

UNIVERSIDAD DON BOSCO



VICERRECTORÍA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

TRABAJO DE GRADUACIÓN:

“FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA EL
APROVECHAMIENTO DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIANTE
TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA EN LAS INSTALACIONES DEL CRINA”

PARA OPTAR AL GRADO DE
Maestro en Gestión de Energías Renovables

ASESOR:
Álvaro Flamenco

PRESENTADO POR:
Marx Ernesto Arévalo Cortes
Jorge Arturo Cortez Bolaños
Nelson Wilfredo Serrano Martínez

Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, Centroamérica

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de graduación consiste en la evaluación técnica y económica para el aprovechamiento de la radiación solar mediante la elaboración de la ingeniería de detalle (incluyendo estimación de costos para suministro y montaje) de un sistema solar fotovoltaico (SSFV) en las instalaciones del Centro de Rehabilitación Integral para la Niñez y la Adolescencia (CRINA), San Salvador, El Salvador.

El punto de partida para la elaboración de este trabajo ha sido en primer lugar una evaluación en campo de áreas disponibles y las condiciones de la infraestructura existente mediante inspecciones visuales, y así recomendar la zona óptima en la cual se ha de implementar el generador fotovoltaico, lugar que fue confirmado mediante estudios posteriores como el estructural, distancia entre el proyecto y el punto de conexión eléctrica a la red, estudio de la demanda de energía, etc., resultando el techo del gimnasio como el más favorable dado que ahí también se está proyectando el remplazo de su cubierta.

Lo anterior también ha sido corroborado por información proporcionada por el CRINA, sobre estudios de prefactibilidad realizados por instituciones gubernamentales como el Consejo Nacional de Energía (CNE), Unidad de Planificación del Ministerio de Salud y la Universidad de El Salvador.

Los resultados de las evaluaciones en campo y análisis de información proporcionada por el CRINA condujeron a la selección y diseño de un sistema fotovoltaico, así como el análisis estructural de la cubierta de techo y finalmente un análisis financiero del proyecto de diseño; resultados que son presentados en este trabajo y como se describe más adelante en los capítulos 3 y 4.

El capítulo 3 describe la metodología utilizada para el diseño del generador fotovoltaico y la propuesta electromecánica y civil del sistema. En términos generales el sistema diseñado consta de un generador fotovoltaico diseñado con 168 módulos policristalinos con una potencia total de 44.5 kWp y estará compuesto de un arreglo de 12 grupos en paralelo y cada grupo de 14 módulos conectados en serie. En este capítulo también se detalla la ubicación del sistema sobre la cubierta de techo, así como el diseño de la obra civil de la nueva estructura de techo que complementa todo proyecto electromecánico y estructura de soporte.

En el capítulo 4, se presentan los costos de inversión de la estructura de obra civil y el generador fotovoltaico; se hace un análisis económico de la rentabilidad del proyecto, en dicho análisis se han obtenido los indicadores económicos que justifican la viabilidad de la inversión a largo plazo del proyecto con y sin cambio de estructura de techo. Se ha considerado para su análisis

una vida estimada del proyecto de 20 años, lo cual es consecuente con la vida útil de los módulos fotovoltaicos.

Los datos que han servido de punto de partida para el análisis financiero se indican en la siguiente tabla:

Calculo de energía autoconsumo e inyectada a la red		
Energía producida en un año por el Sistema Fotovoltaico	64.72	MWh
Energía producida por día	177.31	kWh
Energía diaria consumida en días laborales (237 días en el año):	42022.37	kWh
Energía consumida en festivos y fines de semana (11 kWh/día)	1408.00	kWh
Total autoconsumo al año (días laborables, fines de semana y festivos)	43.43	MWh
Total energía excedente al año (no consumida en fines de semana y días festivos)	21.29	MWh

En la siguiente tabla se presentan los indicadores económicos obtenidos para el sistema fotovoltaico diseñado.

Sistema Fotovoltaico (sin estructura de techo)	Indicador Económico
VAN	\$10,033
TIR	9.80%
PAYBACK (Año)	8.6

Como puede apreciarse en los indicadores económicos obtenidos, el sistema evaluado genera ahorros a la institución por lo que se considera factible su ejecución, dado que el Valor Actual Neto VAN es positiva y la tasa Interna de Retorno TIR es mayor que la tasa de descuento (8%) fijada para el análisis económico.

Finalmente es importante no dejar de lado otros aspectos dentro del presente documento y es que se trata de un proyecto verde que no sólo ayuda a minimizar los costos de facturación eléctrica, sino que le da una mayor proyección social a la institución, catalogándola como una entidad que cree y promueve el cuidado del medio ambiente. En la siguiente tabla se presentan los beneficios ambientales por Reducción en las Emisiones de CO₂ y sus unidades equivalentes que producirá la implementación del sistema fotovoltaico en el CRINA.

Indicador Equivalente (Cantidades Anuales)	Descripción de la Equivalencia
64,718.0	Electricidad Generada (electricidad que se evitó tomar de la red) (kWh)
36.825	Toneladas Métricas de CO ₂ dejadas de emitir (FACTOR DE EMISION EL SALVADOR 2011: 0.569 TN de CO ₂ /MWh) ¹
39.51	Número de barriles de petróleo que se dejarían de utilizar
63.59	Número de casas que se puede suministrar energía con el sistema diseñado

¹ <http://unfccc.int/>

INDICE

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. OBJETIVOS:.....	2
1.2.1 General.....	2
1.2.2 Específicos.....	2
1.3. ALCANCES	3
1.4. ANTECEDENTES	4
1.4.1. Datos generales del CRINA	4
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO.	6
2.1. EL RECURSO SOLAR.....	6
2.1.1. La luz solar	6
2.1.2. Geometría Solar.....	7
2.1.3. Radiación Solar	7
2.2. RADIACIÓN EN EL SALVADOR.....	9
2.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL SALVADOR	10
2.4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	12
2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	13
2.5.1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados	13
2.5.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	14
2.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	16
2.7. LA CÉLULA FOTOVOLTAICA	16
2.8. ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.8.1 Módulo Solar Fotovoltaico.....	17
CAPITULO 3. METODOLOGÍA PARA DIMENSIONAMIENTO Y PROPUESTA ELECTROMECAÁNICA Y CIVIL	19
3.1. UBICACIÓN Y CONEXIÓN DEL SSFV A LA RED.....	20
3.1.1 Interconexión del sistema fotovoltaico a la red.....	20

3.1.2 Datos del consumo de energía de las instalaciones del CRINA, desde el año 2012-2018	22
3.1.3. Factor de carga de las subestaciones	24
3.2 NORMATIVA SALVADOREÑA APLICADA AL DIMENSIONAMIENTO DEL SSFV	25
3.3 DIMENSIONAMIENTO DE GENERADOR FOTOVOLTAICO	27
3.3.1. Descripción general.....	27
3.3.2. Diseño eléctrico.....	27
3.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES.....	31
3.4.1 Selección del Módulo Fotovoltaico.....	31
3.4.2 Selección del Inversor	32
3.4.3 Cuadro resumen del Diseño	35
3.4.4 Dimensionamiento de las Protecciones Eléctricas del SSFV.....	36
3.4.4.1 Cálculo de corriente de cada cadena.....	36
3.4.4.2 Dimensionamiento de cableado y dispositivos AC según norma NEC.....	38
3.4.5 Selección de Equipos Principales.....	39
3.4.5.1 Cajas combinadoras (Combiner box)	39
3.4.5.2 Fusible y porta fusible.....	40
3.4.5.3 Estructura metálica y accesorios para soporte	41
3.4.5.4 Componentes de las estructuras co-planares	42
3.5 ANÁLISIS DE SOMBRAS SOBRE EL SSFV	45
3.6 PARARRAYO	47
3.7 RED DE TIERRA	48
3.8 PROPUESTA DE OBRA CIVIL	50
3.8.1 Descripción General	50
3.8.2. Columnas de concreto reforzado.	52
3.8.3. Estructura metálica de techo.....	54
3.8.4. Cubierta de Techo.....	55
3.8.5. Escalera de mantenimiento.....	57
CAPITULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA DISEÑADO.....	59

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL	59
4.2 METODOLOGÍA.....	59
4.3 PRESUPUESTO.....	60
4.4 SUPUESTOS PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....	62
4.5 ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE COSTOS Y RESUMEN DE AHORROS OBTENIDOS	64
4.6 ANÁLISIS DE INDICADORES ECONÓMICOS	67
4.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO	68
CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFIA	72
ANEXOS	73

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

TABLAS:

<i>Tabla 1. Resumen de Proyectos Fotovoltaicos Instalados en El Salvador hasta el 2018. (Fuente: Elaboración Propia).</i>	12
<i>Tabla 2. Porcentaje de cargas de subestaciones del CRINA. (Romero, 2014).</i>	21
<i>Tabla 3. Corrientes promedio de cada una de las fases de subestaciones del CRINA. (Romero, 2014).</i>	22
<i>Tabla 4. Consumo energético mensual, y facturación del CRINA subestación 250kVA periodo 2012-2018. Fuente: Elaboración propia.</i>	23
<i>Tabla 5. Consumo energético mensual, y facturación del CRINA subestación 100kVA periodo 2012-2018. Fuente: Elaboración Propia</i>	23
<i>Tabla 6. Porcentaje de carga de las subestaciones del CRINA. (Romero, 2014)</i>	28
<i>Tabla 7. Detalle de los módulos solares para utilizar en el diseño del proyecto. Fuente: Elaboración propia</i>	29
<i>Tabla 8. Especificaciones técnicas de un inversor SMA modelo Sonny Boy 7000- US</i>	33
<i>Tabla 9. Resumen del diseño del sistema solar Fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.</i>	35
<i>Tabla 10. Especificaciones técnicas de los módulos a utilizar. Fuente: https://www.q-cells.com/en/main/products/solar_panels/power_plant/power_plant01.html</i>	36
<i>Tabla 11. Detalle de cargas gravitacionales consideradas en el análisis realizado de la estructura de techo. Fuente: Elaboración Propia.</i>	51
<i>Tabla 12. Presupuesto de Implementación del Sistema Fotovoltaico Diseñado. Fuente: Elaboración Propia.</i>	60

<i>Tabla 13. Presupuesto de Implementación de nueva Estructura de Techo. Fuente: Elaboración Propia.</i>	61
<i>Tabla 14. Consumo Mensual en cada Sub-Estación S1(100 kVA), S2(250 kVA). Fuente: Elaboración Propia.</i>	63
<i>Tabla 15. Precios de Venta de Energía de los últimos 3 años en diferentes distribuidoras. Fuente: Elaboración propia.</i>	64
<i>Tabla 16. Calculo de Energía para Autoconsumo e Inyección a Red del Sistema de Generación Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.</i>	64
<i>Tabla 17. Características Generales del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.</i>	65
<i>Tabla 18. Resumen de Ahorros Energéticos del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.</i>	66
<i>Tabla 19. Resumen de Ahorros Económicos del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.</i>	66
<i>Tabla 20. Estimación de Costos del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.</i>	66
<i>Tabla 21. Resumen de Indicadores Económicos. Fuente: Elaboración Propia.</i>	67
<i>Tabla 22. Tabla de Equivalencias de la Reducción en las Emisiones de CO₂, Año 1. Fuente: Elaboración Propia.</i>	67

FIGURAS:

<i>Figura 1. Trayectorias aparentes del Sol sobre la superficie objeto de estudio ubicada a una latitud de 13.7° Norte y longitud -89.1 (89.1 Este), elaboración propia del modelo del gimnasio del proyecto.</i>	7
<i>Figura 2. Comparación entre Intensidad de radiación directa e intensidad de radiación difusa sobre San Salvador software Geosol V2.0. (Huezo & Morán, 2012)</i>	8
<i>Figura 3. Mapa de irradiación promedio anual El Salvador. (Cortez, Menjivar, & Lester, 2014)</i>	9
<i>Figura 4. Generación Eléctrica por Fuente en el año 2017, GRNC se refiere a la energía no Convencional. (Unidad de transacciones, 2018)</i>	10
<i>Figura 5. Esquema Básico de una Instalación Aislada Para Autoconsumo. Bester. Todos los Derechos Reservados (2016). Esquema Instalación Autoconsumo Aislado [Imagen]. Recuperado de: https://bester.energy</i>	13
<i>Figura 6. Esquema Básico de Una Instalación Fotovoltaica Conectada a la Red Eléctrica. (Energía A. d., 2007)</i>	14
<i>Figura 7. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos Aislados de La Red Eléctrica. Fuente: Elaboración propia.</i>	15
<i>Figura 8. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica. Fuente: Elaboración propia.</i>	15
<i>Figura 9. Combiner box Blusunsolar para 6 cadenas protección para 20 amperios por String breaker SMI-225/4P/DC1000V. Fuente: https://es.aliexpress.com/item/12-String-input-Photovoltaic-Array-Solar-PV-Combiner-Box-</i>	39

<i>Figura 10. Fusible 15 A 1000 Vdc. FUSIBLE 10x38mm 1A (ACCFUS0002) [Imagen].</i>	
Recuperado de: http://www.ambgreenpower.com	40
<i>Figura 11. Porta fusible 25 A 1000 Vdc.. Base porta-fusible 10x38 mm (ACCFUS0001)</i>	
<i>[Imagen].</i> Recuperado de: http://www.ambgreenpower.com	41
<i>Figura 12. Estructuras co-planar [Imagen].</i>	
Recuperado de: http://www.saclimafotovoltaiica.com	41
<i>Figura 13. Perfiles de Aluminio 400506 [Imagen].</i>	
Recuperado de: http://www.monosolar.com	42
<i>Figura 14. Uniones de perfil de aluminio 400026 [Imagen].</i>	
Recuperado de: http://www.monosolar.com	43
<i>Figura 15. Pinzas intermedias para los módulos (Mid Clamp) 420082 [Imagen].</i>	
Recuperado de: http://www.monosolar.com	43
<i>Figura 16. Pinzas finales para los módulos (End Clamp).</i>	
Recuperado de: http://www.monosolar.com	44
<i>Figura 17. Elemento de sujeción para salva tejas. Cabeza de martillo 9000007 [Imagen].</i>	
Recuperado de: http://www.monosolar.com	44
<i>Figura 18. Tornillos y tuercas de cabeza dentada. Tornillos M8 de Cabeza Dentada 900016</i>	
<i>[Imagen].</i> Recuperado de: http://www.monosolar.com	44
<i>Figura 19. Sombras proyectadas en Simulación de generador fotovoltaico hora: 6:00 am.</i>	
Fuente: Software SketchUp versión 2019	45
<i>Figura 20. Análisis de Sombras por obstáculos en el horizonte, Fuente: Elaboración propia</i>	
<i>obtenida del PVSyst</i>	46
<i>Figura 21. Pararrayo tipo PDC. Fuente: https://at3w.com/empresa/noticias/el-32-por-ciento-de-los-danos-en-parques-fotovoltaiicos-estan-causados-por-el-rayo/s33c510</i>	
<i>.....</i>	47
<i>Figura 22. Áreas de techo consideradas. fuente: elaboración propia.</i>	50
<i>Figura 23. Distribución de elementos principales que conforman la estructura de la cancha de</i>	
<i>BKB. Fuente: Elaboración Propia.</i>	52
<i>Figura 24. Columna de concreto existente dónde se apoya la estructura de techo. Fuente:</i>	
<i>Elaboración Propia.</i>	53
<i>Figura 25. Columna de concreto existente dónde se apoya lateralmente las vigas re rigidez.</i>	
Fuente: Elaboración propia.....	53
<i>Figura 26. Tijera metálica para apoyo de cubierta de techo. Fuente: Elaboración Propia.</i>	54
<i>Figura 27. Detalles de Apoyo de Tijera metálica con viga de rigidez. Fuente: Elaboración</i>	
<i>Propia.</i>	55
<i>Figura 28. Detalles de Viga de Rigidez y Polín Encajuelado. Fuente: Elaboración Propia.</i>	55
<i>Figura 29. Cubierta de techo con distribución de paneles fotovoltaicos. Fuente: Elaboración</i>	
<i>Propia.</i>	56
<i>Figura 30. Planta de Fundaciones de Escalera de Mantenimiento. Fuente: Elaboración Propia.</i>	
<i>.....</i>	57
<i>Figura 31. Vista en elevación de Escalera de Mantenimiento. Fuente: Elaboración Propia.</i>	58

Figura 32. Distribución de Módulos Fotovoltaicos sobre cubierta de techo. Fuente: Elaboración Propia.65

GRÁFICOS:

Gráfico 1. historial de energía facturada. Fuente: Elaboración propia24

Gráfico 2. Consumo energético mensual, y facturación del CRINA subestación 100kVA periodo 2012-2018. Fuente: Elaboración propia.24

Gráfico 3. Comparativo de consumo energético de las subestaciones de 100 kVA y 250 kVA Fuente: Consejo Nacional de Energía (CNE)......25

ANEXOS:

ANEXO A. ESQUEMA DE UBICACIÓN DEL PROYECTO

ANEXO A.1 PLANO GENERAL DE UBICACIÓN DEL PROYECTO

ANEXO A.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN (DISEÑO ARQUITECTÓNICO)

ANEXO B. PLANOS DE DISEÑO ELECTRICO

ANEXO B.1. PLANTA DE DISTRIBUCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS

ANEXO B.2. DIAGRAMA UNIFILAR

ANEXO B.3. RED DE TIERRA

ANEXO C. PLANOS DE DISEÑO DE OBRA CIVIL

ANEXO C.1. PLANTA ARQUITECTÓNICA DE ESCALERA

ANEXO C.2. PLANTA DE FUNDACIONES DE ESCALERA Y NOTAS GENERALES

ANEXO C.3. PLANTA ESTRUCTURAL DE TECHO Y DETALLES

ANEXO D. PRESUPUESTO DE CONSTRUCCIÓN GENERADOR FOTOVOLTAICO

ANEXO D.1. OBRA CIVIL

ANEXO D.2 OBRA ELECTRICA-MECANICA

ANEXO E. ANALISIS FINANCIERO (FLUJO DE CAJA)

ANEXO F. PROGRAMA DE EJECUCIÓN

ANEXO G. ANALISIS DE RESULTADOS DE SIMULACION CON SOFTWARE PVSYS

ANEXO H. RESUMEN DE HOJAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Es de suma importancia que en nuestro país se sigan fomentando los diferentes proyectos energéticos, principalmente aquellos los cuales utilizan energías renovables como fuente de energía principal. Actualmente el sistema energético nacional según datos proporcionados por el Consejo Nacional de Energía en su plan indicativo de expansión de la generación eléctrica en El Salvador 2012-2016, un 53% de la capacidad energética instalada en el país es generada mediante los recursos renovables.

Con estos datos se cae en cuenta de la importancia que la utilización de estos recursos naturales tienen en nuestra matriz energética y que es imprescindible realizar más proyectos utilizando este tipo de fuentes, de las cuales la generación fotovoltaica es una de las principales tecnologías que se están aprovechando en nuestro país para la generación de electricidad, debido a que es uno de los principales recursos que se dan de manera abundante durante todo el año, con niveles de irradiación altos que posibilitan la implementación de este tipo de proyectos.

En este contexto, este trabajo de graduación está enfocado a diseñar una propuesta técnica para la implementación y construcción de un generador fotovoltaico en las instancias del Centro de Rehabilitación Integral para la Niñez y Adolescencia (CRINA), ubicado en la colonia Costa Rica del departamento de San Salvador. El cual ha permitido realizar los estudios de factibilidad técnica para poder llevar a cabo este proyecto de generación eléctrica, que pretende ser instalado en el techo del Gimnasio de usos múltiples de dicha institución.

Uno de los principales beneficios que se pretenden lograr con la instalación de este generador es el de suplir la demanda de energía eléctrica de los diferentes edificios en los cuales se presta la atención personalizada a los usuarios. Y de esta manera poder reducir la facturación elevada de energía eléctrica que actualmente se tiene en las instalaciones.

La propuesta técnica que se dará a conocer en el presente trabajo incluye una propuesta de diseño de obra civil y electromecánica del generador fotovoltaico, así como también una evaluación económica del proyecto para así poder determinar la factibilidad del mismo y justificar así su implementación en las instalaciones del CRINA.

1.2. OBJETIVOS:

1.2.1 General

Diseño de la propuesta técnica y operacional para la implementación de un proyecto fotovoltaico instalado en el techo del gimnasio del Centro de Rehabilitación Integral para la Niñez y la Adolescencia, CRINA.

1.2.2 Específicos

- Dimensionamiento de un SSFV con base al análisis de la demanda del consumo eléctrico en las instalaciones del CRINA, para poder determinar un perfil de demanda de energía eléctrica de las instalaciones existentes, información que será tomada en cuenta para el dimensionamiento del sistema generador fotovoltaico.
- Revisión de la parte estructural de las infraestructuras existentes y estimar potenciales obstáculos que proyecten sombra.
- Identificación del punto de conexión más factible dentro de la red eléctrica de las instalaciones CRINA para la inyección de energía eléctrica generada por la planta fotovoltaica para su inyección a la red eléctrica de media tensión de la zona.
- Revisión de la legislación nacional aplicada a proyectos fotovoltaicos referente a permisos y tramites que se deben de realizar para poder conectar un generador fotovoltaico a la red eléctrica nacional.
- Formulación y evaluación económica del proyecto de instalación
- Elaboración de especificaciones técnicas para la instalación del generador fotovoltaico.

1.3. ALCANCES

Elaboración de la documentación de una propuesta técnica de factibilidad del proyecto de una planta fotovoltaica que será instalada en el Centro de Rehabilitación Integral para la Niñez y la Adolescencia CRINA, la cual contiene lo siguiente:

- a. Informe con el diseño conceptual del proyecto.
- b. Ingeniería de detalle:
 - Memoria de cálculo del proyecto
 - Planos Constructivos de obras eléctricas, mecánicas, obra civil y red de tierra.
- c. Especificaciones Técnicas para compra de equipos principales que se instalaran y ejecución en obra civil.
- d. Presupuesto de obra eléctrica y civil.
- e. Programa de ejecución de las obras a realizar y Plan de Desembolsos durante la ejecución.
- f. Análisis económico del proyecto

1.4. ANTECEDENTES

Ubicado en el área metropolitana de San Salvador, El Centro de Rehabilitación Integral para la Niñez y Adolescencia, CRINA, es una institución pública que fue creado en el año 2005 y forma parte de 8 centros que conforman el Instituto Salvadoreño de Rehabilitación Integral ISRI, el cual brinda asistencia terapéutica especializada a personas con capacidades especiales en coordinación con su grupo familiar cubriendo edades desde recién nacidos hasta los 18 años, de todo el territorio nacional, contando con el 90% de la población proveniente de hogares de escasos recursos económicos. Actualmente en dicho centro existe la iniciativa de instalar tecnología que proveche la energía de la radiación solar para producción de potencia eléctrica y así poder reducir el costo de los altos costos en la facturación eléctrica lo que beneficiaría directamente a los usuarios.

Como antecedente el CRINA ya cuenta con una instalación de captadores solares para calentar agua para termoterapia en sus instalaciones. Dado la aceptación de dicha tecnología, y el beneficio que este trae a la institución, el CRINA, aprovechando la remodelación de su gimnasio techado, planea instalar un generador fotovoltaico y producir así parte de la energía que la institución consume pudiendo de esta manera lograr una reducción en los costos de facturación de energía futura.

1.4.1. Datos generales del CRINA

Lugar del proyecto: Centro Rehabilitación Integral Para la Niñez y La Adolescencia (CRINA)

Dirección: Colonia Costa Rica, Final Av. Irazú # 181, San Salvador, C.A., San Salvador, El Salvador

Servicios Principales que brinda el CRINA: Terapia Física, Terapia Ocupacional, Comunicación Humana, Habilidades Adaptativas, Terapia Musical, Educación Física Adaptada, Áreas de Apoyo: Psicología y Trabajo Social.

Misión del ISRI: Ser una institución pública de mayor experiencia a nivel nacional en la provisión de servicios especializados de rehabilitación integral a la persona con discapacidad. Brindamos nuestros servicios con calidad y calidez en coordinación con el usuario, la familia, la comunidad, organizaciones, empresa privada e instituciones del estado, con la finalidad de contribuir a la inclusión social y laboral de las personas con discapacidad.

Visión: Ser una institución de rehabilitación integral que posibilita la dependencia funcional, la inclusión social y laboral de las personas con discapacidad.

1.5. JUSTIFICACIÓN

Con la implementación de este proyecto, financiado por el Fondo General de la Nación, se espera, por un lado, reducir el monto por de la facturación por pago de energía eléctrica consumida y por otro generar un modelo sostenible de autoabastecimiento de energía eléctrica el cual sirva de referencia, tanto al sector público como al privado, de implementación en sus diferentes fases de desarrollo.

Con lo anterior, se dará coherencia a la Política Energética de desarrollo de la producción de energía eléctrica distribuida con fuentes no convencionales y renovables, impulsado por el Consejo Nacional de Energía.

CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO.

2.1. EL RECURSO SOLAR

El Sol siendo la principal fuente energética del planeta es el encargado de realizar diferentes ciclos sobre la superficie terrestre, ciclos determinantes para mantener la vida en la tierra. Entre estos ciclos podemos mencionar el ciclo del oxígeno, del agua, carbono y también del clima. EL sol también nos proporciona nuestros alimentos mediante la fotosíntesis, y también se encarga de inducir el movimiento del aire, del agua y de crecimiento de la fauna a través de todo el planeta.

Debido a que el sol influye en diferentes ciclos importantes de muchos fenómenos de nuestro planeta, también este es el encargado de dar origen a diferentes fuentes de energías renovables, pues la energía solar absorbida por la tierra es equivalente a 20 veces la energía almacenada en las reservas de combustibles fósiles en el mundo y 10 mil veces superior al consumo actual (Arenas Sánchez & Zapata Castaño, 2011)

Toda esta energía solar puede ser convertida en energía útil, pues se puede utilizar una serie de sistemas receptores para poder convertirla y aprovecharla. La intensidad de esta energía dependerá del punto del planeta donde nos encontremos, del día del año, la hora y la latitud. Aunque también existen otros factores influyentes como la cantidad de esta energía que pueda acumularse y la orientación del dispositivo receptor que se utilizara.

2.1.1. La luz solar

Esta energía emitida por el Sol que es directamente expuesta por unidad de superficie como luz solar es más conocida como constante solar. La constante solar es aproximadamente de 1368 W/m^2 a una distancia astronómica (UA) del Sol. De esta luz emitida por el Sol en la superficie terrestre se atenúa debido a la atmosfera terrestre, entonces la energía que llega a la superficie terrestre en condiciones claras es de aproximadamente 1000 W/m^2 cuando el Sol está cerca del cenit. Esta magnitud que se mide por unidades de tiempo y área se le conoce con el nombre de irradiancia mientras que su acumulado recibe el nombre de irradiación y sus unidades son: Wh/m^2 .

Esta energía que llega a la tierra en la atmosfera se conforma por luz visible, infrarroja y ultravioleta, de esta luz solamente entre 0,4 y 0,7 micrómetros pueden ser detectados por el ojo humano, a esto se le denomina luz visible. En proporción aproximadamente un 50% de la luz es luz infrarroja, un 40% es luz visible y solo un 10% es luz ultravioleta. (Solar, 2019)

2.1.2. Geometría Solar

Todos los planetas de nuestro sistema solar orbitan alrededor del Sol describiendo una trayectoria elíptica, siendo ésta muy pequeña para el caso de la tierra. Respecto a esta última, las trayectorias aparentes del Sol que vería un observador en tierra son las que se muestran en color azul en la figura 1.

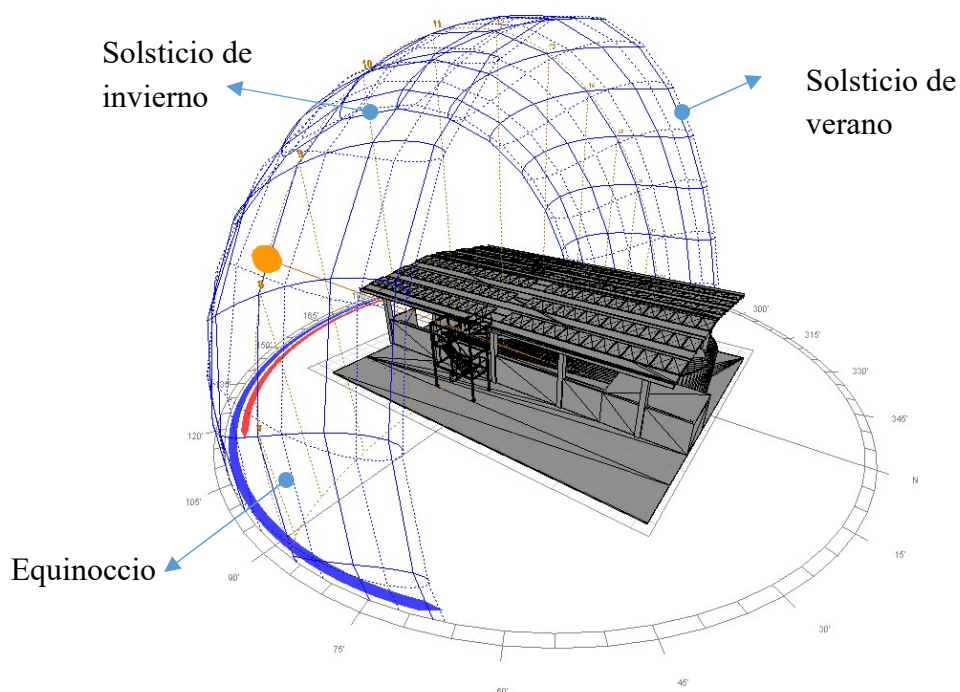


Figura 1. Trayectorias aparentes del Sol sobre la superficie objeto de estudio ubicada a una latitud de 13.7° Norte y longitud -89.1 (89.1 Este), elaboración propia del modelo del gimnasio del proyecto.

el punto amarillo representa la posición del Sol para una hora y fecha determinada, para el caso 8:15:00 a.m. del día 2 de abril. También existe un punto de máxima y mínima declinación a los cuales se les denomina solsticio de verano y de Invierno, en estos dos días el sol se conserva prácticamente fijo con la misma magnitud de la declinación.(Cortez, Menjívar, & Lester, 2014).

2.1.3. Radiación Solar

La radiación solar es percibida en la tierra con diferentes objetos que están situados en la superficie terrestre, esta radiación percibida depende grandemente de los cambios de nubosidad, cambios estacionales, del día y la noche y de los diferentes movimientos de la tierra. En este contexto se perciben los siguientes tipos de radiación las cuales se clasifican para facilitar su estudio de la siguiente manera:

Radiación directa: Esta radiación es la que llega directamente del Sol, sin cambiar de dirección y sin sufrir ningún cambio a través de la atmósfera.

Radiación difusa: Esta radiación si sufre cambios en su dirección, se denomina difusa porque va en todas las direcciones, en ella influyen las reflexiones y las absorciones de las nubes, partículas de polvo atmosférico, arboles, montañas, edificios y hasta el suelo entre otros. Esta radiación produce sombras respecto a los objetos que se interponen.

Radiación Reflejada: Esta es la que se refleja en la superficie terrestre, esta dependerá del coeficiente de reflexión de la superficie en la que incida, también se le conoce como albedo, asumido como 0.2 para un clima tropical como el de El Salvador.

Radiación Global: Esta radiación es la radiación total, la suma de todas las radiaciones. Esta radiación por ser utilizada para el cálculo de la potencia del generador fotovoltaico.

Para poder cuantificar la radiación solar se utiliza la potencia y la energía de la radiación las cuales llegan a una superficie, a estos dos conceptos se les llama irradiancia e irradiación. La irradiancia es la potencia o radiación que incide por unidad de superficie y es medida en (W/m^2), esta nos indica la intensidad de la radiación solar; y la segunda es la suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Esta se mide en (J/m^2 , Wh/m^2) por hora, día, semana o año. (Arenas Sánchez & Zapata Castaño, 2011)

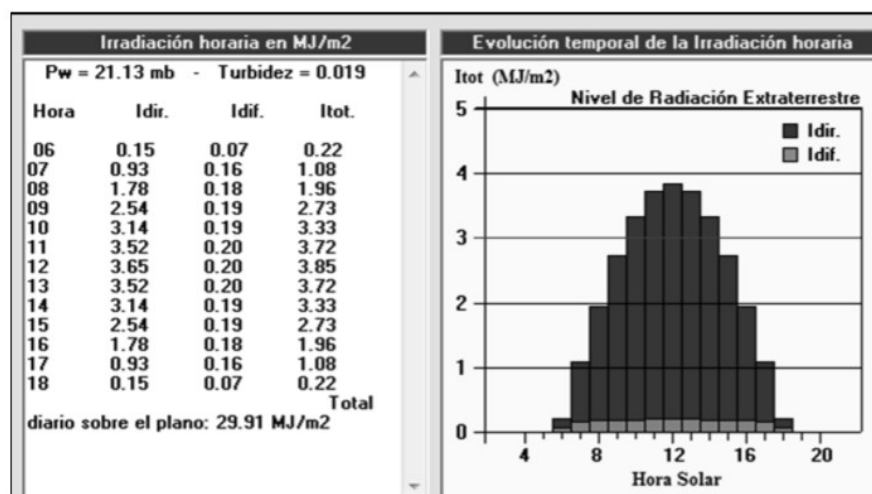


Figura 2. Comparación entre Intensidad de radiación directa e intensidad de radiación difusa sobre San Salvador software Geosol V2.0. (Huezo & Morán, 2012)

2.2. RADIACIÓN EN EL SALVADOR

El Salvador está situado en la parte Noroeste de Centroamérica, limita al extremo suroeste con el golfo de Fonseca, y al norte con Honduras, al oeste y noroeste con Guatemala, bajo las siguientes coordenadas: Latitud 13°9'N/14°26'N, y longitud 87°43'O/90°08'O.

Con una extensión de 21,041km² el país es el más pequeño de Centroamérica, está situado en la parte exterior del cinturón climático de los trópicos, las propiedades térmicas son casi constantes durante todo el año y las estaciones más marcadas son la época lluviosa y la otra es la época seca. Su estación seca comprende a los meses de noviembre a abril.

Con respecto al potencial de energía solar del país, éste se presenta en el mapa de la figura 3 elaborado por el proyecto SWERA con datos recopilados en el proyecto de solimetría ejecutado por el departamento de física, de la facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador (UES) de septiembre de 1986 a enero de 1987 y el cual fue actualizado por la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. Los datos presentados irradiación promedio de un año de las diferentes zonas, el cual es mostrado a continuación:

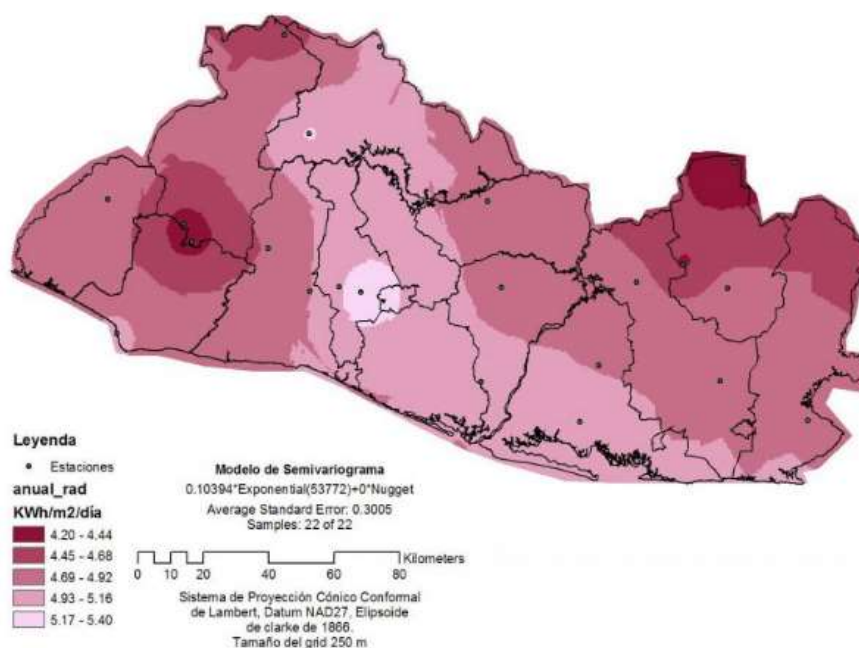


Figura 3. Mapa de irradiación promedio anual El Salvador. (Cortez, Menjivar, & Lester, 2014)

En el mapa se puede apreciar una irradiación alta con un promedio de 5.3kWh/m²/día lo cual propicia la instalación de sistemas fotovoltaicos en el país.

Otra fuente de información de radiación es la satelital como la que se pueden encontrar en “*NSRDB Weather Data*” con resolución de un cuadrado de 1.6 km de lado, la cual proporciona datos meteorológicos horario o promedio mensual de un año tipo o promedio elaborado con un histórico de más de 14 años.

Para los cálculos presentados en este documento, los datos climáticos como radiación, temperatura de bulbo seco, velocidad de viento, entre otras, fueron tomados de información satelital como la antes citada.

2.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL SALVADOR

Debido a lo anteriormente expuesto y a la creación de normas como la de Usuarios Finales Productores de Energía Eléctrica Con Recursos Renovales (UPR) de 2018, en El Salvador se han incrementado los proyectos de generación fotovoltaico convencionales y no convencionales además de muchos proyectos de generación distribuida para la venta en el mercado minorista y para autoconsumo, los cuales conforman un importante aporte para la diversificación de la matriz energética la cual, según datos obtenidos de la Unidad de Transacciones de 2018, solo la tecnología fotovoltaica reporta una generación de 118.4 GWh/año, 1.84% de la demanda total anual (6,419.3 GWh/año).

PORCENTAJE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR RECURSO.

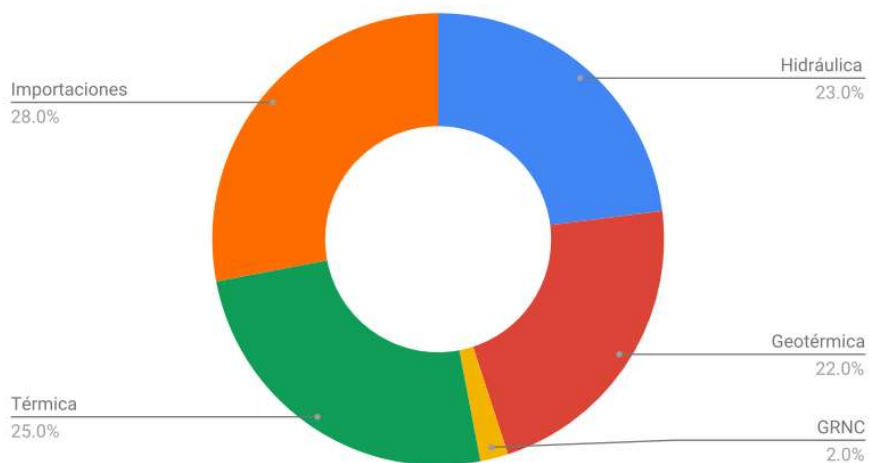


Figura 4. Generación Eléctrica por Fuente en el año 2017, GRNC se refiere a la energía no Convencional. (Unidad de transacciones, 2018)

Con los esfuerzos que se trazaron en diversificar la matriz energética nacional fomentando el uso de fuentes de energías renovables y así evitar la dependencia de los derivados del carbono tanto para la generación eléctrica como para el transporte, se han tenido importantes avances como estudios de planificación de nuevos proyectos y determinación de potenciales para poder generar marcos normativos adecuados que permitan su desarrollo.

Debido a la alta demanda el Consejo Nacional de Energía (CNE) elaboró diferentes lineamientos estratégicos dirigidos hacia la generación de energía con recursos renovables no convencionales, las cuales se enmarcan dentro de las acciones concretas definidas a partir del Plan de Gobierno de un nuevo escenario energético de mediano y largo plazo (2010-2024) siendo el CNE el rector de la política energética nacional para el establecimiento de una nueva matriz; como resultado existen 28 nuevas plantas de proyectos fotovoltaicos que están conectadas a la red de distribución con un total de 11.2 MW instalados. También con la participación de muchas empresas nacionales y con la cooperación internacional también fueron adjudicados 94 MW de generación fotovoltaica en la licitación de gran escala para energías renovables no convencionales (ERNC) por 100MW.

Además de estas dos licitaciones en el año 2017 en la licitación de gran escala para energías renovables no convencionales (ERNC) en los cuales fueron cuatro los proyectos fotovoltaicos que ganaron la licitación, estos proyectos aportaran 119.9 MW a la matriz energética.

También existen diferentes proyectos de generación distribuida con energía solar fotovoltaica para la venta de energía en el mercado minorista para los cuales se generan contratos bilaterales que también vienen a enriquecer el fomento y aprovechamiento del recurso solar en nuestro país. En su totalidad estos proyectos suman un total de 74.64 MW instalados.

El autoconsumo también forma parte importante para el aprovechamiento de este recurso, debido a que con estos sistemas instalados se realiza una considerable e importante reducción de la facturación eléctrica. De estos son limitados los sistemas que están conectados a la red y muchos de ellos utilizan bancos de baterías para el almacenamiento energético. La mayoría de estos sistemas están instalados en oficinas gubernamentales, escuelas y universidades reconocidas en el país. Juntos suman una cantidad de 25.69MW instalados. Además de estos importantes proyectos se identifican 1MW de proyectos instalados en las diferentes industrias de nuestro país.

También existen varios candidatos de proyectos fotovoltaicos que tienen una gran posibilidad para ingresar al parque generador de El Salvador como resultado de un proceso de licitación generado por el CNE, SIGET y las distribuidoras eléctricas para el 2018 debido a que ya cuentan con un Contrato de Largo plazo.

Tabla 1. Resumen de Proyectos Fotovoltaicos Instalados en El Salvador hasta el 2018. (Fuente: Elaboración Propia).

Proyectos	Cantidad de Proyectos	Potencia total Instalada (MW)
Licitación proyectos de pequeña escala energías renovables no convencionales. 15 MW (ERNC)	28	11.2
Licitación a gran escala de (ERNC), 100 MW	4	94
Licitación gran escala (ERNC) por 170 MW	4	119.9
Proyectos de Generación Distribuida Mercado Minorista	16	74.63
Proyectos de (ERNC) para Autoconsumo	128	25.69
Proyectos identificados en Industrias		1
	TOTAL	326.42

Entre los proyectos confirmados se encuentra el proyecto Trinidad de 46 kV con capacidad de 8 MW, Trinidad 34.5 kV (6 MW) y trinidad 115 kV (20 MW). Otro importante es el proyecto Capella Solar de 100 MW, Ecosolar con 9.9 MW, Sonsonate Energía con 10 MW.

2.4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua la cual es medida en vatios o kilovatios, y aprovecha la luz solar que por medio de semiconductores convierte los fotones que inciden sobre una célula solar en energía eléctrica. Cuando estos fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, estos pueden ser reflejados, absorbidos, o simplemente pasar a través de esta.

En estas células fotovoltaicas se genera la potencia eléctrica únicamente con los fotones que son absorbidos, donde la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo en la célula y así

se genera una corriente que seguirá fluyendo mientras un haz de luz exista para activar el sistema y así seguir produciendo potencia.

Las partes más importantes de las células fotovoltaicas son las capas de semiconductores con las que están contruidos. Estas dos capas denominadas (tipo n y tipo p) son encargados de formar un campo eléctrico positivo y negativo. Estos materiales actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía.

Cuando estas células fotovoltaicas se encapsulan y unen unas con otras montándolas sobre estructuras con soporte y marco conforman lo que comúnmente se conoce como panel fotovoltaico, los cuales están diseñados para suministrar corriente directa de 12 o 24 V normalmente. (Maltéz Romillo, 2012).

2.5. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.5.1. Sistemas Fotovoltaicos Aislados

Los sistemas aislados son aquellos que abastecen toda su demanda eléctrica mediante la alimentación propia, debido a que no están conectados al suministro eléctrico que proporciona la distribuidora. Estos necesitan de un sistema de baterías integrados u otros equipos de apoyo para poder garantizar el abastecimiento a todas horas del día y en especial durante la falta de irradiancia solar.

Las variables que deben de tomarse en cuenta para la realización de estos proyectos, además del perfil de demanda, son la potencia instantánea a suministrar (relacionado con las baterías y el inversor), los días de autonomía que se desea obtener y la superficie necesaria para el emplazamiento del generador. (Larrea, Castro, & Álvarez, 2017)

El esquema básico de una instalación aislada se muestra a continuación:



Figura 5. Esquema Básico de una Instalación Aislada Para Autoconsumo. Bester. Todos los Derechos Reservados (2016). Esquema Instalación Autoconsumo Aislado [Imagen]. Recuperado de: <https://bester.energy>

2.5.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

El sistema conectado a la red fundamentalmente consiste en módulos fotovoltaicos conectados entre sí que conforman el generador el cual está conectado a un elemento transformador llamado inversor que convierte la corriente continua en corriente alterna. El control del convertidor se encuentra conectado al generador solar y a la red, la energía eléctrica finalmente es inyectada con la misma frecuencia que existe en la red de distribución.

Estas son instalaciones dimensionadas considerando el porcentaje de la energía que produce el consumidor con respecto a la demanda del mismo. Se deben de analizar los consumos anuales, donde serán ubicados, la demanda a satisfacer y la tasa de autoabastecimiento que se desea obtener. Los paneles fotovoltaicos que serán instalados en el arreglo podrán ser conectados en serie o en paralelo el cual en su voltaje de salida debe de ser similar al voltaje de operación del inversor a utilizar.

El esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red se muestra a continuación:

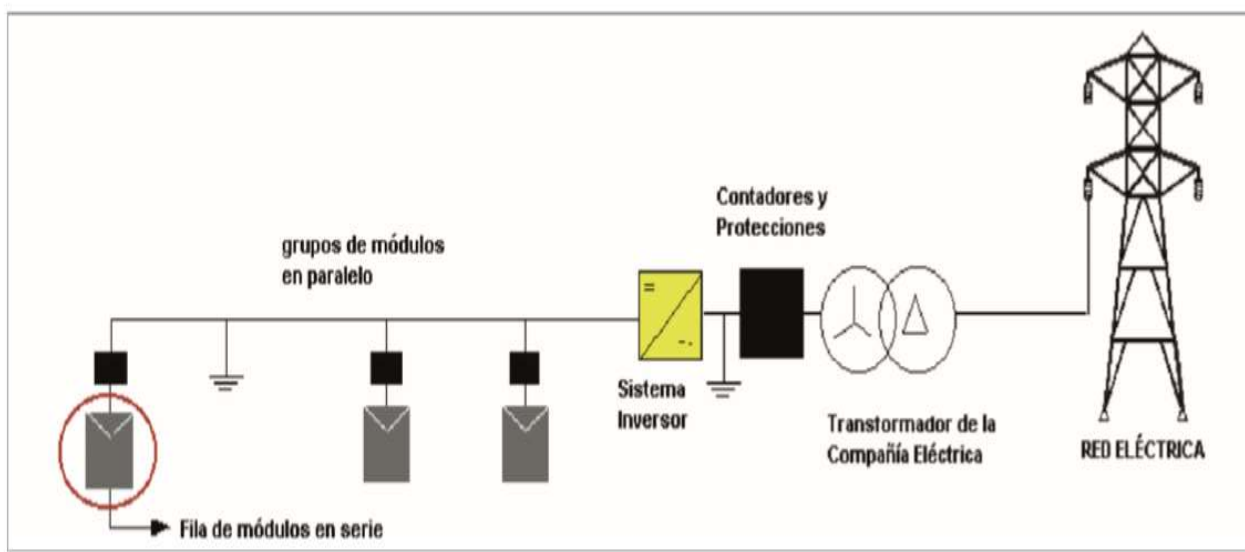


Figura 6. Esquema Básico de Una Instalación Fotovoltaica Conectada a la Red Eléctrica. (Energía A. d., 2007)

En los siguientes recuadros se presenta una clasificación de los sistemas fotovoltaicos aislados como conectados a la red y algunos ejemplos de su aplicación.

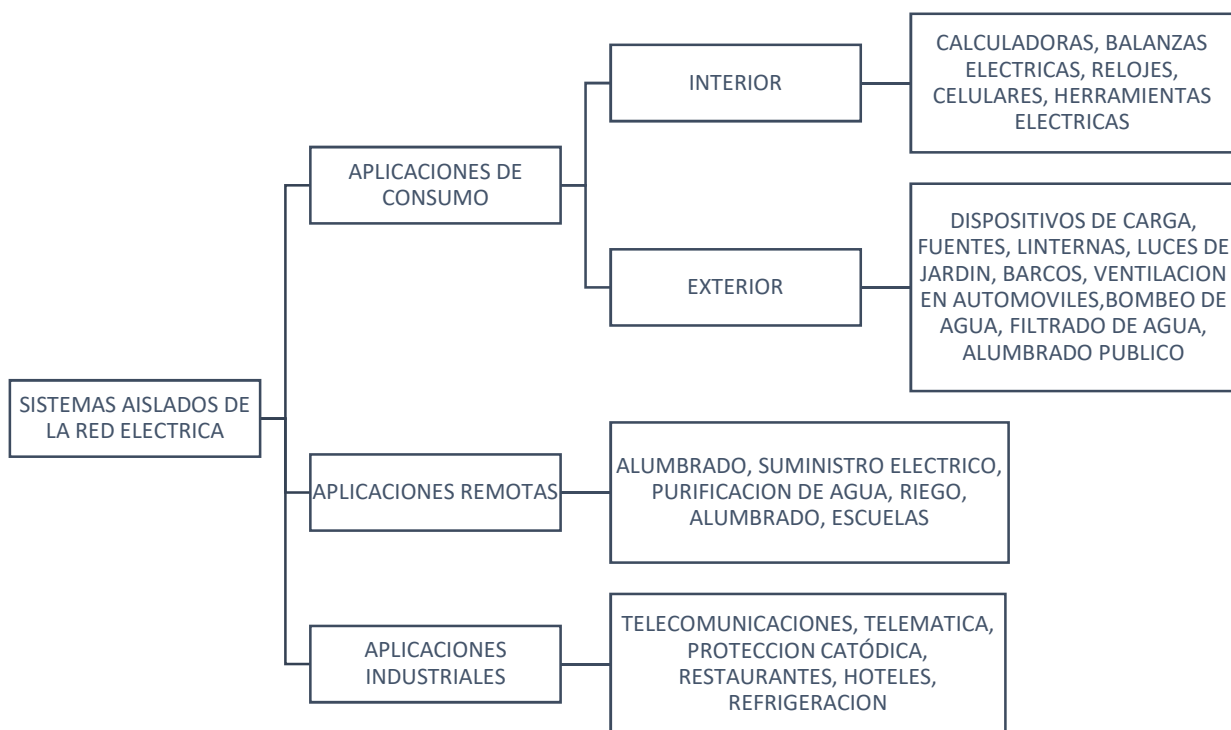


Figura 7. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos Aislados de La Red Eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

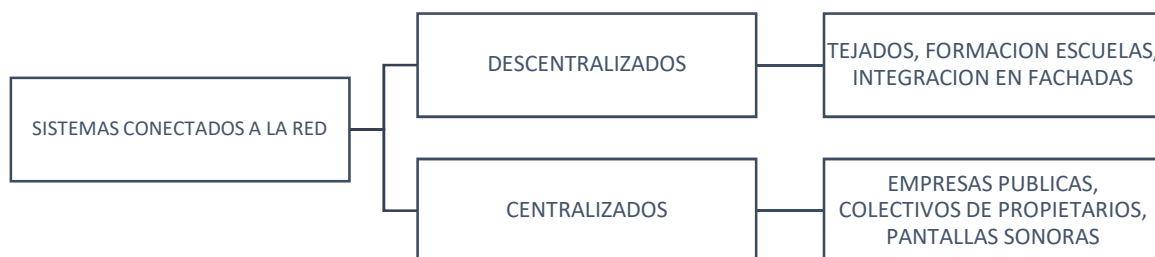


Figura 8. Clasificación de los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

2.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Existen diferentes ventajas y desventajas tanto técnicas como no técnicas de la energía solar fotovoltaica, estas se mencionan a continuación:

Ventajas:

- La energía solar es una energía renovable, proviene del sol por tanto se considera prácticamente inagotable.
- Tiene baja contaminación respecto al medio ambiente y ni provoca gases de efecto invernadero.
- El coste de mantenimiento y operación de una instalación fotovoltaica es bastante bajo a comparación de la generación de energías renovables de otras tecnologías.
- Es favorable para sitios aislados, especialmente en lugares donde es difícil el acceso a la red eléctrica.
- Es bien retribuida económicamente cuando se produce para su venta en la red
- Es una energía limpia y silenciosa.
- Independencia de las compañías suministradoras de electricidad cuando son para autoconsumo.

Desventajas:

- La inversión inicial es bastante elevada
- Es de difícil almacenamiento
- El proceso de fabricación de los módulos fotovoltaicos es relativamente caro, aunque con la demanda que se tiene estos costes han venido bajando a través de los años.
- El precio de la energía es elevado a comparación de otras tecnologías.
- Su producción se limita debido a los diferentes cambios en la climatología durante las diferentes épocas del año.
- Existen limitaciones en el horario solar, por ejemplo, en los países nórdicos.
- Impacto visual negativo si no se cuida la integración de los módulos solares.

2.7. LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Los semiconductores son los principales materiales para la fabricación de células fotovoltaicas, son los que tienen la energía necesaria para separar ciertos electrones de su núcleo. Se le llama semiconductores debido a su comportamiento eléctrico.

EL principal semiconductor con la cual se construyen las células fotovoltaicas en el silicio, y sus átomos pueden ordenarse en la célula como silicio monocristalino, policristalino y amorfo. También existen otros materiales que se utilizan para la fabricación de células como el germanio, arseniuro de galio y el telurio de cadmio. Sin embargo, por ser uno de los materiales más abundantes en la tierra se utiliza el silicio, el cual se encuentra en forma de cristobalita, Tridimita, Cuarzo.

Existe una eficiencia de conversión en los diferentes tipos de células, las eficiencias típicas de las células solares en el mercado son: Silicio Amorfo 2-7%, célula Cd Te 6-10%, silicio policristalino 10-14%, silicio monocristalino 11-15%, silicio monocristalino Saturno 16-18%.

2.8. ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.8.1 Módulo Solar Fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico está constituido por varias células solares conectadas en serie de tal manera que puedan trabajar como una sola para poder suministrar niveles de tensión y de potencia adecuados para cada aplicación. Las tensiones típicas V_{mp} oscilan entre 36 y 39 Vdc esto depende del fabricante y la potencia nominal del módulo solar. En el mercado se puede encontrar potencias de 0,5 y más de 300 W_p , dependiendo del fabricante, si se necesita más capacidad existe una asociación de varios paneles para electrificar el tamaño deseado, ya sea una casa o un edificio. Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células solares y sus conexiones, un encapsulado que recubre las células, una cubierta exterior, protectores contra el daño y humedad, bastidor o marco, contactos de salida e interconexión, diodos de protección.

- GENERADOR FOTOVOLTAICO

Este está compuesto por un número determinado de módulos o paneles fotovoltaicos convenientemente conectados en grupos serie u paralelo o una combinación de ambos. Dispuestos a proporcionar la energía necesaria para la generación fotovoltaica.

- ACUMULADOR

Su función principal es la de acumular como su nombre lo indica, acumular la energía generada por el generador de la manera más eficiente posible, para que esta pueda ser entregada cuando se produzcan consumos altos o haya baja o nula insolación.

- REGULADOR

Estos se utilizan generalmente cuando son sistemas autónomos o aislados, un regulador de carga tiene como función principal la de realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo así se realice una carga completa y evitando la sobrecarga y sobre descarga de la

misma. Algunos de estos tienen funciones como compensación de temperaturas a baterías, alarmas, monitorización y visualizaciones. Las características eléctricas por las cuales se puede definir un regulador son la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo. Algunos de estos también contienen funciones de monitorización de los diferentes parámetros del sistema por medio de visualizaciones e indicadores. Cuando se trata de sistemas autónomos centralizados los reguladores suelen tener funciones de regulación de suministro eléctrico.

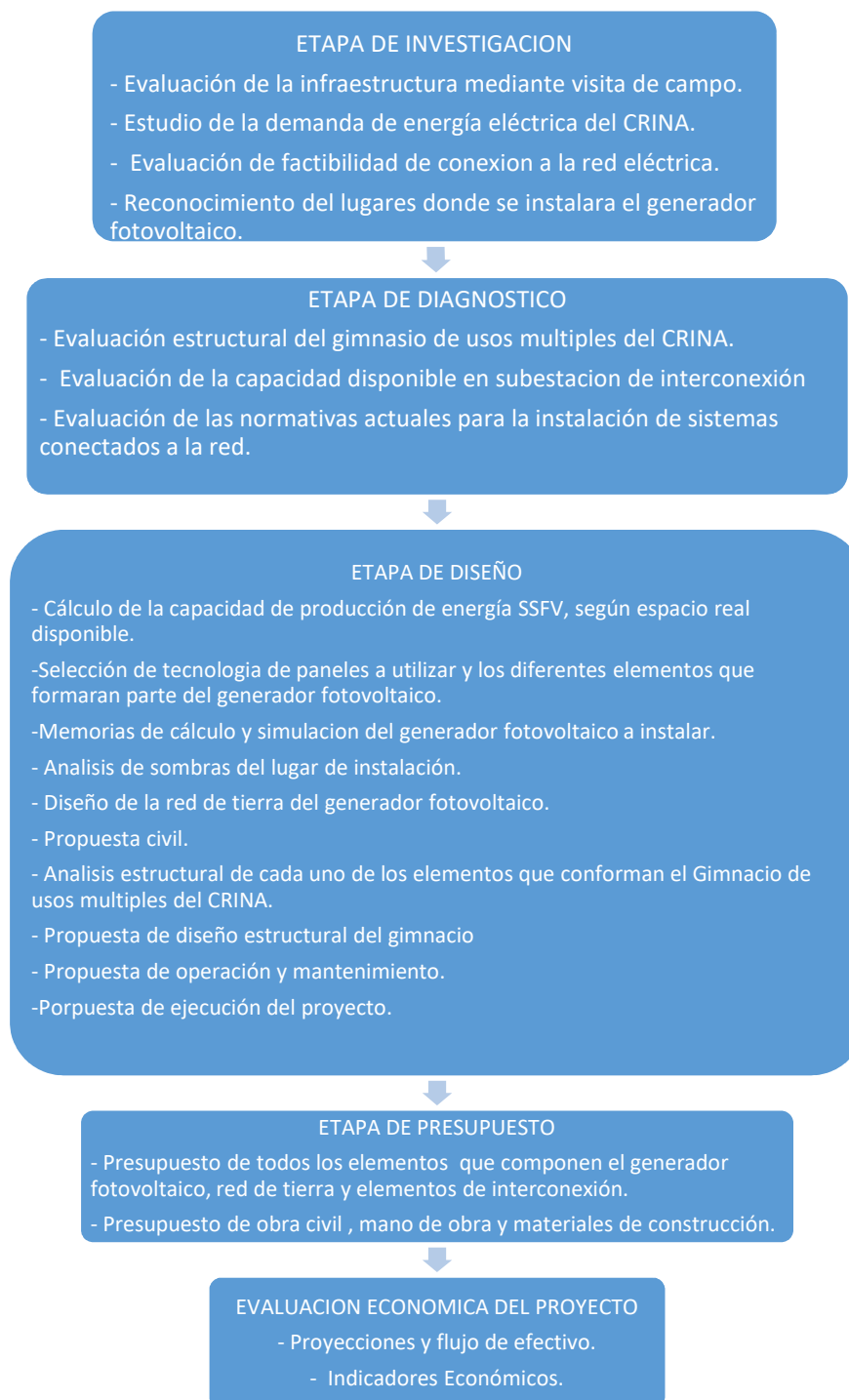
- INVERSOR

Su función principal es de la convertir corriente continua en corriente alterna, también son encargados de modular la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz de la tensión de salida. Estos pueden ser monofásicos o trifásicos según la aplicación. Son uno de los elementos más importantes para la operación exitosa de un sistema fotovoltaico estos pueden operar en amplios rangos de voltaje, poseen protecciones de seguridad hacia el usuario, regulan las frecuencias de salida, operan en diferentes condiciones ambientales de humedad y temperatura y poseen una gran fiabilidad.

En la actualidad se pueden encontrar inversores conectados a la red, para sistemas híbridos y sistemas autónomos. En el caso de los inversores conectados a la red estos deben de seguir el punto de máxima potencia además de trabajar con el máximo rendimiento generando energía con una determinada calidad de baja distorsión armónica y un factor de potencia elevado. (Lamigueiro, Santos, & Manuel, 2012)

CAPITULO 3. METODOLOGÍA PARA DIMENSIONAMIENTO Y PROPUESTA ELECTROMECAÁNICA Y CIVIL

Esquemáticamente en el diagrama de bloques se presenta la secuencia de pasos seguidos para el desarrollo del proyecto. El detalle a continuación:



3.1. UBICACIÓN Y CONEXIÓN DEL SSFV A LA RED

Para realizar el análisis de factibilidad y la propuesta electro-mecánica de construcción del sistema fotovoltaico que será instalado en el CRINA en esta tesis, se realizaron diferentes visitas de campo realizadas por parte de equipo de trabajo para conocer físicamente las instalaciones donde se pretende realizar el proyecto de instalación del sistema.

Se realizó una primera reunión con el administrador del CRINA quien designó a una persona de mantenimiento con el que realizamos un recorrido en las instalaciones llevándose a cabo tres visitas en su totalidad para realizar los siguientes análisis.

- Análisis de las cubiertas aledañas al gimnasio de usos múltiples donde se pretende instalar el Sistema Fotovoltaico para evaluar también si éstas también reúnen las condiciones de resistencia estructural para instalar paneles.
- Análisis de las instalaciones y subestaciones eléctricas para decidir el mejor punto de interconexión del generador fotovoltaico.
- Determinar la mejor posición y espacios disponibles para la instalación de los paneles que constituirán el generador fotovoltaico.
- Realización de mediciones de los espacios físicos para así decidir la posición donde serían instalados los equipos que constituyen el sistema a ser instalado.
- Mediciones y fotografías para el levantamiento de los planos de obra civil y mejoras de obra civil del gimnasio de usos múltiples del CRINA.

Al mismo tiempo se tuvo acceso a los consumos de energía del edificio del CRINA por subestación de los últimos 6 años y la facturación de los mismos y así poder evaluar el porcentaje de costos que se podrían ahorrar con la propuesta de instalación del generador en las instalaciones.

3.1.1 Interconexión del sistema fotovoltaico a la red

El CRINA cuenta con dos subestaciones eléctricas: 100 y 250 kVA: en la visita se realizaron diferentes mediciones con respecto a las distancias existentes entre las subestaciones y los posibles puntos de interconexión del generador fotovoltaico con la red eléctrica.

Las subestaciones a la cual se podrían conectarán el sistema fotovoltaico a ser construido cuentan con las siguientes características:

Subestación I

- ✓ Transformador Monofásico de 100 kVA y 13,2 kV/120-240 V.
- ✓ b) NIS 2000473: Medidor marca Landis & Gyr No. DP222662 con un multiplicador 80,

registra los consumos del transformador de 100 kVA.

Subestación II

- ✓ Subestación Trifásica de 250 kVA, compuesta por dos Transformadores de 100 kVA y uno de 50 kVA, conectado en Estrella-delta, 14,4-24,9 kV /120-240 V.
- ✓ NIS 2000350: Medidor marca SIEMENS No. DP106394 con un multiplicador 160, registra los consumos de la subestación de 250 kVA.

Sin embargo, como primera opción y de no haber modificaciones importantes a la red eléctrica del CRINA, se evalúa la conexión a la subestación de 100 kVA con la cual se garantiza que una mayor cantidad de energía del SSFV sea consumida internamente en el CRINA y cualquier excedente de energía (fines de semana) sea inyectada a la red en media tensión a través de la red administrada por distribuidor DELSUR siempre que ésta lo autorice.

Para poder tomar la decisión en que subestación poder conectar el sistema fotovoltaico, se realizó una evaluación del porcentaje de carga conectada en los tableros de dichas subestaciones estudiando sus parámetros eléctricos, incluyendo un balance en las cargas de los tableros principales para poder evaluar cuales líneas pueden soportar un incremento de carga del sistema fotovoltaico a instalar. Según evaluación preliminar el mayor consumo es diurno, principalmente en equipos tales como aire acondicionado en oficinas y áreas de atención de pacientes (fisioterapia).

El porcentaje de carga de la subestación, nos indica si la subestación estará en capacidad de poder soportar un incremento de carga por ampliaciones futuras que se realicen en las instalaciones. Para el caso, este factor es un indicador de cuanta carga eléctrica está conectada a cada subestación que, según estudio realizado por la Universidad Don Bosco en el 2014, la subestación con mayor carga conectada es la de 100 kVA.

Tabla 2. Porcentaje de cargas de subestaciones del CRINA. (Romero, 2014)

Subestación	kVA máx*	Fecha/Hora	% de Carga
100 kVA	62.19	Lunes 28-abril-14/11:30a.m	62.19
250 kVA	37.64	Martes 22-Abril-14/11:00a.m.	15.05

De la tabla anterior se observa que la subestación 1 de 100 kVA está utilizando un 62.19 kVA de su capacidad máxima lo que equivale a un porcentaje igual a 62.19 % de su capacidad de carga total soportada, quedando 37.81 kVA de potencia restante.

En este caso, la subestación está capacitada para poder soportar la carga de la nueva instalación fotovoltaica en cualquiera de sus modalidades de capacidad es la subestación de 100 kVA.

La subestación de 250 kVA tiene utilizado 37.64 kVA lo que equivale a un 15.05% utilizado de su capacidad máxima. Teniendo un 84.95% ó 212.36 kVA disponibles para su utilización y como será explicado posteriormente, es más conveniente realizar la conexión en la subestación de 100 kVA ya que es donde mayor energía se consume y por lo tanto mayor oportunidad de ahorro por auto-consumo de la energía producida por el SSFV.

También es importante evaluar las corrientes que se están manejando en las fases de la subestación a utilizar en este proyecto. Para este caso las subestaciones de 100 y 250 kVA la cual presenta un perfil de corrientes de fase mostradas en el siguiente cuadro.

Tabla 3. Corrientes promedio de cada una de las fases de subestaciones del CRINA. (Romero, 2014)

Subestación	IA (Amperios)	IB (Amperios)	IC (Amperios)	Desbalance (%)
100kVA	37.09	47.18	0	16.93
250kVA	12.6	17.9	1.65	24.96

En la subestación de 100 kVA, se observa que la fase B esta levemente más cargada en alimentación de corriente eléctrica que la fase A, el valor encontrado supera la norma establecida por lo tanto se recomienda tomar en cuenta este valor a la hora de instalar futuras cargas y así poder tener un balance que no sobrepase los valores de las normas establecidas y pueda haber un buen balance de cargas en esta subestación. Para lo cual el valor máximo permisible recomendable de desbalance de carga es del 10%. Una consideración adicional para finalmente definir la subestación y punto de conexión más adecuado es tomar en cuenta las posibles modificaciones al sistema eléctrico (migrar todo el sistema eléctrico del CRINA a una sola subestación de 250 kVA), proyecto que, de llegar a concretarse, implicará hacer modificaciones en las líneas de transporte de energía del SSFV.

3.1.2 Datos del consumo de energía de las instalaciones del CRINA, desde el año 2012-2018

El costo de la energía consumida por el CRINA se ha calculado según los valores promedios de los datos de consumo proporcionados por el CRINA en el documento de Excel: "Consumo de Energía en subestaciones del CRINA 2012-2017", en donde se encuentran los costos de lo facturado por la energía servida por DELSUR en las subestaciones instaladas en el CRINA durante este período.

Para analizar esta información se realizaron cuadros resumen del consumo mensual de las dos subestaciones del CRINA, teniendo como resultado los siguientes:

Tabla 4. Consumo energético mensual, y facturación del CRINA subestación 250kVA periodo 2012-2018. Fuente: Elaboración propia.

Consumo Energético Mensual CRINA 2012-2018 subestación 250KVA														
Año/mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL KWh	Total Facturado USD \$
2012	2793	4011	3978	3231	3882	5018	4450	3670	4434	3850	3881	3670	46,868	\$12,898.22
2013	2160	3703	4125	3394	3767	4580	3525	3346	4482	3687	3735	4190	44,694	\$12,578.70
2014	2062	3735	4580	3556	4970	4336	5100	4271	4271	4352	4466	3215	48,914	\$13,489.49
2015	2485	3719	4271	3118	4856	3524	4190	3671	5002	3670	3621	3362	45,489	\$10,396.54
2016	2030	2566	2566	2453	2647	2014	2257	1494	1818	2078	1689	1755	25,367	\$4,814.74
2017	1575	2176	2793	1982	2858	2955	3052	2842	2810	3071	2599	2063	30,776	\$6,448.24
2018	1413	2534	2550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,497	\$1,381.51

Tabla 5. Consumo energético mensual, y facturación del CRINA subestación 100kVA periodo 2012-2018. Fuente: Elaboración Propia

Consumo Energético Mensual CRINA 2012-2018 subestación 100KVA														
Año/mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL KWh	Total Facturado USD \$
2012	4214	6934	8282	6609	7705	8218	7560	6455	7283	6764	6544	5164	81,732	\$21,705.76
2013	3005	5716	6878	5732	8258	6935	7162	6764	7762	3687	5968	5830	73,697	\$20,956.08
2014	3841	6227	7259	7844	6244	7966	7260	7762	7917	6845	6626	6074	81,865	\$22,255.21
2015	3817	6967	7260	6009	8079	8722	7722	6723	8396	6699	6219	6082	82,695	\$19,160.65
2016	3971	4076	4702	4864	7130	7219	3350	5408	6593	6066	6057	6057	65,493	\$12,586.30
2017	3808	4508	5968	5619	5384	7048	5969	5757	6610	5083	4977	6325	67,056	\$14,508.15
2018	3573	4808	5213	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,594	\$3,017.16

En la tabla 4 y 5 a partir del año 2015 al 2016 se observa una disminución en la facturación por el consumo de energía, producto de la implementación de un sistema termosolar para calentamiento de agua, adicionalmente también durante el año 2016 se ejecutaron proyectos de rehabilitación de espacios lo cual disminuyó la atención y por consiguiente el consumo de energía

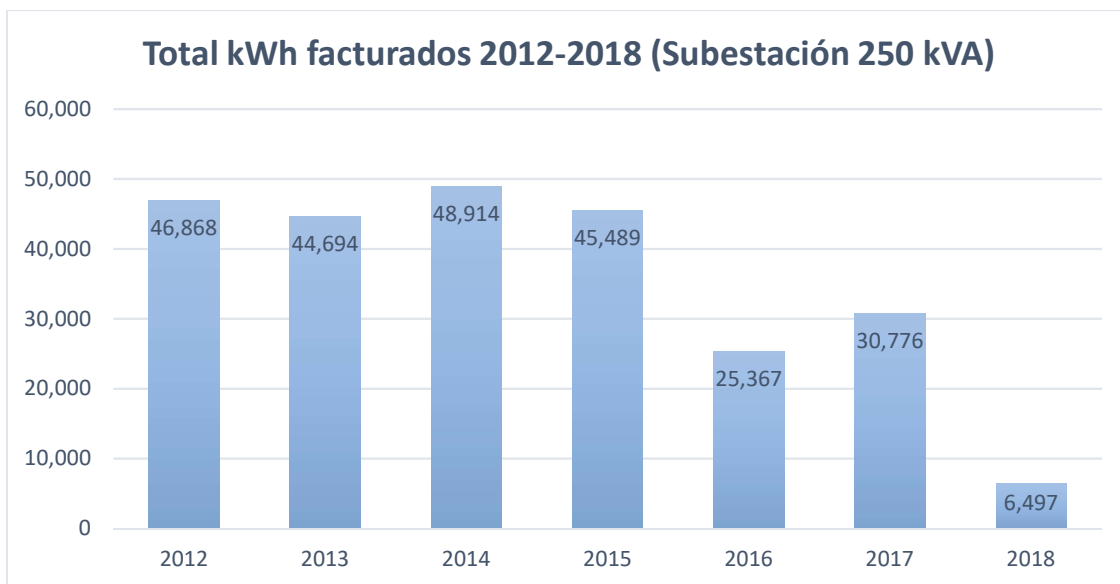


Gráfico 1. historial de energía facturada. Fuente: Elaboración propia

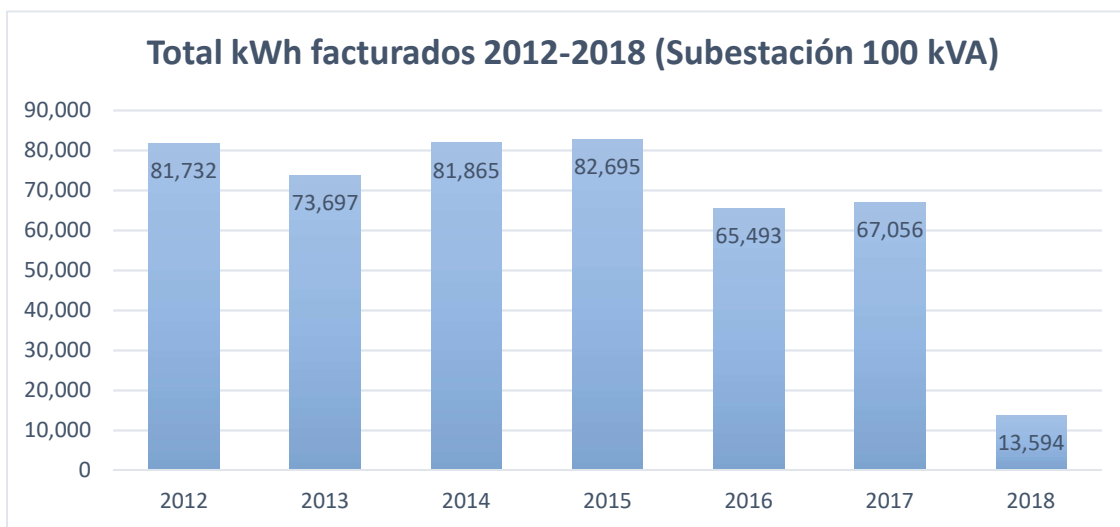


Gráfico 2. Consumo energético mensual, y facturación del CRINA subestación 100kVA periodo 2012-2018. Fuente: Elaboración propia.

3.1.3. Factor de carga de las subestaciones

El factor de carga para las subestaciones en este caso oscilan entre el 0.15 y 0.90. Un valor alto de factor de carga, indica una buena distribución de la carga a lo largo de un período determinado (Romero, 2014). Esto se refleja como una curva de carga uniforme que carece de picos elevados.

Para este caso, según estudio realizado (mediciones eléctricas con analizador de redes) por el CNE para el CRINA, en las dos principales subestaciones por un periodo de 7 días, indican que el mayor consumo energético se genera de lunes a viernes en las horas de uso de las instalaciones por los usuarios beneficiados. Teniendo los fines de semana un consumo mínimo en las dos subestaciones, lo cual nos indica que ambas subestaciones estarían disponibles para poder suministrar energía excedente generada del sistema fotovoltaico que se pretende instalar los fines de semana.

A continuación, se presenta un perfil del consumo anual que se obtiene de ambas subestaciones:

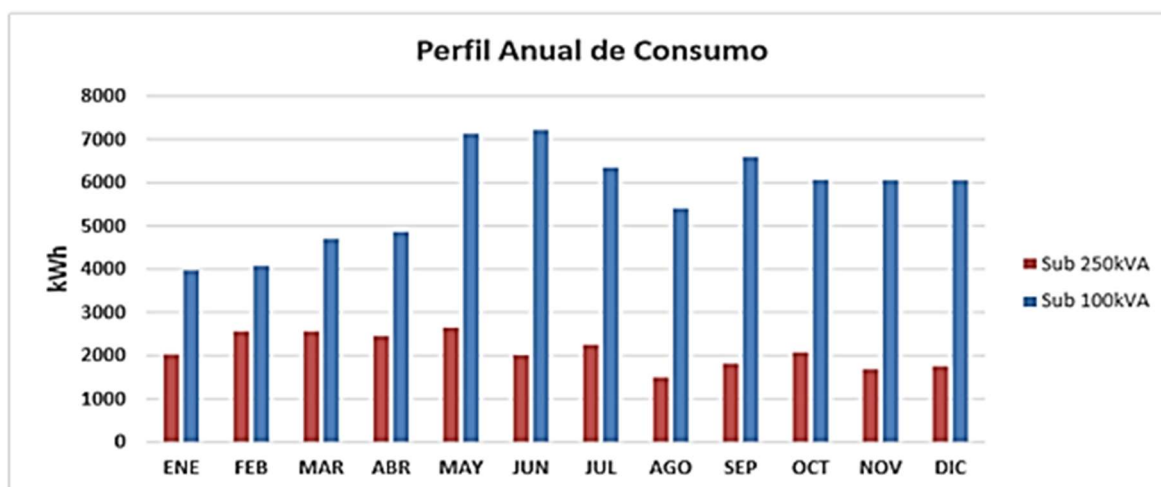


Gráfico 3. Comparativo de consumo energético de las subestaciones de 100 kVA y 250 kVA Fuente: Consejo Nacional de Energía (CNE).

Claramente se observa en la gráfica que el consumo máximo se obtiene de la subestación de 100 kVA anualmente.

3.2 NORMATIVA SALVADOREÑA APLICADA AL DIMENSIONAMIENTO DEL SSFV

El 11 de octubre del 2017 entró en vigencia la “NORMATIVA PARA USUARIOS FINALES PRODUCTORES DE ENERGÍA (UPR), ACUERDO 367-E-2017”, esta normativa tiene múltiples ventajas para los usuarios finales que deseen producir su propia energía para amortiguar el consumo de energía eléctrica. Según el Art. 8 de la referida normativa, para poder tener su propia unidad generadora se tiene que seguir un proceso y cumplir una serie de condiciones las cuales se mencionan a continuación:

- 1.) La **capacidad o potencia nominal máxima** de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía.

- 2.) La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía.
- 3.) Las unidades de generación que posean algún dispositivo de almacenamiento de energía, no les será aplicable el requisito detallado en el numeral “1”, y la producción mensual estimada de energía detallada en el numeral “2” deberá ser menor o igual que el 90% del consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía.

Según Art. 10 de la norma UPR, la documentación a presentar a la empresa distribuidora y que constituirá en si la notificación será la siguiente:

- a.) Copia del documento de cobro más reciente (Factura) emitido por el distribuidor o comercializador, previamente cancelado.
- b.) Tecnología de generación a instalar: solar fotovoltaica, solar térmica, biomasa, biogás, pequeña unidad hidroeléctrica, etc.
- c.) Localización específica de la unidad de generación dentro del inmueble.
- d.) Diagrama unifilar de la unidad de generación que incluya el punto de conexión de la unidad con las instalaciones eléctricas del usuario final.
- e.) Capacidad a instalar o instalada en kW de la unidad y su energía mensual asociada.
- f.) Descripción de cálculo de la capacidad a instalar o instalada y la producción mensual estimada de energía de la unidad de generación. Según lo dispuesto en el artículo 9 del presente documento.
- g.) Tensión nominal de la unidad de generación.
- h.) Características técnicas de los equipos que conforman la unidad de generación. Para el caso de usuarios finales de las categorías tarifarias de mediana y gran demanda conectados en media tensión, la distribuidora podrá requerir la elaboración de estudios eléctricos para cuantificar el impacto en su red de distribución por la incorporación de una unidad de generación para el auto abastecimiento del usuario.
- i.) Copia de documento de identidad de la persona natural o jurídica responsable del diseño y montaje de la unidad de generación.
- j.) Declaración de responsabilidad por parte de la persona que realizó el diseño y montaje de las unidades de generación, de que las mismas cumplen con las disposiciones consideradas en las normativas nacionales vigentes que sean aplicables.
- k.) Para el caso de recurso hídrico o geotérmico, se deberá presentar copia del documento que respalde el otorgamiento de la concesión para el uso de dicho recurso, emitido por la autoridad competente.
- l.) Fecha estimada de la entrada en operación de la unidad de generación.
- m.) Lugar, número telefónico, correo electrónico y cualquier otro medio para recibir notificaciones; así como la designación de personas autorizadas para tal efecto, si las hubiere.

- n.) Copia de los certificados de cumplimiento de las normas de fabricación de equipos eléctricos para cada uno de los componentes principales de las unidades de generación (UL, TÜV, CSA, etc.).
- o.) Copia del DUI o Carnet de Residente del solicitante.
- p.) En caso de que el medidor sea provisto por el Usuario Final, copia de factura de compra de medidor y constancia de calibración y exactitud, realizada por una empresa calificada.
- q.) Autorización del propietario del inmueble, en caso de que el titular del servicio sea una persona distinta.

Esta información ha sido extraída de la Norma UPR_Anexo I de acuerdo 367-E-2017.

La normativa UPR aplica para el presente proyecto en el CRINA dado que el objetivo del instituto es instalar un sistema solar fotovoltaico para poder producir potencia eléctrica para auto consumo, procurando que el sistema no genere excedentes significativos, cumpliendo con el numeral 2 de la norma UPR.

Para cumplir con el objetivo planteamiento anterior, es conveniente conectar el SSFV a la subestación existente de 100 kVA; esta subestación tiene una demanda de potencia, según último registro completo de 2017, de 62.19 kVA y 67,056 kWh/año.

3.3 DIMENSIONAMIENTO DE GENERADOR FOTOVOLTAICO

3.3.1. Descripción general

Este procedimiento tiene como objetivo poder orientar al propietario sobre los cálculos realizados para determinar la cantidad de equipos que utilizara el sistema fotovoltaico, de una forma técnica se comenzara a describir los criterios utilizados para seleccionar partes y componentes que compondrán la instalación fotovoltaica y entre los cuales se puede mencionar: paneles o módulos fotovoltaico, inversores, strings boxes, protecciones eléctricas como fusibles y porta fusibles, estructuras de soporte, pararrayo, estación meteorológica, entre otros de igual relevancia. El detalle es el siguiente:

3.3.2. Cálculo de superficie de paneles mínima necesaria

Para el dimensionamiento del generador fotovoltaico se han considerado tres factores importantes los cuales son:

- 1.) El área disponible del emplazamiento seleccionado.
- 2.) El consumo de energía según factura.
- 3.) Normativa vigente de SIGET y de la distribuidora de energía (DELSUR)

Con estos parámetros se estima la potencia pico (W_p) nominal de la instalación y por lo tanto la energía a ella asociada para el autoconsumo del sitio.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el CRINA dispone de dos subestaciones las cuales proporcionan energía a todas las cargas conectadas. Una subestación de 100 kVA monofásica y otra de 250 kVA trifásica. El porcentaje de carga de ambas subestaciones se muestra a continuación en la Tabla 6:

Tabla 6. Porcentaje de carga de las subestaciones del CRINA. (Romero, 2014)

SUBESTACION POTENCIA	VOLTAJE	PORCENTAJE DE CARGA
100 kVA	120-240 Vac	62.19%
250 kVA	120-240 Vac	15.05%

Con el objetivo de consumir la mayor cantidad de energía generada por el SSFV, se ha decidido conectar el sistema solar en la primera subestación, la cual tiene una potencia aparente de 100 kVA y es la subestación que más porcentaje de carga tiene, es decir la mayoría de las cargas dentro del CRINA toman la alimentación de esa subestación, siendo el promedio del consumo total de la energía, desde enero a diciembre de 2017, de 67,056.0 kWh/año.

Para poder determinar el área nominal requerida para el proyecto se procederá de la manera siguiente:

1. Determinar el consumo anual en la subestación I del CRINA, el cual es de 67,056.0 kWh/año, siendo en promedio 5,588 kWh/mes.
2. Cálculo de área requerida para suministrar la energía del numeral uno (1) con las opciones de módulos siguientes: 265 W_p , 320 W_p y 330 W_p ; para lo cual se hicieron diversos ensayos, calculando en cada caso la potencia nominal de la instalación y área requerida. Las características de cada módulo son presentadas más adelante en la tabla 7.
3. Adicionalmente se debe estimar la cantidad de energía generada por un panel solar en un mes a partir de los niveles de irradiancia, para esto se comparó los datos de la figura 3 y datos de satélite NREL de Estados Unidos (tabla 8) utilizando el menor de ambos.

Tabla 7. Detalle de los módulos solares para utilizar en el diseño del proyecto. Fuente: Elaboración propia

MARCA	HANWHA Q CELLS	TRINA SOLAR	CANADIAN SOLAR
MODELO	Q.POWER-G5 260-280	DUOMAX 320-340	CS6U-330 P
POTENCIA (W_p)	265	320	330
VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})	38	45.4	45.6
VOLTAJE DE MAXIMA POTENCIA (V_{mpp})	30.9	34.4	37.2
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO (I_{sc})	9.20	9.23	9.45
CORRIENTE DE MAXIMA POTENCIA (I_{mpp})	8.58	6.9	8.88
DIMENSIONES	1650x991x35	1978x992x6	1960x922x35
AREA (m ²)	1.64	1.81	1.96
EFICIENCIA	16.2%	16.3%	16.97%

Tabla 8. Promedio de irradiación solar en la ubicación del proyecto (lat. 13.69° N y Long. -89.19° a 644 m.s.n.m) <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Prom.
Irradiancia (kWh/m ² -día)	6.6	6.9	7.02	6.6	5.68	5.25	6.06	5.78	5.41	5.4	6.1	6.34	6.1

Aplicando la definición de horas Sol pico, el cálculo de energía por mes para cada panel se presenta a continuación:

$$E_{\text{panel}} = \text{Energía diaria del panel} = [m^2 \times HSP \times Pr \times \text{Eff}_{\text{panel}}] = [W_p \times HSP \times Pr]$$

Dónde:

- W_p = Vatio pico del panel
- $\text{Eff}_{\text{panel}}$ = Eficiencia de conversión de energía del panel
- HSP= horas de Sol pico por día (tomando 5.16 kWh/m²-día del mapa del SWERA)
- Pr= coeficiente de rendimiento (performance ratio) de la instalación. Considera el ensuciamiento, mala orientación, pérdidas en los conductores eléctricos, etc. Generalmente entre 0.75 y 0.85, para el caso se empleará 0.8 (ver anexo G).

Ensayo 1: Cálculo de la energía generada por un panel solar de 265 W_p fabricado por Hanwha Q Cells, modelo Q.POWER-G5 260-280.

- Potencia pico del panel: 265 W_p ; área de captación: 1.64 m²; eficiencia de conversión: 16.2%.

Por lo tanto, la cantidad de paneles queda de la manera siguiente.

- $E_{\text{panel 1}} = 1.64 \text{ m}^2 \times 5.16 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \times 0.162 \times 0.8 = 1,096.72 \text{ Wh/día.}$
- $E_{\text{panel 2}} = 265 \text{ W}_p \times 5.16 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \times 0.8 = 1,093.92 \text{ Wh/día.}$

- $E_{\text{panel/día}} = E_{\text{panel 2}} = 1.093 \text{ kWh/día.}$
- $E_{\text{panel/mes}} = 1.093 \text{ kWh/día} \times 30 \text{ días}$
- $E_{\text{panel/ mes}} = 32.82 \text{ kWh/mes.}$

La cantidad de paneles a utilizar para producir el total de la energía que demanda el CRINA es igual al consumo de energía promedio mensual entre la cantidad de energía generada por un panel en un mes, es decir: $[5,588 \text{ kWh/mes}] / [32.82 \text{ kWh/mes/panel}] = 170.26$ paneles seleccionando 170 paneles. Por lo tanto, el área mínima para los 170 paneles de 265 W_p es: $1.64 \text{ m}^2 \times 170 = 278.80 \text{ m}^2$

Ensayo 2: Cálculo de la energía generada por un panel solar de 320 W_p fabricado por TRINA SOLAR, modelo DUOMAX 320-340:

- $E_{\text{panel/día}} = 320 \text{ W}_p \times 5.16 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \times 0.8$
- $E_{\text{panel/día}} = 1,320.96 \text{ Wh/día.}$
- $E_{\text{panel/día}} = 1.32 \text{ kWh/día.}$
- $E_{\text{panel/ mes}} = 1.32 \text{ kWh/día} \times 30 \text{ días}$
- $E_{\text{panel/ mes}} = 39.6 \text{ kWh/mes.}$

La cantidad de paneles a utilizar es el siguiente: $5,588 \text{ kWh/mes} / 39.6 \text{ (kWh/mes-panel)} \sim 141$ paneles solar. Según tabla 7, el área de cada panel es 1.81 m^2 por lo que el área a utilizar para los 141 paneles de 320 watts será de: $1.81 \text{ m} \times 141 = 255.21 \text{ m}^2$

Ensayo 3, Cálculo de la energía generada por un panel solar de 330 W_p fabricado por CANADIAN SOLAR, modelo CS6U-330 P:

- $E_{\text{panel/día}} = 330 \text{ W}_p \times 5.16 \text{ kWh/m}^2/\text{día} \times 0.8$
- $E_{\text{panel/día}} = 1,362.24 \text{ Wh/día.}$
- $E_{\text{panel/día}} = 1.36 \text{ kWh/día.}$
- $E_{\text{panel/ mes}} = 1.36 \text{ kWh/día} \times 30 \text{ días}$
- $E_{\text{panel/ mes}} = 40.8 \text{ kWh/mes.}$

La cantidad de paneles a utilizar es el siguiente: $[5,588 \text{ kWh/mes}] / 40.8 \text{ (kWh/mes-panel)} \sim 137.00$ paneles solar. Según tabla 7, el área de cada panel es 1.96 m^2 , por lo que el área a utilizar para los 137 paneles de 320 watts será de: $1.96 \text{ m} \times 137 = 268.52 \text{ m}^2$

Más adelante se detallarán las características técnicas de cada módulo solar, esto para poder seleccionar el tipo de inversor a utilizar.

Con base a los ensayos, para poder desarrollar el proyecto fotovoltaico se tendrá que disponer de un área neta de entre 255 y 280 m². Lo anterior es un área mínima requerida para poder realizar la distribución correcta de los módulos, no obstante también se necesita áreas adicionales para tomar en cuenta pasillos de mantenimiento para poder efectuar las labores preventivas y correctivas tales como: limpieza, revisión y solución de problemas técnicos.

Después de revisar las áreas disponibles dentro de la institución, el área más factible para realizar la instalación es la del techo de la cancha de basketball, el cual tiene un área total de 526 m² de techo de dos aguas y orientada de Este – Oeste. Otra característica importante es la poca presencia de obstáculos en el horizonte que proyecte sombra en los módulos.

La estimación de potencia del SSFV considerando la orientación de las cubiertas del techo (Este-Oeste), sombras y otras características, fue realizada empleando el software PVSyst, para el cual se tomó en cuenta los tipos de módulos analizados previamente. El detalle completo es presentado en el informe de diseño en Anexo G.

3.4 SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES

3.4.1 Selección del Módulo Fotovoltaico

Actualmente existe una gran variedad de diferentes tecnologías de módulos solares fotovoltaicos y entre estas está la policristalina, la cual es sugerida dado que típicamente presenta la mejor relación eficiencia costo. Para lo anterior, se escogieron tres fabricantes de módulos que cumplen con las características siguientes:

1. Panel de tecnología policristalina con potencia entre 260 y 330 W_p.
2. Dimensiones no mayores a 2 m²

Se escogieron las siguientes marcas las cuales cumplen los criterios y son reconocidas a nivel local e internacional.

1. Trina Solar.
2. Hanwha Q Cells.
3. Canadian Solar.

En anexos se presentan las especificaciones técnicas de cada modelo.

Para determinar la marca a utilizar para el diseño del sistema solar fotovoltaico, se analizaron las siguientes variables del panel solar que son cruciales para el funcionamiento de todo el sistema:

1. Potencia pico (W_p)

2. Voltaje de circuito abierto (V_{oc})
3. Voltaje en máxima potencia (V_{mp})
4. Corriente en máxima potencia (I_{mp})
5. Corriente de corto circuito (I_{sc})
6. Dimensiones del panel solar.

Un resumen de las características se indicó en la Tabla 7.

Tomando como referencia el área disponible para realizar el SSFV y la confiabilidad que ofrecen los diferentes fabricantes, se ha decidido utilizar preliminarmente la marca Hanwha Q Cells para realizar el diseño dado que, convenientemente para el proyecto, su menor tamaño permitirá ajustar la cantidad de módulo al área disponible de techo, lográndose una mejor distribución entre área ocupada por los módulos y pasillo para mantenimiento. El módulo a utilizar será el Q. Power-G5 260-280 de potencia pico de $265 W_p$ por lo que la potencia pico nominal del SSFV será de $(265 \times 170) = 45.05 kW_p$.

Luego de hacer pruebas con diferentes arreglos de módulos sobre la cubierta se determinó que, descontando las áreas de paso para mantenimiento, la cantidad máxima de módulo a instalar será de 168 de $265 W_p$, con lo cual la nueva potencia pico es $44.5 kW_p$, valor similar al estimado previamente. El cálculo más preciso de la producción de energía anual fue verificado mediante el uso del software PVSyst en anexo G.

3.4.2 Selección del Inversor

Para convertir la potencia en corriente continua a alterna se empleará un equipo inversor, el cual hace uso de electrónica de potencia bajo una lógica de control preestablecida según fabricante. Existen en el mercado una variada oferta de productos, siendo la marca alemana SMA una de los fabricantes más reconocidos y confiables.

Para seleccionar el inversor se necesita al menos lo siguiente:

- Eficiencia de conversión del inversor.
- Mínima, nominal y máxima tensión de entrada en DC² del generador fotovoltaico.
- Cantidad máxima de corriente en entrada en DC del generador fotovoltaico.
- Tensión fotovoltaica de arranque en DC.
- Número de entradas en DC
- Precio.

² DC: Corriente directa

A modo de ejemplo en la tabla 8 se presentan los datos mínimos requeridos de un inversor de la marca SMA empleado en este proyecto.

Tabla 8. Especificaciones técnicas de un inversor SMA modelo Sonny Boy 7000- US

Especificaciones técnicas del inversor SMA		
Modelo	Sonny Boy 7000-US	unidades
entradas DC (input DC)		
Pot. Máx. recomendada del generador FV	8750	W
Voltaje máximo en DC	600	V
Voltaje nominal en DC	310	V
Rango de tensiones MPP	250-480	V
Min. Voltaje de arranque	250-300	V
Corriente máx.	30	A
Número de entrada en DC	1	
Especificaciones técnicas del inversor SMA		
Salidas AC (output AC)		
Pot. Máx de salida	7000	W
Voltaje Máximo	240	V
Frecuencia de red	59.3 – 60.5	Hz
Corriente máxima de salida	29	A
Factor de Potencia (Φ)	1	
THD	<4%	
Máxima eficiencia	96.90%	

A continuación se describe el procedimiento para verificar la idoneidad del inversor seleccionado y determinar la cantidad requerida para suplir la potencia demandada.

Paso 1: Cálculo de rango de módulo conectados en serie por cadena (string).

- Mín. número de paneles = mín V_{dc} de rango de inversor / V_{mpp} de panel

$$\text{Mín. de paneles} = 250 V_{dc} / (30.9 V_{dc} / \text{Panel}) = 8.9 \text{ Paneles}$$

- Máx número de paneles= máx V_{dc} de rango de inversor / V_{mpp} de panel

$$\text{Max. de paneles} = 480 V_{dc} / (30.9 V_{dc} / \text{Panel}) = 15.53 \text{ Paneles}$$

Según el resultado, el inversor admite entre 9 y 15 paneles, sin riesgo de sobre tensión.

Paso 2: Selección de cantidad de paneles por cada cadena (string).

Los datos de voltaje y corriente empleados en el cálculo son en condiciones estándar de operación (1000 W/m^2 y temperatura de la célula fotovoltaica de 25°C , $AM=1.5$), en operación normal, las variables eléctricas de los paneles variarán con la irradiancia y la temperatura, en consecuencia, en los terminales del panel se generará un menor voltaje en la media que la temperatura de la célula aumente. Por lo tanto no conviene hacer “string” con el mínimo de

paneles (9), dado que dicho inversor tendería a desconectarse de la red al detectar que el voltaje ha alcanzado el mínimo de arranque, un tipo de falla muy frecuente.

Con base a lo anterior, se seleccionará un número de 14 paneles por cadena. El número par seleccionado conviene dado que el número total de paneles (168) es múltiplo exacto de 14.

El voltaje en los terminales de entrada del inversor se calcula como sigue:

$$V_{dc} \text{ de entrada: } 14 \text{ paneles} \times 30.9 \text{ V}_{dc} = 432.9 \text{ V}_{dc} (< 480 \text{ V}_{dc})$$

En cuanto a la corriente en el punto de máxima potencia por cadena, esta es igual a la corriente de un panel, para el caso de la tabla 8, I_{mpp} es de 8.58 A. Si se compara el valor de I_{mpp} del panel con respecto al valor de corriente directa de entrada máxima admisible en el inversor, ésta es 3.38 veces mayor ($I_{max} = 30 \text{ A}$). Por lo que, haciendo uso de una caja combinadora (combiner box), al inversor se podría conectar hasta tres (3) cadenas de 14 módulos cada una.

$$I_{m\acute{a}x} = \text{Pot}_{AC} / V_{\text{min. de inversor}} = 7000 \text{ W} / 250 \text{ V}_{dc} = 28 \text{ A}$$

$$I_{m\acute{i}n} = \text{Pot}_{AC} / V_{\text{m\acute{a}x. de inversor}} = 7000 \text{ W} / 480 \text{ V}_{dc} = 14.58 \text{ A}$$

Paso 3: Cantidad de inversores

La potencia en corriente continua es de 44.5 kW_p, si se selecciona un inversor de SMA de 7 kW, el número de inversores requeridos queda de la manera siguiente:

$$\text{Número de inversores: } 44.5 \text{ kW}_p / (7 \text{ kW} / \text{inversor}) = 6.35 \text{ inversores}$$

El cálculo anterior sugiere seleccionar seis (6) inversores, con lo cual la potencia en corriente continua tiene una magnitud de (7 kW_p) x (6) = 42 kW_p

La relación entre la potencia de corriente continua de entrada y la potencia alterna de salida es de (42 kW/44.5 kW) = 0.94 o 94%, valor cercano al 90% sugerido comúnmente en este tipo de industria.

Paso 4: número de cadenas por inversor

El número de cadenas queda de la manera siguiente:

1. Número de paneles por cadena: 14
2. Número de paneles: 168
3. Cadenas (2/1) = 168/14 = 12
4. Número de inversores: 6
5. Cadenas por inversor (3/4) = 12/6 = 2

El resultado es dos cadenas de 14 paneles por cada inversor, las características técnicas del equipo se presentan en anexos H.

Los resultados fueron validados mediante simulación en PVSyst (ver resumen en Anexo G).

3.4.3 Cuadro resumen del Diseño

El resultado del diseño de la parte eléctrica se resume en la Tabla 9 de la siguiente forma:

Tabla 9. Resumen del diseño del sistema solar Fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Características
Potencia pico de entrada (DC)	44.5 kWp
Potencia pico de entrada (AC)	42 kWp
Modelo del panel solar	Q.power-G5 260-280
Tecnología del panel	policristalina
Potencia pico del panel	265Wp
Total de paneles solares	168
Potencia del inversor	7 kW
Modelo del inversor	Sunny boy 7000US
Total de inversores	6
Energía total generada por el sistema	64.718 MWh/año
Consumo promedio de la instalación.	45.010 MWh/año

Al comparar la energía generada por el SSFV con la demanda actual anual de energía, su cociente da un valor de 0.96 ó 96%. No obstante, el dato de demanda de energía comparado es de 2017, por lo que, para poder iniciar un proceso de factibilidad de conexión con la distribuidora, se deberá actualizar el consumo de energía eléctrica y así saber qué fracción realmente será producida con el SSFV.

Adicionalmente, los datos de irradiación considerados para los cálculos son datos tomados de satélite, los cuales generalmente para zonas tropicales como la de El Salvador, tiene una sobre estimación del recurso solar.

3.4.4 Dimensionamiento de las Protecciones Eléctricas del SSFV

3.4.4.1 Cálculo de corriente de cada cadena

Las características eléctricas de los módulos a utilizar se muestran en la Tabla 10:

Tabla 10. Especificaciones técnicas de los módulos a utilizar. Fuente: https://www.q-cells.com/en/main/products/solar_panels/power_plant/power_plant01.html

ELECTRICAL CHARACTERISTICS								
POWER CLASS				260	265	270	275	280
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5W / -0W)								
Minimum	Power at MPP ²	P _{MPP}	[W]	260	265	270	275	280
	Short Circuit Current*	I _{SC}	[A]	9.05	9.20	9.23	9.27	9.29
	Open Circuit Voltage*	V _{OC}	[V]	37.7	38.0	38.1	38.3	38.5
	Current at MPP*	I _{MPP}	[A]	8.45	8.58	8.69	8.79	8.87
	Voltage at MPP*	V _{MPP}	[V]	30.8	30.9	31.1	31.3	31.6
	Efficiency ²	η	[%]	≥15.9	≥16.2	≥16.5	≥16.8	≥17.1
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NOC ³								
Minimum	Power at MPP ²	P _{MPP}	[W]	191	195	199	202	206
	Short Circuit Current*	I _{SC}	[A]	7.32	7.44	7.47	7.50	7.51
	Open Circuit Voltage*	V _{OC}	[V]	35.4	35.6	35.7	35.9	36.1
	Current at MPP*	I _{MPP}	[A]	6.75	6.86	6.95	7.02	7.09
	Voltage at MPP*	V _{MPP}	[V]	28.3	28.4	28.6	28.8	29.1
¹ 1000W/m², 25°C, spectrum AM 1.5 G				² Measurement tolerances STC ±3%; NOC ±5%		³ 800W/m², NOCT, spectrum AM 1.5 G		* typical values, actual values may differ
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY				PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE				

La corriente máxima de la fuente fotovoltaica es la suma de la corriente nominal de cortocircuito (I_{sc}) de los módulos en paralelo multiplicado por el 125% [NEC 690.8 (A)(1)].

Por lo que:

- I_{sc} = 9.20 A.
- Corriente máxima o I_{max} = 9.20 X 1.25 = 11.50 A.

Por lo tanto, el dimensionamiento de los conductores (cable solar) y dispositivos de protección queda de la manera siguiente:

- Los conductores y los dispositivos de protección contra sobre corriente se dimensionan de modo que conduzcan el 125% de la corriente máxima de la fuente fotovoltaica calculada según el NEC 690.8 (Amp)
- Protección de sobre corriente = I_{max} X 1.25 = 11.50 X 1.25 = 14.375 A. equivalente a 14.4 A.

No obstante, se consideró también lo siguiente:

1. El cable del generador fotovoltaico debe tener una capacidad mínima, ajustada cuando la temperatura ambiente supere los 30°C, de la protección de sobre corriente que es 14.4A.
2. Si los conductores de los módulos están en ducto, la temperatura de trabajo es de 63°C
3. Según tabla NEC 310.15(B)(2)(C) el factor de ajuste para esa temperatura es de 0.58. por lo que la nueva capacidad de los conductores queda: $14.40 / 0.58 = 24.83$ A.
4. Con base a lo anterior, el cable solar recomendado es el ZZ-FF de 4 mm² cuya capacidad de corriente al aire libre es de 55 A.
5. Fusible en serie para la protección de arreglos fotovoltaicos [NEC 240]
6. El valor del fusible es el 125% de la corriente máxima de la fuente fotovoltaica.
7. El fabricante del panel Fotovoltaico recomienda utilizar protecciones (fusibles) de hasta 15Amp. como máximo.
8. La tensión máxima de la fuente fotovoltaica es la suma de la tensión nominal de circuito abierto de los módulos conectados en serie corregida para la temperatura más baja esperada la cual, según registros meteorológicos mostrados en el siguiente enlace: <http://www.snet.gob.sv/meteorologia/ff012006.htm>, la temperatura más baja registrada en el área metropolitana es de 10 °C, por lo que el voltaje máximo de circuito abierto queda de la manera siguiente:

$$Voc(Tmin) = Voc.Ns(1 + a * (Tmin - Tamb))$$

Dónde:

- V_{oc} =Voltaje de circuito abierto de los paneles= 37.7V
- N_s =Numero de paneles en Serie= 14 (dato asumido)
- a =Coeficiente de la temperatura de tensión en vacío= -0.33%/K
- T_{min} =Temperatura mínima esperada=10°C
- T_{amb} =Temperatura ambiente=25°C

$$Voc(Tmin)=38 \times 14 \times (1 + (-0.33\%) \times (10 - 25)) = 435.23 \text{ V}$$

Se exige la instalación de un interruptor DC [NEC 690.13] a [NEC 690.17] la cual deberá procurar lo siguiente:

- Interrumpir los conductores no aterrizados [NEC 690.13], [NEC 390.35 (A)].
- Debe ser catalogado no apto para reparación en el lugar y debe cumplir todos los requisitos del NEC 690.17 [NEC 690.14 (A)].

- Debe ubicarse en un lugar de fácil acceso, afuera o dentro del edificio, lo más cercano al punto de perforación del edificio [NEC 690.14 (C)(1)].
- Se dispone un Interruptor DC incluido con el equipo inversor por el fabricante que cumple todos los requisitos antes descritos.
- Máximo voltaje DC: $600V_{dc}$
- Se cuenta con un voltaje máximo estimado de arreglo fotovoltaico de $435.23V_{dc}$
- Máxima corriente de operación DC: 9.20 A .
- Se tiene una corriente máxima de operación DC de 9.20 A .
- Máxima corriente de corto circuito DC: 36Amp .
- existe una corriente máxima de cortocircuito DC = 14.42 A .
- El cable para aterrizar los marcos de los paneles fotovoltaicos tiene que instalarse por requerimiento de la sección 690.41 a través de 690.47 del NEC y la tabla 250.122, con base en el valor nominal del dispositivo de protección de sobre corriente delante del alimentador. En este caso como el alimentador está protegido con un fusible de 15 Amp . el cable de puesta a tierra debe ser como mínimo 14 Cu .

3.4.4.2 Dimensionamiento de cableado y dispositivos AC según norma NEC

- El dimensionamiento de la protección de sobre corriente es igual al 125% de la corriente máxima de salida del inversor fotovoltaico.
- Por recomendación del fabricante del inversor las protecciones y cables AC se dimensionan con base a la corriente máxima de salida del equipo.

En tal caso se tiene una corriente máxima a $240V_{ac}$ de 29 A .

$$29 \times 1.25 = 36.25\text{A}.$$

El Interruptor térmico a usa como protección de sobre corriente e interruptor AC [NEC 690.64 (B)(1)], deberá ser superior a 36.25A , según capacidad disponible en el mercado.

- El diámetro del conductor de AC debe estar basado en la máxima corriente de salida del Inversor fotovoltaico [NEC 210.19 (A)(1)].
- Según tabla, el diámetro a usar es 8 AWG con una capacidad de 60 A . a 90°C en Ducto.
- El fabricante del inversor recomienda usar como mínimo cable 10AWG con una capacidad de 40A . a 90°C en ducto, para el caso se seleccionará un 14 AWG .
- El NEC recomienda no más del 3% de caída de tensión en los cables desde la salida del inversor hasta el punto de interconexión con la red eléctrica [NEC 210.19(A)(1)]; el fabricante del Inversor recomienda el 1% debido a que la ventana de tensión es estrecha.

3.4.5 Selección de Equipos Principales

3.4.5.1 Cajas combinadoras (Combiner box)

El sistema solar constara de un total de 4 sub sistemas, tal como se aprecia en la Tabla 9 en donde el sub sistema número 2 y 4 constaran de 4 “strings” o cadenas cada uno, y los sub sistemas 1 y 3 de dos strings respectivamente.

Para este proyecto se ha decidido utilizar una “combiner box” de la marca AMB Green Power, el modelo de la combiner box es STC4 40 A. similar a la que se muestra en la Figura 9.



Figura 9. Combiner box Blusunsolar para 6 cadenas protección para 20 amperios por String breaker SMI-225/4P/DC1000V. Fuente: <https://es.aliexpress.com/item/12-String-input-Photovoltaic-Array-Solar-PV-Combiner-Box->

Las características principales de la Combiner box se muestran a continuación.

- Salida con seccionador de hasta 900 V_{dc} y 40 A. (1000 V_{dc} tensión de aislamiento).
- No tiene contacto auxiliar de estado.
- Dimensiones: 380x380x225 mm
- Protección IP55.
- Entradas y salidas con prensaestopas.

3.4.5.2 Fusible y porta fusible

Los fusibles son dispositivos de protección importantes en las instalaciones solares, ellos cumplen la función de proteger el sistema en la entrada del inversor, en caso de que se dé un cortocircuito en la interconexión de módulos fotovoltaicos es decir todo el campo solar DC. Generalmente se instalan dos fusibles por String, uno para la parte positiva y otro para la parte negativa.

El valor del fusible es el 125% de la corriente máxima de la fuente fotovoltaica, la $I_{\max}$ es de: 11.5 A, por lo tanto, la corriente DC del fusible tendría que andar en un valor de 14.40 A, el fusible comercial más próximo es de 15 A. Con base a lo anterior, los fusibles a utilizar tendrán ese valor de 15 A como protección para cada una de las Strings del proyecto solar.

En total el sistema solar tendrá 12 Strings interconectadas con los inversores, por lo tanto, se utilizará un total de 24 fusibles de este tipo 15 Amp, y una tensión máxima de 1000 V_{dc} cada fusible. El Máximo voltaje en circuito abierto de cada cadena es de: 532 V_{cc}.

A continuación, se mostrarán las características de los fusibles a utilizar:

- Intensidad nominal: 15 A.
- Tensión nominal: 1000 V_{dc}
- Curva: gPV
- Dimensión: 10x38 mm

La base porta fusible es un dispositivo en donde se instalan los fusibles. Las características principales de las bases porta fusibles que se utilizaran son las siguientes:

- Intensidad máxima admitida: 25 A.
- Tensión nominal: 1000 V_{dc}
- Dimensiones de fusibles admitidas: 10x38 mm
- Montaje: Riel dim.



Figura 10. Fusible 15 A 1000 Vdc. FUSIBLE 10x38mm 1A (ACCFUS0002) [Imagen]. Recuperado de: <http://www.ambgreenpower.com>



Figura 11. Porta fusible 25 A 1000 Vdc.. Base porta-fusible 10x38 mm (ACCFUS0001) [Imagen]. Recuperado de: <http://www.ambgreenpower.com>

3.4.5.3 Estructura metálica y accesorios para soporte

Para el montaje de los módulos solares se utilizará un tipo de estructura metálica de acero inoxidable especial para este tipo de proyectos, este tipo de instalación solar es una instalación co-planar las estructuras para instalaciones co-planares se utilizan en tejados inclinados y ofrecen posibilidades como los salva tejas y fijadores de doble rosca que facilitan su montaje y disminuyen el impacto visual.

Éstas se fijan al techo utilizando dos perfiles de aluminio sobre los que posteriormente se colocarán los paneles solares. Dichos paneles tendrán la misma inclinación que el ángulo del tejado sobre el que se monte la estructura. En la Figura 12 se podrá apreciar un ejemplo de estructura co-planar. El Fabricante de dichas estructuras es SACLIMA.



Figura 12. Estructuras co-planar [Imagen]. Recuperado de: <http://www.saclimafotovoltaica.com>

Ventajas de las estructuras co-planares como las que se muestran en la figura 12:

- Muy económica.
- Montaje muy sencillo
- Salva tejas opcionales.
- Amplia variedad de fijaciones.
- Mínimo impacto visual.

3.4.5.4 Componentes de las estructuras co-planares

Perfiles de aluminio (figura 13), éstos sirven para soportar el peso de los módulos, alinearlos y sujetarlos.

- Material: Aluminio.
- Dimensiones: 41x35x6200 mm



Figura 13. Perfiles de Aluminio 400506 [Imagen]. Recuperado de: <http://www.monosolar.com>

- Uniones de perfiles de aluminio

Son piezas de unión para los perfiles de aluminio cuando por aspectos de transporte, los perfiles han de ser cortados.

- Material: Aluminio.
- Dimensiones: 195x24,1x30 mm



Figura 14. Uniones de perfil de aluminio 400026 [Imagen]. Recuperado de: <http://www.monosolar.com>

- Pinzas intermedias para los módulos Mid Clamp

La pinza intermedia se coloca en la posición deseada del riel y sujeta el módulo. Su altura puede ser ajustada al grosor del marco del panel usando un tornillo de cabeza hexagonal.

Material: Aluminio, acero. Dimensiones: 38x40x60mm.



Figura 15. Pinzas intermedias para los módulos (Mid Clamp) 420082 [Imagen]. Recuperado de: <http://www.monosolar.com>

- Pinzas finales para los módulos End Clamp

La pinza final se coloca al final del riel de soporte y como la pinza intermedia, se ajusta al grosor del marco de los paneles.

Material: Aluminio, acero. Dimensiones: 35x40x60 mm



Figura 16. Pinzas finales para los módulos (End Clamp). Recuperado de: <http://www.monosolar.com>

- Tornillos M8x25 de cabeza de martillo

Elemento de sujeción para salva tejas, escuadras u otros elementos de la estructura.

- Material: Acero inoxidable.
- Dimensiones: 29x22 mm.



Figura 17. Elemento de sujeción para salva tejas. Cabeza de martillo 9000007 [Imagen]. Recuperado de: <http://www.monosolar.com>

- Tornillos y tuercas M8 de cabeza dentada.



Figura 18. Tornillos y tuercas de cabeza dentada. Tornillos M8 de Cabeza Dentada 900016 [Imagen]. Recuperado de: <http://www.monosolar.com>

3.5 ANÁLISIS DE SOMBRAS SOBRE EL SSFV

Teniendo las características técnicas del módulo, la orientación de la superficie de captación y los principales obstáculos en el horizonte, se cuantificó la magnitud de las pérdidas asociadas por sombreadamiento, el cálculo se realizó mediante el software PVSyst.

La figura 19 muestra la simulación realizada utilizando el Software SketchUp versión 2019, la simulación muestra al generador fotovoltaico justo a las 6:00 a.m. y se puede apreciar que a esa hora hay varios paneles solares que son afectados por sombras proyectadas por dos árboles aledaños al proyecto. Al realizar un análisis de sombras a la hora indicada, se puede apreciar lo siguiente:

Sabiendo que el generador fotovoltaico está compuesto por un total de 12 “Strings” o cadenas y que cada una conformada por la asociación en serie de 14 paneles, a la hora indicada, cuatro (4) son las cadenas o “String” que se ven afectadas por las sombras generadas por los arboles. Según fabricante, cada módulo solar está compuesto por tres (3) diodos de bypass, los cuales permiten que la corriente fluya en un mismo sentido.

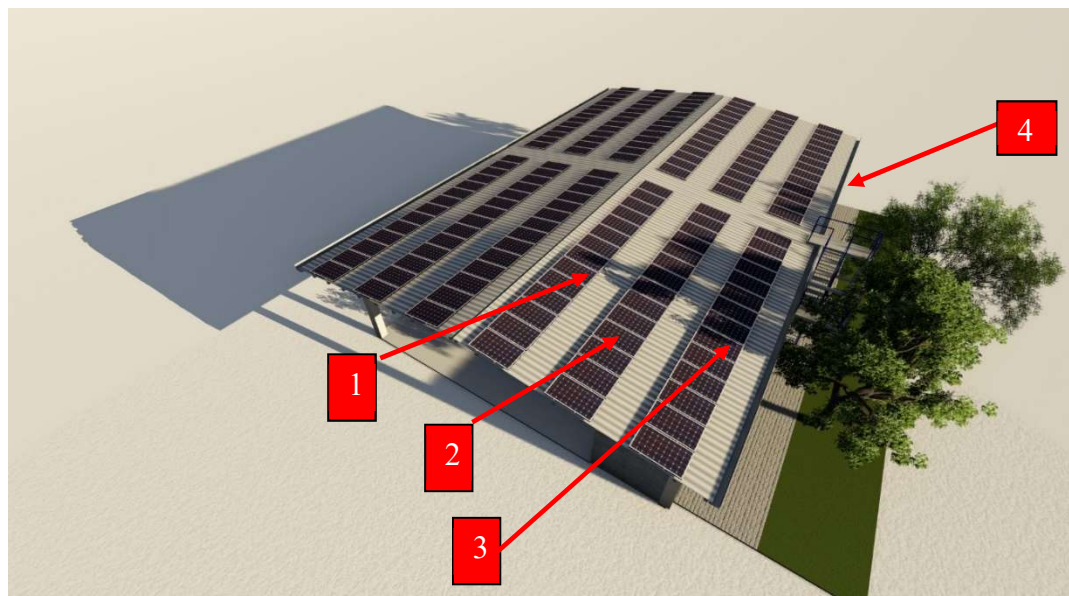


Figura 19. Sombras proyectadas en Simulación de generador fotovoltaico hora: 6:00 am. Fuente: Software SketchUp versión 2019

El efecto que esto produce sobre las cadenas de módulos es que la corriente total de la éstos es igual a la corriente total de cada módulo, es decir que la String número uno tendrá una corriente de 8.58A en condiciones de buena irradiación, más sin embargo se aprecia que un módulo es cubierto por sombras, esto ocasiona una reducción en la corriente total, ya que dicho

módulo sufre una reducción en la corriente de salida; como se trata de un arreglo en serie de 14 módulos solares, la corriente total de la String será igual a la corriente del módulo sombreado, es decir, a la menor corriente. Todos los demás módulos estarán proporcionando la misma cantidad de corriente, esto provoca una pérdida en la energía producida por el arreglo, sumado a eso se tendrá que el módulo sombreado sufrirá un incremento en la temperatura, también es un efecto ocasionado por las sombras.

En resumen, se tendrán cuatro String proporcionando una corriente menor que las demás de todo el arreglo FV, para las String en donde se tendrán módulos totalmente sombreados por las sombras proyectadas por los árboles, su corriente se reduce casi a cero, ocasionando que toda la corriente de toda la String caiga a ese valor, se tendrá entonces las Strings dos y tres con una corriente total cercana a cero, esto también se traduce en una pérdida de potencia.

La potencia puntual que se pierde debido a la sombra incidente en toda el área de un módulo solar. Sin embargo, un dato más detallado de toda la energía anual por pérdidas de sombreadamiento se ofrece en la hoja resumen del dimensionamiento elaborada en PVSyst misma que tiene un valor de 0.54% ó 436.8 Wh/año. En la figura 20 se presenta el modelo realizado para cuantificar las pérdidas de irradiancia por sombras, correspondiendo al área bajo la curva indicada en color celeste

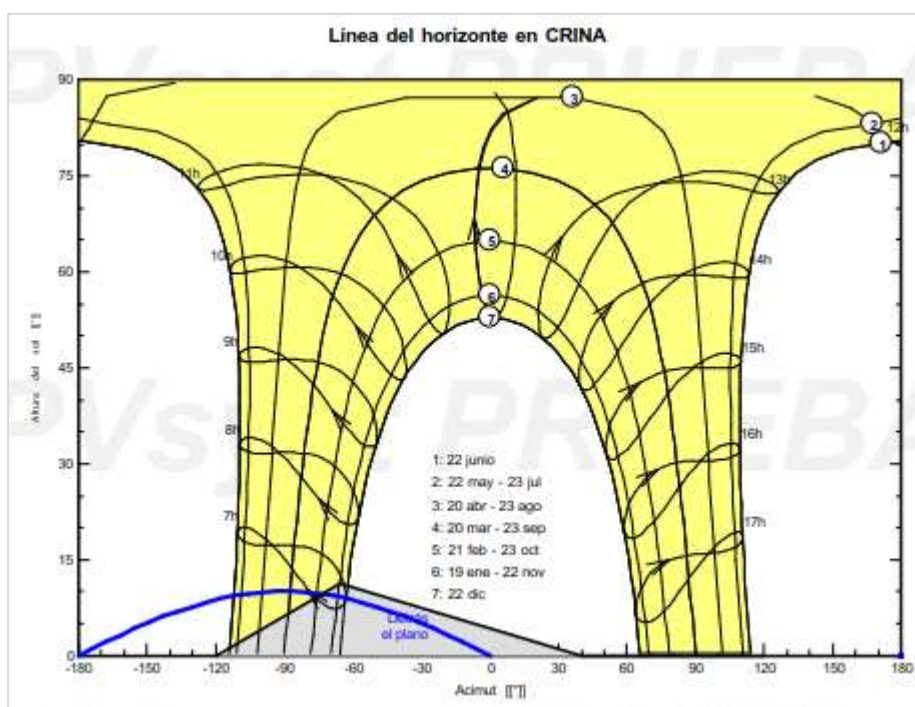


Figura 20. Análisis de Sombras por obstáculos en el horizonte, Fuente: Elaboración propia obtenida del PVSyst

3.6 PARARRAYO

Los rayos como bien se conoce, son descargas eléctricas que se producen en las nubes de tormenta, los rayos portan incontables cantidades de energía, las instalaciones solares al tener a sus paneles solares instalados en el techo o sobre el suelo, tienen altas probabilidades de recibir el impacto de un rayo debido a que el rayo siempre buscara el camino que ofrezca menor resistencia hacia tierra.

Más del 32% de los daños en paneles solares son causados por un rayo, situando las descargas atmosféricas como la primera causa de averías en instalaciones solares (Instituto sudafricano de ingenieros eléctricos). El impacto de un rayo sobre los paneles solares no solo puede afectar al equipo generador como tal si no que también, puede afectar a la red por estar conectados directamente a ella esto para las instalaciones de conexión a red.

Las instalaciones solares ya sea estén instalados sobre techo o sobre la superficie del suelo, forman una gran superficie de captura debido a que las estructuras metálicas que soportan a los módulos solares, favorecen la atracción de un rayo. Las instalaciones solares siempre deben incluir protecciones contra descargas eléctricas, los pararrayos se instalan estratégicamente dentro del proyecto solar, ya que cada pararrayo tiene un campo de cobertura propio, difiere en función del tipo de pararrayo y modelo. Para esta instalación se recomienda utilizar pararrayos PDC, se le conoce como PDF debido a que son pararrayos con dispositivos de cebado, este pararrayo emite un trazador ascendente continuo con un tiempo de avance para anticipar al descenso del rayo y captarlo antes que cualquier otro objeto dentro de su radio de protección. El tiempo de avance en el cebado determina el radio de protección del PDC: cuanto más se adelante su trazador ascendente, a mayor altura captura el trazador descendente del rayo y evita la caída de rayos en un área mayor. En los anexos se podrán apreciar las características técnicas del pararrayos a utilizar.



Figura 21. Pararrayo tipo PDC. Fuente: <https://at3w.com/empresa/noticias/el-32-por-ciento-de-los-danos-en-parques-fotovoltaicos-estan-causados-por-el-rayo/s33c510>

3.7 RED DE TIERRA

La puesta a tierra de los sistemas solares es un tema muy importante ya que es la protección del proyecto solar frente a descargas eléctricas, es de recordar que el pararrayos que protege al proyecto contra las descargas eléctricas provocadas por un rayo y estas se derivan a tierra siempre y cuando el proyecto tenga un buen aterrizaje o toma de tierra, generalmente esto se deja a criterio del diseñador del proyecto solar más sin embargo existe un apartado en el NEC que hace mención a la toma de tierra en sistemas solares fotovoltaicos, el apartado se encuentra en el artículo 690 (Sistemas solares fotovoltaicos) capítulo número 5 (Puesta a tierra).

Según el artículo 64 apartado número 1 del NEC expresa que para sistemas de toma de tierra que utilicen un solo electrodo el valor ideal de impedancia de la red formada tiene que ser lo más cercana a 0 ohmios, bajo ninguna circunstancia se debe permitir que el valor de impedancia supere los 25 ohmios, si este es el caso y solo se está utilizando un electrodo para realizar la toma de tierra, será necesario utilizar más electrodos para bajar ese valor de 25 ohmios y llevarlo a cero. Las puestas a tierra pueden ser completamente independientes entre los diferentes dispositivos, por ejemplo, la red de tierra de los módulos solares no necesariamente tiene que ser la misma red con la de los inversores, eso si la impedancia tiene que ser del menos valor posible.

Es importante tomar en cuenta lo siguiente a la hora de realizar la puesta a tierra de todo el proyecto, se deben aterrizar los siguientes equipos:

1. Puesta a tierra de los equipos de CC:

- Módulos solares: Los módulos solares generalmente tienen un marco de aluminio que contienen agujeros para que se puedan conectar a tierra entre sí, el objetivo es interconectar todos los módulos a tierra.
- Combiner box: se tiene que realizar la puesta a tierra de la propia caja en caso sea de metal y de las protecciones contra sobretensión.
- Equipos de comunicación del proyecto solar.

2. Puesta a tierra de los seguidores:

- Debido a que existen proyectos solares diseñados con seguidor solar, estos equipos también se tienen que conectar al sistema de red de tierra.

3. Puesta a tierra de los equipos de AC:

- Inversores: Los inversores tienen que conectarse a tierra para garantizar la protección del equipo, debido a que el equipo está conformado por dispositivos electrónicos, las tarjetas del mismo tienen que estar debidamente protegidas para no sufrir daños por descargas eléctricas.
- Cuadros de AC: Es aquí donde se encuentran los interruptores de potencia de la parte de AC del proyecto, los fusibles para la protección contra sobre corriente del sistema y los

protectores contra sobretensión del sistema en AC estos equipos tienen que estar debidamente aterrizados.

- Pararrayos: Los equipos de protección del proyecto contra descargas eléctricas, tienen que tener una buena toma de tierra, lo más cercana a 0 ohmios.

En los planos se podrá apreciar mejor la puesta a tierra de los diferentes dispositivos.

3.8 PROPUESTA DE OBRA CIVIL

3.8.1 Descripción General

Previo a la definición de la ubicación final para la instalación del sistema fotovoltaico, el CRINA a través del CNE, realizó estudios para evaluar técnica y financieramente cual sería la mejor ubicación del generador fotovoltaico tomando en cuenta las áreas disponibles en sus instalaciones, al respecto se evaluaron los siguientes escenarios:



Figura 22. Áreas de techo consideradas. fuente: elaboración propia.

Los escenarios 1 y 3 corresponden a ubicar los paneles fotovoltaicos sobre la cubierta de techo del gimnasio techado, el escenario 2 corresponde al área de techo sobre una edificación existente de un nivel. Los valores obtenidos en las simulaciones realizadas dieron como resultado que la mejor opción para la ubicación del sistema fotovoltaico corresponde a la indicada en el escenario 3, es decir utilizar toda el área de cubierta del gimnasio techado en una orientación este-oeste, en otras palabras, las dos aguas que conforman la cubierta de techo, una mitad del generador fotovoltaico orientado del lado este y la otra mitad orientado al oeste. Esto tendrá como resultado una mayor generación anual de energía comparado con los escenarios 1 y 2.

Definido el lugar de emplazamiento del generador fotovoltaico se realizó un análisis de la estructura existente con el objeto de verificar si dicha estructura está en condiciones de soportar

el peso adicional de la instalación de los paneles fotovoltaicos o en su defecto deberá reforzarse para la instalación de éstos.

En el análisis se observó que la estructura es extremadamente flexible y los elementos metálicos se encuentran con óxido. Además, no existe una viga de rigidez en la dirección norte-sur que logre rigidizar la estructura en esta dirección.

La estructura existente fue sometida a una revisión mediante el software para estructuras ETABS, para lo cual se consideraron las siguientes cargas gravitacionales:

Tabla 11. Detalle de cargas gravitacionales consideradas en el análisis realizado de la estructura de techo. Fuente: Elaboración Propia

CARGA CONSIDERADA	VALOR
Peso de la cubierta metálica	10 Kg/m ²
Peso de Polines	10 Kg/m ²
Instalaciones (eléctricas y otras)	10 Kg/m ²
Paneles solares	12 Kg/m ²
Estructura de Soporte de paneles	20 kg/m ²
Carga viva por mantenimiento	50 kg/m ²
Carga de Viento	21kg/m ²

Además de estas cargas indicadas en la tabla 12, se consideró en el modelo estructural, la aplicación de una fuerza sísmica en cada dirección en base a lo que establece la normativa sísmica p de $0.4 \cdot g$ o 3.92 m/s^2

En conclusión, se determinó que la estructura existente no es capaz de soportar las nuevas exigencias de carga a las que sería sometida producto de la instalación del proyecto de energía fotovoltaica, inclusive, no se recomienda un reforzamiento de la estructura existente para llevarlas a un estado adecuado; en tal sentido toda la estructura de techo deberá cambiarse con elementos nuevos, según se concluye en el análisis estructural realizado.

Producto de lo anterior para la ejecución de este proyecto se contempla la colocación de una nueva estructura de techo, así como una nueva cubierta, sobre la cual se instalará el arreglo de módulos solares fotovoltaicos indicados en el siguiente esquema:

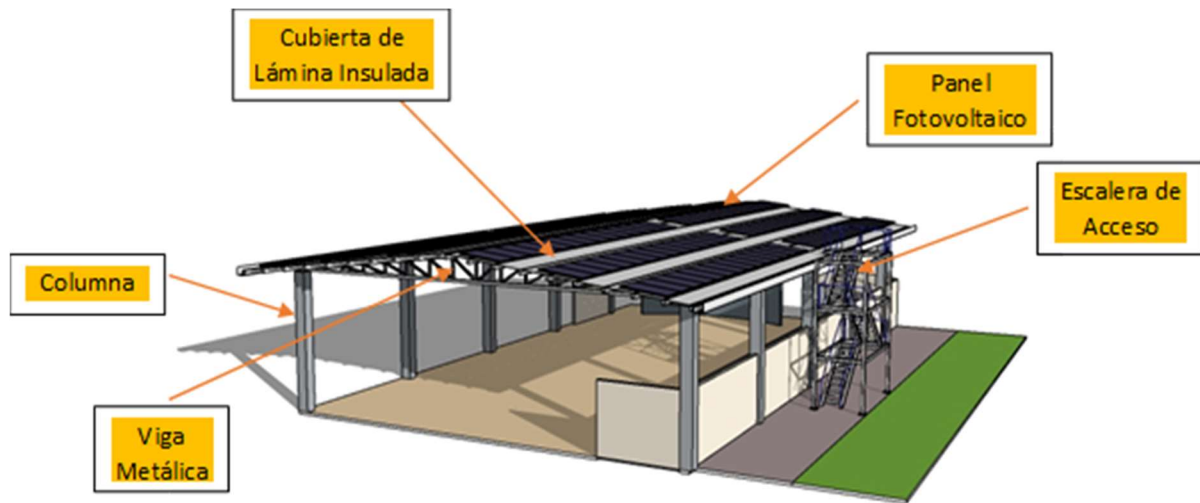


Figura 23. Distribución de elementos principales que conforman la estructura de la cancha de BKB. Fuente: Elaboración Propia.

De manera general la propuesta de obra civil consta de los siguientes elementos principales que conforman la estructura:

- Columnas de concreto
- Estructura metálica de techo (vigas metálicas y polines)
- Cubierta de techo
- Escalera de mantenimiento

3.8.2. Columnas de concreto reforzado.

De toda la estructura existente son los únicos elementos a conservar se tienen 10 columnas de concreto reforzado distribuidas en 5 ejes principales y dimensiones 40 x 45 cms y una altura de 5.20 m. Estas columnas sirven de apoyo a las tijeras metálicas (vigas de alma abierta), que serán instaladas para soportar la cubierta de techo, sus características se indican en el siguiente detalle:

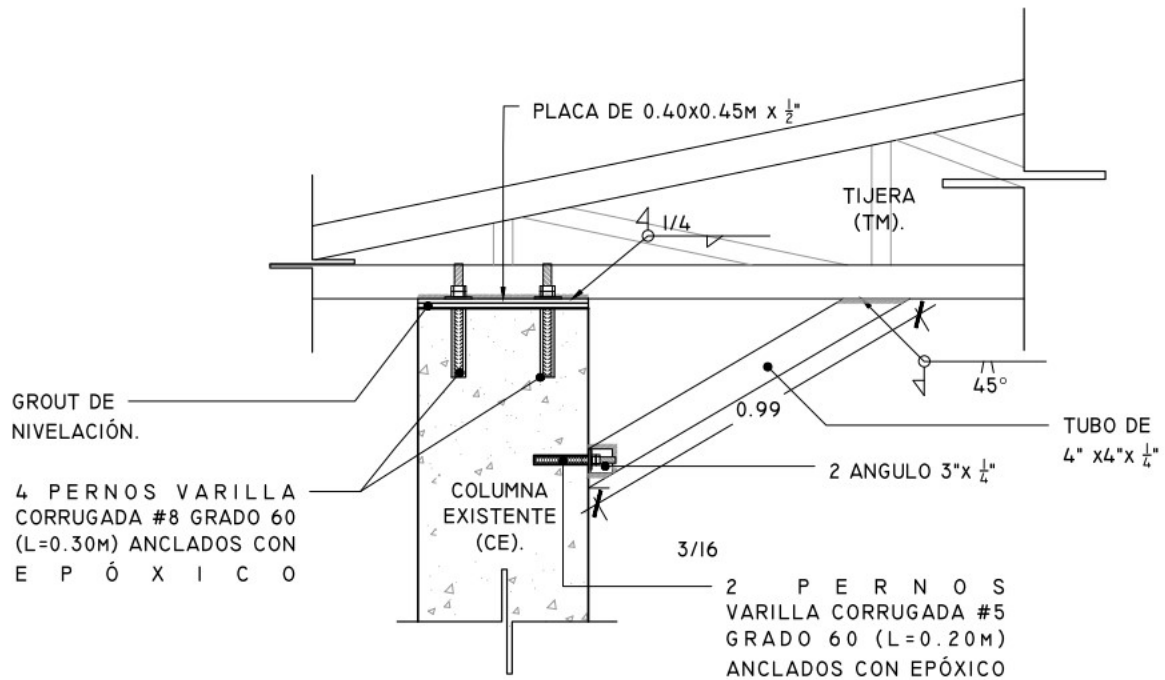


Figura 24. Columna de concreto existente dónde se apoya la estructura de techo. Fuente: Elaboración Propia.

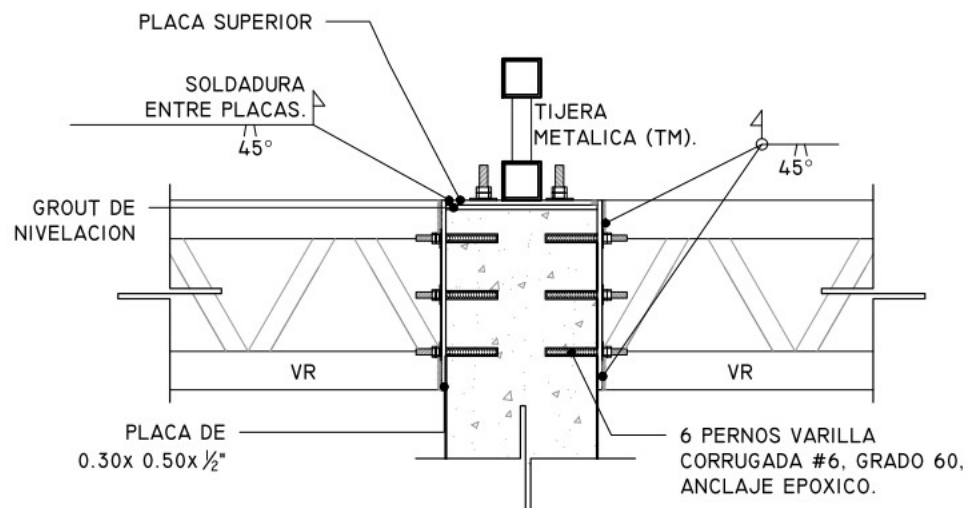


Figura 25. Columna de concreto existente dónde se apoya lateralmente las vigas re rigidez. Fuente: Elaboración propia.

3.8.3. Estructura metálica de techo

Se instalarán nuevas tijeras metálicas y vigas de rigidez, estos nuevos elementos serán a base de tubos estructurales y según los espaciamientos indicados. Las conexiones deben ejecutarse según detalles específicos por medio de placas metálicas y pernos utilizando anclaje químico. Las cuerdas superior e inferior estarán compuestas por tubos cuadrados de 4" y espesor de $\frac{1}{4}$ "; las celosías serán de tubo cuadrado de 2"x3/16". El peralte variará de 10 cm. en los extremos, hasta 1.15 m. en la parte central. Además de ello, actualmente cada tijera descansa sobre un par de columnas (separación 6.25 m.), pero con el nuevo diseño, se colocará una tijera en el punto medio entre cada columna (separación será 3.125 m.).

Las columnas se rigidizarán mediante una viga metálica de alma abierta (en la dirección norte a sur). El peralte de esta viga será de 50 cm. Las cuerdas superior e inferior serán de tubo cuadrado de 4"x $\frac{1}{4}$ " y con celosías de tubo cuadrado de 2"x3/16" a cada 60°. Esta viga también servirá de apoyo para las tijeras intermedias que se colocarán. (ver figura 28)

En el punto central de la cuerda inferior de todas las tijeras, habré un tubo cuadrado 4"x $\frac{1}{4}$ ", que unirá esos puntos en toda la longitud y que servirá para rigidizarlas.

Se deberá colocar polines encajuelados tipo C, de 4" y chapa 14, con una separación de 1.00 m. Los detalles y dimensiones de éstos elementos se muestran en las siguientes figuras:

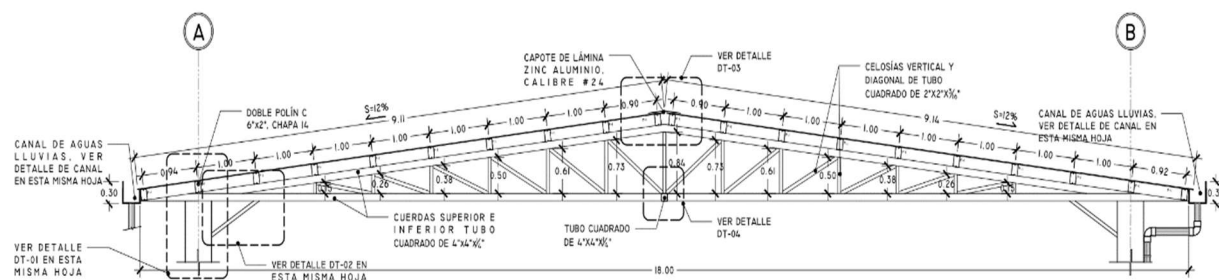


Figura 26. Tijera metálica para apoyo de cubierta de techo. Fuente: Elaboración Propia.

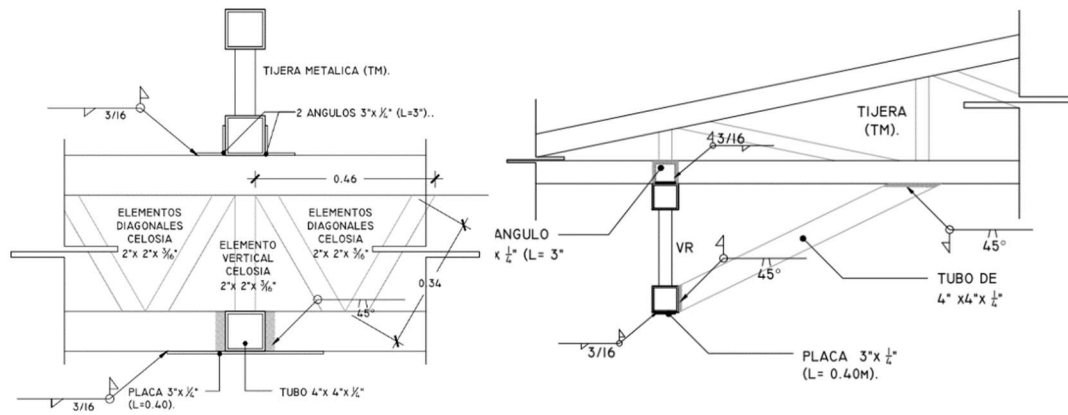


Figura 27. Detalles de Apoyo de Tijera metálica con viga de rigidez. Fuente: Elaboración Propia.

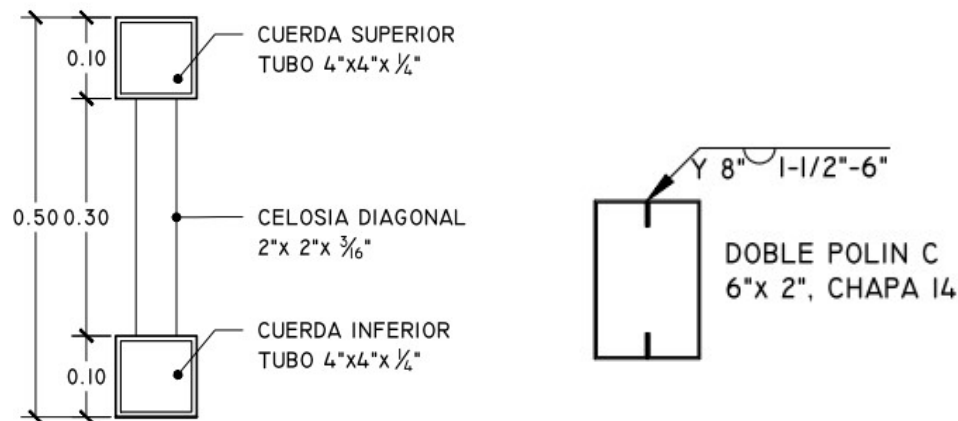


Figura 28. Detalles de Viga de Rigidez y Polín Encajuelado. Fuente: Elaboración Propia.

3.8.4. Cubierta de Techo.

Se instalará una nueva cubierta de techo de lámina con aislamiento acústico a base de un panel prefabricado compuesta por dos láminas unidas por un núcleo de espuma rígida de poliuretano formando un elemento tipo sándwich. La lámina exterior de acero galvanizado será de zinc aluminio para proteger el acero contra la corrosión, calibre 26 con pintura de poliéster estándar color blanco. La lámina interior también será pre-pintada y la espuma rígida de

poliuretano será de 2" pulgada de espesor. El detalle y dimensionamiento de la cubierta de techo se muestra en la siguiente figura, a la cual se le ha agregado los módulos fotovoltaicos:

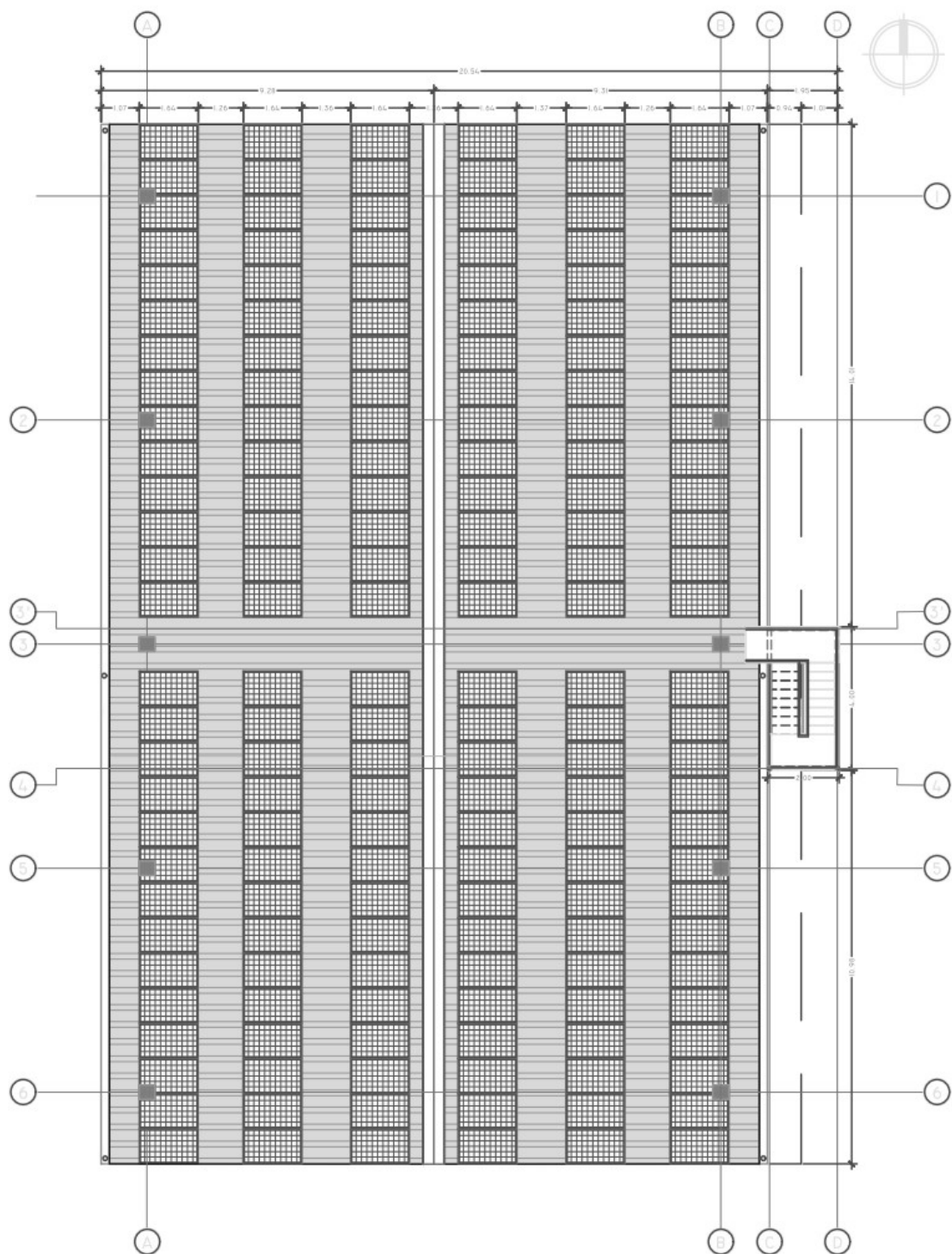


Figura 29. Cubierta de techo con distribución de paneles fotovoltaicos. Fuente: Elaboración Propia.

3.8.5. Escalera de mantenimiento

Para efectos de proporcionar un adecuado mantenimiento a todos los componentes del sistema fotovoltaico se construirá una escalera de acceso la cual estará ubicada en el pasillo que se encuentra al costado oriente de la cancha. Su estructura se compone de columnas metálicas de tubo estructural de 4"x4"x1/4" las cuales se apoyarán al terreno por medio de fundaciones compuestas de zapatas y pedestales de concreto. Las vigas de apoyo que soportaran las gradas serán a base de polín "C" encajuelado de 4" y los peldaños y descansos se fabricaran con estructura de angular de 2"x2"x1/4" y lámina lagrimada de espesor 3/16". Los detalles y dimensiones se indican en la siguiente figura:

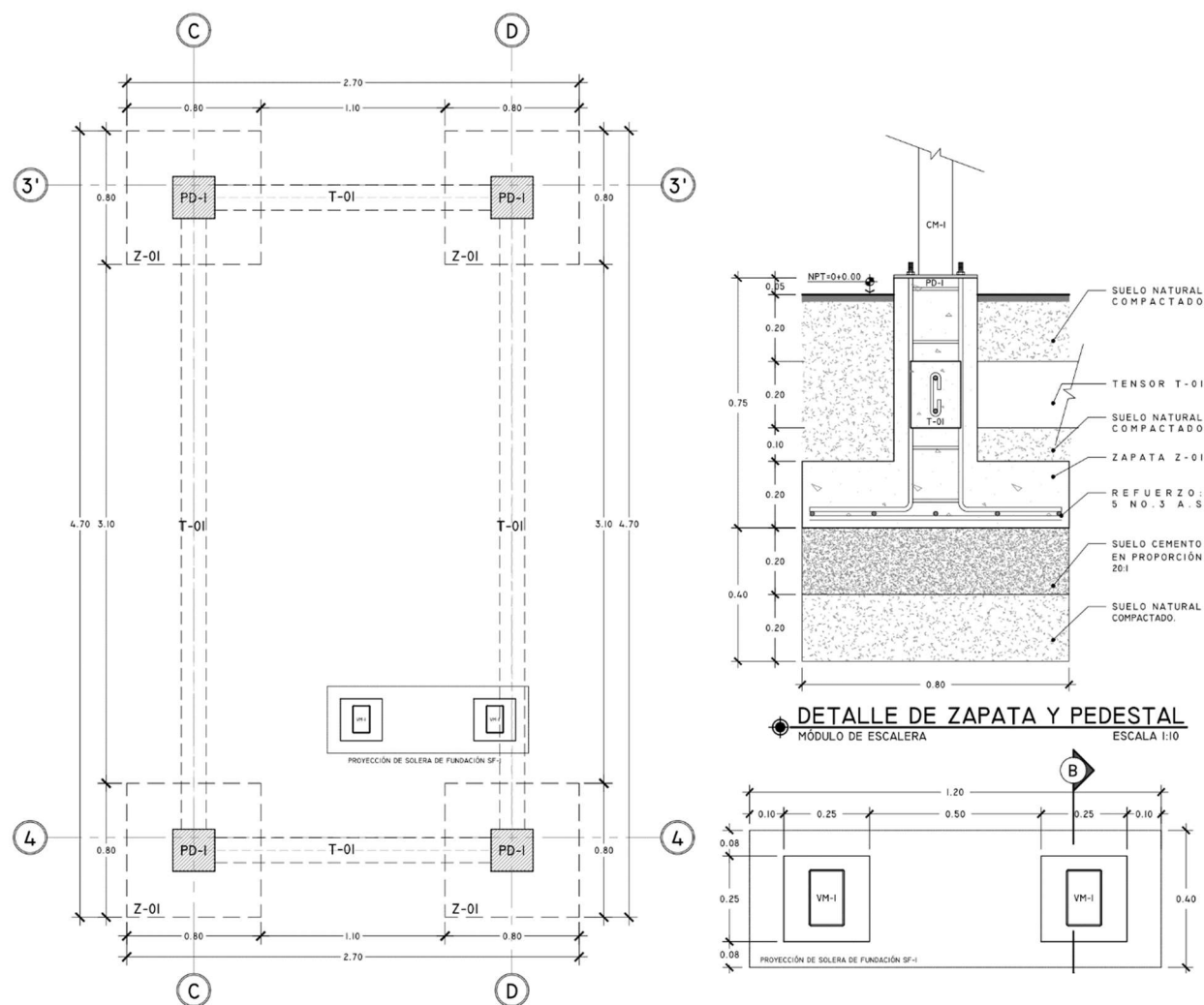


Figura 30. Planta de Fundaciones de Escalera de Mantenimiento. Fuente: Elaboración Propia.

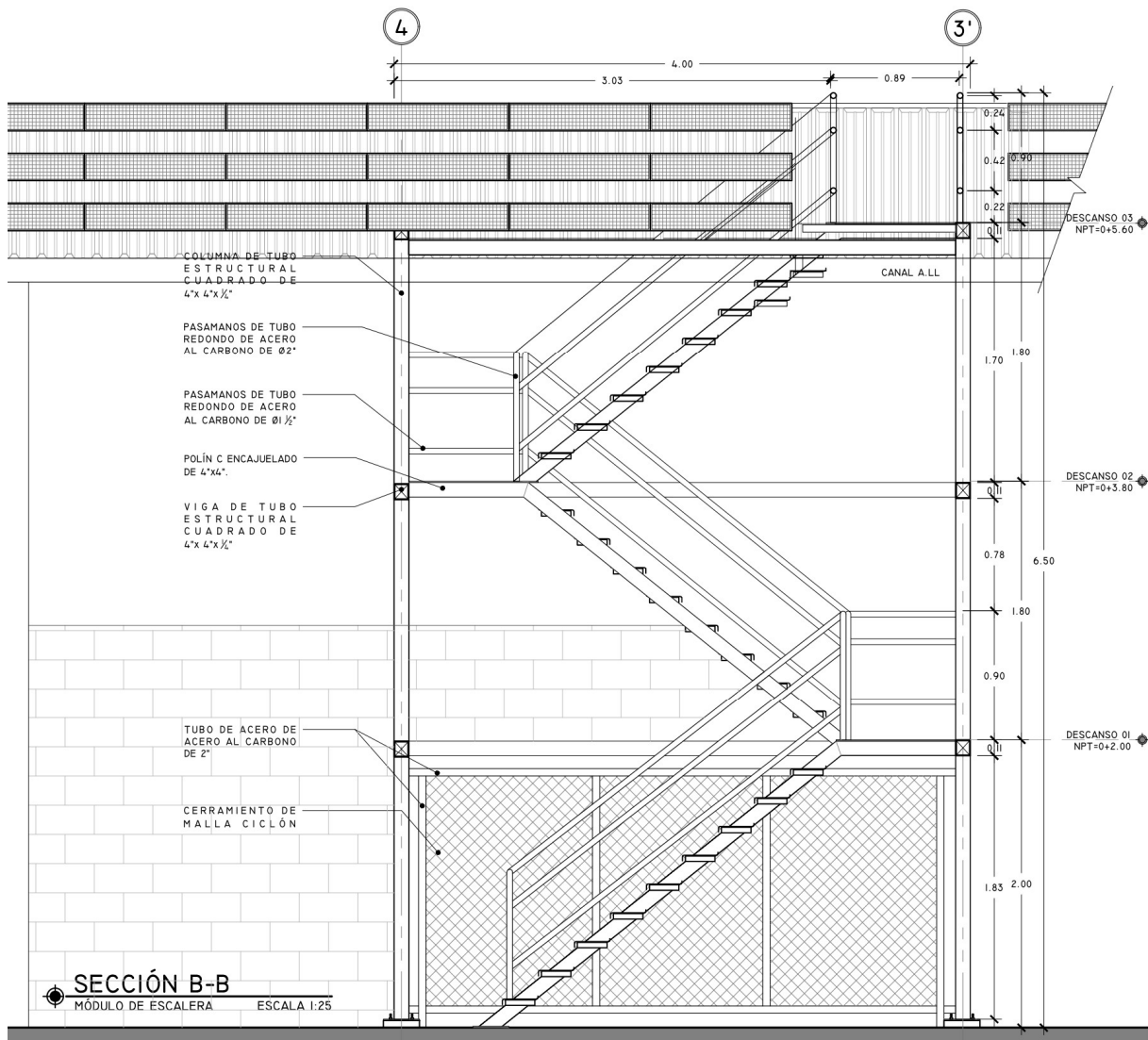


Figura 31. Vista en elevación de Escalera de Mantenimiento. Fuente: Elaboración Propia.

Los planos completos de obra civil, se incluyen en el apartado de anexos del presente documento de tesis, así como el presupuesto de obra para la instalación de todos los elementos descritos anteriormente.

En el Capítulo 4 “EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA DISEÑADO” de este documento se detalla los costos de la propuesta de obra civil en la cual se detalla el costo del proyecto con y sin la fabricación de la cubierta metálica.

CAPITULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA DISEÑADO

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La evaluación financiera tiene como objetivo poder orientar al propietario sobre los beneficios económicos que generará la implementación de un sistema solar fotovoltaico para autoconsumo con inyección a red y la rentabilidad en el largo plazo, así como obtener indicadores de rentabilidad que justifiquen la viabilidad financiera de la inversión.

4.2 METODOLOGÍA

Para llevar a cabo una proyección de los flujos de efectivo, se requiere determinar la producción de energía del sistema fotovoltaico tomando en cuenta la depreciación técnica asociada a la misma a lo largo de los veinticinco años de vida del proyecto. Además, se requiere estimar la inversión inicial y los costos de mantenimiento, así como reinversiones requeridas para garantizar un buen desempeño del sistema en el largo plazo. Asimismo, resulta necesario considerar las estimaciones de producción de energía; para ello se utilizó el software PVsyst, el cual proyecta la producción energética en base al clima del lugar, tipo de tecnología, ángulo de orientación de los paneles y años de uso. Mediante dicha herramienta, se proyecta la producción energética a lo largo de los veinticinco años de vida estimada del proyecto considerando el rendimiento a lo largo de su vida útil que el fabricante garantiza.

Para las estimaciones de presupuesto e inversión inicial se tomó en cuenta un fabricante y modelo específico de equipos con el objeto de tener un parámetro real de la estimación de los costos.

En la estimación de flujos, se tomaron supuestos para tomar en cuenta la inflación en los costos de energía y los costos de mantenimiento requeridos. Además, se obtuvieron los flujos e indicadores financieros, asumiendo tasas de rendimiento para costos de préstamo de una entidad bancaria.

4.3 PRESUPUESTO

El diseño del sistema permite dimensionar la inversión requerida para su implementación. Según cotizaciones solicitadas a distribuidores e instaladores de sistemas fotovoltaicos locales, se presenta a continuación en la Tabla 12 y 13, un desglose de los costos estimados de inversión requeridos para implementar el proyecto.

Tabla 12. Presupuesto de Implementación del Sistema Fotovoltáico Diseñado. Fuente: Elaboración Propia.

ítem	Descripción	Cantidad	Total (sin IVA)
1	Módulos fotovoltaicos 265 Wp Policristalino	168	\$29,400.00
2	Inversores 7 kW SMA sunny boy	6	\$8,901.90
3	Cable solar zz-f 4mm ²	1,200	\$1,200.00
4	Cable solar zz-f 6mm ²	200	\$200.00
5	Estructuras Base Diseñadas por el Especialista Estructural	1	\$105,075.41
6	Estructura metalica acero inoxidable, para paneles	1	\$5,000.00
7	Conectores MC4 Macho	175	\$175.00
8	Conectores MC4 Hembra	175	\$175.00
9	Cajas combinadoras	6	\$552.00
10	Fusibles DC 1000 - 15 A	35	\$140.00
11	Porta fusibles para fusibles DC 1000-15 A 10x38 mm	35	\$210.00
12	Sistema de monitoreo	1	\$3,000.00
13	Estación Meteorológica	1	\$850.00
14	Instalación y montaje	1	\$9,800.00
Total (Sin IVA): Sistema Fotovoltáico + 25% de Costos Indirectos			\$74,504.88
Total (Sin IVA): Sistema Fotovoltáico + Estructura de Techo			\$199,547.67

El presupuesto contempla 168 módulos fotovoltaicos y 6 inversores (se ha tomado al fabricante SMA como referencia para los inversores). Además, en el presupuesto incluye el costo por cableado AC y DC requerido, cajas de conexión, protecciones, polarización, canalización, estructuras de sujeción, sistema de monitoreo y montaje.

Tabla 13. Presupuesto de Implementación de nueva Estructura de Techo. Fuente: Elaboración Propia.

PRESUPUESTO Y DE CAMBIO DE ESTRUCTURA DE TECHO EN GIMNASIO DEL CRINA			
ITEM	DESCRIPCION	TOTAL COSTO PARCIAL	TOTAL DE PARTIDA
1	Desmontajes		\$6,000.08
1.01	Desmontaje de Cubierta de Techo	\$1,522.08	
1.02	Desmontaje de Polines	\$728.00	
1.03	Desmontaje de Tijeras	\$750.00	
	Demolición de Columnas	\$3,000.00	
2	Tijera T1		\$21,165.30
2.01	Tubo Estructural de 4"x4"x1/4"	\$16,953.30	
2.02	Tubo Estructural de 2"x2"x3/16	\$4,212.00	
3	Viga de Rigidez VR		
3.01	Tubo Estructural de 4"x4"x1/4"	\$5,296.50	\$6,888.50
3.02	Tubo Estructural de 2"x2"x3/16	\$1,592.00	
4	Cubierta de Techo y Placas de Anclaje		\$37,179.48
4.01	Placa de 0.45x0.40x1/2"	\$600.00	
4.02	Placa de 0.30x0.50x1/2"	\$800.00	
4.03	Pernos de de Varilla #8" (Incluye Anclaje)	\$800.00	
4.04	Pernos de de Varilla #6" (Incluye Anclaje)	\$831.36	
4.05	Pernos de de Varilla #5" (Incluye Anclaje)	\$280.00	
4.06	Polín Encajuelado de 6"	\$6,832.00	
4.07	Cubierta de lámina insulada de 2-1/2"	\$27,036.12	
5	Escalera de Mantenimiento		\$7,622.40
5.01	Excavación para Fundaciones	\$54.17	
5.02	Compactación con suelo cemento al 5%	\$39.65	
5.03	Compactación con material selecto	\$44.13	
5.04	Desalojo Externo	\$54.61	
5.05	Zapata Z-01 (0.80x0.80x0.20 m)	\$180.00	
5.06	Tensor T-01 (0.15x0.20 m)	\$222.00	
5.07	Solera de Fundación SF-1 (0.40x0.20)	\$72.00	
5.08	Pedestal PD-1 (0.25x0.25 m)	\$115.64	
5.09	Placas de Base PL-1 (0.25x0.25 m); t=3/8", incluye pernos	\$120.00	
5.1	Placas de Base PL-2 (0.25x0.25 m); t=3/8", incluye anclaje a solera SF-1	\$80.00	
5.11	Columnas CM-1 de tubo estructural cuadrado de 4"x4"x1/4"	\$988.20	
5.12	Viga VM-1 de tubo estructural cuadrado de 4"x4"x1/4"	\$1,512.00	

PRESUPUESTO Y DE CAMBIO DE ESTRUCTURA DE TECHO EN GIMNASIO DEL CRINA (Cont.)			
ITEM	DESCRIPCION	TOTAL COSTO PARCIAL	TOTAL DE PARTIDA
5.13	Polín Encajuelado de 4" chapa 14	\$256.00	
5.14	Tubo Estructural Cuadrado de 2"x2" en descansos	\$210.00	
5.15	Gradas de lamina lagrimada ESP=3/16", incluye soportes de angulo	\$625.00	
5.16	Descanso de Lamina Lagrimada ESP=3/16"	\$990.00	
5.17	Pasamanos de tubo redondo	\$1,643.00	
5.18	Barda de Malla Ciclón, con tubo galvanizado de 2", incluye fundaciones de concreto	\$336.00	
5.19	Puerta Metálica con estructura de tubo galvanizado y forro de malla ciclón	\$80.00	
6	Instalaciones Hidrosanitarias		\$1,971.47
6.01	Canal de Aguas Lluvias	\$952.00	
6.02	Bajadas de Aguas Lluvias de PVC 4"	\$1,019.47	
7	Pavimento de Concreto en Cancha de BKB		\$19,207.00
7.01	Demolición de Pavimento Existente	\$2,278.00	
7.02	Desalojo medido en camión	\$1,094.40	
7.03	Corte de 20 cms, para colocación de base de suelo cemento, incluye compactación de sub base existente	\$620.00	
7.04	Trazo y Nivelación	\$510.00	
7.05	Compactación de Base de Suelo Cemento de 20 cms, con material selecto	\$2,790.00	
7.06	Piso de Concreto Semipulido t=10cms, incluye corte de juntas y sello con material epóxico semirigido	\$9,414.60	
7.07	Instalación de Tableros, incluye estructura metálica de soporte, 2 manos de pintura anticorrosiva y dos manos de pintura de acabado	\$2,000.00	
7.08	Pintura de Demarcación en cancha	\$500.00	
	TOTAL COSTO DIRECTO		\$100,034.24
	TOTAL COSTO INDIRECTO (25%)		\$25,008.56
	COSTO TOTAL		\$125,042.79

4.4 SUPUESTOS PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

A continuación, se presentan los supuestos tomados para el análisis financiero preliminar.

- ✓ La generación de energía del sistema fotovoltaico es producto de la simulación realizada en herramientas especializadas (PVSyst) que considera las variables de clima, orientación, inclinación, pérdidas de conversión, factor de suciedad, disponibilidad del sistema, desajuste de comportamiento eléctrico de los módulos, conexiones y diodos, eficiencia de paneles e inversores, entre otras variables; haciendo un factor de conversión de DC a AC de aproximadamente 0.943.
- ✓ Asimismo, se considera un factor de depreciación o degradación del equipo; es decir una disminución anual en la capacidad de generación de los módulos asociada a la tecnología que ofrece el fabricante. Por lo general el fabricante asegura que en el año 20, los

módulos aún son capaces de producir un 90% de la energía que producían al inicio de su operación. Se considera una pérdida en el rendimiento de 0.50%

- ✓ Se ha tomado de base los datos proporcionados por el CRINA en un estudio realizado por el CNE en base a mediciones realizadas en el año 2017 para el consumo energético de las instalaciones, con estos datos es posible diferenciar cuanta energía es auto consumida y cuanta energía es inyectada a la Red. Los datos aproximados en base al modelado de un perfil de carga para la sub-estaciones de 100 kVA y 200 kVA se indican en la tabla 14:

Tabla 14. Consumo Mensual en cada Sub-Estación S1(100 kVA), S2(250 kVA). Fuente: Elaboración Propia.

MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
CONSUMO kWh S1	4000	4100	4750	4850	7100	7200	6350	5400	6650	6100	6050	6050	68600
CONSUMO kWh S2	2000	2500	2550	2450	2650	2000	2300	1500	1800	2100	1650	1800	25300
Total Consumo kWh S1+S2	6000	6600	7300	7300	9750	9200	8650	6900	8450	8200	7700	7850	93900

- ✓ Se plantea que el sistema fotovoltaico será conectado a la red eléctrica de la sub-estación de 100kVA dado que esta sub-estación tiene conectada la mayor cantidad de cargas eléctricas, con lo que se garantiza que la mayor parte de la energía producida por el sistema fotovoltaico será auto consumida al mismo tiempo una mayor capacidad de la instalación según normativa UPR.
- ✓ Se asumen dos costos de la energía eléctrica, un costo para autoconsumo (compra) con una tarifa de 0.152999 \$/kWh³ y un costo para inyección a red (venta) con una tarifa de 0.121427 \$/kWh, la cual es 20% menor a la de autoconsumo, lo que se debe a que la distribuidora compra la energía proveniente de fuentes renovables a un costo menor al que ellos venden la energía. El costo de venta se ha obtenido en base al costo promedio que ha tenido la tarifa por kWh en los últimos 3 años de las diferentes distribuidoras de electricidad según la siguiente tabla 15:
- ✓ Se asume una tasa de inflación de 1.5% anual para el costo de la energía a lo largo de los 20 años del proyecto.
- ✓ Para el caso de los costos de mantenimiento los mismos han sido asumidos como un costo de 3.55 \$/m² por área de módulos a instalar⁴. Dicho costo considera operaciones frecuentes de mantenimiento asociadas a la limpieza, labores de chequeo y monitoreo de la planta fotovoltaica. Se asume una tasa de inflación de 2% anual para el costo del mantenimiento a lo largo de los 20 años del proyecto.

³ El precio actual del petróleo ha ocasionado una reducción considerable en el costo de la energía, lo cual produciría una reducción en los ahorros que pueden ser percibidos por la instalación de un sistema fotovoltaico y por ende en su rentabilidad económica. Sin embargo, se estima que esta situación será temporal ya que los precios de compra del crudo tendrán a incrementar.

⁴ Dato de referencia obtenido de la planta fotovoltaica del Proyecto Alpha del Banco Agrícola, que corresponde a un tamaño similar al de nuestro caso de estudio.

- ✓ Se asume una depreciación lineal con valor de rescate o salvamento del 10% al final de la vida útil del equipo (Año 20).

Tabla 15. Precios de Venta de Energía de los últimos 3 años en diferentes distribuidoras. Fuente: Elaboración propia.

DISTRIBUIDORA	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	Fecha
COSTO	0.16057	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358	15/1/2015
	0.136069	0.136069	0.13653	0.133242	0.13895	0.126595	0.115591	0.127467	15/6/2015
	0.136257	0.135623	0.138022	0.134637	0.136864	0.13983	0.135297	0.134771	1/1/2016
	0.110628	0.109457	0.110585	0.1074	0.10871	0.111605	0.11046	0.091534	15/1/2016
	0.09319	0.092529	0.091871	0.089331	0.090917	0.093115	0.092267	0.064923	15/4/2016
	0.102723	0.100041	0.102446	0.102934	0.098818	0.091068	0.083974	0.150212	15/7/2016
	0.111193	0.112187	0.1126	0.109586	0.10995	0.111976	0.106906	0.096669	15/10/2016
	0.12503	0.125456	0.126175	0.123705	0.124151	0.126988	0.123504	0.113773	15/1/2017
	0.130373	0.130868	0.132465	0.128809	0.130082	0.129775	0.127733	0.106573	15/4/2017
	0.12532	0.122858	0.126847	0.121848	0.120755	0.125534	0.110693	0.099102	15/7/2017
	0.119544	0.119091	0.121481	0.118856	0.117721	0.121509	0.131267	0.091097	15/10/2017
	0.119544	0.119091	0.121481	0.118856	0.117721	0.121509	0.131267	0.091097	1/1/2018
	0.129024	0.128017	0.12993	0.127803	0.127226	0.128795	0.137343	0.09823	15/1/2018
	0.142288	0.138475	0.139672	0.138252	0.139351	0.140594	0.120194	0.112684	15/7/2018

Costo promedio: 0.121427 \$/kWh

- ✓ Se asume que el sistema será construido con fondos propios con una tasa de rentabilidad del 8.0%. Producto de las tasas asumidas se estima que el costo promedio ponderado de capital (WACC) es de 8.00%, será a dicha tasa que será calculada la VAN y TIR para determinar la rentabilidad financiera.
- ✓ Debido a la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables Art. 3, se asume que el IVA asociado a la compra de equipos puede ser exonerado, por la solicitud de un incentivo fiscal por tratarse de un proyecto verde.

4.5 ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE COSTOS Y RESUMEN DE AHORROS OBTENIDOS

A continuación, en la Tabla 16 y Tabla 17 se presenta el resumen de Ahorros Energéticos y Económicos que han sido obtenidos de la evaluación del sistema fotovoltaico que ha sido diseñado, tomando de base el estudio realizado por el CNE.

Los cálculos para autoconsumo e inyección a la red se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 16. Calculo de Energía para Autoconsumo e Inyección a Red del Sistema de Generación Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

Calculo de energía autoconsumo e inyectada a la red		
Energía producida en un año por el Sistema Fotovoltaico	64.72	MWh
Energía producida por día	177.31	kWh
Energía diaria consumida en días laborales (237 días en el año):	42022.37	kWh
Energía consumida en festivos y fines de semana (11 kWh/día)	1408.00	kWh
Total autoconsumo al año (días laborales, fines de semana y festivos)	43.43	MWh
Total energía al año Inyectada a la red (fines de semana, días festivos)	21.29	MWh

Los costos que se presentan en la Tabla 20, son extraídos de las cotizaciones obtenidas de proveedores locales, con los cuales ha sido posible estimar un indicador de costos expresado en \$/kWp instalados asociado a la compra de equipo, estructuras base y secundarias requeridas, sistema de monitoreo e instalación y montaje. Para el caso del costo de mantenimiento ha sido asumido de 3.55 \$/m², con una inflación del 2% anual.

Tabla 17. Características Generales del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

Edificio	Zonas Incluidas	Orientación de Módulos/Inclinación
Cancha de BKB	Zona Factible, Cubierta de Techo	ESTE-OESTE / 12° DE INCLINACIÓN



Figura 32. Distribución de Módulos Fotovoltaicos sobre cubierta de techo. Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 18. Resumen de Ahorros Energéticos del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

Capacidad (kWp)	Producción Total (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Inyección (kWh)	% Ahorro Respecto a Consumo Base	% Inyectado Respecto a Nuevo Consumo	Consumo Anual en Sub-Estación 1 (kWh)
44.5	64,718	42,022.37 (64.93%)	22,695.63 (35.07%)	44.76%	43.76%	93,889

Como puede apreciarse en la Tabla 18, el sistema fotovoltaico produce un ahorro energético respecto al caso base que llegaría a representar un 64.93% del consumo energético anual.

Es importante mencionar que la energía inyectada corresponde a un 43.76% respecto al nuevo consumo del edificio, donde este último viene a representar el consumo del edificio una vez el sistema fotovoltaico entre en operación (Nuevo Consumo = Consumo Base-Autoconsumo).

En la Tabla 19 se puede apreciar que el sistema fotovoltaico produce un ahorro económico al final del Año 1 de \$9,574.76.

Tabla 19. Resumen de Ahorros Económicos del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

Ahorro por Autoconsumo (\$)	Ahorro por Inyección (\$)	Ahorro Total Obtenido Año 1 (\$)
\$6,429.38	\$2,755.86	\$9,185.24

Para el caso del sistema fotovoltaico, fue necesario realizar un diseño estructural más apropiado la cual será más segura que la existente, cambiando completamente la estructura de techo y su cubierta, por lo que esto generó que el precio global del proyecto incrementará considerablemente. En el caso de los costos de mantenimiento como anteriormente se indicó se estima un costo de \$3.55 por m² de paneles instalados, lo cual genera un costo anual de \$959.32 por mantenimiento. Los indicadores en \$/m² instalado se presentan en la tabla 20, que, para el caso del proyecto sin estructura, su costo es de 1.674 \$/kWp mientras que para el caso de fotovoltaico y estructura, este incrementa 2.67 veces.

Tabla 20. Estimación de Costos del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración Propia.

Indicador (\$/kWp)	Costo Total (\$) - Inversión Inicial Año 0	Costo Mantenimiento Año 1 (\$)
1,674.27	\$74,504.88 (sin estructura de techo)	\$959.32
4,484.22	\$199,547.67 (Con estructura de techo y nueva cubierta)	\$959.32

4.6 ANÁLISIS DE INDICADORES ECONÓMICOS

A continuación, en la Tabla 21 se presentan los indicadores económicos obtenidos para el sistema fotovoltaico evaluado.

Tabla 21. Resumen de Indicadores Económicos. Fuente: Elaboración Propia.

Sistema Fotovoltáico (sin estructura de techo)	Indicador Económico
VAN	\$10,033
TIR	9.80%
PAYBACK (Año)	8.6
Sistema Fotovoltáico (con estructura de techo)	
VAN (WACC)	(\$108,778)
TIR	-4.22%
PAYBACK (Años)	No se recupera la inversión durante la vida útil del proyecto

En la Tabla 22 se presentan los beneficios ambientales por reducción en las emisiones de CO₂ y sus unidades equivalentes que están produciendo las Alternativas generadas.

Tabla 22. Tabla de Equivalencias de la Reducción en las Emisiones de CO₂, Año 1. Fuente: Elaboración Propia.

Indicador Equivalente (Cantidades Anuales)	Descripción de la Equivalencia
64,718.0	Electricidad Generada (electricidad que se evitó tomar de la red) (kWh)
36.825	Toneladas Métricas de CO ₂ dejadas de emitir (FACTOR DE EMISION EL SALVADOR 2018: 0.569 TN de CO ₂ /MWh) ⁵
39.51	Número de barriles de petróleo que se dejarían de utilizar
63.59	Número de casas que dejarían de consumir electricidad de la red

Cabe mencionar que el costo promedio ponderado de capital (WACC) utilizado para la evaluación del sistema es de 8.00%. Se obtiene que el Valor Actual Neto (VAN), descontando a la tasa WACC es positiva para un análisis financiero sin la estructura de techo, con una VAN de \$10,033 una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 9.80%, el Plazo de Recuperación de la Inversión (PAYBACK) es de 8.6 años. Sin embargo, al tomar en cuenta la inversión con la estructura de techo nos arroja resultados totalmente negativos para el proyecto. Con los costos de las estructura y cubierta de techo se obtiene que el Valor Actual Neto (VAN), descontando a

⁵ <http://unfccc.int/>

la tasa WACC es significativamente negativa, con una VAN de -\$108,778 una Tasa Interna de Retorno Negativa (TIR) de -4.22%, el Plazo de Recuperación de la Inversión (PAYBACK) no es posible durante la vida útil del proyecto.

En todo caso el proyecto es rentable si lo vemos desde la óptica que el cambio de estructura y cubierta de techo representa una mejora a la infraestructura del CRINA y no solamente para crear las condiciones para el montaje de un sistema fotovoltaico, si se analiza desde el punto de vista de la seguridad estructural, el cual en su momento fue analizado por la Unidad de Infraestructura Sanitaria del MINSAL, la estructura existente no cumple según la normativa sísmica vigente en el país, lo cual en las condiciones actuales representa un riesgo para los usuarios de esta edificación. Tomando en cuenta lo anterior el proyecto debe tomarse como dos sub-proyectos independientes, uno que servirá para la generación de energía eléctrica y el otro como una rehabilitación necesaria y adecuada para el buen funcionamiento de las actividades que se realizan en esta institución.

4.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL CAPÍTULO

- Como puede apreciarse en los indicadores económicos obtenidos, el costo de la estructura base para el soporte de los módulos fotovoltaicos y el costo de la energía actual debido a la caída de los precios del petróleo afecta la rentabilidad del sistema fotovoltaico evaluado, sin embargo, para el caso del costo del sistema completo se estima que podría ser mucho menor al evaluado, ya que dicho proyecto al ser lanzado a licitación somete a los competidores a presentar sus mejores ofertas con lo que se logran precios más competitivos, además se considera que la caída de los precios del petróleo es temporal y los precios de la energía tenderán en el mediano plazo al alza nuevamente, lo que volvería más rentable el sistema evaluado.
- Asimismo, se recomienda negociar un mejor precio de venta de la energía inyectada con la distribuidora de tal forma que la venta de excedente de energía generada rinda los mejores beneficios a la institución.
- Se recomienda la realización de negociaciones directas entre el propietario y proveedores de equipos bajo un escenario de subasta u oferta en línea a fin de obtener un mejor precio de compra de equipos.
- Finalmente se recomienda al propietario no dejar de lado otros aspectos importantes a evaluar a la hora de realizar un proyecto de esta envergadura, pues se trata de un proyecto verde que no sólo ayuda a minimizar los costos de facturación eléctrica, sino que le da una mayor proyección social a la institución, catalogándola como una institución que cree y promueve el cuidado del medio ambiente.

CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el ámbito financiero es de hacer notar que, si se analiza económicamente la obra civil más el generador fotovoltaico como un solo proyecto los indicadores económicos obtenidos, nos arrojan resultados totalmente negativos para el proyecto si se toma en cuenta que la inversión de obra civil es mucho mayor que la necesaria para construir el generador fotovoltaico, \$125,042.79 y \$74,504.88, respectivamente; lo cual si se visualiza bajo este panorama el proyecto se vuelve no factible desde el punto de vista de rentabilidad.
- El proyecto es rentable si se ve desde la óptica que el cambio de estructura y cubierta de techo no solamente es para crear las condiciones para el montaje del SSFV, sino representa una mejora a la infraestructura del CRINA, dado que la existente, según análisis de la unidad de Planificación del MINSAL, no cumple según la normativa sísmica vigente en el país, lo cual en las condiciones actuales representa un riesgo para los usuarios de esta edificación. Tomando en cuenta lo anterior el proyecto debe tomarse como dos sub-proyectos independientes, uno que servirá para la generación de energía eléctrica y el otro como una rehabilitación necesaria y adecuada para el buen funcionamiento de las actividades deportivas que se realizan en esta institución.
- Tomando en cuenta las aseveraciones anteriores y analizando solamente los costos para la construcción del sistema fotovoltaico, el proyecto es sumamente rentable de acuerdo al análisis financiero que se realizó, en el cual se obtuvo un Valor Actual Neto (VAN) sin tomar en cuenta la estructura de techo, de \$10,033 una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 9.80% y un Plazo de Recuperación de la Inversión (PAYBACK) es de 8.6 años, bajo estos indicadores económicos se concluye que los beneficios económicos obtenidos producto de esta inversión están totalmente garantizados.
- Con el objeto de minimizar los costos del generador fotovoltaico se recomienda la realización de negociaciones directas entre el propietario y proveedores de equipos bajo un escenario de subasta u oferta en línea a fin de obtener un mejor precio de compra de equipos.
- Asimismo, se recomienda negociar un mejor precio de venta de la energía inyectada con la distribuidora de tal forma que la venta de excedente de energía generada rinda los mejores beneficios a la institución. Igual negociación deberá realizarse para el caso de la cantidad de energía autoproducida y consumida.

- Finalmente se recomienda al propietario no dejar de lado otros aspectos importantes a evaluar a la hora de realizar un proyecto de esta envergadura pues se trata de un proyecto verde que no sólo ayuda a minimizar los costos de facturación eléctrica, sino que le da una mayor proyección social a la institución, catalogándola como una institución que cree y promueve el cuidado del medio ambiente. Para los beneficios ambientales, véase la tabla 22
- Las sombras que fueron proyectadas sobre el techo del gimnasio del CRINA en la simulación realizada que insidia en los módulos solares fotovoltaico, afectan directamente la generación de energía de los módulos y el porcentaje de energía perdida debido a este afecta directamente en la cantidad de células que se vean cubiertas por dichas sombras en las diferentes épocas del año debido a la posición del sol en determinadas horas; para el caso, el porcentaje de pérdidas por sombras no es significativo.
- Cuando se realiza una instalación de un generador fotovoltaico es importante realizar una inspección del sistema eléctrico al cual este estará supliendo energía pues este debe de estar preparado para poder distribuir la energía hacia los lugares finales de uso dentro de la institución. Una evaluación de todos los conductores y tableros de conexión es necesaria además de un análisis eléctrico donde se contemplen las corrientes de fase y las cargas que en la subestación están conectadas puesto que el generador que será conectado también estará dimensionado para poder suplir toda la potencia necesaria que dicha carga en esta subestación maneja. De acuerdo con esto en el presente se analizaron dichos parámetros y se determinó que lo más conveniente era interconectar el nuevo generador a una de las dos subestaciones que existen en el CRINA. En este caso a la subestación de 100 kVA. Sin importar que esta estuviera más alejada del gimnasio donde se instalara el generador. Puesto que a esta subestación se conectan la mayor parte de cargas que son utilizadas por la institución en una proporción de 62.9% de su capacidad nominal contra 15.05% de la capacidad que provee la subestación de 250 kVA. Entonces con la instalación del nuevo generador se estaría aprovechando suplir la carga que la subestación de 100 kVA maneja y de esta manera poder reducir los costos de facturación que en esta se generan.
- De acuerdo a la evaluación realizada de los consumos que se generan por el CRINA y la alta facturación reflejada en los últimos años, se determinó que la potencia pico en DC de este proyecto y de los proyectos solar fotovoltaicos en general tienen que ser mayor que la potencia nominal de AC del mismo, esto para garantizar una buena generación de la energía proyectada en el tiempo.

- Se recomienda recalcular la proyección de la energía cada año después de la puesta en marcha del proyecto SSFV instalado, tomando en cuenta la degradación que los módulos fotovoltaicos utilizados puedan tener y hacer una comparación con los parámetros que nos indique fabricante en las hojas técnicas del módulo solar de manera que las producciones no varíen mucho con respecto al tiempo de utilización.

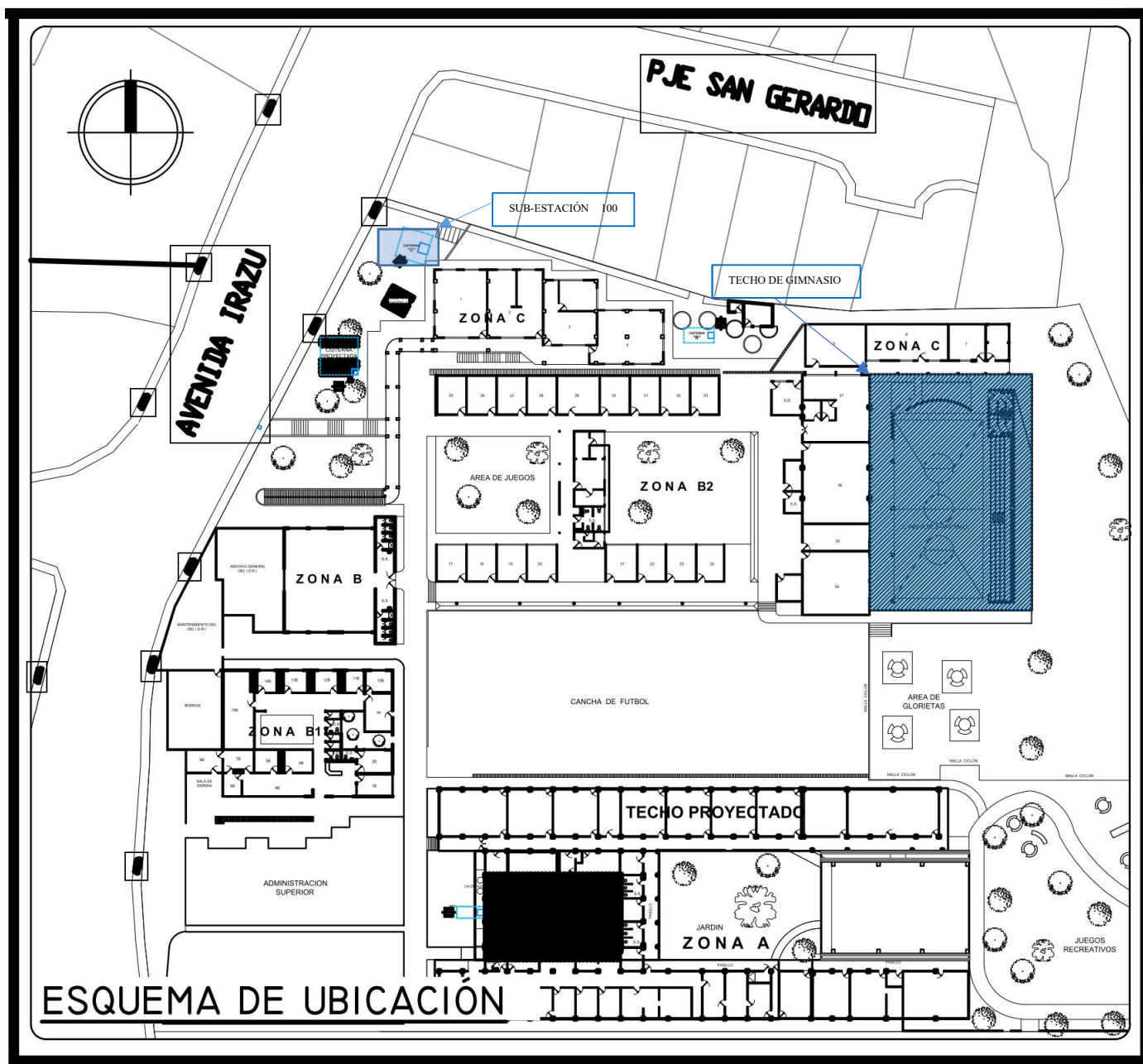
BIBLIOGRAFIA

- Arenas Sánchez , D. A., & Zapata Castaño, H. S. (2011). *Libro interactivo sobre energia solar y sus aplicaciones*. Pereira.
- Cortez, C., Menjívar, E., & Lester, P. (2014). Actualizacion del Mapa de Radiacion Solar, El Salvador. (*Tesis de pregrado*). Universidad de El Salvador, San Salvador.
- Energía, A. d. (2007). *Eneragen*. (A. d. Pamplona, Ed.) Obtenido de <http://www.eneragen.org>
- Energía, C. N. (2013). *Portal para proyectos con Energías Renovables*.
- Energía, C. N. (2018). *Informe Ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación 2018-2034*.
- Gomez, L. (2015). *researchgate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/figure/Figura-13-Posicion-relativa-del-plano-del-ecuador-y-de-la-ecliptica-que-define-la_fig3_312576876
- Huezo, F., & Morán, J. (2012). Diseño, Construcción y Validación de un Destilador Solar Para Uso en Laboratorios de la Planta Piloto de La Escuela de Ingenieria Química. (*Tesis de Ingeniería*). Universidad de El Salvador, Ciudad Universitaria.
- Lamigueiro, Ó., Santos, A., & Manuel, C. (2012). *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos*. España : J. de Haro Artes Gráficas, S.L.
- Larrea, M., Castro, U., & Álvarez, E. (Marzo de 2017). *Instituto Vasco de Competitividad*. Obtenido de Instalaciones Fotovoltaicas aisladas y conectadas a la red eléctrica: https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/cuadernos/Instalaciones_Fotovoltaicas.pdf
- Maltéz Romillo, G. E. (2012). Diseño de un Sistema Fotovoltaico para alimentar la red eléctrica instalada en el área comercial. (*Tesis de Ingeniería*). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
- Romero, H. (2014). *ANALISIS DE INGENIERIA DE PARAMETROS ELECTRICOS DEL CENTRO DE REHABILITACION INTEGRAL DE LA NIÑEZ Y LA ADOLESCENCIA, CRINA-ISRI*. San Salvador: Universidad Don Bosco.
- Solar, R. (29 de Enero de 2019). *Wikipedia, La enciclopedia libre*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Radiaci%C3%B3n_solar

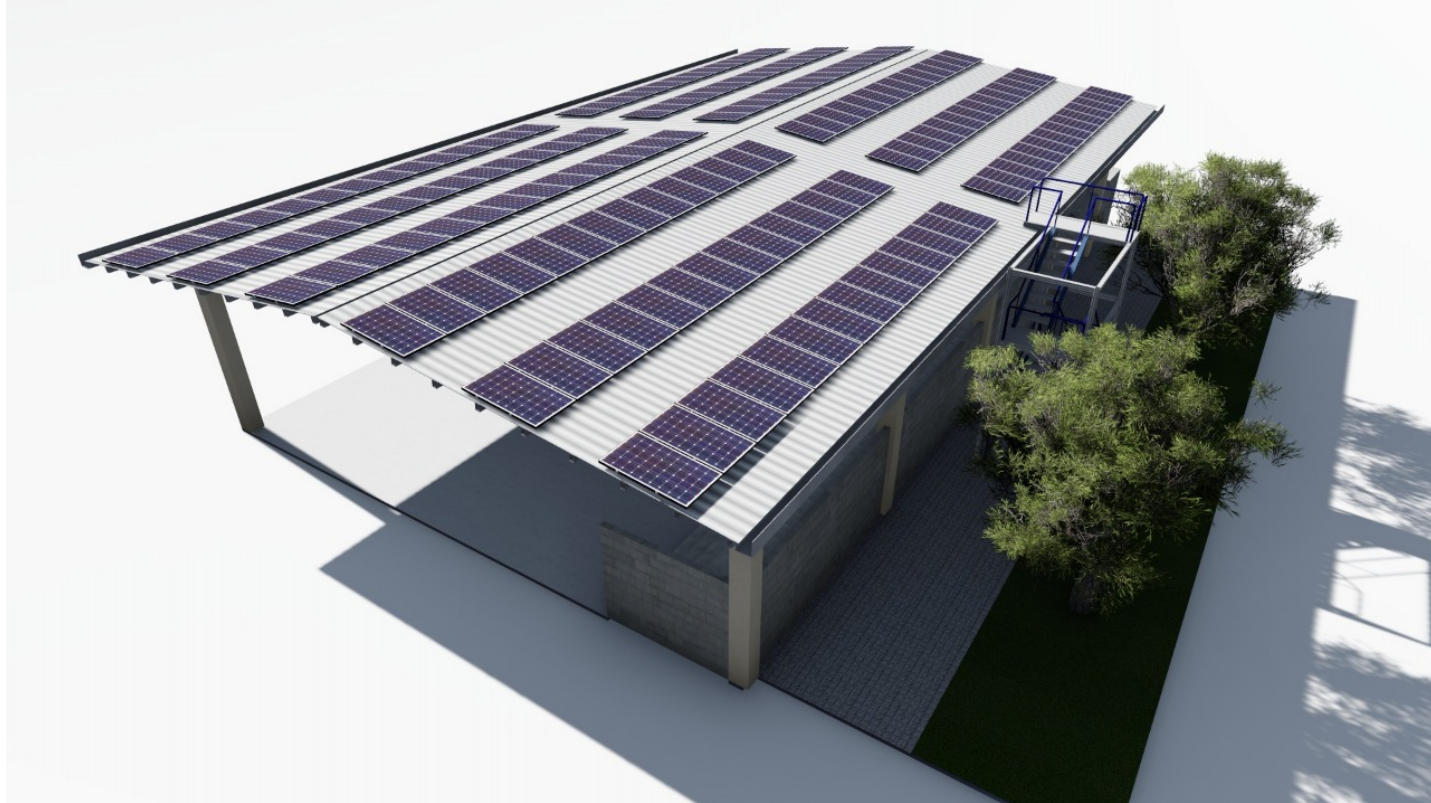
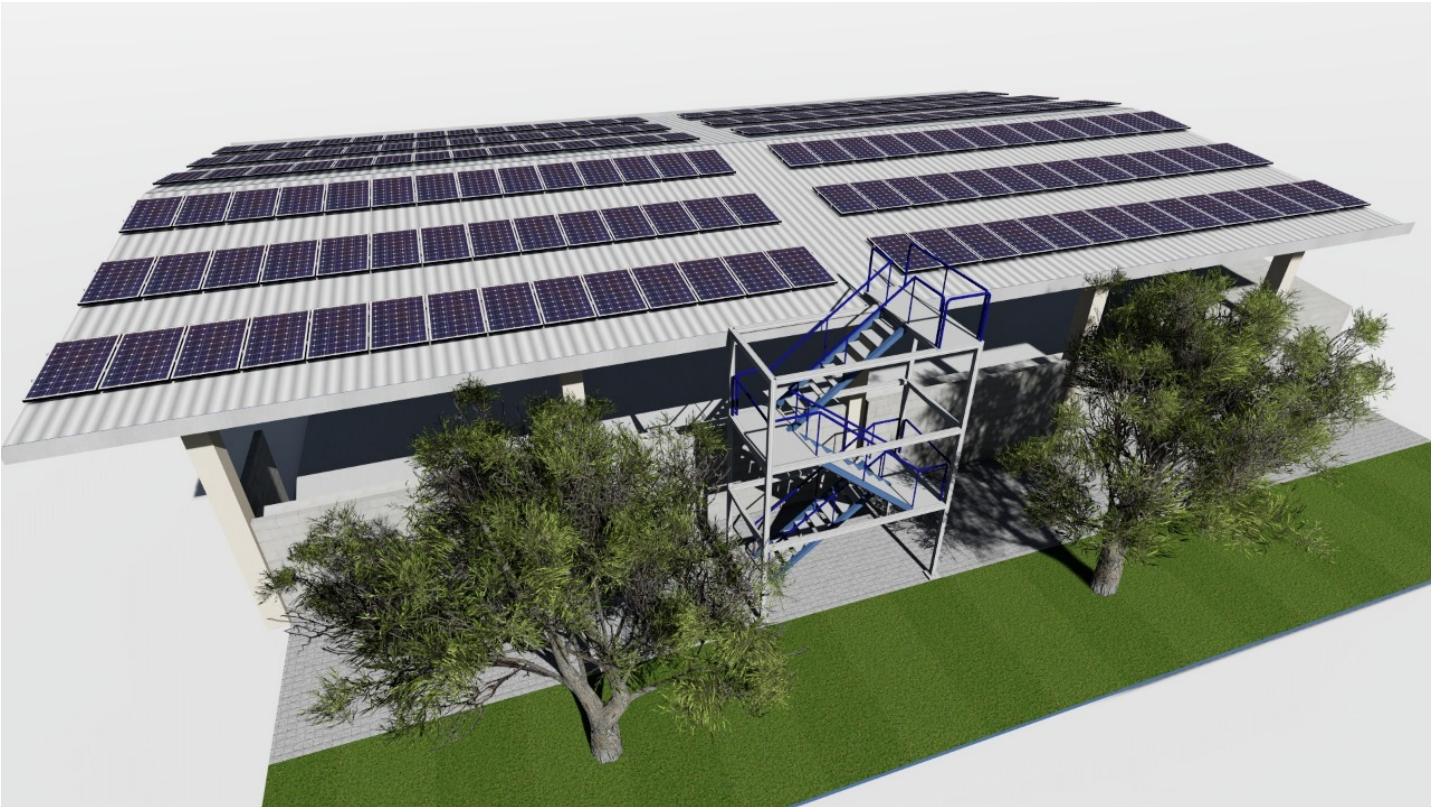
ANEXOS

ANEXO A. ESQUEMA DE UBICACIÓN DEL PROYECTO

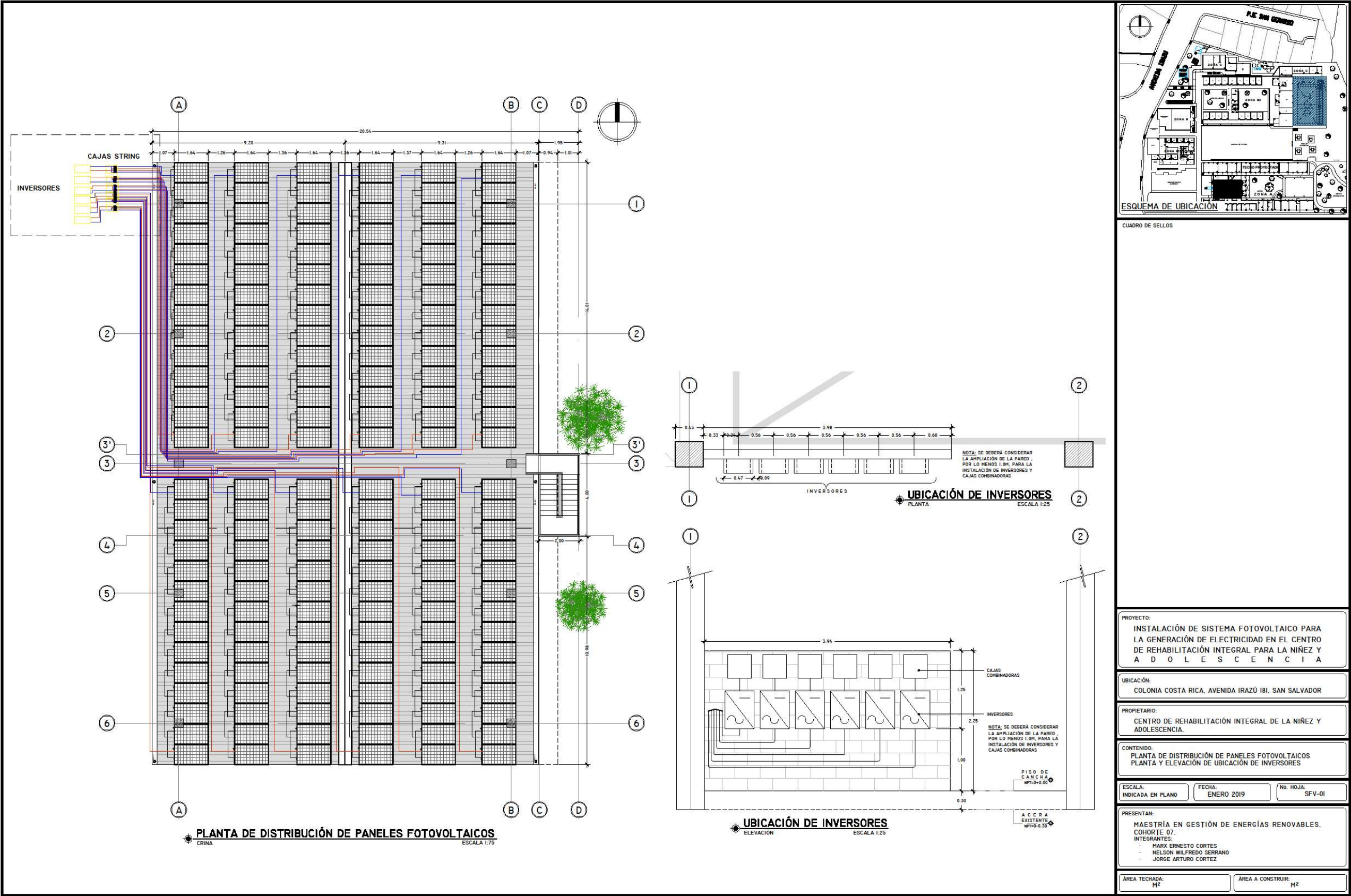
ANEXO A.1 PLANO GENERAL DE UBICACIÓN DEL PROYECTO



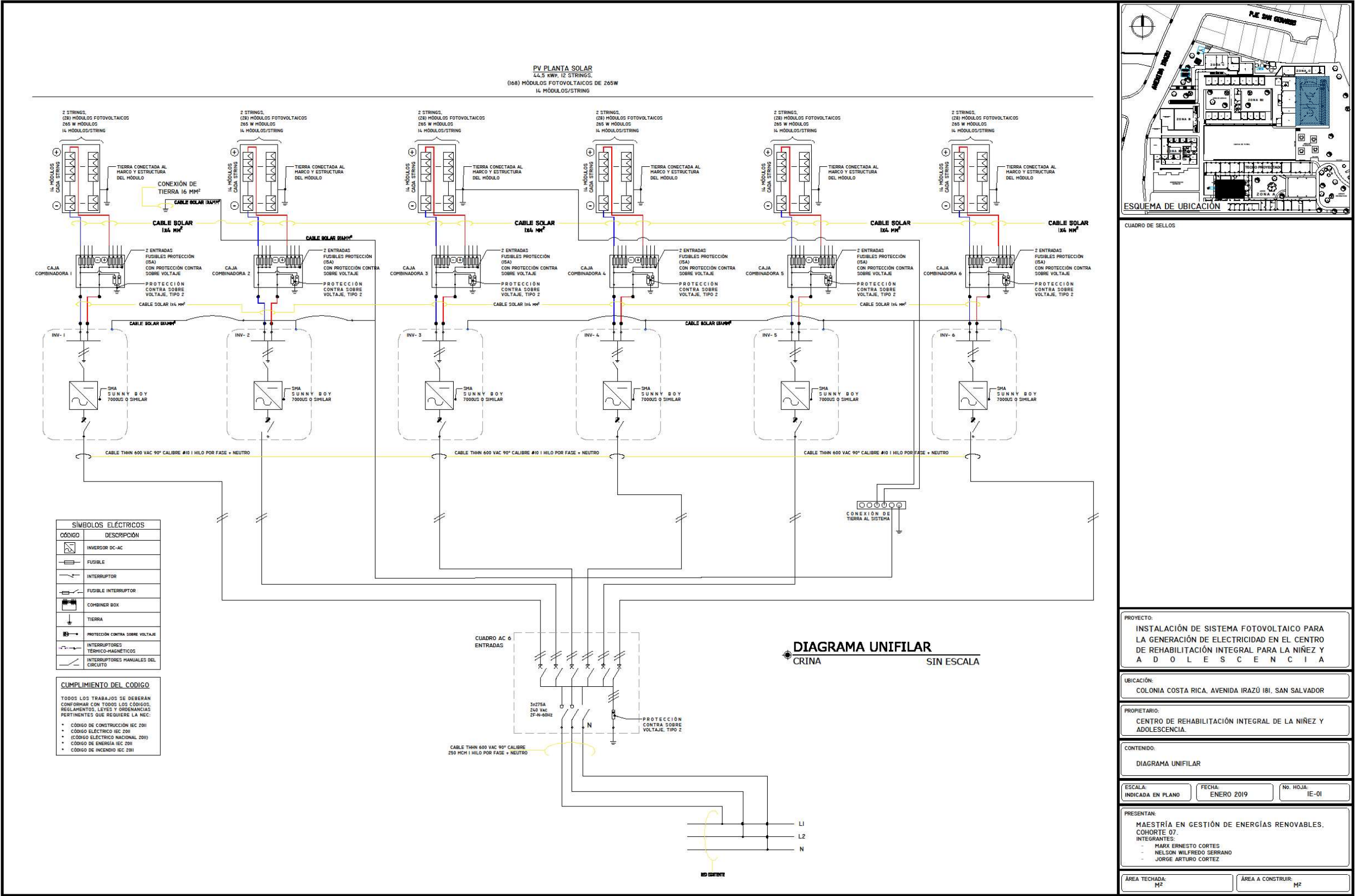
ANEXO A.2 PROPUESTA DE SOLUCIÓN (DISEÑO ARQUITECTÓNICO)



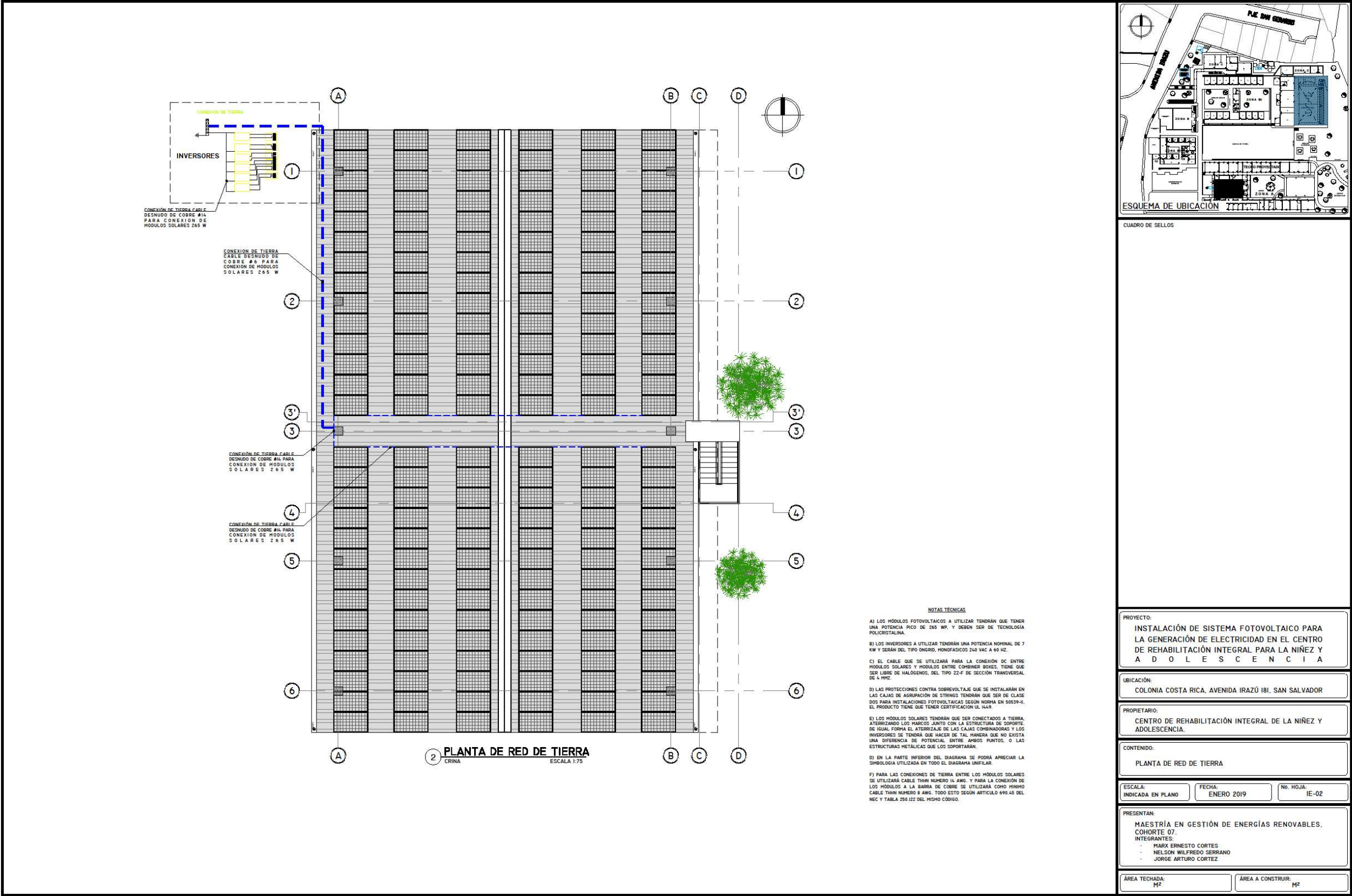
ANEXO B. PLANOS DE DISEÑO ELECTRICO
ANEXO B.1. PLANTA DE DISTRIBUCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS



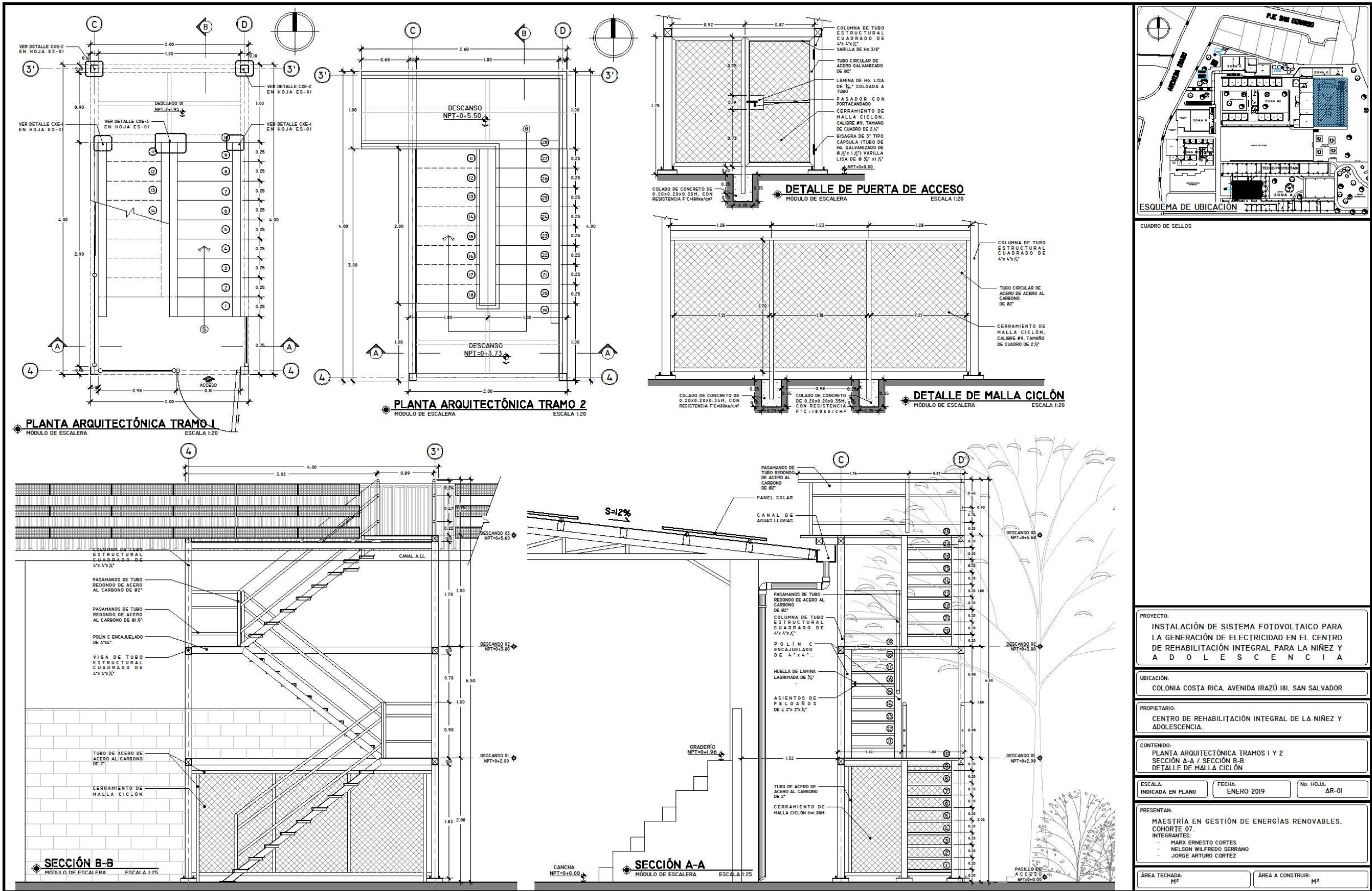
ANEXO B.2. DIAGRAMA UNIFILAR



ANEXO B.3. RED DE TIERRA



ANEXO C. PLANOS DE DISEÑO DE OBRA CIVIL
ANEXO C.1. PLANTA ARQUITECTÓNICA DE ESCALERA



ANEXO C.2. PLANTA DE FUNDACIONES DE ESCALERA Y NOTAS GENERALES

NOTAS TÉCNICAS

A. CONCRETO

EL CONCRETO ESTRUCTURAL A UTILIZAR EN GENERAL SERÁ DE PESO VOLUMETRICO NORMAL, CON UNA RESISTENCIA ÚLTIMA A LA COMPRESIÓN A LOS 28 DÍAS DE $f'c = 210 \text{ KG/CM}^2$ LOS MATERIALES A UTILIZAR EN LA ELABORACION DE CONCRETO LLENARÁN LAS SIGUIENTES ESPECIFICACIONES:

- EL CEMENTO A UTILIZAR SERA PORTLAND TIPO I, QUE CUMPLA LA NORMA ASTM C157 TIPO GU. LOS AGREGADOS DEBERAN CUMPLIR LA NORMA ASTM C33 Y SU TAMARO MAXIMO NO DEBERA DE EXCEDER DE 0.75 VECES LA SEPARACION MINIMA ENTRE BARRAS DE REFUERZO DEL ELEMENTO A COLAR.
- LA AGUA DEBERA SER LIMPIA, LIBRE DE RESIDUOS DE ACEITE, ACIDOS, ALKALIS, SALES, MATERIA ORGANICA U OTRAS SUSTANCIAS QUE PUEDAN SER DANINAS PARA EL MORTARO O CUALQUIER OTRO ATRIBUTO DEL CONCRETO. LA RELACION AGUA-CEMENTO PARA LA MEZCLA DE CONCRETO UTILIZADA EN ELEMENTOS ESTRUCTURALES PRIMARIOS COMO ZAPATAS, TENSORES, PEDESTALES Y COLUMNAS, NO DEBERA DE EXCEDER DEL 0.50.
- CUALQUIER TIPO DE ADITIVO A UTILIZAR EN LA MEZCLA DEBERA DE SER APROBADO PREVIAMENTE POR EL SUPERVISOR.

LA TOLERANCIA EN CUANTO A LAS DIMENSIONES GENERALES DE LA SECCION DE UN ELEMENTO DE CONCRETO SERA DE ± 10 MM. Y LA TOLERANCIA EN CUANTO A LOS RECUBRIMIENTOS SERA DE 6.0 MM. PODRA UTILIZARSE LAS TOLERANCIAS DEL CODIGO ACI-117 PARA LA CONSTRUCCIÓN DE TODOS LOS ELEMENTOS ESTRUCTURALES SIEMPRE Y CUANDO NO AFECTEN LA ARQUITECTURA.

B. ACERO DE REFUERZO

EL ACERO DE REFUERZO SERÁ GRADO 60 ($F_y=4200 \text{ kg/cm}^2$) Y DEBERÁ CUMPLIR CON LA NORMA ASTM A-615 EXCEPTO LA VARILLA LISA No.2 QUE TENDRÁ UN ESFUERZO DE FLUENCIA MÍNIMO DE 2320 kg/cm^2

LAS LONGITUDES DE TRASLAPES Y GANCHOS ESTANDAR SERÁN DE ACUERDO AL ACI-318-08 PERO NO MENOR A LAS SIGUIENTES:

A) TABLA I : (NO TRASLAPAR MÁS DEL 50% EN UNA MISMA SECCIÓN)

(FY=4200 KSI/CM ² Y FC=20 KSI/CM ²)								
CALIBRE	DIAMETRO (PUL)	SW (INCH)	AREA (IN ²)	LT LAMINA EXP. (IN)	LT LAMINA INT. (IN)	LT LAMINA SUP. (IN)	LT LAMINA INF. (IN)	L AX (IN)
3	0.375	0.02	0.31	35.0	42.0	76.0	54.0	15.00
4	0.500	1.27	1.27	72.0	84.0	74.0	74.0	21.00
5	0.625	1.59	1.96	90.0	99.0	67.0	60.0	28.00
6	0.750	1.91	2.85	108.0	123.0	141.0	108.0	35.00
7	0.875	2.22	3.86	126.0	141.0	175.0	154.0	37.00
8	1.000	2.54	5.07	160.0	176.0	235.0	190.0	42.00

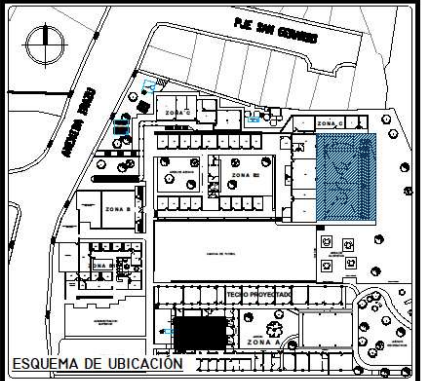
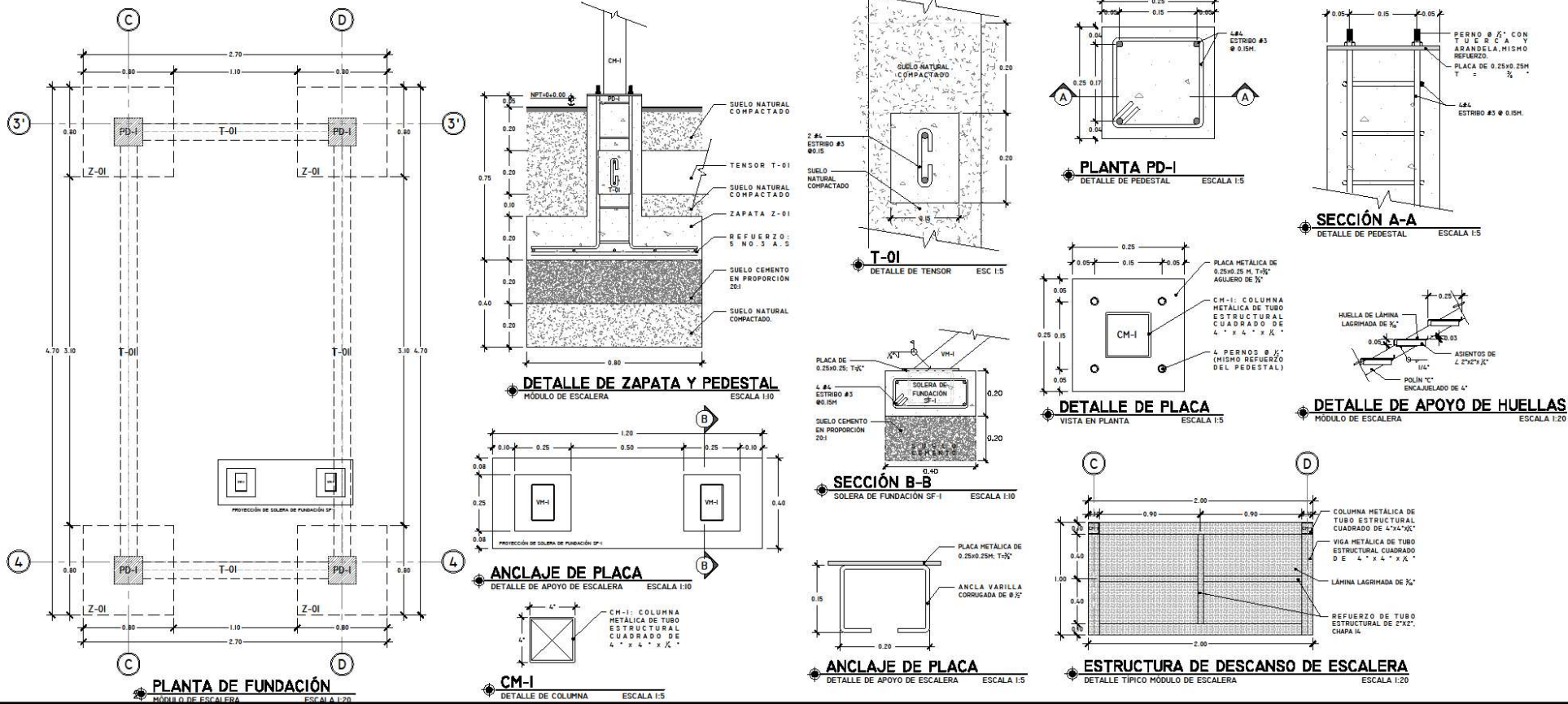
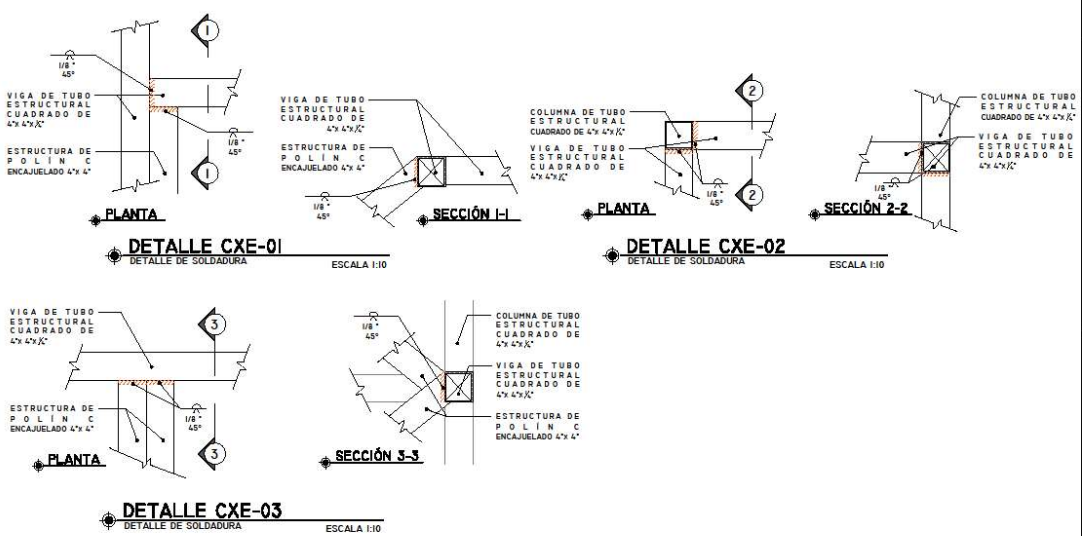
C. ESTRUCTURA METALICA

- LAS PLACAS A USARSE EN CONEXIONES ENTRE ELEMENTOS METÁLICOS SERÁN DE ACERO GRADO A36
- LAS PLACAS A USARSE EN CONEXIONES EN LA BASE SERÁN DE ACERO A36
- LOS TUBOS A UTILIZAR SERÁN DE ACERO A36
- LOS PERNOS DE ANCLAJE EN ESTRUCTURAS DE CONCRETO SERÁN FABRICADOS A PARTIR DE VARILLA CORROIDA DE ACERO GRADO A36
- TODOS LOS MIEMBROS METÁLICOS DEBERÁN SER PROTEGIDOS CON DOS MANOS DE PINTURA ANTICORROSIVA, LAS QUE SE APLICARÁN EN DIFERENTES COLORES.
- LAS SOLDADURAS SERÁN DE ARCO METÁLICO Y LOS ELECTRODOS DEBERÁN CUMPLIR CON LA NORMA AWS E1.5 Y S Y SU DESIGNACIÓN ER-60XX
- LOS CORTES EFECTUADOS EN LOS ELEMENTOS METÁLICOS NO DEBERÁN REALIZARSE CON ACETILENO NI TAMPOCO LOS AGUJEROS EN LAS PLACAS PARA LA COLOCACIÓN DE PERNOS.
- EN LA TABLA 2 SE MUESTRAN LOS SÍMBOLOS BÁSICOS UTILIZADOS EN LA SOLDADURA.

TABLA 2

SIMBOLOS BÁSICOS DE SOLDADURA									
POSICIÓN	ÁNGULO	TIPO DE SOLDADURA	CÓDIGO	RANURA O A TOPE					
				V	ISO.	U	J	Soldadura en tope de V	Soldadura en tope de ISO.
									

RESPALDO	EDIFICIO	SOLUCIONA TISS ALABRIDA	SOLUCIONA SE CAYO	CONTINIO		VERA LA AVO 27-08-2008 07:07
				...	...	

[illegible]

CUADRO DE SELLOS

PROYECTO:

INSTALACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA
LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL CENTRO
DE REHABILITACIÓN INTEGRAL PARA LA NIÑEZ Y
A D O L E S C E N C I A

UBICACIÓN: COLONIA COSTA RICA, AVENIDA IRAZÚ 181, SAN SALVADOR

PROPIETARIO:
CENTRO DE REHABILITACIÓN INTEGRAL DE LA NIÑEZ Y ADOLESCENCIA.

CONTENIDO:
 NOTAS GENERALES
 DETALLES DE SOLDADURA
 PLANTA ESTRUCTURAL DE FUNDACIONES Y DETALLES GENERALES

ESCALA: INDICADA EN PLANO	FECHA: ENERO 2019	Nº. HOJA: ES-01
------------------------------	----------------------	--------------------

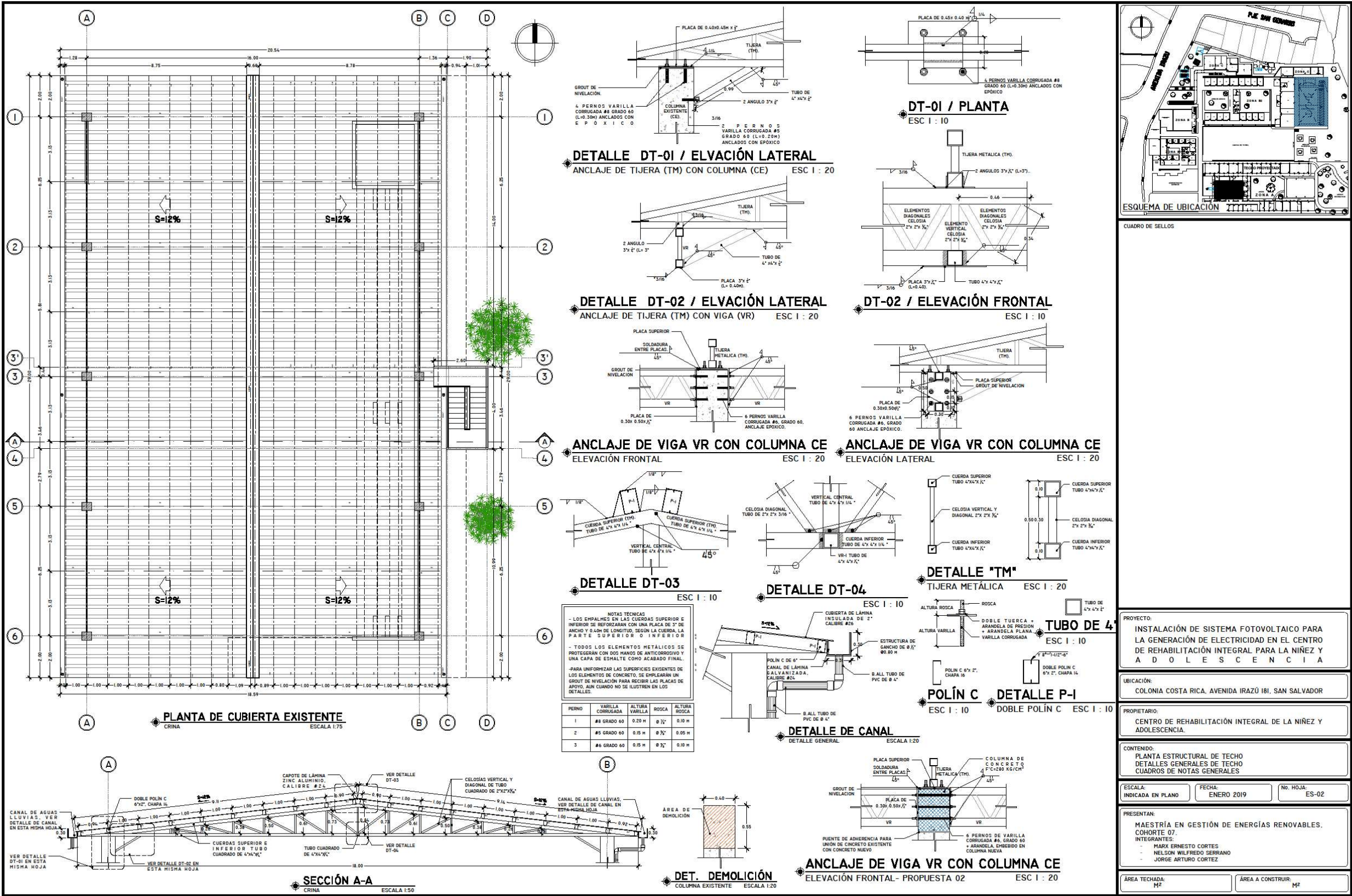
PRESENTAN:

MAESTRÍA EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES.
COHORTE 07.
INTEGRANTES:

- MARX ERNESTO CORTES
- NELSON WILFREDO SERRANO
- JORGE ARTURO CORTEZ

ÁREA TECHADA: M ²	ÁREA A CONSTRUIR: M ²
---------------------------------	-------------------------------------

ANEXO C.3. PLANTA ESTRUCTURAL DE TECHO Y DETALLES



ANEXO D. PRESUPUESTO DE CONSTRUCCIÓN GENERADOR FOTOVOLTAICO ANEXO D.1 OBRA CIVIL

**PROYECTO: FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIANTE
TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y TERMOSOLAR EN LAS INSTALACIONES DEL CRINA.**

PRESUPUESTO SISTEMA FOTOVOLTAICO Y DE CAMBIO DE ESTRUCTURA DE TECHO EN CANCHA DE BKB DEL CRINA					\$	225,488.87
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO	TOTAL COSTO PARCIAL	TOTAL DE PARTIDA
1.00	Desmontajes					\$ 6,000.08
1.01	Desmontaje de Cubierta de Techo	507.36	m2	\$ 3.00	\$ 1,522.08	
1.02	Desmontaje de Polines	364.00	ml	\$ 2.00	\$ 728.00	
1.03	Desmontaje de Tijeras	5.00	c/u	\$ 150.00	\$ 750.00	
	Demolición de Columnas	10.00	c/u	\$ 300.00	\$ 3,000.00	
2.00	Tijera T1					\$ 21,165.30
2.01	Tubo Estructural de 4"x4"x1/4"	376.74	ml	\$ 45.00	\$ 16,953.30	
2.02	Tubo Estructural de 2"x2"x3/16	168.48	ml	\$ 25.00	\$ 4,212.00	
3.00	Viga de Rigidez VR					
3.01	Tubo Estructural de 4"x4"x1/4"	117.70	ml	\$ 45.00	\$ 5,296.50	\$ 6,888.50
3.02	Tubo Estructural de 2"x2"x3/16	63.68	ml	\$ 25.00	\$ 1,592.00	
4.00	Cubierta de Techo y Placas de Anclaje					\$ 37,179.48
4.01	Placa de 0.45x0.40x1/2"	10.00	c/u	\$ 60.00	\$ 600.00	
4.02	Placa de 0.30x0.50x1/2"	16.00	c/u	\$ 50.00	\$ 800.00	
4.03	Pernos de de Varilla #8" (Incluye Anclaje)	40.00	c/u	\$ 20.00	\$ 800.00	
4.04	Pernos de de Varilla #6" (Incluye Anclaje)	48.00	c/u	\$ 17.32	\$ 831.36	
4.05	Pernos de de Varilla #5" (Incluye Anclaje)	20.00	c/u	\$ 14.00	\$ 280.00	
4.06	Polín Encajuelado de 6"	560.00	ml	\$ 12.20	\$ 6,832.00	
4.07	Cubierta de lámina insulada de 2-1/2"	530.12	m2	\$ 51.00	\$ 27,036.12	
5.00	Escalera de Mantenimiento					\$ 7,622.40
5.01	Excavación para Fundaciones	4.44	m3	\$ 12.20	\$ 54.17	
5.02	Compactación con suelo cemento al 5%	0.61	m3	\$ 65.00	\$ 39.65	
5.03	Compactación con material selecto	1.41	m3	\$ 31.30	\$ 44.13	
5.04	Desalojo Externo	6.66	m3	\$ 8.20	\$ 54.61	
5.05	Zapata Z-01 (0.80x0.80x0.20 m)	4.00	c/u	\$ 45.00	\$ 180.00	
5.06	Tensor T-01 (0.15x0.20 m)	11.10	ml	\$ 20.00	\$ 222.00	
5.07	Solera de Fundación SF-1 (0.40x0.20)	1.20	ml	\$ 60.00	\$ 72.00	
5.08	Pedestal PD-1 (0.25x0.25 m)	0.14	m3	\$ 826.00	\$ 115.64	
5.09	Placas de Base PL-1 (0.25x0.25 m); t=3/8", incluye pernos	4.00	c/u	\$ 30.00	\$ 120.00	
5.10	Placas de Base PL-2 (0.25x0.25 m); t=3/8", incluye anclaje a solera SF-1	2.00	c/u	\$ 40.00	\$ 80.00	
5.11	Columnas CM-1 de tubo estructural cuadrado de 4"x4"x1/4"	21.96	ml	\$ 45.00	\$ 988.20	
5.12	Viga VM-1 de tubo estructural cuadrado de 4"x4"x1/4"	33.60	ml	\$ 45.00	\$ 1,512.00	
5.13	Polín Encajuelado de 4" chapa 14	25.60	ml	\$ 10.00	\$ 256.00	
5.14	Tubo Estructural Cuadrado de 2"x2" en descansos	8.40	ml	\$ 25.00	\$ 210.00	
5.15	Gradas de lamina lagrimada ESP=3/16", incluye soportes de angulo	25.00	c/u	\$ 25.00	\$ 625.00	
5.16	Descanso de Lamina Lagrimada ESP=3/16"	6.60	m2	\$ 150.00	\$ 990.00	
5.17	Pasamanos de tubo redondo	31.00	ml	\$ 53.00	\$ 1,643.00	
5.18	Barda de Malla Ciclón, con tubo galvanizado de 2", incluye fundaciones de concreto	11.20	m2	\$ 30.00	\$ 336.00	
5.19	Puerta Metálica con estructura de tubo galvanizado y forro de malla ciclón	1.00	c/u	\$ 80.00	\$ 80.00	
6.00	Instalaciones Hidrosanitarias					\$ 1,971.47
6.01	Canal de Aguas Lluvias	56.00	ml	\$ 17.00	\$ 952.00	
6.02	Bajadas de Aguas Lluvias de PVC 4"	38.04	ml	\$ 26.80	\$ 1,019.47	
7.00	Pavimento de Concreto en Cancha de BKB					\$ 19,207.00
7.01	Demolición de Pavimento Existente	340.00	m2	\$ 6.70	\$ 2,278.00	
7.02	Desalojo medido en camión	136.80	m3	\$ 8.00	\$ 1,094.40	
7.03	Corte de 20 cms, para colocación de base de suelo cemento, incluye compactación de sub base existente	62.00	m3	\$ 10.00	\$ 620.00	
7.04	Trazo y Nivelación	340.00	m2	\$ 1.50	\$ 510.00	
7.05	Compactación de Base de Suelo Cemento de 20 cms, con material selecto	62.00	m3	\$ 45.00	\$ 2,790.00	
7.06	Piso de Concreto Semipulido t=10cms, incluye corte de juntas y sello con material epóxico semirígido	340.00	m2	\$ 27.69	\$ 9,414.60	
7.07	Instalación de Tableros, incluye estructura metálica de soporte, 2 manos de pintura anticorrosiva y dos manos de pintura de acabado	2.00	c/u	\$ 1,000.00	\$ 2,000.00	
7.08	Pintura de Delineación en cancha	1.00	SG	\$ 500.00	\$ 500.00	

ANEXO D. PRESUPUESTO DE CONSTRUCCIÓN GENERADOR FOTOVOLTAICO
ANEXO D.2 OBRA ELECTRICA-MECÁNICA

**PROYECTO: FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONÓMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIANTE
 TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA Y TERMOSOLAR EN LAS INSTALACIONES DEL CRINA.**

PRESUPUESTO SISTEMA FOTOVOLTAICO Y DE CAMBIO DE ESTRUCTURA DE TECHO EN CANCHA DE BKB DEL CRINA					\$ 225,488.87	
ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO	TOTAL COSTO PARCIAL	TOTAL DE PARTIDA
8.00	SISTEMA FOTOVOLTAICO					\$ 59,603.90
8.01	Paneles solares Canadian Solar Csp-265p	168.00		\$ 175.00	\$ 29,400.00	
8.02	Cable solar zz-f 4mm2	1,200.00		\$ 1.00	\$ 1,200.00	
8.03	Cable solar zz-f 6mm2	200.00		\$ 1.00	\$ 200.00	
8.04	Estructurametálica acero inoxidable	1.00		\$ 5,000.00	\$ 5,000.00	
8.05	Conectores MC4 Macho	175.00		\$ 1.00	\$ 175.00	
8.06	Conectores MC4 Hembra	175.00		\$ 1.00	\$ 175.00	
8.07	Cajas combinadora	6.00		\$ 92.00	\$ 552.00	
8.08	Fusibles DC 1000 - 15 A	35.00		\$ 4.00	\$ 140.00	
8.09	Inversores 7 Kw SMA sunny boy	6.00		\$ 1,483.65	\$ 8,901.90	
8.10	Porta fusibles para fusibles DC 1000-15 A 10x38	35.00		\$ 6.00	\$ 210.00	
8.11	Sistema de monitoreo	1.00		\$ 3,000.00	\$ 3,000.00	
8.12	Estación Meteorológica	1.00		\$ 850.00	\$ 850.00	
8.13	Instalación y montaje	1.00		\$ 9,800.00	\$ 9,800.00	
TOTAL COSTO DIRECTO					\$	159,638.14
TOTAL COSTO INDIRECTO (25%)					\$	39,909.53
IVA (13%)					\$	25,941.20
COSTO TOTAL					\$	225,488.87

ANEXO E. ANALISIS FINANCIERO

Análisis Financiero Generación Solar Fotovoltáica CRINA		
Potencia a Instalar	44.5	kWp
Vida del proyecto	20	años
Tasa de descuento	8.00%	%
Período de depreciación	20	años
Porcentaje de préstamo bancario	0.0%	%
Interés bancario	0.00%	%
Tasa de impuestos	30.0%	%
Exención de impuesto	10	años
Capacidad	45	kW
	0.04	MW
Area requerida	270.2	m2
	0.0	Ha
	0.04	Mz
Rendimiento	1,509	kWh/kW/año
Pérdida de rendimiento	0.50%	%/año
Precio de venta energía año 1	121.43	\$/MWh
	0.121	c/kWh
Precio de compra energía año 1	152.999	\$/MWh
	0.153	c/kWh
indexacion anual energía	1.5%	%/año
Costo de proyecto/kW	1.67	\$/kW
Costo total de proyecto (Inversionistas)	74,505	\$
Costo específico O&M	3.6	\$/m2/año
	959	\$
Costes de administracion	6	\$/año
Coste de arrendamiento	0	\$/año
Escalamiento costos anuales	2.0%	%/año
Costo total de inversión	74,505	\$
Costo específico total	1,674	\$/kW
Costo total anual	966	\$
Producción eléctrica	67	MWh/año
Ventas año 1	2,689	\$/año
	33%	
Compras año 1	6,886	\$/año
	67%	
Periodo de Retorno de la Inversión (PRI)	8.6	años
Valor Presente Neto (VAN)	\$10,033	\$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	9.80%	%

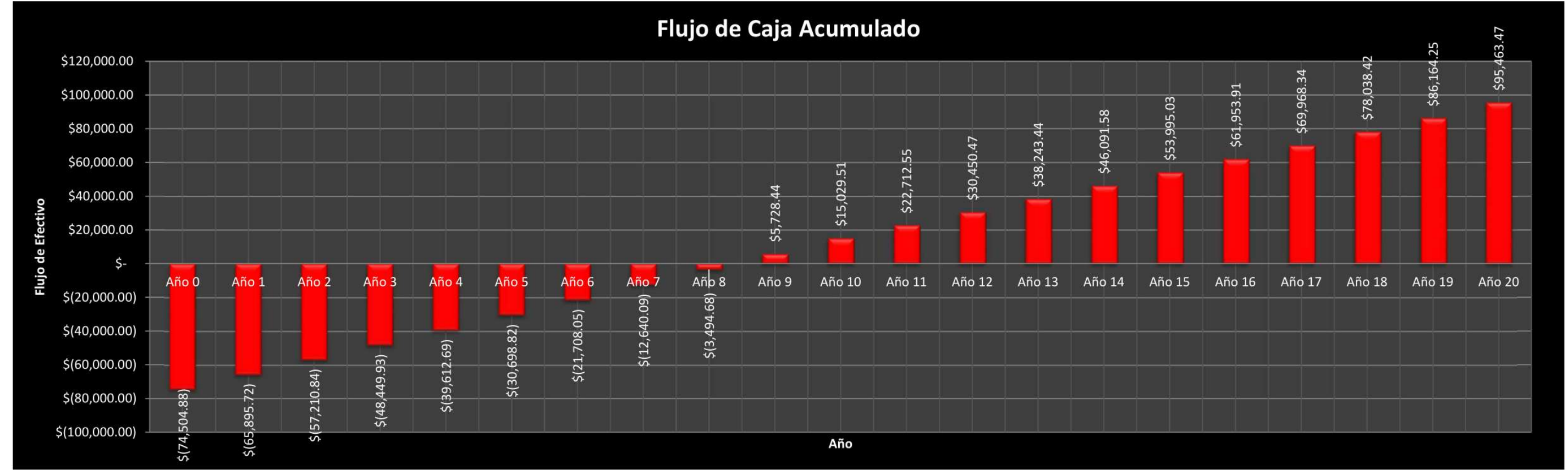
ANEXO E. ANALISIS FINANCIERO (FLUJO DE CAJA)

Flujo de Caja. Analisis Financiero Generación Solar Fotovoltaica CRINA

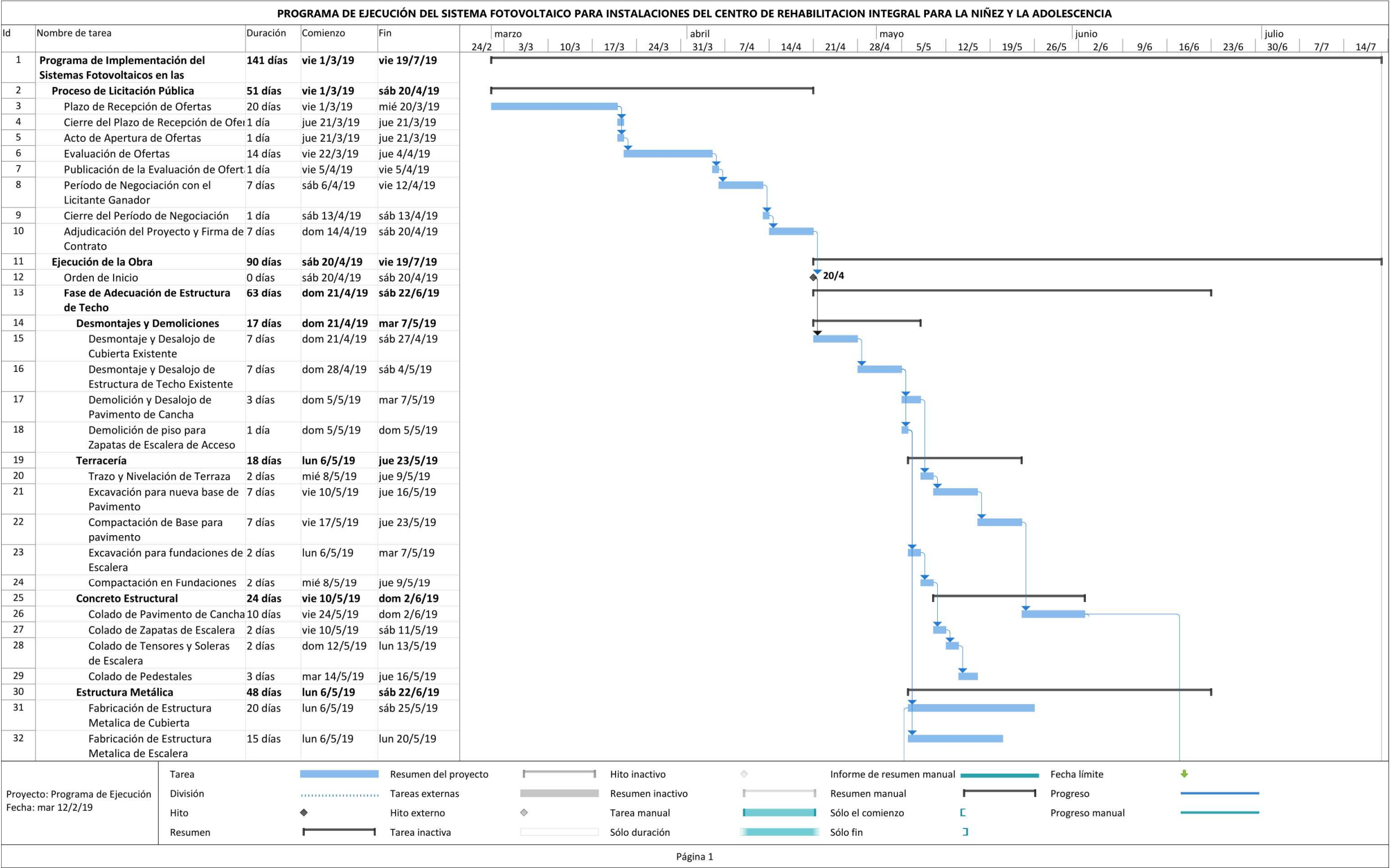
Generación Solar Fotovoltaica Evaluación Económica																					
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversión	\$ (74,504.88)																				
COSTOS																					
COSTO ESPECÍFICO O&M		\$ 959.32	\$ 978.50	\$ 998.07	\$ 1,018.03	\$ 1,038.40	\$ 1,059.16	\$ 1,080.35	\$ 1,101.95	\$ 1,123.99	\$ 1,146.47	\$ 1,169.40	\$ 1,192.79	\$ 1,216.65	\$ 1,240.98	\$ 1,265.80	\$ 1,291.11	\$ 1,316.94	\$ 1,343.27	\$ 1,370.14	\$ 1,397.54
COSTES DE ADMINISTRACION		\$ 6.23	\$ 6.35	\$ 6.48	\$ 6.61	\$ 6.74	\$ 6.88	\$ 7.02	\$ 7.16	\$ 7.30	\$ 7.45	\$ 7.59	\$ 7.75	\$ 7.90	\$ 8.06	\$ 8.22	\$ 8.38	\$ 8.55	\$ 8.72	\$ 8.90	\$ 9.08
COSTE DE ARRENDAMIENTO		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
PRODUCCION																					
PERFORMANCE		100.0%	99.5%	99.0%	98.5%	98.0%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%	95.0%	94.5%	94.0%	93.5%	93.0%	92.5%	92.0%	91.5%	91.0%	90.5%
GENERACIÓN MWH		67	67	66	66	66	65	65	65	64	64	64	63	63	63	62	62	62	61	61	61
PRECIO DE VENTA MWH		\$ 121.43	\$ 123.25	\$ 125.10	\$ 126.97	\$ 128.88	\$ 130.81	\$ 132.77	\$ 134.77	\$ 136.79	\$ 138.84	\$ 140.92	\$ 143.03	\$ 145.18	\$ 147.36	\$ 149.57	\$ 151.81	\$ 154.09	\$ 156.40	\$ 158.75	\$ 161.13
PRECIO DE COMPRA MWH		\$ 153.00	\$ 155.29	\$ 157.62	\$ 159.99	\$ 162.39	\$ 164.82	\$ 167.30	\$ 169.81	\$ 172.35	\$ 174.94	\$ 177.56	\$ 180.23	\$ 182.93	\$ 185.67	\$ 188.46	\$ 191.28	\$ 194.15	\$ 197.07	\$ 200.02	\$ 203.02
VENTAS DE ENERGÍA		\$ 2,689.15	\$ 2,715.84	\$ 2,742.73	\$ 2,769.81	\$ 2,797.08	\$ 2,824.55	\$ 2,852.22	\$ 2,880.08	\$ 2,908.14	\$ 2,936.38	\$ 2,964.83	\$ 2,993.46	\$ 3,022.29	\$ 3,051.30	\$ 3,080.51	\$ 3,109.91	\$ 3,139.49	\$ 3,169.27	\$ 3,199.23	\$ 3,229.38
COMPRAS DE ENERGÍA		\$ 6,885.61	\$ 6,953.95	\$ 7,022.79	\$ 7,092.13	\$ 7,161.97	\$ 7,232.31	\$ 7,303.15	\$ 7,374.49	\$ 7,446.32	\$ 7,518.65	\$ 7,591.48	\$ 7,664.79	\$ 7,738.60	\$ 7,812.90	\$ 7,887.69	\$ 7,962.96	\$ 8,038.72	\$ 8,114.95	\$ 8,191.67	\$ 8,268.86
DEPRECIACIÓN		\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 3,725.24	\$ 7,450.49
FINANCIAMIENTO																					
PRESTAMO BANCARIO		\$ -	\$ (0.05)	\$ (0.10)	\$ (0.15)	\$ (0.20)	\$ (0.25)	\$ (0.30)	\$ (0.35)	\$ (0.40)	\$ (0.45)	\$ (0.50)	\$ (0.55)	\$ (0.60)	\$ (0.65)	\$ (0.70)	\$ (0.75)	\$ (0.80)	\$ (0.85)	\$ (0.90)	\$ (0.95)
CUOTA DE PAGO ANUAL		\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05
INTERÉS		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
CAPITAL		\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05	\$ 0.05
DEUDA BANCARIA, FINAL		\$ (0.05)	\$ (0.10)	\$ (0.15)	\$ (0.20)	\$ (0.25)	\$ (0.30)	\$ (0.35)	\$ (0.40)	\$ (0.45)	\$ (0.50)	\$ (0.55)	\$ (0.60)	\$ (0.65)	\$ (0.70)	\$ (0.75)	\$ (0.80)	\$ (0.85)	\$ (0.90)	\$ (0.95)	\$ (1.00)
IMPUESTOS																					
NETO PARA CÁLCULO IMPUESTO		\$ 4,883.97	\$ 4,959.69	\$ 5,035.72	\$ 5,112.05	\$ 5,188.67	\$ 5,265.58	\$ 5,342.77	\$ 5,420.22	\$ 5,497.92	\$ 5,575.88	\$ 5,654.06	\$ 5,732.48	\$ 5,811.10	\$ 5,889.92	\$ 5,968.94	\$ 6,048.13	\$ 6,127.48	\$ 6,206.98	\$ 6,286.62	\$ 2,641.13
IMPUESTOS (*)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -						\$ 1,696.22	\$ 1,719.74	\$ 1,743.33	\$ 1,766.98	\$ 1,790.68	\$ 1,814.44	\$ 1,838.24	\$ 1,862.09	\$ 1,885.98	\$ 792.34
FLUJO DE CAJA																					
FLUJO DE CASH	\$ (74,504.88)	\$ 8,609.16	\$ 8,684.88	\$ 8,760.91	\$ 8,837.24	\$ 8,913.87	\$ 8,990.77	\$ 9,067.96	\$ 9,145.41	\$ 9,223.12	\$ 9,301.07	\$ 7,683.04	\$ 7,737.93	\$ 7,792.96	\$ 7,848.14	\$ 7,903.45	\$ 7,958.88	\$ 8,014.43	\$ 8,070.08	\$ 8,125.83	\$ 9,299.23
DSCR		172,184.24	173,698.61	175,219.19	176,745.81	178,278.30	179,816.49	181,360.19	182,909.20	184,463.34	186,022.39	187,586.15	189,154.38	190,726.87	192,303.37	193,883.64	195,467.43	197,054.46	198,644.48	200,237.20	201,832.34
FLUJO DE CASH ACUMULADO	\$ (74,504.88)	\$ (65,895.72)	\$ (57,210.84)	\$ (48,449.93)	\$ (39,612.69)	\$ (30,698.82)	\$ (21,708.05)	\$ (12,640.09)	\$ (3,494.68)	\$ 5,728.44	\$ 15,029.51	\$ 22,712.55	\$ 30,450.47	\$ 38,243.44	\$ 46,091.58	\$ 53,995.03	\$ 61,953.91	\$ 69,968.34	\$ 78,038.42	\$ 86,164.25	\$ 95,463.47
PERIODO ANTERIOR A CAMBIO DE SIGNO	8.00																				
VALOR ABSOLUTO FLUJO ACUMULADO																					
	\$ 3,494.68																				
FLUJO DE CAJA SIGUIENTE PERIODO	\$ 5,728.44																				
PRI (AÑOS)	8.61																				

(*) De acuerdo a la Ley de Incentivos Fiscales para proyectos de energías renovables en la generación de electricidad, según se establece en el Capítulo I, Artículo 3, literal b), los proyectos con una potencia menor a 10 MW estarán excentos del pago de impuestos sobre la renta en los primeros 10 años.

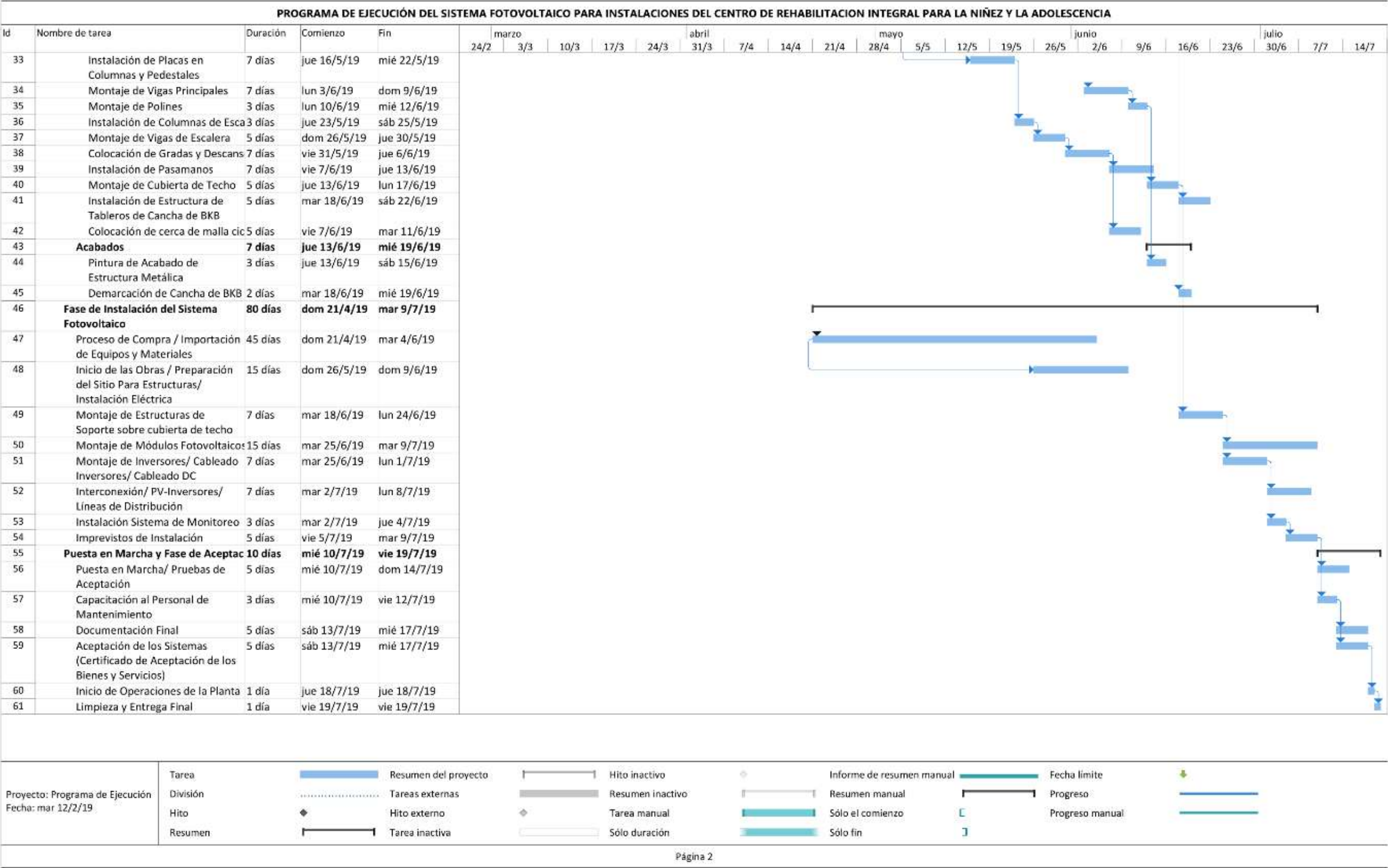
ANEXO E. ANALISIS FINANCIERO (FLUJO DE CAJA)



ANEXO F. PROGRAMA DE EJECUCIÓN



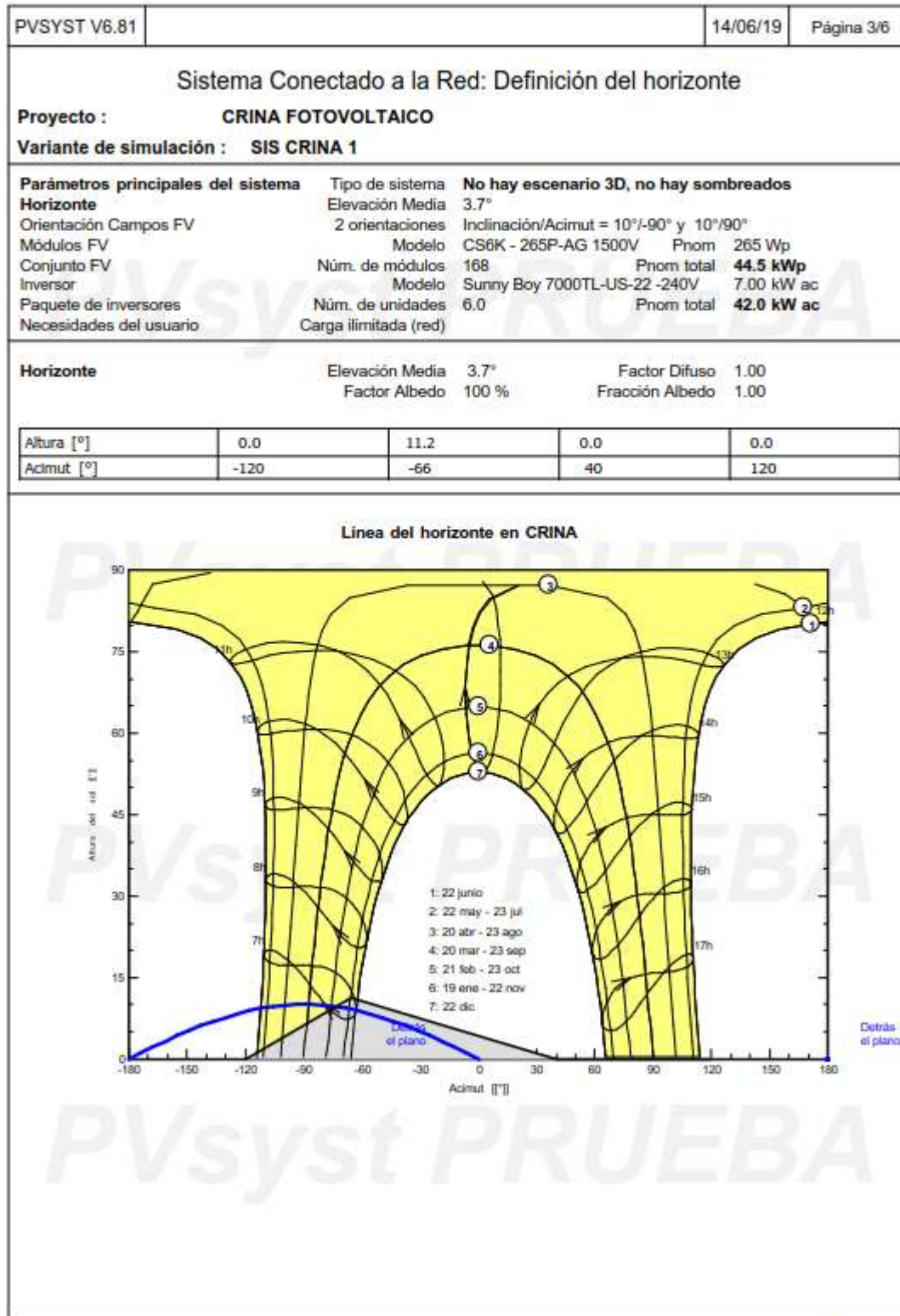
ANEXO F. PROGRAMA DE EJECUCIÓN



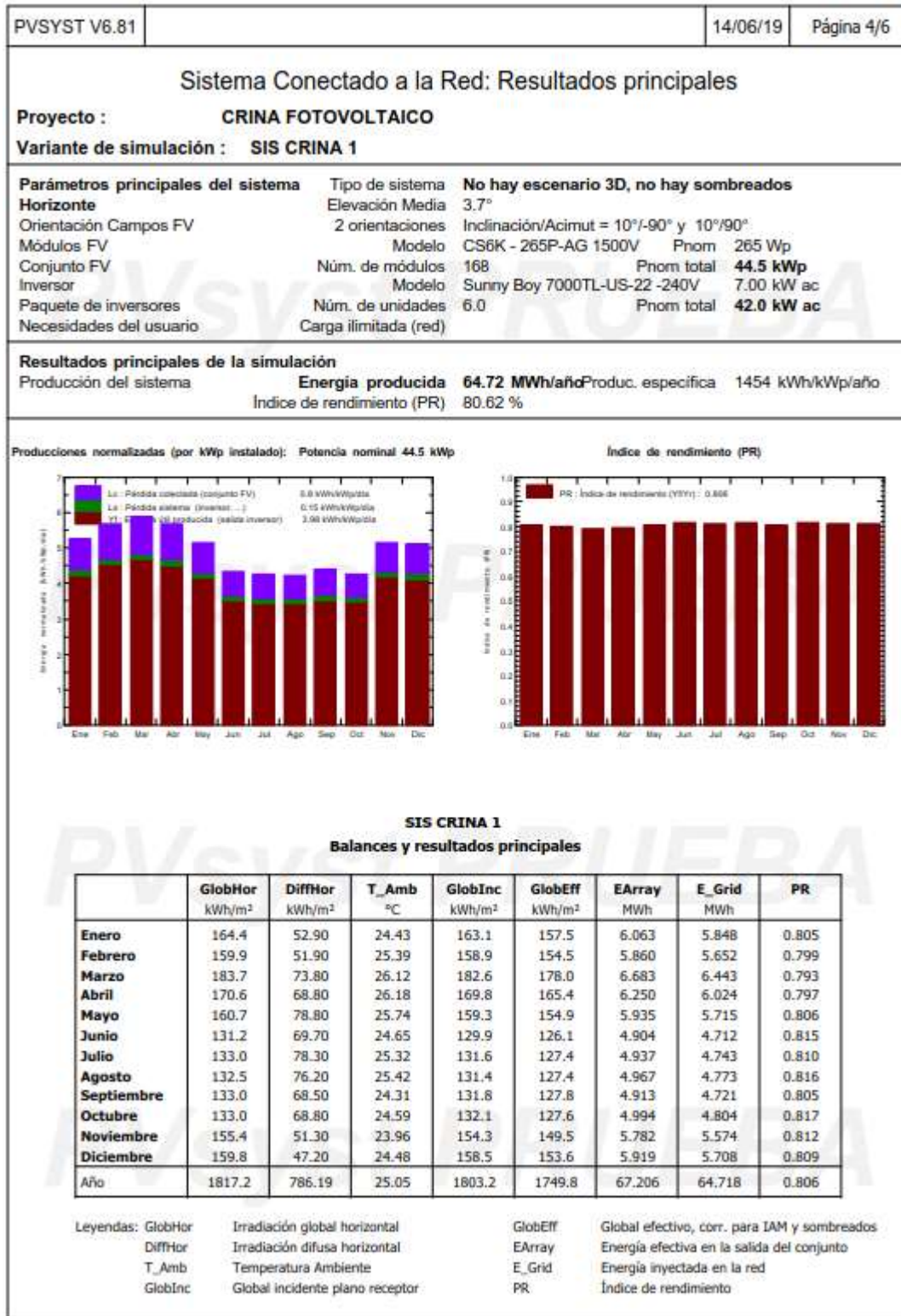
ANEXO G. ANALISIS DE RESULTADOS DE SIMULACION CON SOFTWARE PVSYST

PVSYST V6.81		14/06/19		Página 1/6	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto :		CRINA FOTOVOLTAICO			
Sitio geográfico		CRINA		País El Salvador	
Ubicación		Latitud 13.68° N		Longitud -89.20° W	
Tiempo definido como		Hora Legal Huso horario UT-6		Altitud 681 m	
		Albedo 0.20			
Datos meteorológicos:		Colonia Dolores		Meteonorm 7.2 (2000-2009), Sat=100% (Modified by user) - Sintético	
Variante de simulación : SIS CRINA 1					
		Fecha de simulación		14/06/19 08h18	
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema		No hay escenario 3D, no hay sombreados	
2 orientaciones		inclin/acimuts		10°/-90° y 10°/90°	
Modelos empleados		Transposición		Perez Difuso Perez, Meteonorm	
Horizonte		Elevación Media		3.7°	
Sombreados cercanos		Sin sombreado			
Necesidades del usuario :		Carga ilimitada (red)			
Características de los conjuntos FV (2 Tipo de conjunto definido)					
Módulo FV		Si-poly Modelo		CS6K - 265P-AG 1500V	
Base de datos PVsyst original		Fabricante		Canadian Solar Inc.	
Sub-conjunto "Sub-conjunto #1"		Orientación		#1 Inclinación/Acimut 10°/-90°	
Número de módulos FV		En serie		14 módulos En paralelo 6 cadenas	
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos		84 Pnom unitaria 265 Wp	
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)		22.26 kWp En cond. de funciona. 19.97 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp		383 V 1 mpp 52 A	
Sub-conjunto "Sub-conjunto #2"		Orientación		#2 Inclinación/Acimut 10°/90°	
Número de módulos FV		En serie		14 módulos En paralelo 6 cadenas	
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos		84 Pnom unitaria 265 Wp	
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)		22.26 kWp En cond. de funciona. 19.97 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp		383 V 1 mpp 52 A	
Total Potencia global conjuntos		Nominal (STC)		45 kWp Total 168 módulos	
		Superficie módulos		275 m² Superficie célula 245 m²	
Inversor		Modelo		Sunny Boy 7000TL-US-22 -240V	
Base de datos PVsyst original		Fabricante		SMA	
Características		Voltaje de funcionam.		245-480 V Pnom unitaria 7.00 kWac	
Sub-conjunto "Sub-conjunto #1"		Núm. de inversores		6 * MPPT 50 % Potencia total 21 kWac	
				Relación Pnom 1.06	
Sub-conjunto "Sub-conjunto #2"		Núm. de inversores		6 * MPPT 50 % Potencia total 21 kWac	
				Relación Pnom 1.06	
Total		Núm. de inversores		6 Potencia total 42 kWac	
Factores de pérdida del conjunto FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)		20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida óhmica en el Cableado		Conjunto#1		124 mOhm Fracción de pérdidas 1.5 % en STC	
		Conjunto#2		124 mOhm Fracción de pérdidas 1.5 % en STC	
		Global		Fracción de pérdidas 1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de pérdidas -0.5 %	
Pérdidas de "desajuste" Módulos				Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP	
Pérdidas de "desajuste" cadenas				Fracción de pérdidas 0.10 %	

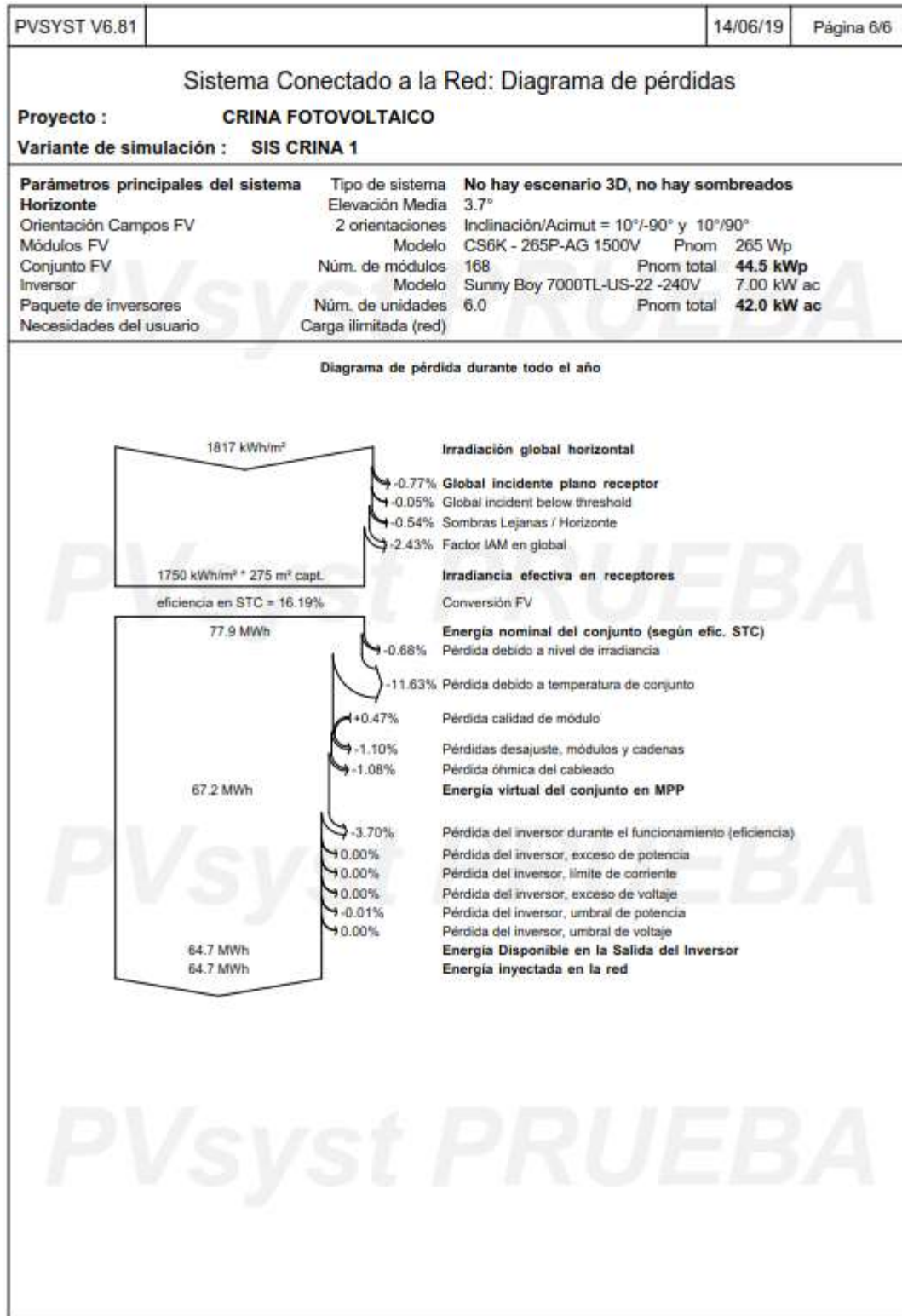
ANEXO G. ANALISIS DE RESULTADOS DE SIMULACION CON SOFTWARE PVSYST



ANEXO G. ANALISIS DE RESULTADOS DE SIMULACION CON SOFTWARE PVSYST



ANEXO G. ANALISIS DE RESULTADOS DE SIMULACION CON SOFTWARE PVSYST



ANEXO H. RESUMEN DE HOJA TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES. PARARRAYOS.



FICHA DE PRODUCTO



APLICACIONES
TECNOLÓGICAS

> SISTEMAS DE CAPTACIÓN Y ACCESORIOS

> PARARRAYOS CON DISPOSITIVO DE CEBADO

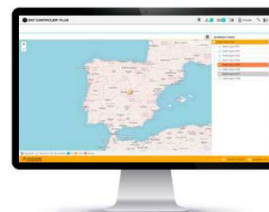
> DAT CONTROLLER® REMOTE

> DESCRIPCIÓN GENERAL

DAT CONTROLLER® REMOTE es un pararrayos con dispositivo de cebado (PDC) que basa su funcionamiento en las características eléctricas de formación de los rayos, emitiendo el trazador ascendente continuo antes que cualquier otro objeto dentro de su radio de protección, característica denominada normativamente como **tiempo de avance en el cebado** (ΔT). Cuanto mayor sea su anticipación en la formación del trazador ascendente, mayor será la distancia a la que capture el trazador descendente, protegiendo frente al rayo en un área mayor (las normas limitan a $\Delta T \leq 60 \mu s$).

DAT CONTROLLER® REMOTE es un pararrayos testeable de forma remota, que comprueba diariamente el estado del cabezal y envía el resultado del test a un equipo receptor mediante un enlace M2M.

El resultado se puede visualizar desde un **portal web** donde se podrán gestionar alarmas, notificaciones, informes, etc.



Ref.	Descripción
AT-2515	DAT CONTROLLER® REMOTE 15
AT-2530	DAT CONTROLLER® REMOTE 30
AT-2545	DAT CONTROLLER® REMOTE 45
AT-2560	DAT CONTROLLER® REMOTE 60



REMOTE
TESTER

DAT CONTROLLER® REMOTE

- ✓ Comunicación mediante enlace M2M y RF.
- ✓ Sistema totalmente autónomo gracias a paneles solares.
- ✓ Resistencia a condiciones ambientales extremas certificada (ensayo niebla salina y atmósfera húmeda sulfurosa).
- ✓ Corriente soportada certificada: 20 x 100 kA (10/350 μs).
- ✓ Aislamiento superior al 95% en condiciones de lluvia.
- ✓ Radios de protección certificados.



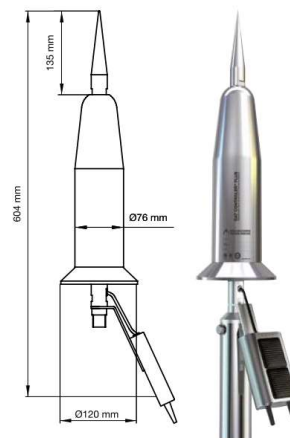
> SISTEMAS DE CAPTACIÓN Y ACCESORIOS

> PARARRAYOS CON DISPOSITIVO DE CEBADO

> CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Material:	Acero inoxidable AISI 316L
Peso:	3,9 kg
Estanqueidad:	IP67
Temperatura de trabajo:	-25 °C a 88 °C
Tipo de dispositivo de cebado:	Electropulsante (emisor de impulsos)
Aislante interno:	Resina de poliuretano
Fijación:	Rosca macho + Arandela Grower M20
Normativa: UNE 21186:2011; NF C 17-102:2011; NP 4426:2013	

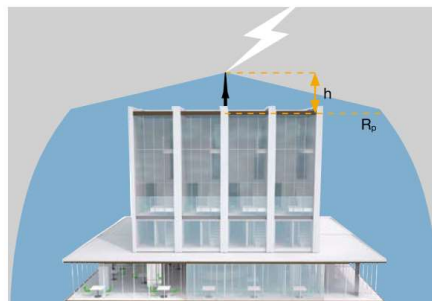
La instalación del pararrayos **DAT CONTROLLER® REMOTE** debe realizarse siguiendo la norma UNE 21186:2011, NF C 17-102:2011 y NP 4426:2013. "Protección contra el rayo: Pararrayos con dispositivo de cebado".

> TIEMPOS DE AVANCE (ΔT) DAT CONTROLLER® REMOTE

Los pararrayos **DAT CONTROLLER® REMOTE** han superado todos los ensayos según la normativa.

Por seguridad y facilidad de cálculo se ha aplicado un redondeo a la baja de los resultados obtenidos, certificándose los siguientes tiempos de avance (ΔT) en microsegundos:

Ref.	Modelo	ΔT certificado
AT-2515	DAT CONTROLLER® REMOTE 15	15 μs
AT-2530	DAT CONTROLLER® REMOTE 30	30 μs
AT-2545	DAT CONTROLLER® REMOTE 45	45 μs
AT-2560	DAT CONTROLLER® REMOTE 60	60 μs

> RADIOS DE PROTECCIÓN EN METROS (R_p) DAT CONTROLLER® REMOTE

		NIVEL DE PROTECCIÓN I (D=20 m)				NIVEL DE PROTECCIÓN II (D=30 m)				NIVEL DE PROTECCIÓN III (D=45 m)				NIVEL DE PROTECCIÓN IV (D=60 m)			
Ref. →		AT-2515	AT-2530	AT-2545	AT-2560	AT-2515	AT-2530	AT-2545	AT-2560	AT-2515	AT-2530	AT-2545	AT-2560	AT-2515	AT-2530	AT-2545	AT-2560
h (m)	2	13	19	25	31	15	22	28	35	18	25	32	39	20	28	36	43
	4	25	38	51	63	30	44	57	69	36	51	64	78	41	57	72	85
	6	32	48	63	79	38	55	71	87	46	64	81	97	52	72	90	107
	8	33	49	64	79	39	56	72	87	47	65	82	98	54	73	91	108
	10	34	49	64	79	40	57	72	88	49	66	83	99	56	75	92	109
	20	35	50	65	80	44	59	74	89	55	71	86	102	63	81	97	113
	60	35	50	65	80	45	60	75	90	60	75	90	105	75	90	105	120

h (m): Altura del pararrayos sobre el elemento a proteger (en metros).

D (m): Radio de esfera rodante (en metros).



> SISTEMAS DE CAPTACIÓN Y ACCESORIOS

> PARARRAYOS CON DISPOSITIVO DE CEBADO

Los pararrayos **DAT CONTROLLER® REMOTE** disponen de las mayores garantías de funcionamiento:

1 EXIGENCIAS NORMATIVAS*

Conformidad norma UNE 21186:2011
"Pararrayos con dispositivo de cebado".

Ensayo niebla salina ✓
Ensayo atmósfera húmeda sulfurosa ✓
Ensayo de corriente soportada 100 kA (10/350 µs) ✓
Ensayo de tiempo de avance ΔT ✓

2 MÁS ALLÁ DE LAS NORMAS: CARACTERÍSTICAS ADICIONALES

Marca AENOR



Cumplimiento reglamento particular RP 058 de AENOR para pararrayos con dispositivo de cebado ✓
Toma de muestras de seguimiento realizada por técnicos de AENOR ✓
Ensayos en laboratorios oficiales independientes ✓

Corriente soportada certificada
20 impactos 100 kA (10/350 µs)

Aplicación directa de 20 impulsos de corriente (10/350 µs) con una corriente de pico superior de 100 kA y energía específica mayor a 2,5 MJ/Ω ✓

Funcionamiento en condiciones de lluvia (aislamiento superior al 95%)



Ensayo conforme UNE-EN 60060-1:2012 ✓
El diseño patentado del **DAT CONTROLLER® REMOTE** impide que la lluvia ponga en contacto la carcasa metálica a potencial eléctrico atmosférico (en azul) con el eje metálico a potencial de tierra (en rojo) ✓
La alimentación del dispositivo de cebado de un PDC viene determinada por la elevada diferencia de potencial que se da, en condiciones de tormenta, entre sus armaduras metálicas aisladas. Es necesario garantizar dicha diferencia de potencial en condiciones de lluvia

Verificación del estado del cabezal

De forma remota: verificación diaria con datos disponibles en tiempo real en una aplicación web empleando M2M ✓

*La última edición de la norma UNE 21186, NF C 17-102 y NP 4426 exige realizar, **consecutivamente y sobre la misma muestra**, los siguientes ensayos:

1. Ensayos medioambientales, en ambientes de gran concentración salina y sulfurosa, para asegurar el funcionamiento del pararrayos en ambientes altamente corrosivos.
2. Ensayo de corriente, aplicando al pararrayos 3 impulsos de 100 kA con onda 10/350 µs, para asegurar su funcionamiento tras repetidas corrientes de rayo.
3. Ensayo de tiempo de avance, para calcular el factor ΔT que determinará su radio de protección.

ANEXO H. RESUMEN DE HOJA TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.

CABLES DC



CABLES CORRIENTE CONTINUA
 Conexión para paneles fotovoltaicos



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC

Conductor : Conductor estañado clase 5 para servicio móvil (-F)

Aislación : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Cubierta : Elastómero termoestable libre de halógenos (Z)

Norma Constructiva : AENOR EA 0038
TÜV 2 Pfg 1169/08.2007 cables para paneles solares.

Norma Nac / Europea : UNE-EN 60332-1-2
 UNE-EN 50226-2-4
 UNE-EN 50267
 UNE EN 61034-2

Internacional : IEC 60332-1-2
 IEC 60332-3-24
 IEC 60754
 IEC 61034-2





La serie de cables EXZHELLENT SOLAR (AS), está constituida por cables flexibles monoconductores de tensión 1,8 kV en corriente continua (cc)

Son cables específicos para instalaciones solares fotovoltaicas (pV), capaces de soportar las extremas condiciones ambientales que se producen en este tipo de instalaciones.

Sus características principales son:

- :: Servicio móvil.
- :: Alta seguridad. **Especialmente diseñado para no dañar los paneles solares.**
- :: Resistencia a la intemperie.
- :: Trabajo a muy baja temperatura (-40°C)
- :: Resistencia a la abrasión, el desgarro y los aceites y grasas industriales.
- :: Endurecimiento térmico de los materiales para garantizar una **vida útil de 30 años**.

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90°C, pudiendo soportar temperaturas de 120°C durante 20.000 horas

EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1.8 kV DC - 0.6/1 kV AC					
SECCIÓN	DIÁMETRO EXTERIOR	PESO	RADIO MÍNIMO CURVATURA	RESISTENCIA MAX DEL CONDUCTOR	INTENSIDAD ALAIRE / 40°C
mm²	mm	kg/Km	mm	Ohm/km	A
1x2,5	5,0	50	20	8,21	41
1x4	5,6	65	23	5,09	55
1x6	6,8	85	26	3,39	70
1x10	7,9	140	32	1,95	96
1x16	8,8	200	35	1,24	132

OTROS CALIBRES, REALIZAR CONSULTA A NUESTRO EQUIPO

ANEXO H. RESUMEN DE HOJA TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.

PANELES FOTOVOLTAICOS



The new **Q.POWER-G5** is the result of the continued evolution of our polycrystalline solar modules. Thanks to improved power yield, excellent reliability and high-level operational safety, the new **Q.POWER-G5** generates electricity at a low cost (LCOE) and is suitable for a wide range of applications.



SUPERIOR YIELD

High power output thanks to advanced 6-busbar technology and outstanding performance under real-life conditions.



LOW LEVELISED COST OF ELECTRICITY

Higher yield per surface area, lower BOS costs, higher power classes and an efficiency rate of up to 17.4 %.



INNOVATIVE ALL-WEATHER TECHNOLOGY

Optimal yields, whatever the weather with excellent low-light and temperature behaviour.



EXTREME WEATHER RATING

High-tech aluminium alloy frame, certified for high snow (5400 Pa) and wind loads (4000 Pa).



A RELIABLE INVESTMENT

Inclusive 12-year product warranty and 25-year linear performance warranty¹.



¹ See data sheet on rear for further information.

THE IDEAL SOLUTION FOR:



Rooftop arrays on residential buildings



Ground-mounted solar power plants



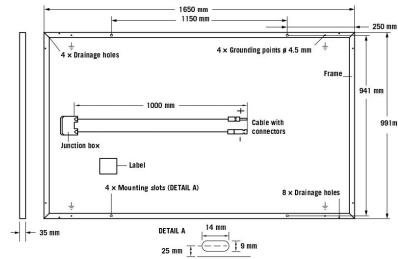
Rooftop arrays on commercial/industrial buildings

Engineered in **Germany**

Q CELLS

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	1650 mm x 991 mm x 35 mm (including frame)
Weight	18 kg ± 5%
Front Cover	3.2 mm thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Multi-layer composite sheet
Frame	Anodised aluminium
Cell	6 × 10 polycrystalline solar cells
Junction box	Protection class IP67 or IP68, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) ≥ 1000 mm, (-) ≥ 1000 mm
Connector	Intermateable connector with H4, MC4



ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS			260	265	270	275	280
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5 W / -0 W)							
Minimum	Power at MPP ²	P _{MPP} [W]	260	265	270	275	280
	Short Circuit Current*	I _{SC} [A]	9.05	9.20	9.23	9.27	9.29
	Open Circuit Voltage*	V _{OC} [V]	37.7	38.0	38.1	38.3	38.5
	Current at MPP*	I _{MPP} [A]	8.45	8.58	8.69	8.79	8.87
	Voltage at MPP*	V _{MPP} [V]	30.8	30.9	31.1	31.3	31.6
	Efficiency ²	η [%]	≥15.9	≥16.2	≥16.5	≥16.8	≥17.1
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NOC ³							
Minimum	Power at MPP ²	P _{MPP} [W]	191	195	199	202	206
	Short Circuit Current*	I _{SC} [A]	7.32	7.44	7.47	7.50	7.51
	Open Circuit Voltage*	V _{OC} [V]	35.4	35.6	35.7	35.9	36.1
	Current at MPP*	I _{MPP} [A]	6.75	6.86	6.95	7.02	7.09
	Voltage at MPP*	V _{MPP} [V]	28.3	28.4	28.6	28.8	29.1

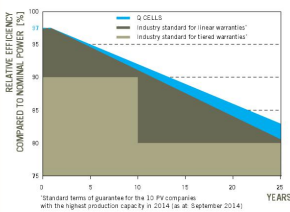
¹1000W/m², 25°C, spectrum AM 1.5G

²Measurement tolerances STC ±3%; NOC ±5%

³800W/m², NOCT, spectrum AM 1.5G

^{*}typical values, actual values may differ

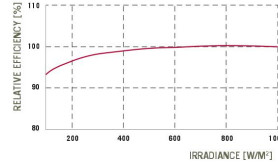
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY



At least 97% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.6% degradation per year.
At least 91.6% of nominal power up to 10 years.
At least 83.0% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances, full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organization of your respective country.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25°C, 1000W/m²).

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Temperature Coefficient of I _{SC}	α [%/K]	+0.05	Temperature Coefficient of V _{OC}	β [%/K]	-0.31
Temperature Coefficient of P _{MPP}	γ [%/K]	-0.40	Normal Operating Cell Temperature	NOCT [°C]	45 ± 3

PROPERTIES FOR SYSTEM DESIGN

Maximum System Voltage	V_{sys} [V]	1000 (IEC), 1500 (IEC)	Safety Class	II
Maximum Reverse Current	I_r [A]	20	Fire Rating	C
Push/Pull Load (Test-load in accordance with IEC 61215)	[Pa]	5400/4000	Permitted Module Temperature On Continuous Duty	-40 °C up to +85 °C

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, Conformity to CE, Application Class A

PARTNER



NOTE: Installation instructions must be followed. See the installation and operating manual or contact our technical service department for further information on approved installation and use of this product.

Hanwha Q CELLS (Qidong) Co., Ltd.
No. 888 Linyang Road, Qidong City, Jiangsu Province, China | [EMAIL sales@hanwha-qcells.com](mailto:sales@hanwha-qcells.com) | [WEB www.q-cells.com](http://www.q-cells.com)

Specifications subject to technical changes © Hanwha Q CELLS Q POWER-G5 260-280 Global 2017-06 Rev02 EN

Engineered in Germany



ANEXO H. RESUMEN DE HOJA TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES. INVERSOR

SUNNY BOY 5000-US / 6000-US / 7000-US / 8000-US



SB 5000US-11 / SB 6000US-11 / SB 7000US-11 / SB 8000US-11





ASSEMBLED IN ONTARIO
 CERTIFIED TO -40° C/F

Certified • ETL Listed to UL 1741/IEEE 1547 and C22.2 No.107.1-01	Efficient • 97% peak efficiency • OptiCool™ active temperature management system	Safe • Galvanic isolation	Simple • Patented automatic grid voltage detection* • Integrated DC disconnect switch
--	--	--	---

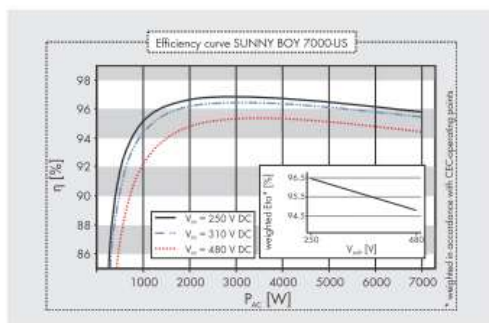
SUNNY BOY 5000-US / 6000-US / 7000-US / 8000-US

Versatile performer certified to CSA standards

The Sunny Boy 5000-US, 6000-US, 7000-US and 8000-US inverters are certified to C22.2 No. 107.1-01 and feature excellent efficiency. Graduated power classes provide flexibility in system design. Automatic grid voltage detection* and an integrated DC disconnect switch simplify installation, ensuring safety as well as saving time. These models feature galvanic isolation and can be used with all types of modules—crystalline as well as thin-film.

* US Patent US735254981

Technical data	Sunny Boy 5000-US			Sunny Boy 6000-US			Sunny Boy 7000-US			Sunny Boy 8000-US	
	208 V AC	240 V AC	277 V AC	208 V AC	240 V AC	277 V AC	208 V AC	240 V AC	277 V AC	240 V AC	277 V AC
Input (DC)											
Max. recommended PV power (@ module STC)	6250 W			7500 W			8750 W			10000 W	
Max. DC power (@ cos φ = 1)	5300 W			6350 W			7400 W			8600 W	
Max. DC voltage	600 V			600 V			600 V			600 V	
DC nominal voltage	310 V			310 V			310 V			345 V	
MPP voltage range	250 V - 480 V			250 V - 480 V			250 V - 480 V			300 V - 480 V	
Min. DC voltage / start voltage	250 V / 300 V			250 V / 300 V			250 V / 300 V			300 V / 365 V	
Max. input current / per string (at DC disconnect)	21 A / 20 A			25 A / 20 A			30 A / 20 A			30 A / 20 A	
	36 A @ combined terminal			36 A @ combined terminal			36 A @ combined terminal			36 A @ combined terminal	
Number of MPP trackers / fused strings per MPP tracker	1 / 4 (DC disconnect)										
Output (AC)											
AC nominal power	5000 W			6000 W			7000 W			7680 W	8000 W
Max. AC apparent power	5000 VA			6000 VA			7000 VA			8000 VA	
Nominal AC voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	277 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	277 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	277 V / ●	240 V / ●	277 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	244 - 305 V	183 - 229 V	211 - 264 V	244 - 305 V	183 - 229 V	211 - 264 V	244 - 305 V	211 - 264 V	244 - 305 V
AC grid frequency; range	60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz			60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz			60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz			60 Hz; 59.3 - 60.5 Hz	
Max. output current	24 A	21 A	18 A	29 A	25 A	22 A	34 A	29 A	25 A	32 A	32 A
Power factor (cos φ)	1			1			1			1	
Phase conductors / connection phases	1 / 2	1 / 2	1 / 1	1 / 2	1 / 2	1 / 1	1 / 2	1 / 2	1 / 1	1 / 2	1 / 1
Harmonics	< 4%			< 4%			< 4%			< 4%	
Efficiency											
Max. efficiency	96.7%	96.8%	96.8%	96.9%	96.8%	97.0%	97.1%	96.9%	97.0%	96.3%	96.5%
CEC efficiency	95.5%	95.5%	95.5%	95.5%	95.5%	96.0%	95.5%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%
Protection devices											
DC reverse-polarity protection	●			●			●			●	
AC short circuit protection	●			●			●			●	
Galvanically isolated / all-pole sensitive monitoring unit	●/-			●/-			●/-			●/-	
Protection class / overvoltage category	I / III			I / III			I / III			I / III	
General data											
Dimensions [W / H / D] in mm [in]				470 / 615 / 240 [18.5 / 24 / 9]							
DC Disconnect dimensions [W / H / D] in mm [in]				187 / 297 / 190 [7 / 12 / 7.5]							
Packing dimensions [W / H / D] in mm [in]				390 / 580 / 800 [16 / 23 / 31.5]							
DC Disconnect packing dimensions [W / H / D] in mm [in]				370 / 240 / 280 [15 / 9 / 11]							
Weight / DC Disconnect weight				64 kg [141 lb] / 3.5 kg [8 lb]						66 kg [145 lb] / 3.5 kg [8 lb]	
Packing weight / DC Disconnect packing weight				67 kg [147 lb] / 4 kg [9 lb]						69 kg [152 lb] / 4 kg [9 lb]	
Operating temperature range (full power)	-40 °C ... +45 °C [-40 °F ... +113 °F]										
Noise emission (typical)	44 dB(A)			45 dB(A)			46 dB(A)			49 dB(A)	
Internal consumption at night	0.1 W			0.1 W			0.1 W			0.1 W	
Topology	LF transformer			LF transformer			LF transformer			LF transformer	
Cooling concept	OptiCool			OptiCool			OptiCool			OptiCool	
Electronics protection rating / connection area	NEMA 3R / NEMA 3R			NEMA 3R / NEMA 3R			NEMA 3R / NEMA 3R			NEMA 3R / NEMA 3R	
Features											
Display: text line / graphic	●/-			●/-			●/-			●/-	
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○/○			○/○			○/○			○/○	
Warranty: 10 / 15 / 20 years	●/○/○			●/○/○			●/○/○			●/○/○	
Certificates and permits (more available on request)	UL1741, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CSA C22.2 No.107.1-01										
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions											
● Standard features ○ Optional features - Not available											
Type designation	SB 5000US-11			SB 6000US-11			SB 7000US-11			SB 8000US-11	



Accessories



Toll Free +1 877 506 1756
www.SMA-Canada.ca

SMA Canada, Inc.

SMA Solar Technology AG, Sunny Boy, OptiCool and SMA are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Trademark of SMA Solar Technology AG. All other trademarks are the property of their respective owners. We reserve the right to change specifications without notice. Subject to technical changes. We reserve the right to change specifications without notice. Subject to technical changes.

ANEXO H. RESUMEN DE HOJA TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.

CABLES AC

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV



Descripción

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV son adecuados para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores.

Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la IEC 60502. Nuestros cables se encuentran certificados para la norma IEC 60502.

Normas de Referencia: HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios. Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Polioléfinas termoplásticas tipo DMZ-E según UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

18 junio 2018



cablesrct.com

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV



Otras características

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según UNE-EN 60332-3-24, EN 60332-3-24 e IEC 60332-3-24

Bajo contenido de halógenos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de gases corrosivos según IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Dimensiones

Sección (mm²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
1x1,5	13,3	4,80	34
1x2,5	7,98	5,15	44
1x4	4,95	5,60	58
1x6	3,3	6,30	80
1x10	1,91	7,30	121
1x16	1,21	8,40	178
1x25	0,78	10,00	260
1x35	0,554	11,10	349
1x50	0,386	12,90	482
1x70	0,272	14,70	668
1x95	0,206	17,25	890
1x120	0,161	19,00	1.117
1x150	0,129	21,60	1.406
1x185	0,106	23,40	1.723
1x240	0,0801	26,70	2.244
1x300	0,0641	28,50	2.759
1x400	0,0486	34,30	3.635
1x500	0,0384	36,90	4.653
1x630	0,0287	44,50	6.408
2x1,5	13,3	7,75	83
2x2,5	7,98	8,45	108
2x4	4,95	9,50	148
2x6	3,3	10,20	187
2x10	1,91	11,85	280
2x16	1,21	14,10	431
2x25	0,78	18,10	682
2x35	0,554	22,05	921
2x50	0,386	25,70	1.316
2x70	0,272	29,35	1.798

Sección (mm²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
2x95	0,206	33,80	2.399
3x1,5	13,3	8,95	112
3G1,5	13,3	8,95	112
3G2,5	7,98	9,60	143
3G4	4,95	10,10	181
3G6	3,3	11,10	243
3G10	1,91	13,00	372
3x16	1,21	15,35	551
3x25	0,78	18,90	845
3x35	0,554	21,95	1.195
3x50	0,386	27,30	1.703
3x70	0,272	30,75	2.365
3x95	0,206	35,90	3.121
3x120	0,161	43,50	3.983
3x150	0,129	44,75	4.920
3x185	0,106	50,70	6.083
3x240	0,0801	54,35	8.045
4G1,5	13,3	8,70	115
4G2,5	7,98	9,95	163
4G4	4,95	10,95	223
4G6	3,3	12,60	312
4G10	1,91	14,40	468
4x16	1,21	17,40	726
4x25	0,78	21,15	1.105
4x35	0,554	24,20	1.504
4x50	0,386	29,60	2.276
4x70	0,272	35,80	3.055
4x95	0,206	42,00	4.189
4G95	0,206	41,20	4.003

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 18 Junio 2018
Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
barna@rct.es

Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV



Dimensiones

Sección (mm²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
4x120	0,161	46,20	5.126
4x150	0,129	52,65	6.617
4x185	0,106	55,30	8.098
5G1,5	13,3	9,90	142
5G2,5	7,98	10,85	192
5G4	4,95	12,00	267
5G6	3,3	13,95	376
5G10	1,91	15,95	572
5G16	1,21	19,50	892
5G25	0,78	23,30	1.302
5G35	0,554	26,70	1.802
5G50	0,386	33,25	2.705
5G70	0,272	39,20	3.742
5G95	0,206	43,20	4.860
5G120	0,161	48,15	6.176
5G150	0,129	52,95	7.632
6G1,5	13,3	11,15	174
6G2,5	7,98	12,20	234
6G4	4,95	13,80	330
7x1,5	13,3	11,15	189
7G1,5	13,3	11,15	189
7G2,5	7,98	12,40	264
7G4	4,95	14,90	404
7G6	3,3	16,40	537
7G10	1,91	18,30	790

Sección (mm²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)
7G16	1,21	21,30	1.171
8G1,5	13,3	12,10	216
8G2,5	7,98	13,50	302
10G1,5	13,3	13,45	269
10G2,5	7,98	15,40	391
12G1,5	13,3	13,80	291
12G2,5	7,98	15,45	415
14G1,5	13,3	15,55	361
14G2,5	7,98	16,55	477
14G4	4,95	18,35	671
14G6	3,3	20,80	938
14G10	1,91	24,40	1.493
16G1,5	13,3	15,75	377
16G2,5	7,98	17,55	536
18G4	4,95	20,50	824
19G1,5	13,3	17,20	455
19G2,5	7,98	18,60	619
24G1,5	13,3	18,20	523
24G2,5	7,98	21,05	782
27G1,5	13,3	18,50	552
30G1,5	13,3	20,00	635
32G1,5	13,3	20,20	650
37G1,5	13,3	21,05	725
37G2,5	7,98	24,95	1.135
44G1,5	13,3	24,55	938

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyendo compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. 18 junio 2018
Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
T. 976 500 120
info@rct.es

Delegación BARCELONA
T. 93 307 95 62
barna@rct.es

Delegación MADRID
T. 91 691 85 48
madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
T. 954 354 946
sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
T. 96 375 90 70
valencia@rct.es