



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU
PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

Hugo Leonel Alvarado Soto

Asesorado por el Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, enero de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU
PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

HUGO LEONEL ALVARADO SOTO
ASESORADO POR EL ING. FRANCISCO JAVIER GONZÁLEZ LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|--|
| DECANO | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |
| VOCAL I | Ing. Ángel Roberto Sic García |
| VOCAL II | Ing. Pablo Christian de León Rodríguez |
| VOCAL III | Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa |
| VOCAL IV | Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez |
| VOCAL V | Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez |
| SECRETARIA | Inga. Lesbia Magalí Herrera López |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|--------------------------------------|
| DECANO | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |
| EXAMINADOR | Ing. Francisco Javier González López |
| EXAMINADOR | Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez |
| EXAMINADOR | Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez |
| SECRETARIA | Inga. Lesbia Magalí Herrera López |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 28 de mayo de 2014.



Hugo Leonel Alvarado Soto



Guatemala, 17 de octubre de 2016.
Ref.EPS.DOC.726.10.16.

Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Classon de Pinto.

Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Hugo Leonel Alvarado Soto** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **9617315**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"**.

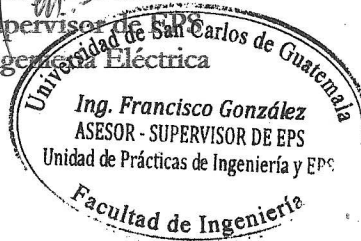
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Francisco Javier González
Asesor-Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
FJA/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIDAD DE EPS

Guatemala 17 de octubre de 2016.
Ref.EPS.D.446.10.16.

Ing. Francisco Javier González
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero González.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Hugo Leonel Alvarado Soto**, quien fue debidamente asesorado y supervisado por el Ing. Francisco Javier González.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor - Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Christa Classon de Pinto
Directora Unidad de EPS



CCdP/ra



Ref. EIME 66. 2016.

Guatemala, 18 de OCTUBRE 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS
EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN
CARLOS DE GUATEMALA,** del estudiante **Hugo Leonel Alvarado
Soto,** que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



sro



REF. EIME 66. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; HUGO LEONEL ALVARADO SOTO titulado: DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 2 DE NOVIEMBRE 2016.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 046.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO PRELIMINAR DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA Y SU PROTECCIÓN ELÉCTRICA PARA LOS EDIFICIOS S9, S10, S11 Y S12 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Hugo Leonel Alvarado Soto**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, enero de 2017

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

| | |
|---------------------|---|
| Dios | Por darme la vida, ser mi guía en todo momento y darme el conocimiento para alcanzar mis metas. |
| Mis padres | Benjamín Alvarado y Nemecia Soto. Gracias por la vida, el amor y apoyo que me brindaron en todo momento. |
| Mi esposa | Carla Moran. Mi amada esposa por el apoyo incondicional, amor, comprensión, estar a mi lado en todo momento, por regalarme mis tres ángeles y animándome a seguir adelante. |
| Mis hijas | Karla, Fernanda y Valentina. Por ser la alegría de mi vida, brindándome su amor, cariño y comprensión, impulsándome a seguir adelante. |
| Mis hermanos | Otto, Saida y Lucrecia Alvarado. Por su cariño y apoyo. |
| Mis sobrinos | Javier, Rocío y Fátima. Por ser la alegría de la familia. |

Mis abuelos

Felipe Soto, Augusto Alvarado (QEPD), María Ana Soto (QEPD), Inocenta Soto (QEPD), por su amor, ejemplo y enseñanza que me brindaron.

AGRADECIMIENTOS A:

| | |
|---|--|
| Universidad de San Carlos de Guatemala | Por darme la oportunidad de enriquecer mis conocimientos. |
| Facultad de Ingeniería | Por la oportunidad que me brindó de adquirir mis conocimientos por medio de mis mentores. |
| Ing. Francisco González | Por su amistad, compartir sus conocimientos, ser mi asesor-supervisor de EPS y brindarme su apoyo incondicional en todo momento. |
| División de Energía del MEM | Por permitirme realizar la práctica final supervisada en sus instalaciones. |
| División de Servicios Generales de la USAC | Por el apoyo en la realización del EPS. |
| Unidad de Servicio Profesional Supervisado | Por apoyarme en el proceso de las diferentes fases del EPS. |
| Ing. Silvio Rodríguez | Por su apoyo en el proceso de EPS. |
| Ing. Murphy Paiz | Por su apoyo en los diplomas y gestión del salón de la primera conferencia. |
| Ing. Guillermo Puente | Por su apoyo en la primera conferencia. |

Ing. Gustavo Orozco

Por compartir sus conocimientos durante la carrera, su orientación y apoyo recibido.

Mis amigos

Luis Alvarado, Carlos Díaz. Por su amistad, compartir sus conocimientos y apoyo.

Mis amigos

Mario Chen, Luis Alvarado, Fernando Quexel, Kukulkan Acual, Selvin Acajabon, Carlos Cruz, etc. Por su amistad y apoyo en el transcurso de la carrera.

Mis compañeros de EPS

Luis Alvarado, Carlos Díaz, Miguel tzunún, José Macario, Giovanni de León, Roberto Patzan, Carlos Cabrera, Felipe Rodríguez, Mario Melgar, Luis Gálvez, Roberto Fuentes, Víctor Benito, Jaime Soria, Luis Velásquez, Iván Contreras. Por su apoyo en el transcurso del EPS.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | IX |
| LISTA DE SÍMBOLOS | XVII |
| GLOSARIO..... | XIX |
| RESUMEN | XXIII |
| OBJETIVOS | XXV |
| INTRODUCCIÓN | XXVII |
| | |
| 1. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS (FASE DE INVESTIGACIÓN) | 1 |
| 1.1. Antecedentes de la institución..... | 1 |
| 1.1.1. Universidad de San Carlos de Guatemala..... | 1 |
| 1.1.2. División de Servicios Generales..... | 2 |
| 1.2. Fuentes de energía renovable en Guatemala..... | 3 |
| 1.2.1. Hidráulica | 4 |
| 1.2.2. Biomasa | 4 |
| 1.2.3. Eólica..... | 4 |
| 1.2.4. Solar | 5 |
| 1.2.5. Geotérmica..... | 6 |
| 1.3. Disminución de emisiones de CO ₂ y el ahorro de combustibles en BEP al generar con energías renovables..... | 6 |
| 1.3.1. Matriz energética | 7 |
| 1.3.2. Emisiones de CO ₂ | 9 |
| 1.3.3. Protocolo de Kioto | 10 |
| 1.3.3.1. Bonos de carbono | 12 |
| 1.4. Aprovechamiento de la radiación solar..... | 13 |

| | | |
|----------|---|----|
| 1.4.1. | Movimiento de la tierra | 13 |
| 1.4.2. | Formas en la que llega la radiación solar a la tierra..... | 15 |
| 1.4.2.1. | Radiación directa | 15 |
| 1.4.2.2. | Radiación difusa | 15 |
| 1.4.2.3. | Radiación de albedo..... | 16 |
| 1.4.3. | Orientación e inclinación de los paneles solares | 16 |
| 1.4.3.1. | Orientación del panel..... | 16 |
| 1.4.3.2. | Inclinación del panel | 17 |
| 1.4.4. | Distancia entre paneles | 19 |
| 1.4.5. | Radiación solar | 21 |
| 1.4.5.1. | Irradancia..... | 21 |
| 1.4.5.2. | Insolación | 21 |
| 1.5. | Componentes de un sistema de generación fotovoltaica | 23 |
| 1.5.1. | Panel fotovoltaico..... | 23 |
| 1.5.1.1. | Cálculo de paneles mínimos y máximos conectados en serie de una fila. | 27 |
| 1.5.1.2. | Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico utilizado como referencia .. | 30 |
| 1.5.2. | Inversor..... | 35 |
| 1.5.2.1. | Características del inversor | 38 |
| 1.5.3. | Medidores..... | 44 |
| 1.5.4. | Estructuras y accesorios | 45 |
| 1.5.5. | Canalización y gabinetes | 52 |
| 1.5.6. | Cableado AC/DC | 53 |
| 1.6. | Protecciones eléctricas | 55 |
| 1.6.1. | Protecciones de DC con interruptores de desconexión integrados..... | 56 |

| | | |
|--------|--|----|
| 1.6.2. | Cajas combinadoras DC con comunicación remota | 58 |
| 1.6.3. | Protección AC | 60 |
| 1.6.4. | Protección contra descargas electroatmosféricas ... | 62 |
| 1.6.5. | Protección de sistemas de puesta a tierra | 64 |
| 1.6.6. | Interruptor termomagnético..... | 67 |
| 1.6.7. | Supresores y filtros | 67 |
| 1.7. | Calidad de la energía | 67 |
| 1.7.1. | <i>Flicker</i> | 68 |
| 1.7.2. | Armónicas | 68 |
| 1.7.3. | Variación de la frecuencia..... | 68 |
| 1.7.4. | <i>Swell</i> | 68 |
| 1.7.5. | <i>Sag</i> | 69 |
| 1.8. | Normas y reglamentos para sistemas de generación renovable y protecciones..... | 69 |
| 1.8.1. | Ley General de Electricidad | 69 |
| 1.8.2. | Norma GDR | 70 |
| 1.8.3. | Normas para sistemas de protección | 70 |
| 2. | FASE TÉCNICO PROFESIONAL..... | 71 |
| 2.1. | Informe ejecutivo del proyecto..... | 71 |
| 2.2. | Elementos necesarios para el diseño del sistema de generación fotovoltaica | 73 |
| 2.2.1. | Potencia demandada y contratada..... | 73 |
| 2.2.2. | Estadística de consumo anual | 74 |
| 2.2.3. | Hora solar pico para la ciudad de Guatemala con ubicación geográfica de la USAC..... | 79 |
| 2.2.4. | Orientación e inclinación de los paneles | 80 |
| 2.2.5. | Cálculo de distancia mínima entre paneles | 81 |

| | | |
|----------|--|-----|
| 2.2.6. | Pérdidas a considerar | 86 |
| 2.3. | Diseño del sistema fotovoltaico | 88 |
| 2.3.1. | Áreas a utilizar | 88 |
| 2.3.1.1. | Área disponible del edificio S9 | 89 |
| 2.3.1.2. | Área disponible del edificio S10 | 92 |
| 2.3.1.3. | Área disponible del edificio S11 | 94 |
| 2.3.1.4. | Área disponible del edificio S12 | 97 |
| 2.3.2. | Cálculo del número de paneles solares | 101 |
| 2.3.2.1. | Cálculo de paneles máximos y mínimos por fila de acuerdo a la temperatura del lugar..... | 102 |
| 2.3.3. | Desarrollo del cálculo de paneles fotovoltaicos | 104 |
| 2.3.4. | Configuración de conexión de panel fotovoltaico .. | 106 |
| 2.3.5. | Materiales del generador fotovoltaico..... | 108 |
| 2.3.6. | Estructuras y soporte..... | 108 |
| 2.3.7. | Calculo de inversores | 112 |
| 2.3.7.1. | Configuración | 114 |
| 2.3.7.2. | Potencia instalada en cada edificio | 115 |
| 2.3.7.3. | Listado de equipo para el segmento de inversores..... | 116 |
| 2.3.8. | Dimensionamiento del cableado eléctrico y ductos | 117 |
| 2.3.8.1. | Cableado en DC desde los paneles hasta la caja de conexiones..... | 118 |
| 2.3.8.2. | Cableado en DC desde la caja de conexiones hasta el inversor..... | 121 |
| 2.3.8.3. | Cableado desde el inversor hasta el tablero de distribución | 127 |

| | | | |
|------|----------|---|-----|
| | 2.3.8.4. | Cableado desde el tablero de distribución hasta la acometida existente del edificio | 130 |
| | 2.3.8.5. | Listado de materiales para el cableado..... | 131 |
| | 2.3.8.6. | Selección de conductores DC y AC ... | 134 |
| | 2.3.8.7. | Selección de ductos (exterior e interior) | 134 |
| 2.4. | | Protecciones del sistema fotovoltaico | 138 |
| | 2.4.1. | Protecciones de corriente continua | 138 |
| | | 2.4.1.1. Diodo | 138 |
| | | 2.4.1.2. Fusible..... | 140 |
| | | 2.4.1.3. Caja de conexión | 140 |
| | | 2.4.1.4. El interruptor termomagnético..... | 141 |
| | 2.4.2. | Protecciones en corriente alterna | 142 |
| | 2.4.3. | Listado de equipo y materiales de las protecciones eléctricas | 145 |
| | 2.4.4. | Sistema de protección de sobrecargas electroatmosféricas | 149 |
| | | 2.4.4.1. Superficie equivalente | 151 |
| 2.5. | | Planos de distribución del sistema fotovoltaico | 162 |
| | 2.5.1. | Distribución como autoprodutores con excedentes de energía | 162 |
| | 2.5.2. | Distribución como GDR..... | 164 |
| 2.6. | | Estimación de producción mensual y anual | 166 |
| | 2.6.1. | Como autoprodutores con excedente de energía | 167 |
| | 2.6.2. | Como GDR utilizando toda el área disponible..... | 171 |
| 2.7. | | Conexión a la red | 173 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| 2.7.1. | Especificaciones técnicas GDR | 173 |
| 2.7.2. | Esquema de conexión | 179 |
| 2.8. | Lista de materiales de caseta, bases y mano de obra..... | 179 |
| 2.9. | Sistemas de puesta a tierra | 181 |
| 2.9.1. | Medición de la resistencia del suelo | 182 |
| 2.9.2. | Resistividad del suelo | 186 |
| 2.9.3. | Selección del tipo de puesta a tierra..... | 187 |
| 2.9.4. | Memoria de cálculo..... | 189 |
| 2.9.5. | Conductores del sistema de puesta a tierra..... | 192 |
| 2.9.6. | Lista de materiales del sistema de puesta a tierra | 195 |
| 2.10. | Análisis económico..... | 197 |
| 2.10.1. | Datos de cobros de las facturas de los edificios | 198 |
| 2.10.2. | Presupuesto del sistema fotovoltaico: costos de materiales, equipos, instalación, montaje, operación y mantenimiento | 203 |
| 2.10.2.1. | Costo por cada kWp Instalado..... | 206 |
| 2.10.3. | Costo de la energía consumida anual | 207 |
| 2.10.4. | Cálculo del costo de la energía generada por el sistema y que puede ser inyectado a la red o consumida en el mismo instante..... | 210 |
| 2.10.5. | Valor presente neto VPN y tasa interna de retorno TIR | 215 |
| 2.11. | Cálculo del VPN y la TIR aprovechando toda el área disponible..... | 223 |
| 2.12. | Cálculo de ahorro de emisiones de dióxido de carbono (CO ₂) y en combustibles al implementar el sistema de generación fotovoltaica. | 228 |
| 3. | FASE DE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE | 231 |

| | | |
|-----------------------|--|-----|
| 3.1. | Enseñanza..... | 231 |
| 3.2. | Plan de contingencia..... | 236 |
| 3.2.1. | Riesgo por fenómenos atmosféricos | 236 |
| 3.2.2. | Riesgo de incendio | 237 |
| 3.2.3. | Riesgos causados por personal humano | 238 |
| 3.2.4. | Mantenimiento preventivo | 239 |
| 3.2.5. | Mantenimiento correctivo | 240 |
| CONCLUSIONES | | 241 |
| RECOMENDACIONES | | 243 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 245 |
| APÉNDICES..... | | 253 |
| ANEXOS..... | | 265 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Matriz energética..... | 7 |
| 2. | Generación del sistema nacional interconectado 2014..... | 8 |
| 3. | Posición de los países con respecto al Protocolo de Kioto..... | 11 |
| 4. | Movimiento de la tierra alrededor del sol..... | 15 |
| 5. | Formas de radiación | 16 |
| 6. | Orientación del panel fotovoltaico | 17 |
| 7. | Inclinación del panel fotovoltaico | 19 |
| 8. | Distancia entre paneles | 20 |
| 9. | Mapa de radiación solar | 22 |
| 10. | Elementos del panel fotovoltaico | 24 |
| 11. | Panel fotovoltaico..... | 25 |
| 12. | Unión de semiconductores tipo p y n..... | 26 |
| 13. | Curva característica I-V | 32 |
| 14. | Distribución correcta para el montaje de inversores..... | 36 |
| 15. | Transmisión de datos desde el inversor | 37 |
| 16. | Comportamiento del algoritmo de perturbación y observación..... | 42 |
| 17. | Diagrama de flujo del comportamiento del algoritmo de conductancia incremental..... | 43 |
| 18. | Medidor bidireccional | 45 |
| 19. | Riel unicanal perforado..... | 47 |
| 20. | Bisagra HD05..... | 48 |
| 21. | Conexión HB06..... | 49 |
| 22. | Ménsula base U.. | 49 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 23. | Omega..... | 50 |
| 24. | Zeta..... | 50 |
| 25. | Estructura para paneles fotovoltaicos | 51 |
| 26. | Rejillas..... | 52 |
| 27. | Cable fotovoltaico de 4 mm ² | 55 |
| 28. | Caja combinadora de corriente directa | 56 |
| 29. | Esquema de conexiones de la caja combinadora | 59 |
| 30. | Gráfica de interrupción de arco | 60 |
| 31. | Protecciones con las que cuenta el Tmax | 62 |
| 32. | Vista lateral de un panel fotovoltaico sobre su estructura | 82 |
| 33. | Parte techada del edificio S9 | 84 |
| 34. | Parte techada del edificio S10 | 85 |
| 35. | Parte techada del edificio S12 | 86 |
| 36. | Vista satelital de los edificios S9, S10, S11 y S12. | 88 |
| 37. | Vista satelital de la terraza del edificio S9 | 89 |
| 38. | Medición de área disponible en el edificio S9 | 90 |
| 39. | Vista satelital de la terraza del edificio S10 | 92 |
| 40. | Área disponible en la terraza del edificio S10 | 93 |
| 41. | Vista satelital de la terraza del edificio S11 | 95 |
| 42. | Medición del área disponible y de los obstáculos del edificio S11 | 96 |
| 43. | Vista satelital de la terraza del edificio S12 | 98 |
| 44. | Área donde se encuentran las antenas en la terraza del edificio S12..... | 99 |
| 45. | Área disponible en la terraza del edificio S12 | 99 |
| 46. | Configuración de las filas de paneles fotovoltaicos..... | 107 |
| 47. | Estructura por fila | 110 |
| 48. | Configuración de inversores | 115 |
| 49. | Superficie equivalente..... | 152 |
| 50. | Pararrayos..... | 159 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 51. | Distribución de filas de paneles en el edificio S9 | 162 |
| 52. | Distribución de filas de paneles edificio S10 | 163 |
| 53. | Distribución de filas de paneles del edificio S11 | 163 |
| 54. | Distribución de filas de paneles del edificio S12 | 164 |
| 55. | Distribución de filas en toda el área disponible del edificio S9 y S10..... | 165 |
| 56. | Distribución de filas en toda el área disponible del edificio S11. | 166 |
| 57. | Esquema de conexión del generador fotovoltaico conectado a la red..... | 179 |
| 58. | Medición entre electrodos | 183 |
| 59. | Conexión del Megger con los electrodos para realizar la medición.. | 183 |
| 60. | Registro de la resistencia del suelo en el Megger | 184 |
| 61. | Placa característica del megger utilizado | 185 |
| 62. | Exposición del seminario 1 | 232 |
| 63. | Participantes del seminario | 233 |
| 64. | Ponentes del seminario 1 | 234 |
| 65. | Exposición del seminario 2..... | 235 |
| 66. | Ponentes del seminario 2 | 236 |

TABLAS

| | | |
|------|---|----|
| I. | Parámetros de temperatura | 28 |
| II. | Degradación del panel fotovoltaico..... | 31 |
| III. | Características eléctricas | 34 |
| IV. | Características térmicas | 35 |
| V. | Características eléctricas del inversor..... | 38 |
| VI. | Promedio de la velocidad del viento comprendido entre los años 1990 y 2012..... | 46 |
| VII. | Valores de resistencia de puesta a tierra | 66 |

- VIII. Potencia contratada y demandada 74
- IX. Consumo promedio del periodo comprendido entre septiembre del 2013 y agosto del 2014 del edificio S9 75
- X. Consumo promedio del periodo comprendido entre septiembre del 2013 y agosto del 2014 del edificio S10 76
- XI. Consumo promedio del periodo comprendido entre septiembre del 2013 y agosto del 2014 del edificio S11 77
- XII. Consumo promedio del periodo comprendido entre octubre del 2013 y septiembre del 2014 del edificio S12..... 78
- XIII. Parámetros de radiación incidente para paneles inclinados 79
- XIV. Medidas del panel fotovoltaico 82
- XV. Mediciones del área realizadas en el edificio S9 90
- XVI. Áreas disponibles del edificio S9 para el proyecto..... 91
- XVII. Mediciones del área realizadas en el edificio S10 93
- XVIII. Áreas disponibles del edificio S10 para el proyecto 94
- XIX. Mediciones del área realizadas en el edificio S11 96
- XX. Áreas disponibles del edificio S11 para el proyecto 97
- XXI. Mediciones del área realizadas del edificio S12 100
- XXII. Áreas disponibles del edificio S12 para el proyecto 101
- XXIII. Listado de paneles fotovoltaicos 108
- XXIV. Cálculo de materiales por edificio 110
- XXV. Listado de materiales para estructuras 111
- XXVI. Potencia instalada en cada edificio..... 116
- XXVII. Listado de inversores para cada edificio 116
- XXVIII. Cálculo de conductor para la primera etapa. 120
- XXIX. Paralelo de la etapa 2 de un solo inversor 122
- XXX. Paralelos etapa 2 a todos los inversores del edificio S9 123
- XXXI. Paralelo etapa dos a todos los inversores del edificio S10 124
- XXXII. Paralelo etapa 2 a todos los inversores del edificio S11 125

| | | |
|----------|--|-----|
| XXXIII. | Paralelo etapa 2 hacia todos los inversores del edificio S12 | 126 |
| XXXIV. | Cálculo de conductor del inversor al tablero | 128 |
| XXXV. | Cálculo de conductor por caída de tensión | 130 |
| XXXVI. | Cálculo de conductor por criterio de corriente | 131 |
| XXXVII. | Listado de materiales para el cableado de cada edificio | 132 |
| XXXVIII. | Cálculo del diámetro de la tubería | 135 |
| XXXIX. | Listado de tubería y accesorios | 136 |
| XL. | Cálculo de interruptor termomagnético para cada sistema de generación..... | 145 |
| XLI. | Listado de materiales de protecciones de cada edificio | 146 |
| XLII. | Coeficiente ambiental C1 | 150 |
| XLIII. | Coeficiente y contenido de estructura | 155 |
| XLIV. | Ocupación de la estructura y consecuencia de los rayos | 156 |
| XLV. | Modelos de pararrayos PDC y sus niveles de protección..... | 159 |
| XLVI. | Listado de materiales para la protección de descargas atmosféricas | 161 |
| XLVII. | Generación del sistema fotovoltaico del edificio S9 y S12..... | 168 |
| XLVIII. | Generación del sistema fotovoltaico del edificio S10 | 169 |
| XLIX. | Generación del sistema fotovoltaico del edificio S11 | 170 |
| L. | Resumen de generación anual utilizando toda el área disponible de los edificios S9, S10, S11 y S12. | 172 |
| LI. | Materiales de caseta, levantado y bases de estructuras. | 180 |
| LII. | Mano de obra del proyecto..... | 181 |
| LIII. | Medición de resistencia del suelo | 185 |
| LIV. | Resultados de la resistividad del suelo obtenidos por las mediciones ... | 186 |
| LV. | Calibre de conductor de tierra con base en la acometida | 193 |
| LVI. | Calibre del conductor de tierra con base en dispositivos de sobrecorriente .. | 194 |
| LVII. | Listado de materiales del sistema de puesta a tierra | 195 |

| | | |
|----------|---|-----|
| LVIII. | Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S9..... | 199 |
| LIX. | Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S10..... | 200 |
| LX. | Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S11..... | 201 |
| LXI. | Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S12..... | 202 |
| LXII. | Costo del proyecto del edificio S9..... | 203 |
| LXIII. | Costo del proyecto del edificio S10..... | 204 |
| LXIV. | Costo del proyecto del edificio S11..... | 205 |
| LXV. | Costo del proyecto del edificio S12..... | 206 |
| LXVI. | Costo del kWp de cada edificio..... | 207 |
| LXVII. | Promedio de tarifas de baja tensión con demanda fuera de punta | 208 |
| LXVIII. | Promedio de tarifas de baja tensión con demanda en punta | 209 |
| LXIX. | Precio de la energía generada en el edificio S9 | 211 |
| LXX. | Precio de la energía generada en el edificio S10 | 212 |
| LXXI. | Precio de la energía generada en el edificio S11 | 213 |
| LXXII. | Precio de la energía generada en el edificio S12 | 214 |
| LXXIII. | Cálculo de VPN y TIR del edificio S9..... | 216 |
| LXXIV. | Cálculo de VPN y TIR del edificio S10 | 218 |
| LXXV. | Cálculo de VPN y TIR del edificio S11 | 220 |
| LXXVI. | Cálculo de VPN y TIR del edificio S12 | 222 |
| LXXVII. | Cálculo de VPN y TIR para el edificio S9 y S10 utilizando toda el área..... | 225 |
| LXXVIII. | Cálculo de VPN y TIR para el edificio S11 utilizando toda el área | 227 |
| LXXIX. | Cálculo de toneladas de CO ₂ ahorradas siendo autoprodutores con excedentes de energía | 228 |

| | | |
|---------|--|-----|
| LXXX. | Cálculo de toneladas de CO ₂ ahorradas utilizando toda el área disponible como GDR..... | 229 |
| LXXXI. | Cálculo de ahorro de combustibles anual como autoprodutores con excedentes de energía | 230 |
| LXXXII. | Cálculo de ahorro de combustibles anual como GDR..... | 230 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Significado |
|-------------------------------|--|
| A | Amperio |
| BTDfp | Baja tensión demanda máxima fuera de punta |
| BTDp | Baja tensión demanda máxima en punta |
| BEP | Barriles equivalentes de petróleo |
| CER | Certificados de emisiones reducidas |
| NEC | Código Eléctrico Nacional |
| CNEE | Comisión Nacional de Energía Eléctrica |
| AC | Corriente alterna |
| DC | Corriente directa |
| ρ | Densidad |
| d | Día |
| CO₂ | Dióxido de carbono |
| $^{\circ}$ | Grado |
| $^{\circ}$C | Grado celsius |
| h | Hora |
| HSP | Hora solar pico |
| Hz | Hercio |
| kg | Kilogramo |
| kg/kWh | Kilogramo por kilo vatio hora |
| km²/año | Kilómetro cuadrado por año |
| kV | Kilo voltio |
| kW | Kilo vatio |
| kWmax | Kilo vatio máximo |

| | |
|---------------------------|------------------------------------|
| kWp | Kilo vatio pico |
| kWh | Kilo vatio hora |
| kW/ m² | Kilo vatio por metro cuadrado |
| kWh/ m² | Kilo vatio hora por metro cuadrado |
| LGE | Ley General de Electricidad |
| l | Longitud |
| m | Metro |
| m² | Metro cuadrado |
| m/s | Metro por segundo |
| mm | Milímetro |
| mm² | Milímetros cuadrados |
| núm | Numero |
| Ω | Ohmio |
| % | Porcentaje |
| T | Temperatura |
| T_{máx} | Temperatura máxima |
| T_{mín} | Temperatura mínima |
| t | Tonelada |
| V | Voltio |
| W | Vatio |
| W/m² | Vatio por metro cuadrado |

GLOSARIO

| | |
|-------------------------------|---|
| Bajante | Es el conductor conectado eléctricamente entre el pararrayos y la puesta a tierra, su función es conducir las corrientes de rayo que puedan incidir sobre la instalación. |
| Conexión equipotencial | Es la conexión eléctrica entre dos o más puntos, que ante el paso de alguna corriente, quede al mismo potencial. |
| DIGA | Dirección General de Administración. |
| Efecto fotoeléctrico | Consiste en la emisión de electrones por un material, al incidir sobre él una radiación electromagnética. |
| EGSSA | Empresa Eléctrica Guatemalteca Sociedad Anónima. |
| EPS | Ejercicio profesional supervisado. |
| GDR | Es la generación de electricidad con recursos renovables y los cuales se conectan a la red de distribución, con un aporte de potencia neta menor o igual a 5 MW. |
| INSIVUMEH | Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología. |

| | |
|---------------------------|---|
| IVA | Impuesto al valor agregado. |
| MEM | Ministerio de Energía y Minas. |
| NTGDR | Norma técnica de generador distribuido renovable. |
| NASA | Administración Nacional de la Aeronáutica y del espacio. |
| NFPA | Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos. |
| NTGDR | Norma técnica de generador distribuido renovable |
| Inversor | Es un dispositivo electrónico que transforma la corriente continua en corriente alterna. |
| Panel fotovoltaico | Es un conjunto de células fotovoltaicas conectadas. El cual al recibir la luz produce electricidad por medio del efecto fotovoltaico. |
| Pararrayos | Es un elemento metálico resistente a la corrosión, su función es interceptar los rayos que puedan impactar sobre la instalación a protegerse. |
| Pascal | Es la presión que ejerce una fuerza de un newton sobre una superficie de un metro cuadrado normal a la misma. |

| | |
|--------------------------|--|
| Puesta a tierra | Son los elementos de conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una parte metálica en común, distribuyendo las corrientes de falla en el suelo. |
| Punto de conexión | Es el lugar del sistema de distribución de energía eléctrica donde se conecta el GDR. |
| Telurómetro | Es un equipo que se utiliza para la medición de la resistividad o resistencia de la puesta a tierra. |
| USAC | Universidad de San Carlos de Guatemala. |

RESUMEN

El trabajo de graduación que se presenta, fue realizado dentro del programa de ejercicio profesional supervisado de la Facultad de Ingeniería. Como un aporte a la Dirección General de Administración de la Universidad de San Carlos de Guatemala, se realizó el diseño preliminar de un sistema de generación fotovoltaica y sus protecciones eléctricas para cada uno de los edificios S9, S10, S11 y S12 que son administrados por la Unidad de Servicios Generales.

El trabajo se divide en tres fases: 1) fase de investigación; 2) fase técnico profesional; 3) fase de enseñanza-aprendizaje.

En la fase de investigación se describen los antecedentes y fundamentos teóricos para el diseño de los sistemas de generación fotovoltaica. Inicialmente se revisan las fuentes de energía renovable en Guatemala y las formas en que pueden disminuirse las emisiones de CO₂ con base en la potencia instalada. Se continúa explicando la forma en que puede aprovecharse la radiación solar para generar energía eléctrica por medio de paneles solares que forman parte del sistema de generación fotovoltaica. Finalmente, se describen los componentes que permiten el correcto funcionamiento de cada sistema, tomando en cuenta las protecciones eléctricas, la calidad de energía, así como las normas y reglamentos para el diseño preliminar de estos sistemas de generación de energía renovable.

La fase técnico profesional se inicia con la presentación de un informe ejecutivo del estudio realizado. Seguidamente se describe la metodología de

trabajo utilizada: inicia con el análisis de los elementos necesarios para el diseño preliminar del sistema de generación fotovoltaica; continúa con la descripción de las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico y sus protecciones, la elaboración de planos para cada sistema, la estimación de producción mensual y anual, la descripción de especificaciones de conexión a la red según la cantidad de energía a generar, la descripción de los sistemas de puesta a tierra y un análisis económico de la implementación de este sistema. Para finalizar esta fase se describe la distribución de paneles fotovoltaicos aprovechando toda el área disponible en los edificios y el análisis de factibilidad para convertir el sistema en GDR; además, de un análisis del impacto ambiental de la utilización de energía renovable por la disminución en el uso de combustibles y la consiguiente emisión de CO₂.

En la fase de enseñanza-aprendizaje se describen las capacitaciones impartidas a estudiantes y público en general sobre generación fotovoltaica; se desarrolla el plan de contingencia tomando en cuenta los distintos tipos de riesgo; el mantenimiento tanto preventivo como correctivo del sistema de generación fotovoltaica y sus protecciones. Este plan busca garantizar el buen funcionamiento del sistema.

La principal conclusión del trabajo es que los edificios mencionados reúnen las condiciones para la instalación de sistemas de generación fotovoltaica que cubran el consumo actual de energía e incluso en tres de ellos pueda aprovecharse la totalidad de área disponible para convertirlos en GDR. Estos sistemas redundarán en el ahorro de recursos económicos y protección del medio ambiente al reducir el consumo de combustibles y la emisión de CO₂.

OBJETIVOS

General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un proyecto de generación fotovoltaica y su protección eléctrica para los edificios S9, S10, S11 y S12 de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Específicos

1. Utilizar el análisis estadístico y recopilación de información para encontrar el promedio en el consumo de energía, radiación solar, resistividad del suelo y así diseñar el sistema adecuado en cada edificio.
2. Diseñar los sistemas de generación fotovoltaica y su protección en las terrazas de los edificios S9, S10, S11 y S12.
3. Hacer una evaluación económica del sistema fotovoltaico.
4. Encontrar los beneficios económicos y ambientales al no consumir combustibles fósiles derivados del petróleo evitando emitir dióxido de carbono al medio ambiente.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica utilizada en Guatemala depende en gran parte de los derivados del petróleo. En proyectos actuales y a corto plazo, las alternativas para la generación de energía limpia y renovable son: hidroeléctricas mayores de 5 MW, pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 5 MW, geotérmica, biomasa, eólica y solar. Esta última ha sido muy poco explotada, a pesar de que la radiación solar es una energía renovable abundante en nuestro planeta y puede ser aprovechada por medio de paneles solares fotovoltaicos instalados en espacios libres.

Con sistemas solares fotovoltaicos se puede utilizar la energía proveniente del sol en forma de radiación, por medio del efecto fotovoltaico en paneles solares que generan corriente directa por medio de celdas fotovoltaicas construidas con material semiconductor a base de silicio. Estas celdas pueden configurarse en serie o en paralelo, dependiendo del voltaje o corriente de diseño. La corriente se transforma en alterna a través de inversores que pueden ser conectados a la red por medio de un contador bidireccional y protecciones adecuadas. El contador bidireccional registra lo inyectado a la red y lo consumido, siendo la diferencia de las dos lecturas el consumo a pagar. En caso de inyectar a la red más energía de la que se consume, esta queda registrada como crédito para el futuro hasta consumirse el excedente.

La Universidad de San Carlos de Guatemala cuenta con espacios libres, principalmente las terrazas de los edificios, para la instalación de paneles que le permitan generar energía eléctrica para cubrir su consumo, o bien, generar una

mayor cantidad de energía aprovechando toda el área disponible para la instalación de paneles. De esta forma la USAC podría disminuir el consumo de energía eléctrica proveniente de la Empresa Eléctrica de Guatemala que provee el servicio, ahorrar en recursos económicos y contribuir a la conservación del medio ambiente con la reducción del uso de combustibles y la emisión de CO₂.

Considerando lo anterior, en este trabajo se presentan los resultados del estudio realizado para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en los edificios S9, S10, S11 y S12 de la Universidad de San Carlos de Guatemala. En un primer momento fue importante revisar los fundamentos teóricos para la generación de energía renovable, los componentes de estos sistemas y las normativas que sirven como guía para su diseño, los cuales son presentados en el primer apartado del documento.

Con esta base teórica, se procedió a la evaluación técnico-profesional detallada de cada uno de los elementos necesarios para el diseño, incluyendo un análisis del impacto económico que tendría la implementación del sistema en cada edificio. Los resultados se presentan en el segundo apartado del documento.

En el tercer apartado se presenta un momento importante para la implementación de estos sistemas, dar a conocer los resultados del estudio y las características del diseño a distintos públicos (profesionales, estudiantes, público en general). Y se propone un plan de contingencia que permita actuar oportunamente para proteger de manera adecuada al sistema de generación, el equipo utilizado y al personal que lo opera.

El documento concluye con conclusiones y recomendaciones derivadas de este trabajo, esperando contribuir a que la Universidad de San Carlos de Guatemala se beneficie de las ventajas que suponen la utilización de sistemas de generación fotovoltaica.

1. ANTECEDENTES Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS (FASE DE INVESTIGACIÓN)

1.1. Antecedentes de la institución

El obispo Francisco Marroquín le envía una carta en agosto de 1548 al monarca español para que le autorice fundar una universidad. La ciudad se encontraba en el valle de Panchoy y la petición no fue escuchada. Cuando el obispo falleció en 1563 dejó 2 000 pesos para fundar el Colegio Mayor, al que llamaron Santo Tomas fundado en 1620, estando a cargo del mismo los dominicos, en donde se impartía arte, filosofía y teología. En 1660 el obispo Payo Enríquez solicitó nuevamente a la corona la autorización de la universidad de Guatemala siendo autorizada en 1676. Se funda la universidad por Carlos II ubicada en Santiago de Guatemala conocida actualmente como Antigua Guatemala, en la cual se impartían 7 cátedras. Luego de la organización para que empezara a funcionar la universidad, en 1681 se empiezan a dar clases entre ellas teología, artes, kaqchiquel, leyes y medicina. En 1780 el Papa Inocencio XI le otorga el título de pontificia. Después de los terremotos de 1773, se traslada la universidad en 1777 al Valle de la Ermita. En 1944 con la revolución se decreta la Autonomía de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

1.1.1. Universidad de San Carlos de Guatemala

El campus central está ubicado en la zona 12 de la ciudad capital y además cuenta con centros regionales con los cuales se ha descentralizado la educación superior de esta casa de estudios.

Se divide en unidades académicas como facultativas, escuelas y centros regionales para atender a la población estudiantil en sus diferentes carreras a nivel licenciatura; cuenta con carreras técnicas y profesorados, además, tiene formación a nivel de postgrado: maestrías, doctorados y especializaciones.

La misión y visión de la Universidad de San Carlos de Guatemala indican:

Misión: “En su carácter de única universidad estatal le corresponde con exclusividad dirigir, organizar y desarrollar la educación superior del estado y la educación estatal, así como la difusión de la cultura en todas sus manifestaciones. Promoverá por todos los medios a su alcance la investigación en todas las esferas del saber humano y cooperará al estudio y solución de los problemas nacionales”¹.

Visión: La Universidad de San Carlos de Guatemala es la institución de educación superior estatal, autónoma, con cultura democrática, con enfoque multi e intercultural, vinculada y comprometida con el desarrollo científico, social, humanista y ambiental, con una gestión actualizada, dinámica, efectiva y con recursos óptimamente utilizados, para alcanzar sus fines y objetivos, formadora de profesionales con principios éticos y excelencia académica”².

1.1.2. División de Servicios Generales

La División de Servicios Generales forma parte de la Dirección General de Administración y se encuentra ubicado en el edificio DIGA a un costado de rectoría en el campus central. En 1981 de acuerdo al acta núm. 26-81, en su

¹ *Misión y visión*. <https://www.usac.edu.gt/misionvision.php>. Consulta: 15 de abril de 2015.

² *Ibíd.*

inciso 3.12 fue aprobada por el Consejo Superior Universitario la División de Servicios Generales.

Su función es el control técnico y administrativo de los proyectos de obra física, los programas de mantenimiento y servicios que se desarrollan en la Universidad de San Carlos de Guatemala brindando una cobertura en el campus central, centros regionales y propiedades de la universidad.

1.2. Fuentes de energía renovable en Guatemala

Guatemala cuenta con fuentes de energía renovable las cuales al ir en aumento para generar energía eléctrica contribuirán al cambio de la matriz energética. Entre el 2014 y 2015 han entrado en operación dos proyectos de generación de energía solar fotovoltaica una de 5 MW y la segunda de 50 MW, adicionalmente en abril de 2015 empezó a funcionar el proyecto de energía eólica denominado San Antonio el Sitio en Villa Canales de 52,1 MW. Estos proyectos se sumaron a los hidroeléctricos y geotérmicos que se encuentran en operación en los distintos lugares del país donde el recurso para la generación está disponible.

Entre las fuentes de energía renovable con que cuenta Guatemala están:

- Hidráulica
- Biomasa
- Eólica
- Solar
- Geotérmica

1.2.1. Hidráulica

La generación de energía eléctrica por medio de la energía hidráulica se obtiene por el movimiento del agua aprovechando los cauces de los ríos y se busca una caída pronunciada o por medio de un embalse para aprovechar su energía potencial. Esta se conduce por medio de un canal de conducción, un desarenador, un aliviadero para transportarla por una tubería que tenga una altura adecuada para el tipo de turbina a utilizar para luego transformar esta energía potencial en energía mecánica moviendo unas turbinas las cuales a su vez están interconectadas con un generador eléctrico. La energía eléctrica producida posteriormente se transforma al nivel de voltaje de la interconexión.

1.2.2. Biomasa

Es la obtenida por residuos de origen animal o vegetal por medio de reacciones químicas de los mismos, entre estos también se encuentran los biocombustibles. Hay tres órdenes de biomasa:

- Primarias: las cuales se encuentran en los seres fotosintéticos.
- Secundarias: estas la conforman los animales herbívoros los cuales se alimentan de las biomasa primarias.
- Terciaria: la conforman los animales carnívoros que se alimentan de la biomasa secundaria.

1.2.3. Eólica

Es la que se produce por la velocidad del viento, por medio de aerogeneradores, los cuales son accionados por las aspas para convertir esa

fuerza del viento en energía eléctrica, la cual se puede aprovechar instalando parques de aerogeneradores en función de la dirección del viento.

De acuerdo al Departamento de Energías Renovables del MEM, en Guatemala hay 2 proyectos: el primero denominado San Antonio el Sitio ubicado en Villa Canales, el cual ya empezó a operar en abril con una capacidad instalada de 52,1 MW; el segundo en construcción denominado Viento Blanco ubicado en San Vicente Pacaya, Escuintla, con una capacidad instalada de 20 MW. Y uno en trámite, denominado La Cumbre, ubicado en Jutiapa, Jutiapa, con una capacidad instalada de 50 MW.

1.2.4. Solar

Es la que se produce con el aprovechamiento de la radiación solar la cual hay que captarla y concentrarla en celdas solares para transformarla en energía eléctrica por medio de paneles solares fotovoltaicos principalmente formados por celdas de silicio ya que es el recurso más económico y abundante en la tierra. Además, se puede utilizar la radiación solar para sistemas de calentamiento de agua y otros usos.

De acuerdo al Departamento de Energías Renovables del MEM, hay 2 proyectos en operación y 6 proyectos en construcción. Los proyectos en operación son: en el techo de Fontana de Trevi S. A. ubicada en Usumatlán, Zacapa, con una capacidad instalada de 0,135 MW; Central Solar Fotovoltaica de 5 MW ubicada en Estanzuela, Zacapa. En febrero de 2015 se inauguró la planta denominada Planta Solar Fotovoltaica de 50 MW ubicada en Chiquimulilla, Santa Rosa, con una capacidad instalada de 50 MW.

1.2.5. Geotérmica

Es la que aprovecha el calor interno de la tierra por medio del vapor naturalmente extraído para poder convertirla en energía eléctrica por medio de elementos de transformación.

De acuerdo al Departamento de Energías Renovables del MEM, Guatemala cuenta con dos proyectos en operación: Orzunil ubicado en Zunil, Quetzaltenango, con una capacidad instalada de 24 MW y Ortitlán ubicado en San Vicente Pacaya, Escuintla, con capacidad instalada de 25,2 MW. Un proyecto en construcción denominado Planta Geotérmica el Ceibillo en Amatitlán, Guatemala, con una capacidad instalada de 25 MW; y un proyecto en trámite denominado Cerro Blanco ubicado en Asunción Mita, Jutiapa, con una capacidad instalada de 50 MW.

1.3. Disminución de emisiones de CO₂ y el ahorro de combustibles en BEP al generar con energías renovables

Para realizar el cálculo del ahorro monetario de combustibles al generar con energías renovables se tiene que hacer uso del tipo de cambio que de acuerdo al Banco de Guatemala para el 16 de octubre de 2015 es de Q. 7,66/USD³. Para el cálculo de los barriles equivalentes de petróleo para producir un MWh se utilizan 1,6139 BEP.⁴

³ Banco de Guatemala. *Tipo de cambio.* <http://www.banguat.gob.gt/cambio/historico.asp?kmoneda=02&ktipo=5&kdia=16&kmes=10&kanio=2015&kdia1=16&kmes1=10&kanio1=2015&submit1=Consultar>. [Consulta: 19 de octubre de 2015.].

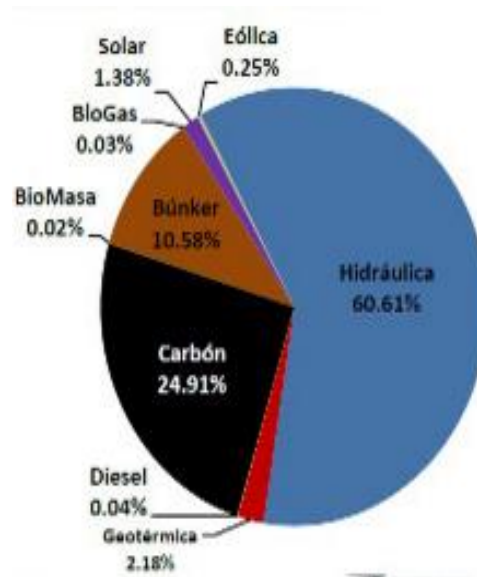
⁴ Olade sien. *Guía M5: Metodología de conversión de unidades.* www.sistemamid.com/download.php?a=82116. p. 12. [Consulta: 19 de octubre de 2015.].

Las emisiones de CO₂/kWh generado es con base en las energías que se usan para la generación de energía eléctrica por lo que a continuación se analizarán ciertos periodos de la matriz energética.

1.3.1. Matriz energética

La matriz energética para el periodo comprendido entre el 27 de septiembre al 03 de octubre de 2015 tiene una generación de energía no renovable del 35,53 % y energía renovable 64,47 %.

Figura 1. Matriz energética

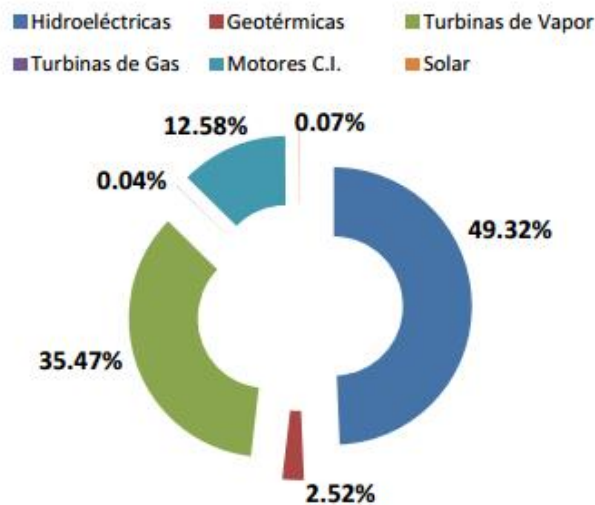


Fuente: *Monitoreo del mercado*. http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/wp_monitoreo-mercado.html. Consulta: 18 de octubre de 2015.

La generación del sistema nacional interconectado en el 2014 de acuerdo al MEM fue de 49,32 % hidroeléctricas, 2,52 % geotérmicas, 35,47 % turbinas

de vapor, turbinas de gas 0,04 %, motores de combustión interna 12,58 %, solar 0,07 %. Lo cual se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 2. **Generación del sistema nacional interconectado 2014**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. *Informe de estadísticas 2014*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/05/Informe-de-Estadasticas-Energ%C3%A9ticas-2014.pdf>. Consulta: 18 de octubre de 2015.

La matriz energética está cambiando constantemente debido a los proyectos nuevos de energía renovable que se han conectado al sistema. A continuación, se verán las diferencias entre el 2014 y el periodo analizado en el 2015. La energía solar aumentó de 0,07 % a 1,38 %, la energía eólica inició operaciones en el 2015 aportando un 0,25 %, la geotérmica tuvo una disminución de 0,34 % pero esto solo se debe a operación ya que la capacidad instalada se mantiene, biogás 0,03 % y biomasa 0,02 %.

Otro tipo de generación que cambia la matriz energética con respecto al 2014 fue la entrada de generación con carbón la cual está aportando 24,91 %

en el periodo evaluado de 2015. Además, el ingreso de la planta fotovoltaica de 50 MW y la planta de generación eólica de 52,1 MW, lo cual ha disminuido la generación con motores de combustión interna y turbinas de vapor.

1.3.2. Emisiones de CO₂

La emisión de CO₂ es un contaminante para el ambiente el cual se puede disminuir con generación de energía con medios renovables. La generación fotovoltaica contribuiría a reducir un 0,5 Kg. Por cada kWh generado⁵, este dato es tomado como un mixeléctrico promedio ya que la generación es por varias fuentes de energía.

A continuación, se analizarán los comportamientos de la contaminación de CO₂ en función de la fuente de generación.

- Hidroeléctrica, solar, eólica no generan CO₂.
- Geotérmica si genera CO₂ en pequeñas cantidades.
- Biomasa, produce más CO₂ que los combustibles fósiles, pero como se pueden sembrar más árboles o recuperar lo que se quema si existe un sistema de uso responsable de la materia prima lo cual compensa lo que se contamina ya que las nuevas plantaciones absorben CO₂. Y se equilibra, siempre y cuando se haga en pequeñas cantidades. Pero si no es controlada la materia prima esto si trae consecuencias severas para el medio ambiente.

⁵ *Calculadora de emisiones de CO₂*. <http://www.sunearthtools.com/es/tools/CO2-emissions-calculator.php#contnsts>. [Consulta: 18 de octubre de 2015.].

- Biogás se puede producir por medio de desechos en metano u otro gas, cada tonelada de metano es equivalente a 21 toneladas de CO₂, por lo que esto genera bonos de carbono.
- Bunker, diésel y carbón son combustibles fósiles que son los que más contaminan el ambiente con CO₂, y son los que contribuyen al calentamiento global por medio del efecto invernadero.

1.3.3. Protocolo de Kioto

Este protocolo es un acuerdo internacional sobre el cambio climático entre 2008 y 2012 cuyo objetivo es la reducción en un 5 % de las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero con base en las emisiones de 1990, y con el aporte de cada país la reducción de la contaminación a nivel mundial.

A continuación, se presenta la emisión de gases a disminuir; entre estos, los 3 últimos son gases industriales fluorados:

- Dióxido de carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Oxido nitroso (N₂O)
- Hidrofluorocarburos (HFC)
- Perfluorocarburos (PFC)
- Hexafloruro de azufre (SF₆)

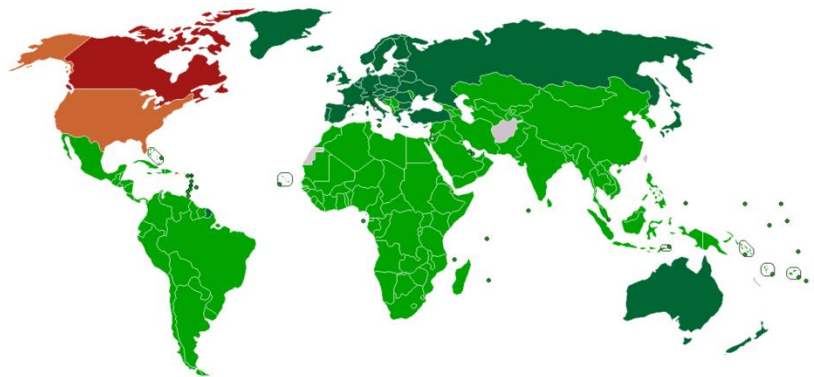
El protocolo de Kioto entró en vigor en el 2005. En 2009, 187 países lo ratificaron con excepción de Estados Unidos. Además de que los países participantes se comprometieron a reducir las emisiones de gases que provocan el efecto invernadero y como consecuencia el calentamiento global,

promovieron que al utilizar energías no convencionales haya un desarrollo sostenible y así disminuir el calentamiento global.

Al protocolo se le da un nuevo periodo en la conferencia número 18 de la cumbre del clima en la cual se ratifica un segundo periodo de 8 años el cual comprende desde inicio del año 2013 a finales del 2020 en el que no están incluidos Estados Unidos que no había ratificado desde el 2009, Canadá y Rusia que no respaldaron la prórroga.

Los países desarrollados se comprometieron a continuar con el financiamiento a largo plazo.

Figura 3. **Posición de los países con respecto al Protocolo de Kioto**



Posición de los diversos países en 2011 respecto del Protocolo de Kioto. ■ Firmado y ratificado (Anexo I y II). ■ Firmado y ratificado. ■ Firmado pero con ratificación rechazada. ■ Abandonó. ■ No posicionado.

Fuente: *Protocolo de Kioto sobre el cambio climático*.

https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico. Consulta:

31 de octubre de 2015.

En la cumbre de París sobre el cambio climático⁶ se reunieron 195 países incluyendo a Estados Unidos en diciembre del 2015, en el cual se logró el acuerdo sobre el cambio climático para no sobrepasar al final del siglo los 2 grados de la temperatura y crear un fondo de 100 000 millones de dólares al año. Dicho acuerdo entra en vigencia en el 2020 en sustitución del protocolo de Kioto, pero siempre encaminado a la reducción de emisiones de gases que provoquen un efecto invernadero.

1.3.3.1. Bonos de carbono

También se le llaman créditos de carbono. Estos son implementados con base en Protocolo de Kioto; ya que es uno de los mecanismos para reducir la emisión de gases que producen el efecto invernadero. Para esto el protocolo divide en dos formas los países: los desarrollados que se les exige la regulación de emisión de gases y los que están en vías de desarrollo se les motiva a no contribuir con la contaminación.

Los países que deben cumplir con las normas del protocolo son únicamente los que están adheridos y que lo ratificaron.

Los bonos de carbono fueron presentados en 1993 por Graciela Chichilnisky una economista argentina. Un bono de carbono consiste en el derecho de emitir una tonelada de CO₂. Estos bonos son canjeables y se van a favorecer los que disminuyan sus emisiones y los que contaminan tendrán que

⁶ *Cumbre de París sobre el cambio climático.*
http://internacional.elpais.com/internacional/2015/12/12/actualidad/1449910910_209267.html.
[Consulta: 30 de diciembre de 2015.].

pagar por los mismos. Por lo que al reducir la emisión de dióxido de carbono se pueden obtener estos bonos y se le pueden vender en el mercado de bonos de carbono a los países industrializados y así obtener beneficios económicos. El precio es el que se determine en el mercado de los bonos de carbono. Con esto se benefician los que disminuyen la contaminación y los que contaminan más tienen que pagar por los mismos.

Con la reducción de emisiones de efecto invernadero se obtienen certificados de emisiones reducidas (CER) por cada tonelada de dióxido de carbono que se deja de emitir y para obtener los mismos aplica la generación de energía renovable.

1.4. Aprovechamiento de la radiación solar

La energía solar que llega hasta la tierra se puede aprovechar para generar energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos los cuales están compuestos por celdas que se conectan internamente en serie o en paralelo de acuerdo al fabricante, estas celdas están hechas de material semiconductor principalmente de silicio que es un material abundante en la tierra captando la energía solar para transformarla en energía eléctrica.

1.4.1. Movimiento de la tierra

La tierra tiene una rotación alrededor del sol en forma elíptica la cual dura un año en completarse y por otro lado se tiene la rotación alrededor de su eje completándose en un día.

Otro dato importante es que el eje de rotación de la tierra tiene una declinación solar de $23,45^{\circ}$ cambiando durante la trayectoria de la elíptica de $+23,45^{\circ}$ a $-23,45^{\circ}$ con respecto al plano elíptico.

La órbita de la tierra que tiene su trayectoria elíptica alrededor del sol se divide en 4 estaciones del año en las cuales se tiene 2 equinoccios y 2 solsticios los cuales son:

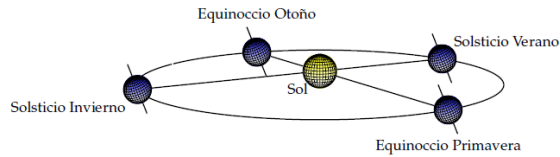
- Equinoccio de otoño el cual se presenta el 22 de septiembre
- Equinoccio de primavera el cual se presenta el 20 de marzo

En los equinoccios, la declinación solar se anula y el día tiene el mismo tiempo de duración que la noche ya que los dos polos están a la misma distancia del sol.

- Solsticio de verano se presenta entre el 21 y 22 de junio, en este punto la declinación solar es $+23.45^{\circ}$ y el sol se presenta en su posición más alta y además el día cuenta con más horas con respecto a la noche.
- Solsticio de invierno se presenta entre el 21 y 22 de diciembre. En este punto la declinación solar es -23.45° y el sol se presenta en su posición más baja con respecto a todo el año y por consiguiente el día tiene menos horas con respecto a la noche. Como este es el punto más desfavorable durante el año, se toma como referencia para el cálculo de las sombras que se puedan tener con respecto a obstáculos o las filas del sistema fotovoltaico.

En los solsticios, el ecuador está alejado mientras los polos más cerca del sol.

Figura 4. **Movimiento de la tierra alrededor del sol**



Fuente: PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, Óscar. *Energía Solar*. p. 5.

1.4.2. **Formas en la que llega la radiación solar a la tierra**

La radiación que emite el sol al llegar a la tierra se divide en tres formas:

- Directa
- Difusa
- De albedo

1.4.2.1. **Radiación directa**

Es la que no encuentra ningún obstáculo y penetra a la atmosfera en forma directa del sol.

1.4.2.2. **Radiación difusa**

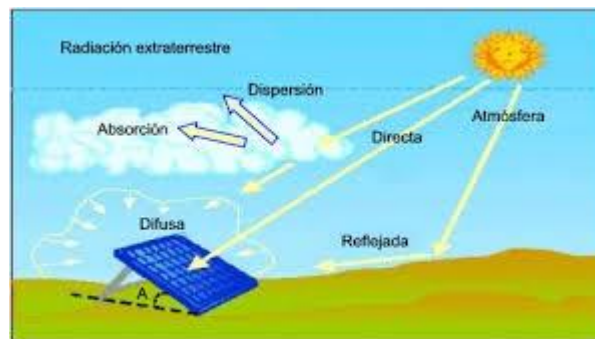
Es la que llega después de ser dispersada por nubes agua u otro elemento.

1.4.2.3. Radiación de albedo

Es la que se da por la reflexión como por ejemplo lagos, vidrios de edificios, nieve, desierto, etc.

A continuación, se representan las distintas formas de radiación:

Figura 5. Formas de radiación



Fuente: *La energía solar fotovoltaica.*

[https://laproduccionenergetica.wikispaces.com/La+energ%C3%ADa+solar+fotovoltaica.](https://laproduccionenergetica.wikispaces.com/La+energ%C3%ADa+solar+fotovoltaica)

Consulta: 25 de septiembre de 2015.

1.4.3. Orientación e inclinación de los paneles solares

La orientación e inclinación son dos datos importantes para el diseño de un sistema fotovoltaico. Los cuales se describen a continuación:

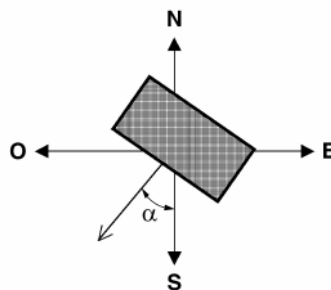
1.4.3.1. Orientación del panel

La orientación de los paneles tiene que ver en qué posición se encuentra el lugar a instalarlos por lo que su dirección debe ser hacia el ecuador. Si se

encuentran en la parte norte de la tierra se orientan hacia el sur y si se encuentran en la parte sur se orientan hacia el norte.

Para la orientación se utiliza el ángulo de azimut α .

Figura 6. **Orientación del panel fotovoltaico**



Fuente: *Código técnico de la edificación, sección HE5 energía solar fotovoltaica.*
www.gobiernodecanarias.org/industria/fotovoltaica_cte.pdf. p. 12. Consulta: 8 de septiembre de 2015.

Para el presente proyecto se utiliza un azimut igual a cero con orientación directamente hacia el sur por la ubicación geográfica del proyecto.

1.4.3.2. Inclinación del panel

Para el diseño de la inclinación de los paneles solares se debe tomar en cuenta la inclinación óptima para poder captar la mayor radiación solar durante el año, tomando en cuenta la latitud, del lugar ya que con respecto a esta se puede obtener la inclinación adecuada. Otro factor que se debe tomar en cuenta es la decisión de qué sistema se va a utilizar. Entre estos se tiene el fijo que no necesita mayor mantenimiento ya que el panel mantiene una misma inclinación durante todo el tiempo y, el con seguidor o movable en el cual se

puede captar más energía ya que hay un movimiento de la inclinación durante el día. Esto eleva el mantenimiento, por los motores que mantienen los paneles en dirección al movimiento del sol para tener una mejor captación de energía.

Para el sistema fijo hay que tomar una decisión óptima, ya que este ángulo no variará en el transcurso del año, por lo que hay tres alternativas.

- Con ángulo de inclinación igual a la latitud. Este se usa para un diseño sin variantes durante todo el año.
- Con ángulo de inclinación igual a la latitud + 15°, utilizado en la época de invierno.
- Con ángulo de inclinación igual a la latitud - 15°, utilizado en la época de verano.

Para el presente diseño se utiliza inclinación igual a la latitud, debido a que los edificios de la universidad se encuentran a una latitud de 14,58°.

Para el cálculo de la inclinación se puede hacer uso de la ecuación 1⁷ donde β , se puede calcular para todo el año tanto en invierno como en verano:

$$\beta = 0.96 \times \text{Latitud. Ec. 1}$$

Donde:

β es el ángulo de inclinación respecto a la horizontal.

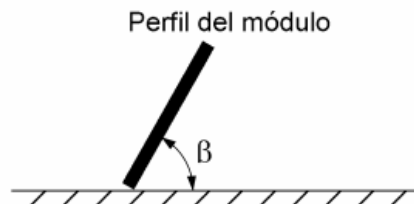
La latitud es la del lugar a instalarse y para el presente proyecto es de 14,58°, sustituyendo en la ecuación da como resultado:

⁷ MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 92.

$$\beta = (0,96)(14,58) = 14^{\circ}$$

Pero para el presente diseño como se refirió al inicio, aunque la fórmula da como resultado 14° , se aproximará a 15° de inclinación para que cuando haya precipitaciones de lluvia se limpien los paneles y así reducir las acumulaciones de residuos como hojas, polvo, etc.; y es muy aproximado a la latitud del lugar.

Figura 7. **Inclinación del panel fotovoltaico**



Fuente: *Código técnico de la edificación, sección HE5 energía solar fotovoltaica.*

www.gobiernodecanarias.org/industria/fotovoltaica_cte.pdf. p 12. Consulta 8 de septiembre de 2015.

También existen los sistemas con seguimiento solar que pueden generar mayor cantidad de energía, pero el sistema debe analizarse si vale la pena con base en lo que se va a generar más que en un sistema fijo ya que este eleva su costo inicial por los motores que van a inclinar los paneles en diferentes posiciones durante el día y también conlleva a un mantenimiento más continuo, subiendo los costos durante su vida útil.

1.4.4. Distancia entre paneles

La distancia entre los paneles fotovoltaicos a la hora del diseño es muy importante debido a que no deben afectar las sombras mutuas entre ellos. Cada

fila debe tener una separación garantizando al menos 4 horas de sol en el tiempo más desfavorable que es el solsticio de invierno.

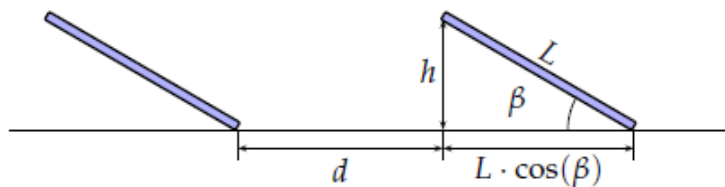
Para el cálculo de la distancia entre ellos se utiliza la ecuación 2⁸:

$$d = (h) / (\tan(61^\circ - \text{latitud})) \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

- d es la distancia mínima entre paneles u obstáculos
- h es la altura a la parte más alta del panel
- 14,58 es latitud del lugar

Figura 8. **Distancia entre paneles**



Fuente: PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, Óscar. *Energía solar*. p. 80.

La distancia mínima entre las filas de paneles es el resultado de sustituir los datos en la ecuación anterior tomando en cuenta la inclinación del panel y el largo del panel para encontrar la altura de la parte de atrás de mismo la cual sería h ; y así con estos datos se encuentra la distancia mínima entre los paneles o filas.

⁸ MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 98.

1.4.5. Radiación solar

Para la comprensión de lo que es la energía solar se tienen dos términos importantes los cuales son:

- Irradancia
- Insolación

1.4.5.1. Irradancia

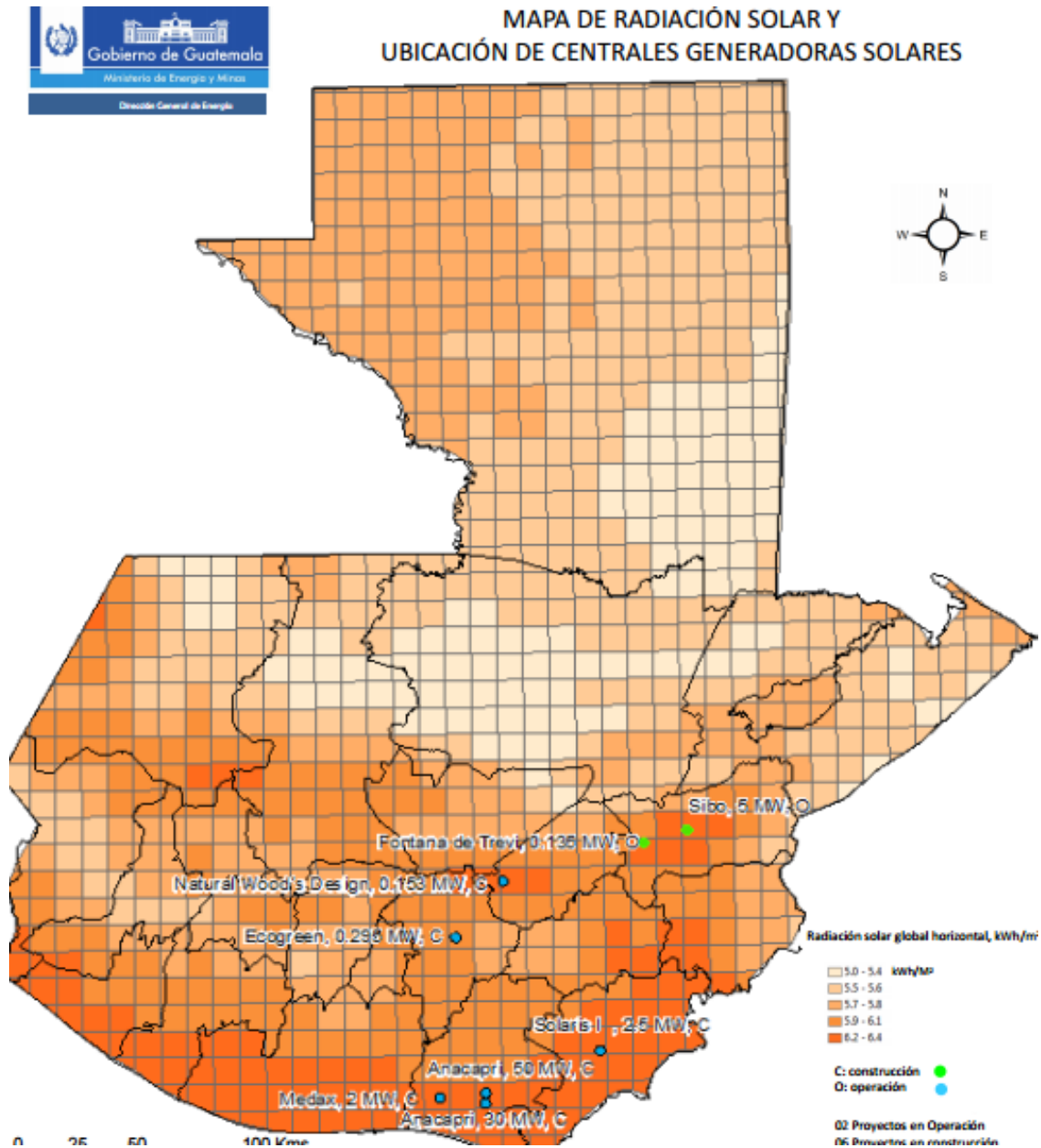
La irradiancia es la que tiene que ver con la intensidad de la luz que llega hasta el sistema fotovoltaico siendo su unidad de medida los W/m^2 o kW/m^2 . Las pruebas que hacen en fábrica a los paneles fotovoltaicos toman como referencia $1000 W/m^2$ y una temperatura de $25^{\circ}C$. Pero la generación del panel fotovoltaico va a depender de la irradiancia en las diferentes horas del día. La temperatura es un factor que afecta la generación a razón de $0,5\%$ por cada grado de aumento sobre la temperatura de prueba de fábrica.

1.4.5.2. Insolación

La insolación es la cantidad de energía que se recibe en un intervalo de tiempo siendo su unidad de medida kWh/m^2 , llamada también horas solares pico que son las horas en las cuales se puede aprovechar la energía para generar con el sistema fotovoltaico y este es un dato importante ya que con base en la insolación del lugar a instalar se puede calcular la cantidad de paneles solares necesarios para generar una cantidad determinada de energía.

A continuación, se presenta el mapa de radiación solar para la república de Guatemala.

Figura 9. Mapa de radiación solar



Fuente: Mapa de radiación solar. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Mapa-solar.pdf>. Consulta: 20 de febrero de 2016.

Como se puede apreciar en la figura anterior, para la ciudad de Guatemala la insolación está entre los parámetros de 5,5 a 5,8 kWh/m².

1.5. Componentes de un sistema de generación fotovoltaica

Entre los componentes del sistema fotovoltaico se tiene:

- Panel fotovoltaico
- Inversor
- Medidores
- Estructuras y accesorios
- Canalización y gabinetes
- Cableado AC/DC y protecciones

1.5.1. Panel fotovoltaico

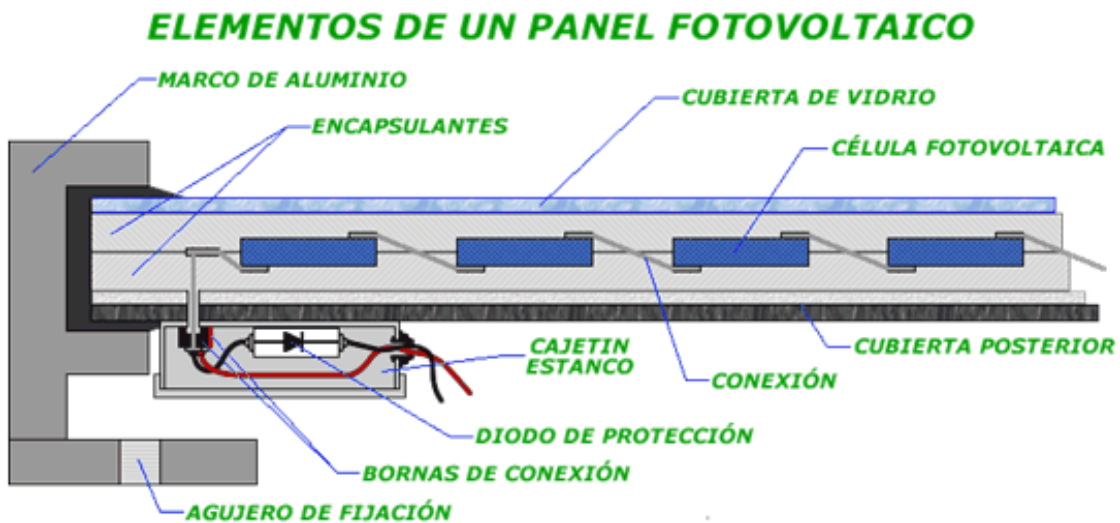
El panel fotovoltaico es un módulo compuesto por varias celdas fotovoltaicas las cuales son elaboradas con material semiconductor de silicio.

El panel fotovoltaico se compone de:

- Marco: se fabrica de vidrio anodizado en su mayoría, proporcionando rigidez y resistencia.
- Cubierta frontal: se fabrica de vidrio templado y es antirrefletores y además antiadherente para transmitir de forma adecuada la radiación solar.
- Encapsulado: este proporciona rigidez de las células y aísla eléctricamente, existen varios métodos de encapsulado. También permite transmitir la radiación solar en forma adecuada.

- La cubierta posterior: se encarga de proteger el panel de problemas provocados atmosféricamente al igual que la parte frontal y así aislar la parte eléctrica del panel.
- Conexiones: se encuentran en la parte posterior del panel fotovoltaico y está compuesta de una caja la cual debe de tener como mínimo una protección IP54 para proteger las conexiones.
- Diodo de protección: este diodo su función es proteger el panel y aislar el panel si se expone a sombras o fallas que afecten las células.
- Células fotovoltaicas: estas son de silicio u otro material semiconductor las cuales son las encargadas de transformar la radiación solar en energía eléctrica.

Figura 10. **Elementos del panel fotovoltaico**



Fuente: *El panel fotovoltaico.*

<http://www.adrformacion.com/cursos/solarfoto/leccion1/tutorial3.html>. Consulta: 5 de noviembre de 2015.

A continuación, se presenta como referencia, la figura de un panel fotovoltaico.

Figura 11. **Panel fotovoltaico**



Fuente: *Paneles solares*. <http://www.refacsol.com/productos/catalogo/paneles-solares/1>.

Consulta: 17 de septiembre de 2015.

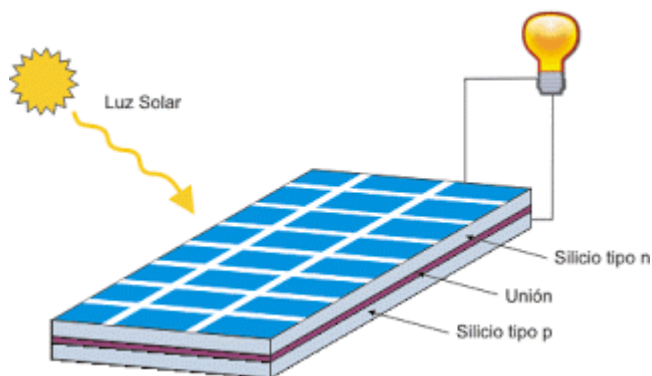
Los paneles fotovoltaicos, están contruidos en su mayoría de silicio compuesto por células fotovoltaicas las cuales se conectan en serie y en paralelo dependiendo del voltaje y corriente de salida que provea el fabricante. Estas células producen energía en base a la radiación solar que reciben transformándola en energía eléctrica.

Las células fotovoltaicas están hechas de silicio. Este es un material semiconductor que se compone de 4 electrones de valencia en forma cristalina en el cual tiene una conductividad intrínseca al liberar unos electrones. Pero en este estado no es tan útil eléctricamente por lo que se le agregan impurezas como el fosforo, antimonio o arsénico aportándole un electrón adicional por lo que lo convierte en un semiconductor tipo N, o se le puede agregar una

impureza de boro, galio o indio que son materiales que en este enlace se obtiene un electrón menos, lo cual lo convierte en un semiconductor tipo P. Al ser dopados los semiconductores se convierten en extrínsecos.

Al tener una unión de semiconductores tipo P y N que es lo que se utiliza en los paneles fotovoltaicos, al ser expuestas a la radiación solar se produce el efecto fotoeléctrico, que consiste en que los fotones son absorbidos por los electrones rompiendo los enlaces y así se forman otros electrones o huecos, por medio del campo eléctrico en la unión PN, se forma un flujo de electrones a la región N y quedando huecos en la región P.

Figura 12. **Unión se semiconductores tipo p y n**



Fuente: *Paneles solares*. <http://panelsolares.blogspot.com/>. Consulta: 20 de octubre de 2015.

Las células fotovoltaicas pueden ser construidas de:

- Silicio mono cristalino, las cuales están construidas de una estructura uniforme, pero su costo es mayor.

- Poli cristalino, las cuales están construidas de una estructura no uniforme. Aunque su eficiencia es menor que el mono cristalino pero su costo es menor.
- De capa fina llamados también amorfo. Esta no es de estructura cristalina y su eficiencia es menor que las dos anteriores.

Los paneles fotovoltaicos al ser expuestos a sombras, para no tener una tensión inversa, se protegen con diodos en paralelo, para evitar sobrecalentamiento. Si es afectado por sombra el diodo bloquea el área afectada por lo que ya no genera energía sino se comporta como un conductor.

1.5.1.1. Cálculo de paneles mínimos y máximos conectados en serie de una fila

Para el cálculo de la cantidad de paneles que se pueden conectar en serie se tienen dos aspectos: el de las características del panel que tiene un rango de funcionamiento en forma adecuada entre 85°C máximos y -40°C. Pero también hay que tomar en cuenta la temperatura del lugar donde van a ser instalados, de acuerdo a los datos del INSIVUMEH. En este caso, para la ciudad capital.

Tabla I. **Parámetros de temperatura**

| Temperaturas anuales para la ciudad capital de la estación INSIVUMEH zona 13 | | | | | |
|--|----------|-----------|-----------|--------------------|--------------------|
| Año | Media °C | Máxima °C | Mínima °C | Máxima absoluta °C | Mínima absoluta °C |
| 1990 | 19,6 | 25,0 | 15,5 | 30,4 | 9,8 |
| 1991 | 19,9 | 25,5 | 15,7 | 33,9 | 10,0 |
| 1992 | 19,7 | 25,1 | 15,6 | 31,2 | 10,4 |
| 1993 | 19,6 | 25,1 | 15,1 | 31,2 | 8,2 |
| 1994 | 19,5 | 25,5 | 15,1 | 31,0 | 9,3 |
| 1995 | 19,6 | 25,6 | 15,5 | 32,1 | 10,4 |
| 1996 | 19,3 | 25,2 | 15,6 | 31,3 | 6,9 |
| 1997 | 19,7 | 25,8 | 15,6 | 30,2 | 7,6 |
| 1998 | 20,5 | 26,0 | 15,4 | 32,6 | 8,5 |
| 1999 | 18,8 | 24,8 | 15,0 | 33,9 | 8,5 |
| 2000 | ND | 25,4 | 14,9 | 29,7 | 9,9 |
| 2001 | 19,0 | 25,5 | 14,9 | 31,5 | 8,5 |
| 2002 | 19,0 | 26,2 | 15,2 | 31,2 | 6,0 |
| 2003 | 19,7 | 26,1 | 15,5 | 32,0 | 8,6 |
| 2004 | 19,5 | 25,4 | 15,5 | 30,1 | 9,3 |
| 2005 | 20,4 | 26,4 | 15,3 | 33,5 | 0 |
| 2006 | 19,9 | 25,5 | 15,3 | 29,8 | 0 |
| 2007 | 19,8 | 25,6 | 15,6 | 30,9 | 9,0 |
| 2008 | 19,8 | 25,2 | 15,3 | 31,0 | 8,2 |
| 2009 | 20,2 | 25,8 | 15,5 | 31,5 | 8,4 |
| 2010 | 19,4 | 25,3 | 15,9 | 32,0 | 7,6 |
| 2011 | 19,9 | 25,7 | 15,0 | 31,4 | 9,4 |
| 2012 | 20,2 | 25,9 | 15,3 | 30,8 | 9,8 |
| Promedio | 19,68 | 25,55 | 15,36 | | |
| Absoluta caso más desfavorable | | | | 33,9 | 6,0 |

ND: no hay datos registrados.

Fuente: INSIVUMEH. *Parámetros de temperatura.*

[http://www.insivumeh.gov.gt/meteorologia/ESTACIONES/GUATEMALA/INSIVUMEH%20PARA METROS.htm](http://www.insivumeh.gov.gt/meteorologia/ESTACIONES/GUATEMALA/INSIVUMEH%20PARA%20METROS.htm). Consulta: 14 de septiembre de 2014.

Como se puede apreciar en la tabla anterior en el periodo comprendido desde 1990 hasta el 2012 la ciudad capital registra temperaturas promedio de la media de 19,68 °C, la temperatura mínima y máxima comprendida entre los 15,36 a 25,55 °C, y la temperatura absoluta mínima 6 °C, absoluta máxima 33,9 °C.

Para el diseño se toman los datos más críticos de 6 °C a 33,9 °C.

Para el cálculo del número máximo y mínimo de paneles por fila hay que tomar en cuenta la temperatura anterior para proceder con estos datos con el cálculo del voltaje de circuito abierto máximo y mínimo. Seguidamente con base en el voltaje máximo y mínimo del MPP del inversor se puede calcular el mínimo y máximo de paneles en serie. Utilizando las ecuaciones 3 a la 6. ⁹

Ec. 3

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} + \left(\frac{-0,32}{100} \times V_{oc}\right) (T_{min} - 25^{\circ}\text{C}).$$

Ec. 4

$$V_{mpp}(T_{max}) = V_{mpp} + \left(\frac{-0,42}{100} \times V_{mpp}\right) (T_{max} - 25^{\circ}\text{C}).$$

Ec. 5

$$\# \text{ M\u00e1ximo de m\u00f3dulos por fila} = \frac{V_{max\ mpp}}{V_{oc}(T_{min})}.$$

Ec. 6

$$\# \text{ M\u00ednimo de m\u00f3dulos por fila} = \frac{V_{min\ mpp}}{V_{oc}(T_{max})}.$$

⁹ MORO VALLINA, \u00d3scar. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. p. 104.

1.5.1.2. Especificaciones técnicas del panel fotovoltaico utilizado como referencia

El panel que se toma como referencia está compuesto de células poli cristalinas de alta eficiencia hasta el 16,2 %, es fiable de acuerdo a normas vigentes y certificaciones, soportan vientos hasta de 2,4 kpa¹⁰ y cargas de nieve de 5,4 kpa, en Guatemala no se tiene el problema de nevadas.

Garantizan la potencia de salida mínima a 10 años de un 91,2 % y al término de los 25 años de un 80,7 %.

Cada proveedor tiene sus propias especificaciones por lo que al utilizar algún tipo de panel fotovoltaico hay que tomar en cuenta las mismas para seleccionar el más adecuado dependiendo de las necesidades que se tienen.

A la eficiencia del panel le afectan varios factores entre los cuales se tienen:

- La radiación
- Área del panel
- Temperatura
- Degradación conforme el tiempo
- Suciedad
- Sombras, etc.

A continuación, se presenta la tabla de degradación del panel durante los 25 años al final de cada año con base a hoja de datos de Yingli Solar:

¹⁰ Pascal es la presión que ejerce una fuerza de un newton sobre una superficie de un metro normal a la misma.

Tabla II. **Degradación del panel fotovoltaico**

| Tiempo en años | Eficiencia en % |
|----------------|-----------------|
| 1 | 97,5 |
| 2 | 96,8 |
| 3 | 96,1 |
| 4 | 95,4 |
| 5 | 94,7 |
| 6 | 94,0 |
| 7 | 93,3 |
| 8 | 92,6 |
| 9 | 91,9 |
| 10 | 91,2 |
| 11 | 90,5 |
| 12 | 89,8 |
| 13 | 89,1 |
| 14 | 88,4 |
| 15 | 87,7 |
| 16 | 87,0 |
| 17 | 86,3 |
| 18 | 85,6 |
| 19 | 84,9 |
| 20 | 84,2 |
| 21 | 83,5 |
| 22 | 82,8 |
| 23 | 82,1 |
| 24 | 81,4 |
| 25 | 80,7 |

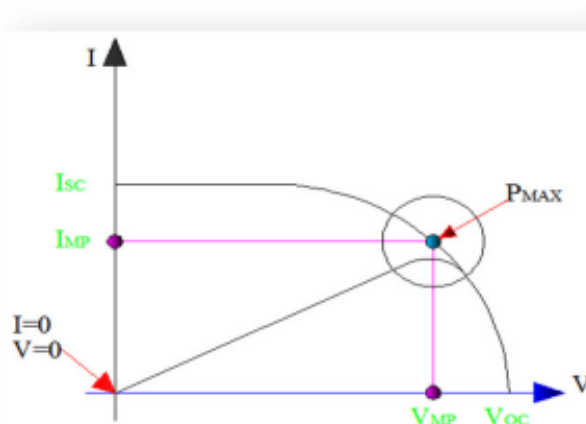
Fuente: elaboración propia.

- Curva característica I-V

A continuación, se presenta la curva característica I-V de los paneles fotovoltaicos en los cuales se presenta el comportamiento del panel en función

a la intensidad y el voltaje. Cuando no hay irradiación solar sobre el panel esta se encuentra con una intensidad y un voltaje igual a cero. También se pueden observar los parámetros de intensidad de cortocircuito que es cuando el voltaje tiene un valor de cero y el voltaje de circuito abierto que es el que se mide cuando no hay intensidad. Otro factor importante es cuando la intensidad y el voltaje son máximos que es cuando se presenta la máxima potencia y este es el punto que busca el inversor cuando está conectado a la red con su función MPPT para obtener la mayor potencia del generador fotovoltaico. Otro factor importante es que el voltaje y la corriente dependen de la radiación solar, temperatura y carga eléctrica los cuales pueden hacer variar estos dos factores.

Figura 13. **Curva característica I-V**



Fuente: *Parámetros eléctricos de un panel fotovoltaico*. <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/07/como-somos-los-delektra-CURVA-I-V.pdf>. Consulta: 5 de noviembre de 2015.

- La eficiencia del panel al convertir la energía

El fabricante proporciona los parámetros eléctricos y la eficiencia del panel fotovoltaico, pero además se puede calcular ya sea para la célula o en conjunto

las cuales forman el panel fotovoltaico y esto da el aprovechamiento del panel en función a la potencia máxima e inversamente proporcional de la multiplicación de las condiciones estándar y de su superficie. La eficiencia se puede calcular con la ecuación 7. ¹¹

Ec. 7

$$\eta = \frac{P_{max}}{(E * A_c)}$$

Donde:

- η es la eficiencia del panel
- P_{max} es la potencia máxima del panel
- E es la irradiancia de 1 000 W/m²
- A_c es el área del panel fotovoltaico

Tomando como referencia un panel de 255 W y un área de 1,65 m². Se puede encontrar la eficiencia al convertir la radiación en energía eléctrica.

$$\eta = \frac{255 \text{ W}}{(1\,000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} * 1,65 \text{ m}^2)} = 15,45 \%$$

A continuación, se presentan las características eléctricas y térmicas del panel fotovoltaico.

¹¹ *Eficiencia en la conversión de energía.* <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/07/como-somos-los-delektra-CURVA-I-V.pdf>. Consulta: 5 de noviembre de 2015.

Todo fabricante pone a disposición del consumidor las hojas de características, las cuales cuentan con los siguientes datos:

- **Características eléctricas y térmicas**

Las características eléctricas que se toman como referencia con base en hoja de datos de papel Yingli Solar son las del fabricante quien de acuerdo al STC usó una irradiancia de 1 000 W/m² y una temperatura del panel a 25 °C.

Tabla III. **Características eléctricas**

| Descripción | Símbolo | Valor | Unidad de medida |
|--------------------------------|-------------------|-------|------------------|
| Potencia de salida | P _{max} | 255 | W |
| Tolerancia | ΔP _{max} | + 5 | W |
| Eficiencia del módulo | η | 15,6 | % |
| Tensión en P _{max} | V _{mpp} | 30 | V |
| Intensidad en P _{max} | I _{mpp} | 8,49 | A |
| Tensión en circuito abierto | V _{oc} | 37,7 | V |
| Intensidad en cortocircuito | I _{sc} | 9,01 | A |

Fuente: elaboración propia.

- Tensión de circuito abierto V_{co}: es la diferencia de potencial entre las terminales.
- Rendimiento: es la eficiencia del panel y es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía solar recibida.
- Corriente de cortocircuito I_{cc}: es la corriente que circula en el panel fotovoltaico en cortocircuito a tensión de 0 V.

- Tensión a potencia máxima V_{mpp} : es la tensión que origina la corriente óptima
- Corriente a potencia máxima I_{mpp} : es la intensidad que circula por el panel en el punto de funcionamiento óptimo.
- Rango de operación de temperatura: es la temperatura en la cual puede operar en forma adecuada el panel fotovoltaico, indicada por la temperatura mínima y máxima del panel a utilizar.
- $P_{m\acute{a}x}$: es a la cual funciona el panel.

Tabla IV. **Características térmicas**

| Temperatura de operación nominal de la célula | TONC | 46 ± 2 | °C |
|---|-------------------|------------|------|
| Coeficiente de temperatura para P_{max} | γ | -0,42 | %/°C |
| Coeficiente de temperatura para V_{oc} | $\beta_{V_{oc}}$ | -0,32 | %/°C |
| Coeficiente de temperatura para I_{sc} | $\alpha_{I_{sc}}$ | 0,05 | %/°C |
| Coeficiente de temperatura para V_{mpp} | $\beta_{V_{mpp}}$ | -0,42 | %/°C |

Fuente: elaboración propia.

El TONC es la temperatura a 800 W/m^2 y una temperatura del panel a una temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, con una velocidad del viento de 1 m/s .

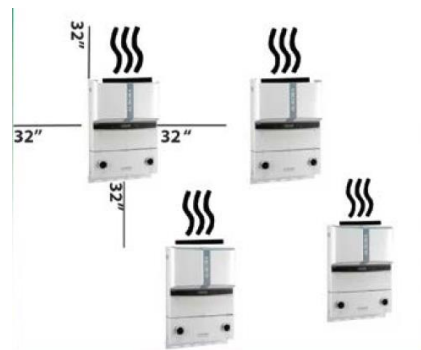
1.5.2. Inversor

El inversor es fundamental en el sistema de generación fotovoltaico debido a que es el encargado de hacer la conversión de DC a AC y así poderse acoplar a la red del sistema de distribución; cumpliendo con la tensión eficaz del sistema a conectarse, frecuencia, distorsión armónica, eficiencia, etc. Otro dato

importante es que al ser conectado a la red debe poder trabajar únicamente cuando hay energía en el sistema de distribución y cuando este no tiene suministro eléctrico el inversor tiene un dispositivo de trabajo antiisla el cual lo desconecta de la red.

La cantidad de inversores es con base a el tipo de configuración a utilizar y la energía necesaria para abastecer el autoconsumo o GDR, dependiendo de la figura de generación que se suscriba ante el distribuidor. También hay que tomar en cuenta que a la hora de instalar un inversor no se debe poner uno sobre el otro debido a que estos emiten calor por la parte de arriba y esto afectaría al que este en la parte superior por lo que hay que instalarlos de manera que se distribuyan de la siguiente forma y separados a la distancia indicada.

Figura 14. **Distribución correcta para el montaje de inversores**



Fuente: *Manual inversor fotovoltaico Power One Aurora Trio.*

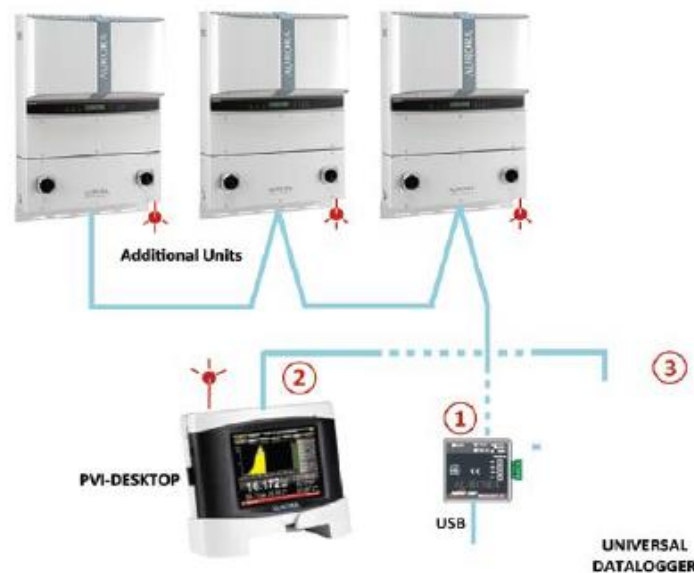
www.remotepowerinc.com/.../pvi_10-12-the_manual-na1.1_final. p 68. Consulta: 20 de mayo de 2015.

Otro aspecto importante es la interconexión de los inversores para poder conectarlos a un servidor y así tener acceso a datos que el inversor puede

proporcionar sobre la generación en todo momento: horas, producción, etc. Este debe estar conectada a una computadora por medio de un sistema de control ya que el inversor en si no tiene mucha capacidad de memoria y solo proporciona determinados datos. Se tiene la opción de transmisión de datos por medio del puerto RS-485 en serie mediante el protocolo de Aurora y una computadora o también se puede utilizar un registrador de datos. Estos dispositivos adicionales ayudan al control y registros en cualquier momento que se necesiten.

A continuación, se presenta una figura de los elementos de comunicación que se le pueden adicionar al inversor que se toma como referencia.

Figura 15. **Transmisión de datos desde el inversor**



Fuente: *Manual inversor fotovoltaico Power One Aurora Trio.*

www.remotepowerinc.com/.../pvi_10-12-the_manual-na1.1_final. p 113. Consulta: 20 de mayo de 2015.

1.5.2.1. Características del inversor

El inversor puede funcionar fuera del rango del MPP sin que este se dañe, el único inconveniente es la pérdida de generación ya que fuera de este rango no está inyectando energía a la red. También hay que considerar que dependiendo del fabricante tiene ciertas protecciones incluidas.

A continuación, se utilizarán los datos del inversor *Power One Aurora* como referencia:

Tabla V. **Características eléctricas del inversor**

| Descripción | Símbolo | Valor | Unidad de medida |
|--|----------------|-------|------------------|
| Voltaje mínimo del MPP | $V_{mpp(min)}$ | 220 | V |
| Voltaje máximo del MPP | $V_{mpp(max)}$ | 470 | V |
| Voltaje máximo que soporta a la entrada del lado DC. | V_{cc} | 520 | V |
| Intensidad máxima | I_{max} | 48 | A |
| Potencia nominal | $P_{nominal}$ | 10000 | W |
| Entradas | MPP | 2 | |

Fuente: elaboración propia.

Además, trae la potencia máxima que se puede instalar en la entrada del MPP en este caso, de los datos del diseño, se le puede conectar hasta 6 800 watts.

- El rango de frecuencia al cual se ajusta
- La distorsión armónica (en este caso menor de 2)

- Protección antiisla
- Eficiencia del inversor tomado como referencia (96,5 %)
- Los puertos a conectarse para el sistema de comunicación
- La altura sobre el nivel del mar en que funciona correctamente
- La garantía del equipo y cuanto se puede extender
- Temperatura de operación

Y otros más que el fabricante enumera en su hoja de características.

- Potencia nominal: es a la que debe trabajar en forma permanente el inversor.
- Potencia máxima: es a la que podría trabajar en un tiempo muy pequeño de acuerdo a lo indicado por el fabricante.
- Tensión máxima de entrada ($V_{ccm\acute{a}x}$): es el máximo voltaje de entrada al cual puede funcionar el inversor sin que esto produzca algún daño al inversor.
- Tensión mínima de entrada ($V_{ccm\acute{i}n}$): es el mínimo voltaje para que el inversor empiece a trabajar e inyectar al sistema de distribución.
- Tensión punto de máxima potencia (MPP): es el rango de tensiones donde se utiliza un algoritmo para la búsqueda de MPP. Debe configurarse en ese rango para que trabaje y así inyecte a la red cuando esta la radiación adecuada en los paneles solares y este inyecte el voltaje adecuado, pero si sale de este rango, dependiendo las veces, afecta directamente en la generación porque el inversor no trabaja adecuadamente, la salida del rango no le afecta en los componentes del inversor.
- Eficiencia: es la energía que va a entregar con respecto a la entrada, esta varía de acuerdo al fabricante.

Los inversores pueden ser fabricados con o sin transformador. Los más pequeños los fabrican con transformador incluido, y a los de una potencia elevada sin transformador ya que esto eleva demasiado el peso y el costo.

Clasificación de los inversores:

- Según el número de fases:
 - Monofásicos.
 - Trifásicos, estos pueden ser de fábrica o se pueden utilizar 3 monofásicos conectados en estrella para formar un trifásico.
- Según configuración del sistema:
 - Centrales, en este caso se instala un único inversor para varias filas.
 - En cadena, en este caso es un inversor por cada fila.
 - Modulares, estos ya van incorporados en la parte trasera de cada panel y se usan para potencias pequeñas.
- De acuerdo al número de etapas:
 - 1 etapa.
 - 2 etapas.
 - 3 etapas.

Aislamiento galvánico

El efecto galvánico se da cuando se unen dos metales de diferente material y, cuando se tienen corrientes en continua y en alterna para tener un aislamiento entre ellas, se puede optar por un aislamiento capacitivo.

- De acuerdo a la topología interna de cada inversor en base al aislamiento galvánico que es el que se da entre la corriente directa y la alterna se clasifican en:
 - Baja frecuencia, en esta se tiene una inversión de la corriente directa en alterna y luego un transformador interno antes de conectarse a la red.
 - Alta frecuencia, en esta se tiene un inversor de corriente directa a directa y luego uno de directa a alterna para poder conectarse a la red.
 - Sin transformador o en otras palabras sin aislamiento galvánico, se da cuando no se presenta ninguna topología de las dos anteriores.

En la eficiencia del inversor tiene incidencia el tipo de aislamiento galvánico ya que el que no tiene transformador es más eficiente y el de baja frecuencia su eficiencia es menor que el de alta frecuencia.

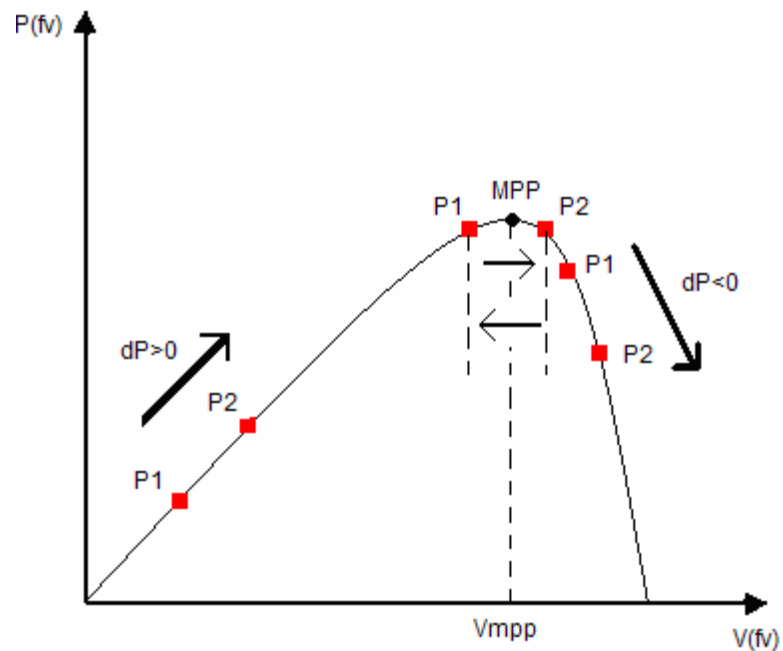
Funcionamiento del punto de máxima potencia y como se da su seguimiento.

- El panel fotovoltaico cuenta con características no lineales y si los paneles fotovoltaicos generan en el rango del MPP el inversor trabajará de una manera adecuada y estará entregando la potencia a la red. Como para la generación intervienen los factores de radiación, temperatura y carga eléctrica por lo tanto la corriente y tensión no son constantes en todo momento por lo tanto el seguidor de máxima potencia se encargará de detectar que esté en ese rango para poder entregar la potencia por medio del inversor. Para controlar la tensión a la que opera el grupo de

paneles fotovoltaicos existen varios algoritmos, pero como el sistema es conectado a la red los que más se acoplan son los de perturbación y observación y conductancia incremental.

- Algoritmo de perturbación y observación: este varía el voltaje del panel fotovoltaico y a su vez monitorea la potencia para encontrar el rango del MPP y al encontrarlo trabaja en este rango.

Figura 16. **Comportamiento del algoritmo de perturbación y observación**

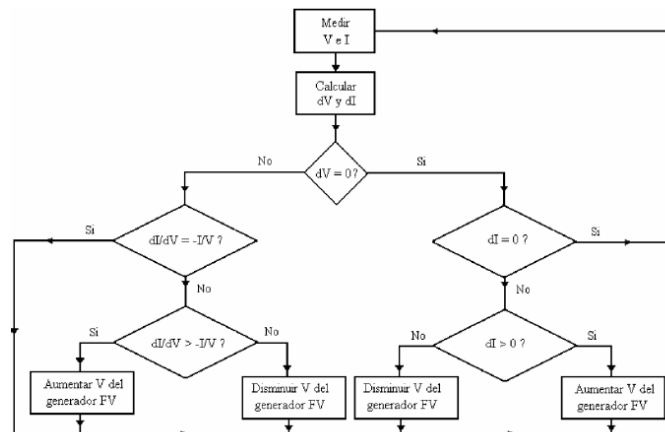


Fuente: ORMAECHEA BALLESTEROS, Clara. *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW*. p 50.

<http://server2.docfoc.us/uploads/Z2015/12/26/owjgcXp5FN/3ff056ac4b2520d23a5ad86edd2a1064.pdf>. Consulta 15 de diciembre de 2015.

- Algoritmo de la conductancia incremental: se evalúa el MPP y cuando se alcanza este parámetro el algoritmo continúa evaluando hasta cuando hay un cambio en la corriente la cual depende de la radiación. Al haber un incremento en la corriente, el MPP tiene un desplazamiento hacia la derecha con respecto a la tensión por lo que el seguidor varía la tensión para compensar esta variación. Si se hace la comparación de funcionalidad con respecto al algoritmo anterior se puede llegar a la determinación que este es más confiable debido a que puede calcular en cualquier momento los cambios de manera rápida y segura debido a cambios atmosféricos ya que la radiación varia constantemente durante todo el día. A continuación, se presenta un diagrama de flujo de cómo trabaja el algoritmo.

Figura 17. **Diagrama de flujo del comportamiento del algoritmo de conductancia incremental**



Fuente: ORMAECHEA BALLESTEROS, Clara. *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW.* p 52.

<http://server2.docfoc.us/uploads/Z2015/12/26/owjgcXp5FN/3ff056ac4b2520d23a5ad86edd2a1064.pdf>. Consulta 15 de diciembre de 2015.

1.5.3. Medidores

Los medidores que se utilizan en sistemas fotovoltaicos son bidireccionales los cuales registran tanto la energía que se inyecta a la red como la que se consume.

Cuando se está generando energía durante el día por los paneles solares fotovoltaicos y esta energía no es consumida por todo el equipo conectado en el edificio de consumo, entonces la corriente pasa por el contador a la red eléctrica de distribución. El contador digital está previsto para uso bidireccional ya sea que mide la corriente que entra o sale. Por otro lado, en el momento que se necesite la corriente y los paneles no estén funcionando entonces se puede tomar energía de la red eléctrica y queda registrada en el medidor.

Al terminar cada día o el periodo establecido, se contabiliza la diferencia entre la energía que se ha inyectado a la red y la que se ha tomado de la misma. Si se ha consumido más corriente que la que se produce entonces la empresa eléctrica cobrará la diferencia. Si el caso es contrario y se produce más de la que se consume, entonces la empresa distribuidora deja como crédito a favor, la diferencia, para restarla en el consumo de energía en los próximos meses, en el momento que sea necesario, sin tener caducidad. Este crédito se puede aprovechar en épocas del año donde se produce menos energía por los cambios climáticos.

Figura 18. **Medidor bidireccional**



Fuente: *Medidor bidireccional*. <http://www.webosolar.com/foro/interconexion-solar-medidor-bidireccional-cfe/>. Consulta: 7 de enero de 2016.

1.5.4. Estructuras y accesorios

Las estructuras y accesorios son las encargadas de soportar, mantener fijas y a una inclinación calculada previamente los paneles solares. Estas deben de ser de un material que soporte las inclemencias del tiempo ya que su instalación es en el exterior y además como los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil promedio de 25 años estos deben ser adecuados para tener una vida útil similar o mayor. Se recomienda utilizar siempre materiales de acero inoxidable u otro que no se deteriore tan fácilmente. Como los paneles tienen una separación entre cada uno de 3,5 cm, esto le ayuda a mantener una refrigeración natural por la circulación de aire a los alrededores de los mismos. Otra función importante es que el panel debe soportar la velocidad del viento.

A continuación, se presenta una tabla de los datos de velocidad media del viento, en ciudad de Guatemala, comprendidos entre los años de 1990 y 2012.

Tabla VI. **Promedio de la velocidad del viento comprendido entre los años 1990 y 2012.**

| Promedio anual de la velocidad del viento Km/h | |
|--|-------|
| Año | Anual |
| 1990 | 1,7 |
| 1991 | 11,6 |
| 1992 | 3,8 |
| 1993 | 5,0 |
| 1994 | 6,7 |
| 1995 | 6,7 |
| 1996 | 4,5 |
| 1997 | 5,2 |
| 1998 | 5,4 |
| 1999 | 5,3 |
| 2000 | 5,3 |
| 2001 | 5,5 |
| 2002 | 6,1 |
| 2003 | 5,3 |
| 2004 | 8,9 |
| 2005 | 16,3 |
| 2006 | 17,0 |
| 2007 | 5,7 |
| 2008 | 11,3 |
| 2009 | 10,1 |
| 2010 | 9,7 |
| 2011 | 7,2 |
| 2012 | 10,2 |

Fuente: INSIVUMEH. *Parámetros de la velocidad del viento.*

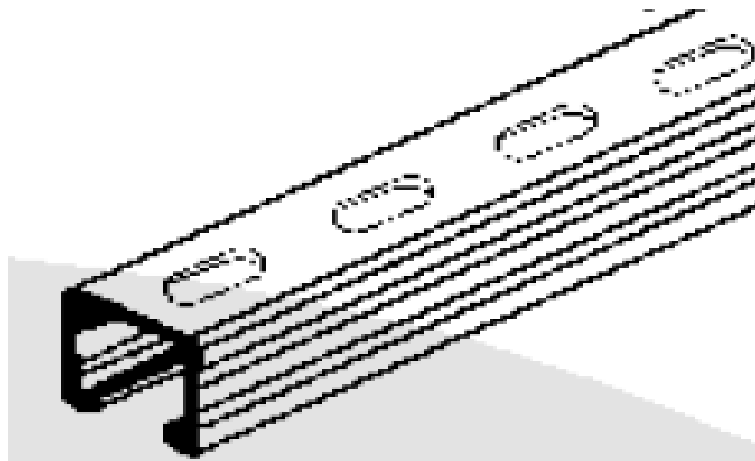
[http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/ESTACIONES/GUATEMALA/INSIVUMEH%20PARA METROS.htm](http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/ESTACIONES/GUATEMALA/INSIVUMEH%20PARA%20METROS.htm). Consulta: 15 de julio de 2015.

Hay empresas que venden las estructuras ya armadas pero su precio es muy elevado lo cual causaría que el proyecto tenga un costo mayor por lo que se puede optar por usar materiales que tengan características adecuadas para estar a la intemperie y realizar el ensamble acorde al diseño del sistema fotovoltaico.

Para el diseño de las estructuras se pueden utilizar los materiales que se detallan a continuación:

- Se utilizará riel unicanal perforado de 4X4X3,05 m. para los postes, dinteles y correas.

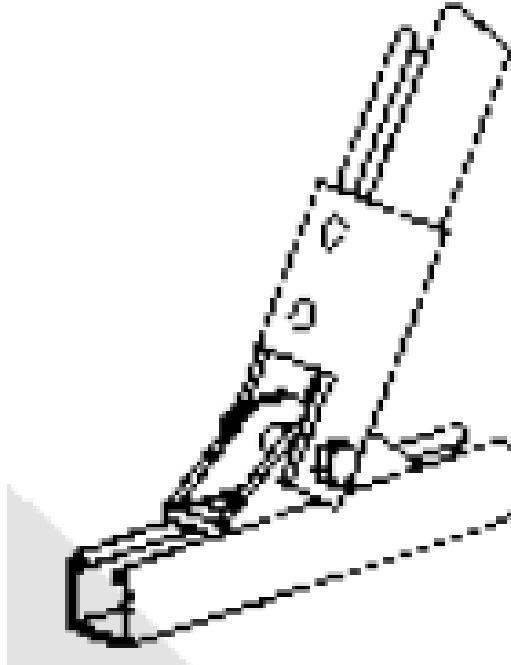
Figura 19. **Riel unicanal perforado**



Fuente: *Catalogo Anclo 20122*. <http://anclocentroamericana.com.gt/files/2011/09/INT-CATALOGO-ANCLO-20122.pdf>. p 18. Consulta: 7 noviembre de 2015.

- Bisagra HD05, esta se instala en la parte delantera para poder darle el ángulo de 15 °.

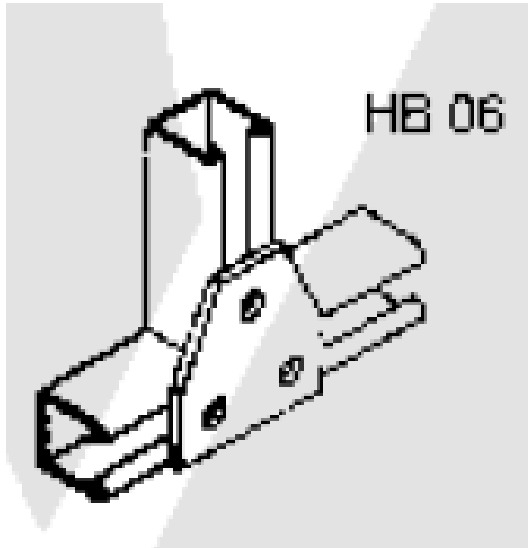
Figura 20. **Bisagra HD05**



Fuente: *Catálogo Anclo 20122*. <http://anclocentroamericana.com.gt/files/2011/09/INT-CATALOGO-ANCLO-20122.pdf>. p 20. Consulta: 7 de noviembre de 2015.

- Unión o conexión HB06, es una conexión que sirve para unir la parte trasera del poste.

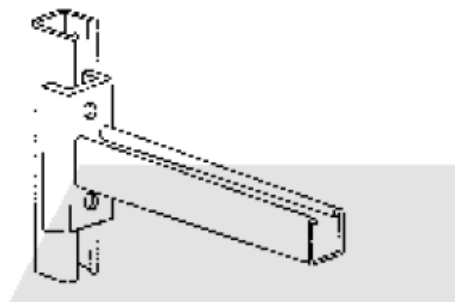
Figura 21. **Conexión HB06**



Fuente: *Catalogo Anclo 20122*. <http://anclocentroamericana.com.gt/files/2011/09/INT-CATALOGO-ANCLO-20122.pdf>. p 20. Consulta: 7 de noviembre de 2015.

- Ménsula base U la cual se utilizará en la parte de atrás de la estructura.

Figura 22. **Ménsula base U**



Fuente: *Catalogo Anclo 20122*. <http://anclocentroamericana.com.gt/files/2011/09/INT-CATALOGO-ANCLO-20122.pdf>. p 19. Consulta: 7 de noviembre de 2015.

- Conector Omega mantiene fijos los paneles a la estructura, los cuales van entre dos paneles.

Figura 23. **Omega**



Fuente: *Aluminio para la arquitectura*. <http://lontana.es/webalustock/catalogo/aluskit-solar/aluskit-solar-otros.html>. Consulta: 7 de noviembre de 2015.

- Conector Zeta, sirve para ajustar el panel evitando que se mueva para arriba o abajo dependiendo del esfuerzo a que sea sometido.

Figura 24. **Zeta**



Fuente: *Sujeción en z final de panel 40 mm*. <http://store.technosun.com/sujecion-en-z-final-de-panel-40mm-techno-sun.html>. Consulta: 7 de noviembre de 2015.

Estos accesorios se usarán para fabricar las estructuras las cuales serán homogéneas para instalar 11 paneles fotovoltaicos. Para agrupar 4 por inversor con base en la cantidad de inversores a utilizar.

Al acoplar todos los componentes se procede al ensamble para elaborar una estructura para cada fila. Cada estructura debe quedar sobre bloques de concreto tanto en la parte delantera como trasera de por lo menos a cada 2 paneles y una altura de 0,15 m (ver figura 25). Estos deben ser mínimos para no agregarle demasiado peso a la terraza. Su principal función es que la estructura no sufra corrosión debido a que en algunas terrazas se presenta acumulación de agua en ciertas partes que no tienen mucho desnivel hacia las bajadas de aguas pluviales.

Figura 25. **Estructura para paneles fotovoltaicos**



Fuente: *Estructura metálica de soporte para módulos fotovoltaicos.*

<http://www.solostocks.com/venta-productos/soportes/soportes-construccion/estructura-metalica-de-soporte-para-modulos-fotovoltaicos-6355632>. Consulta: 30 de enero de 2016.

1.5.5. Canalización y gabinetes

La canalización se realiza con el objetivo de mantener protegidos los cables y además ordenados en el caso de utilizar canaletas abiertas.

La canalización puede ser abierta como las canaletas o cerrada con tubos ya sea metálico o plástico los cuales deben de ser adecuados a la cantidad de conductores con el cálculo adecuado de la sección del tubo para que no se afecten por la temperatura, y así tengan un buen enfriamiento al no saturarse la cantidad de conductores en el tubo. Para esto se puede apoyar en las normas del NEC para determinar que factor utilizar dependiendo del número de conductores.

Como los conductores que se conectarán desde la caja de conexiones hacia el inversor, aunque son adecuados para estar expuestos, se pueden instalar dentro de una rejilla para mantenerlos ordenados.

Figura 26. Rejillas



Fuente: Catálogos 2014 Eagle. www.antillon.com.gt/catalogos/eagle/cat2014eagle.pdf. p. 28.

Consulta: 26 de septiembre de 2015.

Los gabinetes deben proveer protección adecuada tanto para intemperie como aislamiento eléctrico para no tener una manipulación indebida por personal no calificado y así evitar riesgos de choque eléctrico para las personas y protección para la instalación. Estos se usan en una gran variedad de elementos eléctricos: cajas de final de fila, tableros, gabinetes de los inversores, para medidores, etc.

1.5.6. Cableado AC/DC

El cableado es una parte importante dentro del sistema de generación ya que son los encargados de transportar la energía generada tanto en los tramos DC y AC los cuales deben cumplir las medidas de seguridad.

Las instalaciones eléctricas pueden ser de baja, media o alta tensión por lo tanto el cable debe ser adecuado a la tensión que se va a utilizar.

Enfocándose en las instalaciones de baja tensión las cuales son menores a 600 V, se pueden utilizar en sistemas monofásicos y trifásicos. Los conductores tienen la función de conducir corriente eléctrica por lo tanto deben tener una conductividad buena y el tipo de material adecuado, el más común es el cobre seguido del aluminio. Para la selección del conductor hay que tomar en cuenta donde se va a utilizar ya que si es suspendido en el aire el aluminio es mejor que el cobre por su peso, pero si es un conductor que va a ser canalizado se recomienda mejor usar el cobre.

Los conductores en su mayoría se construyen en forma circular, y su área es en mm², pero usando el sistema americano por sus siglas AWG se identifican con un número denominado calibre siendo el más grueso 4/0 y el más delgado 20 aunque para usos de electrónica y sistemas de control. Para

conductores de mayor calibre se utiliza el circular mil que está dado en un área en milésimas de pulgada.

El calibre del conductor se selecciona con base en la conducción de corriente eléctrica en distancias cortas, y si el tramo es muy largo se puede seleccionar por medio de caída de tensión, se determina el estado más crítico para satisfacer el peor escenario.

Los conductores se clasifican en:

- Conductores con aislamiento termoplástico: son con aislamiento PVC y dependiendo el tipo de conductor y la temperatura de operación tienen otras características para usos específicos. Entre estos se tienen TW, THW, THW-LS, THWN, THHW, THHN etc.
- Conductores con aislamiento térmico: son con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP) y dependiendo el tipo de conductor y la temperatura de operación tienen otras características para usos específicos. Entre estos se tienen XHHW, RHW, RHH etc.

Figura 27. **Cable fotovoltaico de 4 mm²**



Fuente: *Cable fotovoltaico top solar 4 mm² negro*. <http://www.aquitosolar.cl/cables-energia-solar/137-CAPVN4TC.html>. Consulta: 25 de octubre de 2015.

1.6. Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas son importantes ya que a la hora de haber un problema, actúan inmediatamente aislando la falla de forma automática y así no afectar la instalación ni los aparatos conectados al sistema eléctrico. Las protecciones deben tener ciertas características las cuales deben ser selectivas, estables y confiables. Entre las protecciones se tiene de AC y DC. En las protecciones DC se tiene fusibles, diodos, interruptores termomagnéticos DC etc. Y en los de AC interruptores electromagnéticos AC, interruptor magneto térmico, protecciones antiisla, etc.

1.6.1. Protecciones de DC con interruptores de desconexión integrados

- Para obtener una protección de la DC de cada una de las filas para luego conectarlas a los inversores se necesitan instalar cajas combinadoras y una opción adecuada son las que contienen interruptores de desconexión integrados y se pueden reemplazar si llegan a tener un desperfecto.

Figura 28. **Caja combinadora de corriente directa**



Fuente: *Portafolio de soluciones solares*. <http://www.crouse-hindslatam.com/uploads/pdfs/products/families/Solar%20Combiner%202015.pdf>. Consulta: 25 de octubre de 2015.

Los elementos que contiene el gabinete son:

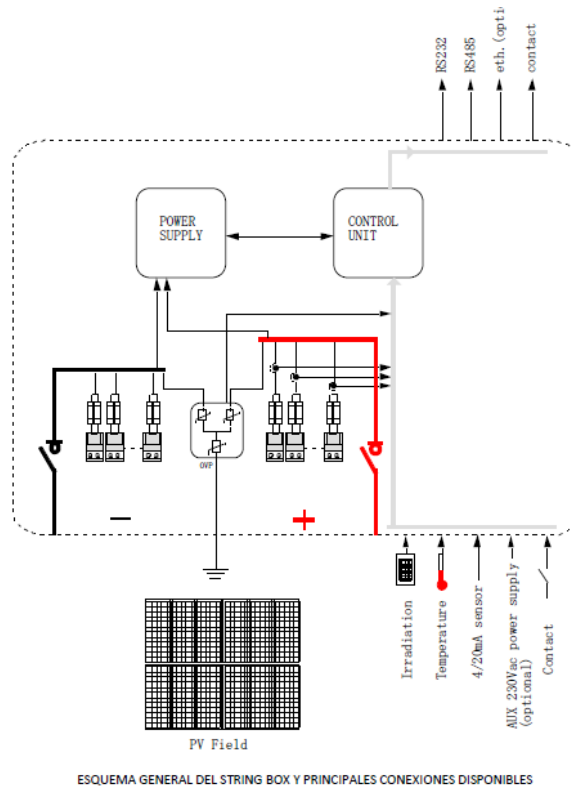
- Portafusibles y fusibles, deben ser diseñados para proteger contra I_{co} y cualquier corriente que pueda afectar la parte protegida. Además, deben ser de fácil instalación, cuentan con indicador led para verificar la falla, diseñadas para tener una ventilación natural y evitar el sobrecalentamiento. Aísla la parte afectada y así el resto queda funcionando. Los portafusibles y fusibles deben ser adecuados a 1,25 de la corriente de cortocircuito de acuerdo al NEC.
- Supresores de picos los cuales son los encargados de proteger de sobretensiones o de conducir a tierra los voltajes que estén fuera del rango de protección reaccionando rápida y confiablemente.
- Busbar, dependiendo del tipo de caja solicitado se pueden conectar hasta el máximo de filas conectadas a un conductor común.
- Interruptor principal de la caja combinadora, este protegerá todas las filas conectadas por algún problema de falla o por desconexión del generador para darle su mantenimiento. Este debe soportar por lo menos 600 V que es mayor a la suma de los voltajes conectados en serie.
 - Como para cada grupo de filas las cuales son 4, se conectarán a un inversor, la caja que se necesitara será de acuerdo a los tableros EATON CCBF que es de fibra de vidrio, 4 circuitos de entrada; de acuerdo al fusible se calculó que es de hasta 15 A, pero el más adecuado si hay en el mercado es de 12 A por lo que se solicitaría de F12 con sistema de protección de sobreintensidades y que tenga DCM que es la unidad de monitoreo de corriente directa preinstalado y un voltaje de 1 000 V.

1.6.2. Cajas combinadoras DC con comunicación remota

- Estas ayudan al inversor a tener un mayor rendimiento y una parte esencial que con el sistema de control protegen de sobretensiones como sobrecorrientes que puedan afectar a la fila de paneles solares que estén conectados. Se pueden conectar y proteger filas en paralelo internamente en las cajas, se tiene una mejor organización del cableado, se puede monitorear su funcionamiento e identificar problemas o fallas que afecten las filas conectadas al mismo.

- Características de las cajas combinadoras:
 - Se pueden conectar en paralelo hasta 16 filas.
 - Contiene la señalización tanto local como remota del estado de las filas y alarmas si hay un problema.
 - Entradas RS232, RS485.
 - Cuenta con un protocolo de comunicación.
 - Se puede configurar el sistema de control y evaluar el historial de las alarmas que se presentan.
 - Cada fila está protegida con un fusible y un seccionador.
 - Se puede controlar localmente.
 - Cuenta con entradas analógicas para sensores ambientales de 2xPT100, con rangos de 0-10 V para controlar la radiación y de 4-20 mA detectando el calentamiento de los conductores. Entre otras.
 - Tiene entradas analógicas para conectar sensores externos.

Figura 29. Esquema de conexiones de la caja combinadora



Fuente: Aros. *Tecnología solar*. <http://www.aros-solar.com/es/descargas>. Consulta: 1 de febrero de 2016.

- Con respecto al sistema de control tienen tres parámetros característicos que se utilizan para el control:
 - Tolerancia porcentual en la cual al sobrepasar el máximo se activa una alarma.
 - Tiempo de intervención, es el tiempo en que la alarma está activada antes de ser enviada remotamente.
 - Umbral mínimo de intervención porcentual, es el valor de la corriente más baja de donde se comparan las filas.

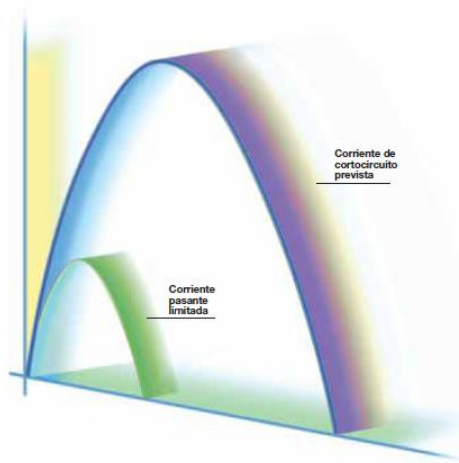
1.6.3. Protección AC

Tomando como referencia interruptores que tengan características de protección eléctrica y pueda conectarse a un sistema de control.

Los interruptores automáticos Tmax de ABB se pueden aplicar en instalaciones hasta 630 amperios de los cuales hay dos categorías los T1, T2, T3 son hasta 250 A y los T4 y T5 hasta 630 amperios.

El Tmax cuenta con un sistema de interrupción de arco el cual puede cortar con rapidez la corriente de cortocircuito limitando la energía pasante limitada y el pico de corriente.

Figura 30. **Gráfica de interrupción de arco**



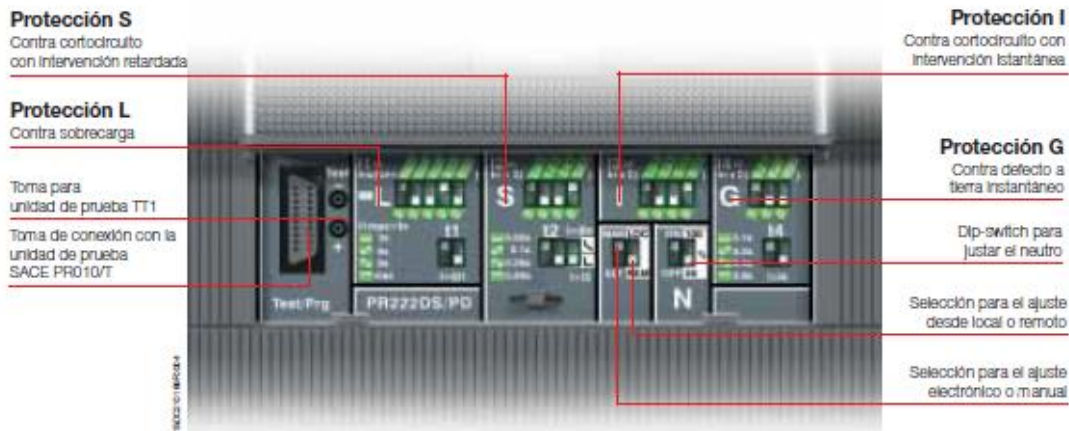
Fuente: *Catalogo técnico*. www.renner.com.gt/catalogos.../abb/ABB-breaker-TMAX-caja-moldeada. p. 5. Consulta: 10 de diciembre de 2015.

- Partes de un interruptor Tmax: se compone con 28 partes o accesorio como las protecciones, terminales, diafragmas separados por fases, relés de mínima tensión, relés de apertura, relés diferencias, etc.
 - Cuenta con doble aislamiento en las partes de potencia activa con excepción de las terminales las distancias son superiores a la norma IEC y se rigen además por la norma UL 489.
 - Funcionan entre -25 °C y 70 °C para ser instalados a una altitud de hasta 2 000 m.
 - Cuenta con una compatibilidad electromagnética ya que no le afectan las distorsiones de aparatos electrónicos ni de descargas electroatmosféricas.
 - Los T1, T2, T3 se pueden instalar en riel DIN 50022, tienen una profundidad de 70 mm.
 - Se instalan en una caja moldeada de acuerdo a la norma IEC 60947-2.
 - Se pueden tener con relés termo magnético para protección contra sobrecargas con un dispositivo térmico hasta 500 A y una protección contra sobre corriente en los T1, T2 y T3 hasta 50 A.
 - Los Tmax T2, T4 y T5 se pueden utilizar con relés de sobre intensidad garantizando fiabilidad y precisión para la intervención. Estos están formados por transformadores amperímetros.
 - Además, se le puede instalar un relé diferencial como accesorio adicional.

Las protecciones que se pueden tener en los Tmax son las siguientes:

Figura 31. Protecciones con las que cuenta el Tmax

PR222DS/PD



Fuente: *Catálogo técnico*. www.renner.com.gt/catalogos.../abb/ABB-breaker-TMAX-caja-moldeada. p 2. Consulta: 10 de diciembre de 2015.

- Con los amperajes necesarios para cada sistema de generación y dependiendo la cantidad de inversores a utilizar se podría instalar un interruptor automático que tiene protecciones de sobretensión y sobre corriente, comunicación con la PC y el interruptor magneto térmico todo en el interruptor Tmax el cual se instalaría en su caja a la entrada de la instalación existente que alimenta el edificio.

1.6.4. Protección contra descargas electroatmosféricas

Las descargas electro atmosféricas producen daños materiales y en algunas ocasiones hasta personas que son alcanzadas por el rayo, pueden producir perturbaciones en las redes eléctricas. Estas inducen ondas de tensión

muy elevadas hasta cientos de kV. Para protegerse de estas descargas se utilizan pararrayos.

Los edificios, árboles o construcciones elevadas son las más vulnerables a sufrir una descarga electroatmosférica por lo que son necesarias las protecciones contra estas descargas para evitar ser impactado en algún momento y así producirle daño a sus instalaciones, equipos o personas que permanecen muy cerca de donde impacta el rayo.

En la protección contra descargas electroatmosféricas hay varios niveles según lo que se desea proteger:

- Nivel 1
- Nivel 2
- Nivel 3
- Nivel 4

Hay métodos de protección los cuales son:

- El método Franklin: su principio es captar el rayo por medio de puntas que se instalan en la parte superior del área a proteger, que consisten en unos electrodos los cuales concentran las cargas eléctricas y si están muy cerca se capta antes que las estructuras o partes metálicas del edificio variando en base al nivel de protección y la altura a proteger ya que esta forma un cono de protección.
- El método de Faraday: su función es envolver el área a proteger en el caso de un edificio envolver la parte superior con una malla a cierta distancia dependiendo el nivel de protección, este es especialmente para

una construcción baja. Dependiendo el nivel de protección la dimensión de la malla va aumentando.

- El método de modelo electro geométrico: este delimita el volumen de protección de los captadores, también llamado de esfera rodante. Se utilizan varillas, cables o se pueden combinar estos dos tipos, este se utiliza para grandes alturas. La descarga se canaliza en forma descendente, este método puede determinar en una zona apartada y el radio de la esfera es en base del modelo electro geométrico.

1.6.5. Protección de sistemas de puesta a tierra

Es parte importante de las instalaciones eléctricas ya que con esto se protegen las instalaciones, el objetivo de la puesta a tierra es como primer lugar la garantía de protección a las personas, las instalaciones, etc.

Sus funciones: seguridad de las personas, que se despeje la falla lo más rápido posible, tener un punto de referencia en las instalaciones, debe cumplir con tener una resistencia acorde a la necesidad del lugar a instalarse, debe resistir la corrosión, y darle un mantenimiento de manera constante con espaciamientos no alejados para comprobar que a la hora de una falla conduzca la corriente de falla de una manera eficiente.

Para tener un dato correcto para el diseño del sistema de puesta a tierra se necesita medir la resistividad del terreno donde se va a instalar la misma.

Cuando se hacen las mediciones se explora la profundidad el terreno la cual está comprendida entre la distancia entre las varillas y el 75 % de esa distancia es decir $0,75a$ ¹².

Para la medición de la resistividad hay varios métodos, pero el que se utiliza con mayor frecuencia es el método Werner o método de los cuatro electrodos. Este método consiste en separar a una distancia similar los cuatro electrodos en línea recta. Para la medición se utiliza el equipo denominado telurómetro al que se conectan los cables que vienen de los electrodos, se conectan en las terminales de los extremos los cables que vienen de los electrodos externos y se les aplica una corriente, en las terminales medias que se conectan a los electrodos medios se mide el potencial.

Cuando se hace la medición del terreno si la profundidad de lo que se entierra los electrodos es la veinteaava parte de la separación entre ellos se acepta simplificar la ecuación original de la resistividad.

Ecuación 5.¹³

$$\rho = \frac{2\pi aR}{\frac{1}{a} - \frac{1}{2a} - \frac{1}{2a} + \frac{1}{a}}$$

Por la diferencia de separación de lo que se entierran los electrodos se simplifica la ecuación 5 quedando de la siguiente manera la ecuación 6.¹⁴

$$\rho = 2\pi aR$$

¹² CASAS-OSPINA, Favio. *Tierras soporte de la seguridad eléctrica*. p. 222.

¹³ *Ibíd.* p. 223.

¹⁴ *Ibíd.*

Donde:

- a es la separación entre electrodos
- R es la resistencia que se mide con el telurómetro

Los valores máximos de la resistencia para cumplir con la seguridad de las instalaciones y principalmente de las personas, se tiene los siguientes valores.

Tabla VII. **Valores de resistencia de puesta a tierra**

| Para utilizarlo en: | Valor máximo de resistencia de puesta a tierra |
|---|--|
| Estructuras de líneas de transmisión | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión en poste | 10 Ω |
| Subestaciones de media tensión e uso interior | 10 Ω |
| Protección contra rayos | 10 Ω |
| Neutro de acometida de baja tensión | 25 Ω |
| Descargas electrostáticas | 25 Ω |
| Equipos electrónicos sensibles | 5 Ω |

Fuente: CASAS-OSPINA, Favio. *Tierras soporte de la seguridad eléctrica*. p. 158.

Si el terreno tiene una resistencia más alta a los valores antes mencionados se puede realizar un tratamiento con minerales u otro elemento que ayude a reducir el valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra. La interconexión de la conexión y las varillas de la puesta a tierra, por seguridad deben ir enterradas a 0,50 metros.

1.6.6. Interruptor termomagnético

Es un dispositivo que interrumpe la corriente eléctrica al sobrepasar sus valores máximos. Está formado por un electroimán que es la parte magnética y una lámina bimetálica que es la parte térmica. Para la protección de cortocircuitos se utiliza la parte magnética que esta actúa en 25 milisegundos al haber un aumento de la corriente por el mismo desconectando el área afectada. Y por otra parte está la lámina bimetálica que al calentarse esta se deforma y abre el circuito por medio de dispositivos mecánicos, esta actúa muchas veces por sobrecarga. Si la falla ya se ha despejado o la sobrecarga ya disminuyo se puede activar manualmente regresándolo a su posición de protección encendido.

1.6.7. Supresores y filtros

Los supresores son una protección para las instalaciones de fluctuaciones eléctricas en muchas ocasiones provocadas también por rayos o que vienen en las líneas de transmisión y distribución, estos filtran y disipan las elevaciones de tensión y además protegen para que no se dañen los equipos eléctricos y además previenen incendios provocados por el sistema eléctrico. Se filtran las señales por encima de 1 KHz, protege contra transitorios en baja tensión.

1.7. Calidad de la energía

Esta no se puede relacionar con la ausencia de producción de armónicas, interrupciones del fluido eléctrico, variación de voltaje, sobretensiones, que el voltaje se mantenga estable y la frecuencia también. Esto se va a lograr con la protección y evitar que ocurran estas perturbaciones en el sistema eléctrico.

Hay algunos factores que influyen para no tener una calidad de energía los cuales son:

1.7.1. *Flicker*

Este no es más que el parpadeo es visible al ojo humano y es la variación de voltaje de una manera rápida. Lo generan muchas veces los mismos equipos que están en las instalaciones del usuario como arranque de motores, soldaduras eléctricas, elevadores, etc.

1.7.2. *Armónicas*

Se les llama así a los voltajes o corrientes alternas los cuales tienen frecuencias de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental lo que provoca una distorsión de la forma de onda.

1.7.3. *Variación de frecuencia*

Es la relación entre la carga y la capacidad de generación disponible.

1.7.4. *Swell*

Es una elevación de tensión de su valor eficaz entre el 1,1 y el 1,8 de la tensión de funcionamiento normal con duración de un rango de medio ciclo y algunos segundos.

1.7.5. Sag

Es una disminución del valor eficaz de la tensión entre el 0,9 u el 0,1 de la tensión nominal llamados huecos de tensión, que tienen un rango de duración entre medio ciclo- varios segundos.

1.8. Normas y reglamentos para sistemas de generación renovable y protecciones

Las normas y reglamentos para el sistema eléctrico de Guatemala las ejecuta la comisión nacional de energía eléctrica que es el ente técnico del ministerio de energía y minas.

1.8.1. Ley General de Electricidad

Esta ley, norma todas las actividades que están relacionadas con la generación, transmisión distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En el artículo 8 de la LGE dice: “Es libre la instalación de centrales generadoras las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes. No obstante para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia de la central exceda de 5 MW”.¹⁵

En el capítulo III de la LGE dice lo referente a tarifas aplicables a consumidores de distribución final.

¹⁵ Congreso de la República de Guatemala, *Ley General de Electricidad*. p. 5.

1.8.2. Norma GDR

La norma que se aplica a la generación renovable es la siguiente:

La resolución CNEE-227-2014, indica sobre las GDR (generación distribuida renovable), que su aporte de potencia debe ser menor o igual a 5 MW. Las cuales se conectan a las instalaciones de distribución.

El objeto de esta norma es establecer las disposiciones que deben cumplir los distribuidores, los generadores distribuidos renovables y los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables. Es de aplicación obligatoria para distribuidores, generadores distribuidos renovables y usuarios autoprodutores con excedentes de energía, en lo que corresponda.

Para poder obtener una autorización de conexión de GDR es necesario presentar al distribuidor una solicitud de dictamen de capacidad y conexión usando el formulario establecido, el cual se puede obtener en el sitio web.

1.8.3. Normas para sistemas de protección

La norma que se utiliza para el sistema de protección y también se puede apoyar en la generación de energía fotovoltaica es el NEC en el capítulo dos el cual se refiere a cableado y protección en la sección 240 la protección de sobre corrientes, en la 250 protección de puestas a tierra, en la 280 protección de sobretensión entre otras. En la sección 690 lo relacionado a sistemas fotovoltaicos. Y la norma NFPA 780 para sobrecargas electo atmosféricas.

2. FASE TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Informe ejecutivo del proyecto

La Universidad de San Carlos de Guatemala puede contribuir a la generación de energía renovable para cubrir la totalidad de su consumo, por medio de paneles fotovoltaicos instalados en los techos de los edificios. Además de su consumo, instalando paneles en todo el espacio disponible podría generar mayor cantidad de energía. La generación se basa en el aprovechamiento de las HSP, estas están definidas por la NASA para la ciudad capital de Guatemala de acuerdo a su latitud y longitud, con un valor promedio de 5,4 HSP. Este proceso de generación de energía contribuirá al ahorro de recursos económicos, la disminución del uso de combustibles derivados del petróleo y emisión de CO₂ que contaminan el medio ambiente.

Para cada uno de los edificios S9, S10, S11 y S12, se diseñará de manera preliminar un sistema de generación fotovoltaica y sus protecciones eléctricas con las características descritas anteriormente. La configuración del sistema será homogénea para todos los edificios, variando únicamente el número de inversores en paralelo, según la demanda de consumo en cada edificio o el total de área disponible para la instalación. Cada inversor a tomarse como base para el diseño es de 10 kW, 208 V con dos entradas, conectándose a cada una de ellas 2 filas en paralelo de 11 paneles, para dar un total de 44 paneles por inversor. Los paneles solares que se utilizarán son de 255 vatios cada uno. A cada inversor se le conectará una potencia instalada mayor que la salida, considerando un 10 % de pérdidas. Cada inversor se conectará al tablero de distribución, este a su vez se conectará al distribuidor en la entrada de la

acometida existente. Todo el sistema contará con protecciones internas y externas. Además de las protecciones del sistema fotovoltaico, se incluye la protección contra descargas electro atmosféricas y puesta a tierra para cada uno de los edificios.

Para conectarse a la red deberá realizarse una solicitud al distribuidor, en este caso EGSSA, para tener la figura de generador auto productor de energía renovable con excedentes de energía. El distribuidor colocará un contador bidireccional para registrar tanto el consumo como la inyección de energía a la red. Con este registro, la USAC pagará únicamente la diferencia a favor del distribuidor más los cargos fijos; por el contrario, si hay diferencia a favor del generador, en este caso la USAC, queda como crédito a favor para consumirla en el futuro sin restricción de tiempo. En caso de generar mayor cantidad de energía utilizando toda el área disponible, tomará la figura de GDR y deberán realizarse los trámites correspondientes.

Considerando la inversión económica en contraste con la generación de energía durante los 25 años de vida del sistema, la recuperación promedio de esta inversión en los edificios S9, S11 y S12 será de 9 años y en el edificio S10 de 10 años. A partir de este tiempo toda la energía producida sería sin costo para los próximos años de vida del sistema de acuerdo al estudio del VPN y la TIR, este ahorro de recursos puede aprovecharse para mejoras de laboratorios, instalaciones u otras necesidades de las unidades académicas.

La aplicación del presente diseño contribuiría a cambiar la matriz energética para no depender de los derivados del petróleo. El ahorro anual en consumo de combustibles para la generación de autoprodutores con excedentes de energía de los 4 edificios sería de 460,21 BEP, lo cual equivale a 21 772,93 USD. Aprovechando toda el área disponible de las terrazas, daría un

ahorro anual de consumo de combustibles de 1 035,5 BEP, lo cual equivale a 48 989,67 USD.

Al mismo tiempo, contribuiría a proteger el medio ambiente reduciendo la contaminación anual de emisiones de CO₂ en 142,93 t. como auto productores con excedentes de energías. Como GDR el ahorro anual de emisiones sería de 321,59 t. de CO₂.

2.2. Elementos necesarios para el diseño del sistema de generación fotovoltaica

Para el diseño del sistema de generación fotovoltaica se necesitan los historiales de consumo de cada edificio para poder ver el comportamiento de consumo durante un periodo de un año y así tomar como referencia estos datos. Se necesitan también otros factores como:

- Potencia demandada y contratada
- Estadística de consumo anual
- Hora solar pico para la Ciudad de Guatemala
- Orientación e inclinación de los paneles
- Distancia mínima entre paneles
- Pérdidas a considerar

2.2.1. Potencia demandada y contratada

El proyecto se enfoca en el diseño de un sistema fotovoltaico en cada uno de los edificios S9, S10, S11 y S12 tomando como base de consumo el historial de las facturas durante el periodo de septiembre de 2013 al mes de agosto de

2014, los datos de la potencia contratada son constantes y la potencia demandada más alta durante este periodo se detalla a continuación.

Tabla VIII. **Potencia contratada y demandada**

| Edificio | Potencia contratada kW | Potencia demandada, el mayor durante el año evaluado kWmax |
|----------|------------------------|--|
| S9 | 66,4 | 55,2 |
| S10 | 57,7 | 52,1 |
| S11 | 51,3 | 46,1 |
| S12 | 76,8 | 52 |

Fuente: elaboración propia.

2.2.2. Estadística de consumo anual

Para la estimación del consumo promedio mensual se tomó como herramienta los recibos de energía eléctrica de 12 meses en el periodo descrito en el inciso anterior, de la distribuidora que proporciona el servicio la cual es EGSSA.

El edificio S9 cuenta con un servicio trifásico 208 V, contador numero K-22 828, correlativo 658 608 y tarifa: BTDFp.

Tabla IX. **Consumo promedio del periodo comprendido entre septiembre de 2013 y agosto de 2014 del edificio S9**

| Mes | Energía consumida kWh | Días de servicio |
|--------------------|-----------------------|------------------|
| Septiembre de 2013 | 7 440 | 31 |
| Octubre de 2013 | 7 440 | 31 |
| Noviembre de 2013 | 7 440 | 31 |
| Diciembre de 2013 | 7 200 | 30 |
| Enero de 2014 | 0 | 30 |
| Febrero de 2014 | 6 240 | 29 |
| Marzo de 2014 | 6 720 | 31 |
| Abril de 2014 | 6 320 | 29 |
| Mayo de 2014 | 6 720 | 31 |
| Junio de 2014 | 720 | 31 |
| Julio de 2014 | 6 160 | 31 |
| Agosto de 2014 | 6 000 | 31 |
| Promedio | 5 700 | 30,5 |

Fuente: elaboración propia.

Con los datos de la tabla anterior se puede encontrar el consumo diario promedio del edificio.

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Promedio mensual}}{\text{Promedio de días}} = \frac{5\,700 \text{ kWh}}{30,5} = 186,89 \text{ kWh}$$

El edificio S10 cuenta con un servicio trifásico 208 V, contador numero L-92 864, correlativo 658 620 y tarifa: BTDFp.

Tabla X. **Consumo promedio del periodo comprendido entre septiembre de 2013 y agosto de 2014 del edificio S10**

| Mes | Energía consumida kWh | Días de servicio |
|--------------------|-----------------------|------------------|
| Septiembre de 2013 | 5 215 | 31 |
| Octubre de 2013 | 4 991 | 31 |
| Noviembre de 2013 | 4 361 | 31 |
| Diciembre de 2013 | 4 220 | 30 |
| Enero de 2014 | 0 | 30 |
| Febrero de 2014 | 3 366 | 29 |
| Marzo de 2014 | 4 479 | 31 |
| Abril de 2014 | 3 497 | 29 |
| Mayo de 2014 | 2 106 | 31 |
| Junio de 2014 | 2 510 | 31 |
| Julio de 2014 | 3 730 | 31 |
| Agosto de 2014 | 4 885 | 31 |
| Promedio | 3 613 | 30,5 |

Fuente: elaboración propia.

Con los datos de la tabla anterior se puede encontrar el consumo diario promedio del edificio.

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Promedio mensual}}{\text{Promedio de días}} = \frac{3\,613 \text{ kWh}}{30,5 \text{ h}} = 118,46 \text{ kWh}$$

El edificio S11 cuenta con un servicio trifásico 208 V, contador numero K-64 081, correlativo 665 044 y tarifa: BTDfp.

Tabla XI. **Consumo promedio del periodo comprendido entre septiembre de 2013 y agosto de 2014 del edificio S11**

| Mes | Energía consumida kWh | Días de servicio |
|--------------------|-----------------------|------------------|
| Septiembre de 2013 | 11 677 | 31 |
| Octubre de 2013 | 11 231 | 31 |
| Noviembre de 2013 | 10 679 | 31 |
| Diciembre de 2013 | 10 335 | 30 |
| Enero de 2014 | 2 903 | 30 |
| Febrero de 2014 | 10 191 | 29 |
| Marzo de 2014 | 11 785 | 31 |
| Abril de 2014 | 11 771 | 29 |
| Mayo de 2014 | 9 360 | 31 |
| Junio de 2014 | 11 254 | 31 |
| Julio de 2014 | 10 865 | 31 |
| Agosto de 2014 | 11 530 | 31 |
| Promedio | 10 298 | 30,5 |

Fuente: elaboración propia.

Con los datos de la tabla anterior se puede encontrar el consumo diario promedio del edificio.

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Promedio mensual}}{\text{Promedio de días}} = \frac{10\,298 \text{ kWh}}{30,5 \text{ h}} = 337,64 \text{ kWh}$$

El edificio S12 cuenta con un servicio trifásico 208 V, contador numero K-22 882, correlativo 790 838 y tarifa: BTDP.

Tabla XII. **Consumo promedio del periodo comprendido entre octubre de 2013 y septiembre de 2014 del edificio S12**

| Mes | Energía consumida kWh | Días de servicio |
|--------------------|-----------------------|------------------|
| Octubre de 2013 | 9 120 | 31 |
| Noviembre de 2013 | 8 320 | 31 |
| Diciembre de 2013 | 8 080 | 30 |
| Enero de 2014 | 2 260 | 30 |
| Febrero de 2014 | 8 080 | 29 |
| Marzo de 2014 | 10 960 | 31 |
| Abril de 2014 | 7 840 | 29 |
| Mayo de 2014 | 6 080 | 31 |
| Junio de 2014 | 8 160 | 31 |
| Julio de 2014 | 7 360 | 31 |
| Agosto de 2014 | 9 520 | 31 |
| Septiembre de 2014 | 10 080 | 31 |
| Promedio | 7 988 | 30,5 |

Fuente: elaboración propia.

Con los datos de la tabla anterior se puede encontrar el consumo diario promedio del edificio.

$$\text{Consumo diario} = \frac{\text{Promedio mensual}}{\text{Promedio de días}} = \frac{7\,988 \text{ kWh}}{30,5 \text{ h}} = 261,90 \text{ kWh}$$

2.2.3. Hora solar pico para la ciudad de Guatemala con ubicación geográfica de la USAC

Para la evaluación de la radiación solar en el valle de la ciudad de Guatemala se tomó como referencia un estudio de la NASA por un periodo de 22 años desde 1983 hasta el 2005,¹⁶ para nuestra ubicación geográfica que es latitud de 14,58° y longitud de -90,55° corresponden los siguientes resultados:

Tabla XIII. **Parámetros de radiación incidente para paneles inclinados**

| Parámetros de Radiación incidente para paneles solares inclinados viendo hacia el ecuador | | | | | | |
|---|---|---------------------------------------|---|---------------------------------------|---|---|
| Mes | Máxima a 14° de inclinación en kW/m ² /día | Máxima a 0° en kW/m ² /día | Mínima 14° de inclinación en kW/m ² /día | Mínima a 0° en kW/m ² /día | Promedio 14° de inclinación en kW/m ² /día | Promedio a 0° en kW/m ² /día |
| Enero | 6,31 | 5,50 | 5,22 | 4,64 | 5,85 | 5,14 |
| Febrero | 6,77 | 6,18 | 5,65 | 5,23 | 6,17 | 5,68 |
| Marzo | 6,51 | 6,29 | 5,87 | 5,70 | 6,13 | 5,95 |
| Abril | 6,38 | 6,49 | 5,31 | 5,40 | 5,85 | 5,95 |
| Mayo | 6,11 | 6,09 | 4,57 | 4,57 | 5,37 | 5,37 |
| Junio | 5,68 | 5,61 | 4,74 | 4,70 | 5,09 | 5,04 |
| Julio | 5,95 | 5,89 | 4,67 | 4,65 | 5,37 | 5,33 |
| Agosto | 5,51 | 5,67 | 3,90 | 3,99 | 5,09 | 5,24 |
| Septiembre | 5,29 | 5,25 | 3,99 | 3,97 | 4,70 | 4,66 |
| Octubre | 5,70 | 5,36 | 4,37 | 4,18 | 4,96 | 4,71 |
| Noviembre | 5,99 | 5,33 | 4,66 | 4,24 | 5,41 | 4,86 |
| Diciembre | 6,29 | 5,39 | 5,12 | 4,49 | 5,66 | 4,91 |
| Promedio | 6,04 | 5,75 | 4,83 | 4,64 | 5,47 | 5,23 |

Fuente: elaboración propia.

¹⁶NASA *Surface meteorology and Solar Energy - Location* [en línea]. https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=091105&lat=14.58&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swvdowncook&step=2&lon=-90. [Consulta: 26 de agosto de 2015.]

Como se puede observar en la tabla anterior se tiene la radiación incidente kW/m²/día durante todos los meses del año y se encuentra desglosada en 3 condiciones máxima, mínima y promedio a dos formas de incidencia de la radiación solar que es de 14° y a 0°, con lo que se puede observar que hay un mejor aprovechamiento de la radiación a 14° que es lo más próximo recomendable para nuestra posición geográfica la cual por nuestra latitud se aproximará a 15°.

Si se observa la columna promedio a 14° se tiene 5,47 kW/m²/día, pero si se hace un promedio entre la máxima y la mínima se tiene una media de 5,43 por lo que para el diseño se toma el dato aproximado de 5,4 kW/m²/día.

La base de radiación es de 1 kW/m²/hora ya que es con el que se prueban los equipos y es el valor promedio en las horas solares pico que se puede aprovechar, con estos datos podemos encontrar las horas solares pico promedio.

$$\text{HSP} = (5,4 \text{ kWh/m}^2) / (1 \text{ kW/m}^2) = 5,4 \text{ horas}$$

Para el presente diseño se tomará como horas de aprovechamiento solar a 1 kW/m²/hora el dato anteriormente calculado que es de 5,4 horas.

2.2.4. Orientación e inclinación de los paneles

La orientación de los paneles será directamente al sur ya que Guatemala se encuentra en el hemisferio norte y como para el diseño se puede optar por un sistema fijo o uno variable; pero si se diseña en sistema variable se deben agregar motores y partes móviles para que tenga un seguimiento del sol durante el transcurso del día para aprovechar más la incidencia de la radiación

solar el cual incrementa los costos tanto de instalación como mantenimiento, y esta la opción del sistema fijo que es menos costoso y necesita menos mantenimiento.

Para el presente diseño se tomará el sistema fijo, con dirección al sur con una inclinación de acuerdo a la latitud de la universidad de San Carlos de Guatemala que se encuentra en el hemisferio norte con una latitud de $14,58^\circ$ y una longitud de $-90,55$

Debido a la ubicación geográfica y tomando en cuenta que el panel solar debe tener una inclinación adecuada para la mejor captación de energía, ya que es un sistema fijo, y para que durante el invierno el agua resbale y en verano no se acumulen hojas de los árboles o suciedad sobre los mismos, estos se orientarán al sur con una inclinación de 15° .

2.2.5. Cálculo de distancia mínima entre paneles

Para el cálculo de distancia entre las filas de los paneles solares se necesita que no se afecten entre sí en el transcurso del año, por lo que se toma como referencia el día más crítico que es el 21 de diciembre debido a que el sol alcanza la mínima altura en su trayectoria, por lo que provoca más sombra.

El panel fotovoltaico que se tomará como referencia en el diseño tiene las siguientes dimensiones:

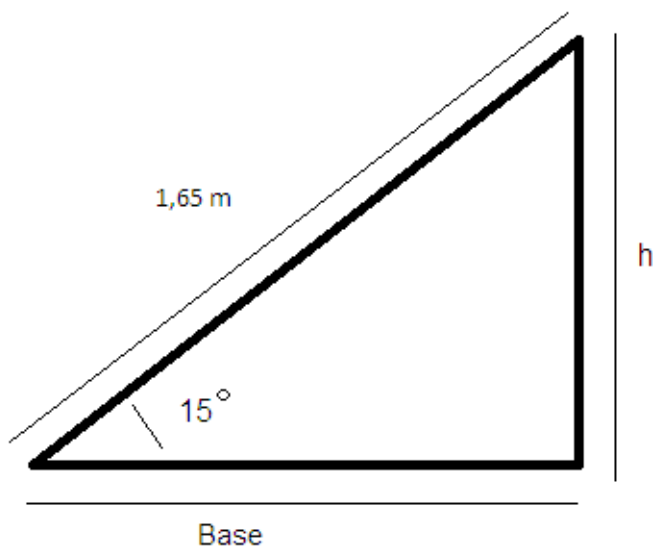
Tabla XIV. **Medidas del panel fotovoltaico**

| Medidas del panel fotovoltaico en m. | |
|--------------------------------------|------|
| Largo | 1,65 |
| Ancho | 0,99 |
| Grosor | 0,04 |

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo de h se hará uso de la fórmula de Pitágoras, el panel quedaría sobre su estructura de esta manera.

Figura 32. **Vista lateral de un panel fotovoltaico sobre su estructura**



Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo de los datos que faltan se utilizará Pitágoras:

$$\sin \theta = \frac{\text{Cateto opuesto}}{\text{Hipotenusa}}$$

$$\sin 15^\circ = \frac{\text{Cateto opuesto}}{1,65 \text{ m}}$$

$$\text{Cateto opuesto} = \sin 15^\circ (1,65 \text{ m})$$

$$\text{Cateto opuesto} = h = 0,4270$$

$$h = 0,4270 \approx 0,43 \text{ m}$$

$$\text{Cateto adyacente} = \text{Base} = \cos 15^\circ (1,65 \text{ m})$$

$$\text{Base} = 1,59 \text{ m}$$

Con los cálculos anteriores se tiene que la base es de 1,59 m y la altura de la parte alta de la estructura es de 0,43 m estos datos se utilizan para el cálculo de las distancias entre filas y no se afectan entre ellas.

Sustituyendo los datos en la ecuación da la distancia mínima:

$$d_{min} = \frac{0,4270}{\tan(61 - 14,58)}$$

$$d_{min} = 0,4064 \text{ m} \approx 0,41 \text{ m}$$

0,41 metros sería la distancia mínima entre filas no tomando en cuenta la altura de las bases ya que todos los paneles quedarán elevados a la misma distancia, pero para montaje, mantenimiento y cualquier trabajo necesario que se deba realizar durante el periodo de vida útil del sistema se considera dejar una distancia entre filas de 1 m.

Para los edificios que tienen techado en el centro pueden provocar sombra a los alrededores por lo que también se les calculará la distancia mínima a continuación.

Para el edificio S9 la parte del centro de las dos aguas tiene una altura de 2,80 m y en los costados más bajos 1,66 m.

Figura 33. **Parte techada del edificio S9**



Fuente: terraza, edificio S9, USAC.

$$d_{min} = (2,80 \text{ m}) / \tan(61 - 14,58) = 2,64 \text{ m}$$

$$d_{min} = (1,66 \text{ m}) / \tan(61 - 14,58) = 1,58 \text{ m}$$

Por lo tanto, los paneles fotovoltaicos deben quedar separados a una distancia mínima de 2,64 m del techo en la parte central y 1,58 m en los costados.

Para el edificio S10 la parte del centro de las dos aguas tiene una altura de 1,90 m y en los costados más bajos 1,60 m.

Figura 34. **Parte techada del edificio S10**



Fuente: terraza, edificio S10, USAC.

$$d_{min} = (1,90 \text{ m}) / \tan(61 - 14,58) = 1,80 \text{ m}$$

$$d_{min} = (1,60 \text{ m}) / \tan(61 - 14,58) = 1,52 \text{ m}$$

Por lo tanto, los paneles fotovoltaicos deben quedar separados a una distancia mínima de 1,80 m del techo en la parte central y 1,52 m en los costados.

Para el edificio S12 la parte del centro de las dos aguas tiene una altura de 3,07 m y en los costados más bajos 1,84 m, en la figura que está a continuación se puede apreciar la parte techada.

Figura 35. **Parte techada del edificio S12**



Fuente: terraza, edificio S12, USAC.

$$d_{min} = (3,07 \text{ m}) / \tan (61 - 14,58) = 2,92 \text{ m}$$

$$d_{min} = (1,84 \text{ m}) / \tan(61 - 14,58) = 1,75 \text{ m}$$

Por lo tanto, los paneles fotovoltaicos deben quedar separados a una distancia mínima de 2,92 m del techo en la parte central y 1,75 m en los costados.

2.2.6. Pérdidas a considerar

Debido a que en el trayecto de los conductores y equipos hay pérdidas las cuales no se pueden evitar, por lo tanto, para hacer el dimensionamiento del sistema fotovoltaico es necesario considerar el porcentaje de las pérdidas para que la salida sea lo más cerca de la potencia nominal de salida. Tomando este porcentaje más el total de potencia instalada se le denomina kWp instalados.

Pérdidas por sombra, se consideran 0 % ya que los paneles estarán ubicados en áreas alejadas lo necesario para que no provoquen sombras.

Pérdidas en el Inversor, este es un elemento que sí tiene pérdidas y el fabricante da el porcentaje de pérdidas. Se considera un 3 %.

Pérdidas por suciedad se considerarán 0 % debido a que se planificará una limpieza constante para que estos no sean afectados por la acumulación de suciedad.

Pérdidas por temperatura, este es un factor muy importante ya que el panel está expuesto a la radiación, la temperatura del lugar, etc. Estos parámetros pueden afectar con una la elevación de la temperatura y esto tener consecuencia de una pérdida del 3 %.

Se consideran las pérdidas en corriente directa en el cableado las cuales se tomará en cuenta un 2,5 %.

Otro factor que genera pérdidas es en el cableado de alterna. Se considerará un 1,5 %.

En resumen, la pérdida total que se tomará para la evaluación será del 10 % por lo que este dato se tomará en cálculos posteriores.

2.3. Diseño del sistema fotovoltaico

2.3.1. Áreas a utilizar

El diseño del proyecto de sistema de generación fotovoltaico se realizará en los techos de los edificios S9, S10, S11 y S12 en el campus central de la USAC. Por lo que a continuación se puede visualizar una vista satelital donde se ven los espacios disponibles de las terrazas.

Figura 36. **Vista satelital de los edificios S9, S10, S11 y S12**



Fuente: Google Earth. <https://earth.google.es/>. Consulta: 9 de julio de 2015.

A continuación, se presentan las mediciones que se realizaron en las terrazas las cuales tienen una pequeña variación con los planos de los edificios ya que en los planos se toman las medidas exclusivas de las terrazas, pero a la hora de la construcción se agregaron partes prefabricadas en las orillas.

2.3.1.1. Área disponible del edificio S9

El edificio S9 lo utiliza la Facultad de Ciencias Económicas y funciona únicamente por la tarde por lo que la generación se realizará durante el día y se inyectará a la red y cuando se necesite se tomará de la red donde el contador bidireccional será el que registre hacia dónde va la energía.

A continuación, se puede observar la vista satelital de la terraza del edificio S9:

Con una ubicación satelital:

Latitud = 14,582595

Longitud = -90,556032

Figura 37. Vista satelital de la terraza del edificio S9



Fuente: Google Earth. <https://earth.google.es/>. Consulta: 9 de julio de 2015.

Como se puede observar en la vista satelital se tiene un área disponible alrededor del techo central al cual se realizó una verificación del área, así como de los obstáculos que podrían afectar.

A continuación, se presenta la verificación del área disponible en la terraza:

Figura 38. **Medición de área disponible en el edificio S9**



Fuente: terraza, edificio S9, USAC.

Al realizar las mediciones se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla XV. **Mediciones del área realizadas en el edificio S9**

| Área de medición de la terraza | m |
|--|-------|
| Bordillo perimetral | 0,12 |
| Largo del edificio de este a oeste | 50,40 |
| Ancho del edificio de norte a sur | 41,35 |
| Largo del vacío de este a oeste | 21,60 |
| Ancho del vacío de norte a sur | 12,55 |
| Largo del área techada de este a oeste | 27,40 |
| Ancho del área techada de norte a sur | 18,40 |
| Altura del edificio | 10,57 |

Fuente: elaboración propia.

Además, cuenta con 3 tragaluces. A un costado de la parte techada los tragaluces miden 1,70 de largo, 0,99 de ancho y 0,47 de alto con una separación del bordillo exterior de 9,85 metros los cuales son los utilizables para el sistema fotovoltaico.

El ingreso a la terraza está ubicado al oeste con dimensiones de 5,50 x 1,65 m. y una altura de 0,65 m separado a 2,60 del oeste y 14,82 del sur.

La parte techada del edificio cuenta con 4 postes circulares de cada lado, las bases son de cemento cuadradas de 0,40 x 0,40 y una altura de 0,20 metros, techado con láminas transparentes a dos aguas, la altura central del techo es de 2,80 metros y la del final de las dos aguas es de 1,66 metros.

Al restarle los obstáculos y la parte que no se puede utilizar da el área disponible para el proyecto.

Tabla XVI. **Áreas disponibles del edificio S9 para el proyecto**

| Ubicación en la terraza | Medidas m. | Total m ² . |
|-------------------------|---------------|------------------------|
| Área norte | 50,40 x 9,85 | 496,44 |
| Área sur | 50,40 x 9,85 | 496,44 |
| Área este central | 11,50 X 21,65 | 248,97 |
| Área oeste central | 11,50 X 21,65 | 248,97 |
| Área total disponible | | 1 490,82 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.1.2. Área disponible del edificio S10

El edificio S10 lo utiliza la Facultad de Ciencias Económicas por la tarde y noche y lo comparte con la Facultad de Ingeniería por la mañana. Este funciona durante todo el día por lo que cuando se esté generando se estará consumiendo parte de la generación durante el día y lo adicional se inyectará a la red y para cuando se necesite la energía se tomará de la red.

A continuación, se puede observar la vista satelital del edificio S10.

Con una ubicación satelital:

Latitud = 14,583734
Longitud = -90,556510

Figura 39. Vista satelital de la terraza del edificio S10



Fuente: Google Earth. <https://earth.google.es/>. Consulta: 9 de julio de 2015.

A continuación, el área disponible donde se realizaron las mediciones del área de la terraza del edificio:

Figura 40. **Área disponible en la terraza del edificio S10**



Fuente: terraza, edificio S10, USAC.

Al realizar las mediciones se obtienen los siguientes resultados:

Tabla XVII. **Mediciones del área realizadas en el edificio S10**

| Área de medición de la terraza | m |
|--|-------|
| Bordillo perimetral | 0,21 |
| Largo del edificio de este a oeste | 50,30 |
| Ancho del edificio de norte a sur | 41,40 |
| Largo del vacío de este a oeste | 21,70 |
| Ancho del vacío de norte a sur | 12,70 |
| Largo del área techada de este a oeste | 24,00 |
| Ancho del área techada de norte a sur | 16,30 |
| Altura del edificio | 10,90 |

Fuente: elaboración propia.

El ingreso a la terraza está ubicado al este con dimensiones de 2,95 x 1,60 m y una altura de 0,52 m separado 14,90 m del sur, al oeste hay una base igual al de ingreso.

Cuenta con techo en la parte central del edificio, la estructura está montada sobre 5 bases de cada lado, las bases son de cemento cuadradas de 0,50 x 0,50 y una altura de 0,50 metros. Techado con láminas transparentes a dos aguas, la altura central del techo es de 1,90 metros y la del final lateral del techo es de 1,60 metros.

El área disponible para el proyecto es el que está a continuación solo que por el consumo del edificio se usara únicamente parte de esta área para la generación de energía necesaria para el autoconsumo.

Tabla XVIII. **Áreas disponibles del edificio S10 para el proyecto**

| Ubicación en la terraza | Medidas m. | Total m ² . |
|-------------------------|---------------|------------------------|
| Área norte | 50,30 x 12,00 | 603,60 |
| Área sur | 50,30 x 12,00 | 603,60 |
| Área este central | 13,15 x 17,40 | 228,81 |
| Área oeste central | 13,15 x 17,40 | 228,81 |
| Área total disponible | | 1 664,82 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.1.3. Área disponible del edificio S11

El edificio S11 lo utiliza la Facultad de Ingeniería en pregrado y lo comparte con posgrados de la Facultad de Ingeniería. Este funciona durante

todo el día, por lo que cuando se esté generando se estará consumiendo parte de la generación durante el día y lo adicional se inyectará a la red y para cuando se necesite la energía se tomará de la red.

A continuación, se puede observar la vista satelital del edificio S11.

Con una ubicación satelital:

Latitud = 14,583734

Longitud = -90,556510

Figura 41. **Vista satelital de la terraza del edificio S11**



Fuente: Google Earth. <https://earth.google.es/>. Consulta: 9 de julio de 2015.

A continuación, se presenta el trabajo de campo de la verificación del área disponible:

Figura 42. **Medición del área disponible y de los obstáculos del edificio S11**



Fuente: terraza, edificio S11, USAC.

Luego de realizar las mediciones se obtuvieron los siguientes datos:

Tabla XIX. **Mediciones del área realizadas en el edificio S11**

| Área de medición de la terraza | m |
|------------------------------------|-------|
| Bordillo perimetral | 0,16 |
| Largo del edificio de este a oeste | 50,50 |
| Ancho del edificio de norte a sur | 41,50 |
| Largo del vacío de este a oeste | 21,50 |
| Ancho del vacío de norte a sur | 12,50 |
| Altura del edificio | 11,05 |

Fuente: elaboración propia.

El edificio S11 no tiene área techada en el centro únicamente un árbol el cual se recomienda podar para que no afecte con sombra a los paneles fotovoltaicos, en la parte norte cuenta con una tubería que alimenta los aires acondicionados a 0,50 m de la orilla. El ingreso a la terraza está ubicado al

oeste con dimensiones de 2,92 x 1,72 m y una altura de 0,60 m. Al este cuenta con un tragaluz con dimensiones de 3,82 x 1,70 m y una altura de 0,60 m separado del este a 3,23 m y del sur 13,40 m. Cuenta en el área norte con equipos de aire acondicionado el más separado de la orilla es de 2,60 m.

El área disponible para el proyecto es el que está a continuación solo que, por el consumo del edificio, aunque es alto, el área disponible es mayor y no se usará toda para la generación de autoconsumo.

Tabla XX. **Áreas disponibles del edificio S11 para el proyecto**

| Ubicación en la terraza | Medidas m. | Total m ² . |
|-------------------------|---------------|------------------------|
| Área norte | 50,50 x 11,90 | 600,95 |
| Área sur | 50,50 x 11,90 | 600,95 |
| Área este central | 14,50 x 12,50 | 181,25 |
| Área oeste central | 14,50 x 12,50 | 181,25 |
| Área total disponible | | 1 564,40 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.1.4. Área disponible del edificio S12

El edificio S12 lo utiliza la Facultad de Derecho. Este funciona durante todo el día, por lo que cuando se esté generando se estará consumiendo parte de la generación durante el día y lo adicional se inyectará a la red y para cuando se necesite la energía se tomará de la red. Este edificio tiene un problema de espacio ya que en la terraza se encuentran instaladas 3 antenas de telefonía lo cual reduce en gran manera el área para la instalación del sistema fotovoltaico.

A continuación, se puede observar la vista satelital del edificio S12.

Con una ubicación satelital:

Latitud = 14,582595

Longitud = -90,556032

Figura 43. **Vista satelital de la terraza del edificio S12**



Fuente: Google Earth. <https://earth.google.es/>. Consulta: 9 de julio de 2015.

Se realizaron las mediciones, pero como se ve a continuación en las siguientes 2 figuras del área de la terraza del edificio S12 se encuentran antenas instaladas; por lo cual no se pueden instalar paneles fotovoltaicos tan cerca de las mismas porque estas ocasionarían sombras y no se generaría adecuadamente, por lo que se tomará únicamente ciertas áreas adecuadas. Otro factor es que el espacio de las antenas está asignado a las compañías telefónicas.

Figura 44. **Área donde se encuentra las antenas en la terraza del edificio S12**



Fuente: terraza, edificio S12, USAC.

A continuación, se puede apreciar uno de los pocos espacios disponibles:

Figura 45. **Área disponible en la terraza del edificio S12**



Fuente: terraza, edificio S12, USAC.

Las mediciones que se realizaron fueron las siguientes:

Tabla XXI. **Mediciones del área realizadas del edificio S12**

| Área de medición de la terraza | m |
|--|-------|
| Bordillo perimetral | 0,13 |
| Largo del edificio de este a oeste | 50,50 |
| Ancho del edificio de norte a sur | 41,50 |
| Largo del vacío de este a oeste | 21,60 |
| Ancho del vacío de norte a sur | 12,50 |
| Largo del área techada de este a oeste | 27,70 |
| Ancho del área techada de norte a sur | 18,60 |
| Altura del edificio | 14,65 |

Fuente: elaboración propia.

El ingreso a la terraza está ubicado al oeste, la terraza cuenta con 3 antenas de telefonía y cada una tiene rentado el espacio exclusivamente para ese uso. Pero no hay información de que área corresponde por lo que se tomará como área disponible fuera de las anclas que sujetan las antenas. Ubicación de las antenas: noreste, noroeste y suroeste.

El área disponible después de la parte techada hasta el bordillo externo tiene 11,40 m en el norte y sur, 11,60 m en el este y oeste. Cuenta con techo en la parte central del edificio, 4 postes circulares de cada lado largo, las bases son de cemento cuadradas de 0,70 x 0,70 y una altura de 0,20 metros, techado con láminas transparentes a dos aguas, altura central del techo es de 3,07 metros y la del final de los costados del techo es de 1,84 metros.

El área disponible para el proyecto es el que está a continuación, el área disponible en este edificio es muy reducida.

Tabla XXII. **Áreas disponibles del edificio S12 para el proyecto**

| Ubicación en la terraza | Medidas m. | Total m ² . |
|-------------------------|---------------|------------------------|
| Área norte central | 17,65 x 11,50 | 201,20 |
| Área sur | 29,80 x 11,40 | 339,72 |
| Área este central | 11,60 X 13,01 | 151,96 |
| Área oeste | No disponible | |
| Área total disponible | | 692,89 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.2. Cálculo del número de paneles solares

Antes de realizar el cálculo de los paneles solares se necesita tener en cuenta varios datos para el dimensionamiento del sistema de generación fotovoltaico que se vieron en los incisos anteriores los cuales son:

- Energía consumida en cada edificio.
- El área disponible.
- Horas solares pico (HSP).
- Orientación e inclinación de los paneles solares.
- Distancia mínima entre las filas de los paneles solares y otros objetos que puedan proporcionar sombra para no afectarse el desempeño de los mismos.
- Cálculo de número máximo y mínimo de paneles por fila de acuerdo a la temperatura de la ciudad capital que es donde se encuentra el campus central de la Universidad de San Carlos de Guatemala que se detalla a continuación.

2.3.2.1. Cálculo de paneles máximos y mínimos por fila de acuerdo a la temperatura del lugar

Para el cálculo de la cantidad de paneles que se pueden conectar en serie se utilizan las ecuaciones de la 5 a la 8 descritas en la primera fase.

Para el diseño se toman los datos más críticos de 6 °C a 33,9 °C

$$Voc (Tmin) = Voc + \left(\frac{-0,32}{100} \times Voc\right) (Tmin - 25^{\circ}C)$$

$$Voc (Tmin) = 37,7 V + \left(\frac{-0,32}{100} \times 37,7 V\right) (6^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$Voc (Tmin) = 37,7 V + (-0,121) (-19^{\circ}C)$$

$$Voc (Tmin) = 39,992 V$$

$$Vmpp (Tmax) = Vmpp + \left(\frac{-0,42}{100} \times Vmpp\right) (Tmax - 25^{\circ}C)$$

$$Vmpp (Tmax) = 30,0 V + \left(\frac{-0,42}{100} \times 30,0 V\right) (33,9^{\circ}C - 25^{\circ}C)$$

$$Vmpp (Tmax) = 30,0 V + (-0,126) (8,9^{\circ}C)$$

$$Vmpp (Tmax) = 28,879 V$$

Calculando el máximo y mínimo de paneles por fila de acuerdo a la temperatura y la tensión máxima y mínima del inversor que es el rango del MPPT.

$$\# \text{ Máximo de módulos por fila} = \frac{V_{max\ mpp}}{Voc (Tmin)}$$

$$\# \text{ Máximo de módulos por fila} = \frac{470 V}{39,992 V} = 11,75 \text{ paneles}$$

$$\# \text{ M\u00ednimo de m\u00f3dulos por fila} = \frac{V_{\min mpp}}{V_{oc} (T_{\max})}$$

$$\# \text{ M\u00ednimo de m\u00f3dulos por fila} = \frac{220 V}{28,879 V} = 7,62 \text{ paneles}$$

Para el arreglo, el n\u00famero de paneles por fila debe estar en el rango de 8 a 11 paneles.

Para atenuar las p\u00e9rdidas del sistema de generaci\u00f3n fotovoltaica, esta debe de estar entre un 10 % a 20 % de la potencia nominal del inversor.

Para hacer el dise\u00f1o se tomar\u00e1 el 10 % m\u00e1s de la potencia nominal, y as\u00ed encontrar la potencia instalada, tomando como referencia un inversor de 10 kW.

$$\text{kWp} = \text{potencia nominal} \times 1,1 = 10 \text{ kW} * 1,1 = 11 \text{ kWp}$$

Para encontrar el n\u00famero de paneles por inversor se utiliza la siguiente ecuaci\u00f3n:

$$\text{N\u00famero de m\u00f3dulos} = \frac{\text{PotenciaNominal} \times 1,1}{P_{\max \text{ del panel}}}$$

$$\text{N\u00famero de m\u00f3dulos} = 11 \text{ kWp} / 0,255 \text{ KW} = 43,14 \approx 43 \text{ paneles}$$

El resultado es de 43 paneles, pero en este caso hay que aproximarlos a 44 paneles por las entradas del inversor y as\u00ed quedan filas homog\u00e9neas.

2.3.3. Desarrollo del cálculo de paneles fotovoltaicos

Con los datos anteriormente calculados, orientación, inclinación y distancia mínima que debe haber entre paneles se procede al cálculo de acuerdo a la necesidad de autoconsumo del edificio.

Orientación directamente al sur, con una inclinación de 15°, la distancia entre filas se tomará 1 m. Las HSP de 5,4 h, las filas serán de 11 paneles cada una.

En el edificio S9 se calculó un consumo diario de 186,89 kWh. Pero como se consideran un 10 % de pérdidas para calcular la cantidad de paneles en este edificio y en los posteriores se multiplicará por 1,1, por lo que se procede a calcular la cantidad de paneles necesarios.

$$\text{Consumo hora} = \frac{\text{Consumo diario}}{5,4 \text{ h/día}} = \frac{186,89 \text{ kWh}}{5,4 \text{ h}} = 34,61 \text{ kW}$$

$$\text{Paneles} = \frac{\text{Consumo hora} * 1,1}{\text{Potencia de panel}} = \frac{34,61 \text{ kW} * 1,1}{0,255 \text{ kW}} = 149,30 \approx 149 \text{ Paneles}$$

Cálculo de número de filas de acuerdo al cálculo en el inciso anterior tomando 11 paneles por fila.

$$\text{Filas} = \frac{\text{Número de paneles}}{\text{Paneles/fila}} = \frac{149}{11} = 13,57 \text{ filas} \approx 14 \text{ filas}$$

En el edificio S10 se calculó un consumo diario de 118,46 kWh. Por lo que se procede a calcular la cantidad de paneles necesarios.

$$\text{Consumo hora} = \frac{\text{Consumo diario}}{5,4 \text{ h/día}} = \frac{118,46 \text{ kWh}}{5,4 \text{ h}} = 21,94 \text{ kW}$$

$$\text{Paneles} = \frac{\text{Consumo hora} * 1,1}{\text{Potencia de panel}} = \frac{21,94 \text{ kW} * 1,1}{0,255 \text{ kW}} = 94,64 \approx 95 \text{ Paneles}$$

$$\text{Filas} = \frac{\text{Número de paneles}}{\text{Paneles/fila}} = \frac{95}{11} = 8,60 \text{ filas} \approx 9 \text{ filas}$$

En el edificio S11 se calculó un consumo diario de 337,64 kWh. Por lo que se procede a calcular la cantidad de paneles necesarios.

$$\text{Consumo hora} = \frac{\text{Consumo diario}}{5,4 \text{ h/día}} = \frac{337,64 \text{ kWh}}{5,4 \text{ h}} = 62,53 \text{ kW}$$

$$\text{Paneles} = \frac{\text{Consumo hora} * 1,1}{\text{Potencia de panel}} = \frac{62,53 \text{ kW} * 1,1}{0,255 \text{ kW}} = 269,74 \approx 270 \text{ Paneles}$$

$$\text{Filas} = \frac{\text{Número de paneles}}{\text{Paneles/fila}} = \frac{270}{11} = 24,22 \text{ filas} \approx 24 \text{ filas}$$

En el edificio S12 se calculó un consumo diario de 261,90 kWh. Por lo que se procede a calcular la cantidad de paneles necesarios.

$$\text{Consumo hora} = \frac{\text{Consumo diario}}{5,4 \text{ h/día}} = \frac{261,90 \text{ kWh}}{5,4 \text{ h}} = 48,50 \text{ kW}$$

$$\text{Paneles} = \frac{\text{Consumo hora} * 1,1}{\text{Potencia de panel}} = \frac{48,50 \text{ kW} * 1,1}{0,255 \text{ kW}} = 209,22 \approx 209 \text{ Paneles}$$

$$\text{Filas} = \frac{\text{Número de paneles}}{\text{Paneles/fila}} = \frac{190}{11} = 19,02 \text{ filas} \approx 19 \text{ filas}$$

Los cálculos anteriores son en función al consumo, pero estos hay que adecuarlos al inversor el cual tiene 2 entradas cada uno, debiendo conectar 2 filas en paralelo en cada entrada del inversor sumando 44 paneles.

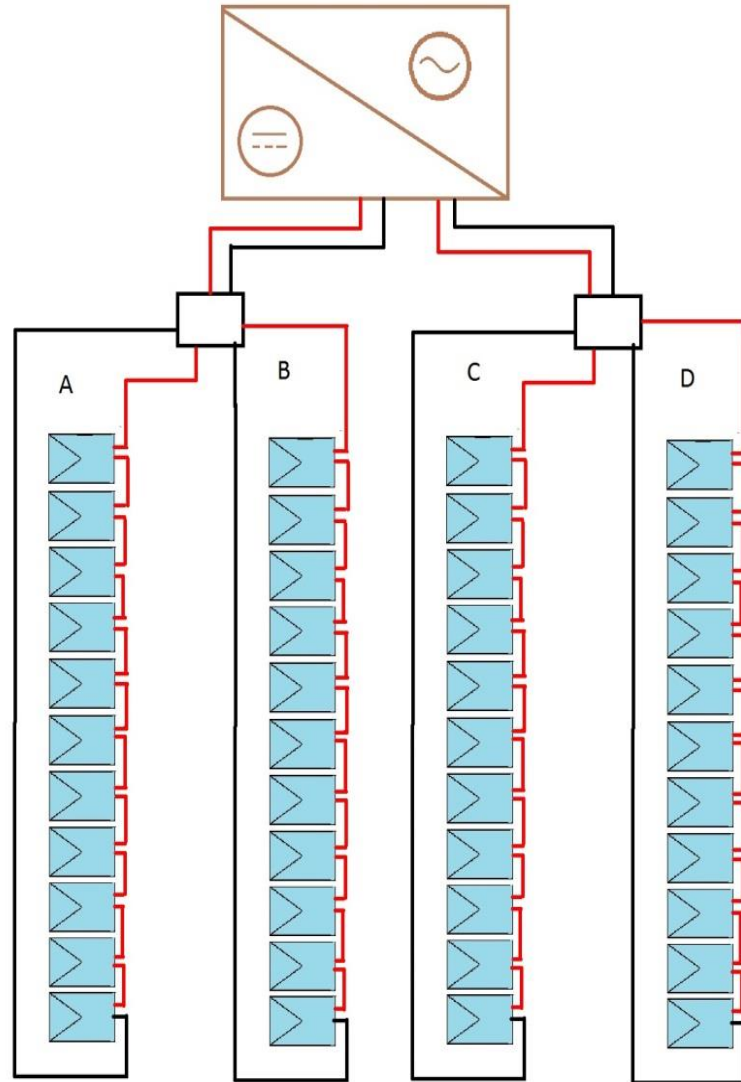
2.3.4. Configuración de conexión de panel fotovoltaico

La configuración de los paneles fotovoltaicos será de acuerdo a cálculos anteriores: 11 paneles en serie y luego estos se configuran en 2 filas en paralelo por cada entrada del inversor.

Cada inversor tendrá conectados 44 paneles: 22 paneles en cada entrada, y la entrada se compone de dos filas en paralelo de 11 módulos cada una.

Cada panel tiene una corriente de cortocircuito de 9,01 A. Como en un circuito serie la corriente es la misma se tendrá a la salida de cada fila 9,01 A. El voltaje en circuito abierto es de 37,7 V y en un circuito serie el voltaje total es la suma de cada uno de los elementos conectados en este caso son 11 paneles conectados en serie por lo que se tendrá 414,7 V a la salida de cada fila. Luego en la caja combinadora de filas se procede a configurarlos en paralelo de 2 filas por lo que la corriente de salida será de 18,02 A y 414,7 V hacia cada entrada del inversor.

Figura 46. **Configuración de las filas de paneles fotovoltaicos**



Fuente: elaboración propia.

2.3.5. Materiales del generador fotovoltaico

El listado de materiales se realizó después de calcular los inversores para determinar los necesarios.

Tabla XXIII. Listado de paneles fotovoltaicos

| PANELES SOLARES | | | | | |
|-----------------|----------|----------------------------|-----------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S9 y S12 | 176 | Panel de 255 Watts | Amesa | 1 863,68 | 328 007,68 |
| S10 | 88 | Panel de 255 Watts | Amesa | 1 863,68 | 164 003,84 |
| S11 | 264 | Panel de 255 Watts | Amesa | 1 863,68 | 492 011,52 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.6. Estructuras y soporte

Las estructuras deben tener la capacidad de mantener los módulos de una forma segura y fijas anclados a los mismos por medio de accesorios los cuales deben ser adecuados a la función que van a efectuar en cada tramo. Además, soportar el viento a los que estarían expuestos y como se instalaran en la parte alta de los edificios por lo tanto el viento no tiene muchos obstáculos y si no se diseña de una forma adecuada estos pueden sufrir deformaciones o movimiento. El viento, de acuerdo al INSIVUMEH, entre 1990 y 2013 no han superado los 17 kilómetros por hora.

Para protegerlos del viento estos tendrán unas bases de cemento en bloque los cuales estarán anclados a la loza pueden realizarse de 2 opciones,

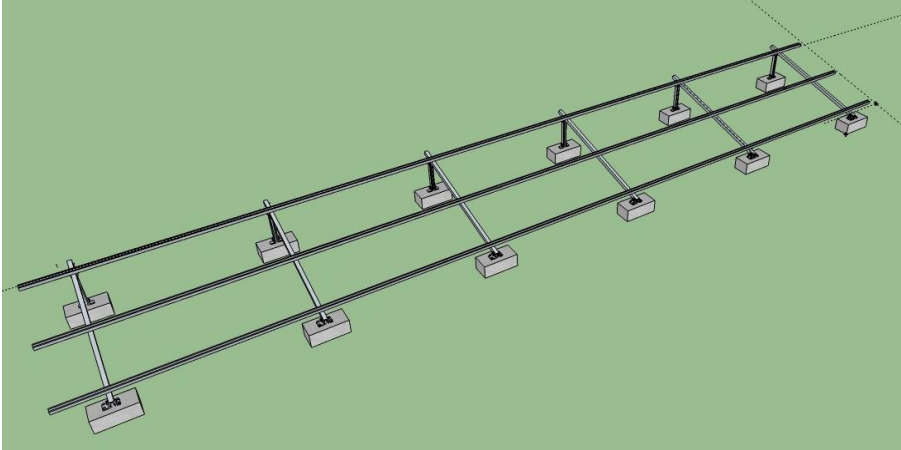
la primera sería utilizando un epoxico, que pegue el bloque con la loza y así quede fijo y la segunda opción es fijarlo con 2 pernos en cada bloque, pero como esto podría ocasionar filtraciones posteriores por las perforaciones que se harían, la opción más viable para no dañar la loza sería la primera. Aunque por el peso de la estructura y los paneles instalados va a hacer un peso difícil de que el viento lo pueda mover, pero hay que prevenir los vientos fuertes.

Otro factor que hay que considerar es que como la estructura y los módulos estarían expuestos al sol en un tiempo muy prolongado por las características de los materiales estos tienden a sufrir dilatación térmica y considerando este factor los paneles estarán separados entre sí. Los accesorios y la estructura deben ser de acero inoxidable u otro material que soporte las inclemencias del tiempo.

Para el diseño de las estructuras se tomarán en bloques de 11 paneles cada uno con una separación entre cada uno de 0,035 m, el largo de cada bloque será de 11,25 m y el ancho de 1,59 m luego el número de bloques dependerá de la cantidad de inversores ya que para cada inversor se tendrán 4 estructuras.

Las bases se colocarán a cada 2 paneles por lo que cada fila tendrá 12 bases. Para la realización de la estructura se usará el riel unicanal para hacer los postes, dinteles y las correas y luego se le sumarán los accesorios correspondientes.

Figura 47. Estructura por fila



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

A continuación, se presentan los materiales para cada fila y para cada edificio.

Tabla XXIV. Cálculo de materiales por edificio

| Materiales | Cantidad por fila | Edificio S9 y S12 | Edificio S10 | Edificio S11 |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|--------------|--------------|
| Riel unicanal galvanizado, 4x4x305 cm | 19 | 304 | 152 | 456 |
| case serie N | 6 | 96 | 48 | 144 |
| Bisagra HD05 | 6 | 96 | 48 | 144 |
| Bisagra Hb06 | 12 | 192 | 96 | 288 |
| Omega | 20 | 320 | 160 | 480 |
| Zeta | 22 | 352 | 176 | 528 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el listado de materiales con sus respectivos precios que se utilizarán para la realización de las estructuras.

Tabla XXV. **Listado de materiales para estructuras**

| ESTRUCTURAS | | | | | |
|-------------|----------|---------------------------------------|-----------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S9 y S12 | 304 | Riel unicanal galvanizado, 4x4x305 cm | Anclo | 73,50 | 22 344,00 |
| | 96 | case serie N | Anclo | 47,00 | 4 512,00 |
| | 96 | Bisagra HD05 | Anclo | 71,37 | 6 851,52 |
| | 192 | Bisagra Hb06 | Anclo | 19,40 | 3 724,80 |
| | 320 | Omega | Anclo | 4,04 | 1 292,80 |
| | 352 | Zeta | Anclo | 7,30 | 2 569,60 |
| | | Tornillería | Anclo | 8 258,94 | 8 258,94 |
| | | Total | | | 49 553,66 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S10 | 152 | Riel unicanal galvanizado, 4x4x305 cm | Anclo | 73,50 | 11 172,00 |
| | 48 | case serie N | Anclo | 47,00 | 2 256,00 |
| | 48 | Bisagra HD05 | Anclo | 71,37 | 3 425,76 |
| | 96 | Bisagra Hb06 | Anclo | 19,40 | 1 862,40 |
| | 160 | Omega | Anclo | 4,04 | 646,40 |
| | 176 | Zeta | Anclo | 7,30 | 1 284,80 |
| | | Tornillería | Anclo | 4 129,47 | 4 129,47 |
| | | Total | | | 24 776,83 |

Continuación de la tabla XXV.

| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
|----------|----------|---------------------------------------|-----------|--------------------|-----------------|
| S11 | 456 | Riel unicanal galvanizado, 4x4x305 cm | Anclo | 73,50 | 33 516,00 |
| | 144 | case serie N | Anclo | 47,00 | 6 768,00 |
| | 144 | Bisagra HD05 | Anclo | 71,37 | 10 277,28 |
| | 288 | Bisagra Hb06 | Anclo | 19,40 | 5 587,20 |
| | 480 | Omega | Anclo | 4,04 | 1 939,20 |
| | 528 | Zeta | Anclo | 7,30 | 3 854,40 |
| | | Tornillería | Anclo | 12 388,42 | 12 388,42 |
| | | Total | | | 74 330,50 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.7. Cálculo de inversores

De los cálculos realizados en el inciso anterior se encontró el número de filas para cubrir la demanda de consumo y el número de filas necesarios por edificio. Por lo tanto, se procede a calcular la cantidad de inversores con dos entradas con MPP con lo cual se puede conectar 4 filas por inversor.

Para el edificio S9 se calculará a continuación el número de inversores necesarios para el generador fotovoltaico.

$$\text{Cantidad de inversores} = \frac{\text{Número de filas}}{4 \text{ filas}} = \frac{14}{4} = 3,5 \approx 4 \text{ nversores}$$

Con el cálculo de inversores necesarios se obtuvo 3,5. En este caso se podría instalar 4 inversores de los cuales 3 con 4 filas y el cuarto solo con 2 filas

conectadas a un MPP. Como se utiliza un inversor más se puede conectar completamente los 4 inversores y al inicio habría generación a favor. Pero con el transcurso del tiempo y por la degradación de los paneles tiende a la baja la generación a favor, consumiéndose durante la vida útil del generador ya que en los últimos años la generación disminuye a menos de 90 %. Además, se podría habilitar clases en horarios donde no se imparten actualmente y con esto el consumo subiría, pero el generador podría suministrar parte de esta energía. Otro factor es que si los factores meteorológicos no son adecuados para que ingrese la radiación en el promedio calculado se puede cubrir la demanda con el excedente en meses anteriores.

Para el edificio S10 se calculará a continuación el número de inversores necesarios para el generador fotovoltaico.

$$\text{Cantidad de inversores} = \frac{\text{Número de filas}}{4 \text{ filas}} = \frac{9}{4} = 2,25 \text{ inversores}$$

El cálculo de inversores dio como resultado 2,25 pero en este caso solo se instalarán 2 inversores no se aproxima a 3 porque la generación sería demasiado en comparación con el consumo y no se usaría durante el tiempo de vida, únicamente si se instalaran más carga de consumo lo cual no se sabría en este momento por lo que, aunque la generación no satisface la demanda total, se instalarán únicamente 2 inversores.

Para el edificio S11 se calculará a continuación el número de inversores necesarios para el generador fotovoltaico.

$$\text{Cantidad de inversores} = \frac{\text{Número de filas}}{4 \text{ filas}} = \frac{24}{4} = 6 \text{ inversores}$$

El cálculo de los inversores dio como resultado 6 y en este caso se utilizarán los 6 inversores para satisfacer la demanda.

Para el edificio S12 se calculará a continuación el número de inversores necesarios para el generador fotovoltaico.

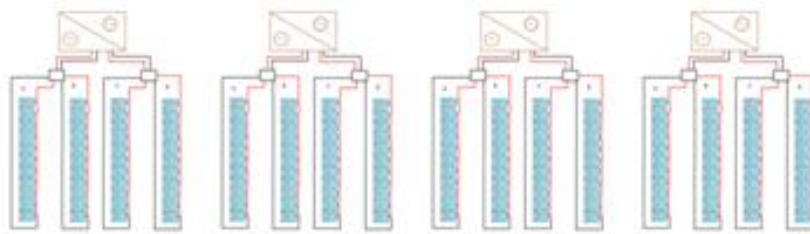
$$\text{Cantidad de inversores} = \frac{\text{Número de filas}}{4 \text{ filas}} = \frac{19}{4} = 4,75 \text{ inversores}$$

Con el cálculo del número de inversores se obtuvo 4,75 en este caso son necesarios 5 inversores, pero como el área disponible no es suficiente únicamente se pueden tomar en cuenta 4 inversores.

2.3.7.1. Configuración

La configuración que se utilizará es de inversores de 10 kW los cuales tienen 2 entradas con diferente MPP y a cada una se le conectarán 2 filas en paralelo de 11 paneles cada una ya que así se tendrá una potencia instalada de 11 kWp para tener una salida de 10 kW atenuando las diferentes pérdidas que afectan al sistema. La cantidad de inversores será con base en la potencia que se necesite instalar para luego conectarse todos los inversores a un tablero de distribución.

Figura 48. **Configuración de inversores**



Fuente: elaboración propia.

2.3.7.2. Potencia instalada en cada edificio

Con el cálculo de paneles y el inversor se puede elaborar la potencia instalada por cada edificio la cual tiene un 10 % más con respecto a la potencia de salida del inversor.

A continuación, se presenta cual es la cantidad de inversores y paneles para cada generador. Cada inversor tiene conectadas 4 filas de 11 paneles cada una y dependiendo del consumo de cada edificio se realizó la evaluación de cuantos inversores por edificio debía instalarse. El único que no puede considerarse abastecer el consumo total es el edificio S12 el cual por falta de espacio únicamente pueden diseñarse con 4 inversores.

Tabla XXVI. **Potencia instalada en cada edificio**

| Edificio | kWh necesarios para cubrir el autoconsumo | Cantidad de inversores a instalarse | Paneles por inversor | Paneles totales por edificio | kWp Instalados en cada edificio |
|----------|---|-------------------------------------|----------------------|------------------------------|---------------------------------|
| S9 y S12 | 34,61 y 48,50 | 4 | 44 | 176 | 44,88 |
| S10 | 21,94 | 2 | 44 | 88 | 22,44 |
| S11 | 62,53 | 6 | 44 | 264 | 67,32 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.7.3. Listado de equipo para el segmento de inversores

A continuación se presenta el listado de inversores¹⁷ que se necesitarían en cada sistema de generación fotovoltaico.

Tabla XXVII. **Listado de inversores para cada edificio**

| INVERSORES | | | | | |
|------------|----------|----------------------------|-----------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio Total Q. |
| S9 y 12 | 4 | Inversor trifásico 208 V | ABB | 30 274,20 | 121 096,80 |
| S10 | 2 | Inversor trifásico 208 V | ABB | 30 274,20 | 60 548,40 |
| S11 | 6 | Inversor trifásico 208 V | ABB | 30 274,20 | 181 645,20 |

Fuente: elaboración propia.

¹⁷ *Pvshop.eu*. [en línea]. <http://pvshop.eu/ABB-Power-One-Aurora-PVI-10.0-I-OUTD-S-400V-50Hz-3Phase-Isolated-10kW-PV-Solar-Inverter.html>. [Consulta: 20 de agosto de 2015].

2.3.8. Dimensionamiento del cableado eléctrico y ductos

El cableado se realizará en base a las necesidades e historial de consumo de los edificios S9, S10, S11 y S12 por lo que cada uno tendrá diferente capacidad instalada de paneles solares para lograr cubrir la demanda de cada edificio. La configuración y etapas serán similares para cada edificio lo único que varía es la generación fotovoltaica para poder abastecer la demanda mensual de cada uno de ellos. Se tomará la figura de autoprodutores con excedentes de energía, lo cual se ajusta exclusivamente a producir lo que se demanda, aunque no sea en el mismo momento ya que algunos edificios durante parte del día no están en funcionamiento por lo cual la generación se inyecta a la red y al momento de necesitarla la red la proporciona a cada edificio.

En cada edificio se realizará el diseño del cableado el cual contará con 4 etapas:

- Cableado en DC desde los paneles hasta la caja de conexiones.
- Cableado en DC desde la caja de conexiones hasta el inversor.
- Cableado en AC desde el Inversor hasta el tablero de distribución.
- Cableado en AC desde el tablero de distribución a la de acometida principal existente.

En la sección 690,7 del NEC la tensión máxima en los sistemas fotovoltaicos es la suma de los voltajes en circuito abierto de los módulos conectados en serie. Para temperaturas ambiente menores a 25 °C se debe aplicar un factor de corrección dependiendo el rango de temperatura a la que se encuentre, como por ejemplo entre 25 °C a 10 °C se debe aplicar un factor de corrección de 1,06 pero como el sistema estará instalado en la ciudad capital

donde la temperatura máxima promedio mensual entre los meses de marzo y abril que son los más calurosas ha alcanzado los 29,9 °C; pero en promedio anual la máxima es de 26,4 °C por lo que a este proyecto no se aplicara el factor de corrección porque está ligeramente arriba de los 25 °C.

En la sección 690,8 del NEC da los parámetros para el dimensionamiento de la corriente de los circuitos.

Corriente máxima del circuito, la intensidad máxima de los circuitos es la suma de la corriente de cortocircuito de los circuitos conectados en paralelo.

$$I_{max} = ((I_{cc} \times \text{módulos en paralelo}) \times 1,25)$$

Los conductores y dispositivos de protección de sobrecorriente deben ser calculados 25 % mayores a la corriente máxima del circuito.

$$I_{max} \times 1,25$$

En resumen, se aplicará para el dimensionamiento del cableado una corrección de 1,25 por seguridad UL y 1,25 adicional por el NEC.

2.3.8.1. Cableado en DC desde los paneles hasta la caja de conexiones

En la primera etapa es el cableado DC, el cual empieza desde la configuración de los paneles fotovoltaicos, para este diseño cada fila cuenta con 11 paneles conectados en serie formando 4 filas por cada inversor, estas conexiones llegan a una caja de conexiones.

Para las primeras dos etapas se procederá al cálculo de los conductores basándonos en la siguiente ecuación:

$$s = \frac{2 \times L \times I_{cc}}{u \times C}$$

Donde:

- S: sección teórica del conductor en mm².
- L: longitud el conductor en m.
- I_{cc}: corriente de cortocircuito de los paneles en A.
- U: caída de tensión máxima de los conductores en V, la máxima caída de tensión en DC es 1,5 %.
- C: conductividad del conductor en nuestro caso como se usará cobre es 57 m/Ω * mm².

Cada fila está conformada de 11 paneles conectados en serie, cada panel tiene incorporado un cable de 1,10 m de largo y 4 mm² de diámetro para la interconexión entre paneles.

A continuación, se tiene el cálculo de las 4 filas que se conectarán al inversor este será un patrón similar para todos los inversores ya que en todos son de manera homogénea y tienen instalados una caja de conexiones en la primera fila.

Tabla XXVIII. **Cálculo de conductor para la primera etapa**

| Descripción | Fila 1A | Fila 1B | Fila 1 C | Fila 1 D |
|--|---------|---------|----------|----------|
| Longitud del conductor en m | 14 | 18 | 21 | 23 |
| Corriente de cortocircuito (I _{cc}) en A | 9,01 | 9,01 | 9,01 | 9,01 |
| I _{cc} (1,56) de acuerdo al NEC en A | 14,06 | 14,06 | 14,06 | 14,06 |
| Voltaje máximo pico a pico (V _{mpp}) en V. del panel | 37,70 | 37,70 | 37,70 | 37,70 |
| V _{mpp} de la fila en V | 414,70 | 414,70 | 414,70 | 414,70 |
| Máxima caída de tensión DC 1,5 % (u) en V | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 1,11 | 1,43 | 1,67 | 1,82 |
| Calibre del conductor AWG | 16 | 14 | 14 | 14 |

Fuente: elaboración propia.

Para encontrar el calibre del conductor AWG o kcmil con base en el resultado de la sección del conductor en mm² se utilizará la tabla 8 del NEC¹⁸.

En conclusión, se utilizará cable calibre 14 AWG para esta etapa para unificar el mismo calibre para todas las filas.

La cantidad de cable que se utiliza en este tramo es para conectar el negativo que se encuentra al final de la fila y un tramo cortó para conectar el positivo ya que el cable para la conexión entre paneles ya lo trae incluido el panel fotovoltaico.

¹⁸ Fondonorma 200. *Código eléctrico nacional*. www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf. p. 705. [Consulta: 12 de junio de 2015.].

Cantidad de cable para llegar a la caja de conexiones desde las cuatro filas que se conectan a un inversor.

Cantidad de cable= 14 m + 2 m + 18 m + 2 m + 21 m + 2 m + 23 m + 2 m + 10 = 94 m.

2.3.8.2. Cableado en DC desde la caja de conexiones hasta el inversor

En la segunda etapa es también cableado en DC. Se realiza desde la caja de conexiones en las cuales se conectan dos filas en paralelo para obtener en lugar de 4 conexiones solo 2 que van hacia las entradas del inversor. Para las dos etapas de corriente continua se usará cable solar ya que el cableado por ir a la intemperie en una canaleta abierta tiene que soportar todas las inclemencias del tiempo y así no se degrade el material en un corto tiempo.

Primero se analiza el paralelo que va desde la caja de conexiones hasta el inversor para establecer que son conductores del mismo calibre.

Tabla XXIX. **Paralelo de la etapa 2 de un solo inversor**

| Descripción | paralelo 1 | paralelo 2 |
|---|------------|------------|
| Longitud del conductor en m | 16 | 16 |
| Corriente de cortocircuito (I _{cc}) del paralelo en A | 18,02 | 18,02 |
| I _{cc} * 1,56 | 28,11 | 28,11 |
| Voltaje máximo pico a pico (V _{mpp}) en V | 37,70 | 37,70 |
| V _{mpp} de la fila en V | 414,70 | 414,70 |
| Máxima caída de tensión DC 1,5 % (u) en V | 6,22 | 6,22 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 2,54 | 2,54 |
| Calibre del conductor AWG | 12 | 12 |

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla anterior el calibre del conductor es similar en los dos paralelos por lo que en los cálculos posteriores se hará una sola vez y este valor sería para los dos paralelos.

A continuación, se desarrolla el cálculo del cableado de la etapa 2 cuyo resultado es idéntico para los dos paralelos del edificio S9.

Tabla XXX. **Paralelos etapa 2 a todos los inversores del edificio S9**

| Descripción | Paralelo a inversor 1 | Paralelo a inversor 2 | Paralelo a inversor 3 | Paralelo a inversor a |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Longitud del conductor en m | 16 | 18 | 30 | 42 |
| Corriente de cortocircuito (Icc) en A | 18,02 | 18,02 | 18,02 | 18,02 |
| Icc *1,56 | 28,11 | 28,11 | 28,11 | 28,11 |
| Voltaje máximo pico a pico (Vmpp) en V | 37,70 | 37,70 | 37,70 | 37,70 |
| Vmpp de la fila en V. | 414,70 | 414,70 | 414,70 | 414,70 |
| Máxima caída de tensión DC 1,5 % (u) en V | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 2,54 | 2,85 | 4,76 | 6,66 |
| Calibre del conductor AWG | 12 | 12 | 10 | 8 |

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Cable} = (16 \text{ m} + 18 \text{ m} + 30 \text{ m} + 42 \text{ m}) * 4 \text{ conductores} = 424 \text{ m}$$

A continuación, se desarrolla el cálculo del cableado de la etapa 2 cuyo resultado es idéntico para los dos paralelos del edificio S10.

Tabla XXXI. **Paralelo etapa dos a todos los inversores del edificio S10**

| Descripción | Paralelo a inversor 1 | Paralelo a inversor 2 |
|---|-----------------------|-----------------------|
| Longitud del conductor en m | 16 | 18 |
| Corriente de cortocircuito (I _{cc}) en A | 18,02 | 18,02 |
| I _{cc} * 1,56 | 28,11 | 28,11 |
| Voltaje máximo pico a pico (V _{mpp}) en V | 37,70 | 37,70 |
| V _{mpp} de la fila en V | 414,70 | 414,70 |
| Máxima caída de tensión DC 1,5 % (u) en V | 6,22 | 6,22 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 2,54 | 2,85 |
| Calibre del conductor AWG | 12 | 12 |

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Cable} = (16 \text{ m} + 18 \text{ m}) * 4 \text{ conductores} = 136 \text{ m}$$

A continuación, se desarrolla el cálculo del cableado de la etapa 2 cuyo resultado es idéntico para los dos paralelos del edificio S11.

Tabla XXXII. **Paralelo etapa 2 a todos los inversores del edificio S11**

| Descripción | Paralelo a inversor 1 | Paralelo a inversor 2 | Paralelo a inversor 3 | Paralelo a inversor 4 | Paralelo a inversor 5 | Paralelo a inversor 6 |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Longitud del conductor en m | 16 | 18 | 30 | 42 | 16 | 18 |
| Corriente de cortocircuito (I _{cc}) en A | 18,02 | 18,02 | 18,02 | 18,02 | 18,02 | 18,02 |
| I _{cc} * 1,56 | 28,11 | 28,11 | 28,11 | 28,11 | 28,11 | 28,11 |
| Voltaje máximo pico a pico (V _{mpp}) en V | 37,70 | 37,70 | 37,70 | 37,70 | 37,70 | 37,70 |
| V _{mpp} de la fila en V | 414,70 | 414,70 | 414,70 | 414,70 | 414,70 | 414,70 |
| Máxima caída de tensión DC 1,5 % (u) en V | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 2,54 | 2,85 | 4,76 | 6,66 | 2,54 | 2,85 |
| Calibre del conductor AWG | 12 | 12 | 10 | 8 | 12 | 12 |

Fuente: elaboración propia.

Cable = (16 m + 18 m + 30 m + 42 m + 16 m + 18 m) * 4 conductores = 560 m

A continuación, se desarrolla el cálculo del cableado de la etapa 2 cuyo resultado es idéntico para los dos paralelos del edificio S12.

Tabla XXXIII. **Paralelo etapa 2 hacia todos los inversores del edificio S12**

| Descripción | Paralelo a inversor 1 | Paralelo a inversor 2 | Paralelo a inversor 3 | Paralelo a inversor 4 |
|--|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Longitud del conductor en m | 16 | 30 | 42 | 42 |
| Corriente de cortocircuito (Icc) en A | 18,20 | 18,20 | 18,20 | 18,20 |
| Icc * 1,56 | 28,39 | 28,39 | 28,39 | 28,39 |
| Voltaje máximo pico a pico (Vmpp) en V | 37,70 | 37,70 | 37,70 | 37,70 |
| Vmpp de la fila en V | 414,70 | 414,70 | 414,70 | 414,70 |
| Máxima caída de tensión DC 1,5 % (u) en V | 6,22 | 6,22 | 6,22 | 6,22 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 2,54 | 4,76 | 6,66 | 6,66 |
| Calibre del conductor AWG | 12 | 10 | 8 | 8 |

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Cable} = (16 \text{ m} + 30 \text{ m} + 30 \text{ m} + 42 \text{ m}) * 4 \text{ conductores} = 472 \text{ m}$$

Luego de los cálculos por caída de tensión para todos da como resultado calibre 12, 10 y 8 AWG. Pero si se aplica al conductor el 1,56 de la corriente de cortocircuito sería crítico por corriente y se recomienda usar para este tramo en todos los edificios calibre 8 AWG.

2.3.8.3. Cableado desde el inversor hasta el tablero de distribución

La tercera etapa es el cableado en AC desde el inversor hasta el tablero de distribución ambos se localizarán en una caseta para protección de los mismos y centralizar todos los inversores. En este caso se utilizará cable THHN ya que se utilizará canaleta plástica desde cada inversor hasta el tablero de distribución.

Para el cálculo del diámetro del conductor por caída de tensión, en las etapas 3 y 4 se utilizará la siguiente ecuación:

$$s = \frac{\sqrt{3} \times L \times I}{u \times C} = \frac{LP}{u \times C \times U_L}$$

Donde:

- S: sección del conductor en mm².
- L: longitud del conductor en m.
- U: caída de tensión en V. La máxima caída de tensión en AC es de 2 %.
- P: potencia máxima que el cable transporta en W.
- C: conductividad del conductor en nuestro caso como se usará cobre es 57 m/Ω * mm².
- U_L : tensión de línea de la red en V.

La intensidad rms máxima del inversor es de 30 A, el voltaje de línea es 208 V trifásico, con una potencia de salida de 10 000 watts.

$$U = V * 0,02 = 208 * 0,02 = 4,16 \text{ V de caída de tensión.}$$

A continuación, se desarrollará el cálculo por caída de tensión para cada uno de los sistemas de generación fotovoltaica.

Para el edificio S9:

Tabla XXXIV. **Cálculo de conductor del inversor al tablero**

| Descripción | Inversor 1 | Inversor 2 | Inversor 3 | Inversor 4 |
|--|------------|------------|------------|------------|
| Longitud del conductor en m | 2 | 4 | 6 | 8 |
| Potencia nominal W | 10 000 | 10 000 | 10 000 | 10 000 |
| Voltaje Nominal | 208 | 208 | 208 | 208 |
| Máxima caída de tensión AC 2 % (u) en V | 4,16 | 4,16 | 4,16 | 4,16 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² THHN | 0,44 | 0,88 | 1,31 | 1,75 |

Fuente: elaboración propia.

El cálculo del conductor por medio de caída de tensión indica que no hay problema de caída de tensión ya que el resultado del calibre del conductor es muy pequeño menor a 14 AWG por lo que no es crítico por caída de tensión y no se usará este criterio para el presente tramo.

Utilizando el criterio de corriente, aplicando los factores de seguridad, se tiene:

La intensidad de salida del inversor trabajando a una salida de 10 000 W:

$$I = P / (\sqrt{3} * V)$$

$$I = 10\,000\text{ W} / (\sqrt{3} * 208\text{ V}) = 27,76\text{ A}$$

Aplicando los factores UL y NEC:

$$I_{\max} = (I_n * 1,56) = (27,76\text{ A}) (1,56) = 43,31\text{ A}$$

Pero como el inversor tiene en sus características eléctricas una intensidad rms máxima de salida de 30 A, se tomará este dato para el cálculo de los conductores. Entonces:

$$I_{\max} = (I_n * 1,56) = (30\text{ A}) (1,56) = 46,8\text{ A}$$

Por lo tanto, para el cálculo del cable de todos los inversores al tablero de distribución de los edificios se utilizará el criterio de corriente de un conductor que soporte 46,80 A.

Para este tramo, por corriente, se utilizará cable THHN calibre 8 AWG que soporta 90 °C, y de acuerdo a la tabla 310,16 del NEC¹⁹ este conductor puede transportar 55 A.

¹⁹ Fondonorma 200. *Código eléctrico nacional*. www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf. p. 130. [Consulta: 12 de junio de 2015.].

2.3.8.4. Cableado desde el tablero de distribución hasta la acometida existente del edificio

La cuarta etapa es la que va desde el tablero de distribución hasta la acometida existente del edificio.

Se utilizará primero criterio por tensión.

$$s = \frac{\sqrt{3} \times L \times I}{u \times C} = \frac{LP}{u \times C \times U_L}$$

A continuación, se presenta la tabla donde se resume el cálculo de conductor por caída de tensión, para todos los edificios.

Tabla XXXV. Cálculo de conductor por caída de tensión

| Descripción | Edificio S9 | Edificio S10 | Edificio S11 | Edificio S12 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Longitud del conductor en m | 75 | 25 | 25 | 35 |
| Potencia nominal | 40 000 | 20 000 | 60 000 | 40 000 |
| Voltaje nominal | 208 | 208 | 208 | 208 |
| Intensidad nominal | 111,16 | 55,58 | 166,74 | 111,16 |
| Máxima caída de tensión AC 2 % (u) en V | 4,16 | 4,16 | 4,16 | 4,16 |
| Conductividad del cobre en m/Ω * mm ² | 57 | 57 | 57 | 57 |
| Sección del conductor en mm ² | 60,82 | 10,14 | 30,41 | 28,38 |
| Calibre del conductor AWG | 2/0 | 6 | 2 | 2 |

Nota: todos los conductores serán THHN.

Fuente: elaboración propia.

Aplicando el criterio por corriente a cada edificio, con el dato calculado en la sección anterior de 46,8 A, da los resultados que se presentan a continuación:

Tabla XXXVI. **Cálculo de conductor por criterio de corriente**

| Descripción | Edificio S9 | Edificio S10 | Edificio S11 | Edificio S12 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Corriente A | 120 | 60 | 180 | 120 |
| Corriente *1,56 | 187,20 | 93,60 | 280,80 | 187,20 |
| Calibre del conductor THHN ²⁰ | 2/0 AWG | 4 AWG | 250 kcmil | 2/0 AWG |

Fuente: elaboración propia.

Al analizar los dos criterios en las tablas anteriores se puede comprobar que todos los edificios son críticos por corriente, por lo tanto, se aplicará este resultado.

2.3.8.5. Listado de materiales para el cableado

El listado de materiales del cableado del sistema de generación en cada edificio será el siguiente:

²⁰ Fondonorma 200. *Código eléctrico nacional*. www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf. p. 130. [Consulta: 12 de junio de 2015.].

Tabla XXXVII. Listado de materiales para el cableado de cada edificio

| CABLEADO | | | | | |
|----------|----------|---|-----------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio/metro Q. | Precio total Q. |
| S9 | 376 m | Cable fotovoltaico TUV de 4 mm ² | SolarGuat | 9,60 | 3 609,60 |
| | 424 m | Cable fotovoltaico TUV de 6 mm ² | SolarGuat | 12,80 | 5 427,20 |
| | 16 | Conector MC4 kit de 2 unidades | SolarGuat | 20,00 | 320,00 |
| | 60 m | Cable THHN calibre 8 AWG color negro | Celasa | 5,16 | 309,60 |
| | 20 m | Cable THHN calibre 8 AWG color blanco | Celasa | 5,16 | 103,20 |
| | 225 m | Cable THHN calibre 2/0 AWG color negro | Celasa | 40,66 | 9 148,50 |
| | 75 m | 2/0 Cable THHN calibre AWG color blanco | Celasa | 40,66 | 3 049,50 |
| | | Total | | | 21 967,60 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S10 | 188 m | Cable fotovoltaico TUV de 4 mm ² | SolarGuat | 9,60 | 1 804,80 |
| | 136 m | Cable fotovoltaico TUV de 6 mm ² | SolarGuat | 12,80 | 1 740,80 |
| | 8 | Conector MC4 kit de 2 unidades | SolarGuat | 20,00 | 160,00 |
| | 30 m | Cable THHN calibre 8 AWG color negro | Celasa | 5,16 | 154,80 |
| | 10 m | Cable THHN calibre 8 AWG color blanco | Celasa | 5,16 | 51,60 |
| | 75 m | Cable THHN calibre 4 AWG color negro | Celasa | 13,06 | 979,50 |
| | 25 m | Cable THHN calibre 4 AWG color blanco | Celasa | 13,06 | 326,50 |
| | | Total | | | 5 218,00 |

Continuación de la tabla XXXVII.

| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
|----------|----------|---|-----------|--------------------|-----------------|
| S11 | 564 m | Cable fotovoltaico TUV de 4 mm ² | SolarGuat | 9,60 | 5 414,40 |
| | 560 m | Cable fotovoltaico TUV de 6 mm ² | SolarGuat | 12,80 | 7 168,00 |
| | 24 | Conector MC4 kit de 2 unidades | SolarGuat | 20,00 | 480,00 |
| | 90 m | Cable THHN calibre 8 AWG color negro | Celasa | 5,16 | 464,40 |
| | 30 m | Cable THHN calibre 8 AWG color blanco | Celasa | 5,16 | 154,80 |
| | 75 m | Cable THHN calibre 250 MCM color negro | Celasa | 61,65 | 4 623,75 |
| | 25 m | Cable THHN calibre 250 MCM color blanco | Celasa | 61,65 | 1 541,25 |
| | | Total | | | 19 846,60 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio/m Q. | Precio total Q. |
| S12 | 376 m | Cable fotovoltaico TUV de 4 mm ² | SolarGuat | 9,60 | 3 609,60 |
| | 472 m | Cable fotovoltaico TUV de 6 mm ² | SolarGuat | 12,80 | 6 041,60 |
| | 16 | Conector MC4 kit de 2 unidades | SolarGuat | 20,00 | 320,00 |
| | 60 m | Cable THHN calibre 8 AWG color negro | Celasa | 5,16 | 309,60 |
| | 20 m | Cable THHN calibre 8 AWG color blanco | Celasa | 5,16 | 103,20 |
| | 105 m | Cable THHN calibre 2/0 AWG color negro | Celasa | 40,66 | 4 269,30 |
| | 35 m | 2/0 Cable THHN calibre AWG color blanco | Celasa | 40,66 | 1 423,10 |
| | | Total | | | 16 076,40 |

Fuente: elaboración propia.

2.3.8.6. Selección de conductores DC y AC

La selección del conductor será para que soporte las inclemencias del tiempo como el agua, sol, etc. Para las etapas 1 y 2 se debe seleccionar cable solar ya que el mismo estará expuesto todo el tiempo. Para la etapa 3 se utilizará cable THHN en canaleta plástica y la etapa 4 se utilizará cable THHN el cual se introducirá en tubo PVC.

2.3.8.7. Selección de ductos (exterior e interior)

La selección del ducto exterior será de canaleta abierta para la transportación del cableado en DC. Para la conexión entre los inversores y el tablero de distribución se utilizará canaleta y entre el tablero de distribución y la entrada de la acometida existente se utilizará tubo PVC.

Para el cálculo del tamaño del tubo se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\text{Área del tubo} = (\text{Área del arreglo}) / (0,7 \times 0,4)$$

$$\text{Diámetro del tubo} = \sqrt{(4(\text{área del tubo})/\pi)}$$

El área del arreglo se compone de los 3 conductores, neutro y puesta a tierra calculados anteriormente.

A continuación, se presenta la tabla donde se resume el cálculo del diámetro de la tubería de la acometida principal, para todos los edificios

Tabla XXXVIII. **Cálculo del diámetro de la tubería**

| Descripción | Edificio S9 | Edificio S10 | Edificio S11 | Edificio S12 |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Diámetro de cable de conductores y neutral en mm ² | 67,43 | 21,15 | 126,70 | 67,43 |
| Diámetro de cable de puesta a tierra en mm ² | 33,62 | 33,62 | 33,62 | 33,62 |
| Factor del arreglo | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 |
| Factor del área del tubo | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,40 |
| Área del arreglo de los conductores en mm ² | 303,34 | 118,22 | 540,42 | 303,34 |
| Área del tubo en mm ² | 1 083,36 | 422,21 | 1 930,07 | 1 083,36 |
| Diámetro en mm | 37,14 | 23,19 | 49,57 | 37,14 |
| Diámetro en pulgadas ²¹ | 1 1/2 | 1 | 2 | 1 1/2 |

Fuente: elaboración propia.

El listado de materiales de la tubería de acometida principal del sistema de generación en cada edificio será el siguiente:

²¹ Fondonorma 200. *Código eléctrico nacional*. www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf. p. 694. [Consulta: 12 de junio de 2015.].

Tabla XXXIX. **Listado de tubería y accesorios**

| Listado de tubería y Accesorios | | | | | |
|---------------------------------|----------|---|-----------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S9 | 28 | Tubos PVC gris de 1 ½" X 3 m | Celasa | 10,90 | 305,20 |
| | 2 | Conectores ducton/EMT de 1 ½" | Celasa | 7,00 | 14,00 |
| | 5 | Vueltas PVC gris de 1 ½" | Celasa | 6,50 | 32,50 |
| | 25 | Coplas para tubo PVC gris de 1 ½" | Celasa | 2,00 | 50,5 |
| | 15 | Abrazaderas "HANGER" de 1 ½" | Celasa | 3,75 | 56,25 |
| | 1 | Pegamento para tubo PVC (1/8 de galón) | Celasa | 70,00 | 70,00 |
| | | Tornillería | | 53,00 | 53,00 |
| | 16 | Bandeja de rejilla 54 X 150 mm X 3 m CABLOFIL | Celasa | 310,00 | 4 960,00 |
| | | Total | | | 5 541,45 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S10 | 9 | Tubos PVC gris de 1" X 3 m | Celasa | 7,00 | 63,00 |
| | 2 | Conectores ducton/EMT de 1" | Celasa | 2,50 | 5,00 |
| | 5 | Vueltas PVC gris de 1" | Celasa | 2,50 | 12,50 |
| | 9 | Coplas para tubo PVC gris de 1" | Celasa | 1,00 | 9,00 |
| | 13 | Abrazaderas "HANGER" de 1" | Celasa | 2,25 | 29,25 |
| | 1 | Pegamento para tubo PVC (1/8 de galón) | Celasa | 70,00 | 70,00 |
| | | Tornillería | | 18,90 | 18,90 |
| | 7 | Bandeja de rejilla 54 X 150 mm X 3 m CABLOFIL | Celasa | 310,00 | 2 170,00 |
| | | Total | | | 2 377,65 |

Continuación de la tabla XXXIX.

| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
|----------|----------|---|-----------|--------------------|-----------------|
| S11 | 9 | Tubos PVC gris de 2" X 3 m | Celasa | 16,00 | 144,00 |
| | 4 | Conectores ducton/EMT de 2" | Celasa | 9,00 | 36,00 |
| | 5 | Vueltas PVC gris de 2" | Celasa | 9,80 | 49,00 |
| | 9 | Coplas para tubo PVC gris de 2" | Celasa | 3,00 | 27,00 |
| | 13 | Abrazaderas "HANGER" de 2" | Celasa | 3,75 | 48,75 |
| | 1 | Pegamento para tubo PVC (1/8 de galón) | Celasa | 70,00 | 70,00 |
| | | Tornillería | | 37,50 | 37,50 |
| | 26 | Bandeja de rejilla 54 X 150 mm X 3 m CABLOFIL | Celasa | 310,00 | 8 060,00 |
| | | Total | | | 8 472,25 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S12 | 13 | Tubos PVC gris de 1 ½" X 3 m | Celasa | 10,90 | 141,70 |
| | 2 | Conectores ducton/EMT de 1 ½" | Celasa | 7,00 | 14,00 |
| | 5 | Vueltas PVC gris de 1 ½" | Celasa | 6,50 | 32,50 |
| | 10 | Coplas para tubo PVC gris de 1 ½" | Celasa | 2,00 | 20,00 |
| | 19 | Abrazaderas "HANGER" de 1 ½" | Celasa | 3,75 | 71,25 |
| | 1 | Pegamento para tubo PVC (1/8 de) | Celasa | 70,00 | 70,00 |
| | | tornillería | | 35,00 | 35,00 |
| | 19 | Bandeja de rejilla 54 X 150 mm X 3 m CABLOFIL | Celasa | 310,00 | 5 890,00 |
| | | Total | | | 6 274,45 |

Fuente: elaboración propia.

2.4. Protecciones del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico necesita protecciones en las diferentes fases tanto en corriente continua como alterna, las cuales deben ser adecuadas al tramo a proteger, protección de las personas y los equipos.

En corriente alterna la interrupción es natural ya que en cada semiciclo pasa por cero y naturalmente se anula el arco haciendo un apagado instantáneo, pero en corriente continua el flujo de corriente hay que anularlo de forma gradual hasta desconectarse totalmente.

2.4.1. Protecciones de corriente continua

2.4.1.1. Diodo

Es el elemento para la protección de corrientes inversas o también en caso de sombras. Este cortocircuita las entradas del panel y queda como un cable conductor para no afectar todo el sistema. En este caso el único inconveniente es que, si salen varios paneles de la fila conectada en serie, esto puede provocar que el voltaje baje mucho y salga del límite inferior del MPP, lo cual provocará una disminución en la generación porque sale de funcionamiento toda la fila. Este elemento ya está incluido con el panel fotovoltaico.

Protecciones de sobrecorriente: el NEC en su sección 240 especifica los requisitos para protecciones de sobrecorriente que no excedan de 600 voltios.

Su función es limitar la corriente y así abrir el circuito cuando la misma se sobrepase.

La función del limitador de corriente es proteger el conductor de sobre intensidades soportando la corriente de carga, y detectar una sobrecorriente. Asimismo, tener la capacidad de hacer una interrupción de forma segura de las corrientes continuas.

Los limitadores de corriente deben tener por lo menos la capacidad del 125 % de la corriente de cortocircuito.

La sobrecorriente se puede dar por cortocircuito, falla a tierra o sobrecarga.

Está permitido que los limitadores de sobrecorriente internos, a la salida de los circuitos fotovoltaicos, sean de un 1,25 menos que el de cálculo de conductores.

$$I_{Fusible} = (I_{max} \times 1,25) / 1,25 = I_{max}$$

Para dimensionar la interconexión de los módulos en paralelo se utiliza un dispositivo de sobre corriente. Este debe ser mayor al 1,25 de las corrientes de cortocircuito de los demás módulos conectados en paralelo.

La sección 690,9²² del NEC trata sobre sistemas solares fotovoltaicos. La protección de sobre corriente de la salida del inversor debe estar a la salida del mismo con base en la sección 240²³ del NEC.

²² Fondonorma 200. *Código eléctrico nacional*. www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf. p. 601. [Consulta: 15 de junio de 2015.].

²³ *Ibíd.* p. 63.

2.4.1.2. Fusible

Se utiliza para proteger el final de cada fila o filas en paralelo, el arreglo consta de 4 filas de 11 módulos cada una. Se tiene al final una caja de conexión, la cual recibirá 4 conductores positivos y 4 negativos. Los fusibles estarán protegiendo los conductores positivos por lo que por cada arreglo se tendrán 4 fusibles.

El fusible se calcula con base en la I_{mpp} y la intensidad máxima de acuerdo al conductor seleccionado.

$$I_{mmp} = 8,49 \text{ A}$$

$$I_{cc} = 9,01 \text{ A}$$

La corriente a utilizar para el cálculo del fusible es la corriente máxima, la cual, de acuerdo con el NEC, es el 125 % de la corriente de cortocircuito o el 125 % adicional, como en el cálculo de los conductores. Utilizando la primera opción se tiene:

$$I_{max} = I_{cc} \times 1,25 = 9,01 \times 1,25 = 11,26 \text{ A}$$

Como no hay en el mercado este valor de fusible se utilizará el inmediato superior que es de 15 A.

2.4.1.3. Caja de conexión

En esta se tendrán los 4 fusibles de 15 A y se hace la disminución de 4 conductores a 2 conductores tanto positivos como negativos, poniendo en paralelo 2 filas y así utilizar un interruptor termo magnético para cada

configuración teniendo 2 por cada caja de conexiones. Aquí se pueden usar las cajas combinadoras las cuales tienen un sistema de comunicación para poder conectarlas a una computadora y tener el monitoreo de sus elementos.

2.4.1.4. El interruptor termomagnético

Para el cálculo del interruptor termomagnético en la caja de conexiones se toma en cuenta que se unen las dos filas, por lo que la corriente de cortocircuito en paralelo es de 18,02 A.

Aplicando el factor de seguridad

$$I_{max} = 18,02 * 1,25 = 22,53 \text{ A}$$

Como en el mercado no hay interruptor termomagnético DC de este valor sino únicamente 20 o 30 A, por lo tanto, se utilizarán de 1 X 20 A ya que si se instala el de 30 A tendrá poca sensibilidad, con esto se tiene un margen de 2 amperios arriba de la corriente de cortocircuito.

El interruptor termomagnético debe ser de 20 Amperios el cual actuará antes por cualquier falla ya que el interruptor que viene incluido en el inversor es de 24 A.

Después de la caja de conexiones o de la caja combinadora se tiene el inversor, el cual tiene 2 entradas y cuenta internamente con un interruptor de DC de corriente nominal de 24 A en cada entrada.

En la entrada de DC además del interruptor tiene una protección de polaridad inversa, 2 varistores por cada canal de entrada, y detección de falla a tierra.

2.4.2. Protecciones en corriente alterna

Los requerimientos generales que describe la norma técnica de generación distribuida y usuarios autoprodutores con excedente de energía para generadores trifásicos con capacidad menor o igual a 500 KW son:

- Dispositivos de interrupción: estos deben ser capaces de interrumpir la máxima corriente de falla.
- Dispositivo de desconexión de la interconexión: debe ser visible y accesible.
- Dispositivo de desconexión del generador: es el interruptor principal Termomagnético que está ubicado después del contador bidireccional el cual al desconectarse suspende toda la generación. Además, cuenta con un interruptor de 3 x 40 A que está ubicado en el tablero de distribución el cual desconecta solo un inversor.
- Disparo por sobretensión: esta protección la realiza internamente el inversor por medio del Mppmax.
- Disparo por baja tensión. esta protección la realiza internamente el inversor por medio del Mppmin.

- Disparo por sobre frecuencia y baja frecuencia. internamente el inversor tiene una función de protección de ± 1 .
- Chequeo de sincronismo, puede ser automático o manual: el inversor internamente tiene esta función automática de sincronizar el inversor con la red de distribución.
- Disparo de potencia inversa: el inversor internamente en el lado de DC cuenta con la protección de potencia inversa.
- El inversor se desconectará de la red cuando esta no esté energizada, por su protección interna de antiisla. Una característica del inversor es la altitud a la cual se va a instalar el inversor. El lugar de instalación está situado a 1 481 msnm por lo que sí es adecuado, ya que debe operar a una altura máxima de 2 000 m.
- Luego se encuentra la salida del inversor en AC la cual tendrá una salida 208 V hacia el tablero de distribución, en el cual se protegerá cada inversor con un interruptor electromagnético.
- Interruptor termomagnético: se calcula el interruptor electromagnético, tomando en cuenta que se tiene un factor de potencia 1.

$$I = P / (\sqrt{3} * V)$$

$$I = 10\,000\text{ W} / (\sqrt{3} * 208\text{ V}) = 27,76\text{ A.}$$

Pero como la intensidad rms de salida es 30 A, se utilizará este valor para el cálculo.

Aplicando el NEC que dice que se puede aplicar a las protecciones un factor de 1,25 para protecciones.

$$I_{\text{max}} \text{ de la salida del inversor} = 30 * 1,25 = 37,5 \text{ A}$$

Por lo que se debe elegir un interruptor termomagnético de 3 X 40 para cada inversor.

Del tablero de distribución se procede a llevar una alimentación hasta la entrada del interruptor termomagnético de la instalación existente donde se colocará un interruptor termomagnético general para la conexión y desconexión del sistema el cual es requisito indispensable para la conexión al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica de Guatemala; y, además, se debe hacer la solicitud de cambio del contador existente por uno bidireccional.

El interruptor termomagnético principal del sistema fotovoltaico estará ubicado en la entrada de la acometida existente del edificio, independiente del tablero que suministra actualmente el servicio.

A continuación, se presenta el cálculo de los interruptores termomagnéticos principales de cada sistema de generación en su respectivo edificio.

Tabla XL. **Cálculo de interruptor termomagnético para cada sistema de generación**

| Descripción | Edificio S9 y S12 | Edificio S10 | Edificio S11 |
|---|-------------------|--------------|--------------|
| Corriente A | 120 | 60 | 180 |
| Corriente *1,25 | 150 | 75 | 225 |
| Interruptor termomagnético a utilizar en A. | 150 | 75 | 225 |

Fuente: elaboración propia.

- Protección contra descargas atmosféricas: cuando hay una descarga atmosférica se producen sobretensiones transitorias las cuales provocan la reducción del rendimiento y la vida útil del sistema, por lo que se debe proteger de sobretensiones. De estos hay dos clases, Clase I y Clase 2.
- Interruptor diferencial: protege de contactos directos e indirectos a las personas que se vean expuestas contra descargas eléctricas y también a las instalaciones. Al medir la corriente que circula por los conductores detecta si hay fuga a tierra.

2.4.3. Listado de equipo y materiales de las protecciones eléctricas

A continuación, se presenta el listado de materiales para las protecciones eléctricas de cada sistema instalado en la terraza de cada edificio.

Tabla XLI. Listado de materiales de protecciones de cada edificio

| PROTECCIONES | | | | | | |
|--------------|----------|---|-----------|--------------------|-----------------|-----------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. | |
| S9 y S12 | 16 | Fusible 15 A | Celasa | 20,00 | 320,00 | |
| | 4 | String Combiner EnWi S-1000-2x3RT-T30-Y-PC-4.0 | | 2 927,00 | 11 708,00 | |
| | 1 | ABB Power-One Aurora PVI-Desktop Local Monitoring System | | 3 056,00 | 3 056,00 | |
| | 8 | Interruptor termomagnético para DC 1X20 | Celasa | 45,00 | 360,00 | |
| | 4 | Interruptor termomagnético para AC trifásico 3X40 | Celasa | 347,47 | 1 389,08 | |
| | 1 | Tablero de distribución 24 polos 150 A | Celasa | 918,95 | 918,95 | |
| | 1 | Interruptor termomagnético para AC General 150 A. 3 polos | Celasa | 1 090,00 | 1 090,00 | |
| | 1 | Interruptor diferencial magneto térmico 150 A. 3 polos | Celasa | 1 500,00 | 1 500,00 | |
| | 1 | Tablero para interruptor termomagnético general | Celasa | 550,00 | 550,00 | |
| | 1 | Medidor bidireccional marca cfe | Celasa | 1 900,00 | 1 900,00 | |
| | 1 | Caja para medidor bidireccional | Celasa | 1 500,00 | 1 500,00 | |
| | | | Total | | | 24 292,03 |

Continuación de la tabla XLI.

| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. | |
|----------|----------|--|-----------|--------------------|-----------------|-----------|
| S10 | 8 | Fusible 15 A | Celasa | 20,00 | 160,00 | |
| | 2 | String Combiner EnWi S-1000-2x3RT-T30-Y-PC-4.0 | | 2 927,00 | 5 854,00 | |
| | 1 | ABB Power-One Aurora PVI-Desktop Local Monitoring System | | 3 056,00 | 3 056,00 | |
| | 4 | interruptor termomagnético para DC 1X20 | Celasa | 45,00 | 180,00 | |
| | 2 | Interruptor termomagnético para AC trifásico 3X40 | Celasa | 347,47 | 694,54 | |
| | 1 | Tablero de distribución 24 polos 150 A | Celasa | 918,95 | 918,95 | |
| | 1 | Interruptor termomagnético para AC General 75 A. 3 polos | Celasa | 1 135,00 | 1 135,00 | |
| | 1 | Interruptor diferencial magneto térmico 75 A. 3 polos | Celasa | 1 500,00 | 1 500,00 | |
| | 1 | Tablero para interruptor termomagnético general | Celasa | 550,00 | 550,00 | |
| | 1 | Medidor bidireccional marca cfe | Celasa | 1 900,00 | 1 900,00 | |
| | 1 | Caja para medidor bidireccional | Celasa | 1 500,00 | 1 500,00 | |
| | | | Total | | | 17 448,49 |

Continuación de la tabla XLI.

| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
|----------|----------|---|-----------|--------------------|-----------------|
| S11 | 24 | Fusible 15 A | Celasa | 20,00 | 480,00 |
| | 6 | String Combiner EnWi S-1000-2x3RT-T30-Y-PC-4.0 | | 2 927,00 | 17 562,00 |
| | 1 | ABB Power-One Aurora PVI-Desktop Local Monitoring System | | 3 056,00 | 3 056,00 |
| | 12 | interruptor termomagnético para DC 1X20 | Celasa | 45,00 | 540,00 |
| | 6 | Interruptor termomagnético para AC trifásico 3X40 | Celasa | 347,47 | 2 083,62 |
| | 1 | Tablero de distribución 30 polos trifasico. | Celasa | 890,00 | 890,00 |
| | 1 | Interruptor termomagnético para AC General 225 A. 3 polos | Celasa | 1 171,00 | 1 171,00 |
| | 1 | Interruptor diferencial magneto térmico 225 A.3 polos | Celasa | 1 500,00 | 1 500,00 |
| | 1 | Tablero para interruptor termomagnético general | Celasa | 550,00 | 550,00 |
| | 1 | Medidor bidireccional marca cfe | Celasa | 1 900,00 | 1 900,00 |
| | 1 | Caja para medidor bidireccional | Celasa | 1 500,00 | 1 500,00 |
| | | | Total | | |

Fuente: elaboración propia.

2.4.4. Sistema de protección de sobrecargas electroatmosféricas

Protección contra descargas electroatmosféricas.

Las descargas electroatmosféricas se dan debido a que las nubes se forman de partículas de agua. Y estas al juntarse se chocan entre sí formando cargas eléctricas tanto positivas como negativas.

Para calcular el riesgo de un impacto de rayo se necesita conocer el nivel cerámico que es la forma de medición de la cantidad de impactos de rayo en una región específica el cual se mide en km²/año.

Hay varios métodos de cálculo de estos parámetros, pero el más usado es el CIGRE el cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$N_s = 0,04N_k^{1,25} \cdot 24$$

Donde:

- N_s es la densidad de rayos a tierra en rayos/km²/año
- N_k es el nivel cerámico en impactos/ km²/año

En Guatemala el ente encargado de registrar estos datos es el INSIVUMEH y para la ciudad capital N_k es 69 impactos/km²/año. Sustituyendo en la fórmula esta densidad se obtiene:

$$N_s = 0,04(69^{1,25}) = 7,9546 \text{ rayos/km}^2/\text{año}$$

²⁴ ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC de las instalaciones eléctricas en edificios y comercios.* p. 388.

Este dato se usará para todos los edificios ya que se encuentran en la misma región o área del diseño de los sistemas de generación fotovoltaica.

Seguidamente se calcula la frecuencia de descargas sobre la estructura, tomando en cuenta los siguientes datos:

- Densidad de rayos a tierra (N_s)
- Coeficiente ambiental (C_1)
- Superficie equivalente de atracción de la estructura (A_e)

La densidad de rayo calculado anteriormente es de 7,9546 rayos/km²/año.

C_1 , el coeficiente ambiental, es el que toma en cuenta la topografía del lugar y los objetos o construcciones aledañas a la estructura.

Tabla XLII. **Coeficiente ambiental C_1**

| Situación relativa a la estructura | C_1 |
|---|-------|
| Estructura ubicada dentro de un espacio que contiene estructuras o arboles de la misma altura o más altos dentro de una distancia de 3H | 0,25 |
| Estructura rodeada por estructuras más pequeñas | 0,5 |
| Estructura aislada. no hay otras estructuras ubicadas dentro de una distancia de 3H | 1 |
| Estructura aislada sobre la cima de una colina | 2 |

Fuente: ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. p. 390.

De acuerdo a la tabla anterior para los edificios S9, S10, S11 y S12 se toma el coeficiente C1 de 0,25.

Datos característicos del lugar:

- Largo: 50,4 metros
- Ancho: 41,4 metros
- El largo y ancho, en promedio, son similares para los 4 edificios
- Altura de los edificios: S9 =10,57 m, S10= 10,90 m, S11=11,05 m y S12 =14,65
- Con una caseta en la parte superior de 3 metros de altura
- En el techo habrá estructuras metálicas
- Con equipos electrónicos (inversores)
- Normalmente ocupado
- Nivel cerámico: 69²⁵
- $N_s = 0,04(69^{1,25}) = 7,9546 \text{ rayos}/\text{km}^2/\text{año}$

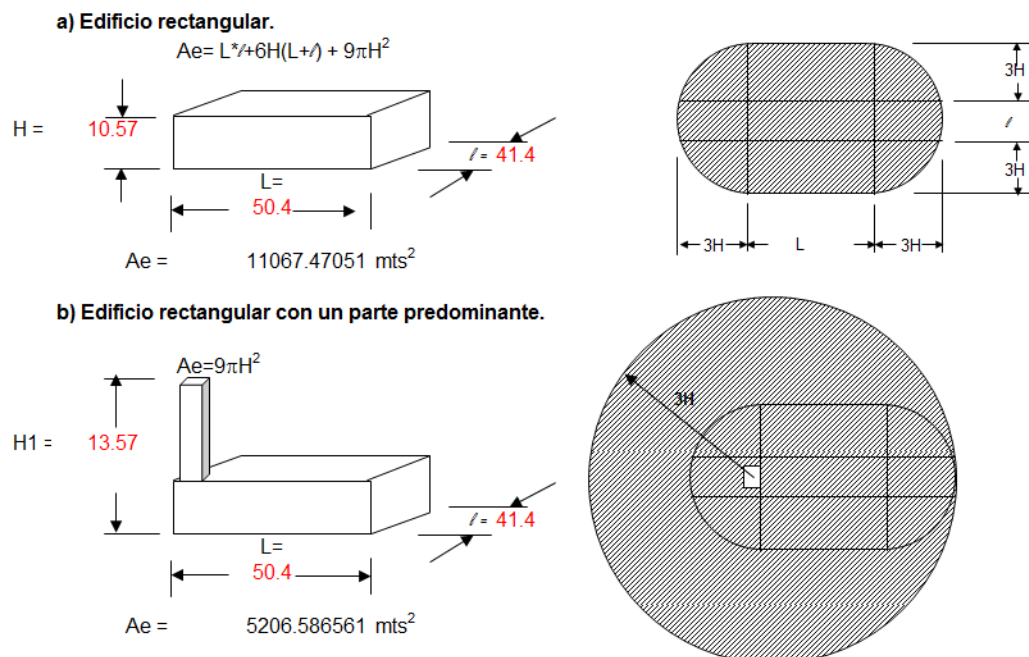
2.4.4.1. Superficie equivalente

Para encontrar la superficie equivalente, hay dos formas, dependiendo si el edificio a protegerse es rectangular o tiene una parte sobresaliente en el mismo.

²⁵ TOMAS, Gilberto Rafael. *Actualización de mapa isoceraunico de Guatemala y su influencia en las líneas de transmisión*. biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0518_EA.pdf. p. 40. [Consulta: 5 de mayo de 2015.].

A continuación, se presentan los dos casos: el primero como un área rectangular tomando la altura del edificio S9 y el segundo con una parte predominante que es la que se tomará como referencia ya que sobre el edificio estará una caseta la cual sobresale.

Figura 49. Superficie equivalente



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura anterior este dato es únicamente para el edificio S9 por lo que a continuación también se presentan los cálculos para encontrar la superficie equivalente de captura de los demás edificios.

Edificio S9:

$$Ae = 9\pi H1^2.^{26}$$

$$Ae = 9\pi(13,57)^2 = 5\,206,57\,m^2$$

Edificio S10:

$$Ae = 9\pi(13,90)^2 = 5\,562,88\,m^2$$

Edificio S11:

$$Ae = 9\pi(14,05)^2 = 5\,581,42\,m^2$$

Edificio S12:

$$Ae = 9\pi(17,65)^2 = 8\,808,09\,m^2$$

Como se puede observar el cálculo entre los tres primeros edificios es bastante similar a excepción del S12 que es más alto y, por lo tanto, el valor varía.

Para calcular el nivel de protección hay que determinar Nd y Nc, que son frecuencia de impactos de rayo (Nd) y frecuencia aceptable de rayo sobre la estructura (Nc).

- Calculando la frecuencia de impactos de rayo (Nd):

²⁶ ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. p. 394.

Edificio S9:

$$Nd = Ns Ae C1 * 10^{-6}.^{27}$$

$$Nd = (7,9546) (5 206,57 \text{ m}^2) (0,25) * 10^{-6}$$

$$Nd = 10,35 * 10^{-3}$$

Edificio S10:

$$Nd = (7,9546) (5 562,88 \text{ m}^2) (0,25) * 10^{-6}$$

$$Nd = 11,06 * 10^{-3}$$

Edificio S11:

$$Nd = (7,9546) (5 581,42 \text{ m}^2) (0,25) * 10^{-6}$$

$$Nd = 11,10 * 10^{-3}$$

Edificio S12:

$$Nd = (7,9546) (8 808,09 \text{ m}^2) (0,25) * 10^{-6}$$

$$Nd = 17,52 * 10^{-3}$$

- Cálculo de la frecuencia aceptable de impactos de rayo sobre la estructura (Nc)

²⁷ ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. p. 396.

$$N_c = 1,5 * 10^{-3} / (C_2 * C_3 * C_4 * C_5).^{28}$$

Donde:

- C2 es el coeficiente estructural
- C3 es el contenido de la estructura
- C4 es la ocupación de la estructura
- C5 son las consecuencias de rayo

Las tablas de cada uno se presentan a continuación:

Tabla XLIII. **Coeficiente y contenido de estructura**

| C2 Coeficiente de estructura | | | |
|---|----------------|-------------------|------------------|
| ESTRUCTURA | Techo de metal | Techo no metálico | Techo inflamable |
| Metal | 0,5 | 1 | 2 |
| Común | 1 | 1 | 2,5 |
| Inflamable | 2 | 25 | 3 |
| C3 Contenido de la estructura | | | |
| Sin valor o no inflamable | | | 0,5 |
| Valor común o normalmente inflamable | | | 1 |
| Gran valor o particularmente inflamable | | | 2 |
| Valor muy inflamable, explosivo | | | 3 |

Fuente: ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. p. 391.

²⁸ ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. p. 399.

Tabla XLIV. **Ocupación de la estructura y consecuencia de los rayos**

| C4 Ocupación de la estructura | |
|---|-----|
| No ocupada | 0,5 |
| Ocupada normalmente | 1 |
| De difícil evacuación o riesgo de pánico | 3 |
| C5 Consecuencias de los rayos | |
| Sin necesidad de continuidad en el servicio y alguna consecuencia sobre el ambiente | 1 |
| Necesidad de continuidad del servicio, sin impacto ambiental | 5 |
| Consecuencias ambientales | 10 |

Fuente: ENRIQUEZ HARPER, *Gilberto. ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios.* p. 392.

A continuación, se presenta el resumen de los resultados de las tablas, están también se pueden consultar en la Norma NFPA 780, anexo L, las cuales son similares:

- C2 Se tiene estructura común con techo común tiene un valor de 1.
- C3 Se tiene valor común y normalmente inflamable tiene un valor de 3.
- C4 Se tiene valor de normalmente ocupada tiene un valor de 1.
- C5 Se tiene necesidad de continuidad en el servicio y ninguna consecuencia en el ambiente tiene un valor de 5.

$$N_c = \frac{1,5 \times 10^{-3}}{1 \times 3 \times 1 \times 5} = 1 \times 10^{-4}.$$

- Calculando el nivel de protección:

| | |
|----------------|-----------------------------|
| ○ Edificio S9 | $N_d = 10,36 \cdot 10^{-3}$ |
| ○ Edificio S10 | $N_d = 11,07 \cdot 10^{-3}$ |
| ○ Edificio S11 | $N_d = 11,11 \cdot 10^{-3}$ |
| ○ Edificio S12 | $N_d = 17,53 \cdot 10^{-3}$ |

$$N_c = 1 \times 10^{-4}$$

Cuando la relación es $N_d > N_c$ se dice que es necesario el sistema de protección contra descargas electroatmosféricas.

Si se observan los resultados N_d de todos los edificios son superiores a N_c , por lo tanto, todos necesitarán de protección.

- Calculando el nivel de protección:

$$\eta = E = 1 - N_c/N_d$$

$$E = 1 - \frac{N_c}{N_d} \quad .^{29}$$

Si se sustituyen los valores de cada uno, todos se aproximan al siguiente resultado:

$$E = 1 - \frac{1 \times 10^{-4}}{10,36 \times 10^{-3}} = 0,99$$

²⁹ ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *ABC en instalaciones eléctricas en edificios y comercios*. p. 399.

De acuerdo al resultado se necesita un nivel de protección I por lo que esta es la protección que debe tener el pararrayos.

En el presente proyecto se usará el método más factible de los tres métodos que son Franklin, Faraday y el modelo electrogeométrico. Se utilizará el modelo electrogeométrico ya que el de Franklin y Faraday necesitan varias bajantes, así como puntas lo cual incrementaría el costo del sistema; en tanto el electrogeométrico usaría únicamente una punta con dos bajantes por el radio de protección a cubrir.

El pararrayos Ingesco³⁰ es un pararrayos con dispositivo de cebado que produce una ionización de las partículas de aire alrededor de la punta del captador, generando un trazador ascendente hacia la nube. La corriente de iones intercepta y a su vez canaliza el rayo desde su origen.

A continuación, se presentan los niveles de protección de los diferentes modelos, así como los radios a proteger.

³⁰ *Pararrayos Ingesco PDC*. <http://www.ingesco.com/es>. [Consulta: 15 de octubre de 2015.].

Tabla XLV. **Modelos de pararrayos PDC y sus niveles de protección**

| MODELO | | PDC 3,1 | PDC 3,3 | PDC 4,3 | PDC 5,3 | PDC 6,3 |
|--------------|-----|---------|---------|---------|---------|---------|
| núm. Cat. | | 101000 | 101001 | 101003 | 101005 | 101008 |
| $\Delta L =$ | | 15 | 25 | 34 | 43 | 54 |
| NIVEL | I | 35m | 45m | 54m | 63m | 74m |
| NIVEL | II | 45m | 55m | 64m | 73m | 84m |
| NIVEL | III | 60m | 70m | 79m | 88m | 99m |
| NIVEL | IV | 75m | 85m | 94m | 103m | 114m |

Fuente: *Ficha técnica de pararrayos Ingesco PDC*. <http://www.ingesco.com/es>. Consulta: 15 de octubre de 2015.

Para el presente diseño se tomará el PDC 6,3 que tiene un radio de protección de 74 m para el nivel de protección I, lo cual es suficiente y hasta se protegen los alrededores del edificio. La figura a continuación como referencia de ilustración es un PDC 6,4.

Figura 50. **Pararrayos**



Fuente: *Ficha técnica de pararrayos Ingesco PDC*. <http://www.ingesco.com/es>. Consulta: 15 de octubre de 2015.

- Características del pararrayos PDC 6,3
 - 100 % de eficiencia
 - Nivel de protección alto
 - Garantiza la continuidad eléctrica
 - No ofrece resistencia al paso de la descarga
 - Es un pararrayos no electrónico
 - Conserva sus propiedades después de la descarga
 - No necesita de fuente externa de alimentación
 - Alta resistencia a la temperatura
 - Garantía de funcionamiento

El terminal aéreo de captación cuenta con un dispositivo electrónico de cebado, anticipación del trazador ascendente, condensador atmosférico, acelerador atmosférico, la estructura y el dispositivo de cebado está fabricado de acero inoxidable.

La punta debe estar por lo menos 2 metros arriba de la parte más alta de la estructura o edificación a proteger. Se recomienda que se coloque sobre un mástil y este debe conectarse a tierra por medio de las dos bajantes o más aún, al sistema de tierra el cual debe tener una resistencia no mayor a 10 Ω .

Este sistema de pararrayos tendrá un sistema de tierra formado por 3 varillas conectadas en delta el cual tendrá las mismas características del calculado en el sistema de puesta a tierra.

A continuación, se presenta el listado de materiales a utilizar para el sistema de protección electroatmosférica.

Tabla XLVI. **Listado de materiales para la protección de descargas atmosféricas**

| PARARRAYOS | | | | | |
|-----------------------------|----------|---|------------------------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S9. S10. S11 y S12 | 1 | Pdc 6,3 con dispositivo de cebado y punta de acero inoxidable | Servicios Electrónicos | 17 672,00 | 17 672,00 |
| | 1 | Mástil de 6 m. de hierro galvanizado | Servicios Electrónicos | 3 400,00 | 3 400,00 |
| | 100 m | cable de cobre tompson 28R de 1/2" | Servicios Electrónicos | 126,00 | 12 600,00 |
| | 3 | Abrazadera de fijación con tarugo | Servicios Electrónicos | 100,00 | 300,00 |
| | 1 | Puente de comprobación | Servicios Electrónicos | 550,00 | 550,00 |
| | 1 | Contador de rayos | Servicios Electrónicos | 3 200,00 | 3 200,00 |
| | 3 | Varilla de cobre de 5/8" x 8 pies | Servicios Electrónicos | 163,50 | 490,50 |
| | 12 | cubo de quicbasol ingesco | Servicios Electrónicos | 232,00 | 2 784,00 |
| | 9 | Soldadura codwell varilla | Servicios Electrónicos | 150,00 | 1 350,00 |
| | 1 | Tornillería. roldanas | Servicios Electrónicos | 400,00 | 400,00 |
| | 2 | Caja para juntas ingesco | Servicios Electrónicos | 560,00 | 1 120,00 |
| | 1 | protectores de cable | Servicios Electrónicos | 700,00 | 700,00 |
| | 2 | Junta de pruebas | Servicios Electrónicos | 950,00 | 1 900,00 |
| | 14 | Abrazaderas | Servicios Electrónicos | 105,00 | 1 470,00 |
| | | | Total | | |

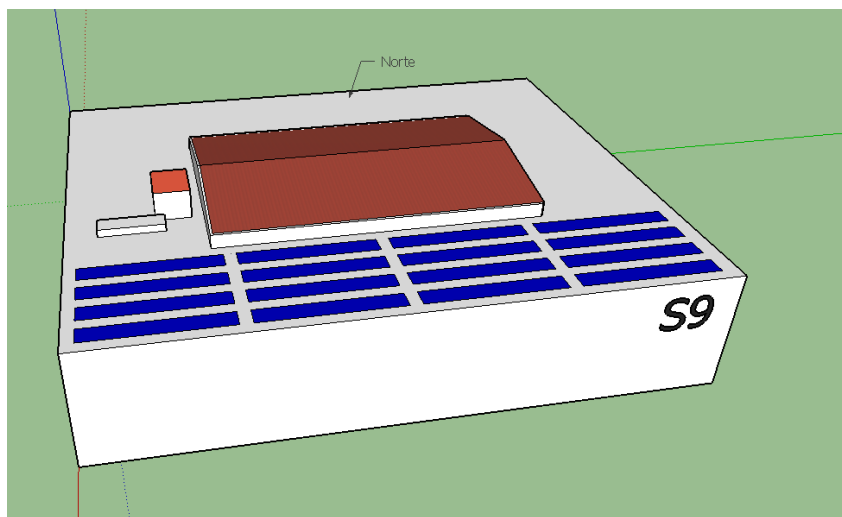
Fuente: elaboración propia.

2.5. Planos de distribución del sistema fotovoltaico

2.5.1. Distribución como autoprodutores con excedentes de energía

La distribución de los paneles en el Edificio S9 quedaría con 4 inversores y 4 filas cada uno. El inversor estaría en la caseta para luego conectarse a la red. La distancia entre filas es de 1 m. Cada fila tiene 11,25 m de largo por 1,59 m de ancho y se compone de 11 paneles solares inclinados 15° en dirección hacia el sur.

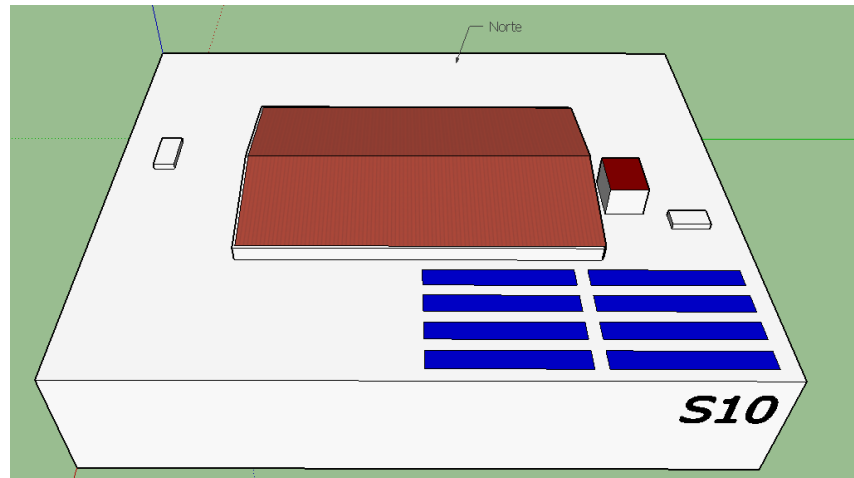
Figura 51. Distribución de filas de paneles en el edificio S9



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

Para el edificio S10 se instalarán 2 inversores con 4 filas cada uno, la fila está compuesta por 11 paneles.

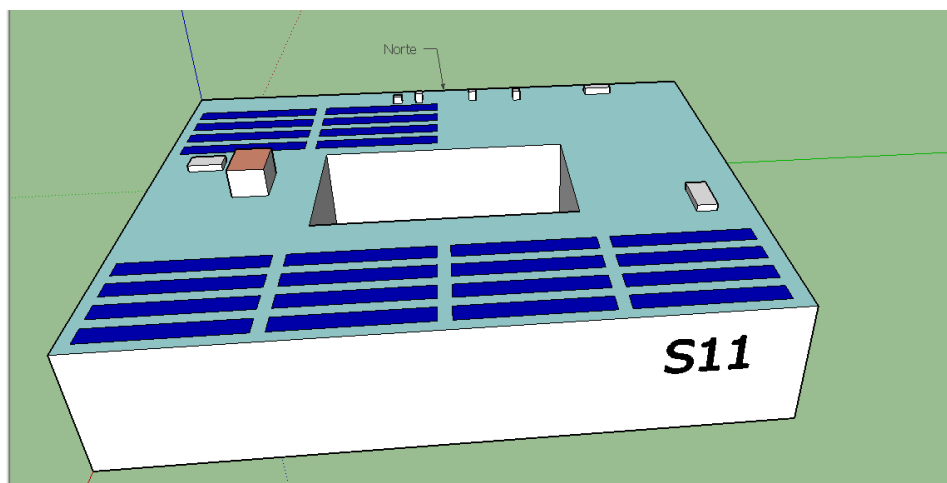
Figura 52. **Distribución de filas de paneles edificio S10**



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

A continuación, se presenta la distribución de filas en el edificio S11 el cual cuenta con 6 inversores, conectando 4 filas a cada uno.

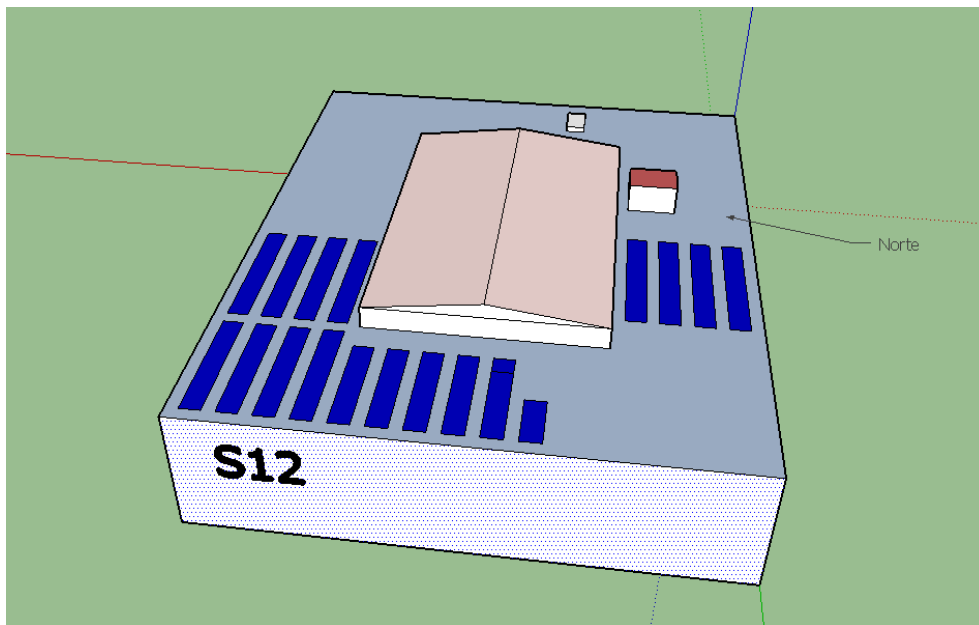
Figura 53. **Distribución de filas de paneles del edificio S11**



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

A continuación, se presenta la distribución de filas en el edificio S12 el cual cuenta con 4 inversores, conectando 4 filas a cada uno. En el área este del edificio debido a la sombra que puede afectar el funcionamiento del generador fotovoltaico se tienen físicamente 5 filas de 8 paneles y una de 4 paneles, pero se conectarán 11 paneles en serie para formar las 4 filas que se conectan al inversor.

Figura 54. **Distribución de filas de paneles del edificio S12**



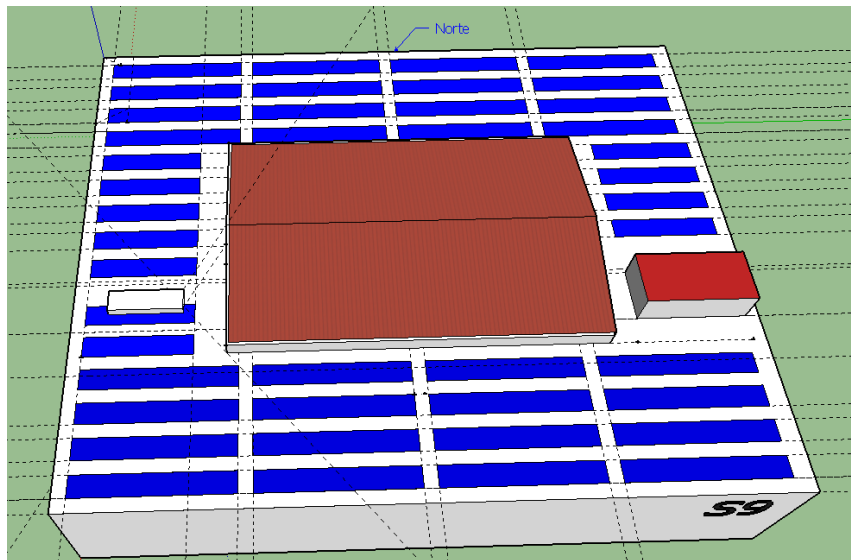
Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

2.5.2. **Distribución como GDR**

Si se utiliza toda el área disponible de las terrazas de los edificios, quedarían distribuidos de la siguiente manera.

En los edificios S9 y S10 aprovechando toda el área disponible se pueden instalar 10 inversores en cada edificio para una generación de 100 000,00 Wh. A los costados este y oeste solo se pueden colocar 8 paneles por fila debido a la sombra que puede afectar el techo central, pero se conectarán siempre 11 en serie y los 44 por inversor. A continuación, se puede apreciar cómo quedaría la distribución.

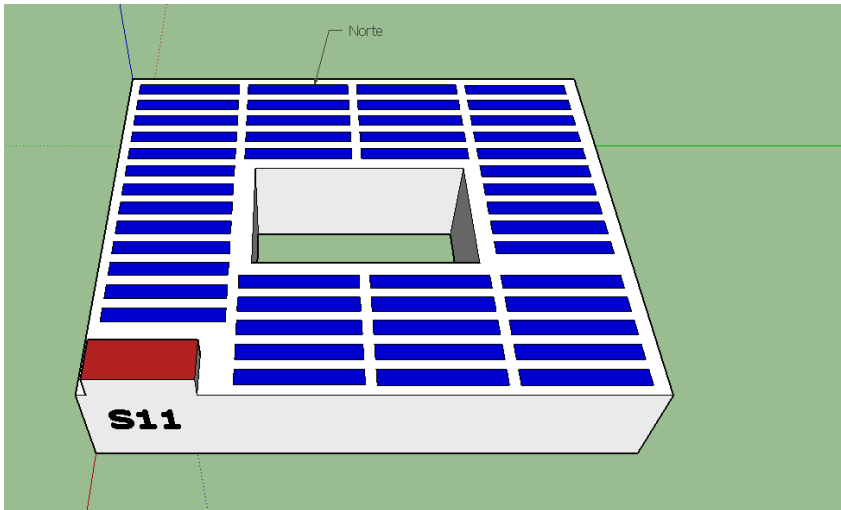
Figura 55. **Distribución de filas en toda el área disponible del edificio S9 y S10**



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

Para aprovechar toda el área disponible del edificio S12 se pueden instalar 12 Inversores con una generación de 120 000,00 Wh. Quedando distribuidas las filas de la siguiente manera:

Figura 56. **Distribución de filas en toda el área disponible del edificio S11**



Fuente: elaboración propia, utilizando herramienta en 3D demo de Sketchup.

Para el edificio S12 se utilizaría el mismo de auto productor con excedente de energía debido a que como en la terraza se encuentran instaladas 3 antenas de telefonía por lo tanto no se pueden instalar más de 4 inversores.

2.6. **Estimación de producción mensual y anual**

A continuación, se detalla la producción mensual y anual que generaría el sistema fotovoltaico instalado en cada edificio.

La estimación de generación que se realiza a continuación es teórica, tomando en cuenta factores como la degradación del panel con respecto al tiempo y este se multiplica por los paneles instalados. A este resultado se le resta el 10 % de pérdidas que se le incluyo a la potencia instalada para encontrar la producción por hora, luego la diaria, mensual y anual de cada uno.

2.6.1. Como autoprodutores con excedente de energía

El generador del edificio S9 cuenta con 176 paneles y se le aplicó la degradación del panel, restándole el 10 % a la potencia instalada por pérdidas al igual que a los demás generadores. Teniendo una producción inicial anual de 79 830,75 kWh/año. Considerando la baja por la degradación de producción del panel al final del año 25, estaría generando 64 423,41 kWh/año. La generación promedio será de 71 463,87 kWh/año.

Tabla XLVII. **Generación del sistema fotovoltaico del edificio S9 y S12**

| Año | Potencia del panel kW | Generación kWh | Generación real -10% de pérdidas kWh | Generación kWh/día | Generación kWh/mes | Generación kWh/año |
|-----|-----------------------|----------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 0 | 0,255 | 44,88 | 40,39 | 218,12 | 6 652,56 | 79 830,75 |
| 1 | 0,249 | 43,76 | 39,38 | 212,66 | 6 486,25 | 77 834,98 |
| 2 | 0,247 | 43,44 | 39,10 | 211,14 | 6 439,68 | 77 276,16 |
| 3 | 0,245 | 43,13 | 38,82 | 209,61 | 6 393,11 | 76 717,35 |
| 4 | 0,243 | 42,82 | 38,53 | 208,08 | 6 346,54 | 76 158,53 |
| 5 | 0,241 | 42,50 | 38,25 | 206,56 | 6 299,98 | 75 599,72 |
| 6 | 0,240 | 42,19 | 37,97 | 205,03 | 6 253,41 | 75 040,90 |
| 7 | 0,238 | 41,87 | 37,69 | 203,50 | 6 206,84 | 74 482,09 |
| 8 | 0,236 | 41,56 | 37,40 | 201,98 | 6 160,27 | 73 923,27 |
| 9 | 0,234 | 41,24 | 37,12 | 200,45 | 6 113,70 | 73 364,46 |
| 10 | 0,233 | 40,93 | 36,84 | 198,92 | 6 067,14 | 72 805,64 |
| 11 | 0,233 | 40,62 | 36,55 | 197,40 | 6 020,57 | 72 246,83 |
| 12 | 0,229 | 40,30 | 36,27 | 195,87 | 5 974,00 | 71 688,01 |
| 13 | 0,228 | 39,99 | 35,99 | 194,34 | 5 927,43 | 71 129,20 |
| 14 | 0,226 | 39,67 | 35,71 | 192,82 | 5 880,87 | 70 570,38 |
| 15 | 0,224 | 39,36 | 35,42 | 191,29 | 5 834,30 | 70 011,57 |
| 16 | 0,222 | 39,05 | 35,14 | 189,76 | 5 787,73 | 69 452,75 |
| 17 | 0,220 | 38,73 | 34,86 | 188,23 | 5 741,16 | 68 893,94 |
| 18 | 0,218 | 38,42 | 34,58 | 186,71 | 5 694,59 | 68 335,12 |
| 19 | 0,216 | 38,10 | 34,29 | 185,18 | 5 648,03 | 67 776,31 |
| 20 | 0,215 | 37,79 | 34,01 | 183,65 | 5 601,46 | 67 217,49 |
| 21 | 0,213 | 37,47 | 33,73 | 182,13 | 5 554,89 | 66 658,68 |
| 22 | 0,211 | 37,16 | 33,44 | 180,60 | 5 508,32 | 66 099,86 |
| 23 | 0,209 | 36,85 | 33,16 | 179,07 | 5 461,75 | 65 541,04 |
| 24 | 0,208 | 36,53 | 32,88 | 177,55 | 5 415,19 | 64 982,23 |
| 25 | 0,206 | 36,22 | 32,60 | 176,02 | 5 368,62 | 64 423,41 |

Fuente: elaboración propia.

El generador del edificio S10 cuenta con 88 paneles con generación en el primer año de 39 915,37 kWh/año. Y en el final del año 25 generará 32 211,71 kWh/año. Generando un promedio 35 731,94 kWh/año.

Tabla XLVIII. **Generación del sistema fotovoltaico del edificio S10**

| Año | Potencia del panel kW | Generación kWh | Generación real -10 % de pérdidas kWh | Generación kWh/día | Generación kWh/mes | Generación kWh/año |
|-----|-----------------------|----------------|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 0 | 0,255 | 22,44 | 20,20 | 109,06 | 3 326,28 | 39 915,37 |
| 1 | 0,249 | 21,88 | 19,69 | 106,33 | 3 243,12 | 38 917,49 |
| 2 | 0,247 | 21,72 | 19,55 | 105,57 | 3 219,84 | 38 638,08 |
| 3 | 0,245 | 21,56 | 19,41 | 104,81 | 3 196,56 | 38 358,67 |
| 4 | 0,243 | 21,41 | 19,27 | 104,04 | 3 173,27 | 38 079,27 |
| 5 | 0,241 | 21,25 | 19,13 | 103,28 | 3 149,99 | 37 799,86 |
| 6 | 0,240 | 21,09 | 18,98 | 102,51 | 3 126,70 | 37 520,45 |
| 7 | 0,238 | 20,94 | 18,84 | 101,75 | 3 103,42 | 37 241,04 |
| 8 | 0,236 | 20,78 | 18,70 | 100,99 | 3 080,14 | 36 961,64 |
| 9 | 0,234 | 20,62 | 18,56 | 100,22 | 3 056,85 | 36 682,23 |
| 10 | 0,233 | 20,47 | 18,42 | 99,46 | 3 033,57 | 36 402,82 |
| 11 | 0,233 | 20,31 | 18,28 | 98,70 | 3 010,28 | 36 123,41 |
| 12 | 0,229 | 20,15 | 18,14 | 97,93 | 2 987,00 | 35 844,01 |
| 13 | 0,228 | 19,99 | 17,99 | 97,17 | 2 963,72 | 35 564,60 |
| 14 | 0,226 | 19,84 | 17,85 | 96,41 | 2 940,43 | 35 285,19 |
| 15 | 0,224 | 19,68 | 17,71 | 95,64 | 2 917,15 | 35 005,78 |
| 16 | 0,222 | 19,52 | 17,57 | 94,88 | 2 893,86 | 34 726,38 |
| 17 | 0,220 | 19,37 | 17,43 | 94,12 | 2 870,58 | 34 446,97 |
| 18 | 0,218 | 19,21 | 17,29 | 93,35 | 2 847,30 | 34 167,56 |
| 19 | 0,216 | 19,05 | 17,15 | 92,59 | 2 824,01 | 33 888,15 |
| 20 | 0,215 | 18,89 | 17,01 | 91,83 | 2 800,73 | 33 608,75 |
| 21 | 0,213 | 18,74 | 16,86 | 91,06 | 2 777,44 | 33 329,34 |
| 22 | 0,211 | 18,58 | 16,72 | 90,30 | 2 754,16 | 33 049,93 |
| 23 | 0,209 | 18,42 | 16,58 | 89,54 | 2 730,88 | 32 770,52 |
| 24 | 0,208 | 18,27 | 16,44 | 88,77 | 2 707,59 | 32 491,11 |
| 25 | 0,206 | 18,11 | 16,30 | 88,01 | 2 684,31 | 32 211,71 |

Fuente: elaboración propia.

El generador del edificio S11 cuenta con 264 paneles con generación en el primer año de 119 746,12 kWh/año. Y al final del año 25 generaría 96 635,12 kWh/año. Y en promedio 107 195,81 kWh/año.

Tabla XLIX. Generación del sistema fotovoltaico del edificio S11

| Año | Potencia del panel kW | Generación kWh | Generación real -10% de pérdidas kWh | Generación kWh/día | Generación kWh/mes | Generación kWh/año |
|-----|-----------------------|----------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| 0 | 0,255 | 67,32 | 60,59 | 327,18 | 9 978,84 | 119 746,12 |
| 1 | 0,249 | 65,64 | 59,07 | 319,00 | 9 729,37 | 116 752,47 |
| 2 | 0,247 | 65,17 | 58,65 | 316,71 | 9 659,52 | 115 914,25 |
| 3 | 0,245 | 64,69 | 58,23 | 314,42 | 9 589,67 | 115 076,02 |
| 4 | 0,243 | 64,22 | 57,80 | 312,13 | 9 519,82 | 114 237,80 |
| 5 | 0,241 | 63,75 | 57,38 | 309,83 | 9 449,96 | 113 399,58 |
| 6 | 0,240 | 63,28 | 56,95 | 307,54 | 9 380,11 | 112 561,36 |
| 7 | 0,238 | 62,81 | 56,53 | 305,25 | 9 310,26 | 111 723,13 |
| 8 | 0,236 | 62,34 | 56,10 | 302,96 | 9 240,41 | 110 884,91 |
| 9 | 0,234 | 61,87 | 55,68 | 300,67 | 9 170,56 | 110 046,69 |
| 10 | 0,233 | 61,40 | 55,26 | 298,38 | 9 100,71 | 109 208,46 |
| 11 | 0,233 | 60,92 | 54,83 | 296,09 | 9 030,85 | 108 370,24 |
| 12 | 0,229 | 60,45 | 54,41 | 293,80 | 8 961,00 | 107 532,02 |
| 13 | 0,228 | 59,98 | 53,98 | 291,51 | 8 891,15 | 106 693,80 |
| 14 | 0,226 | 59,51 | 53,56 | 289,22 | 8 821,30 | 105 855,57 |
| 15 | 0,224 | 59,04 | 53,14 | 286,93 | 8 751,45 | 105 017,35 |
| 16 | 0,222 | 58,57 | 52,71 | 284,64 | 8 681,59 | 104 179,13 |
| 17 | 0,220 | 58,10 | 52,29 | 282,35 | 8 611,74 | 103 340,90 |
| 18 | 0,218 | 57,63 | 51,86 | 280,06 | 8 541,89 | 102 502,68 |
| 19 | 0,216 | 57,15 | 51,44 | 277,77 | 8 472,04 | 101 664,46 |
| 20 | 0,215 | 56,68 | 51,02 | 275,48 | 8 402,19 | 100 826,24 |
| 21 | 0,213 | 56,21 | 50,59 | 273,19 | 8 332,33 | 99 988,01 |
| 22 | 0,211 | 55,74 | 50,17 | 270,90 | 8 262,48 | 99 149,79 |
| 23 | 0,209 | 55,27 | 49,74 | 268,61 | 8 192,63 | 98 311,57 |
| 24 | 0,208 | 54,80 | 49,32 | 266,32 | 8 122,78 | 97 473,34 |
| 25 | 0,206 | 54,33 | 48,89 | 264,03 | 8 052,93 | 96 635,12 |

Fuente: elaboración propia.

2.6.2. Como GDR utilizando toda el área disponible

De los datos obtenidos anteriormente se pueden proyectar como GDR ya que en el edificio S9 tiene una capacidad de 10 inversores utilizando toda el área disponible por lo tanto se puede sumar un generador de 4 inversores y el de 6 inversores. En el caso del edificio S11 tiene una capacidad de 12 inversores por lo que se pueden multiplicar por 2 el generador de 6 inversores. Y en el caso del edificio S12 es igual al de un generador de 4 inversores.

El promedio anual de generación durante los 25 años utilizando toda el área disponible sería el siguiente:

- Edificio S9 y S10, 178 659,68 kWh/año.
- Edificio S11, 214 391,62 kWh/año.
- Edificio S12 es el mismo dato como usuario autoprodutor con excedentes de energía debido al espacio disponible, 71 463,87 kWh/año.

Tabla L. **Resumen de generación anual utilizando toda el área disponible de los edificios S9, S10, S11 y S12**

| Año | Generación S9 y S10 kWh/año | Generación S11 kWh/año | Generación S12 kWh/año |
|-----|-----------------------------|------------------------|------------------------|
| 0 | 199 576,87 | 239 492,24 | 79 830,75 |
| 1 | 194 587,45 | 233 504,94 | 77 834,98 |
| 2 | 193 190,41 | 231 828,50 | 77 276,16 |
| 3 | 191 793,37 | 230 152,04 | 76 717,35 |
| 4 | 190 396,33 | 228 475,60 | 76 158,53 |
| 5 | 188 999,30 | 226 799,16 | 75 599,72 |
| 6 | 187 602,26 | 225 122,72 | 75 040,90 |
| 7 | 186 205,22 | 223 446,26 | 74 482,09 |
| 8 | 184 808,18 | 221 769,82 | 73 923,27 |
| 9 | 183 411,15 | 220 093,38 | 73 364,46 |
| 10 | 182 014,10 | 218 416,92 | 72 805,64 |
| 11 | 180 617,07 | 216 740,48 | 72 246,83 |
| 12 | 179 220,03 | 215 064,04 | 71 688,01 |
| 13 | 177 823,00 | 213 387,60 | 71 129,20 |
| 14 | 176 425,95 | 211 711,14 | 70 570,38 |
| 15 | 175 028,92 | 210 034,70 | 70 011,57 |
| 16 | 173 631,88 | 208 358,26 | 69 452,75 |
| 17 | 172 234,84 | 206 681,80 | 68 893,94 |
| 18 | 170 837,80 | 205 005,36 | 68 335,12 |
| 19 | 169 440,77 | 203 328,92 | 67 776,31 |
| 20 | 168 043,73 | 201 652,48 | 67 217,49 |
| 21 | 166 646,69 | 199 976,02 | 66 658,68 |
| 22 | 165 249,65 | 198 299,58 | 66 099,86 |
| 23 | 163 852,61 | 196 623,14 | 65 541,04 |
| 24 | 162 455,57 | 194 946,68 | 64 982,23 |
| 25 | 161 058,53 | 193 270,24 | 64 423,41 |

Fuente: elaboración propia.

2.7. Conexión a la red

2.7.1. Especificaciones técnicas GDR

La norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes que se aplica a la generación renovable es la siguiente:

La resolución CNEE-227-2014, indica sobre la NTGDR, la cual sustituyó a la resolución CNEE-171-2008, que su aporte de potencia debe ser menor o igual a 5 MW. Las cuales se conectan a las instalaciones de distribución.

En el artículo 3 se refiere al objeto de la norma: establecer las disposiciones que deben cumplir los distribuidores, los generadores distribuidos renovables y los usuarios autoprodutores con excedentes de energía, para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

La norma es aplicable a distribuidores, generadores distribuidos renovables y usuarios autoprodutores con excedentes de energía, en lo que corresponda.

En el artículo 5 se contemplan las obligaciones del distribuidor, y en el 6 las obligaciones del interesado en participar como GDR.

De acuerdo al artículo 7 en forma supletoria, se podrán utilizar las normas internacionales ANSI, IEEE o IEC, en lo que corresponda, siempre que sean aplicables dentro del contexto del espíritu de esta norma y que no contradigan su contenido.

Las normativas que debe de cumplir la GDR son:

- Constitución Política de la República de Guatemala.
- Ley General de Electricidad (Decreto núm. 93-96).
- Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo Gubernativo núm. 256-97 y sus reformas).
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Acuerdo Gubernativo núm. 299-98 y sus reformas).
- Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía –NTGDR-(Resolución CNEE-227-2014).
- Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- (Resolución CNEE-09-99).
- Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID- (Resolución CNEE-47-99).
- Normas de Coordinación Comercial del Administrador del Mercado Mayorista.

De acuerdo al artículo 9 se da el procedimiento para el dictamen de capacidad y conexión que da el distribuidor para que el GDR se pueda conectar al sistema de distribución. En el siguiente artículo se da a conocer la información que debe incluir el formulario de la solicitud.

El artículo 11 es con respecto al dictamen y de los estudios eléctricos los cuales se deben realizar con programas similares a los utilizados por la CNEE, deben utilizar para el análisis los parámetros eléctricos de la red óptima vigente para el Distribuidor y todo lo indicado en este artículo.

En el artículo 15 se muestran los requerimientos generales de conexión para GDR. A continuación, se presentan para los generadores menores de 500 kW.

- Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla).
- Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual. con bloqueo. visible. accesible).
- Dispositivo de desconexión del generador.
- Disparo por sobretensión.
- Disparo por baja tensión.
- Disparo por sobre/baja frecuencia. por medio del inversor.
- Chequeo de sincronismo (A: automático. M: manual).
- Disparo por sobre corriente a tierra.
- Disparo de potencia inversa.
- Si exporta. la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja.
- Disparo por falta de tensión en la red (Relé antiisla).

En el artículo 17 se refiere a fuentes que no generan energía eléctrica en corriente alterna, deben colocar equipos de conversión como inversores para para la conversión de DC – AC y que sus especificaciones técnicas cumplan con las normas nacionales e internacionales.

En los artículos 18 al 22 se refiere a la conexión entre el distribuidor y GDR los cuales son:

- Formulario de conexión
- Construcción de línea y equipos de conexión

- Pruebas de la puesta en servicio y evaluación
- Fecha de conexión
- Maniobras de conexión

Para la construcción de línea y equipos de conexión, el GDR es el encargado del suministro de materiales y equipos para la construcción de las instalaciones necesarias para interconectarse con el distribuidor, cumpliendo con las normas técnicas del servicio y distribución (NTSD) y las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID) que son emitidas por la CNEE. El GDR efectuará las pruebas de las instalaciones de generación correspondientes antes de la conexión del sistema. Si el distribuidor está de acuerdo con los resultados de las pruebas que no le provocan situaciones de peligro, ambos informarán a la CNEE por lo menos con 5 días de anticipación antes de la fecha de conexión que fijaron de común acuerdo.

La operación y control del sistema GDR están comprendidos en los artículos 23 y 24.

El GDR tiene la responsabilidad de la operación de todas sus instalaciones. Sin embargo, en casos de emergencia la CNEE o el AMM podrá realizar maniobras en las instalaciones de conexión las cuales deberán de justificarse por el distribuidor. El GDR debe de verificar en forma periódica el correcto funcionamiento de sus protecciones.

En el artículo 25 se da a conocer que el distribuidor puede desconectar al GDR con previo aviso por escrito por los siguientes motivos:

- Por mantenimientos programados en la red del distribuidor.

- Por fallas a la red del distribuidor provocadas por el GDR; a solicitud del GDR.
- Por incumplimiento del GDR con el procedimiento de conexión establecido en los artículos del dieciocho al veintitrés de esta norma.

En el artículo 26 se refiere a los dispositivos de desconexión que deben estar a cargo del GDR.

La norma también aborda en los artículos 27 al 29 el mantenimiento y sus registros, así como las inspecciones. En los artículos 30 al 32 la comercialización y en los artículos 33 al 34 los contratos.

En el artículo 35 se refiere a peajes que de conformidad con el artículo 70 de la Ley General de Electricidad, los GDR no pagan peaje. Únicamente si su producción es bajo contrato y cuenta con potencia firme, con base en el artículo 65 de LGE y la Norma de Comercialización Comercial núm. 9.

En los artículos comprendidos del 36 al 40 se refiere a la autorización y medición neta de energía eléctrica de usuarios con excedentes de energía en el punto de consumo.

En el artículo 36 se da la autorización para usuarios autoprodutores con excedentes de energía. Que, si desean inyectar los excedentes al sistema de distribución, pero no como vendedores de energía eléctrica, deben informar al distribuidor y llenar el formulario correspondiente. Para esto no se requiere ninguna autorización, únicamente cumplir con los medios de protección control y desconexión automática, para no inyectar energía al sistema de distribución

cuando no haya falta de voltaje o este fuera de las tolerancias establecidas en norma NTSD.

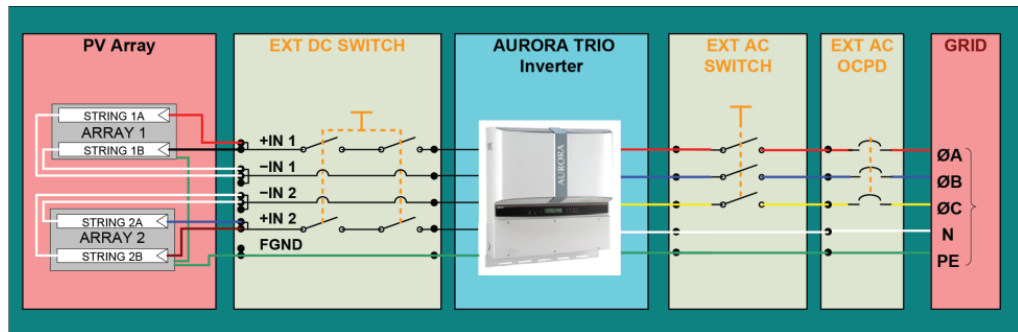
En el artículo 37 se da el plazo para la inspección técnica por parte del distribuidor al usuario autoprodutor con excedentes de energía, entregando una constancia en no mayor de 28 días.

En el artículo 39 dice que los usuarios autoprodutores con excedentes de energía deben contar con una medición, registro y lectura bidireccional para los consumos o inyecciones de energía. Siendo el distribuidor el que coloque el medidor si es un usuario regulado.

En el artículo 40 se especifica la lectura y crédito por energía inyectada como excedente de usuarios autoprodutores con excedentes de energía, para lo cual no reciben ningún tipo de pago por el excedente, únicamente tiene un crédito por energía a favor del usuario hasta que se agote el crédito a favor. Para la facturación, el contador bidireccional hace la diferencia entre lo consumido y lo inyectado. El cargo fijo y cargo por potencia que le correspondan al usuario siempre se cobrará, aunque tenga energía a favor. Si es una tarifa sin medición de potencia se cobrará cargos por distribución.

2.7.2. Esquema de conexión

Figura 57. Esquema de conexión del generador fotovoltaico conectado a la red



Fuente: *Manual inversor fotovoltaico Power One Aurora Trio.*

www.remotepowerinc.com/.../pvi_10-12-the_manual-na1.1_final. p 30. Consulta: 20 de mayo de 2015.

2.8. Lista de materiales de caseta, bases y mano de obra

A continuación, se detalla la construcción de una caseta para ordenar y proteger los inversores y el costo de los bordillos de cemento que servirán para levantar la estructura del piso. Y el costo de mano de obra de montaje e instalación de equipo para el sistema de generación fotovoltaico y sus protecciones tomando como base el 20 % del costo total de los materiales y equipo.

Tabla LI. **Materiales de caseta, levantado y bases de estructuras**

| Materiales, levantado y terraza de caseta y bases de estructura | | | | | |
|---|----------|--|----------------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S9 y S12 | 1 | Levantado de 32 m ² de pared a 150/m ² y terraza | sub-contratado | 6 800,00 | 6 800,00 |
| | 1 | Materiales de caseta y terraza | sub-contratado | 7 000,00 | 7 000,00 |
| | 192 | Bases prefabricadas de hormigón | sub-contratado | 40,00 | 7 680,00 |
| | | Total | | | 21 480,00 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S10 | 1 | Levantado de 32 m ² de pared a 150/m ² y terraza | sub-contratado | 6 800,00 | 6 800,00 |
| | 1 | Materiales de caseta y terraza | sub-contratado | 7 000,00 | 7 000,00 |
| | 96 | Bases prefabricadas de hormigón | sub-contratado | 40,00 | 3 840,00 |
| | | Total | | | 17 640,00 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S11 | 1 | Levantado de 32 m ² de pared a 150/m ² y terraza | sub-contratado | 6 800,00 | 6 800,00 |
| | 1 | Materiales de caseta y terraza | sub-contratado | 7 000,00 | 7 000,00 |
| | 288 | Bases prefabricadas de hormigón | sub-contratado | 40,00 | 11 520,00 |
| | | Total | | | 25 320,00 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla LII. **Mano de obra del proyecto**

| Mano de obra del proyecto | | | |
|---------------------------|----------|---|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Precio total Q. |
| S9 | 1 | Mano de obra de instalación de equipos, estructuras, cableado, etc. | 121 402,47 |
| S10 | 1 | Mano de obra de instalación de equipos, estructuras, cableado, etc. | 65 865,76 |
| S11 | 1 | Mano de obra de instalación de equipos, estructuras, cableado, etc. | 172 703,02 |
| S12 | 1 | Mano de obra de instalación de equipos, estructuras, cableado, etc. | 120 202,86 |

Fuente: elaboración propia.

2.9. **Sistemas de puesta a tierra**

El sistema de puesta a tierra tiene como objetivo desviar las corrientes de falla a la tierra por medio de un camino determinado y así proteger tanto a los equipos como a las personas de un daño por fallas hacia tierra. Asegurándose que todas las partes metálicas tanto de estructura, chasis de los equipos, cajas de conexión y tableros estén conectados al sistema, y así lograr que todo se encuentre a un mismo potencial. Utilizándose varios tipos de diseño de

aterrizaje a tierra, así como elementos que hay de diferentes formas en este caso se utilizaran varillas de cobre.

2.9.1. Medición de la resistencia del suelo

Se realizaron mediciones de resistividad con el apoyo del Centro de Investigaciones de Ingeniería, utilizando un megger y se procedió a hacer las mediciones con el método de 4 puntas, midiendo la resistencia del suelo para que posteriormente se pueda calcular la resistividad. Esto se realizó en cada edificio utilizando las partes disponibles en los alrededores del mismo lo más cercano a la acometida principal ya que es en ese lugar donde se va a conectar y luego hacia el sistema de generación.

La medición de la resistividad del terreno, para el diseño de la puesta a tierra en los edificios S9, S10, S11 y S12, se puede hacer uso de diferentes métodos, pero el que se utilizó fue el método Werner.

Este método consiste en colocar cuatro electrodos en línea recta separados a una distancia simétrica. En el presente diseño se tomaron distancias de 1, 2 y 3 metros de separación entre cada varilla. Este método es muy útil y conocido tomando la resistencia al enterrar las picas a una profundidad pequeña aportando datos a un 75 % de la distancia de separación. Además, hay que tomar en cuenta que las mediciones a elevadas temperaturas o si hay mucha humedad en el terreno a medir, ya que esto altera las mediciones.

Figura 58. **Medición entre electrodos**



Fuente: alrededor, edificio S10, USAC.

Después de la medición entre los electrodos se procede a conectarlos al megger por medio de cables que tienen mordazas en un extremo y conectores en el otro extremo.

Figura 59. **Conexión del megger con los electrodos para realizar la medición**



Fuente: alrededor, edificio S12, USAC.

Después del conexionado se procede a realizar la medición de la resistencia la cual se puede apreciar a continuación.

Figura 60. Registro de la resistencia del suelo en el megger



Fuente: alrededor, edificio S12, USAC.

El procedimiento anterior se realizó en todos los edificios para encontrar la resistencia a 1, 2 y 3 metros de separación entre los electrodos, las figuras solo reflejan una secuencia de los pasos a seguir. Los datos obtenidos con base en datos certificados del Centro de Investigaciones de Ingeniería USAC, son los siguientes:

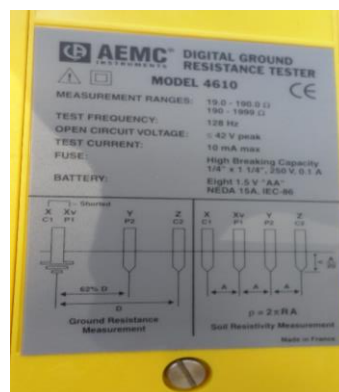
Tabla LIII. **Medición de resistencia del suelo**

| RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DEL SUELO | | | | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Edificio | S9 | S10 | S11 | S12 |
| Medición | Resistencia Ω | Resistencia Ω | Resistencia Ω | Resistencia Ω |
| 1 m de Distancia | 3,5 | 3,61 | 6,2 | 7,9 |
| 2 m de Distancia | 2,7 | 2,19 | 3,2 | 4,7 |
| 3 m de Distancia | 2,3 | 1,76 | 2,4 | 3,4 |

Fuente: elaboración propia.

Para la medición de la resistencia del suelo se utilizó un megger del centro de investigaciones, el cual funciona de la siguiente manera. Se inyecta una corriente entre los dos extremos que se identifican como X y Z, y se presenta una diferencia de potencial en los medios identificados con Xv y Y el cual es registrado por el megger. A continuación, se presenta una figura de la placa característica:

Figura 61. **Placa característica del megger utilizado**



Fuente: Centro de Investigaciones de Ingeniería, USAC.

2.9.2. Resistividad del suelo

De las mediciones de la resistencia se calcula la resistividad. Como la distancia enterrada de cada electrodo es muy pequeña y no afecta el resultado, se usa directamente la siguiente fórmula:

$$\rho = 2\pi aR$$

De los valores obtenidos de las mediciones de la resistencia y luego aplicando la fórmula anterior, se encuentran los siguientes resultados, los cuales fueron certificados por el Centro de Investigaciones de Ingeniería:

Tabla LIV. **Resultados de la resistividad del suelo obtenidos por las mediciones**

| RESULTADOS DE LAS MEDICIONES | | | | |
|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Edificio | S9 | S10 | S11 | S12 |
| Mensurando | Resistividad en Ωm | Resistividad en Ωm | Resistividad en Ωm | Resistividad en Ωm |
| 1 m de Distancia | 21,99 | 22,68 | 38,96 | 49,64 |
| 2 m de Distancia | 33,93 | 27,52 | 40,21 | 59,06 |
| 3 m de Distancia | 43,35 | 33,18 | 45,24 | 64,09 |
| Promedio | 33,09 | 27,79 | 41,47 | 57,60 |

Fuente: elaboración propia, con base en datos Certificados por CII.

2.9.3. Selección del tipo de puesta a tierra

Hay varios tipos de puesta a tierra las cuales se utilizan dependiendo el trabajo a realizar: vivienda, comercio, edificio, subestación, etc.

La puesta a tierra está normado en el NEC en la sección 250.

En la sección 250,4 los sistemas de puesta a tierra deben limitar las corrientes de rayo, sobretensiones o contacto de personas con masas o estructuras, por lo que las envolventes de los equipos se deben aterrizar conectados entre sí, para formar una conexión equipotencial de los equipos eléctricos.

El libro de Favio Casas-Ospina³¹ indica las formulas básicas para el cálculo de sistemas de puesta a tierra para suelos homogéneos dependiendo de la cantidad de varillas y topología a utilizar, a continuación se presentan algunos métodos para el cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra:

- Para una varilla enterrada verticalmente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \frac{2l}{r} \right]$$

³¹ CASAS-OSPINA, Favio. Tierras, *soporte de la seguridad eléctrica*. p. 130.

- Para tres varillas conectadas en forma lineal:

$$R = \frac{\rho}{n} \left[0,404 + \frac{0,16}{s} \ln(0,655)n \right]$$

- Para tres varillas conectas en forma de triángulo:

$$R = \frac{\rho}{6\pi l} \left[\ln\left(\frac{4l}{a}\right) - 1 + \frac{2l}{D \sin\frac{\pi}{3}} \right]$$

Donde:

- r radio de la varilla
- s distancia entre varillas
- n cantidad de varillas en línea recta
- ρ resistividad
- l largo de la varilla
- D distancia entre varillas en m
- a diámetro de la varilla

De estas tres, la más funcional para nuestro sistema y el que se aconseja para las puestas a tierra contra descargas atmosféricas es el de 3 varillas conectadas en triángulo y, además, es el que da una resistencia más baja de los 3 métodos. También hay que tomar en cuenta que como el sistema de puesta a tierra del sistema fotovoltaico y protección contra descargas electroatmosférica se van a interconectar por medio de una bobina de choque

para tener un punto de referencia equipotencial, por eso se utilizará el mismo método. El cable de la puesta a tierra por seguridad de las personas debe ir a una profundidad de 0,5 m. Para mejorar la resistencia se le puede aplicar un compuesto mineral alrededor de cada varilla y así obtener la resistencia necesaria.

2.9.4. Memoria de cálculo

Se utilizará varilla de 5/8 de pulgada y 8 pies de largo.

$$\frac{5}{8} \text{ pulg} \times \frac{2,54 \text{ cm}}{1 \text{ pulg}} = 1,5875 \text{ cm} = 0,015875 \text{ m}$$

$$8 \text{ pies} \times \frac{1 \text{ m}}{3,2808 \text{ pie}} = 2,4384 \text{ m}$$

A continuación, se presentan 3 opciones para calcular el sistema de tierras. El primero es de una varilla, el segundo de 3 varillas en forma lineal y el tercero de 3 varillas conectadas en delta. Este último se considera el más adecuado ya que presenta una menor resistencia que los otros dos.

Para el cálculo de la resistencia de una varilla:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \frac{2l}{r} \right]$$

$$R = \frac{33,09}{2\pi(2,4384)} \left[\ln \frac{2(2,4384)}{0,0079375 \text{ m}} \right]$$

$$R = 2,159792104 [6,420646182] = 13,87 \Omega$$

Para realizar un sistema de puesta a tierra en línea recta con 3 varillas en el edificio S9 se utiliza la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{n} \left[0,404 + \frac{0,16}{s} \ln(0,655)n \right]$$

$$R = \frac{33,09}{3} \left[0,404 + \frac{0,16}{3} \ln(0,655)(3) \right]$$

$$R = 4,85 \Omega$$

Para realizar un sistema de puesta a tierra con 3 varillas conectadas en delta para el edificio S9.

$$R = \frac{\rho}{6\pi l} \left[\ln\left(\frac{4l}{a}\right) - 1 + \frac{2l}{D \sin\frac{\pi}{3}} \right]$$

$$R = \frac{33,09}{6\pi(2,4384 \text{ m})} \left[\ln\left(\frac{4(2,4384 \text{ m})}{0,015875 \text{ m}}\right) - 1 + \frac{2(2,4384 \text{ m})}{(5) \sin\frac{\pi}{3}} \right]$$

$$R = 0,7199[6,421 - 1 + 1,1262]$$

$$R = 4,71 \Omega$$

Con los cálculos realizados anteriormente se puede tomar la decisión de usar la configuración de 3 varillas conectadas en delta ya que da una menor resistencia y, por lo tanto, esta se usará en los siguientes cálculos para los otros edificios.

Cálculo del sistema de puesta a tierra para el edificio S10:

$$R = \frac{27,79}{6\pi(2,4384 \text{ m})} \left[\ln \left(\frac{4(2,4384)}{0,015875 \text{ m}} \right) - 1 + \frac{2(2,4384 \text{ m})}{(5) \sin \frac{\pi}{3}} \right]$$

$$R = 0,6046[6,547]$$

$$R = 3,96 \Omega$$

Cálculo del sistema de puesta a tierra para el edificio S11:

$$R = \frac{41,47}{6\pi(2,4384 \text{ m})} \left[\ln \left(\frac{4(2,4384)}{0,015875 \text{ m}} \right) - 1 + \frac{2(2,4384 \text{ m})}{(5) \sin \frac{\pi}{3}} \right]$$

$$R = 0,9022[6,547]$$

$$R = 5,91 \Omega$$

Cálculo del sistema de puesta a tierra para el edificio S12:

$$R = \frac{57,6}{6\pi(2,4384 \text{ m})} \left[\ln \left(\frac{4(2,4384)}{0,015875 \text{ m}} \right) - 1 + \frac{2(2,4384 \text{ m})}{(5) \sin \frac{\pi}{3}} \right]$$

$$R = 1,2531[6,547]$$

$$R = 8,20 \Omega$$

El resultado de la resistencia de la puesta a tierra de los edificios S9 y S10 es menor que 5 Ω , adecuado para el sistema de generación; pero en el caso del S11 y S12 es mayor que 5 Ω , por lo tanto, al aplicarle el tratamiento de un compuesto mineral alrededor de cada varilla se mejorará la resistencia hasta un valor igual o menor a 5 Ω , o realizando una malla con mayor cantidad de varillas. Otro factor que hay que tomar en cuenta es que la puesta a tierra del sistema de generación al interconectarse con la del pararrayos quedarán en paralelo. Para la puesta a tierra del pararrayos los resultados son adecuados ya que en este caso la resistencia debe ser igual o menor a 10 Ω .

2.9.5. Conductores del sistema de puesta a tierra

Los conductores a utilizar deben ser cables trenzados de cobre electrolítico, semiduro, desnudo, o con aislamiento; el tipo y calibre se seleccionan de acuerdo a normas que rigen en el lugar de la instalación en este caso el NEC.

Para el conexionado de los cables se necesitan conectores para unir las varillas con los cables que forman parte del sistema principal del sistema de tierras. Puede utilizarse en lugar de conectores una soldadura exotérmica.

En la tabla 250,66 del NEC³² se indica el conductor del electrodo de puesta a tierra para corriente alterna con base en el calibre del mayor conductor de la acometida. En cables de mayores a 3/0 AWG se utiliza un conductor de cobre para el electrodo de puesta a tierra calibre 2 AWG.

Tabla LV. **Calibre de conductor de tierra con base en la acometida**

| Calibre del mayor conductor activo de la acometida en cobre AWG | Calibre del conductor del electrodo a tierra en cobre AWG |
|---|---|
| 2 o menor | 8 |
| 1 o 1/0 | 6 |
| 2/0 o 3/0 | 4 |
| Sobre 3/0 hasta 350 kcmil | 2 |

Fuente: elaboración propia.

En la sección 250,122 del NEC³³ se refiere al conductor de tierra de los equipos con base en la tabla 250,122, la cual indica el calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos y canalizaciones la cual se presenta a continuación:

³² Fondonorma 200. Código eléctrico nacional. www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf. p. 87. [Consulta: 20 de junio de 2015.].

³³ *Ibíd.* p. 95.

Tabla LVI. **Calibre del conductor de tierra con base en dispositivos de sobrecorriente**

| Ajuste máximo de dispositivos de sobrecorriente automáticos ubicados en el lado de alimentación en A | Calibre del conductor en cobre AWG |
|--|------------------------------------|
| 15 | 14 |
| 20 | 12 |
| 30 | 10 |
| 40 | 10 |
| 60 | 10 |
| 100 | 8 |
| 200 | 6 |
| 300 | 4 |
| 400 | 3 |
| 500 | 2 |

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo de calibre del conductor de puesta a tierra de acuerdo a ajuste máximo de dispositivos de sobrecorriente automáticos ubicados en el lado de alimentación; como el inversor tiene capacidad interruptiva de 40 A se utiliza como mínimo cable 10 AWG para cada uno.

Para las acometidas principales se utilizará cable 4 AWG, 2/0 AWG y 250 MCM, por lo tanto, para nuestro sistema de tierras según la tabla 250,66 del NEC es recomendable utilizar calibre 8, 4 y 2 AWG. Pero se utilizará el calibre 2 AWG en todos los edificios por posibles ampliaciones en el futuro.

2.9.6. Lista de materiales del sistema de puesta a tierra

A continuación, se presenta el listado de materiales que se utilizará en el sistema de puesta a tierra para los sistemas de generación fotovoltaica y el pararrayos de los edificios S9, S10, S11 y S12.

Tabla LVII. Listado de materiales del sistema de puesta a tierra

| PUESTA A TIERRA | | | | | |
|-----------------|----------|--------------------------------------|------------------------|--------------------|-----------------|
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S9 | 3 | Varillas de cobre 5/8" 8 pies | Antillon | 163,50 | 490,50 |
| | 70 m | Cable desnudo de cobre 1/0 | Antillon | 32,53 | 2 277,10 |
| | 12 | cubo de quicbasol Ingesco | Servicios Electrónicos | 232,00 | 2 784,00 |
| | 95 m | cable THHN calibre 2 AWG color verde | Celasa | 20,04 | 1 903,80 |
| | 164 m | Cable THHN calibre 8 AWG color verde | Celasa | 5,16 | 846,24 |
| | 3 | soldadura codwell varilla | Antillon | 105,00 | 315,00 |
| | | | Total | | |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S10 | 3 | Varillas de cobre 5/8" * 8 pies | Antillon | 163,50 | 490,50 |
| | 70 m | Cable desnudo de cobre 1/0 | Antillon | 32,53 | 2 277,10 |
| | 12 | cubo de quicbasol Ingesco | Servicios Electrónicos | 232,00 | 2 784,00 |
| | 40 m | Cable THHN calibre 2 AWG color verde | celasa | 20,04 | 801,60 |
| | 68 m | Cable THHN calibre 8 color verde | celasa | 5,16 | 350,88 |
| | 3 | soldadura codwell varilla | Antillon | 105,00 | 315,00 |
| | | | Total | | |

Continuación de la tabla LVII.

| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
|----------|----------|--|---------------------------|--------------------|-----------------|
| S11 | 3 | Varillas de cobre 5/8" * 8 pies | Antillon | 163,50 | 490,50 |
| | 70 m | Cable desnudo de cobre 1/0 | Antillon | 32,53 | 2 277,10 |
| | 12 | cubo de quicbasol Ingesco | Servicios Electrónicos | 232,00 | 2 784,00 |
| | 50 m | Cable THHN calibre 2 AWG color verde | celasa | 20,04 | 1 002,00 |
| | 227 m | Cable THHN calibre 10 AWG color verde | celasa | 5,16 | 1 171,32 |
| | 3 | soldadura codwell varilla | Antillon | 105,00 | 315,00 |
| | | Total | | | 8 039,92 |
| Edificio | Cantidad | Descripción del componente | Proveedor | Precio unitario Q. | Precio total Q. |
| S12 | 3 | Varillas de cobre 5/8" * 8 pies | Antillon | 163,50 | 490,5 |
| | 70 m | Cable desnudo de cobre 1/0 | Antillon | 32,53 | 2 277,10 |
| | 12 | cubo de quicbasol Ingesco | Servicios Electrónicos | 232,00 | 2 784,00 |
| | 50 m | Cable THHN calibre 2 AWG color verde | celasa | 20,04 | 1 002,00 |
| | 176 m | Cable THHN calibre 8 AWG color verde | celasa | 5,16 | 908,16 |
| | 3 | soldadura codwell varilla | Antillon | 105,00 | 315,00 |
| | | Total | | | 7 776,76 |

Fuente: elaboración propia.

2.10. Análisis económico

El análisis económico se realiza con base en la inversión inicial, el costo de operación, la energía generada para ser consumida o inyectada a la red ya que esto va a reflejar el ahorro del consumidor. Para llegar a este presupuesto de inversión inicial se encontró el consumo de cada edificio, el espacio disponible para el generador fotovoltaico. Luego de los cálculos necesarios se hicieron cotizaciones del equipo y los materiales a utilizar para luego ver el beneficio que se tendrá y establecer el tiempo de recuperación de la inversión. Posteriormente la energía ya sería sin costo y es donde se ve el beneficio.

Hay que tener en cuenta el tiempo de recuperación y si es viable el proyecto. Esto se logra con el cálculo del VAN y la TIR.

Como la universidad es una entidad estatal no lucrativa, se tomará una tasa de interés en la inversión a un 7 % de interés que es el promedio que los bancos pagan por depósitos a plazo fijo, el cual es como si tuviera el dinero depositado en el banco y esto es lo que generaría de intereses a favor.

Hay que tomar en cuenta también, que la universidad tiene un cargo fijo y una potencia contratada los cuales debe seguir pagando. El IVA no afecta ya que la universidad esta exonerada de este impuesto y no paga tasa municipal. Por lo tanto, la reducción de la factura sería en energía la cual con las condiciones óptimas de todos los factores que intervienen en la generación, se puede reducir casi a cero. Es aquí donde se vería el ahorro y, después de la recuperación de la inversión todo sería ganancia ya que la energía sería sin costo por el resto de vida útil del panel fotovoltaico.

2.10.1. Datos de cobros de las facturas de los edificios

El cobro fijo que no se incluyó en las tablas a continuación es la potencia contratada y potencia máxima, ya que en el inicio se refirió la potencia contratada de cada edificio y cuál fue la potencia máxima en el periodo que se está evaluando. Posteriormente se verá un resumen de las tarifas de potencia contratada y potencia máxima de cada edificio de los pliegos tarifarios de CNEE.

La Universidad de San Carlos de Guatemala no paga tasa municipal y está exenta del pago del IVA, por lo tanto, esto se refleja en el monto a pagar ya sin este impuesto.

Si el sistema fotovoltaico genera toda la energía consumida reducirá en su totalidad el rubro de cobro por energía en el caso del S9 promedio Q. 7 808,76

A continuación, se presenta el resumen del valor que pagó por el servicio de energía eléctrica a la EGSSA el edificio S9, en un año.

Tabla LVIII. Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S9

| Datos de los recibos del edificio S9 | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------------------|--|------|---|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Fecha de lectura | Precio por energía Q | Precio por el total de energía consumida Q | fp | Total a pagar por generación y transporte Q | Total a pagar por distribución Q | Total a pagar por impuestos y tasas Q | Total a pagar con exención de IVA Q |
| Septiembre de 2013 | 1,44 | 10 695,15 | 0,95 | 11 920,44 | 2 199,90 | 1 694,44 | 14 120,34 |
| Octubre de 2013 | 1,44 | 10 695,15 | 0,95 | 11 902,15 | 2 199,14 | 1 692,15 | 14 101,29 |
| Noviembre de 2013 | 1,38 | 10 297,71 | 0,95 | 11 504,71 | 2 199,14 | 1 644,46 | 13 703,85 |
| Diciembre de 2013 | 1,38 | 9 965,53 | 0,95 | 11 172,53 | 2 199,14 | 1 604,60 | 13 371,67 |
| Enero de 2013 | 1,38 | - | - | 1 207,00 | 2 199,14 | 408,74 | 3 406,14 |
| Febrero de 2014 | 1,38 | 8 627,16 | 0,97 | 9 797,59 | 2 210,79 | 1 441,01 | 12 008,38 |
| Marzo de 2014 | 1,38 | 9 290,78 | 0,95 | 10 497,78 | 2 212,34 | 1 525,21 | 12 710,12 |
| Abril de 2014 | 1,38 | 8 737,76 | 0,95 | 9 944,76 | 2 212,34 | 1 458,85 | 12 157,10 |
| Mayo de 2014 | 1,30 | 8 708,87 | 0,95 | 9 414,01 | 2 212,34 | 1 455,16 | 12 126,35 |
| Junio de 2014 | 1,30 | 933,09 | 0,67 | 2 138,23 | 2 212,34 | 636,33 | 4 302,75 |
| Julio de 2014 | 1,30 | 7 983,13 | 0,94 | 9 078,71 | 2 207,70 | 1 354,37 | 11 286,41 |
| Agosto de 2014 | 1,30 | 7 770,79 | 0,94 | 8 902,89 | 2 215,05 | 1 334,15 | 11 117,94 |
| Promedio | 1,36 | 7 808,76 | 0,85 | 8 956,73 | 2 206,61 | 1 354,12 | 11 201,03 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el resumen del valor que pagó por el servicio de energía eléctrica a la EGSSA el edificio S10, en un año.

Tabla LIX. Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S10

| Datos de los recibos del edificio S10 | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------------------|--|------|---|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Fecha de lectura | Precio por energía Q | Precio por el total de energía consumida Q | fp | Total a pagar por generación y transporte Q | Total a pagar por distribución Q | Total a pagar por impuestos y tasas Q | Total a pagar con exención de IVA Q |
| Septiembre de 2013 | 1,44 | 7 496,67 | 0,96 | 8 687,67 | 1 946,68 | 1 276,12 | 10 634,35 |
| Octubre de 2013 | 1,44 | 8 612,18 | 0,96 | 9 766,60 | 1 945,15 | 1 405,41 | 11 711,75 |
| Noviembre de 2013 | 1,38 | 6 036,06 | 0,96 | 7 211,06 | 1 946,01 | 1 098,85 | 9 157,07 |
| Diciembre de 2013 | 1,38 | 5 840,91 | 0,96 | 7 015,91 | 1 946,01 | 1 075,43 | 8 961,92 |
| Enero de 2014 | 1,38 | - | | | | | |
| Febrero de 2014 | 1,38 | 4 653,69 | 0,95 | 5 821,83 | 1 957,46 | 933,51 | 7 779,29 |
| Marzo de 2014 | 1,38 | 6 192,47 | 0,96 | 7 353,75 | 1 957,17 | 1 117,31 | 9 310,92 |
| Abril de 2014 | 1,38 | 4 834,80 | 0,95 | 5 973,22 | 1 956,20 | 951,53 | 7 929,42 |
| Mayo de 2014 | 1,30 | 2 729,30 | 0,95 | 3 854,55 | 1 955,72 | 697,23 | 5 810,27 |
| Junio de 2014 | 1,30 | 3 252,87 | 0,96 | 4 291,39 | 1 952,05 | 749,21 | 6 243,44 |
| Julio de 2014 | 1,30 | 4 833,94 | 0,96 | 5 966,04 | 1 956,01 | 950,65 | 7 922,05 |
| Agosto de 2014 | 1,30 | 6 326,71 | 0,97 | 7 504,46 | 1 963,13 | 1 136,11 | 9 467,59 |
| Promedio | 1,36 | 5 067,47 | 0,96 | 6 676,95 | 1 952,87 | 1 035,58 | 8 629,82 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el resumen del valor que pagó por el servicio de energía eléctrica a la EGSSA el edificio S11, en un año.

Tabla LX. Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S11

| Datos de los recibos del edificio S11 | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------------------|--|------|---|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Fecha de lectura | Precio por energía Q | Precio por el total de energía consumida Q | fp | Total a pagar por generación y transporte Q | Total a pagar por distribución Q | Total a pagar por impuestos y tasas Q | Total a pagar con exención de IVA Q |
| Septiembre de 2013 | 1,44 | 16 785,92 | 0,96 | 17 810,04 | 1 754,46 | 2 347,74 | 19 564,50 |
| Octubre de 2013 | 1,44 | 16 144,79 | 0,96 | 17 077,47 | 1 750,62 | 2 259,37 | 18 828,09 |
| Noviembre de 2013 | 1,38 | 14 780,81 | 0,96 | 15 747,78 | 1 752,06 | 2 099,98 | 17 499,84 |
| Diciembre de 2013 | 1,38 | 14 304,68 | 0,96 | 15 271,65 | 1 752,06 | 2 042,85 | 17 023,71 |
| Enero de 2014 | 1,38 | 4 018,05 | 0,73 | 4 685,56 | 1 739,47 | 899,98 | 7 499,81 |
| Febrero de 2014 | 1,38 | 14 089,64 | 0,96 | 14 999,46 | 1 760,26 | 2 011,17 | 16 759,72 |
| Marzo de 2014 | 1,38 | 16 293,43 | 0,97 | 17 347,27 | 1 766,34 | 2 293,63 | 19 113,61 |
| Abril de 2014 | 1,38 | 16 274,08 | 0,97 | 17 343,92 | 1 767,02 | 2 293,31 | 19 110,94 |
| Mayo de 2014 | 1,30 | 12 130,21 | 0,96 | 13 196,12 | 1 766,92 | 1 795,56 | 14 963,04 |
| Junio de 2014 | 1,30 | 14 584,77 | 0,98 | 15 639,27 | 1 766,43 | 2 088,68 | 17 405,70 |
| Julio de 2014 | 1,30 | 14 080,64 | 0,97 | 15 169,38 | 1 767,88 | 2 032,47 | 16 937,26 |
| Agosto de 2014 | 1,30 | 14 932,86 | 0,97 | 15 912,04 | 1 767,95 | 2 121,60 | 17 679,99 |
| Promedio | 1,36 | 14 034,99 | 0,95 | 15 016,66 | 1 759,29 | 2 023,86 | 16 865,52 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el resumen del valor que pagó por el servicio de energía eléctrica a la EGSSA el edificio S12, en un año.

Tabla LXI. Resumen del valor de algunos datos de la facturación del edificio S12

| Datos de los recibos del edificio S12 | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------------------|--|------|---|----------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Fecha de lectura | Precio por energía Q | Precio por el total de energía consumida Q | fp | Total a pagar por generación y transporte Q | Total a pagar por distribución Q | Total a pagar por impuestos y tasas Q | Total a Pagar con exención de IVA Q |
| Octubre de 2013 | 1,43 | 13 008,07 | 0,96 | 15 237,07 | 6 283,70 | 2 582,49 | 21 520,77 |
| Noviembre de 2013 | 1,37 | 11 422,56 | 0,95 | 13 611,76 | 6 281,86 | 2 387,23 | 19 893,62 |
| Diciembre de 2013 | 1,37 | 11 093,06 | 0,95 | 13 282,26 | 6 281,86 | 2 347,69 | 19 564,12 |
| Enero de 2014 | 1,37 | 3 514,63 | 0,88 | 4 788,35 | 6 239,42 | 1 345,24 | 11 210,31 |
| Febrero de 2014 | 1,37 | 11 080,59 | 0,96 | 13 628,02 | 6 335,40 | 2 395,61 | 19 963,42 |
| Marzo de 2014 | 1,37 | 15 030,11 | 0,96 | 17 617,34 | 6 337,25 | 2 874,55 | 23 954,59 |
| Abril de 2014 | 1,37 | 10 751,46 | 0,96 | 13 298,89 | 6 335,40 | 2 356,11 | 19 634,29 |
| Mayo de 2014 | 1,29 | 7 843,62 | 0,94 | 10 347,38 | 6 333,54 | 2 001,71 | 16 680,92 |
| Junio de 2014 | 1,29 | 10 526,96 | 0,98 | 12 990,98 | 6 331,68 | 2 318,72 | 19 322,66 |
| Julio de 2014 | 1,29 | 9 494,91 | 0,97 | 11 362,80 | 6 303,85 | 2 120,00 | 17 666,65 |
| Agosto de 2014 | 1,29 | 12 273,54 | 0,99 | 14 658,07 | 6 342,74 | 2 520,10 | 21 000,81 |
| Septiembre de 2014 | 1,43 | 14 377,34 | 0,95 | 16 606,34 | 6 283,70 | 2 746,80 | 22 890,04 |
| Promedio | 1,35 | 10 868,07 | 0,96 | 13 119,11 | 6 307,53 | 2 333,02 | 19 441,85 |

Fuente: elaboración propia.

2.10.2. Presupuesto del sistema fotovoltaico: costos de materiales, equipos, instalación, montaje, operación y mantenimiento

A continuación, se presenta el presupuesto del gasto inicial para poner en marcha el proyecto. En el caso del edificio S9, la inversión inicial es de Q 749 894,83 en la actualidad, pero en un futuro esto tiende a cambiar ya que unos productos tienden a subir y otros por la demanda bajan de precio.

Ya en operación el generador fotovoltaico, se necesita limpiar constantemente los paneles, para tener la mayor producción, y el cambio de inversores a los 15 años de operación.

Tabla LXII. **Costo del proyecto del edificio S9**

| Resumen de equipo, materiales y mano de obra del proyecto de generación fotovoltaica y su protección eléctrica del edificio S9 | |
|--|-------------------|
| Descripción | Precio total Q. |
| Paneles solares | 328 007,68 |
| Inversores | 121 096,80 |
| Cableado | 21 967,60 |
| Tubería | 5 541,45 |
| Estructuras | 49 553,66 |
| Protecciones | 24 292,03 |
| Puesta a tierra | 8 616,64 |
| Pararrayos | 47 936,50 |
| Caseta y bases | 21 480,0 |
| Mano de obra | 121 402,47 |
| Total del proyecto | 749 894,83 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el presupuesto del gasto inicial para poner en marcha el proyecto. En el caso del edificio S10, la inversión inicial es de Q 412 834,55 en la actualidad.

Tabla LXIII. **Costo del proyecto del edificio S10**

| Resumen de equipo, materiales y mano de obra del proyecto de generación fotovoltaica y su protección eléctrica del edificio S10 | |
|---|-------------------|
| Descripción | Precio total Q. |
| Paneles solares | 164 003,84 |
| Inversores | 60 548,40 |
| Cableado | 5 218,00 |
| Tubería | 2 377,65 |
| Estructuras | 24 776,83 |
| Protecciones | 17 448,49 |
| Puesta a tierra | 7 019,08 |
| Pararrayos | 47 936,50 |
| Caseta y bases | 17 640,00 |
| Mano de obra | 65 865,76 |
| Total del proyecto | 412 834,55 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el presupuesto del gasto inicial para poner en marcha el proyecto. En el caso del edificio S11, la inversión inicial es de Q 1 061 538,13 en la actualidad.

Tabla LXIV. **Costo del proyecto del edificio S11**

| Resumen de equipo, materiales y mano de obra del proyecto de generación fotovoltaica y su protección eléctrica del edificio S11 | |
|---|---------------------|
| Descripción | Precio total Q. |
| Paneles solares | 492 011,52 |
| Inversores | 181 645,20 |
| Cableado | 19 846,60 |
| Tubería | 8 472,25 |
| Estructuras | 74 330,50 |
| Protecciones | 31 232,62 |
| Puesta a tierra | 8 039,92 |
| Pararrayos | 47 936,50 |
| Caseta y bases | 25 320,00 |
| Mano de obra | 172 703,02 |
| Total del proyecto | 1 061 538,13 |

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se presenta el presupuesto del gasto inicial para poner en marcha el proyecto, en el caso del edificio S12, la inversión inicial es de Q 742 697,14 en la actualidad.

Tabla LXV. **Costo del proyecto del edificio S12**

| Resumen de equipo, materiales y mano de obra del proyecto de generación fotovoltaica y su protección eléctrica del edificio S12 | |
|---|-------------------|
| Descripción | Precio total Q. |
| Paneles solares | 328 007,68 |
| Inversores | 121 096,8 |
| Cableado | 16 076,40 |
| Tubería | 6 274,45 |
| Estructuras | 49 553,66 |
| Protecciones | 24 292,03 |
| Puesta a tierra | 7 776,76 |
| Pararrayos | 47 936,50 |
| Caseta y bases | 21 480,00 |
| Mano de obra | 120 2012,86 |
| Total del proyecto | 742 697,14 |

Fuente: elaboración propia.

2.10.2.1. Costo por cada kWp instalado

A continuación, se presenta el cálculo del costo del kWp incluyendo la protección de tierra y pararrayos.

Se tomó como base la inversión inicial la cual se divide entre la potencia instalada dando como resultado el costo en quetzales del kWp y luego se divide entre Q 7,66 que es el tipo de cambio que se tomó como referencia para encontrar el costo en dólares por kWp instalados.

Tabla LXVI. **Costo del kWp de cada edificio**

| Autoprodutores con excedente de energía | | | | |
|---|----------------|----------------------|-------------|---------------|
| Edificio | kWp instalados | Inversión inicial Q. | Costo kWp Q | Costo kWp USD |
| S9 | 44,88 | 749 894,83 | 16 708,89 | 2 181,32 |
| S10 | 22,44 | 412 834,55 | 18 397,26 | 2 401,73 |
| S11 | 67,32 | 1 061 538,13 | 15 768,54 | 2 058,56 |
| S12 | 44,88 | 742 697,14 | 16 548,51 | 2 160,38 |
| Utilizando toda el área disponible | | | | |
| Edificio | kWp instalados | Inversión inicial | Costo kWp Q | Costo kWp USD |
| S9 | 112,20 | 1 754 879,82 | 15 640,64 | 2 041,86 |
| S10 | 112,20 | 1 754 879,82 | 15 640,64 | 2 041,86 |
| S11 | 134,64 | 2 067 099,84 | 15 352,79 | 2 004,28 |
| S12 | 44,88 | 742 697,14 | 16 548,51 | 2 160,38 |

Fuente: elaboración propia.

El costo de la potencia instalada como se puede apreciar en la tabla anterior se va reduciendo al incrementar la misma.

2.10.3. Costo de la energía consumida anual

El costo de energía consumida por cada edificio ha variado en los últimos años y con tendencia a la baja por nuevos proyectos de energía renovables que se han ido conectando al sistema nacional interconectado por lo que la tarifa ha disminuido. A continuación, se presenta el resumen del costo de energía de acuerdo a las tarifas desde febrero de 2013 a mayo de 2014.

Los edificios S9, S10 y S11 cuentan con la tarifa de baja tensión con demanda fuera de punta y le aplican los siguientes datos de resoluciones de tarifas trimestrales de la CNEE³⁴, en el tiempo indicado.

Tabla LXVII. **Promedio de tarifas de baja tensión con demanda fuera de punta**

| Tarifa: Baja tensión con demanda fuera de punta - BTDFp | | | | |
|---|------------------------------------|----------------------------------|---|---|
| Periodo | Cargo por consumidor Q/usuario-mes | Cargo unitario por energía Q/kWh | Cargo unitario por potencia máxima Q/kW-mes | Cargo unitario por potencia contratada Q/kW-mes |
| Febrero-abril 2013 | 213,01 | 1,46 | 37,17 | 57,86 |
| Mayo-Julio 2013 | 213,01 | 1,46 | 37,58 | 57,86 |
| agosto-octubre 2013 | 226,78 | 1,44 | 23,82 | 28,94 |
| Noviembre 2013-enero 2014 | 226,78 | 1,38 | 23,82 | 28,94 |
| Febrero-abril 2014 | 228,58 | 1,38 | 23,83 | 29,11 |
| Mayo-julio 2014 | 228,58 | 1,30 | 23,79 | 29,11 |
| agosto-octubre 2014 | 229,57 | 1,30 | 23,79 | 29,18 |
| Noviembre 2014-enero 2015 | 229,57 | 1,19 | 23,79 | 29,18 |
| Febrero-abril 2015 | 228,46 | 1,04 | 23,78 | 28,80 |
| Mayo-julio 2015 | 228,46 | 0,80 | 23,59 | 28,80 |
| Promedio | 225,28 | 1,27 | 26,49 | 34,78 |

Fuente: elaboración propia.

³⁴ *Pliegos tarifarios*. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>. [Consulta: 26 de junio de 2015.].

El edificio S12 cuenta con tarifa de baja tensión con demanda en punta para el cual le corresponde los siguientes, en el periodo indicado.

Tabla LXVIII. **Promedio de tarifas de baja tensión con demanda en punta**

| Tarifa: Baja tensión con demanda en punta - BTDp | | | | |
|--|------------------------------------|----------------------------------|---|---|
| Periodo | Cargo por consumidor Q/usuario-mes | Cargo unitario por energía Q/kWh | Cargo unitario por potencia máxima Q/kW-mes | Cargo unitario por potencia contratada Q/kW-mes |
| Febrero-abril 2013 | 213,01 | 1,45 | 53,16 | 84,49 |
| Mayo-julio 2013 | 213,01 | 1,46 | 53,69 | 84,49 |
| agosto-octubre 2013 | 226,78 | 1,43 | 52,06 | 77,52 |
| Noviembre 2013-enero 2014 | 226,78 | 1,37 | 52,06 | 77,52 |
| Febrero-abril 2014 | 228,58 | 1,37 | 52,07 | 77,97 |
| Mayo-julio 2014 | 228,58 | 1,29 | 52,00 | 77,97 |
| agosto-octubre 2014 | 229,58 | 1,29 | 52,00 | 78,15 |
| Noviembre 2014-enero 2015 | 229,57 | 1,19 | 52,00 | 78,15 |
| Febrero-abril 2015 | 228,46 | 1,04 | 52,00 | 77,15 |
| Mayo-julio 2015 | 228,46 | 0,79 | 51,55 | 77,15 |
| Promedio | 225,28 | 1,27 | 52,26 | 79,05 |

Fuente: elaboración propia.

Como se pudo observar en las dos tablas anteriores, el precio de la energía ha bajado y, por lo tanto, para el presente proyecto tomará el promedio el cual corresponde para el S9, S10 y S11 un costo de 1,27 (Q/kWh) y para el S12 un costo de 1,27 (Q/kWh).

2.10.4. Cálculo del costo de la energía generada por el sistema y que puede ser inyectado a la red o consumida en el mismo instante

La generación anual se calculó en incisos anteriores ya aquí solo se presenta el total para poder calcular el costo de la energía generada para luego poder analizar si es viable el proyecto.

Se utilizará el promedio de las tarifas de la energía, registradas anteriormente, para el cálculo de todos los generadores, dependiendo a que tarifa se encuentra el servicio con el distribuidor. En el caso del S9, S10 y S11 se aplicará la tarifa de baja tensión fuera de punta y para el edificio S12 se le aplicará la tarifa de baja tensión en punta.

El cálculo del precio de la energía generada por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en el edificio S9 se calcula a continuación:

Tabla LXIX. **Precio de la energía generada en el edificio S9**

| Año | paneles | Generación kWh/año | Precio de la energía Q. | Precio de la energía generada anual Q. |
|-----|---------|--------------------|-------------------------|--|
| 0 | 176 | 79 830,75 | 1,27412 | 101 714,00 |
| 1 | 176 | 77 834,98 | 1,27412 | 99 171,10 |
| 2 | 176 | 77 276,17 | 1,27412 | 98 459,11 |
| 3 | 176 | 76 717,35 | 1,27412 | 97 747,11 |
| 4 | 176 | 76 158,53 | 1,27412 | 97 035,11 |
| 5 | 176 | 75 599,72 | 1,27412 | 96 323,11 |
| 6 | 176 | 75 040,90 | 1,27412 | 95 611,12 |
| 7 | 176 | 74 482,09 | 1,27412 | 94 899,12 |
| 8 | 176 | 73 923,27 | 1,27412 | 94 187,12 |
| 9 | 176 | 73 364,49 | 1,27412 | 93 475,12 |
| 10 | 176 | 72 805,64 | 1,27412 | 92 763,13 |
| 11 | 176 | 72 246,83 | 1,27412 | 92 051,13 |
| 12 | 176 | 71 688,01 | 1,27412 | 91 339,13 |
| 13 | 176 | 71 129,20 | 1,27412 | 90 627,13 |
| 14 | 176 | 70 570,38 | 1,27412 | 89 915,14 |
| 15 | 176 | 70 011,57 | 1,27412 | 89 203,14 |
| 16 | 176 | 69 452,75 | 1,27412 | 88 491,14 |
| 17 | 176 | 68 893,97 | 1,27412 | 87 779,14 |
| 18 | 176 | 68 335,12 | 1,27412 | 87 067,14 |
| 19 | 176 | 67 776,31 | 1,27412 | 86 355,15 |
| 20 | 176 | 67 217,49 | 1,27412 | 85 643,15 |
| 21 | 176 | 66 658,68 | 1,27412 | 84 931,15 |
| 22 | 176 | 66 099,86 | 1,27412 | 84 219,15 |
| 23 | 176 | 65 541,05 | 1,27412 | 83 507,16 |
| 24 | 176 | 64 982,23 | 1,27412 | 82 795,16 |
| 25 | 176 | 64 423,41 | 1,27412 | 82 083,16 |

Fuente: elaboración propia.

El cálculo del precio de la energía generada por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en el edificio S10 se calcula a continuación:

Tabla LXX. **Precio de la energía generada en el edificio S10**

| Año | paneles | Generación kWh/anual | Precio de la energía Q. | Precio de la energía generada anual Q. |
|-----|---------|----------------------|-------------------------|--|
| 0 | 88 | 39 915,37 | 1,27412 | 50 856,98 |
| 1 | 88 | 38 917,49 | 1,27412 | 49 585,55 |
| 2 | 88 | 38 638,08 | 1,27412 | 49 229,55 |
| 3 | 88 | 38 358,68 | 1,27412 | 48 873,55 |
| 4 | 88 | 38 079,27 | 1,27412 | 48 517,56 |
| 5 | 88 | 37 799,86 | 1,27412 | 48 161,56 |
| 6 | 88 | 37 520,45 | 1,27412 | 47 805,56 |
| 7 | 88 | 37 241,04 | 1,27412 | 47 449,56 |
| 8 | 88 | 36 961,64 | 1,27412 | 47 093,56 |
| 9 | 88 | 36 682,23 | 1,27412 | 46 737,56 |
| 10 | 88 | 36 402,82 | 1,27412 | 46 381,56 |
| 11 | 88 | 36 123,41 | 1,27412 | 46 025,56 |
| 12 | 88 | 35 844,01 | 1,27412 | 45 669,57 |
| 13 | 88 | 35 564,60 | 1,27412 | 45 313,57 |
| 14 | 88 | 35 285,19 | 1,27412 | 44 957,57 |
| 15 | 88 | 35 005,78 | 1,27412 | 44 601,57 |
| 16 | 88 | 34 726,38 | 1,27412 | 44 245,57 |
| 17 | 88 | 34 446,97 | 1,27412 | 43 889,57 |
| 18 | 88 | 34 167,56 | 1,27412 | 43 533,57 |
| 19 | 88 | 33 888,15 | 1,27412 | 43 177,57 |
| 20 | 88 | 33 608,75 | 1,27412 | 42 821,57 |
| 21 | 88 | 33 329,34 | 1,27412 | 42 465,58 |
| 22 | 88 | 33 049,93 | 1,27412 | 42 109,58 |
| 23 | 88 | 32 770,52 | 1,27412 | 41 753,58 |
| 24 | 88 | 32 491,12 | 1,27412 | 41 397,58 |
| 25 | 88 | 32 211,71 | 1,27412 | 41 041,58 |

Fuente: elaboración propia.

El cálculo del precio de la energía generada por el sistema de generación ubicado en el edificio S11 se calcula a continuación:

Tabla LXXI. **Precio de la energía generada en el edificio S11**

| Año | paneles | Generación kWh/año | Precio de la energía Q. | Precio de la energía generada anual Q. |
|-----|---------|--------------------|-------------------------|--|
| 0 | 264 | 119 746,12 | 1,27412 | 152 570,90 |
| 1 | 264 | 116 752,47 | 1,27412 | 148 756,70 |
| 2 | 264 | 115 914,25 | 1,27412 | 147 688,70 |
| 3 | 264 | 115 076,02 | 1,27412 | 146 620,70 |
| 4 | 264 | 114 237,80 | 1,27412 | 145 552,70 |
| 5 | 264 | 113 399,58 | 1,27412 | 144 484,70 |
| 6 | 264 | 112 561,36 | 1,27412 | 143 416,70 |
| 7 | 264 | 111 723,13 | 1,27412 | 142 348,70 |
| 8 | 264 | 110 884,91 | 1,27412 | 141 280,70 |
| 9 | 264 | 110 046,69 | 1,27412 | 140 212,70 |
| 10 | 264 | 109 208,46 | 1,27412 | 139 144,70 |
| 11 | 264 | 108 370,24 | 1,27412 | 138 076,70 |
| 12 | 264 | 107 532,02 | 1,27412 | 137 008,70 |
| 13 | 264 | 106 693,80 | 1,27412 | 135 940,70 |
| 14 | 264 | 105 855,57 | 1,27412 | 134 872,70 |
| 15 | 264 | 105 017,35 | 1,27412 | 133 804,70 |
| 16 | 264 | 104 179,13 | 1,27412 | 132 736,70 |
| 17 | 264 | 103 340,90 | 1,27412 | 131 668,70 |
| 18 | 264 | 102 502,68 | 1,27412 | 130 600,70 |
| 19 | 264 | 101 664,46 | 1,27412 | 129 532,70 |
| 20 | 264 | 100 826,24 | 1,27412 | 128 464,70 |
| 21 | 264 | 99 988,01 | 1,27412 | 127 396,70 |
| 22 | 264 | 99 149,79 | 1,27412 | 126 328,70 |
| 23 | 264 | 98 311,57 | 1,27412 | 125 260,70 |
| 24 | 264 | 97 473,34 | 1,27412 | 124 192,70 |
| 25 | 264 | 96 635,12 | 1,27412 | 123 124,70 |

Fuente: elaboración propia.

El cálculo del precio de la energía generada por el sistema de generación fotovoltaica ubicado en el edificio S12 se calcula a continuación:

Tabla LXXII. **Precio de la energía generada en el edificio S12**

| Año | paneles | Generación kWh/año | Precio de la energía Q. | Precio de la energía generada anual Q. |
|-----|---------|--------------------|-------------------------|--|
| 0 | 176 | 79 830,75 | 1,26742 | 101 179,09 |
| 1 | 176 | 77 834,98 | 1,26742 | 98 649,61 |
| 2 | 176 | 77 276,16 | 1,26742 | 97 941,36 |
| 3 | 176 | 76 717,35 | 1,26742 | 97 233,10 |
| 4 | 176 | 76 158,53 | 1,26742 | 96 524,85 |
| 5 | 176 | 75 599,72 | 1,26742 | 95 816,60 |
| 6 | 176 | 75 040,90 | 1,26742 | 95 108,34 |
| 7 | 176 | 74 482,09 | 1,26742 | 94 400,09 |
| 8 | 176 | 73 923,27 | 1,26742 | 93 691,84 |
| 9 | 176 | 73 364,46 | 1,26742 | 92 983,58 |
| 10 | 176 | 72 805,64 | 1,26742 | 92 275,33 |
| 11 | 176 | 72 246,83 | 1,26742 | 91 567,07 |
| 12 | 176 | 71 688,01 | 1,26742 | 90 858,82 |
| 13 | 176 | 71 129,20 | 1,26742 | 90 150,57 |
| 14 | 176 | 70 570,38 | 1,26742 | 89 442,31 |
| 15 | 176 | 70 011,57 | 1,26742 | 88 734,06 |
| 16 | 176 | 69 452,75 | 1,26742 | 88 025,81 |
| 17 | 176 | 68 893,94 | 1,26742 | 87 317,55 |
| 18 | 176 | 68 335,12 | 1,26742 | 86 609,30 |
| 19 | 176 | 67 776,31 | 1,26742 | 85 901,05 |
| 20 | 176 | 67 217,49 | 1,26742 | 85 192,79 |
| 21 | 176 | 66 658,68 | 1,26742 | 84 484,54 |
| 22 | 176 | 66 099,86 | 1,26742 | 83 776,28 |
| 23 | 176 | 65 541,04 | 1,26742 | 83 068,03 |
| 24 | 176 | 64 982,23 | 1,26742 | 82 359,78 |
| 25 | 176 | 64 423,41 | 1,26742 | 81 651,52 |

Fuente: elaboración propia.

2.10.5. Valor presente neto VPN y tasa interna de retorno TIR

El valor presente neto se comporta de la siguiente manera: primero se tiene la inversión inicial la cual es negativa, luego se le va sumando los flujos, en este caso se tiene la inversión inicial la cual está con signo negativo y se le van sumando los flujos anuales. El resultado debe ser mayor a 0 para que sea rentable.

La ecuación a utilizar es la siguiente:

$$VPN = -(Inversión\ inicial) + (Flujo\ de\ efectivo\ 1 / (1 + i)^1) + (Flujo\ de\ efectivo\ 2 / (1 + i)^2) + (Flujo\ de\ efectivo\ n + 1 / (1 + i)^{n+1}).^{35}$$

Donde i es el interés, y en el último flujo en efectivo se le puede sumar el valor de salvamento si lo hubiera.

Para el cálculo de la TIR se tienen varias definiciones: la primera es la tasa de descuento donde el VPN es igual a cero; la segunda es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a lo invertido inicialmente. Al aplicar la segunda definición se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$Inversión\ inicial = -(Flujo\ de\ efectivo\ 1 / (1 + i)^1) + (Flujo\ de\ efectivo\ 2 / (1 + i)^2) + (Flujo\ de\ efectivo\ n + 1 / (1 + i)^{n+1}).^{36}$$

Para el cálculo del VPN y la TIR en el presente trabajo se utilizó como ayuda la herramienta de Word 2 010.

³⁵ BACA URBINA, Gabriel. *Evaluación de proyectos*. p. 214.

³⁶ *Ibíd.* p. 216.

Tabla LXXIII. **Cálculo de VPN y TIR del edificio S9**

| Edificio S9 | | | | | |
|-------------|---------------|--------------|--------------|----------------------|--------------|
| Año | Producción Q. | Inversión Q. | Operación Q. | Flujo de efectivo Q. | Acumulado Q. |
| 0 | 0 | 749 894,83 | | -749 894,83 | -749 894,83 |
| 1 | 101 713,95 | | 4 000,00 | 97 713,95 | -652 180,88 |
| 2 | 99 171,10 | | 4 000,00 | 95 171,10 | -557 009,77 |
| 3 | 98 459,11 | | 4 000,00 | 94 459,11 | -462 550,66 |
| 4 | 97 747,11 | | 4 000,00 | 93 747,11 | -368 803,55 |
| 5 | 97 035,11 | | 4 000,00 | 93 035,11 | -275 768,44 |
| 6 | 96 323,11 | | 4 000,00 | 92 323,11 | -183 445,33 |
| 7 | 95 611,12 | | 4 000,00 | 91 611,12 | -91 834,21 |
| 8 | 94 899,12 | | 4 000,00 | 90 899,12 | -935,09 |
| 9 | 94 187,12 | | 4 000,00 | 90 187,12 | 89 252,03 |
| 10 | 93 475,12 | | 4 000,00 | 89 475,12 | 178 727,15 |
| 11 | 92 763,13 | | 4 000,00 | 88 763,13 | 267 490,28 |
| 12 | 92 051,13 | | 4 000,00 | 88 051,13 | 355 541,40 |
| 13 | 91 339,13 | | 4 000,00 | 87 339,13 | 442 880,53 |
| 14 | 90 627,13 | | 4 000,00 | 86 627,13 | 529 507,67 |
| 15 | 89 915,14 | 121 096,80 | 4 000,00 | -35 181,66 | 494 326,00 |
| 16 | 89 203,14 | | 4 000,00 | 85 203,14 | 579 529,14 |
| 17 | 88 491,14 | | 4 000,00 | 84 491,14 | 664 020,28 |
| 18 | 87 779,14 | | 4 000,00 | 83 779,14 | 747 799,42 |
| 19 | 87 067,14 | | 4 000,00 | 83 067,14 | 830 866,57 |
| 20 | 86 355,15 | | 4 000,00 | 82 355,15 | 913 221,71 |
| 21 | 85 643,15 | | 4 000,00 | 81 643,15 | 994 864,86 |
| 22 | 84 931,15 | | 4 000,00 | 80 931,15 | 1 075 796,01 |
| 23 | 84 219,15 | | 4 000,00 | 80 219,15 | 1 156 015,17 |
| 24 | 83 507,16 | | 4 000,00 | 79 507,16 | 1 235 522,32 |
| 25 | 82 795,16 | | 4 000,00 | 78 795,16 | 1 314 317,48 |

Fuente: elaboración propia.

VPN = Q. 237 033,16

TIR = 11 %

Tiempo de recuperación de la inversión es de 9,23 años.

Como el resultado del valor de VPN es positivo, por lo tanto, el proyecto es viable; además, el tiempo de recuperación es de 9,23 años, por lo tanto, los 16 años restantes será una generación con costo cero ya que el proyecto ya se canceló en los primeros años.

A continuación, se presenta el cálculo para el edificio S10.

Tabla LXXIV. **Cálculo de VPN y TIR del edificio S10**

| EDIFICIO S10 | | | | | |
|--------------|---------------|--------------|--------------|----------------------|--------------|
| Año | Producción Q. | Inversión Q. | Operación Q. | Flujo de efectivo Q. | Acumulado Q. |
| 0 | 0 | 412 834,55 | | -412 834,55 | -412 834,55 |
| 1 | 50 856,98 | | 2 000,00 | 48 856,98 | -363 977,57 |
| 2 | 49 585,55 | | 2 000,00 | 47 585,55 | -316 392,02 |
| 3 | 49 229,55 | | 2 000,00 | 47 229,55 | -269 162,47 |
| 4 | 48 873,55 | | 2 000,00 | 46 873,55 | -222 288,91 |
| 5 | 48 517,56 | | 2 000,00 | 46 517,56 | -175 771,36 |
| 6 | 48 161,56 | | 2 000,00 | 46 161,56 | -129 609,80 |
| 7 | 47 805,56 | | 2 000,00 | 45 805,56 | -83 804,24 |
| 8 | 47 449,56 | | 2 000,00 | 45 449,56 | -38 354,68 |
| 9 | 47 093,56 | | 2 000,00 | 45 093,56 | 6 738,88 |
| 10 | 46 737,56 | | 2 000,00 | 44 737,56 | 51 476,44 |
| 11 | 46 381,56 | | 2 000,00 | 44 381,56 | 95 858,00 |
| 12 | 46 025,56 | | 2 000,00 | 44 025,56 | 139 883,57 |
| 13 | 45 669,57 | | 2 000,00 | 43 669,57 | 183 553,13 |
| 14 | 45 313,57 | | 2 000,00 | 43 313,57 | 226 866,70 |
| 15 | 44 957,57 | 60 548,40 | 2 000,00 | -17 590,83 | 209 275,87 |
| 16 | 44 601,57 | | 2 000,00 | 42 601,57 | 251 877,44 |
| 17 | 44 245,57 | | 2 000,00 | 42 245,57 | 294 123,00 |
| 18 | 43 889,57 | | 2 000,00 | 41 889,57 | 336 012,58 |
| 19 | 43 533,57 | | 2 000,00 | 41 533,57 | 377 546,15 |
| 20 | 43 177,57 | | 2 000,00 | 41 177,57 | 418 723,72 |
| 21 | 42 821,57 | | 2 000,00 | 40 821,57 | 459 545,30 |
| 22 | 42 465,58 | | 2 000,00 | 40 465,58 | 500 010,87 |
| 23 | 42 109,58 | | 2 000,00 | 40 109,58 | 540 120,45 |
| 24 | 41 753,58 | | 2 000,00 | 39 753,58 | 579 874,03 |
| 25 | 41 397,58 | | 2 000,00 | 39 397,58 | 619 271,61 |

Fuente: elaboración propia.

VPN = Q. 83 108,04

TIR = 9 %

Tiempo de recuperación de la inversión = 10,55 años.

Como se vio en el cálculo anterior la recuperación de esta inversión es de 10 años y medio, pero aún se tendría 14 años de generación sin costo lo cual también hace viable el proyecto.

A continuación, se presenta el cálculo para el edificio S11.

Tabla LXXV. **Cálculo de VPN y TIR del edificio S11**

| EDIFICIO S11 | | | | | |
|--------------|---------------|--------------|--------------|----------------------|---------------|
| Año | Producción Q. | Inversión Q. | Operación Q. | Flujo de efectivo Q. | Acumulado Q. |
| 0 | 0 | 1 061 538,13 | | -1 061 538,13 | -1 061 538,13 |
| 1 | 152 570,93 | | 6 000,00 | 146 570,93 | -914 967,20 |
| 2 | 148 756,66 | | 6 000,00 | 142 756,66 | -772 210,54 |
| 3 | 147 688,66 | | 6 000,00 | 141 688,66 | -630 521,88 |
| 4 | 146 620,66 | | 6 000,00 | 140 620,66 | -489 901,22 |
| 5 | 145 552,67 | | 6 000,00 | 139 552,67 | -350 348,55 |
| 6 | 144 484,67 | | 6 000,00 | 138 484,67 | -211 863,88 |
| 7 | 143 416,67 | | 6 000,00 | 137 416,67 | -74 447,20 |
| 8 | 142 348,68 | | 6 000,00 | 136 348,68 | 61 901,47 |
| 9 | 141 280,68 | | 6 000,00 | 135 280,68 | 197 182,16 |
| 10 | 140 212,69 | | 6 000,00 | 134 212,69 | 331 394,84 |
| 11 | 139 144,69 | | 6 000,00 | 133 144,69 | 464 539,53 |
| 12 | 138 076,69 | | 6 000,00 | 132 076,69 | 596 616,22 |
| 13 | 137 008,70 | | 6 000,00 | 131 008,70 | 727 624,92 |
| 14 | 135 940,70 | | 6 000,00 | 129 940,70 | 857 565,62 |
| 15 | 134 872,70 | 181 645,20 | 6 000,00 | -52 772,50 | 804 793,12 |
| 16 | 133 804,71 | | 6 000,00 | 127 804,71 | 932 597,83 |
| 17 | 132 736,71 | | 6 000,00 | 126 736,71 | 1 059 334,53 |
| 18 | 131 668,71 | | 6 000,00 | 125 668,71 | 1 185 003,25 |
| 19 | 130 600,72 | | 6 000,00 | 124 600,72 | 1 309 603,96 |
| 20 | 129 532,72 | | 6 000,00 | 123 532,72 | 1 433 136,68 |
| 21 | 128 464,72 | | 6 000,00 | 122 464,72 | 1 555 601,41 |
| 22 | 127 396,73 | | 6 000,00 | 121 396,73 | 1 676 998,13 |
| 23 | 126 328,73 | | 6 000,00 | 120 328,73 | 1 797 326,86 |
| 24 | 125 260,73 | | 6 000,00 | 119 260,73 | 1 916 587,60 |
| 25 | 124 192,74 | | 6 000,00 | 118 192,74 | 2 034 780,34 |

Fuente: elaboración propia.

$VPN = Q. 414\,712,47$

$TIR = 12\%$

Tiempo de recuperación de la inversión = 8,55 años.

Este proyecto tiene un tiempo de recuperación de 8 años y medio lo cual lo hace un proyecto viable y además el VPN es positivo.

A continuación, se presenta el cálculo para el edificio S12.

Tabla LXXVI. **Cálculo de VPN y TIR del edificio S12**

| Edificio S12 | | | | | |
|--------------|---------------|--------------|--------------|----------------------|--------------|
| Año | Producción Q. | Inversión Q. | Operación Q. | Flujo de efectivo Q. | Acumulado Q. |
| 0 | 0 | 742 697,14 | | -742 697,14 | -742 697,14 |
| 1 | 101 179,09 | | 4 000,00 | 97 179,09 | -645 518,05 |
| 2 | 98 649,61 | | 4 000,00 | 94 649,61 | -550 868,44 |
| 3 | 97 941,36 | | 4 000,00 | 93 941,36 | -456 927,08 |
| 4 | 97 233,10 | | 4 000,00 | 93 233,10 | -363 693,98 |
| 5 | 96 524,85 | | 4 000,00 | 92 524,85 | -271 169,13 |
| 6 | 95 816,60 | | 4 000,00 | 91 816,60 | -179 352,53 |
| 7 | 95 108,34 | | 4 000,00 | 91 108,34 | -88 244,19 |
| 8 | 94 400,09 | | 4 000,00 | 90 400,09 | 2 155,90 |
| 9 | 93 691,84 | | 4 000,00 | 89 691,84 | 91 847,74 |
| 10 | 92 983,58 | | 4 000,00 | 88 983,58 | 180 831,32 |
| 11 | 92 275,33 | | 4 000,00 | 88 275,33 | 269 106,65 |
| 12 | 91 567,07 | | 4 000,00 | 87 567,07 | 356 673,72 |
| 13 | 90 858,82 | | 4 000,00 | 86 858,82 | 443 532,54 |
| 14 | 90 150,57 | | 4 000,00 | 86 150,57 | 529 683,11 |
| 15 | 89 442,31 | 121 096,80 | 4 000,00 | -35 654,49 | 494 028,62 |
| 16 | 88 734,06 | | 4 000,00 | 84 734,06 | 578 762,68 |
| 17 | 88 025,81 | | 4 000,00 | 84 025,81 | 662 788,49 |
| 18 | 87 317,55 | | 4 000,00 | 83 317,55 | 746 106,04 |
| 19 | 86 609,30 | | 4 000,00 | 82 609,30 | 828 715,34 |
| 20 | 85 901,05 | | 4 000,00 | 81 901,05 | 910 616,39 |
| 21 | 85 192,9 | | 4 000,00 | 81 192,79 | 991 809,18 |
| 22 | 84 484,54 | | 4 000,00 | 80 484,54 | 1 072 293,72 |
| 23 | 83 776,28 | | 4 000,00 | 79 776,28 | 1 152 070,00 |
| 24 | 83 068,03 | | 4 000,00 | 79 068,03 | 1 231 138,03 |
| 25 | 82 359,78 | | 4 000,00 | 78 359,78 | 1 309 497,81 |

Fuente: elaboración propia.

$$\text{VPN} = \text{Q. } 238\,383,37$$

$$\text{TIR} = 11 \%$$

Tiempo de recuperación de la inversión = 9,18 años

El proyecto es viable ya que el tiempo de recuperación de la inversión en los edificios S9, S11 y S12 es de un promedio de 9 años y el del S10 en 10 años y medio.

Los costos de inversión en proyectos que se ejecuten en un futuro pueden tender a bajar ya que en los últimos años los precios de los paneles fotovoltaicos e inversores han tendido a la baja; y, por lo tanto, como se puede observar, estos equipos tienen el costo mayor del diseño del proyecto; esto haría que el tiempo de recuperación sea menor al calculado para ese diseño. Aunque hay que considerar que los costos de los demás materiales pueden subir lo que reduciría la disminución de costo de los paneles.

2.11. Cálculo del VPN y la TIR aprovechando toda el área disponible

Se puede aprovechar toda el área disponible en las terrazas S9, S10 y S11 y convertirse en un GDR en lugar de auto productor con excedentes de energía. Lo cual no se puede lograr en el edificio S12 ya que este cuenta con 3 antenas en la terraza por lo que el área disponible se redujo y no se puede ni abastecer completamente el edificio ya que únicamente se pueden generar 40 kWh. Por lo tanto, este edificio no se toma en cuenta para incrementarlo y convertirse en GDR por falta de espacio.

Los edificios S9 y S10, por tener la parte central techada, al utilizar toda el área disponible se pueden instalar 10 inversores para 440 paneles solares y la inversión proyectará de los cálculos anteriores sumándole el sistema de 6 inversores y uno de 4 inversores únicamente restándole los costos de una protección de pararrayos y una puesta a tierra.

Tabla LXXVII. **Cálculo de VPN y TIR para el edificio S9 y S10 utilizando toda el área**

| Edificios S9 y S10 utilizando toda el área disponible | | | | | |
|---|---------------|--------------|--------------|----------------------|---------------|
| Año | Producción Q. | Inversión Q. | Operación Q. | Flujo de efectivo Q. | Acumulado Q. |
| 0 | 0 | 1 755 456,54 | | -1 755 456,54 | -1 755 456,54 |
| 1 | 254 284,88 | | 10 000,00 | 244 284,88 | -1 511 171,66 |
| 2 | 247 927,76 | | 10 000,00 | 237 927,76 | -1 273 243,89 |
| 3 | 246 147,77 | | 10 000,00 | 236 147,77 | -1 037 096,13 |
| 4 | 244 367,77 | | 10 000,00 | 234 367,77 | -802 728,35 |
| 5 | 242 587,78 | | 10 000,00 | 232 587,78 | -570 140,57 |
| 6 | 240 807,79 | | 10 000,00 | 230 807,79 | -339 332,79 |
| 7 | 239 027,79 | | 10 000,00 | 229 027,79 | -110 305,00 |
| 8 | 237 247,80 | | 10 000,00 | 227 247,80 | 116 942,80 |
| 9 | 235 467,80 | | 10 000,00 | 225 467,80 | 342 410,60 |
| 10 | 233 687,81 | | 10 000,00 | 223 687,81 | 566 098,41 |
| 11 | 231 907,81 | | 10 000,00 | 221 907,81 | 788 006,23 |
| 12 | 230 127,82 | | 10 000,00 | 220 127,82 | 1 008 134,05 |
| 13 | 228 347,83 | | 10 000,00 | 218 347,83 | 1 226 481,87 |
| 14 | 226 567,83 | | 10 000,00 | 216 567,83 | 1 443 049,70 |
| 15 | 224 787,84 | 242 193,60 | 10 000,00 | -27 405,76 | 1 415 643,94 |
| 16 | 223 007,84 | | 10 000,00 | 213 007,84 | 1 628 651,79 |
| 17 | 221 227,85 | | 10 000,00 | 211 227,85 | 1 839 879,63 |
| 18 | 219 447,86 | | 10 000,00 | 209 447,86 | 2 049 327,49 |
| 19 | 217 667,86 | | 10 000,00 | 207 667,86 | 2 256 995,35 |
| 20 | 215 887,87 | | 10 000,00 | 205 887,87 | 2 462 883,22 |
| 21 | 214 107,87 | | 10 000,00 | 204 107,87 | 2 666 991,09 |
| 22 | 212 327,88 | | 10 000,00 | 202 327,88 | 2 869 318,97 |
| 23 | 210 547,88 | | 10 000,00 | 200 547,88 | 3 069 866,85 |
| 24 | 208 767,89 | | 10 000,00 | 198 767,89 | 3 268 634,74 |
| 25 | 206 987,90 | | 10 000,00 | 196 987,90 | 3 465 622,64 |

Fuente: elaboración propia.

De los datos de la tabla anterior nos da los siguientes resultados para los edificios S9 y S10.

$$\text{VPN} = \text{Q. } 724\,569,87$$

$$\text{TIR} = 12 \%$$

Tiempo de recuperación de la inversión = 8,40 años.

El edificio S11 tiene toda el área disponible, únicamente hay que correr los aires a la orilla de la parte norte y se pueden instalar 12 inversores para 528 paneles solares y la inversión se proyectará de los cálculos anteriores. El sistema de 6 inversores por dos, únicamente restándole los costos de una protección de pararrayos y una puesta a tierra.

Tabla LXXVIII. **Cálculo de VPN y TIR para el edificio S11 utilizando toda el área**

| Edificio S11 utilizando toda el área disponible | | | | | |
|---|---------------|--------------|--------------|----------------------|---------------|
| Año | Producción Q. | Inversión Q. | Operación Q. | Flujo de efectivo Q. | Acumulado Q. |
| 0 | 0 | 2 067 099,84 | | -2 067 099,84 | -2 067 099,84 |
| 1 | 305 141,86 | | 12 000,00 | 293 141,86 | -1 773 957,98 |
| 2 | 297 513,31 | | 12 000,00 | 285 513,31 | -1 488 444,66 |
| 3 | 295 377,32 | | 12 000,00 | 283 377,32 | -1 205 067,34 |
| 4 | 293 241,33 | | 12 000,00 | 281 241,33 | -923 826,01 |
| 5 | 291 105,34 | | 12 000,00 | 279 105,34 | -644 720,68 |
| 6 | 288 969,34 | | 12 000,00 | 276 969,34 | -367 751,34 |
| 7 | 286 833,35 | | 12 000,00 | 274 833,35 | -92 917,99 |
| 8 | 284 697,36 | | 12 000,00 | 272 697,36 | 179 779,37 |
| 9 | 282 561,36 | | 12 000,00 | 270 561,36 | 450 340,73 |
| 10 | 280 425,37 | | 12 000,00 | 268 425,37 | 718 766,10 |
| 11 | 278 289,38 | | 12 000,00 | 266 289,38 | 985 055,48 |
| 12 | 276 153,38 | | 12 000,00 | 264 153,38 | 1 249 208,86 |
| 13 | 274 017,39 | | 12 000,00 | 262 017,39 | 1 511 226,25 |
| 14 | 271 881,40 | | 12 000,00 | 259 881,40 | 1 771 107,65 |
| 15 | 269 745,41 | 363 290,40 | 12 000,00 | -105 544,99 | 1 665 562,66 |
| 16 | 267 609,41 | | 12 000,00 | 255 609,41 | 1 921 172,07 |
| 17 | 265 473,42 | | 12 000,00 | 253 473,42 | 2 174 645,49 |
| 18 | 263 337,43 | | 12 000,00 | 251 337,43 | 2 425 982,92 |
| 19 | 261 201,43 | | 12 000,00 | 249 201,43 | 2 675 184,35 |
| 20 | 259 065,44 | | 12 000,00 | 247 065,44 | 2 922 249,79 |
| 21 | 256 929,45 | | 12 000,00 | 244 929,45 | 3 167 179,24 |
| 22 | 254 793,45 | | 12 000,00 | 242 793,45 | 3 409 972,69 |
| 23 | 252 657,46 | | 12 000,00 | 240 657,46 | 3 650 630,15 |
| 24 | 250 521,47 | | 12 000,00 | 238 521,47 | 3 889 151,62 |
| 25 | 248 385,48 | | 12 000,00 | 236 385,47 | 4 125 537,09 |

Fuente: elaboración propia.

De la tabla anterior nos da los siguientes resultados para el edificio S11.

VPN = Q. 881 739,34

TIR = 12 %

Tiempo de recuperación de la inversión = 8,26 años.

2.12. Cálculo de ahorro de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y en combustibles al implementar el sistema de generación fotovoltaica

Para el cálculo de las emisiones de dióxido de carbono se utilizará el promedio mundial de 0,5 kg/kWh. De acuerdo a la cantidad de inversores, y la generación anual que se calculó anteriormente se multiplica por los 0,5 kg/kWh con lo cual da los kg/año; este resultado se convierte en toneladas dividiendo los kg/año entre 1000 kg/tonelada.

Tabla LXXIX. Cálculo de toneladas de CO₂ ahorradas siendo auto productores con excedentes de energía

| Edificio | Cantidad de inversores de 10 kW | Generación promedio kWh/año | CO ₂ Kg /kWh. | kg/año | 1 Tonelada en kg | Toneladas de CO ₂ ahorradas por año |
|----------|---------------------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------|------------------|--|
| S9 | 4 | 71 463,87 | 0,5 | 35 731,94 | 1 000,00 | 35,73 |
| S10 | 2 | 35 731,94 | 0,5 | 17 865,97 | 1 000,00 | 17,87 |
| S11 | 6 | 107 195,81 | 0,5 | 53 597,90 | 1 000,00 | 53,60 |
| S12 | 4 | 71 463,87 | 0,5 | 35 731,94 | 1 000,00 | 35,73 |

Fuente: elaboración propia.

Con los 4 edificios hay un ahorro de emisiones de CO₂. De 142,93 t/año. Y si se utiliza toda el área disponible se obtienen los siguientes resultados.

Tabla LXXX. **Cálculo de toneladas de CO₂ ahorradas, utilizando toda el área disponible como GDR**

| Edificio | Cantidad de inversores de 10 kW | Generación promedio kWh/año | CO ₂ kg/kWh. | kWh /año | 1 Tonelada en kg | Toneladas de CO ₂ ahorradas por año |
|----------|---------------------------------|-----------------------------|-------------------------|------------|------------------|--|
| S9 | 10 | 178 659,68 | 0,5 | 89 329,84 | 1 000,00 | 89,33 |
| S10 | 10 | 178 659,68 | 0,5 | 89 329,84 | 1 000,00 | 89,33 |
| S11 | 12 | 214 391,62 | 0,5 | 107 195,81 | 1 000,00 | 107,20 |
| S12 | 4 | 71 463,87 | 0,5 | 35 731,94 | 1 000,00 | 35,73 |

Fuente: elaboración propia.

Utilizando toda el área se tendrá un ahorro de 321,59 t/año de CO₂ anualmente con los 4 edificios.

El tipo de cambio de acuerdo al Banco de Guatemala para el 16 de octubre de 2015 es de Q. 7,66 por cada USD. Para el cálculo de los barriles equivalentes de petróleo para producir un MWh se utiliza 1,6139 BEP.

Tabla LXXXI. Cálculo de ahorro de combustibles anual como autoproduutores con excedentes de energía

| Edificio | Generación promedio kWh/año | Generación promedio MWh/año | BEP | Ahorro de combustible BEP | Precio el 16/10/2015 USD. | Ahorro al año USD. |
|----------|-----------------------------|-----------------------------|------|---------------------------|---------------------------|--------------------|
| S9 | 71 463,87 | 71,46 | 1,61 | 115,05 | 47,31 | 5 443,04 |
| S10 | 35 731,94 | 35,73 | 1,61 | 57,52 | 47,31 | 2 721,52 |
| S11 | 107 195,81 | 107,20 | 1,61 | 172,59 | 47,31 | 8 165,33 |
| S12 | 71 463,87 | 71,46 | 1,61 | 115,05 | 47,31 | 5 443,04 |

Fuente: elaboración propia.

De la tabla anterior se tiene un ahorro sumando todos los edificios de 460,21 BEP con un valor de 21 772,93 USD anuales.

Tabla LXXXII. Cálculo de ahorro de combustibles anual como GDR

| Edificio | Generación promedio kWh/año | Generación promedio MWh/año | BEP | Ahorro de combustible BEP | Precio el 16/10/2015 USD. | Ahorro al año USD. |
|----------|-----------------------------|-----------------------------|------|---------------------------|---------------------------|--------------------|
| S9 | 178 659,68 | 178,66 | 1,61 | 287,64 | 47,31 | 13 608,37 |
| S10 | 178 659,68 | 178,66 | 1,61 | 287,64 | 47,31 | 13 608,37 |
| S11 | 214 391,62 | 214,39 | 1,61 | 345,17 | 47,31 | 16 329,89 |
| S12 | 71 463,87 | 71,46 | 1,61 | 115,05 | 47,31 | 5 443,04 |

Fuente: elaboración propia.

Utilizando toda el área disponible se pueden ahorrar 1 035,50 BEP con un costo de 48 989,67 USD anuales.

3. FASE DE ENSEÑANZA-APRENDIZAJE

3.1. Enseñanza

Como parte de esta fase se realizaron dos seminarios el primero dirigido a estudiantes y el segundo a público en general.

La planificación para cada uno de los seminarios se consideró el lugar más adecuado para la realización dependiendo a quien iba dirigido, haciendo las gestiones necesarias para el uso de las instalaciones y tomando en cuenta el horario más adecuado y la temática a utilizar para la comprensión de los participantes.

El primer seminario se denominó “Sistemas de generación solar fotovoltaica y sus protecciones”, en el cual se abordaron los siguientes temas:

- Generalidades de sistemas fotovoltaicos
- Paneles e inversores para sistemas fotovoltaicos
- Diseño
- Estructuras y cableado
- Protección del sistema fotovoltaico
- Marco legal

Fue impartido en el Colegio de Profesionales ubicado en la zona 15, el día 23 de septiembre de 2014 en horario de 9:00 a 12:00 horas, apoyado y supervisado por el departamento de EPS en el área de Mecánica Eléctrica, unificando la conferencia, asignado un tema específico a los estudiantes

involucrados. La decanatura proporcionó los diplomas de participación, el maestro de ceremonia fue el ingeniero Guillermo Puente y estuvo dirigido hacia los representantes de la División de Servicios Generales, estudiantes de los cursos de Ingeniería Eléctrica I y II y público en general.

Para la presentación del seminario, se utilizó como apoyo una computadora, cañonera y sistema de sonido para que los estudiantes tuvieran una mejor comprensión de la función y lo que se puede generar con un panel fotovoltaico, el aprovechamiento de la radiación solar, la configuración de los paneles, el inversor y sus componentes, protecciones, estructuras, cálculos, etc.

Figura 62. **Exposición del seminario 1**



Fuente: elaboración propia, salón Dr. Osorio, Colegio de Profesionales zona 15.

En la siguiente figura se puede apreciar a los estudiantes de Eléctrica I y II de la Facultad de Ingeniería que recibieron el seminario y representantes del DIGA.

Figura 63. **Participantes del seminario**



Fuente: elaboración propia, salón Dr. Osorio, Colegio de Profesionales zona 15.

Figura 64. **Ponentes del seminario 1**



Fuente: elaboración propia, salón Dr. Osorio, Colegio de Profesionales zona 15.

El segundo seminario fue dirigido al público en general, realizándose las gestiones necesarias para el uso de la sala 1 y 2 de Audiovisuales de la Biblioteca Central en el cuarto nivel, el día 30 de julio de 2015 en horario de 15:00 a 18:00 horas. Siempre apoyados con cañoneras, sonido, etc.

En esta oportunidad la temática se dividió en 3 fases basadas en el diseño de sistemas solar fotovoltaico para la Universidad de San Carlos de Guatemala, los cuales fueron:

- Fundamentos teóricos
- Diseño de aplicación
- análisis económico y normativa aplicable

El desarrollo de las 3 fases se realizó introduciendo los fundamentos teóricos que son útiles para la comprensión y el desarrollo del sistema fotovoltaico, para luego continuar con el diseño de aplicación, en el cual se tomó como modelo un edificio que tuviera características similares entre la mayoría de edificios y así realizar el diseño desde el consumo de energía de cada edificio para calcular la cantidad de paneles, su configuración, el inversor a utilizar, así como su funcionamiento. Estructuras a utilizar, cableado y protecciones para el diseño del sistema de generación fotovoltaica tanto DC como AC. Para concluir con el análisis económico para comprobar si es o no rentable el proyecto y la normativa aplicable a proyectos de GDR. Este seminario también fue apoyado por el departamento de EPS.

Figura 65. **Exposición del seminario 2**



Fuente: elaboración propia, salón de Audiovisuales, Biblioteca Central, USAC.

Figura 66. **Ponentes del seminario 2**



Fuente: elaboración propia, salón de Audiovisuales, Biblioteca Central, USAC.

3.2. Plan de contingencia

El plan de contingencia se presenta con la finalidad de poder actuar y proteger de manera adecuada tanto al sistema de generación como al personal y equipo.

3.2.1. Riesgo por fenómenos atmosféricos

El riesgo por fenómenos atmosféricos se da por lo general en invierno donde hay muchas tormentas eléctricas por lo que el sistema de pararrayos y tierra física deben estar correctamente aterrizados y así evitar problemas tanto al personal como al equipo. El sistema está suficientemente protegido, ya que se calculó un sistema de pararrayos y el sistema de tierras adecuado para la

instalación de acuerdo a las normas de NFPA 780 y el NEC en la sección de protecciones.

3.2.2. Riesgo de incendio

El riesgo de incendio está presente si no se toman las medidas precautorias desde el diseño ya que debe tener las protecciones y el cálculo de los conductores adecuados para la potencia y la cantidad de energía que transporta cada conductor dependiendo del tramo en el cual este interconectando las fases del sistema tanto en DC como en AC. Al tener todos estos parámetros adecuados el diseño, el riesgo de incendio u otro factor negativo para el mismo, es mínimo.

Para tener un sistema óptimo se recomienda tener una vigilancia y mantenimiento periódico en el cual se puedan verificar ciertos factores como inspeccionar las conexiones si se encuentran bien apretadas, que el aislamiento o la protección contra agua que tiene el conexionado de los paneles, las cajas de conexión y los inversores estén protegidos contra filtraciones o exposición de agua ya que esto podría dañar el equipo y puede provocar un cortocircuito. Siempre colocar gabinetes con protección adecuada al lugar a instalarse.

Entre las medidas de seguridad se debe contar con uno o varios extinguidores en puntos estratégicos para poder mitigar un conato de incendio los cuales deben ser para equipo eléctrico o el de uso general ABC ya que este también se puede utilizar en equipo eléctrico.

3.2.3. Riesgos causados por personal humano

Los riesgos pueden ser causados por el personal humano tanto en la ejecución o montaje del sistema fotovoltaico como en el proceso de operación del mismo, debido a que, si no se toman las medidas de seguridad acorde a la actividad laboral que se está realizando, se corre el riesgo que algún trabajador sufra algún daño o se lastime a terceras personas en el caso que se deje caer algún material o herramienta en el contorno de las terrazas y en la parte de abajo pase o este alguna persona.

Tomar en cuenta los siguientes factores para evitar riesgos: en la ejecución y montaje portar siempre casco, lentes, guantes, arnés, escaleras adecuadas, herramienta adecuada, protección perimetral del área, y tener el cuidado de no dañar los paneles fotovoltaicos, el cable, los inversores, etc.

Durante la operación del sistema antes de manipular cualquier sección del sistema fotovoltaico hay que desconectar la energía del área a inspeccionar. Como el sistema está dividido con varios inversores, dependiendo la capacidad de potencia que se necesita para cubrir la demanda, se puede aislar el inversor por medio de un interruptor electromagnético individual, y así todos los paneles fotovoltaicos que están conectados al inversor y poder trabajar en la inspección del sistema siempre y cuando no se necesite hacer alguna medición y así evitar choques eléctricos.

Cuando se limpien los paneles fotovoltaicos por suciedad acumulada, desconectar el inversor que conecta las filas de los paneles fotovoltaicos a trabajar y evitar que se derrame agua en las partes de conexionado tanto de los módulos como las cajas de conexión que estarán cerca de los mismos.

3.2.4. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento va a garantizar el funcionamiento adecuado del sistema por lo que es importante y de preferencia que sea un mantenimiento preventivo y no correctivo, este último solo en caso de mucha necesidad.

El mantenimiento preventivo es muy importante ya que esto ayuda la prolongación de la vida útil del equipo como el funcionamiento adecuado de todos los accesorios y el sistema en sí. Este mantenimiento se debe hacer por una persona capacitada en el área, para poder tener un control adecuado y así el sistema funcione en los parámetros aceptables.

Hacer una inspección quincenal para ver y limpiar la suciedad de los paneles fotovoltaicos, esto sería en verano debido a que hay una exposición tanto al polvo como de árboles cercanos porque en los alrededores de algunos edificios hay varios árboles los cuales no perjudican con sombra, pero si con las hojas que el aire pueda llevar hasta los paneles fotovoltaicos que están en las terrazas de los edificios. En invierno esta inspección podría prolongarse hasta con un mes de diferencia ya que, por las lluvias de la temporada, los paneles se lavan constantemente por la inclinación que tienen.

Mantenimiento preventivo cada 6 meses:

- Verificar los bornes tanto de los módulos como de las cajas de conexiones o cajas combinadoras y las entradas del inversor, apretando contactos flojos y verificando el estado de los componentes DC como los diodos en cada módulo.
- Revisión del sistema de tierra.

- Verificación de las estructuras si no hay tornillos flojos y en qué condiciones se encuentra.
- Funcionamiento correcto en los parámetros aceptables del inversor.
- Verificación del cableado, revisar las conexiones y caídas de tensión en los tramos de DC y AC.

3.2.5. Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento no debería de darse, pero si hay necesidad por una avería o un problema de fuerza mayor se debe poner en práctica.

Uno de los factores que llevarían al mantenimiento correctivo sería tener un espacio mayor en las fechas de mantenimiento preventivo, debido que en el mantenimiento preventivo se detectan ciertos problemas que afectan el funcionamiento adecuado del sistema o por un problema ajeno a los anteriores que puede ser el daño de los paneles fotovoltaicos por caída de granizo, un objeto contundente, etc. Se procederá a reparar o sustituir el equipo, accesorio o cableado dañado.

CONCLUSIONES

1. Según los datos estadísticos mensuales el consumo promedio mensual de energía eléctrica para los edificios S9, S10, S11 y S12 es de 5 700 kWh, 3 613 kWh, 10 298 kWh y 7 988 kWh respectivamente, con un promedio mensual de 30,5 días con lo cual se encontró el consumo diario promedio. Por lo que el diseño con base en el consumo y radiación solar en la USAC se debe contemplar 176 paneles fotovoltaicos para el edificio S9, 88 paneles solares para el edificio S10, 264 paneles solares para el edificio S11 y 176 paneles solares para el edificio S12, conectando 44 paneles a cada inversor. Se concluye que el diseño debe contemplar 4 inversores para el edificio S9, 2 inversores para el edificio S10, 6 inversores para el edificio S11 y 4 inversores para el edificio S12 ya que este último cuenta con poco espacio disponible.
2. Para el diseño del sistema de generación fotovoltaica se utilizaron paneles de 255 W e inversores de 10 kW, conectando 44 paneles divididos en 4 filas a cada inversor. La protección eléctrica del sistema de generación fotovoltaica se debe diseñar con una puesta a tierra en configuración delta, interconectada con el sistema de tierra del pararrayos para garantizar el mismo nivel equipotencial. La protección electro atmosférico se diseñó por medio de un solo pararrayos que protege toda el área disponible de cada uno de los edificios S9, S10, S11 y S12.
3. En la evaluación económica se llegó a la conclusión de que todos los proyectos son viables ya que tienen una recuperación de la inversión entre 9 y 11 años dependiendo el sistema de generación de cada edificio.

4. La aplicación del presente diseño contribuiría a cambiar la matriz energética al ser implementado para no depender de los derivados del petróleo. El ahorro anual en consumo de combustibles para la generación de auto productores con excedentes de energía de los edificios sería de 460,21 BEP, lo cual equivale a 21 772,93 USD. Aprovechando toda el área disponible de las terrazas. daría un ahorro de consumo de combustibles de 1 035,5 BEP. lo cual equivale a 48 989,67 USD. Al mismo tiempo. contribuiría a proteger el medio ambiente reduciendo la contaminación anual de emisiones de CO₂ en 142,93 t. como autoproducción con excedentes de energía. Como GDR el ahorro anual de emisiones de CO₂ de 321,59 t.

RECOMENDACIONES

1. Los diseños preliminares que se efectuaron tomaron como referencia algunos equipos, pero al ejecutar el proyecto hay que evaluar el precio y la disponibilidad en el mercado ya que con el transcurso del tiempo tienden a subir o bajar su precio en función de la demanda.
2. Mantener una supervisión constante en los equipos, accesorios, protecciones y paneles fotovoltaicos para que a la hora de implementar el proyecto funcionen de manera adecuada y segura.
3. Implementar el presente proyecto ya que representa muchos beneficios técnicos y económicos.
4. Considerar la ampliación de los sistemas a efecto de aprovechar toda el área disponible de las terrazas de los edificios.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Aluminio para la arquitectura.* [en línea]. <http://lontana.es/webalustock/catalogo/aluskit-solar/aluskit-solar-otros.html>. [Consulta: 7 de noviembre de 2015.]
2. Aros. *Tecnología solar.* [en línea]. <http://www.ros-solar.com/es/descargas>. [Consulta: 1 de febrero de 2016.]
3. BACA URBINA, Gabriel. *Evaluación de proyectos.* 4ª. Ed. México: McGraw-Hill, 2000. 383 p.
4. Banco de Guatemala. *Tipo de cambio.* [en línea]. <http://www.banguat.gob.gt/cambio/historico.asp?kmoneda=02&ktipo=5&kdia=16&kmes=10&kanio=2015&kdia1=16&kmes1=10&kanio1=2015&submit1=Consultar>. [Consulta: 19 de octubre de 2015.]
5. *Bonos de carbono.* [en línea]. https://es.wikipedia.org/wiki/Bonos_de_carbono. [Consulta: 31 de octubre de 2015.]
6. *Cable fotovoltaico top solar 4 mm2 negro.* [en línea]. <http://www.aquitosolar.cl/cables-energia-solar/137-CAPVN4TC.html>. [Consulta: 25 de octubre de 2015.]

7. *Calculadora de emisiones de CO2.* [en línea].
<http://www.sunearthtools.com/es/tools/CO2-emissions-calculator.php#contnsts>. [Consulta: 18 de octubre de 2015.].
8. CASAS-OSPINA, Favio. *TIERRAS Soporte de seguridad eléctrica.* 5ª. Ed. Bogotá: Seguridad Eléctrica Ltda, 2010. 293 p.
9. *Catalogo Anclo 20122.* [en línea].
<http://anclocentroamericana.com.gt/files/2011/09/INT-CATALOGO-ANCLO-20122.pdf>. p 18,19 y 20. [Consulta: 7 de noviembre de 2015.].
10. *Catálogos 2014 Eagle.* [en línea].
www.antillon.com.gt/catalogos/eagle/cat2014eagle.pdf. p. 28.
[Consulta: 26 de septiembre de 2015.].
11. *Catalogo técnico.* [en línea]. www.renner.com.gt/catalogos.../abb/ABB-breaker-TMAX-caja-moldeada. [Consulta: 10 de diciembre de 2015.].
12. Congreso de la República. Ley General de Electricidad. p 5.
13. *Cumbre de Paris sobre el cambio climático.* [en línea].
http://internacional.elpais.com/internacional/2015/12/12/actualidad/1449910910_209267.html. [Consulta: 30 de diciembre de 2015.].

14. *Código técnico de la edificación, sección HE5 energía solar fotovoltaica.* [en línea].
www.gobiernodecanarias.org/industria/fotovoltaica_cte.pdf. p. 12.
[Consulta: 08 de septiembre de 2015.].
15. *Eficiencia en la conversión de energía.* [en línea].
<http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/07/como-somos-los-delektra-CURVA-I-V.pdf>. [Consulta: 5 de noviembre de 2015.].
16. *El panel fotovoltaico.* [en línea].
<http://www.adrformacion.com/cursos/solarfoto/leccion1/tutorial3.html>. [Consulta: 5 de noviembre de 2015.].
17. *Energías renovables.* <http://www.mem.gob.gt/>. [en línea].
<http://www.mem.gob.gt/viceministerio-del-area-energetica-2/energias-renovables/recursos-energeticos-renovables/>.
[Consulta: 16 de Abril de 2015.].
18. ENRÍQUEZ HARPER. Gilberto. *El ABC de las instalaciones eléctricas en sistemas eólicos y fotovoltaicos.* México. Limusa, 2011. 367 p.
19. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto, *El ABC de las instalaciones eléctricas en edificios y comercios.* 1ª. Ed. México: Limusa, 2011. 468 p.

20. *Estructura metálica de soporte para módulos fotovoltaicos.* [en línea].
<http://www.solostocks.com/venta-productos/soportes/soportes-construccion/estructura-metalica-de-soporte-para-modulos-fotovoltaicos-6355632>. [Consulta: 30 de enero de 2016.].
21. *Ficha técnica de pararrayos Ingesco PDC.* [en línea].
<http://www.ingesco.com/es>. [Consulta: 15 de octubre de 2015.].
22. *Fondonorma 200. Código eléctrico nacional.* [en línea].
www.ing.uc.edu.ve/~cemartin/codigo-electrico-nacional.pdf.
[Consulta: 12 de junio de 2015.].
23. *INSIVUMEH. Parámetros de la velocidad del viento.* [en línea].
<http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/ESTACIONES/GUATEMALA/INSIVUMEH%20PARAMETROS.htm>. [Consulta: 15 de julio de 2015.].
24. *INSIVUMEH. Parámetros de temperatura.* [en línea].
<http://www.insivumeh.gob.gt/meteorologia/ESTACIONES/GUATEMALA/INSIVUMEH%20PARAMETROS.htm>. [Consulta: 14 de septiembre de 2015.].
25. *La energía solar fotovoltaica.* [en línea].
<https://laproduccionenergetica.wikispaces.com/La+energ%C3%ADa+solar+fotovoltaica>. [Consulta: 25 de septiembre de 2015.].
26. *Manual inversor fotovoltaico Power One Aurora Trio.* [en línea].
www.remotepowerinc.com/.../pvi_10-12-the_manual-na1.1_final. p 30,68 y 113. [Consulta: 20 de mayo de 2015.].

27. *Mapa de radiación solar.* [en línea]. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Mapa-solar.pdf>. Consulta: [Consulta: 20 de febrero de 2016.].

28. *Medidor bidireccional.* [en línea]. <http://www.webosolar.com/foro/interconexion-solar-medidor-bidireccional-cfe/>. [Consulta: 7 de enero de 2015.].

29. Ministerio de Energía y Minas. *Informe de estadísticas 2014.* [en línea]. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/05/Informe-de-Estadasticas-Energ%C3%A9ticas-2014.pdf>. [Consulta: 18 de octubre de 2015.].

30. *Misión y Visión.* [en línea]. <https://www.usac.edu.gt/misionvision.php>. [Consulta: 15 de abril de 2015.].

31. *Monitoreo del mercado.* [en línea]. http://www.cnee.gob.gt/xhtml/informacion/wp_monitoreo-mercado.html. [Consulta: 18 de octubre de 2015.].

32. MORO VALLINA, Miguel. *Instalaciones solares fotovoltaicas.* 1ª. Ed. España: Paraninfo. 200 p.

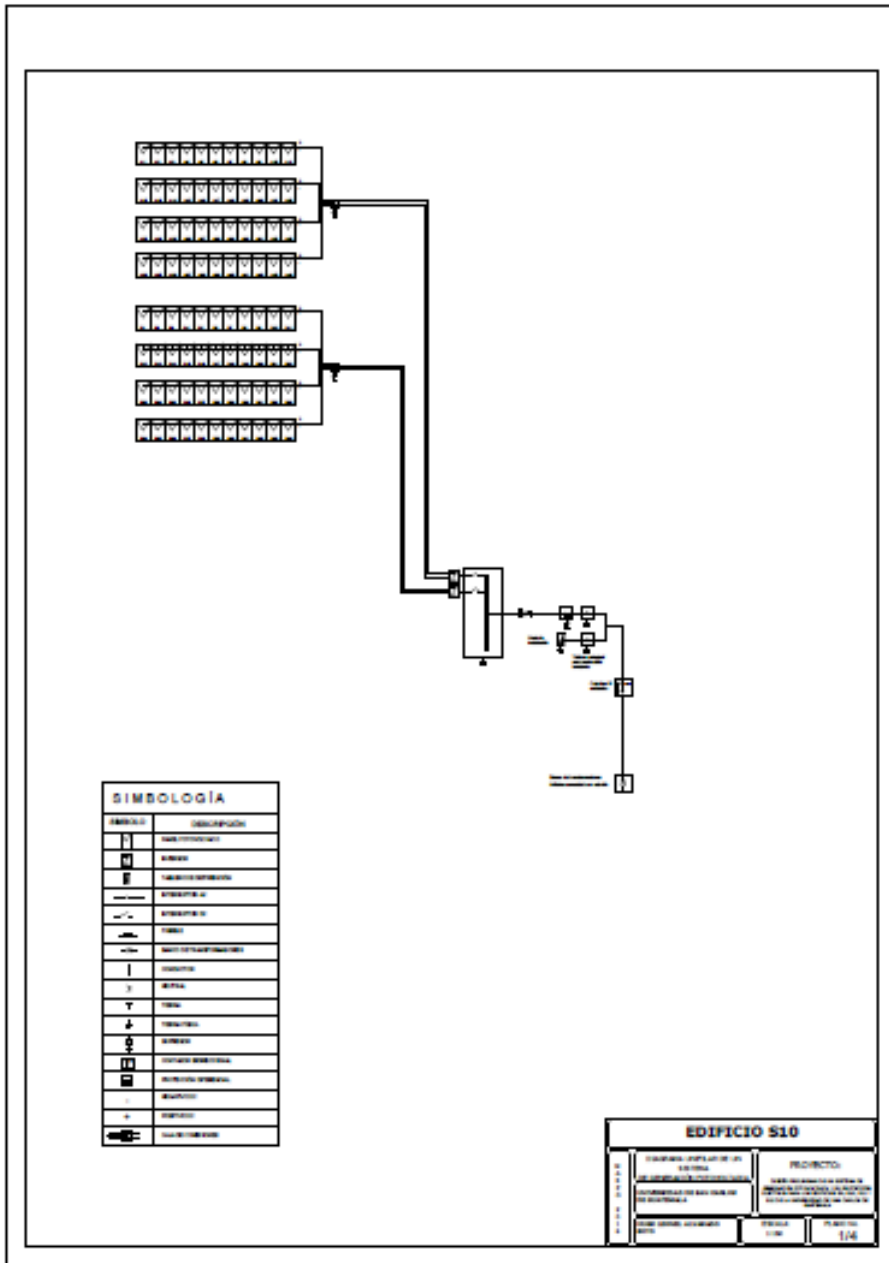
33. *NASA Surface meteorology and Solar Energy - Location* [en línea]. https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=091105&lat=14.58&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=swvdowncook&step=2&lon=-90. [Consulta: 26 de agosto de 2015.].

34. Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos NFPA 780.
35. Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía –NTGDR-(Resolución CNEE-227-2014).
36. ORMAECHEA BALLESTEROS, Clara. *Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW. p 50, 52.* [en línea]. <http://server2.docfoc.us/uploads/Z2015/12/26/owjgcXp5FN/3ff056ac4b2520d23a5ad86edd2a1064.pdf>. [Consulta: 15 de diciembre de 2015.].
37. *Paneles solares.* [en línea]. <http://www.refacsol.com/productos/catalogo/paneles-solares/1>. [Consulta: 17 de septiembre de 2015.].
38. *Paneles solares.* [en línea]. <http://panelsolares.blogspot.com/>. [Consulta: 20 de octubre de 2015.].
39. *Parámetros eléctricos de un panel fotovoltaico.* [en línea]. <http://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/07/como-somos-los-delektra-CURVA-I-V.pdf>. [Consulta: 5 de noviembre de 2015.].
40. PERPIÑÁN LAMIGUEIRO, Óscar. *Energía Solar.* p 5, 80.

41. *Portafolio de soluciones solares.* [en línea]. <http://www.crouse-hindslatam.com/uploads/pdfs/products/families/Solar%20Combiner%202015.pdf>. [Consulta: 25 de octubre de 2015.].
42. *Pliegos tarifarios.* [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>. [Consulta: 26 de junio de 2015.].
43. *Preocupaciones medioambientales.* [en línea]. https://es.wikipedia.org/wiki/Preocupaciones_medioambientales_con_la_generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica. [Consulta: 15 de octubre de 2015.].
44. *Producir biogas a partir de residuos organicos es un buen negocio.* [en línea]. <http://www.abc.com.py/edicion-impresa/locales/producir-biogas-a-partir-de-residuos-organicos-es-un-buen-negocio-312241.html>. [Consulta: 15 de octubre de 2015.].
45. *Protocolo de Kioto sobre el cambio climático.* [en línea]. https://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico. [Consulta: 31 de octubre de 2015.].
46. *Pvshop.eu.* [en línea]. <http://pvshop.eu/ABB-Power-One-Aurora-PVI-10.0-I-OUTD-S-400V-50Hz-3Phase-Isolated-10kW-PV-Solar-Inverter.html>. [Consulta: 20 de agosto de 2015.].
47. Olade sien. Guía M5: *Metodología de conversión de unidades.* [en línea]. www.sistemamid.com/download.php?a=82116. p. 12. [Consulta: 19 de octubre de 2015.].

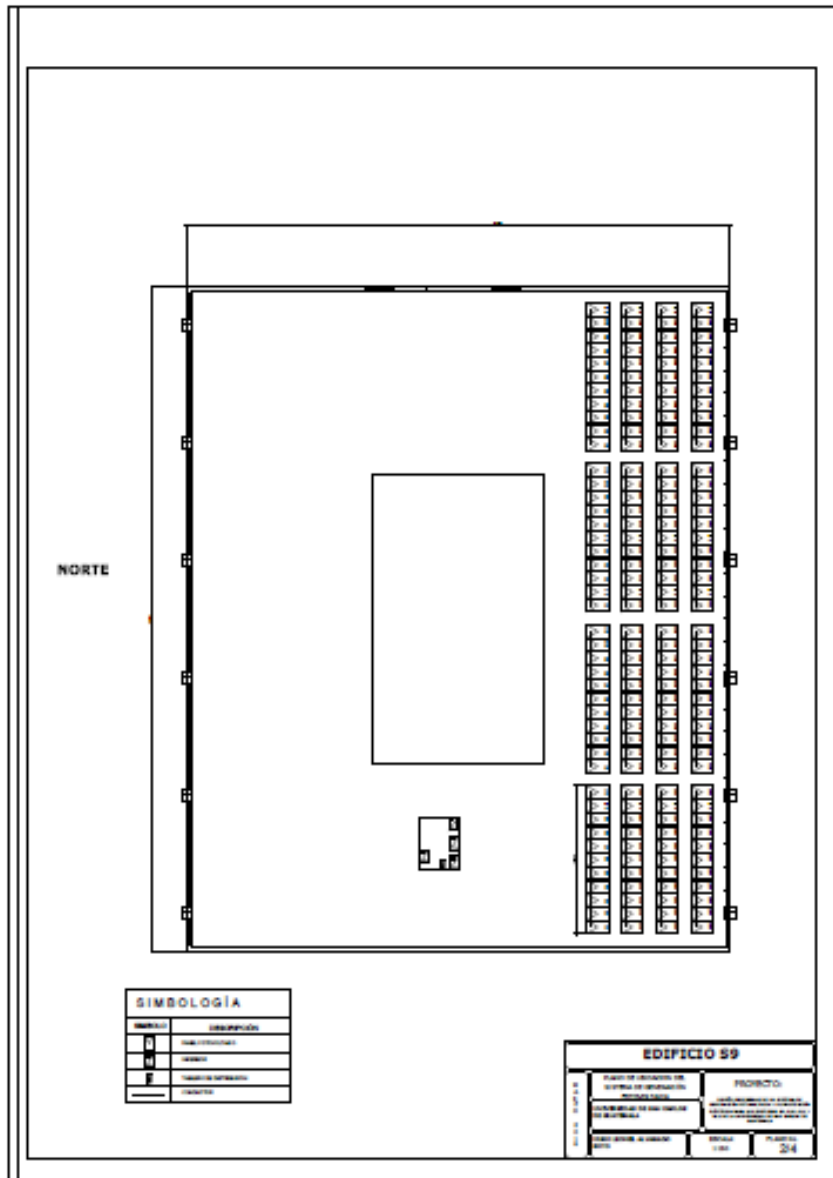
48. *Sujeción en z final de panel 40 mm.* [en línea].
<http://store.technosun.com/sujecion-en-z-final-de-panel-40mm-techno-sun.html>. [Consulta: 07 de noviembre de 2015.].
49. TOMAS, Gilberto Rafael. *Actualización de mapa isoceraunico de Guatemala y su influencia en las líneas de transmisión.*
biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0518_EA.pdf. p. 40. [Consulta: 5 de mayo de 2015.].
50. Universidad de San Carlos de Guatemala. Usac Tricentenaria. *Sintesis Historica.*[en línea].https://www.usac.edu.gt/g/Sintesis_Historica_edicion_2013.pdf. [Consulta: 15 de abril de 2015.].

Apéndice 2. Unifilar del sistema de generación fotovoltaica, edificio S10



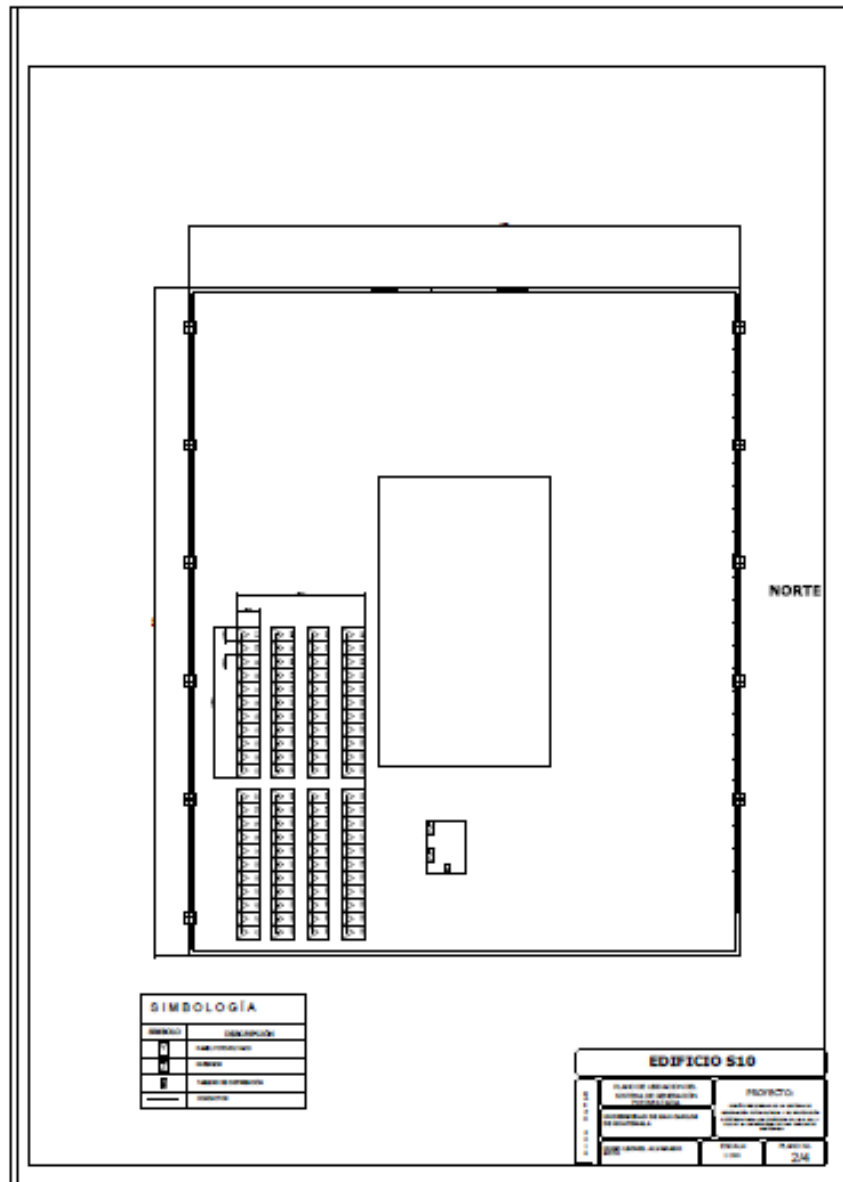
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. **Distribución del sistema de generación fotovoltaica, edificio S9**



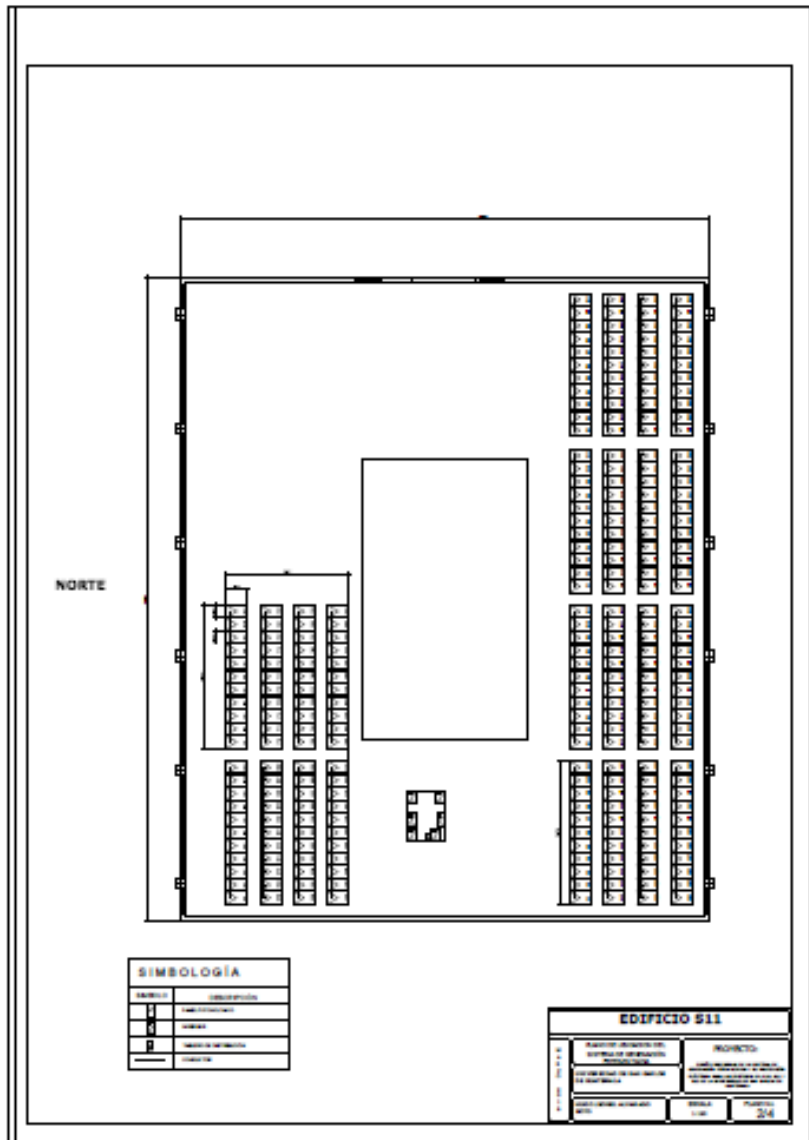
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. **Distribución del sistema de generación fotovoltaica, edificio S10**



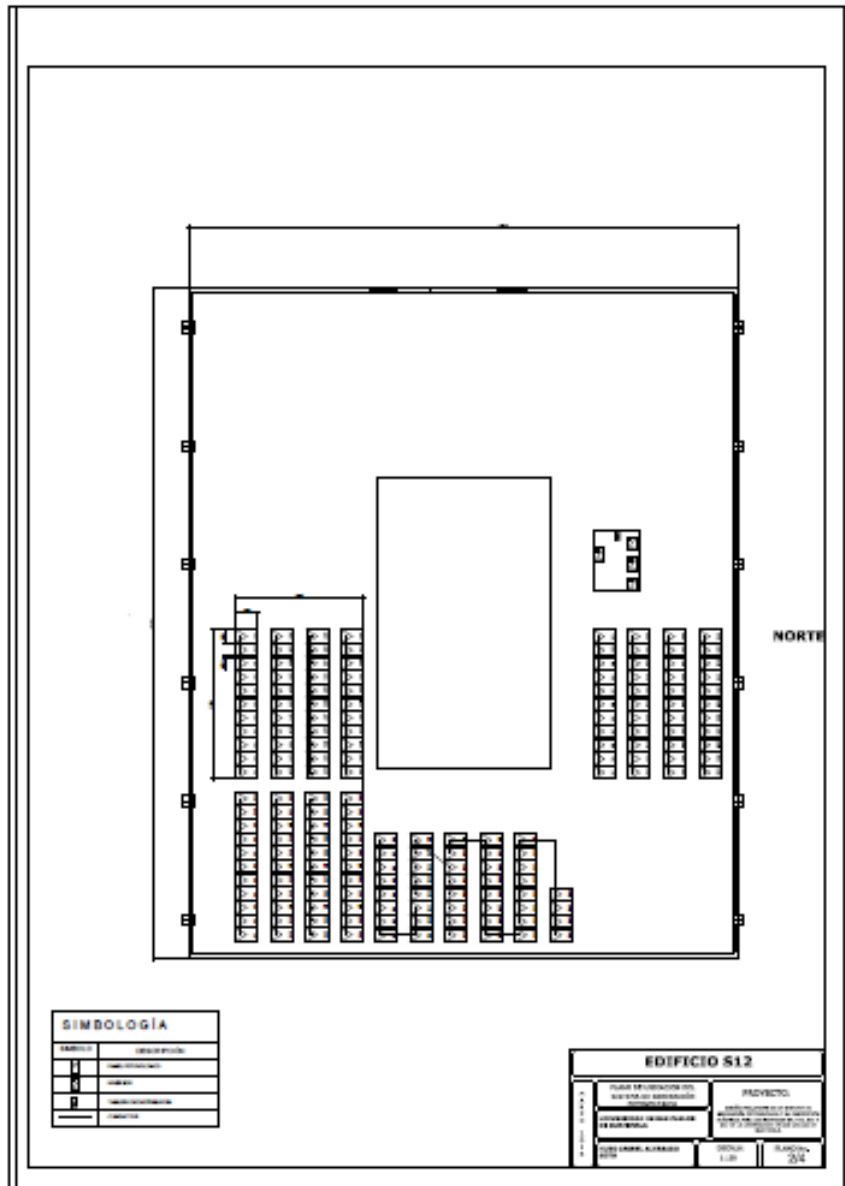
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. **Distribución del sistema de generación fotovoltaica, edificio S11**



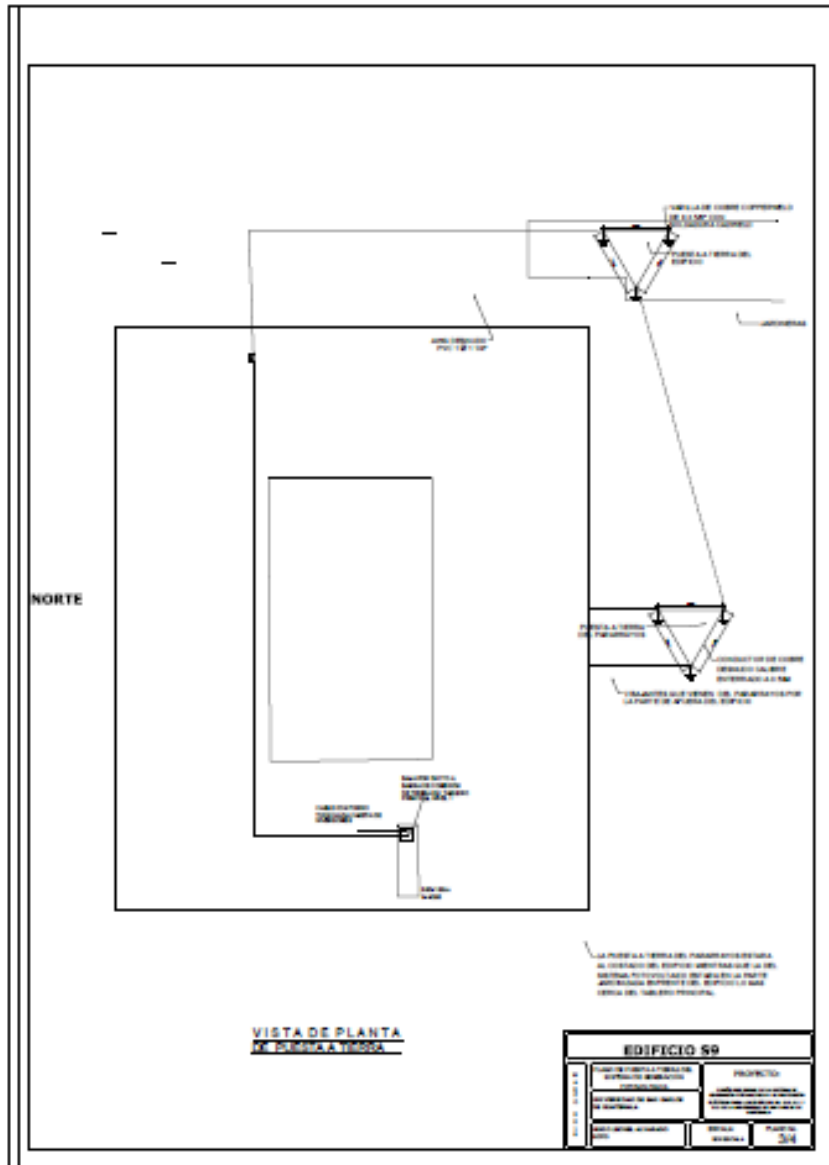
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. **Distribución del sistema de generación fotovoltaica, edificio S12**



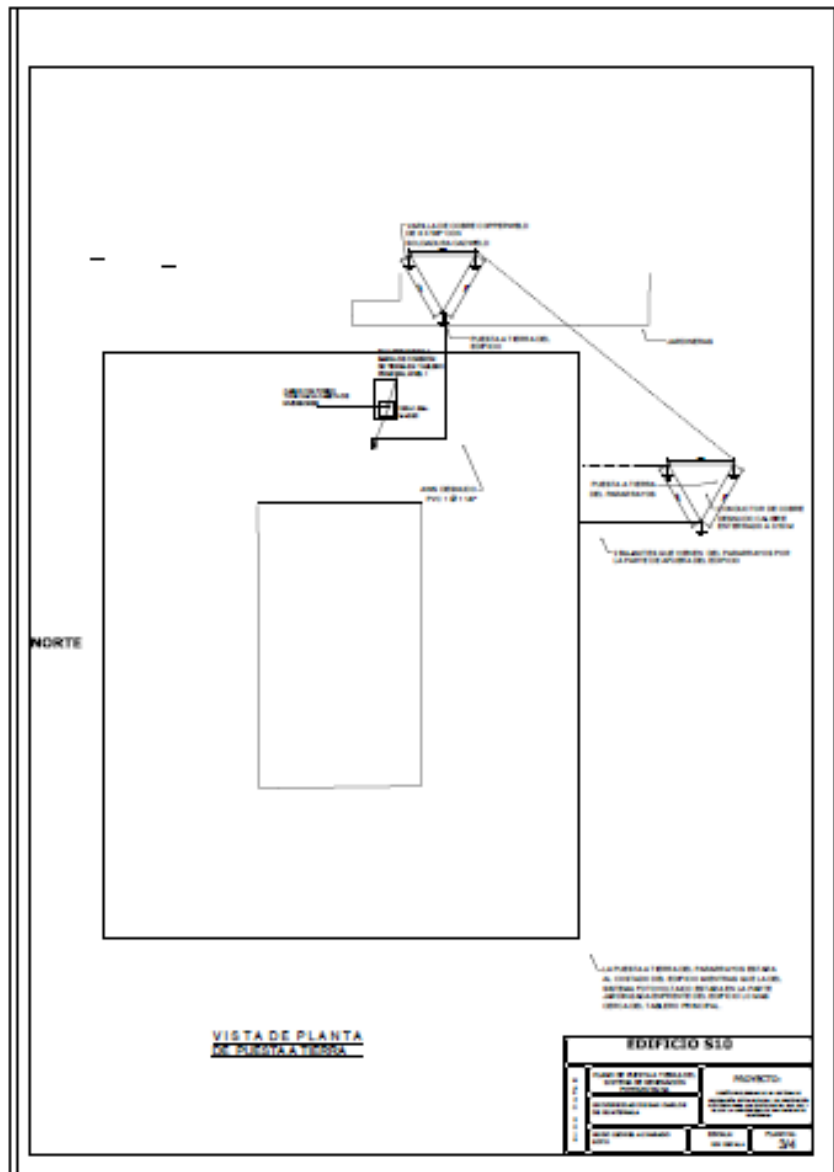
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. Vista de planta de puesta a tierra del sistema de generación fotovoltaica y pararrayos, edificio S9



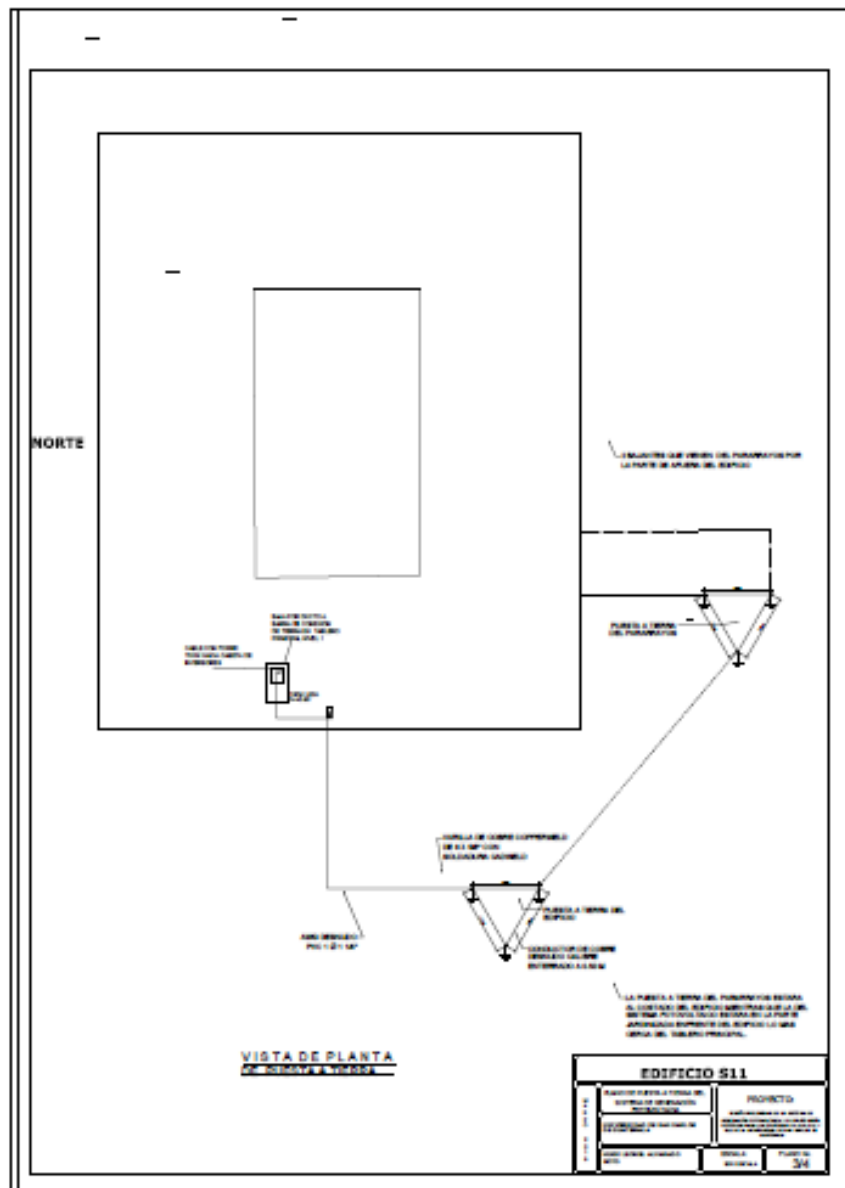
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 9. **Vista de planta de puesta a tierra del sistema de generación fotovoltaica y pararrayos, edificio S10**



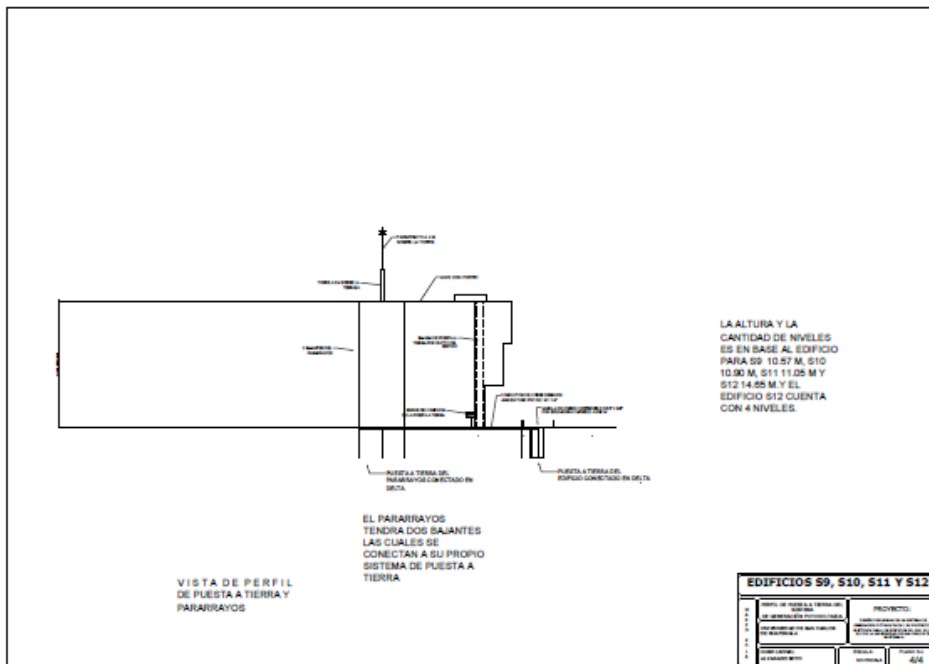
Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10. **Vista de planta de puesta a tierra del sistema de generación fotovoltaica y pararrayos, edificio S11**



Fuente: elaboración propia.


Apéndice 12. **Vista de perfil de puesta a tierra y pararrayos del sistema de generación fotovoltaica, edificios S9, S10, S11 y S12**



Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. Informe de mediciones de Puesta a Tierra para los edificios S9, S10, S11 y S12 del Centro de Investigaciones de la facultad de Ingeniería



**CENTRO DE INVESTIGACIONES DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**



INFORME PUESTA A TIERRA **No. 4005**
No. ME- 2S - 006 - 2014

DATOS GENERALES:

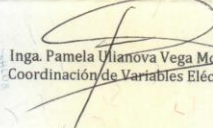
| | |
|-----------------------------|---|
| No. Orden de trabajo | 33953 |
| Fecha de solicitud: | Miércoles 22 de octubre 2014 |
| Interesado: | Hugo Leonel Alvarado Soto |
| Dirección: | Ciudad Universitaria Zona 12 |
| Trabajo solicitado: | 12 mediciones de resistividad de suelo |
| Proyecto: | Diseño de un sistema de generación fotovoltaico y sistemas de protección eléctrica para los edificios de la Universidad de San Carlos de Guatemala. |

Datos: Medición de puesta a tierra


| | |
|--------------------|---|
| Equipo utilizado: | Ground Resistance Tester Model 4610, AEMC |
| Punto de medición: | Edificios S9, S10, S11, S12 |
| # de mediciones: | 12 mediciones |

| | RESULTADOS Edificio S9 | | | RESULTADOS Edificio S10 | | |
|------------------------------|------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|
| | Capa 1 1 m | Capa 2 2 m | Capa 3 3 m | Capa 1 1 m | Capa 2 2 m | Capa 3 3 m |
| Distancia Mensurado en Ωm | 21.99 | 33.93 | 43.35 | 22.68 | 27.52 | 33.18 |

| | RESULTADOS Edificio S11 | | | RESULTADOS Edificio S12 | | |
|------------------------------|-------------------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|
| | Capa 1 1 m | Capa 2 2 m | Capa 3 3 m | Capa 1 1 m | Capa 2 2 m | Capa 3 3 m |
| Distancia Mensurado en Ωm | 38.96 | 40.21 | 45.24 | 49.64 | 59.06 | 64.09 |



Inga. Pamela Ulianova Vega Morales
Coordinación de Variables Eléctricas




VoBo. Inga. Telma Maricela Cano Morales
Directora CII-USAC

Guatemala, noviembre 17 de 2014.

FACULTAD DE INGENIERÍA --USAC--
Edificio I-5, Ciudad Universitaria zona 12
Teléfono directo: 2418-9115, Planta: 2418-8000 Exts. 86209 y 86221 Fax: 2418-9121

Fuente: Centro de Investigaciones de la Facultad de Ingeniería, USAC.

Anexo 2. Recibo de energía eléctrica del edificio S9



Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
6a. Avenida 8-14, Zona 1 NIT: 32644-5
Teloservicio 2277-7000

| Historial de Consumo | | | |
|------------------------|--|---|--|
| Dirección del Servicio | | AVENIDA PETAPA S-9 CIUDAD UNIVERSITARIA | |
| Zona 12 | | | |
| Municipio | | Guatemala | |
| Departamento | | Guatemala | |

| Consumo (kWh) | Mes |
|---------------|-----|
| 6720 | Mar |
| 6320 | Abr |
| 6720 | May |
| 720 | Jun |
| 6160 | Jul |
| 6000 | Ago |

Su Consumo promedio por día durante los últimos 6 meses ha sido de 181.33 kWh/día.

| Datos del Cliente | |
|--------------------|--|
| Nombre | EDIF. S-9 CC. ECONOMICAS |
| Dirección de Cobro | CIUDAD UNIVERSITARIA, AVENIDA PETAPA S-9 Zona 12 |
| Municipio | Guatemala |
| Departamento | GUATEMALA |
| Ruta | 807-30387-000 721 |
| NIT | 255117-9 |

| Datos de Factura y Tarifas | |
|----------------------------|---|
| Factura Electrónica | CFACE-1-BZ-001-140046719023 |
| Referencia bancos | BZ-046719023 |
| Fecha de emisión | 12/08/14 |
| Contador | K-22828 |
| Correlativo | 658608 |
| Tarifa | BTDip Baja Tensión Dem.Max. fuera punta |
| Tarifa vigente | Agosto - Octubre 2014 |

| Datos de Lecturas | | | |
|-------------------|-------------|---------------|----------------------------|
| Fecha de Lectura | Lectura kWh | Lectura kVArh | Potencia Máxima del Mes kW |
| Actual 11/08/14 | 377920 | 131040 | 49.6 |
| Anterior 11/07/14 | 371920 | 128880 | |

Sujeto a pagos trimestrales (No retener ISR)
 Agente de retención Dto. 20-2006 (No retener IVA)


Factor de Potencia 0.9409
Le hemos servido durante 31 días

| Detalle de Cargos Q. | | | | |
|--|------------|----------------------------|----------|-----------------|
| Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA) | 229.568478 | Q/usuario-mes | Consumos | Importe Q. |
| Cargo por Energía (Sin IVA) | 1.295131 | Q/kWh | 6000 kWh | 7770.79 |
| Cargo por Potencia Máxima (Sin IVA) | 23.792648 | Q/kW | 49.6 kW | 1180.12 |
| Cargo por Potencia Contratada (Sin IVA) | 29.178807 | Q/kW | 66.4 kW | 1937.46 |
| Total Cargo Q. (Sin IVA) | | | | 11117.94 |
| Total Cargo Q. (Con IVA) | | | | 12452.09 |
| Cargos por Incumplimiento a NTSD (Con IVA) | | | | 0.00 |
| Tasa Municipal (cobro por cuenta de terceros)(Sin IVA) | | Municipalidad de Guatemala | | 0.00 |
| TOTAL CARGOS DEL MES Q. | | | | 12452.09 |
| Cargos: Q.8902.89 GENERACIÓN Y TRANSPORTE; Q.1334.15 IMPUESTOS Y TASAS; Q.2215.05 DISTRIBUCIÓN | | | | |
| Saldo Anterior de 00 meses) | | | | 0.00 |
| (+) Mora por Saldo Anterior (Con IVA) | 1.08% | Mensual | | 0.00 |
| Total Saldo Anterior | | | | 0.00 |
| (-) Indemnización por Incumplimiento a NTSD (Con IVA) | | | | 0.00 |
| TOTAL A PAGAR | | | | 12452.09 |

Si cancela esta factura después del 11/09/14 tendrá un recargo por mora de Q. 134.48 .

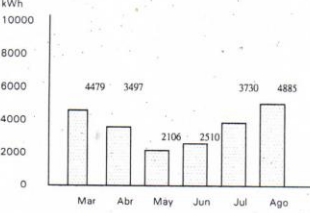
Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala.

Anexo 3. Recibo de energía eléctrica del edificio S10



Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
6a. Avenida 8-14, Zona 1 NIT: 32644-5
Teleservicio 2277-7000

| Historial de Consumo | |
|------------------------|----------------------------|
| Dirección del Servicio | AVENIDA PETAPA S-10 CIUDAD |
| UNIVERSITARIA Zona 12 | |
| Municipio | Guatemala |
| Departamento | Guatemala |



Su Consumo promedio por día durante los últimos 6 meses ha sido de 117.82 kWh/día.

| Datos del Cliente | |
|--------------------|---|
| Nombre | EDIF. S-10 FAC. CC. |
| Dirección de Cobro | CIUDAD UNIVERSITARIA, AVENIDA PETAPA S-10 Zona 12 |
| Municipio | Guatemala |
| Departamento | GUATEMALA |
| Ruta | 807-30386-000 721 |
| NIT | 255117-9 |

| Datos de Factura y Tarifas | |
|----------------------------|---|
| Factura Electrónica | CFACE-1-BZ-001-140046719024 |
| Referencia bancos | BZ-046719024 |
| Fecha de emisión | 12/08/14 |
| Contador | L-92864 |
| Correlativo | 658620 |
| Tarifa | BTDIp Baja Tensión Dem.Max. fuera punta |
| Tarifa vigente | Agosto - Octubre 2014 |

| Datos de Lecturas | | | |
|----------------------|-------------|---------------|----------------------------|
| Fecha de Lectura | Lectura kWh | Lectura kVArh | Potencia Máxima del Mes kW |
| Actual 11/08/14 | 18899 | 5529 | 51.6 |
| Anterior 11/07/14 | 14014 | 4312 | |

Factor de Potencia 0.9703
Le hemos servido durante 31 días

Sujeto a pagos trimestrales (No retener ISR)
Agente de retención Dto. 20-2006 (No retener IVA)


| Detalle de Cargos Q. | | | |
|--|--------------------------|----------------------------|-----------------|
| Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA) | Precios | Consumos | Importe Q. |
| Cargo por Energía (Sin IVA) | 229.568478 Q/usuario-mes | | 229.57 |
| Cargo por Potencia Máxima (Sin IVA) | 1.295131 Q/kWh | 4885 kWh | 6326.71 |
| Cargo por Potencia Contratada (Sin IVA) | 23.792648 Q/kW | 51.6 kW | 1227.70 |
| Total Cargo (Sin IVA) | 29.178607 Q/kW | 57.7 kW | 1683.61 |
| Total Cargo Q. (Con IVA) | | | 10603.70 |
| Cargos por Incumplimiento a NTSD (Con IVA) | | | 0.00 |
| Tasa Municipal (cobro por cuenta de terceros)(Sin IVA) | | Municipalidad de Guatemala | 0.00 |
| TOTAL CARGOS DEL MES Q. | | | 10603.70 |
| Cargos: Q.7504.46 GENERACIÓN Y TRANSPORTE; Q.1139.11 IMPUESTOS Y TASAS; Q.1963.13 DISTRIBUCIÓN | | | |
| Saldo Anterior de 00 meses) | | | 0.00 |
| (+)Mora por Saldo Anterior (Con IVA) | 1.08% Mensual | | 0.00 |
| Total Saldo Anterior | | | 0.00 |
| (-)Indemnización por Incumplimiento a NTSD (Con IVA) | | | 0.00 |
| TOTAL A PAGAR | | | 10603.70 |

Si cancela esta factura después del 11/09/14 tendrá un recargo por mora de Q. 114.52 .

GFACE:Measarint. S.A. NIT 5051023-1

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala.

Anexo 4. Recibo de energía eléctrica del edificio S11



Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
6a. Avenida 8-14, Zona 1 NIT: 32644-5
Teleservicio 2277-7000

| Historial de Consumo | |
|------------------------|----------------------------------|
| Dirección del Servicio | AVENIDA PETAPA 8-9 Y 8-10 CIUDAD |
| UNIVERSITARIA Zona 12 | |
| Municipio | Guatemala |
| Departamento | Guatemala |

| Consumo (kWh) | Mes |
|---------------|-----|
| 11785 | Mar |
| 11771 | Abr |
| 9360 | May |
| 11254 | Jun |
| 10865 | Jul |
| 11530 | Ago |

Su Consumo promedio por día durante los últimos 6 meses ha sido de 369.81 kWh/día.

| Datos del Cliente | |
|--------------------|---|
| Nombre | CARLOS DE GUAT.UNIV. DE SN. |
| Dirección de Cobro | CIUDAD UNIVERSITARIA, AVENIDA PETAPA 8-9 Y 8-10 Zona 12 |
| Municipio | Guatemala |
| Departamento | GUATEMALA |
| Ruta | 807-30382-000 721 |
| NIT | 255117-9 |

| Datos de Factura y Tarifas | |
|----------------------------|---|
| Factura Electrónica | CFACE-1-BZ-001-140046719037 |
| Referencia bancaria | 82-046719037 |
| Fecha de emisión | 12/08/14 |
| Contador | K-64081 |
| Correlativo | 665044 |
| Tarifa | BTDfp Baja Tensión Dem.Max. fuera punta |
| Tarifa vigente | Agosto - Octubre 2014 |

| Datos de Lecturas | | | |
|-------------------|-------------|---------------|----------------------------|
| Fecha de Lectura | Lectura kWh | Lectura kVArh | Potencia Máxima del Mes kW |
| Actual 11/08/14 | 69198 | 83712 | 42.9 |
| Anterior 11/07/14 | 57668 | 80963 | |

Sujeto a pagos trimestrales (No retener ISR)
Agente de retención Dto. 20-2006 (No retener IVA)

Factor de Potencia 0.9727
Le hemos servido durante 31 días

| Detalle de Cargos Q. | | | |
|--|--------------------------|----------------------------|-----------------|
| | Precios | Consumos | Importe Q. |
| Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA) | 229.568478 Q/Usuario-mes | | 229.57 |
| Cargo por Energía (Sin IVA) | 1.295131 Q/kWh | 11530 kWh | 14932.86 |
| Cargo por Potencia Máxima (Sin IVA) | 23.792648 Q/kW | 42.9 kW | 1020.70 |
| Cargo por Potencia Contratada (Sin IVA) | 29.178607 Q/kW | 51.3 kW | 1496.86 |
| Total Cargo (Sin IVA) | | | 17679.99 |
| Total Cargo Q. (Con IVA) | | | 19801.59 |
| Cargos por Incumplimiento a NTSD (Con IVA) | | | 0.00 |
| Tasa Municipal (cobro por cuenta de terceros)(Sin IVA) | | Municipalidad de Guatemala | 0.00 |
| TOTAL CARGOS DEL MES Q. | | | 19801.59 |
| Cargos: Q.15912.04 GENERACIÓN Y TRANSPORTE; Q.121.60 IMPUESTOS Y TASAS; Q.1767.95 DISTRIBUCIÓN | | | |
| Saldo Anterior de 00 meses) | | | 0.00 |
| (+) Mora por Saldo Anterior (Con IVA) | 1.08% Mensual | | 0.00 |
| Total Saldo Anterior | | | 0.00 |
| (-) Indemnización por Incumplimiento a NTSD (Con IVA) | | | 0.00 |
| TOTAL A PAGAR | | | 19801.59 |

Si cancela esta factura después del 11/09/14 tendrá un recargo por mora de Q. 213.86

CFACE Megaprint, S.A. NIT 5051023-1
CAEC: AjjluCTXgr0f1toYAZcJd1TGwC1jgawrJ9sV6 + rzyeo0AIQGGjc6cVU6L4R2U5TKsPyI8BnMH6pvU0BBluA

Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala.

Anexo 6. Tabla 310.16 del NEC, ampacidades de los conductores aislados

Tabla 310.16 Ampacidades Admisibles de los Conductores Aislados para Tensiones Nominales de 0 a 2000 Voltios y 60°C a 90°C (140°F a 194°F) con No Más de Tres Conductores Portadores de Corriente en Una Canalización, Cable o Directamente Enterrados, Basadas en Una Temperatura Ambiente de 30°C (86°F).

| Cables de los Conductores | Régimen de Temperatura del Conductor (véase la Tabla 310.13) | | | | | | Cables de los Conductores |
|-------------------------------|--|--|---|---------------------------------------|--|---|---------------------------|
| | 60° C (140°F) | 75° C (167°F) | 90° C (194°F) | 60° C (140°F) | 75° C (167°F) | 90° C (194°F) | |
| | THPO0 TW*, LP* | THPO0 FEPW*, RRP*, RGRW*, THRW*, TRW*, TRWN*, XTRW*, USE*, ZSW* | THPO0 TRB, SA, SIS, FEP*, FEPW, ML, RRP*, RGRW-1, TRBN*, TRRW*, TRW-1*, TRWN-1*, USE-1, XRR, XRRW*, XRRW-1, ZSW-1 | THPO0 TW*, LP* | THPO0 RRP*, RRW*, TRRW*, TRW*, TRWN*, XRRW*, USE* | THPO0 TRB, SA, SIS, TRBN*, TRRW*, TRW-1, TRWN-1, RGRP, RGRW-1, USE-1, XRR, XRRW, XRRW-1, ZSW-1 | |
| AWG/kcmil | COBRE | | | ALUMINO O ALUMINO RECUBIERTO DE COBRE | | | AWG/kcmil |
| 18 | --- | --- | 14 | --- | --- | --- | --- |
| 16 | --- | --- | 18 | --- | --- | --- | --- |
| 14* | 20 | 20 | 25 | --- | --- | --- | --- |
| 12* | 25 | 25 | 30 | 20 | 20 | 25 | 12* |
| 10* | 30 | 35 | 40 | 25 | 30 | 35 | 10* |
| 8 | 40 | 50 | 55 | 30 | 40 | 45 | 8 |
| 6 | 55 | 65 | 75 | 40 | 50 | 60 | 6 |
| 4 | 70 | 85 | 95 | 55 | 65 | 75 | 4 |
| 3 | 85 | 100 | 110 | 65 | 75 | 85 | 3 |
| 2 | 95 | 115 | 130 | 75 | 90 | 100 | 2 |
| 1 | 110 | 130 | 150 | 85 | 100 | 115 | 1 |
| 1/0 | 125 | 150 | 170 | 100 | 120 | 135 | 1/0 |
| 2/0 | 145 | 175 | 195 | 115 | 135 | 150 | 2/0 |
| 3/0 | 165 | 200 | 225 | 130 | 155 | 175 | 3/0 |
| 4/0 | 195 | 230 | 260 | 150 | 180 | 205 | 4/0 |
| 250 | 215 | 255 | 290 | 170 | 205 | 230 | 250 |
| 300 | 240 | 285 | 320 | 190 | 230 | 255 | 300 |
| 350 | 260 | 310 | 350 | 210 | 250 | 280 | 350 |
| 400 | 280 | 335 | 380 | 225 | 270 | 305 | 400 |
| 500 | 320 | 380 | 430 | 260 | 310 | 350 | 500 |
| 600 | 355 | 420 | 475 | 285 | 340 | 385 | 600 |
| 700 | 385 | 460 | 520 | 310 | 375 | 420 | 700 |
| 750 | 400 | 475 | 535 | 320 | 385 | 435 | 750 |
| 800 | 410 | 490 | 555 | 330 | 395 | 450 | 800 |
| 900 | 435 | 520 | 585 | 355 | 425 | 480 | 900 |
| 1000 | 455 | 545 | 615 | 375 | 445 | 500 | 1000 |
| 1250 | 495 | 590 | 665 | 405 | 485 | 545 | 1250 |
| 1500 | 520 | 625 | 705 | 435 | 520 | 585 | 1500 |
| 1750 | 545 | 650 | 735 | 455 | 545 | 615 | 1750 |
| 2000 | 560 | 665 | 750 | 470 | 560 | 630 | 2000 |
| FACTORES DE CORRECCIÓN | | | | | | | |
| Temp. Ambiente (°C) | Para Temperaturas Ambiente Diferentes de 30°C, (86°F): se Multiplican las Ampacidades Anteriores por los Factores Aseguidos Siguintes: | | | | | | Temp. Ambiente (°F) |
| 21-25 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 70-77 |
| 26-30 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 78-86 |
| 31-35 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 87-95 |
| 36-40 | 0,82 | 0,88 | 0,90 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 96-104 |
| 41-45 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 105-113 |
| 46-50 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 114-122 |
| 51-55 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 123-131 |
| 56-60 | --- | 0,58 | 0,71 | --- | 0,58 | 0,71 | 132-140 |
| 61-70 | --- | 0,33 | 0,58 | --- | 0,33 | 0,58 | 141-158 |
| 71-80 | --- | --- | 0,41 | --- | --- | 0,41 | 159-176 |

Nota: * Véase 240.4 (D)

Fuente: Código eléctrico nacional (NEC).

Anexo 7. **Tabla 4 del NEC, dimensión y área porcentual de los tubos y tuberías**

Tabla 4. Dimensiones y Área Porcentual de los Tubos y Tuberías (Áreas de Conductos o Tuberías para las Combinaciones de Conductores Permitidas en la Tabla 1, Capítulo 9).

| Designación/Tamaño | | Sección 358 □ Tubería Metálica Eléctrica (EMT) | | | | | | | | | |
|--------------------|-----------|--|------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--|
| | | Máx. de 2 Conductores | | | | | 1 Conductor | | | | |
| Métrico | Comercial | Diámetro Interno Nominal | Diámetro Interno | Área Total 100% | 2 Conductores 31% | Conductores 40% | 31% | 53% | 60% | 60% | |
| mm | mm | pulgadas | mm | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | |
| 16 | 1/2 | 15.8 | 0.622 | 196 | 0.304 | 61 | 0.094 | 78 | 0.122 | 104 | |
| 21 | 3/4 | 20.9 | 0.824 | 343 | 0.333 | 106 | 0.165 | 137 | 0.213 | 182 | |
| 27 | 1 | 26.6 | 1.049 | 556 | 0.364 | 172 | 0.268 | 222 | 0.346 | 295 | |
| 35 | 1 1/4 | 35.1 | 1.380 | 968 | 1.496 | 300 | 0.464 | 387 | 0.598 | 513 | |
| 41 | 1 1/2 | 40.9 | 1.610 | 1,314 | 2.036 | 407 | 0.631 | 526 | 0.814 | 696 | |
| 53 | 2 | 52.5 | 2.067 | 2,165 | 3.356 | 671 | 1.040 | 866 | 1.342 | 1,147 | |
| 63 | 2 1/2 | 69.4 | 2.731 | 3,783 | 5.858 | 1,173 | 1.816 | 2,343 | 3.005 | 3,105 | |
| 78 | 3 | 85.2 | 3.356 | 5,701 | 8.846 | 1,767 | 2.742 | 3,538 | 4.688 | 5,307 | |
| 91 | 3 1/2 | 97.4 | 3.834 | 7,451 | 11,545 | 2,310 | 3,579 | 4,618 | 6,119 | 6,927 | |
| 103 | 4 | 110.1 | 4.334 | 9,521 | 14,753 | 2,931 | 4,573 | 5,901 | 7,819 | 8,852 | |

| Designación/Tamaño | | Sección 362 □ Tubería No Metálica Eléctrica (ENT) | | | | | | | | | |
|--------------------|-----------|---|------------------|-----------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--|
| | | Máx. de 2 Conductores | | | | | 1 Conductor | | | | |
| Métrico | Comercial | Diámetro Interno Nominal | Diámetro Interno | Área Total 100% | 2 Conductores 31% | Conductores 40% | 31% | 53% | 60% | 60% | |
| mm | mm | pulgadas | mm | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | mm ² | |
| 16 | 1/2 | 14.2 | 0.560 | 158 | 0.246 | 49 | 0.076 | 63 | 0.099 | 84 | |
| 21 | 3/4 | 19.3 | 0.760 | 295 | 0.434 | 91 | 0.141 | 117 | 0.181 | 155 | |
| 27 | 1 | 25.4 | 1.000 | 507 | 0.785 | 157 | 0.243 | 203 | 0.314 | 269 | |
| 35 | 1 1/4 | 34 | 1.340 | 908 | 1,410 | 281 | 0.437 | 363 | 0.564 | 481 | |
| 41 | 1 1/2 | 39.9 | 1.570 | 1,250 | 1,936 | 388 | 0.600 | 500 | 0.774 | 663 | |
| 53 | 2 | 51.3 | 2.020 | 2,067 | 3,205 | 641 | 0.993 | 827 | 1,282 | 1,095 | |
| 63 | 2 1/2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 78 | 3 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 91 | 3 1/2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |

Fuente: Código eléctrico nacional (NEC).

Anexo 8. **Tabla 8 del NEC, propiedades de los conductores**

Tabla 8 Propiedades de Conductores.

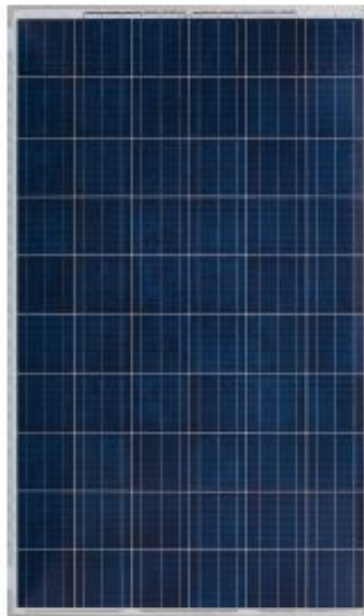
| Cable (AWG ó kcmil) | Área | | Conductores | | | | Resistencia cc a 75°C (167°F) | | | | | | |
|---------------------|-----------------|----------|-----------------|----------------|----------------|-------------|-------------------------------|----------|-------|--------|--------|--------|--------|
| | Trenzado | | Total | | Cobre | | Aluminio | | | | | | |
| | Numero de Hilos | Diametro | Diametro | Area (Seccion) | No Recubiertos | Recubiertos | Aluminio | Aluminio | | | | | |
| mm ² | mm | mm | mm ² | ohm/km | ohm/km | ohm/km | ohm/km | ohm/km | | | | | |
| 18 | 0.823 | 1.620 | 1 | 1.02 | 0.040 | 0.823 | 0.001 | 25.5 | 7.77 | 26.5 | 8.08 | 43.0 | 12.8 |
| 18 | 0.823 | 1.620 | 7 | 0.39 | 0.015 | 1.16 | 0.046 | 1.06 | 0.002 | 26.1 | 7.95 | 27.7 | 8.45 |
| 16 | 1.31 | 2.580 | 1 | - | - | 1.29 | 0.051 | 1.31 | 0.002 | 16.0 | 4.89 | 16.7 | 5.08 |
| 16 | 1.31 | 2.580 | 7 | 0.49 | 0.019 | 1.46 | 0.058 | 1.68 | 0.003 | 16.4 | 4.99 | 17.3 | 5.29 |
| 14 | 2.08 | 4.110 | 1 | - | - | 1.63 | 0.064 | 2.08 | 0.003 | 10.1 | 3.07 | 10.4 | 3.19 |
| 14 | 2.08 | 4.110 | 7 | 0.62 | 0.024 | 1.85 | 0.073 | 2.68 | 0.004 | 10.3 | 3.14 | 10.7 | 3.26 |
| 12 | 3.31 | 6.530 | 1 | - | - | 2.05 | 0.081 | 3.31 | 0.005 | 6.34 | 1.93 | 6.57 | 2.01 |
| 12 | 3.31 | 6.530 | 7 | 0.78 | 0.030 | 2.32 | 0.092 | 4.25 | 0.006 | 6.50 | 1.98 | 6.73 | 2.05 |
| 10 | 5.261 | 10.380 | 1 | - | - | 2.588 | 0.102 | 5.26 | 0.008 | 3.984 | 1.21 | 4.148 | 1.26 |
| 10 | 5.261 | 10.380 | 7 | 0.98 | 0.038 | 2.95 | 0.116 | 6.76 | 0.011 | 4.070 | 1.24 | 4.226 | 1.29 |
| 8 | 8.367 | 16.510 | 1 | - | - | 3.264 | 0.128 | 8.37 | 0.013 | 2.506 | 0.764 | 2.579 | 0.786 |
| 8 | 8.367 | 16.510 | 7 | 1.23 | 0.049 | 3.71 | 0.146 | 10.76 | 0.017 | 2.551 | 0.778 | 2.653 | 0.809 |
| 6 | 13.30 | 26.240 | 7 | 1.56 | 0.061 | 4.67 | 0.184 | 17.09 | 0.027 | 1.608 | 0.491 | 1.671 | 0.510 |
| 4 | 21.15 | 41.740 | 7 | 1.96 | 0.077 | 5.89 | 0.232 | 27.19 | 0.042 | 1.010 | 0.308 | 1.053 | 0.321 |
| 3 | 26.67 | 52.620 | 7 | 2.20 | 0.087 | 6.60 | 0.260 | 34.28 | 0.053 | 0.802 | 0.245 | 0.833 | 0.254 |
| 2 | 33.62 | 66.360 | 7 | 2.47 | 0.097 | 7.42 | 0.292 | 43.23 | 0.067 | 0.634 | 0.194 | 0.661 | 0.201 |
| 1 | 42.41 | 83.690 | 19 | 1.69 | 0.066 | 8.43 | 0.332 | 55.80 | 0.087 | 0.505 | 0.154 | 0.524 | 0.160 |
| 1/0 | 53.49 | 105.600 | 19 | 1.89 | 0.074 | 9.45 | 0.372 | 70.41 | 0.109 | 0.399 | 0.122 | 0.415 | 0.127 |
| 2/0 | 67.43 | 133.100 | 19 | 2.13 | 0.084 | 10.62 | 0.418 | 88.74 | 0.137 | 0.3170 | 0.0967 | 0.329 | 0.101 |
| 3/0 | 85.01 | 167.800 | 19 | 2.39 | 0.094 | 11.94 | 0.470 | 111.9 | 0.173 | 0.2512 | 0.0766 | 0.2610 | 0.0797 |
| 4/0 | 107.2 | 211.600 | 19 | 2.68 | 0.106 | 13.41 | 0.528 | 141.1 | 0.219 | 0.1996 | 0.0608 | 0.2050 | 0.0626 |
| 250 | -- | -- | 37 | 2.09 | 0.082 | 14.61 | 0.575 | 168 | 0.260 | 0.1687 | 0.0515 | 0.1753 | 0.0535 |
| 300 | -- | -- | 37 | 2.29 | 0.090 | 16.00 | 0.630 | 201 | 0.312 | 0.1409 | 0.0429 | 0.1463 | 0.0446 |
| 350 | -- | -- | 37 | 2.47 | 0.097 | 17.30 | 0.681 | 235 | 0.364 | 0.1205 | 0.0367 | 0.1252 | 0.0382 |

Fuente: Código eléctrico nacional (NEC).

Anexo 9. Ficha técnica del panel fotovoltaico Yingli Solar utilizado como referencia.

**YGE 60 Cell
40mm SERIES**
Powered by **YINGLI**

YL260P-29b
YL255P-29b
YL250P-29b
YL245P-29b
YL240P-29b



YINGLI GREEN ENERGY

Yingli Green Energy (NYSE: YGE) es uno de los mayores fabricantes fotovoltaicos verticalmente integrado, que comercializa sus productos bajo la marca "Yingli Solar". Con más de 7GW de módulos instalados a nivel mundial, somos una empresa líder en energía solar basándonos en la fiabilidad de un producto probado y un rendimiento sostenible. Yingli es la primera empresa de energías renovables y la primera compañía China que patrocina la Copa Mundial de la FIFA™.

RENDIMIENTO

- Células solares multicristalinas de alta eficiencia y un vidrio texturizado de alta transmitancia que permiten alcanzar una eficiencia del módulo de hasta el 16,2% lo que minimiza los costos de instalación y maximiza la producción energética del sistema por unidad de superficie.
- Tolerancia positiva ajustada de 0W a +5W asegurando una potencia en los módulos igual o superior a la nominal, contribuyendo a su vez a minimizar las pérdidas por dispersión de parámetros y a mejorar el rendimiento del sistema.
- Alta clasificación en las pruebas de rendimiento energético realizadas por TÜV "TÜV Rheinland Energy Yield Test" y en el "Photon Test", demostrando un alto rendimiento y una producción anual elevada.

FIABILIDAD

- Pruebas de laboratorios independientes demuestran que los módulos Yingli Solar:
 - ✓ Cumplen completamente con los certificados y normativas vigentes.
 - ✓ Soportan cargas de viento de hasta 2,4kPa y cargas de nieve de hasta 5,4kPa, confirmando así su estabilidad mecánica.
 - ✓ Resisten satisfactoriamente la exposición a niebla salina en su punto más severo y en ambientes con alto contenido de amoníaco, asegurando así el rendimiento en condiciones adversas.
- Empresa certificada por TÜV Rheinland ISO 9001: 2008, ISO14001: 2004, BS OHSAS 18001: 2007.

GARANTÍAS

- Garantía de producto limitada de 10 años¹.
 - Garantía de potencia limitada¹: 10 años al 91,2% de la potencia de salida mínima y 25 años al 80,7% de la potencia de salida mínima.
- ¹ En cumplimiento de nuestros términos y condiciones de garantía.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, CE, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA 8000, PV Cycle



YINGLISOLAR.COM

Continuación del anexo 9.

YGE 60 Cell 40mm SERIES

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

| Parámetros eléctricos para STC | | | |
|--------------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------|
| Tipos de Módulos | YGE60P216 (con P _{max}) | | |
| Potencia de salida | P _{max} | W | 210 200 200 200 200 |
| Tolerancia | ΔP _{max} | W | 0 / ±3 |
| Volaje del módulo | V _{oc} | V | 13,8 13,6 13,2 13,2 14,7 |
| Tensión en P _{max} | V _{mp} | V | 30,3 30,0 29,8 29,6 29,3 |
| Intensidad en P _{max} | I _{mp} | A | 6,99 6,69 6,39 6,28 6,18 |
| Tensión en circuito abierto | V _{oc} | V | 37,7 37,7 37,6 37,6 37,8 |
| Intensidad en cortocircuito | I _{sc} | A | 9,09 9,01 9,02 8,83 8,78 |

STC: 1000 W/m² irradiancia, 25°C Temperatura, AM1.5 distribución espectral según EN 60904-3
 Radiación media de la superficie relativa de 1% ± 200 W/m² según EN 60904-1

| Parámetros Eléctricos en Temperatura de Operación Nominal de la Célula (T _{NOC}) | | | |
|--|------------------|---|-------------------------------|
| Potencia de salida | P _{max} | W | 199,7 196,0 192,4 176,7 176,1 |
| Tensión en P _{max} | V _{mp} | V | 27,6 27,6 27,2 27,0 26,8 |
| Intensidad en P _{max} | I _{mp} | A | 6,87 6,79 6,71 6,62 6,54 |
| Tensión en circuito abierto | V _{oc} | V | 36,8 36,8 36,7 36,6 36,6 |
| Intensidad en cortocircuito | I _{sc} | A | 7,38 7,28 7,21 7,14 7,07 |

T_{NOC}: Temperatura en circuito abierto del módulo a 1000 W/m² de irradiancia, 35°C de temperatura ambiente y 1m de distancia del viento

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

| Temperatura de Operación Nominal de la Célula | T _{NOC} | °C | 46 ± 2 |
|---|------------------|------|--------|
| Coefficiente de temperatura para P _{max} | γ | W/°C | -0,42 |
| Coefficiente de temperatura para V _{oc} | β _{Voc} | W/°C | -0,32 |
| Coefficiente de temperatura para I _{sc} | β _{Isc} | W/°C | 0,08 |
| Coefficiente de temperatura para V _{mp} | β _{Vmp} | W/°C | -0,42 |

CONDICIONES DE OPERACIÓN

| | |
|---|---------------------|
| Máxima tensión del sistema | 1000V _{DC} |
| Valor máximo del fusible en serie | 15A |
| Limitación de corriente inversa | 15A |
| Rango de temperaturas de funcionamiento | -40°C hasta 85°C |
| Máxima carga sellada frontal (diaria) | 5400Pa |
| Máxima carga sellada posterior (diaria) | 2400Pa |
| Max. impacto por granizo (diámetro / velocidad) | 25mm / 23m/s |

MATERIALES

| | |
|--|--|
| Cáscara frontal (material / espesor) | Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm |
| Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / Número de Busbars) | 60 / célula monocristalina / 156 x 156 mm / 2 x 3 |
| Empaquetado (material) | Bisfenol-A (BPA) |
| Marco (material / color / color del anodizado / sellado del marco) | Aluminio anodizado / plate / clear / material de sellado |
| Caja de conexiones (grado de protección) | IP65 |
| Cable (longitud / sección) | 1100mm / 4mm ² |
| Conector (tipo / grado de protección) | MCA / PV2 o YTB-1 / PV2 o Amphenol HS / PV6 |

* Debido a la continua innovación, investigación y mejora de productos, la información y las especificaciones dadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
 * Los datos son orientativos a un solo módulo y no son para la línea, usar sólo para su comparación entre diferentes tipos de módulos.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

service@yinglisolar.com

Tel: 0086-312-8929802

YINGLISOLAR.COM

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | DS_YGE60Cell 216_40mm_SP_201401_v1

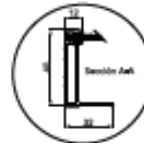
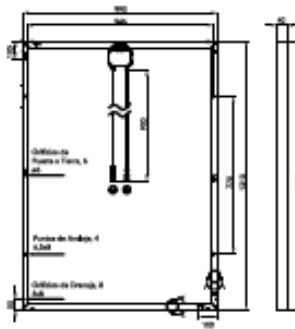
CARACTERÍSTICAS GENERALES

| | |
|--|-----------------------|
| Dimensiones (Longitud / anchura / profundidad) | 1600mm / 900mm / 40mm |
| Peso | 18,5kg |

ESPECIFICACIONES DEL EMBALAJE

| | |
|---|--------------------------|
| Número de módulos por pallet | 20 |
| Número de pallets por contenedor (40') | 20 |
| Dimensiones del Embalaje (Longitud / anchura / profundidad) | 1710mm / 1340mm / 1170mm |
| Peso del pallet | 514kg |

Unidades: mm



⚠ Advertencia: Leer el Manual de Instalación y Usar en su totalidad antes de manejar, instalar y operar módulos Yingli.

Nuestro Colaborador



Fuente: Hoja de datos Yingli Solar.

Anexo 10. Ficha técnica del Inversor power one Aurora utilizado como referencia.

power-one
Renewable Energy Solutions

AURORA

PVI-10.0-I

**GENERAL SPECIFICATIONS
OUTDOOR MODELS**

Designed for commercial usage, this three-phase inverter is highly unique in its ability to control the performance of the PV panels, especially during periods of variable weather conditions. This device has two independent MPPTs and efficiency ratings of up to 97.3%.

The input voltage range makes the inverter suitable to installations with reduced string size. The HF Isolation allows positive or negative ground configuration.

It is available with an optional fully-integrated DC combiner box equipped with DC or AC and DC disconnect switches and DC fuses. The unit is free of electrolytic capacitors, leading to a longer product lifetime and reliability.

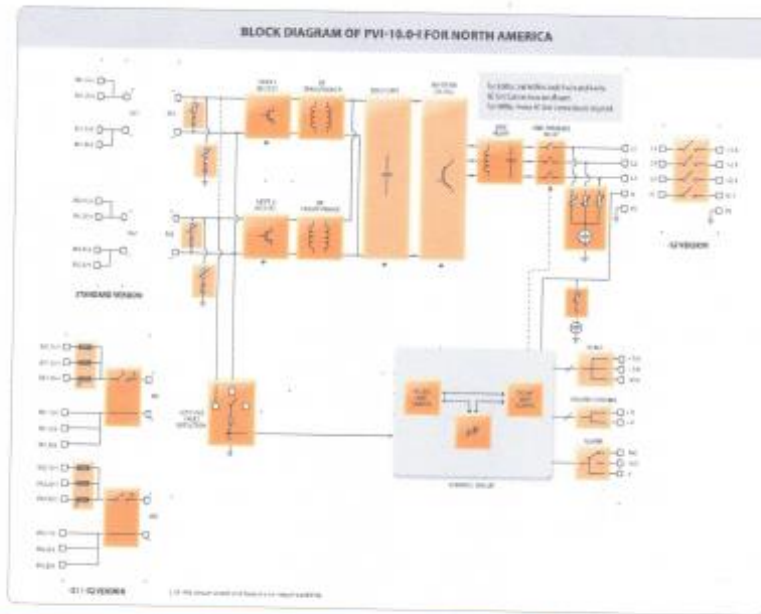
Features

- High speed and precise MPPT algorithm for real time power tracking and improved energy harvesting
- Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range
- Electrolyte-free power converter to further increase the life expectancy and long term reliability
- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Night wake up button to access energy harvesting data and error log when inverter is sleeping
- Dual input sections with independent MPPT allow optimal energy harvest from two solar panel strings

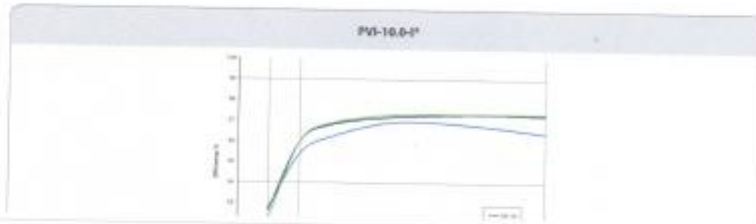
Continuación del anexo 10.

| TECHNICAL DATA | VALUES | PVI-10.0-4-OUTD-US | | PVI-10.0-4-OUTD-CAN | | |
|--|-------------|---|--------------|---|--------------|---|
| Nominal Output Power | W | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| Maximum Output Power | W | 1000** | 1000** | 1000*** | 1000*** | 1000*** |
| Rated Grid AC Voltage | V | 208 | 480 | 208 | 480 | 600 |
| Input Side (DC) | | 2, programmable as a single parallel input | | 2, programmable as a single parallel input | | |
| Number of Independent MPPT Channels | | 2, programmable as a single parallel input | | 2, programmable as a single parallel input | | |
| Maximum Usable Power for Each Channel | W | 600 | | 600 | | |
| Absolute Maximum Voltage (Vmax) | V | 520 | | 520 | | |
| Start-Up Voltage (Vstart) | V | 280 (A), 120-500 | | 280 (A), 120-500 | | |
| Full Power MPPT Voltage Range | V | 220-470 | | 220-470 | | |
| Operating MPPT Voltage Range | V | 0.7 x Vmax-520 | | 0.7 x Vmax-520 | | |
| Maximum Current (Imax) for both MPPT in Parallel | A | 48 | | 48 | | |
| Maximum Usable Current per Channel | A | 24 | | 24 | | |
| Maximum Short Circuit Current Limit per Channel | A | 20 | | 20 | | |
| Number of Wire Lending Terminals per Channel | | Standard version: 2, 51-52 version: 3 | | Standard version: 2, 51-52 version: 3 | | |
| Array Wiring Termination Type | | Terminal Block, Pressure Clamps, 26AWG-6AWG | | Terminal Block, Pressure Clamps, 26AWG-6AWG | | |
| Output Side (AC) | | | | | | |
| Grid Connection Type | | 3Ø/1W or 2Ø+Ground | 3Ø/3W+Ground | 3Ø/1W or 4Ø+Ground | 3Ø/3W+Ground | 3Ø/3W or 4W+Ground |
| Adjustable Voltage Range (Vmin-Vmax) | V | 280-228 | 422-528 | 280-228 | 422-528 | 528-600 |
| Grid Frequency | Hz | 60 | | 60 | | |
| Adjustable Grid Frequency Range | Hz | 57-63 | | 57-63 | | |
| Maximum Current (Iac max) | Aca | 30.0 | | 30.0 | | 10.8 |
| Power Factor | | >0.985 (+/-0.01) | | >0.985 (+/-0.01) | | |
| Total Harmonic Distortion At Rated Power | % | <2 | | <2 | | |
| Grid Wiring Termination Type | | Terminal Block, Pressure Clamps, 12AWG-6AWG | | Terminal Block, Pressure Clamps, 12AWG-6AWG | | |
| Protection Devices | | | | | | |
| Input | | | | | | |
| Reverse Polarity Protection | | Yes | | Yes | | |
| Over-Voltage Protection Type | | Voltage, 2 for each channel | | Voltage, 2 for each channel | | |
| PV Array Ground Fault Detection | | GFD (GFD fuse) per UL1741/NEC690.5(A) | | GFD (GFD fuse) per UL1741/NEC690.5(A) | | |
| Output | | | | | | |
| Anti-Islanding Protection | | Meets UL1741/IEEE1547 requirements | | Meets UL1741/IEEE1547 requirements | | |
| Over-Voltage Protection Type | | Voltage, One per line + spark gap to Ground | | Voltage, One per line + spark gap to Ground | | |
| Efficiency | | | | | | |
| Maximum Efficiency | % | 96.5 | | 97.2 | | 97.3 |
| CEC Efficiency | % | 96.2 | | 97.0 | | 97.0 |
| Operating Parameters | | | | | | |
| Feeder Power Threshold | VRMS | 30 | | 30 | | |
| Stand-by Consumption | VRMS | +0 | | +0 | | |
| Communication | | | | | | |
| User-Interface (Display) | | 16 Characters x 2 lines LCD display | | 16 Characters x 2 lines LCD display | | |
| Remote Monitoring (Telnet/Modem) | | ALROBA-UNIVERSAL (opt.) | | ALROBA-UNIVERSAL (opt.) | | |
| Web Local Monitoring (Telnet/Modem) | | PV-USB-5485_232 (opt.), PV-DESKTOP (opt.) | | PV-USB-5485_232 (opt.), PV-DESKTOP (opt.) | | |
| Wireless Local Monitoring | | PV-DESKTOP (opt. with PV-RADIO MODULE (opt.)) | | PV-DESKTOP (opt. with PV-RADIO MODULE (opt.)) | | |
| Environmental | | | | | | |
| Ambient Air Operating Temperature Range | °C | -13 to +140 (-25 to +60) (Derating above +122 (+50)) | | -13 to +140 (-25 to +60) (Derating above +122 (+50)) | | -13 to +140 (-25 to +60) (Derating above +113 (+45)) |
| Ambient Air Storage Temperature Range | °C | -40 to +176 (-40 to +300) | | -40 to +176 (-40 to +300) | | |
| Relative Humidity | %RH | 0-100 (non-condensing) | | 0-100 (non-condensing) | | |
| Acoustic Noise Emission Level | dB (A) @ 1m | 48 | | 48 | | |
| Maximum Operating Altitude without Derating | ft/m | 6560 (2000) | | 6560 (2000) | | |
| Mechanical Specifications | | | | | | |
| Enclosure rating | | NEMA 4X | | NEMA 4X | | |
| Cooling | | Natural Convection | | Natural Convection | | |
| Dimensions (H x W x D) | ft/inch | 28.2" x 26.4" x 8.7" / 716mm x 669mm x 222mm 37.7" x 26.4" x 8.7" / 952mm x 669mm x 222mm (5/51-52 version) (5/51-52 version) | | 28.2" x 25.4" x 8.7" / 716mm x 645mm x 222mm 37.7" x 25.4" x 8.7" / 952mm x 645mm x 222mm (5/51-52 version) (5/51-52 version) | | |
| Unit Weight | kg/lb | 10 (45.8) (55 version), 10 (46.5) (51 version), 11 (49.1) (52 version) | | 10 (45.8) (55 version), 10 (46.5) (51 version), 11 (49.1) (52 version) | | |
| Shipping Weight | kg/lb | with pallet: 256 (115), without pallet: 140 (63) Bottom: (1) 1/2" (38.1) 1" pluggable opening, (8) 1/2" pluggable opening / Left and Right Side: (1) Concentric BNCs 3/4", 1" Back: (1) Concentric BNCs 3/4", 1", (2) Concentric BNCs 3/4", 1" | | with pallet: 254 (115), without pallet: 140 (63) Bottom: (1) 1/2" (38.1) 1" pluggable opening, (8) 1/2" pluggable opening / Left and Right Side: (1) Concentric BNCs 3/4", 1" Back: (1) Concentric BNCs 3/4", 1", (2) Concentric BNCs 3/4", 1" | | |
| Conduit Connections | | | | | | |
| Mounting System | | Wall Bracket | | Wall Bracket | | |
| Ground Fault Detector Fuse Size/Type | A/V / mm | 1-680/10x38 | | 1-680/10x38 | | |
| Optional String Combiner Fuse Size/Type | A, A/V / mm | 12, 15-680/10x38 | | 12, 15-680/10x38 | | |
| DC Switch Current Rating (Per Contact) | A | 32 | | 32 | | |
| Safety | | | | | | |
| Isolation Level | | Isolated - High frequency transformer | | Isolated - High frequency transformer | | |
| Safety and EMC Standard | | UL1741, CSA 22.2 #107.1-01 | | UL1741, CSA 22.2 #107.1-01 | | |
| Safety Approval | | CSA | | CSA | | |

Continuación del anexo 10.




Block Diagram and Efficiency Curves



Fuente: Hoja de datos de inversor Aurora Trio power one distribuido por ABB.


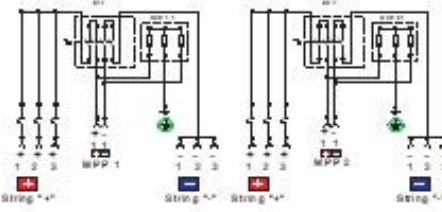
Anexo 11. **Ficha técnica de la caja combinadora utilizada como referencia**



DC-combiner boxes
Typ: S-1000-2x3RT-T30-Y-PC-4.0

Artikel-Nr. 20001011

| | | | |
|---|--------------------------|-------------------|---------------------------------|
| max. U _{oc} | 1000VDC | connection-IN | push-wire clamp 6 ² |
| max. U _{MPP} (U _v) | 1000VDC | connection-OUT | push-wire clamp 16 ² |
| max. I _{sc} (string) | 30A | string-fuses | - |
| max. I _{sc} (Σ) | 30A | string-diodes | - |
| strings | 3 | string-monitor | - |
| Multi-MPP | 2 | enclosure | PE5; polycarbonate |
| circuit-breaker | DC21-A | dimension (WxHxD) | 250x870x122mm |
| overvoltage protection | C | cable entry | DN-cable glands |
| protection class | I, protection insulation | | |

enwi-atec GmbH
Scharnweis 2
84329 Roggling
Germany

Phone +49 8725 9664-0
Fax +49 8725 9664-96
Info@enwi-atec.com
www.enwi-atec.com

Branch Office France
58 Avenue de Wagram
75017 Paris
France

Phone +33 786 638126
Fax +33 957 257249
Info@enwi-atec.com
www.enwi-atec.com

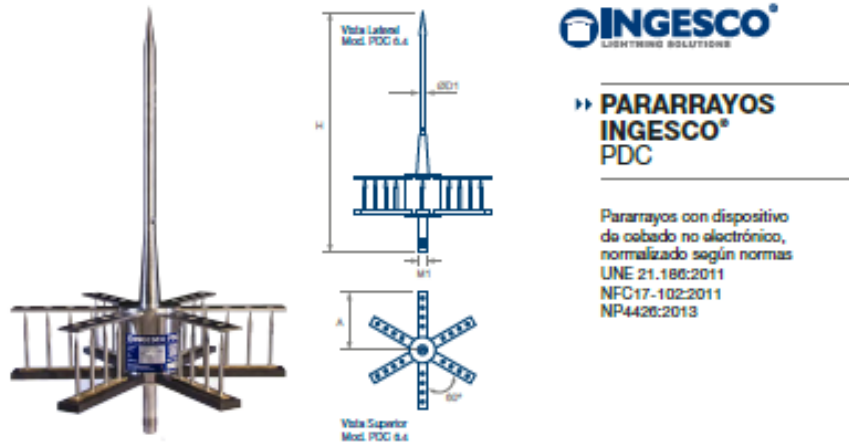
engineering with innovation

© 2011 enwi-atec GmbH. All rights reserved. For the complete list of products and services, please refer to the enwi-atec website: www.enwi-atec.com

GB: GAK_V1_20001011_2004/2011

Fuente: Hoja de datos de caja combinadora DC S 1000 2X3RT T30 Y PC 4.0.

Anexo 12. Ficha técnica de pararrayos Ingesco PDC utilizado como referencia



PARARRAYOS INGESCO® PDC

Pararrayos con dispositivo de cebado no electrónico, normalizado según normas UNE 21.186:2011 NFC17-102:2011 NP4426:2013

funcionamiento

El diseño del pararrayos INGESCO® PDC permite producir una ionización de las partículas de aire alrededor de la punta del captador, que genera un trazador ascendente dirigido hacia la nube. Esta corriente de iones intercepta y canaliza desde su origen la descarga eléctrica del rayo.

Entre el conjunto excitador (que se encuentra al mismo potencial que el aire circundante) y la punta y el conjunto deflector (que se hallan a igual potencial que la tierra) se

establece una diferencia de potencial que es tanto más elevada cuanto más alto es el gradiente de potencial atmosférico, es decir, cuanto más inminente es la formación del rayo.

La obtención, mediante ensayos de laboratorio, del valor Δt (incremento del tiempo de cebado) permite establecer una correlación entre la velocidad de propagación de la corriente de iones y la distancia de impacto del rayo, a partir de la cual se calcula el radio de protección para

cada modelo de pararrayos (ver cuadro adjunto).

El conocimiento de estos radios de protección nos permite seleccionar el modelo de pararrayos más adecuado a las características de la estructura a proteger, de acuerdo con la normativa reguladora del CTE (Código Técnico de la Edificación).

niveles de protección

| Model | PDC 3.1 | PDC 3.3 | PDC 4.3 | PDC 5.3 | PDC 6.3 | PDC 6.4 |
|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Ref. | 101000 | 101001 | 101003 | 101005 | 101008 | 101009 |
| τ | 15 μ s | 25 μ s | 34 μ s | 43 μ s | 54 μ s | 60 μ s |
| NIVEL I | 35 m | 45 m | 54 m | 63 m | 74 m | 80 m |
| NIVEL II | 45 m | 55 m | 64 m | 73 m | 84 m | 90 m |
| NIVEL III | 60 m | 70 m | 79 m | 88 m | 99 m | 105 m |
| NIVEL IV | 75 m | 85 m | 94 m | 103 m | 114 m | 120 m |

Radio de protección calculados según el Código Técnico de la Edificación.

especificaciones técnicas

| Mod. | Ref. | Mat. | H (mm) | D1 (mm) | M1 | A (mm) | Peso (g) |
|---------|--------|------|--------|---------|------|--------|----------|
| PDC 3.1 | 101000 | Inox | 387 | 16 | M 20 | 95 | 2350 |
| PDC 3.3 | 101001 | Inox | 598 | 16 | M 20 | 156 | 3200 |
| PDC 4.3 | 101003 | Inox | 598 | 16 | M 20 | 156 | 3400 |
| PDC 5.3 | 101005 | Inox | 598 | 16 | M 20 | 156 | 3600 |
| PDC 6.3 | 101008 | Inox | 598 | 16 | M 20 | 156 | 3800 |
| PDC 6.4 | 101009 | Inox | 598 | 16 | M 20 | 186 | 4150 |

ingesco.com

Continuación del anexo 12

► características y beneficios

| | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">- 100% de eficacia en descarga.- Nivel de protección clasificado de muy alto.- Garantía de continuidad eléctrica. No ofrece resistencia al paso de la descarga.- Pararrayos no electrónico; garantía de máxima durabilidad.- Conserva todas sus propiedades técnicas iniciales después de cada descarga.- Al no incorporar ningún elemento electrónico, no es fungible.- No precisa de fuente de alimentación externa.- Garantía de funcionamiento en cualquier condición atmosférica.- Alta resistencia a la temperatura.- Alta resistencia a la intemperie y atmósferas corrosivas. | <p>El terminal aéreo de captación INGESCO® PDC, cumple las siguientes especificaciones técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none">- Dispone de un doble dispositivo de cebado:<ul style="list-style-type: none">- Un dispositivo de anticipación del trazador ascendente- Un condensador electroatmosférico- Un acelerador atmosférico- Un sistema de aislamiento certificado por el Laboratorio de Alta Tensión LABELEC.- Su estructura está fabricada en Acero Inoxidable AISI316L.- Dispositivo de cebado fabricado en Acero Inoxidable AISI 316L y poliamida (PA66). <p>Queda así garantizado su efectivo funcionamiento en cualquier condición atmosférica y ambiental.</p> |
|--|--|

► instalación

La instalación de un pararrayos **INGESCO® PDC** debe seguir las prescripciones de las normas UNE 21.186:2011, NFC 17-102:2011 NP 4426:2013 y IEC 62.305, y debe tener en cuenta las recomendaciones siguientes:

- La punta del pararrayos debe estar situada, como mínimo, dos metros por encima del punto más alto de la edificación que protege.
- Para su instalación sobre el mástil, el pararrayos precisará de la correspondiente pieza de adaptación.
- Se deberá proteger el cableado de las cubiertas contra las sobretensiones y conectar a los bajantes las masas metálicas presentes dentro de la zona de seguridad.
- El pararrayos debe conectarse a una toma de tierra mediante uno o varios cables conductores que bajarán, siempre que sea posible, por el exterior de la construcción, con la trayectoria más corta y rectilínea posible.
- La toma o tomas de tierra, cuya resistencia no puede superar los 10 ohmios, deben garantizar una dispersión lo más rápida posible de la descarga del rayo.

► normativas | ensayos | certificados

INGESCO® PDC, cumple los requerimientos contenidos en las normativas siguientes:

- + C.T.E.(Código Técnico de la Edificación) + NFC 17-102:2011
- + UNE 21.186:2011 + IEC 62.561/1
- + IEC 62.305 + NP4426:2013

Además de todas las especificaciones descritas para este tipo de componentes en el Reglamento de Alta Tensión por el Ministerio de Industria y Energía, Registro Industrial nº150.032, (Ministerio de Industria y Energía), fabricado desde 1984, es el primer pararrayos con dispositivo de cebado no electrónico en cumplir con la Norma UNE 21.186

El pararrayos **INGESCO® PDC** ha superado con éxito los ensayos y pruebas de certificación siguientes:

- Ensayo de evaluación del tiempo de cebado de pararrayos PDC (Anexo C UNE 21.186:2011), en el Laboratorio de Alta Tensión LABELEC.
- Certificado de corriente soportada según IEC 62.561/1, emitido por el Laboratorio de Alta Tensión LABELEC.
- Certificado de aislamiento en condiciones de lluvia, emitido por el Laboratorio de Alta Tensión LABELEC.



ODESA DESARROLLOS SL
C/Alto 21, 08025 Terrasa (Barcelona) | Spain
T: 907 360 315 | T (+34) 907 360 314
F: 907 360 312
central@ingesco.com



**PARARRAYOS
INGESCO® PDC**

ingesco.com

Fuente: Hoja de datos de pararrayos Ingesco PDC.