

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
Ingeniería en Mantenimiento Industrial



Trabajo final de graduación

Diseño de planta de verificación del rendimiento de paneles
fotovoltaicos basado en "Photovoltaic Performance
Verification Program", del Kortright Center

EMPRESA: LAS NUBES – YORK U, CANADÁ



ESTUDIANTE:

JORGE CALDERÓN MARÍN
200841078

PROFESOR TUTOR

ING. GUSTAVO ADOLFO GÓMEZ RAMÍREZ MSc.

ASESORES EMPRESARIALES

DR. JOSÉ ETCHEVERRY

DR. FELIPE MONTOYA

Junio 2015



engineerscanada

Escuela Acreditada por el
Canadian Engineering Accreditation Board (CEAB)

RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto consiste en el diseño de una instalación fotovoltaica para estudiar el rendimiento de distintas marcas de paneles solares bajo condiciones de operación reales en la zona tropical, publicando reportes mensuales de los resultados obtenidos como parte de los estudios a realizar en periodos anuales.

Las variables de rendimiento a medir son el “Energy Yield” y el “Performance Ratio” establecidas en la norma IEC 6172. Siendo la primera en unidades kWh/kW, se explica como la energía generada durante un periodo de tiempo entre la potencia a STC (Standard Test Conditions) indicada en cada panel. El Performance Ratio por su parte, es la relación de la energía real obtenido por el módulo entre la salida teórica que se debería obtener.

El verdadero valor de un módulo fotovoltaico es su rendimiento energético en kWh/kW (*Final Yield* según la norma IEC 61724) en condiciones ambientales del mundo real, no su potencia STC (*Standard Test Conditions*) la cual permite la comparación de diferentes paneles, pero no necesariamente indica cómo estos paneles se comportan en la realidad bajo un amplio rango de temperaturas y luz solar.

De ahí la necesidad de obtener comparaciones lado a lado de los módulos solares en condiciones ambientales locales, permitiendo una predicción más precisa de rendimiento y los retornos de inversión a largo plazo de los sistemas fotovoltaicos.

Ante la falta de un centro para la investigación fotovoltaica en la región e información sobre cuales paneles tienen el mejor rendimiento bajo condiciones tropicales, surge el interés inicial propuesto por el director del Sustainable Energy Initiative of the Faculty of Environmental Studies of York University (Jose Etcheverry) de replicar una planta de verificación fotovoltaica, en los terrenos de la reserva biológica Las Nubes (lasnubes.org), en la zona de San Isidro de General, Costa

Rica basado en el “Photovoltaic Performance Verification Program” en Kortright Center en Ontario, Canadá.

Los beneficiarios serán York U, proyecto Las Nubes y el sector de la energía solar de Costa Rica y del istmo, al obtener como principal producto un nuevo conocimiento de la comparación del rendimiento de los paneles solares existentes en el mercado costarricense y de su compartamiento en las condiciones locales del país mediante reportes mensuales de acceso libre para al público.

Este es un proyecto único en la región centroamericana ya que solamente existen similares instalaciones en países como Dinamarca, Alemania, Francia, y Canada las cuales se detallan en el marco teórico junto aspectos generales sobre las instalaciones fotovoltaicas, una descripción de la situación de mercado solar en Costa Rica, entre otros.

En la sección de diseño se realiza la instalación eléctrica, calibre de conductores, protecciones, y desarrollo de la instalación fotovoltaica con micro-inversores. Para el sistema de monitoreo se propone dos opciones a utilizar, de las cuales se seleccionó una para la implementación de la medición de la tensión y corriente, del sistema DAQ (Adquisición de Datos) de variables eléctricas y atmosféricas La primera basada en proceso Arduino y la otra opción en equipos de National Instruments, para finalmente obtener la visualización de los datos y generación de los reportes mensuales.

En la parte de metodología se explica cómo se llevó a cabo el diseño de esta planta de verificación fotovoltaica propuesta para implementar, con base en la experiencia obtenida durante las 16 semanas de práctica en York U, Kortright Center y demás empresas en la zona de Ontario.

Finalmente se realiza un análisis de viabilidad económica de proyecto donde se obtuvo un retorno de inversión de 6,77 años con base en la generación eléctrica de 1.5 MWh al año por la instalación fotovoltaica de 7.5 kW de potencia, para un costo total del proyecto de 21680 \$US, una relación de 2.89 \$/W agregado a la creación de nuevo conocimiento e investigación como impulsor de desarrollo de la

energía solar como fuente limpia de generación, prácticamente sin costos de operación con respecto a otras fuentes producción de eléctrica.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia, mis padres, Floribeth (Ma) y Álvaro (Pa) por todo el apoyo brindado en todos los aspectos durante esta etapa de educación de mi vida, siempre han estado ahí en todo momento, en las entregas finales, en los apuros, favores, alimentación, y demás infinitos detalles que hicieron mi etapa Tec de una forma especial en familia. A mi hermano Álvaro por motivarme desde mi infancia a desarrollar el interés por la ingeniería y guiarme en la etapa de elegir carrera a decidirme por Ingeniería Electromecánica en el TEC. A mi hermana Flory Vanesa por estar atenta en las noches y demás momentos de estudio durante esta época de universidad que vivimos en casa. Agradezco haber participado en el grandioso equipo de estudiantes Tec Team para el Solar Decathlon Europe 2014 con el cual me atrasé un año más en los cursos de carrera pero adquirí conocimiento y experiencias invaluable que ningún otro curso lo puede dar, abriendo puertas que permitieron haber logrado realizar esta práctica profesional y proyecto graduación en el extranjero. A mi amigo de carrera, David Vaglio que compartimos filosofías, sueños y aventuras, tratando de relacionar nuestros conocimientos de ingeniería para poder construir un mundo mejor.

A mis 4 compañeros del TEC que vivimos juntos durante las 16 semanas del I Semestre del 2015 en Toronto, Canadá, Assiniboine 340, Ann Hillary, Hugo y Nati: trabajando en equipo apoyándonos mutuamente para poder salir adelante en las etapas difíciles de cada uno de nuestros proyectos a realizar, especialmente a Natalia Bonilla de Ing. Ambiental por la grandiosa ayuda que me brindó en la investigación, redacción y desarrollo de este documento, el amor con el que lo hizo y los grandiosos momentos que pasamos juntos en esta vivencia. A Hugo Sánchez de Ing. Mecatrónica con el trabajé mano a mano, enfocando nuestros proyectos en el mismo objetivo una propuesta de lograr una Planta de Verificación Fotovoltaica en Costa Rica.

A José Etcheverry, co-chair Sustainable Energy Initiative y Felipe Montoya,

director de Las Nubes Project, ambos profesores de York University, quienes hicieron posible realizara esta práctica profesional en Toronto. Al personal de STEP (Sustainable Technology Evaluation Program) en Archetype del Living City Campus en Kortright por la oportunidad de realizar las horas de prácticas para conocimientos de este proyecto. Y en general a los profesores, funcionarios, estudiantes de la carrera y demás empresas que estuvieron presente en mi formación e hicieron mas ameno y productivo este proceso de aprendizaje de ingeniería.

TABLA DE CONTENIDOS

Resumen Ejecutivo.....	i
Agradecimientos	iv
Índice de Figuras	viii
Índice de Tablas.....	ix
Índice de gráficos	x
Índice de ecuaciones	x
Capítulo 1. Introducción.....	1
1.1 Organizaciones involucradas.....	1
1.1.1 Las Nubes Project.....	1
1.1.2 Sustainable Energy Initiative (SEI).....	3
1.1.3 Kortright Center for Conservation.....	3
1.2 Justificación del proyecto.....	3
1.3 Alcances del proyecto.....	4
1.4 Objetivos.....	4
1.5 Metodología.....	5
Capítulo 2. Marco teórico	7
2.1 Parámetros fundamentales de un panel solar.....	7
2.2 Standart Test Conditions (STC)	7
2.3 Componentes del sistema fotovoltaico, BOS (Balance of System).....	7
2.4 Fórmulas de rendimiento fotovoltaico	8
2.5 Conexión eléctrica de paneles fotovoltaicos	9
2.6 Normativa en medición y monitoreo de paneles fotovoltaicos.....	10
2.7 Centros de medición y monitoreo de paneles fotovoltaicos a la intemperie	10
2.7.1 Kortright, Photovoltaic Performance Verification “PVPV”, Canadá.....	10
2.7.2 Folkecenter, PV Test Station, Dinamarca.....	14
2.7.3 Photon’s lab Outdoor Module Testing, Alemania	16
2.7.4 Plateforme de Caractérisation Photovoltaïque en Extérieur, París.....	17
2.8 Herramientas de Monitoreo Fotovoltaico en tiempo real.....	18

2.9	Software de diseño fotovoltaico	18
2.10	Energía solar en Costa Rica	19
2.10.1	Matriz energética nacional	19
2.10.2	Perfil de Radiación Solar	22
2.10.3	Mercado solar en Costa Rica	23
Capítulo 3.	Diseño de la planta de verificación fotovoltaica	25
3.1	Instalación fotovoltaica	28
3.1.1	Análisis del sitio	28
3.1.2	Selección del ángulo de inclinación de los paneles.....	30
3.1.3	Dimensionamiento y selección de los componentes.....	33
3.1.4	Diagrama de Conexión	37
3.2	Calibre de los conductores de potencia	37
3.3	Caída de tensión.....	38
3.4	Protecciones de sobrecarga	39
3.5	Sistemas de medición de rendimiento y adquisición de datos	39
3.5.1	Sistema de monitoreo basado en la adquisición de datos con equipos de National Instruments	40
3.5.2	Sistema de monitoreo basado en Arduino	40
3.6	Consideraciones de operación y mantenimiento	41
3.7	Costo de los equipos.....	42
3.8	Generación eléctrica y retorno de inversión	43
Capítulo 4.	Conclusiones	46
Capítulo 5.	Recomendaciones	47
Capítulo 6.	Bibliografía	48
Capítulo 7.	Apéndice.....	52
7.1	Glosario.....	52
7.1.1	Definiciones.....	52
7.1.2	Abreviaciones.....	54
7.2	Equipos disponibles en The Living City Campus.....	56
7.3	Plano de alambrado de conexión eléctrica	63

7.4	Equipo de National Instruments.....	64
Capítulo 8.	Anexos.....	66
8.1	Reportes PVPV, 2012	66
8.2	Reportes PHOTON Lab Outdoor Module Testing, noviembre 2014	78
8.3	Análisis de radiación y generación eléctrica con pvPlanner	81
8.4	Hoja de datos del Enphase M250	85
8.5	Figuras	86
8.6	IEC Standarts	94
8.7	Cotización de la empresa Iron Ridge para estructura de sujeción	95
8.8	Sistema de monitoreo basado en Arduino.....	98

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-1	LOCALIZACIÓN DEL TERRENO LAS NUBES, COSTA RICA	2
FIGURA 2-1	COMPONENTES TÍPICOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	8
FIGURA 2-2	CONEXIÓN SERIE-PARALELO	9
FIGURA 2-3	DIAGRAMA RESISTENCIA SHUNT Y DIVISOR DE TENSIÓN	13
FIGURA 2-4	RADIACIÓN SOLAR EN COSTA RICA.	23
FIGURA 3-1	DIAGRAMA CONCEPTUAL DEL DISEÑO.	26
FIGURA 3-2	DIAGRAMA DE BLOQUE	27
FIGURA 3-3	LOTE DISPONIBLE PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO	28
FIGURA 3-4	RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN EL CENTRO LAS NUBES.	30
FIGURA 3-5	ELEVACIÓN DEL SOL A Y ÁNGULO B INCLINACIÓN DEL PANEL.....	31
FIGURA 3-6	DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.	34
FIGURA 3-7	MODELO 3D DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE LA PLANTA DE VERIFICACIÓN.....	34
FIGURA 3-8	MODELO 3D ESTRUCTURA DE MONTAJE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	36
FIGURA 3-9	DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE LA PLANTA DE VERIFICACIÓN FOTOVOLTAICA PARA EL CENTRO LAS NUBES.....	37
FIGURA 3-11	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA INICIAL DE LA PLANTA DE VERIFICACIÓN FOTOVOLTAICA.....	44
FIGURA 7-1	FRONIUS INVERTER	57
FIGURA 7-2	CANADIAN SOLAR INVERTER	57
FIGURA 7-3	SOLAR EDGE INVERTER	58
FIGURA 7-4	ENPHASE INVERTER.....	58

FIGURA 7-5 SIEMENS ION POWER QUALITY METER.....	59
FIGURA 7-6 NATIONAL INSTRUMENTS CFP 2200.....	60
FIGURA 7-7 NATIONAL INSTRUMENTS CFP AI 112.....	61
FIGURA 7-8 YOKOGAWA WT 18000.....	61
FIGURA 7-9 NATIONAL INSTRUMENTS PXIE-1082.....	62
FIGURA 7-10 PLZ 664WA.....	62
FIGURA 8-1 LABORES DE INSTALACIONES REALIZADAS EN KORTRIGHT CENTER.....	86
FIGURA 8-2 PVPV DEL KORTRIGHT CENTER.....	86
FIGURA 8-3 INVERSOR SOLAR EDGE 6KW.....	87
FIGURA 8-4 CAJA CON RESISTENCIA SHUNT Y DIVISOR DE TENSION.....	87
FIGURA 8-5 CACETILLA "SOLAR HUT" DEL PVPV.....	88
FIGURA 8-6 NATIONAL INSTRUMENTS CFP 2200.....	88
FIGURA 8-7 NATIONAL INSTRUMENTS CFP AI 112.....	89
FIGURA 8-8 PERFORMANCE POWER ANALYZER YOKOWAGA.....	89
FIGURA 8-9 OPTIMIZER CONECTADO A UN PANEL, PV TEST STATION.....	89
FIGURA 8-10 LA CASA TÉCNICA DEL PV TEST STATION.....	90
FIGURA 8-11 SITIO DE PRUEBA DE MEDICIONES DE RENDIMIENTO DE PHOTON LABORATORY EN AACHEN, ALEMANIA.....	90
FIGURA 8-12 PLATAFORMAS INSTALADAS EN EL TECHO DE LGEP, PARÍS.....	91
FIGURA 8-13 PLATAFORMA SOLSIA EN EL TECHO DE LGEP, PARÍS.....	91
FIGURA 8-14 PLATAFORMA MULTI PV TRACKER EN EL TECHO LGEP, PARÍS.....	92
FIGURA 8-15 PLATAFORMA AMORPHOUS SILICON TRACKER EN EL TECHO LGEP, PARÍS.....	92
FIGURA 8-16 CAPACIDADES DE CORRIENTE PARA DOS O TRES CONDUCTORES AISLADOS DE 0 A 2000 V NOMINALES.....	93

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2-1 DATOS TÉCNICOS DE LOS PANELES DEL PV TEST STATION EN FOLKECENTER.....	15
TABLA 2-2 BALANCE ELÉCTRICO DE COSTA RICA PARA EL AÑO 2014.....	19
TABLA 2-3 POTENCIA INSTALADA EN COSTA RICA PARA EL 2014.....	21
TABLA 2-4 EMPRESAS DE ENERGÍA SOLAR EN COSTA RICA.....	24
TABLA 3-1 REPORTES CLIMÁTICOS PÉREZ ZELEDÓN, PÁRAMO, AÑO 2014.....	29
TABLA 3-2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS MODELOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS.....	33
TABLA 3-3 RESULTADOS PORCENTAJE DE CAÍDA DE TENSION ENTRE MICROINVERSORES Y CENTRO DE CARGA.....	39
TABLA 3-4 CALIBRE DE CONDUCTOR Y PROTECCIONES PARA LOS CIRCUITOS DE GENERACION DEL TABLERO PRINCIPAL.....	39
TABLA 3-5 COSTO UNITARIO Y TOTAL DE LOS EQUIPOS DE LA PLANTA DE VERIFICACION FOTOVOLTAICA.....	42

TABLA 3-6 RETORNO DE LA INVERSIÓN DE LA PLANTA DE VERIFICACIÓN FOTOVOLTAICA	45
TABLA 0-1 PRECIO DE EQUIPOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS NATIONAL INSTRUMENTS DEL PVPV	64
TABLA 8-1 PRECIOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE MONITOREO BASADOS EN ARDUINO	98

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2-1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE EN COSTA RICA EN EL 2014	20
GRÁFICO 2-2 CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE EN COSTA RICA EN EL 2014	21
GRÁFICO 3-1 POSICIÓN DEL SOL DURANTE EL AÑO (<i>SOLAR PATH</i>) EN LA UBICACIÓN DE LAS NUBES	31
GRÁFICO 3-2 CURVA DE RADIACIÓN DIRECTA PARA LA LATITUD 9° NORTE	32
GRÁFICO 3-3 VARIACIÓN PORCENTUAL ANUAL DE LA INFLACIÓN EN COSTA RICA.....	44

ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>ECUACIÓN 2-1 ENERGY YIELD</i>	8
<i>ECUACIÓN 2-2 PERFORMANCE RATIO</i>	9
<i>ECUACIÓN 3-1 ÁNGULO DE INCLINACIÓN DEL PANEL SOLAR CON RESPECTO AL SUELO</i>	32
<i>ECUACIÓN 3-2 CAÍDA DE TENSIÓN</i>	38

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Organizaciones involucradas

1.1.1 Las Nubes Project

El Proyecto Las Nubes fue creado por el Dr. Howard Daugherty en la Facultad de Estudios Ambientales, York University, Canadá, después de una generosa donación de un terreno en un bosque primario en Costa Rica por el médico Dr. Woody Fisher a la Universidad de York en 1998. (Las Nubes Project, 2013)

Se creó, entonces, el fondo “Fisher Fund for Neotropical Conservation” que apoya la protección de los valores biológicos y ecológicos de la selva tropical de Las Nubes y sus alrededores. En colaboración con la Facultad de Estudios Ambientales de la Universidad de York y el Centro Científico Tropical en San José, el Fondo Fisher ha alcanzado logros importantes en los programas de investigación y conservación de la biodiversidad, sostenibilidad rural, educación ambiental en escuelas locales y el uso de sistemas información geográfica y sensores remotos como herramientas de soporte de decisiones para la gestión ambiental. (Las Nubes Project, 2013)

El Centro Científico Tropical, establecido en 1962, es una de las instituciones de investigación y de conservación ecológica preeminentes en el Neotrópico. Ha sido pionero en el movimiento de áreas protegidas en América Latina a través de la creación del Bosque Nuboso de Monteverde. (Las Nubes Project, 2013)

Además de actividades de conservación y estudio del bosque tropical, las Nubes trabaja de la mano socialmente con las comunidades cercanas, como la comunidad de Santa Elena, donde se está desarrollando una biblioteca y centro de estudios para los habitantes y apoyo al desarrollo del emprendimiento local. (Las Nubes Project, 2013)

En junio de 2015 empezará la construcción de un edificio dentro del territorio de las Nubes, el cual tiene como objetivo ser un centro de conferencias e investigación internacional, rodeado por el bosque tropical. En ese mismo terreno es donde se

pretende implementar una estación de medición del rendimiento real en condiciones a la intemperie de diferentes paneles solares fotovoltaicos, planteamiento de este trabajo de graduación, con el cual se puedan generar reportes mensuales de los resultados, y así promover y facilitar la investigación en el tema fotovoltaico. Cabe recalcar que la construcción del edificio es independiente a la implementación de la Planta de verificación fotovoltaica.

1.1.1.1 Ubicación

Las Nubes se encuentra ubicado en las faldas de la cordillera de Talamanca, al sureste de Costa Rica, a una hora de Pérez Zeledón, San Isidro de El General (ver Figura 1-1). Al noreste del terreno se encuentra el Parque Nacional Chirripó, el cual es parte de la reserva internacional La Amistad, entre Panamá y Costa Rica; Las Nubes es parte de uno de los mayores ecosistemas de bosque lluvioso en América Central. (Las Nubes Project, 2013)



Figura 1-1 Localización del terreno Las Nubes, Costa Rica

Fuente (Las Nubes Project, 2013)

El río Peñas Blancas pasa a través de Las Nubes, agua abajo yace Los Cusingos, santuario de aves de la ONG Centro Científico Tropical, el cual fue lugar de estudio y residencia del mundialmente famoso ornitólogo Dr. Alexander Skutch. (Las Nubes Project, 2013)

1.1.2 Sustainable Energy Initiative (SEI)

Consiste en una iniciativa de la Facultad de Estudios Ambientales de York University, la cual se estableció para construir y fortalecer la enseñanza, investigación y las alianzas necesarias para crear nuevas economías de energía verde en Canadá y alrededor del mundo; centrándose en la conservación y eficiencia energética, las fuentes de energía renovable para el transporte, edificios, industrias y electricidad.

Esta iniciativa está diseñada para avanzar en soluciones energéticas sostenibles a través de la investigación; construir asociaciones entre instituciones educativas, agencias gubernamentales, empresas e industrias y organizaciones no gubernamentales; mejorar las oportunidades de aprendizaje para los profesionales que trabajan en la industria de las energías renovables. SEI se encuentra constantemente participando en proyectos en el área de las energías renovables, realizando investigaciones y publicaciones. (Sustainable Energy Initiative, 2012)

1.1.3 Kortright Center for Conservation

Kortright Center, ubicado en Woodbridge, Ontario, ha sido desde 1982 un lugar de estudio de excelencia en el campo de la tecnología sostenible. Los programas de educación en tecnología sostenible están anclados en torno a un sendero de 1,6 kilómetros con diversa variedad de demostraciones sobre energías renovables, eficiencia energética, tratamiento de aguas residuales y el diseño de edificios sostenibles. (Kortright Center, 2013)

Aquí es donde se ubica el "PVPV" (*Photovoltaic Performance Verification*) parte del STEP (*Sustainable Technology Evaluation Program*), programa de TRCA (*Toronto Region for Conservation Area*), el cual es la base de estudio para desarrollar este trabajo de graduación.

1.2 Justificación del proyecto

El verdadero valor de un módulo fotovoltaico es su rendimiento energético en kWh/kW (*Final Yield* según la norma IEC 61724) en condiciones ambientales del mundo real, no su potencia STC (*Standart Test Conditions*). Las especificaciones

de paneles solares normalmente se determinan por el fabricante o por un laboratorio bajo condiciones de prueba estándar (STC). Esto permite la comparación de los diferentes paneles, pero no necesariamente indica cómo estos paneles se comportan en la realidad bajo un amplio rango de temperaturas y luz solar. De ahí la necesidad de obtener comparaciones lado a lado de los módulos solares en condiciones ambientales locales, lo cual permite una predicción más precisa de rendimiento y los retornos de inversión a largo plazo de los sistemas fotovoltaicos.

En el SEI de York University están muy involucrados en la promoción y divulgación de las energías renovables, por lo tanto, es de su interés promover la actividad de la energía solar mediante un estudio del comportamiento de módulos fotovoltaicos que permita identificar el rendimiento real en esa zona específica, mediante un sistema de verificación del rendimiento a instalarse en los terrenos del Centro Las Nubes, en San Isidro de El General, Costa Rica, y así obtener un estudio del comportamiento de paneles solares en el territorio nacional.

Los beneficiarios serán el proyecto Las Nubes, York U y los sectores de la energía solar de Costa Rica y de la zona centroamericana, al obtener como principal producto el desarrollo de nuevo conocimiento, por medio de una instalación para evaluar prácticamente el rendimiento de los paneles solares existentes en el mercado costarricense y de su comportamiento en las condiciones locales del país; además de la generación eléctrica producida por esta instalación fotovoltaica que se propone.

1.3 Alcances del proyecto

El proyecto se limita al análisis de la Planta de verificación fotovoltaica en Toronto, Canadá, y el estudio de la posibilidad de implementación en Costa Rica. Cabe recalcar que su posterior gestión de instalación no está incluida en este proyecto.

1.4 Objetivos

Objetivo general

Diseñar un Sistema de verificación fotovoltaica que mida el rendimiento de diferentes módulos fotovoltaicos, bajo las mismas condiciones de insolación (cantidad total de radiación de área en un determinado tiempo) locales en Costa Rica, para comparar el rendimiento de distintas tecnologías y sus proveedores.

Objetivos específicos

- Analizar la Planta de verificación fotovoltaica del Centro Kortright en Canadá y otras existentes en el mundo, para entender el funcionamiento, operación y mantenimiento de estas, basado en la observación y práctica en campo.
- Realizar un estudio de factibilidad económica de la Planta de verificación fotovoltaica a diseñar, para la implementación en el terreno del Centro de Conservación Las Nubes.

1.5 Metodología

-Gira de dos días en enero de 2015 al terreno del proyecto las Nubes, guiada por el director de las Nubes, Dr. Felipe Montoya, en la cual se conoció el lote donde se construirá un edificio que servirá como auditorio y centro de investigación internacional. Se observaron los espacios disponibles apropiados para la construcción de planta de medición de rendimiento fotovoltaico que se plantea en este documento, una vista general de las sobras y la ubicación con el entorno.

-Realización de horas prácticas durante 16 semanas de Febrero a Junio en el Living City Campus del Kortright Conservation Center, ubicado en 9559 Pine Valley Drive, Vaughan L4L, trabajando en distintas labores, como la instalación de un proyecto fotovoltaico de 22kW (ver Figura 8-1), levantamiento de lista de los equipos de adquisición de datos, cFP (Compact Field Point) de "Sustainable Archetype House", casa sostenible en el que se realizan pruebas e investigación en temas relacionados con temas de ingeniería.

-Realización de un taller de dos días con la Máster en Environmental Studies, Vibha Singh, de consideraciones de sitio para una instalación fotovoltaica asistido con el software Google SketchUp.

-Se llevó un taller de diseño de estructuras de sujeción de paneles fotovoltaicos, análisis solar de sitio con el equipo Solmetric y diseño solar en PV designer impartido por el estudiante en Máster en Environmental Studies Mustafa Nazari.

-Talleres de capacitación con los temas: *Solar and Wind Energy Electric System Introduction* y *Off Grid and Emergency Back Up Systems*, llevados a cabo los días 18 y 19 de abril en el Centro de Conservación Kortright por Svend de Bruyn.

- Se hicieron otras visitas de campo a empresas en el área solar como Silfab Ontario Inc., Exova, Kortright Centre, Windfall Ecology Centre, eCamion. Kinetic Solar, Woodstock Hydro, EARTH y Enerworks.

-Visita de dos días a Woodstock, Ontario, para observar las instalaciones de la smart grid ubicada en Whites Lane, donde se visualizaron los componentes de la instalación fotovoltaico, la adquisición de datos y el control por medio de SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

-Participación en Solar Ontario Conference, del 25 al 27 mayo de 2015, en Niagara Falls, donde se presentaron temas de actualidad en el campo de la energía solar, como consideraciones, tendencias e implicaciones de los precios en los proyectos, el nuevo sistema "Cap-and-Trade" implementado en Ontario de regulación y cobro de impuestos a las empresas que generan emisiones de carbono; el futuro de la distribución eléctrica y la actual tendencia a la generación y almacenamiento de energía local (micro grids) y puestos de información de los entes gubernamentales y empresas en relacionadas con el mercado de la energía solar, donde se pudo obtener información de las tecnologías actuales para aplicar a esta propuesta de Planta de verificación fotovoltaica.

Capítulo 2. MARCO TEÓRICO

2.1 Parámetros fundamentales de un panel solar

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): la máxima tensión que se obtiene en los extremos de un panel solar, se da cuando no está conectada a ninguna carga. Está relacionado con el material con el que está construida la celda. (Diaz & Carmona, 2010).
- Corriente de corto circuito (I_{sc}): máximo valor de corriente que puede circular por el panel solar. Se da cuando sus terminales están en cortocircuito. (Diaz & Carmona, 2010)

2.2 Standart Test Conditions (STC)

Prueba realizada a los paneles solares en las siguientes condiciones: temperatura 25 grados Celsius, Air Mass (AM) de 1,5, y Radiación de 1000 W/m². El principal resultado de estas pruebas controladas es la potencia nominal del panel a STC.

2.3 Componentes del sistema fotovoltaico, BOS (Balance of System)

- Paneles fotovoltaicos.
- Estructura de sujeción.
- Inversores.
- Cableado.
- Sensor de temperatura ambiental (estación meteorológica).
- Sensores de temperatura de contacto.
- Piranómetros (radiación horizontal y radiación en el plano de inclinación del panel).
- Adquisición de datos.
- Medidor de variables eléctricas y tensión (divisor de tensión y resistencia Shunt).
- Optimizer.

En la Figura 2-1 se muestra la conexión de los componentes típicos de una instalación fotovoltaica.

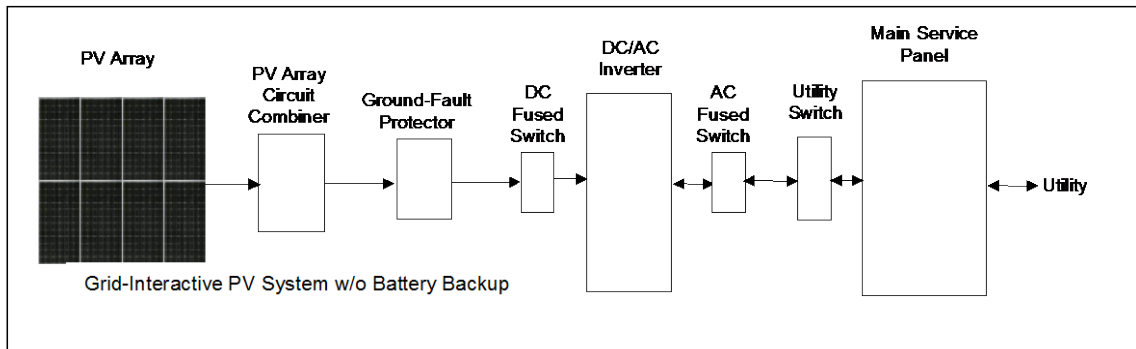


Figura 2-1 Componentes típicos de una instalación fotovoltaica

Fuente: (Endecon Engineering, 2001)

2.4 Fórmulas de rendimiento fotovoltaico

2.4.1.1 Final Yield

Es el rendimiento de generación real de panel fotovoltaico, se expresa en la relación de la energía generada entre la potencia nominal del panel (ver *Ecuación 2-1*). Es efectivo para normalizar y comparar el rendimiento de distintos tipos de paneles solares. Regulado según la norma IEC 61724. Este es el principal resultado de los reportes del PVPV en el Kortright. (IEC Standards, 2010)

$$y = \frac{\text{Energía generada [kWh]}}{\text{Potencia del panel [kW]}}$$

Ecuación 2-1 Energy Yield

2.4.1.2 Performance Ratio

Es una medida de calidad de la instalación fotovoltaica independiente a la ubicación, por lo tanto, también es conocido como factor de calidad. Está dado en porcentaje como la relación entre la energía generada real y la teórica, mostrando la proporción de la energía que está disponible para entregar a la red después de las pérdidas de energía, debido a mermas del calor y en los conductores (ver *Ecuación 2-2*). El performance ratio muestra cuán eficiente y confiable es la instalación fotovoltaica. (SMA Solar Technology, 2015)

$$PR = \frac{\text{generación real [kWh]}}{\text{generación teórica [kWh]}} = \frac{\text{generación real [kWh]}}{\text{radiación [kWh/m}^2\text{]} \times \text{area [m}^2\text{]} \times \eta_{\text{paneles}}}$$

Ecuación 2-2 Performance Ratio

2.5 Conexión eléctrica de paneles fotovoltaicos

La conexión eléctrica de los paneles fotovoltaicos puede ser en serie o en paralelo, según la cantidad total de corriente y tensión que se desea en la salida. En la configuración en serie la tensión de cada panel conectado se suma, mientras que en paralelo la corriente total de salida incrementa mientras la tensión se mantiene constante. La decisión de cuál tipo de conexión realizar se basa en aspectos como la entrada de tensión del inversor. En la figura 2-2 se muestran 20 paneles fotovoltaicos conectados en dos grupos (strings) en paralelo de 10 paneles en serie. Además, se puede observar el cableado de conexión a tierra desde cada panel, pasando por el inversor y terminando en la caja de breakers, así como una descripción del calibre del cableado.

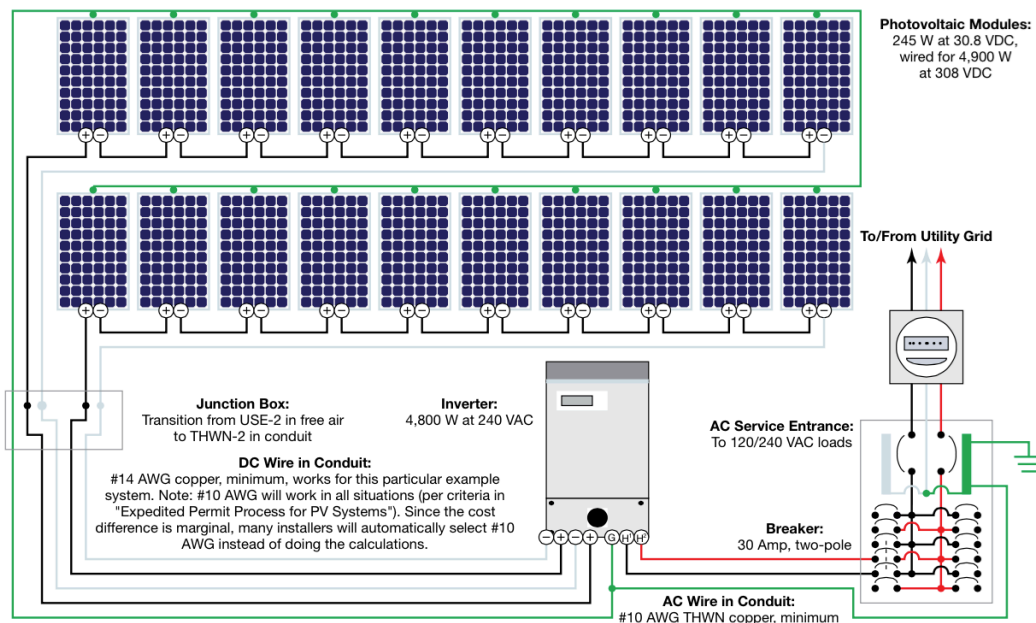


Figura 2-2 Conexión serie-paralelo

Fuente: (Sanchez J. , 2011)

2.6 Normativa en medición y monitoreo de paneles fotovoltaicos

En la sección 8.6 se muestra una lista de todas las normas en medición y monitoreo de paneles fotovoltaicos, donde la norma IEC 61724 “Photovoltaic System Performance Monitoring- Guidelines for measurement, data exchange and analysis” es la más importante para fines de la Planta de verificación fotovoltaica. En su contenido se definen los procedimientos para realizar la medición del rendimiento en los módulos, al definir parámetros como el “energy yield”, explicado en la sección 2.4 de este informe. Para referencia se adjunta una imagen de la portada de esta norma en la sección de Anexos.

2.7 Centros de medición y monitoreo de paneles fotovoltaicos a la intemperie

2.7.1 Kortright, Photovoltaic Performance Verification “PVPV”, Canadá

El programa PVPV “Photovoltaic Performance Verification Program” es un centro de pruebas fotovoltaicas e investigación en el tema de tecnología e innovación de energías limpias (ver Figura 8-2). PVPV es dirigido por la autoridad regional STEP y está situado en Living City Campus en Kortright, el centro de demostración y capacitación en energías renovables más reconocido en Canadá. (Sustainable Technology Evaluation Program, 2012)

El Programa de Verificación de fotovoltaica (PVPV) fue implementado por TRCA para incentivar el crecimiento de la industria solar de Ontario. A través de PVPV el rendimiento de los módulos solares proporcionado por los fabricantes se mide en un lugar de pruebas al aire libre, durante un período de al menos un año. Los resultados de las pruebas del módulo se publican en forma de informes mensuales; estos pueden verse y descargarse gratuitamente en el sitio web del programa. (Amdurski, Projects PVPV, 2011)

Supervisado por el Programa de evaluación de tecnologías sostenibles de TRCA (STEP), el PVPV supervisa los módulos solares facturados por empresas canadienses en una instalación de pruebas al aire libre, situado en el Living City Campus, en Vaughan, Ontario, Canadá. (Amdurski, Projects PVPV, 2011)

Los resultados de la prueba del PVPV se reportan en 3 fases principales:

1. Pruebas Flash (Flash Testing).
2. Informes mensuales.
3. Informe final.

Para cada marca y modelo se prueba un conjunto de módulos fotovoltaicos de 3 muestras. El período de prueba inicial es de un año por cada conjunto de módulos. El módulo primero se somete a 7 días de luz al aire libre, como período mínimo para darse cuenta de cualquier degradación inducida por la luz (LID). Posteriormente, el conjunto se someter a un tercer laboratorio, con el fin de llevar a cabo una sondeo rápido (determinación de potencia máxima), bajo condiciones de prueba estándar (STC). Una segunda prueba de flash se lleva a cabo a la conclusión del período de un año para evaluar la estabilidad de los módulos. (Amdurski, Projects PVPV, 2011)

Los rendimientos del módulo al aire libre y el energético se determinan a través de la medición de corriente continua y los cotejos de tensión DC de la muestra, a partir de los 3 módulos suministrados. Los informes mensuales proporcionan el rendimiento eléctrico de los módulos y también incluyen mediciones de las condiciones ambientales para el mes determinado. (Amdurski, Projects PVPV, 2011)

Al final de un año de pruebas, un informe resume el rendimiento de cada conjunto de módulos y lo compara con el de otros módulos. Dicho informe incluye:

- Un análisis de las pruebas iniciales y finales de flash.
- Una comparación de las características de los módulos.
- Un análisis de la degradación.
- Características de baja / alta radiación.

(Amdurski, Projects PVPV, 2011)

En la sección 7.2 se muestran con mayor detalle todos los equipos utilizados en las instalaciones fotovoltaicas del Kortight.

2.7.1.1 Reportes del PVPV del Kortright

La generación de reportes mensuales, con los resultados de las mediciones realizadas bajo la norma IEC 61724, es una de las principales funciones del PVPV de Kortright, para luego obtener el resultado final del comportamiento durante todo el año. Los reportes mensuales correspondientes al 2012 se encuentran disponibles al público en la página web www.pvpv.ca. En la sección 8.1 se adjuntan.

Los paneles fotovoltaicos analizados en el PVPV son fabricados únicamente en la provincia de Ontario. En los reportes del 2012 (únicos disponibles en la página web) se encuentran las siguientes marcas: Eclipsall Energy Co, Heliene Inc, OSM Solar Corp, Silfab Ontario Inc y Solgate Inc.

2.7.1.2 Componentes del PVPV del Kortright

- Componentes de la instalación eléctrica
- Paneles fotovoltaicos: 15 paneles fotovoltaicos (3 paneles por cada una de las 5 diferentes marcas), con un ángulo de 30 grados con respecto al horizonte (Amdurski, LCC SLD, 2011)
 - Caja de desconexión de la red: sistema de protección NEMA 3R. Todo el cableado de la caja es de calibre #10 AWG, de uso subterráneo. (Amdurski, LCC SLD, 2011)
 - Cajas de combinación: marca Midnite Solar MNPV3, con certificación ETL Canadá. (Amdurski, LCC SLD, 2011)
 - Breakers: circuito bipolar NEMA 3R. (Amdurski, LCC SLD, 2011)
 - Inversor: marca Solar Edge, modelo SE 6000 (ver Figura 8-3). (Amdurski, LCC SLD, 2011)

- Medición de variables

-Estación meteorológica: recolecta la información de la temperatura ambiental y la horizontal, además de la velocidad del viento.

-Caja de medición de variables eléctricas: caja situada en la salida del panel con una resistencia Shunt en serie, para la medición de la corriente y un divisor de tensión en paralelo, como se puede observar en Figura 8-4. De cada uno de ellos salen señales al equipo de adquisición de datos. En la Figura 2-3 se muestra un diagrama del funcionamiento de la medición.

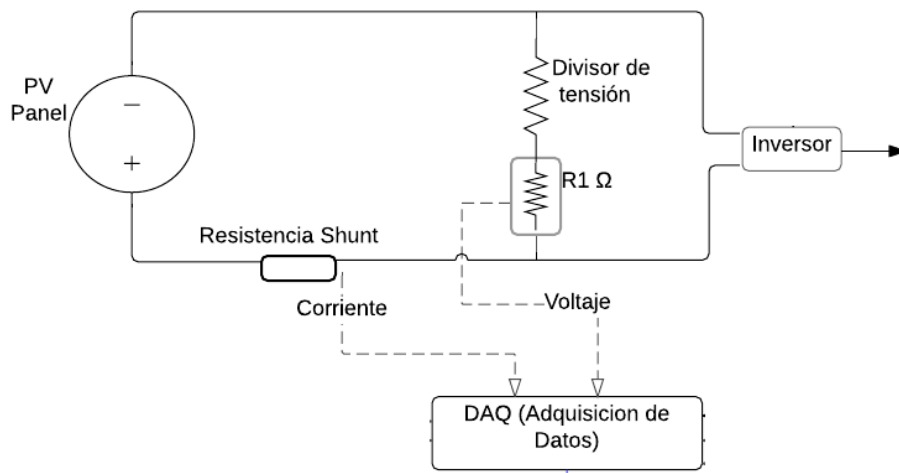


Figura 2-3 Diagrama resistencia Shunt y divisor de tensión

Fuente: Propia, elaborado con LucidChart

- Adquisición de datos

Los equipos de adquisición de datos y monitoreo se encuentran en una casetilla, protegidos de la intemperie y con acondicionamiento de aire, en la Figura 8-5 se puede observar detrás de los paneles solares del PVPV.

En la parte superior de esta casetilla “solar hut” se encuentran los equipos de medición atmosférico, como piranómetro (radiación solar), termómetro ambiental, anemómetro, entre otros. En el interior se ubican diferentes equipos de los diversos proyectos que ahí se llevan a cabo. Los correspondientes al programa PVPV son los siguientes:

- National Instruments cFP 2200 (Compact Field Point): controlador de automatización programable (PAC), con 256 MB DRAM y 256MB almacenamiento. Ejecuta LabVIEW en tiempo real y tiene un procesador de 400 MHz (ver Figura 8-6). (National Instruments Corporation, 2015).
- National Instruments cFP AI 118: módulo de entrada analógica de tensión con 8 canales a una resolución de 16 bits y una velocidad de muestreo de 10 kS/s (kilo Samples per second), con múltiples rangos de tensión (National Instruments Corporation, 2015)
- National Instruments cFP AI 112: módulo de entrada de tensión analógica de 16 canales para Compact Field Point, para medida directa de señales en milivoltios y baja tensión desde sensores y transductores (ver Figura 8-7). (National Instruments Corporation, 2015)
- Yokogawa WT 18000 High Performace Power Analyzer: analizador digital de potencia para analizar gráficamente los datos (ver Figura 8-8).

2.7.2 Folkecenter, PV Test Station, Dinamarca

El Nordic Folkecenter for Renewable Energy cuenta con un *PV Test Station* desde el 13 de setiembre del 2012. El líder de este proyecto es el Dr. Preben Maegaard y su asistente Daron Miller. Esta instalación cuenta con 20 paneles distintos y se comparan 19 de los fabricantes de celdas solares más grandes del mundo. Todos los paneles se encuentran orientados hacia el sur con un ángulo de 35 grados con el piso. (Permsantithum, 2012). A continuación, se muestran los detalles de los 20 paneles analizados en este centro de investigación.

Tabla 2-1 Datos técnicos de los paneles del PV Test Station en Folkecenter

Manufacturador	P (W)	Tipo	% eficiencia	Tolerancia	Peso (kg)	Área (m²)	País
Panasonic	250	Mono	18.0	-5/-10%	17	1.39	Japón
Kyocera	215	Mono	14.4	-3/+5%	18	1.49	Japón
Yingli	260	Mono	15.9	-0/+5W	19.5	1.63	China
Ningbo Qixin	250	Mono	14.9	+3%	19.5	1.69	China
Samsung	247	Mono	15.4	±3W	18.6	1.60	Corea del Sur
Hyundai	245	Mono	14.2	+3W	19	1.62	Corea del Sur
Sun Power	335	Mono	20.4	=/+	18.6	1.63	E.E.U.U.
Bosch	245	Mono	14.9	-0/+5W	21	1.64	Alemania
Solar World	150	Mono	13.3	±3%	13	1.14	Alemania
Würth	150	Thinfilm	12.2	-5/+10%	20	1.23	Alemania
Sharp	245	Poli	14.9	+5%	19	1.64	Reino Unido
JA	245	Poli	14.9	±3%	19.5	1.64	China
Yingli	245	Poli	15.0	-0/+5W	19.1	1.63	China
Trina	245	Poli	15.0	+3	19.5	1.64	China
SunTech	245	Poli	15.6	+5%	18.2	1.63	China
Moser Baer	230	Poli	14.0	±3%	18.7	1.65	India
ITS	230	Poli	14.5	+10W	22	1.65	Suecia
REC	240	Poli	14.5	+5%	18	1.65	Noruega
Schott Solar	240	Poli	14.7	±4%	18.8	1.67	Alemania
Solon	240	Poli	14.0	±3%	22.7	1.64	Alemania

Fuente: Folkecenter, 2015

La estación de pruebas cuenta con cuatro elementos claves, la instalación de paneles fotovoltaicos, el inversor de casa, la conexión a la red y el sistema de

monitoreo. El repertorio de la información y el monitoreo se realiza a cada panel por separado y es transmitida por medio de *wireless* a un receptor, y luego subida al servidor. El sistema es llamado “Tigo Energy” se puede consultar en la página <https://installations.tigoenergy.com/base/main/summary?sysid=9211>.

(Permsantithum, 2012)

Con respecto a los componentes, se tienen en total 40 paneles (2 paneles por modelo), cada uno conectado a un optimizador, para un total de 40 optimizadores. A continuación, se pueden observar dichos componentes (ver Figura 8-9 y Figura 8-10).

2.7.3 *Photon’s lab Outdoor Module Testing, Alemania*

Desde el 2005 se tienen instalados en Aachen, Alemania 174 diferentes tipos de módulos fotovoltaicos para su constante monitoreo, mediante un sistema elaborado de medición (ver Figura 8-11). Una o dos unidades de cada tipo de modelo son representadas en las pruebas, con el fin de evitar que los productos defectuosos o los módulos con resultados por debajo del promedio vayan a distorsionar los resultados de toda la serie. De los 174 módulos analizados, 90 tipos son celdas de silicio policristalino y 75, celdas monocristalinas. Existen unos con tecnologías de paneles que no han cumplido con las expectativas, ya que están basadas en celdas quasi-monocristalinas, 7 módulos que usan celdas cinta de cuerda y 1 de silicio micro amorfo. (Photon Laboratory, 2015)

Todos los paneles del *Outdoor Module Testing* se encuentran orientados hacia el sur, con un ángulo de 28 grados; además, se encuentran a una altura de 2.5 m sobre el nivel del suelo para su constante ventilación. Con respecto a las mediciones del rendimiento de los paneles, PHOTON Laboratory desarrolló sus propios electrónicos para realizar mediciones automatizadas de la salida de cada panel y evitar así la posibilidad de errores en la toma de datos, donde la tolerancia en las mediciones de las pruebas es actualmente de $\pm 1.85\%$. Cada módulo es monitoreado por segundo para capturar una curva IV con una resolución nominal de 14 bit, compuesta de 2000 puntos de medición y el punto máximo de energía (MPP). Este proceso dura aproximadamente 10 milisegundos y, por ende, el 99%

del rendimiento de los módulos monitoreados puede ser ingresado a la red por un convertidor DC-DC, un bus DC y un inversor. (Photon Laboratory, 2015)

Paralelo al monitoreo del rendimiento de los paneles, el sitio cuenta con piranómetros para medir la radiación solar horizontal y en el nivel del módulo, así como otra información climática, como temperatura ambiente, velocidad del viento, precipitación y presión barométrica. (Photon Laboratory, 2015)

2.7.3.1 Reportes de Outdoor Module Testing del PHOTON Lab.

Una de las principales funciones del *Outdoor Module Testing* del PHOTON Lab es la generación y publicación de reportes mensuales con los resultados de las mediciones realizadas bajo la norma IEC 61724 para y determinar cuáles módulos tienen un mayor rendimiento a través del año. Cada mes los resultados de las pruebas de estandarización son publicados en línea en la página www.photon.info, y en las revistas PHOTON. En la sección 8.2 se adjunta el reporte más reciente de noviembre del 2014.

Los paneles fotovoltaicos analizados en el *Outdoor Module Testing* son de fabricantes de todo el mundo. (Photon Laboratory, 2015)

2.7.4 Plateforme de Caractérisation Photovoltaïque en Extérieur, París

El objetivo de esta plataforma es brindar información a cualquier persona o compañía de la funcionalidad de un módulo fotovoltaico en un sitio dado. Por lo tanto, se estudia el comportamiento del módulo bajo todas las condiciones de un sitio, para complementar los datos del fabricante y obtener más detalles en la producción potencial de electricidad y la rentabilidad de una instalación fotovoltaica. También, se asiste en la selección de la mejor tecnología según el espacio requerido. La caracterización y medición de esta plataforma externa informa sobre el comportamiento del módulo con poca luz (200 Wm^{-2}), el coeficiente de temperatura del módulo, el impacto de la variación del espectro solar en el rendimiento como función de la tecnología del panel. (LGEP, 2014)

Actualmente, existen tres plataformas instaladas y todas se encuentran orientadas hacia el sur (ver Figura 8-12).

La plataforma *Solsia* (ver Figura 8-13) está compuesta de 5 paneles inclinados en un ángulo de 30 grados. La radiación solar global es medida a través de un piranómetro; la radiación directa, difusa y global en el plano del módulo se obtienen utilizando mediciones y modelos piranómetros. (LGEP, 2014)

La plataforma *Multi-PV Tracker* consiste de 9 módulos de diferentes tecnologías, donde su orientación e inclinación son seleccionadas por el usuario por medio del programa LabView. La radiación global en el plano del módulo es medida por un sensor de luz. Con respecto a las especificaciones técnicas, como se puede observar en la Figura 8-14, los paneles fotovoltaico 1 y 2 son de Silicio Amorfo de 5W; el 3 y 5, de Silicio policristalino de 30W; el panel 4, de Cobre, Indio, Galio y Selenio de 10W; el 6, de Silicio policristalino de 10W; el 7 y 8, de Silicio monocristalino de 30W; y por último, el módulo 9, de Silicio amorfo y Silicio-Germanio de 90W. (LGEP, 2014). Por su parte, la plataforma *Amorphous silicon tracker* se basa de un módulo de Silicio amorfo de 1.4 m² (ver Figura 8-15). (LGEP, 2014)

2.8 Herramientas de Monitoreo Fotovoltaico en tiempo real

- Enlighten de Enphase.
- Tigo, optimizers.
- Lucid, Building DashBoard.

2.9 Software de diseño fotovoltaico

- PVsol.
- Solmetric, Sun Eye junto con PV designer.
- SolarGIS.
- PV syst.

2.10

Energía solar en Costa Rica

2.10.1 Matriz energética nacional

2.10.1.1 Producción de energía por fuente

A continuación, se muestra (Tabla 2-2) el balance eléctrico de Costa Rica para el 2014; en el Gráfico 2-1 se puede observar porcentualmente la producción de energía en el mismo año, según el tipo de fuente.

Tabla 2-2 Balance eléctrico de Costa Rica para el año 2014

2014	GWh
Geotérmico	1,538.14
Solar	1.46
Bagazo	83.63
Eólico	734.75
Hidro	6,717.15
Térmico	1,043.20
Producción	10,118.33
Intercambio	204.76
Demanda	10,323.10
% Crecimiento (respecto al año 2013)	1.49%

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2014

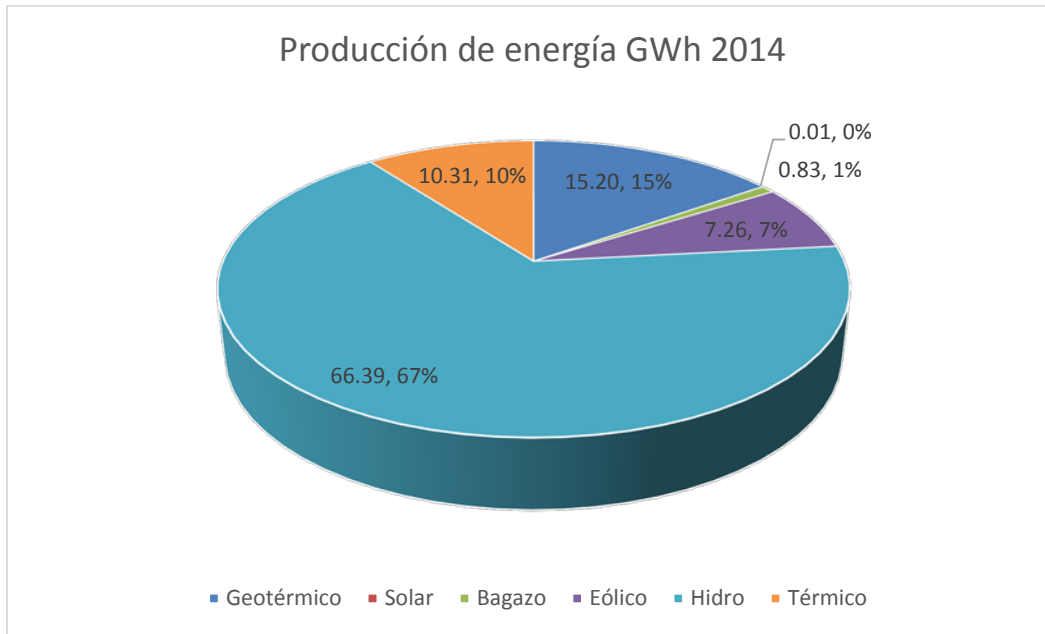


Gráfico 2-1 Producción de energía por fuente en Costa Rica en el 2014

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2014

Como se puede observar, en el 2014 solamente 1.46 GWh de la energía total producida proviene de fuentes solares, lo cual equivale a menos de un 1% de la producción de energía total por tipo de fuente (0.01%); la mayor producción proviene de otras fuentes de carácter renovable, como las plantas hidroeléctricas y geotérmicas.

2.10.1.2 Capacidad instalada por fuente

A continuación se muestra, en la Tabla 2-3, la potencia instalada de Costa Rica para el 2014; asimismo, en el Gráfico 2-2 se puede observar porcentualmente la capacidad instalada según el tipo de fuente, para el mismo año.

Tabla 2-3 Potencia instalada en Costa Rica para el 2014

2014	kW
Hidroeléctrico	1 834 185
Termoeléctrico	595 691
Geotérmico	217 460
Bagazo	40 000
Biogás	
Eólico	196 460
Solar	1 000
Total	2 884 796

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2014

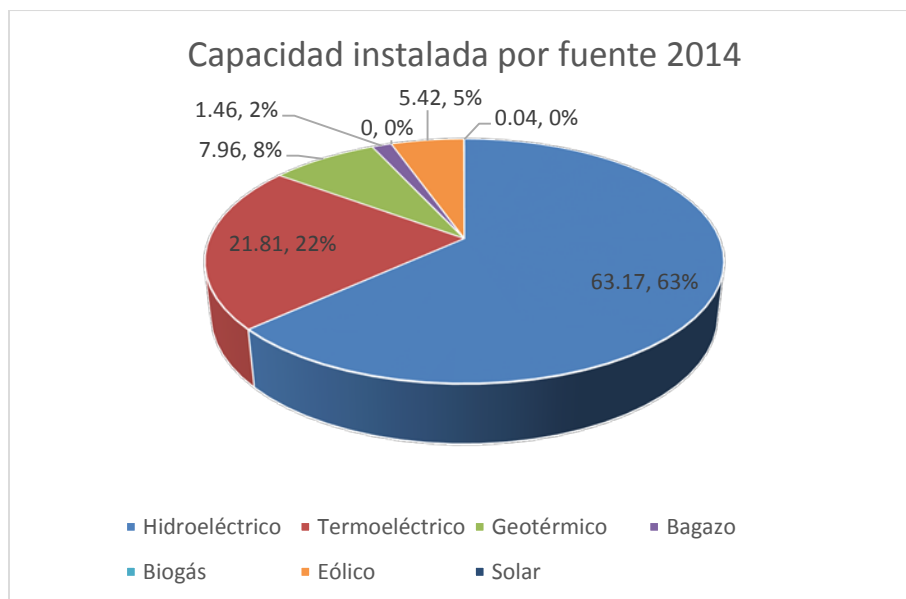


Gráfico 2-2 Capacidad instalada por fuente en Costa Rica en el 2014

Fuente: Instituto Costarricense de Electricidad, 2014

Se desprende de los datos previamente citados que en el 2014 solamente 1000 kW de la capacidad instalada proviene de fuentes solares, equivalentes a menos de un 1% de la capacidad de energía instalada total por tipo de fuente (0.04%); por su parte, la mayor potencia proviene de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas.

2.10.1.3 Perfil energético nacional en el 2014

- ✓ Importaciones de combustible fósiles: un total de 19.5 millones barriles, lo que corresponde a un monto de 2 105 millones dólares. (RECOPE, 2014)

- ✓ Generación eléctrica anual: 10323.10 GWh, del cual 89.7% proviene de energías renovables (principalmente hidroeléctrica y geotérmica) y un 10.3% de combustibles fósiles. (Instituto Costarricense de Electricidad, 2014)
- ✓ Demanda de potencia máxima: 1 631.65 MW (08 de abril a las 18:45 horas). (Instituto Costarricense de Electricidad, 2014)
- ✓ Electricidad utilizada per cápita: 1813 kWh. (International Renewable Energy Agency, 2009)
- ✓ Capacidad eléctrica instalada: 2884.8 MW, del cual 79.4% concierne a energías renovables y un 20.6% a combustibles fósiles. (Instituto Costarricense de Electricidad, 2014)
- ✓ Índice de cobertura eléctrica: 99.43% (Instituto Costarricense de Electricidad, 2014)

2.10.2 Perfil de Radiación Solar

En la Figura 2-4 se muestra la radiación global horizontal para Costa Rica según las diferentes zonas geográficas. A lo largo del territorio nacional se puede observar que predomina 1800 kWh/m² por año en la Costa Atlántica, y de 2100 a 2200 kWh/m² por año en el Pacífico. El área con mayor capacidad por metro cuadrado corresponde a las provincias de Guanacaste y Puntarenas, específicamente la Llanura del Río Tempisque se considera como la mejor zona para instalar proyectos solares en Costa Rica.

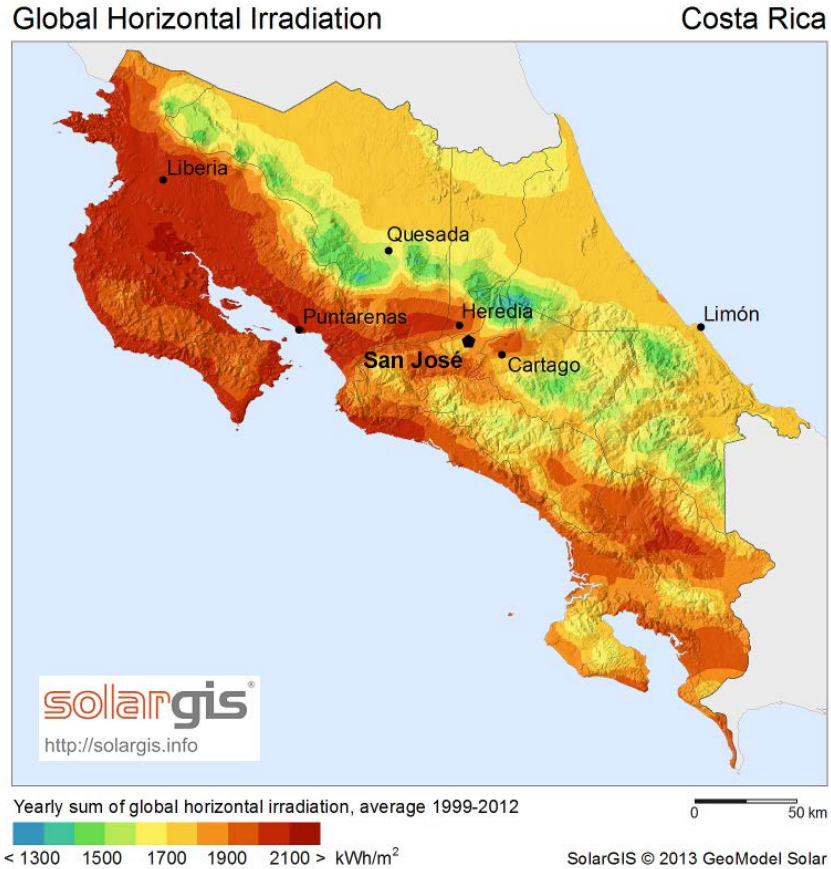


Figura 2-4 Radiación solar en Costa Rica.

Fuente Asociación Costarricense de Energía Solar, 2015

2.10.3 Mercado solar en Costa Rica

Esta sección consiste de un estudio de las marcas y tipos de paneles disponibles en el mercado costarricense, con el fin de conocer cuáles y cuántos paneles se podrían utilizar en la Planta de verificación fotovoltaica del Centro Las Nubes (ver Tabla 2-4).

Tabla 2-4 Empresas de energía solar en Costa Rica

Empresas distribuidoras en Costa Rica	Marca de paneles fotovoltaico
ASI Power & Temetry S.A	Kyocera Solar
ASI Power & Temetry S.A	Advanced Solar Technologies
Soler- Soluciones Energéticas Renovables S.A	Canadian Solar
Intitech Solar	Solar Frontier
SIBO Solar Energy	Jinko Solar
Green Energy	Kioto
Green Energy	Lorentz
Purasol	Canadian Solar
Elvatron	Yingli Solar
IS Corporación S.A	Kyocera Solar
Grupo Electromecánico/ Enertiva	Yingli Solar
CR Solar Solutions/ Dyscresa	Renesola
Power Smart Solar	Sunrise
SISEAL	Astroenergy
Solar Ing.	ET Solar

Se van a tomar en consideración 13 empresas distribuidoras de paneles fotovoltaicos, así como 12 fabricantes diferentes.

Capítulo 3. DISEÑO DE LA PLANTA DE VERIFICACIÓN FOTOVOLTAICA

Este proyecto se divide en las siguientes tres etapas:

Etapa 1: Instalación fotovoltaica, consiste en los componentes que forman parte de la generación eléctrica y conexión a la red, lo cual incluye paneles fotovoltaicos, montaje de la estructura en el sitio (*ground mounting y racking*), *optimizers*, inversores, cajas de combinación (*junction box*), interruptores de desconexión (*disconnected switch*) y cableado

En esta etapa 1 se incluye de manera adicional, más allá de la generación y conexión a la red, el planteamiento de un sistema de administración de energía entre diferentes fuentes de generación eléctrica, sistemas de almacenamiento de energía (baterías), la carga eléctrica conectada y conexión a la red, para una futura implementación de un *Smart Grid*, a fin de controlar el uso de la energía generada prioritariamente para la utilización de la carga y el sobrante de energía ser introducido a la red eléctrica nacional. Para esto se propone la utilización del sistema *Heart Transverter*, consistente en un aparato con la capacidad de combinar diferentes tipos de generación eléctrica, y su administración con sistema de almacenamiento y la demanda de las cargas conectadas.

Etapa 2: Medición y adquisición de los datos, incluye la descripción de dos opciones tomadas en cuenta para la medición de la energía generada (kWh) y variables climáticas; la adquisición y almacenamiento de los mismos para cumplir con las normas de monitoreo de paneles fotovoltaico de la norma *IEC 61724 Photovoltaic System Performance Monitoring*.

Para esta etapa se presenta, como primera opción, un sistema de monitoreo basado en Arduino con comunicación inalámbrica entre la medición y adquisición de datos, realizado como proyecto de graduación por el estudiante Hugo Sánchez (2015) planteado para aplicarse en esta Planta de verificación fotovoltaica. Como segunda opción se presenta una selección de sensores para la toma de datos y un sistema de adquisición de datos Compact Rio de la marca *National Instrument*.

Ambas opciones con toma de los datos individualmente en cada panel fotovoltaico, enviada a un DAQ que presenta la información adquirida en hojas de *Excel*.

Etapa 3: Generación y publicación automática de reportes, esta etapa consiste en el desarrollo de un proceso que calcule los promedios mensuales de la generación y el rendimiento individual de los paneles: *yield kWh/kW* (véase la sección 1.2 y 2.4) y colocar estos datos en una plantilla en formato PDF con los resultados finales. Para efectos de esta etapa es necesario el desarrollo de un software, el cual no se abarca entre los alcances de este proyecto.

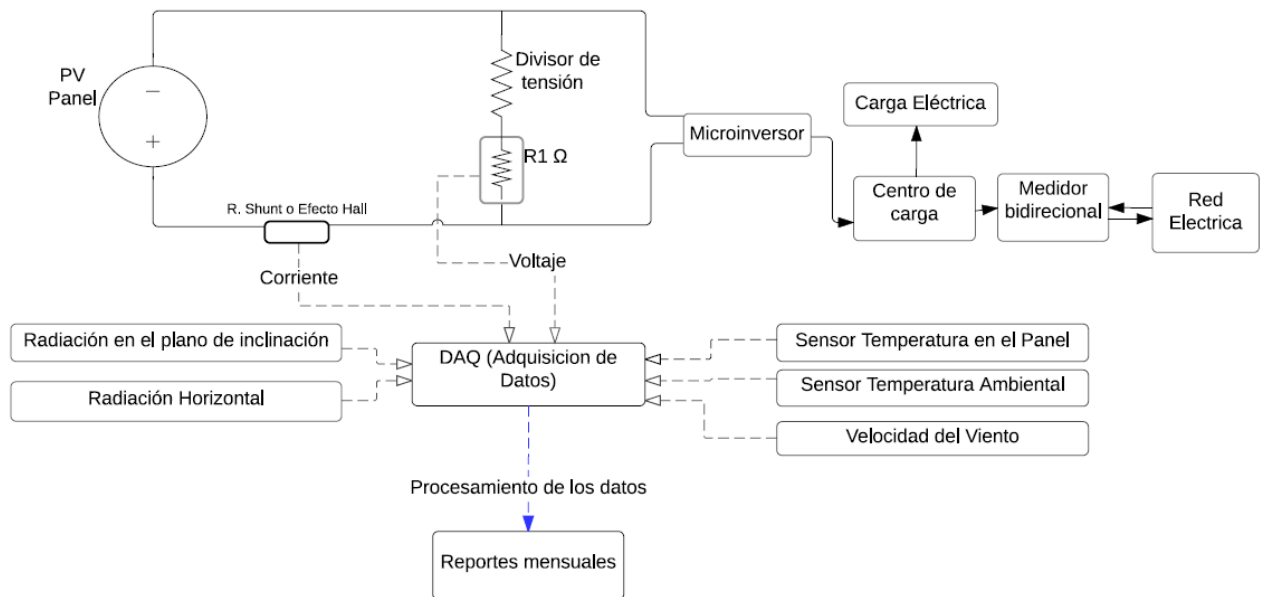


Figura 3-1 Diagrama conceptual del diseño.

Fuente: Propia. Elaborado con Lucichart

En el diagrama conceptual de la Figura 3-1 se puede observar de manera general la combinación de las tres etapas de este proyecto, desde la generación fotovoltaica hasta la generación de los reportes, pasando por la conexión a la red y el equipo de administración de energía, haciendo énfasis en el principio eléctrico de la instrumentación para la medición de la energía generada individualmente en cada panel, para la obtención de la diferencia de potencial, en paralelo y en serie, y para

la medición de la corriente eléctrica; también, en la Figura 3-2 se muestra el concepto en un diagrama de bloques.

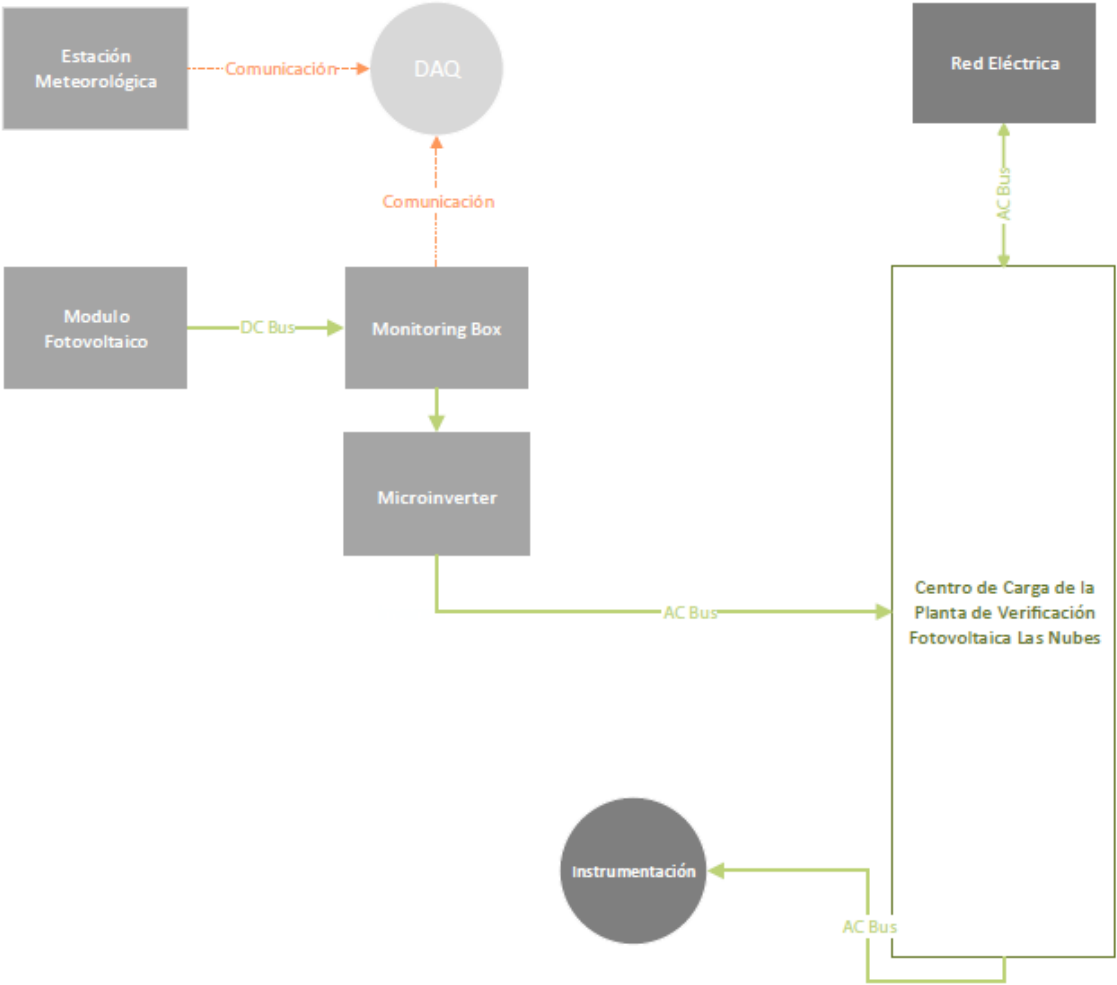


Figura 3-2 Diagrama de bloque

Fuente: Propia. Elaborado con Visio 2013

3.1 Instalación fotovoltaica

3.1.1 Análisis del sitio

A continuación, se muestra en la Figura 3-3 la ubicación preliminar de la Planta de verificación fotovoltaica en los lotes disponibles de la Reserva Biológica Las Nubes, en el lote inferior se muestra dónde se va a construir el edificio principal Lillian Meighen Wright Center, destinado para investigación, educación y alcance comunitario.



Figura 3-3 Lote disponible para la construcción del proyecto

Fuente: Google Earth, 2015

3.1.1.1 Análisis de condiciones climáticas

Las coordenadas geográficas del terreno son 9°22'52.95"N (latitud) y 83°36'15.80"W (longitud), y la altitud es de 1200 msnm. En la Tabla 3-1 se muestra información climatológica (temperatura, lluvia, humedad relativa y velocidad del viento) referente al 2014 de la estación meteorológica ICAFE Páramo, Pérez Zeledón, San José. Esta pertenece al Instituto del Café de Costa Rica, específicamente del Centro de Investigación en Café, funciona como referencia debido a su ubicación geográfica al estar situada a una distancia de 42.2 km del Centro Las Nubes y una altitud 1195 msnm.

Tabla 3-1 Reportes climáticos Pérez Zeledón, Páramo, año 2014

Mes	Temperatura promedio (°C)	Lluvia (mm)	Humedad relativa promedio (%)	Velocidad del viento promedio (km/h)
Febrero	19.8	19.0	83.4	6.4
Marzo	20.3	42.4	83.9	6.4
Abril	20.5	273.6	87.4	5.5
Mayo	19.9	655.4	92.4	4.5
Julio	20.6	108.0	91.9	4.6
Agosto	19.5	356.0	92.7	4.5
Setiembre	19.4	611.4	93.1	4.5
Octubre	19.3	573.0	94.4	4.0
Noviembre	19.4	259.6	94.8	3.9
Diciembre	19.5	73.2	93.2	4.0
Anual	19.82	2952.6	90.72	4.83

Fuente: Instituto del Café de Costa Rica, 2015

Con respecto a la radiación solar, en la Figura 3-4 se pueden observar los rangos de radiación global en el plano horizontal, específicamente para el Centro Las Nubes es de 1749 kWh/m²; en la gráfica de la misma figura se muestra la relación entre la radiación directa y la radiación difusa para cada uno de los meses del año, para más detalle consultar el reporte completo en sección 8.3.

Mes	[kWh/m ²] mensual	[kWh/m ²] diaria	T ₂₄
ene	151	4.85	19.0
feb	156	5.55	19.4
mar	178	5.73	19.9
abr	155	5.17	20.3
may	153	4.95	19.8
jun	145	4.85	19.6
jul	146	4.72	19.3
ago	149	4.80	19.4
sep	143	4.77	19.3
oct	129	4.16	19.1
nov	116	3.85	18.7
dic	129	4.16	18.8
año	1749	4.79	19.4

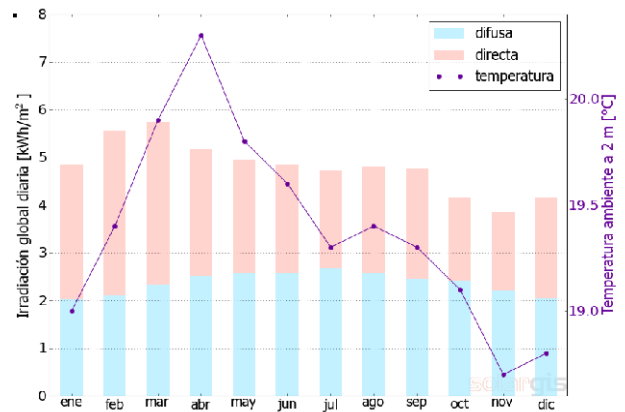


Figura 3-4 Radiación global horizontal en el Centro Las Nubes.

Fuente: PVPlanner, 2015

3.1.1.2 Análisis de sombra

El sitio se encuentra rodeado de árboles de una altura aproximada 10m y considerando que el ángulo de elevación más baja del sol es de 58° para esas coordenadas (ver Gráfico 3-1), se obtiene por trigonometría la distancia mínima entre los árboles y los paneles fotovoltaicos para evitar la sombra.

3.1.2 Selección del ángulo de inclinación de los paneles

Con el fin de obtener el mayor rendimiento de los paneles, se empieza por analizar la trayectoria e inclinación del sol en la ubicación geográfica del terreno Las Nubes, mediante el Gráfico 3-1 de la posición del sol, conocida como *Sun Chart* o *Sun Path*. En el eje de las ordenadas se obtiene la elevación del sol con respecto al horizonte y en el eje de las abscisas se encuentra el Azimuth (ángulo del sol con respecto al norte). Esto para los distintos meses y horas del día indicadas en el gráfico específico para cada localidad en el globo terrestre.

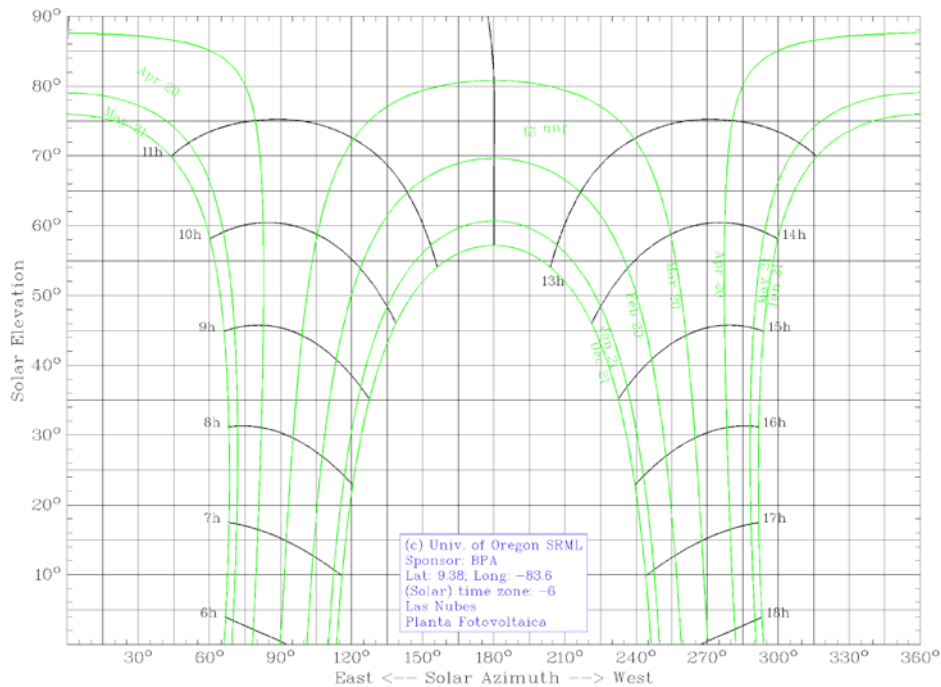


Gráfico 3-1 Posición del sol durante el año (*solar path*) en la ubicación de Las Nubes

Fuente: SRML University of Oregon, 2015

Al analizar una localidad ubicada dentro de la zona tropical, la elevación del sol alcanza dos veces al año el punto máximo de elevación de 90° , el 20 de abril y el 20 de agosto, relacionados con los equinoccios, y la elevación más baja se da a los 58° sur, el 21 diciembre, como referencia las 12 mediodía, punto máximo del Azimuth en 180° .

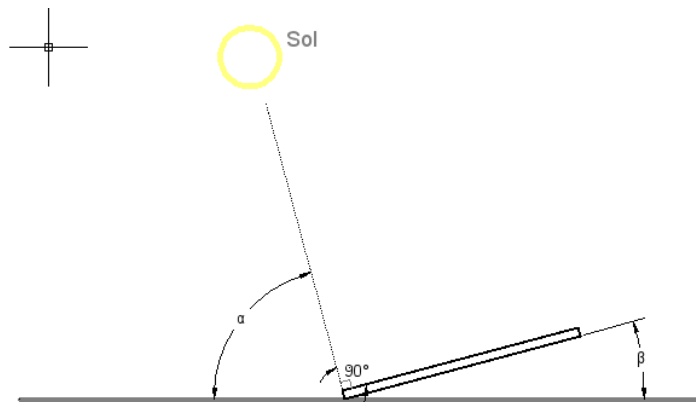


Figura 3-5 Elevación del sol α y ángulo β inclinación del panel.

Fuente: Propia. Elaborado con AutoCad

Como se muestra en la Figura 3-5, se busca que el ángulo de inclinación α del panel sea perpendicular a la elevación del sol β , para poder obtener así la mayor radiación en plano de inclinación del panel. El ángulo β para un ángulo α dado se puede obtener de la *Ecuación 3-1*.

$$\beta = 90^\circ - \alpha$$

Ecuación 3-1 Ángulo de inclinación del panel solar con respecto al suelo

Como la elevación del sol varía durante el año entre 58° sur y 78° norte, para esta localidad, hay que realizar un promedio del mejor ángulo fijo β con respecto a esa variación anual. Para ello, se utilizó el software PVPlanner con el que se obtuvo un ángulo óptimo ($\beta = 11^\circ$) y se puede observar gráficamente en Gráfico 3-2 como con ese ángulo se obtiene una óptima curva de radiación directa.

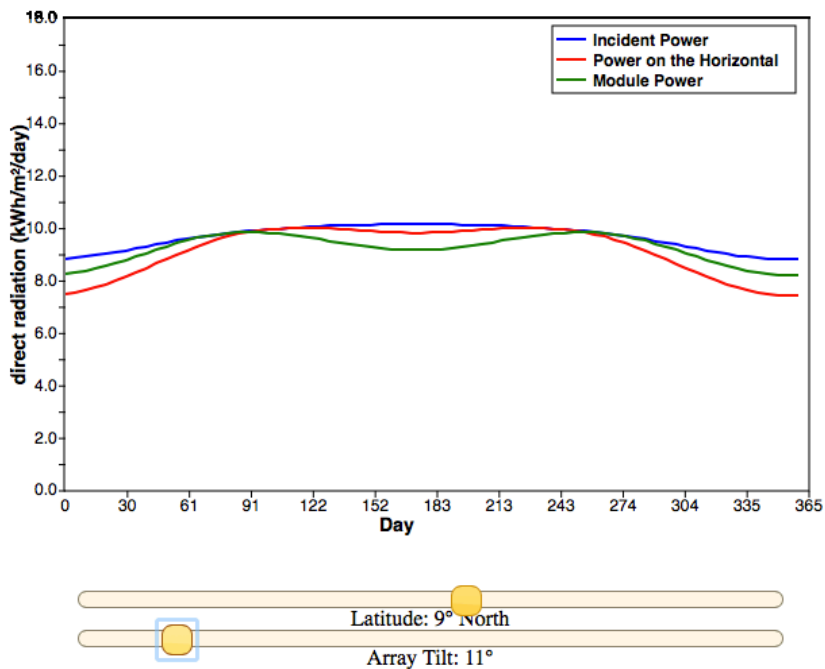


Gráfico 3-2 Curva de radiación directa para la latitud 9° Norte

Fuente: SRML University of Oregon, 2015

3.1.3 Dimensionamiento y selección de los componentes

3.1.3.1 Paneles fotovoltaicos

Para seleccionar los paneles fotovoltaicos a utilizar en el sistema, se tomaron en consideración 10 modelos de distintos fabricantes disponibles en el mercado costarricense; pues que unas de razones de la propuesta de esta Planta de verificación fotovoltaica en el Centro Las Nubes es analizar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos en condiciones del trópico. Se puede observar en la Tabla 3-2 que se eligieron los modelos más cercanos a 250 W de potencia con sus respectivos distribuidores en Costa Rica.

Tabla 3-2 Especificaciones técnicas de los modelos fotovoltaicos seleccionados

Manufacturador	Distribuidor en CR	Modelo	Tipo celda	# celdas	P max [W]	Vmp [V]	Imp [A]	Voc [V]	Isc [A]	η (%)	Largo [mm]	Ancho [mm]	Profundidad [m]	Peso [kg]
Kyocera	IS Corporación SA	KD255	Poli	60	255	30.4	8.39	37.6	9.09	15.4	1662	990	46	20
Yingli Solar	Grupo Electromecánica /Energiva	YGE 60	Poli	60	250	30.4	8.32	38.4	8.79	15.3	1650	990	40	19.1
Canadian Solar	Purasol Costa Rica	CS6P-250	Poli	60	250	30.1	8.3	37.2	8.87	15.54	1638	982	40	18
Renesola	CR Solar Solutions /Dyscresa	Virtus 260W	Poli	60	260	30.5	8.53	37.6	8.95	16	1641	993	40	19.1
Silfab		SLA250 M3A	Mono	60	250	30.7	8.15	38.0	8.65	15.3	1650	990	38	19
Sunrise	Power Smart Solar	P660-250	Poli	60	250	29.9	8.03	37.1	8.63	14.8	1637	992	40	19.2
Aleo	SISEAL	S18J250	Poli	60	250	30.3	8.24	37.5	8.76	15.2	1660	990	50	20
Jinko	Sibo Energy	JKM310 P-72	Poli	60	310	37	8.38	45.9	8.96	15.98	1956	992	40	26.5
ET Solar	Solar Ing.	P660250	Poli	60	250	30.3	8.24	37.5	8.76	17	1640	992	57	21.6
Lorentz	Green Energy	LC250-P60	Poli	60	250	30.4	8.23	37.6	8.81		1650	992	40	18.5
Total					2575									

Basándose en la norma IEC 61853, sección 3 de la primera parte, para pruebas de calificación de rendimiento, se tienen que seleccionar tres paneles al azar de un lote de producción. Se van a escoger, entonces, tres paneles por fabricante.

Por lo tanto, el sistema va a estar compuesto de 30 paneles, con una potencia total de 7725 W, al considerar tres paneles de cada marca disponible en el mercado.

Para términos del cálculo del área requerida por lo paneles, se va a realizar una configuración de 3 filas de 10 columnas, en posición *portrait*, donde cada columna va a estar compuesta por un fabricante diferente, según se muestra en la Figura 3-6 y Figura 3-6.

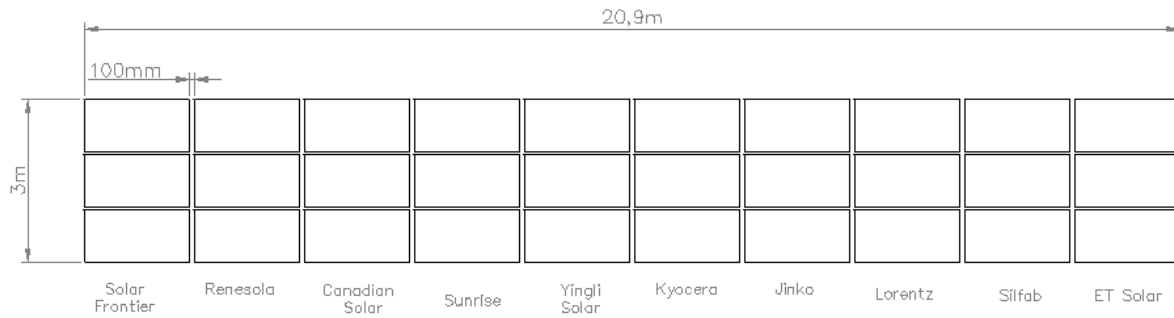


Figura 3-6 Distribución de los paneles fotovoltaicos.

Fuente: Propia. Elaborado con Autocad

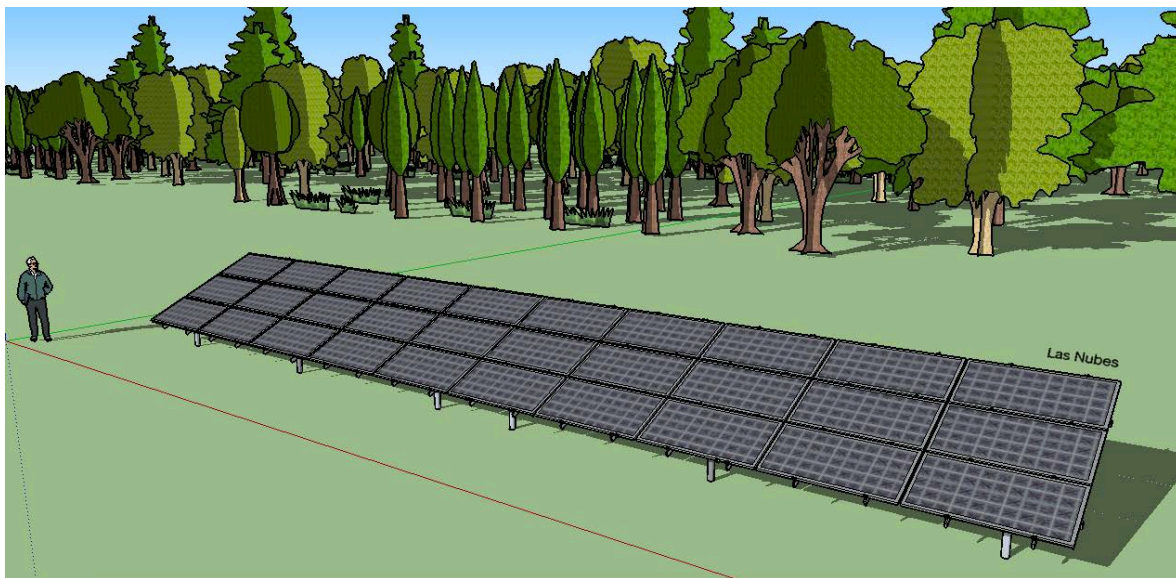


Figura 3-7 Modelo 3D de la instalación fotovoltaica de la planta de verificación

Fuente: Propia. Elaborado con SketchUP

3.1.3.2 Optimizer

Los *optimizers* son equipos que se colocan individualmente en cada panel fotovoltaico para obtener la máxima generación MPPT (Maximum Power Point Tracker), con el fin de disminuir las pérdidas debido a la presencia de sombra por razones climáticas o físicas (árboles, basura, personas, animales, capas de nieve, entre otros) en las celdas fotovoltaicas. Esto se refleja negativamente en todo el string conectado en serie.

Además de la razón mencionada anteriormente, para este diseño es deseable el uso de un *optimizer* individual en cada panel, por el hecho de contar con 10 tipos diferentes de paneles, cada uno con distintas tensiones y potencias, y poder así obtener lo mejor de cada módulo.

Se tienen en el mercado tres opciones, *Solar Edge*, *Tigo* y *Enphase*. El primero separa el MPPT del inversor de conexión a la red y lo coloca en cada panel, el segundo añade un método de optimización por medio de impedancia que funciona con cualquier tipo de inversor; el último consiste de un microinversor en cada panel, con su respectivo MPPT, es imprescindible, por lo tanto, el uso de un inversor principal. Para este diseño se propone el uso de un microinversor *Enphase* en cada panel.

3.1.3.3 Microinversor

Como se mencionó en la sección anterior, se va a seleccionar un microinversor *Enphase*, en vez de un inversor de conexión a la red. Esta selección se hizo debido a que hay una disminución en el tiempo, costo de la instalación y mantenimiento. El microinversor, a diferencia del inversor de conexión a la red, está conectado directamente en cada panel y en caso de falla no se ve afectado todo el *string*; además, el espacio requerido por un microinversor es mucho menor. Por otro lado, el microinversor *Enphase* hace que la instalación fotovoltaica tenga una alta disponibilidad, ya que si un microinverter falla la instalación puede continuar operando normalmente y le da versatilidad a la Planta de verificación fotovoltaica para futuras ampliaciones de la instalación.

El modelo seleccionado es el *Enphase M250*, entre sus ventajas se tiene que optimiza los módulos para una mayor potencia, maximiza la producción de energía y minimiza el impacto negativo de sombra sobre el panel, ya sea climática o física, debido a la ubicación individual del MPPT en cada panel. Además, este no requiere de un *Ground Electrode Conductor (GEC)*, pues el circuito DC se encuentra aislado del suelo, no se requiere de cableado ni protecciones en DC y tiene fácil instalación con un cable *Engage*. (Enphase Energy, 2015, pág. 1). En la sección 8.4 se muestra la hoja de datos con las especificaciones técnicas del producto.

3.1.3.4 Estructura de montaje (Racking)

Los paneles de la Planta de verificación fotovoltaica estarán ubicados en una estructura sujeta directamente al suelo, sin formar parte de un edificio, *ground mounting*, como se puede observar en la Figura 3-8.

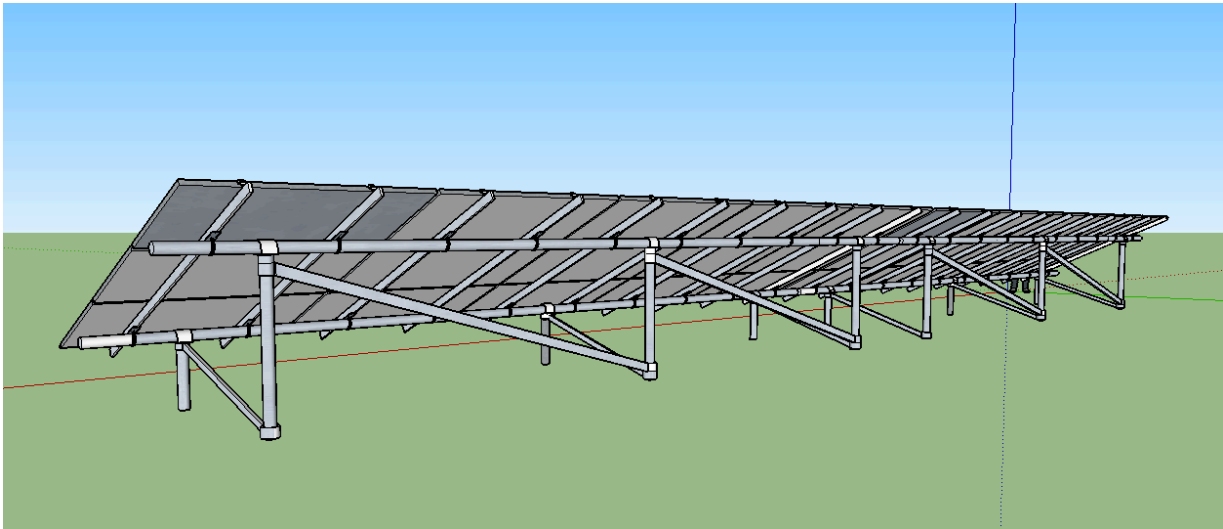


Figura 3-8 Modelo 3D estructura de montaje de la instalación fotovoltaica

Fuente: Propia. Elaborado con SketchUP

Para la estructura de sujeción se presenta la alternativa de oferta de la empresa “Iron Ridge” para la estimación de costos y detalle del ensamble de las piezas del sistema en la sección 8.7; cabe recalcar que en Costa Rica la empresa distribuidora de paneles IS Corporación S.A ofrece los productos de montaje de esta marca.

3.1.3.5 Estación Meteorológica

La estación meteorológica seleccionada, Vantage Pro2, utiliza tecnología de radio de espectro para transmitir de forma inalámbrica los datos meteorológicos obtenidos, por medio de sensores versátiles que combinan un colector de lluvia, anemómetro, sensores de temperatura y humedad en un solo paquete.

Los datos de la estación se van a utilizar para estudiar el comportamiento de los paneles fotovoltaicos en las diferentes condiciones climáticas y determinar así el efecto de estas en el rendimiento de los módulos.

3.1.4 Diagrama de Conexión

A continuación, se puede observar, en la Figura 3-9, el diagrama de conexión eléctrica de la Planta de verificación fotovoltaica para el Centro Las Nubes.

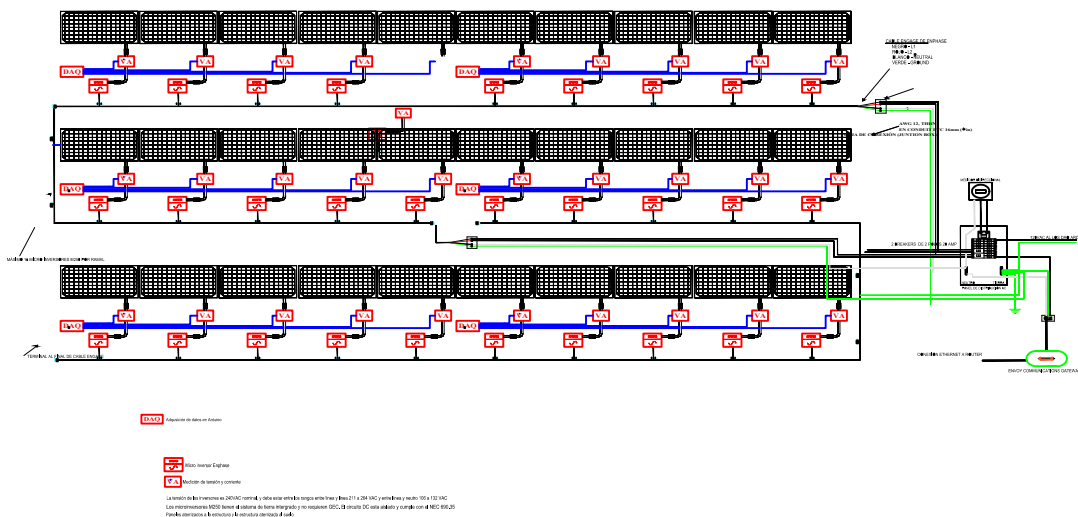


Figura 3-9 Diagrama de conexión de la planta de verificación fotovoltaica para el Centro Las Nubes

Fuente: Propia. Elaborado con Autocad Electric

3.2 Calibre de los conductores de potencia

La selección del calibre de los cables se realizó con base en la corriente de 15 Amper en cada uno de los dos circuitos de 15 microinversores conectados en paralelo, cada uno a una corriente nominal de 1 A a 240 V, según el Código Eléctrico de Costa Rica en la “Tabla B-310-1 Capacidades de corriente para dos o tres

conductores aislados de 0 a 2000 V nominales” (ver Figura 8-16), con un recubrimiento general en una canalización al aire libre para una temperatura de 30°C se observa que el diámetro del conductor adecuado para para 15 A es el calibre AWG 14.

Para los ramales de los microinversor M250 se va a utilizar el cable Engage específico para la conexión de estos equipos, el cual contiene conductores calibre AWG 12, restringido a un máximo de 16 microinversores por circuito ramal con este cable según el fabricante, debido a su capacidad máxima permisible de 20A. Por tanto la opción a realizar para este diseño con 30 paneles es dos ramales de 15 microinversores en paralelo.

El cable Engage es de cada ramal es dirigido a una caja de conexión “junction box” para cada ramal, a la salida de esta van a utilizar los conductores AWG 12 en un ducto conduct PVC de 16mm (1/2 pulgada), el cual puede conducir 6 cables con aislamiento THHN calibre AWG dentro de un este tubo PVC cédula 80 según el NEC de Costa Rica en la tabla C9.

3.3 Caída de tensión

Es el porcentaje de caída de tensión en corriente alterna que representa las pérdidas después de los microinversores hasta el centro de carga. Este se calculó mediante la *Ecuación 3-2*, dando como resultado 0,76%, como se muestra en la Tabla 3-3.

$$CV\% = \frac{4LI}{V_l A_t}$$

Ecuación 3-2 Caída de tensión

Donde:

At=Área transversal conductora (mm^2)

L= Distancia entre la caja de combinación y el centro de carga

I = Corriente de carga

VL= Tensión de línea

Tabla 3-3 Resultados porcentaje de caída de tensión entre microinversores y centro de carga

% Caída de Tensión	Tensión (V)	Corriente (A)	Área (mm ²)	Distancia (m)
0.76%	240	15	3.31	10

Fuente: Elaboración Propia.

3.4 Protecciones de sobrecarga

Las protecciones se seleccionaron según la corriente sobre los dos circuitos y según la nota al pie de la tabla B-310-1 del NEC (Figura 8-16), donde dice que “la protección contra sobrecorriente en los conductores AWG 14, 12 y 10 no debe ser mayor a 15 A para el No. 14, 20 A para el No. 12 y 30 A para el No. 10”. (Código Eléctrico de Costa Rica, 2007, pág. 695) Los resultados del calibre de conductores y protecciones se pueden observar en la siguiente Tabla 3-4.

Tabla 3-4 Calibre de conductor y protecciones para los circuitos de generación del tablero principal

Descripción	Número de microinversores	Potencia Total (VA)	Tensión (V)	Conductor n# calibre	Protección (pol / amp)
Circuito de generación 1	15	3750	240	12	2 / 20
Circuito de generación 2	15	3750	240	12	2 / 20

Fuente: Elaboración Propia.

3.5 Sistemas de medición de rendimiento y adquisición de datos

En esta sección se mencionan las dos opciones tomadas en cuenta para la fase 2, de medición de rendimiento y adquisición de datos de la etapa de diseño según como se define al inicio de este capítulo

Cabe destacar que como recurso adicional de visualización gráfica de los datos se utilizará el sistema , *Enlighten Enphase Monitoring*, que recolecta la información

de cada uno de los micro inversores permite a los usuarios el monitoreo en tiempo real.

3.5.1 Sistema de monitoreo basado en la adquisición de datos con equipos de National Instruments

Este sistema es el implementado en el PVPV del Kortright Center. La medición de corriente se realiza con Resistencia Shunt, y la medición de tensión con divisor de tensión, como se muestra en la Figura 2-3 Diagrama Resistencia Shunt y Divisor de Tensión

Los datos en sensor de 0-5 V son enviados a un DAQ de National Instruments, donde la programación se realiza en LabView. Los datos son presentados en el programa Excel. En la sección 7.4 se muestran y características y costos de dichos equipos que en total suman 15765 \$US

Estos equipos se caracterizan por su precisión y capacidad para trabajar en ambientes hostiles de trabajo, expuestos a polvo, humedad y vibraciones. Características muy útiles pero no estrictamente necesarias para este caso de instalación fotovoltaica.

3.5.2 Sistema de monitoreo basado en Arduino

Este sistema de monitoreo basado en Arduino realiza la medición de la tensión por medio de divisor de tensión, y de la corriente con un medidor de Efecto Hall, estos datos juntos con temperatura ambiente, temperatura en el panel, humedad, y viento, son enviados a en forma de señales de 0 a 5 V al DAQ programado en Arduino, donde se procesan los datos y se presentan en Excel, estos datos son almacenados en una tarjeta SD integrada en el equipo y además pueden ser enviados por medio de Radio Frecuencia (RF) a un dispositivo que se conecta a puerto USB para poder observar los datos en tiempo real inalámbricamente en una computadora. Los datos pueden ser exportados a una base de datos en Access y realizar reportes más fácilmente.

Esta opción consiste en un proyecto realizado específicamente para esta aplicación de la Planta de Verificación Fotovoltaica en Las Nubes, por lo cual se ajusta de forma personalizada a lo que se desea realizar, el diseño de sistema de monitoreo fue a cargo del estudiante de Ingeniería en Mecatrónica del Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC), Hugo Sánchez Ortiz. Se puede observar una imagen del prototipo en la Figura 8-17

Para esta propuesta de Planta de Verificación Fotovoltaica Las Nubes se va a seleccionar este Sistema de Monitoreo Basado en Arduino, por ser un producto de investigación académica basada en Open Source, y se desea probar y mejorar el prototipo con la idea de llegar a una futura comercialización. Este prototipo tiene un costo en los materiales de 386.31 US\$, lo que lo hace además mucho más económico que la opción propuesta en la sección anterior. Un detalle de los costos de este prototipo se presenta en la sección 8.8.

3.6 Consideraciones de operación y mantenimiento

Al ser los sistemas fotovoltaicos elementos de generación eléctrica estáticos sin partes rotativas, se requiere poco mantenimiento en comparación con otras máquinas, a excepción de los paneles fotovoltaicos con seguidores de sol (*Sun Trackers*) que funcionan con servomotores y engranes, en uno o dos ejes. A continuación, se listan algunas consideraciones generales, pero se recomienda realizar un plan de mantenimiento para una adecuada operación:

- Lavar o limpiar la superficie de vidrio de los paneles cada vez que sea notable suciedad.
- Inspeccionar periódicamente para asegurarse de que todo el cableado y sujeción estén intactos.
- Revisar la generación eléctrica anual para comparar el rendimiento con las lecturas año tras año, para poder así identificar si se mantiene constante o, por el contrario, se degrada muy rápido.

3.7 Costo de los equipos

Tabla 3-5 Costo unitario y total de los equipos de la Planta de Verificación Fotovoltaica

Materiales y productos	Marca	Modelo	Cantidad	Precio unitario (US\$)	Precio Total (US\$)
Panel Fotovoltaico	Renesola	Virtus 260w	3	247.50	742.50
Panel Fotovoltaico	Lorentz	LC250-P60	3	237.50	712.50
Panel Fotovoltaico	Yingli Solar	YGE 60	3	237.50	712.50
Panel Fotovoltaico	Silfab	SLA250M3A	3	237.50	712.50
Panel Fotovoltaico	Kyocera	KD255	3	490.00	1,470.00
Panel Fotovoltaico	Sunrise	P660-250	3	200.00	600.00
Panel Fotovoltaico	Jinko	JKM310P-72	3	248.00	744.00
Panel Fotovoltaico	Aleo	S18J250	3	200.00	600.00
Panel Fotovoltaico	ET Solar	P660250	3	200.00	600.00
Panel Fotovoltaico	Canadian Solar	CS6P-250	3	200.00	600.00
Micro Inversores	Enphase	M250	30	159.75	4,792.50
Cable Engage 1,7m	Enphase	Engage Cable	30	34.34	1,030.20
Terminal de cable engage	Enphase	M250 Branch Terminal	2	20.05	40.10
Puerto de comunicación envoy	Enphase	Envoy ENV-120	1	485.00	485.00
Caja de conexión (junction box)	Wiegmann	SC080804	2	50.00	100.00
Conectores (fittings)	Altech	5308 Series	8	1.00	8.00
Conduit pvc	JM eagle	1/2 in. x 10 ft. PVC	4	1.59	6.36
Cableado AWG 12	Airy-Acc	12AWG (1m)	5	8.38	41.90
Protecciones sobrecarga AC 2 Polos	Square D	2 Pole 20A Breaker	2	35.00	70.00
Sistema de montaje (ground mounting)	Iron Ridge	Varios	1	4,000.00	4,000.00
Sistema de monitoreo, adquisición de datos basado en Arduino	Varios	Varios	6	386.31	2,317.86
Estación Meteorológica	Davis	Wireless Vantage	1	1,295.00	1,295.00
Total					21,680.92

Fuente: Propia, Elaborado con Excel

En la Tabla 3-5 se muestra el detalle y costo de los equipos requeridos para la elaboración de la Planta de Verificación Fotovoltaica en el Centro Las Nubes. Como se puede observar, el costo final estimado del proyecto es de 21680.92US\$.

3.8 Generación eléctrica y retorno de inversión

En la zona del Centro Las Nubes la compañía local distribuidora de electricidad es el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). La tarifa general del servicio de distribución del 1 de abril al 30 de junio del 2015 es de $\text{¢}125/\text{kWh}$ por mes para los consumos menores o iguales a 3000 kWh. ($0.24 \text{ US\$/kWh}$ por mes para una tasa de cambio de $\text{¢}531.35$). Para consumos mayores a 3000 kWh el cargo por concepto de energía es $\text{¢}75/\text{kWh}$ por mes ($0.14 \text{ US\$/kWh}$ por mes para una tasa de cambio de $\text{¢}531.35$) y el cargo por potencia de $\text{¢}12378/\text{kW}$ por mes ($23.30 \text{ US\$/kWh}$ por mes para una tasa de cambio de $\text{¢}531.35$). (Instituto Costarricense de Electricidad, 2015)

La compañía distribuidora de electricidad, en este caso el ICE, tiene que pagar $\text{¢}58.10$ por cada kilowatt hora adicional generado por los paneles fotovoltaicos ($0.11 \text{ US\$/kWh}$ para una tasa de cambio de $\text{¢}531.35$). Esta tarifa solo aplica para los generadores a pequeña escala. (Ramírez, 2015)

Se estima que el consumo mensual del Lillian Meighen Center es de 800kWh, para un total de 9600kWh al año. En el reporte generado por PVPlanner de SolarGis se obtuvo una producción eléctrica anual por la planta fotovoltaica de 10.5MWh (ver Figura 3-11). Con respecto al incremento anual, basándose en el Gráfico 3-3, se toma como valor de referencia una variación anual de la inflación de un 5% en el costo eléctrico y el pago del excedente.

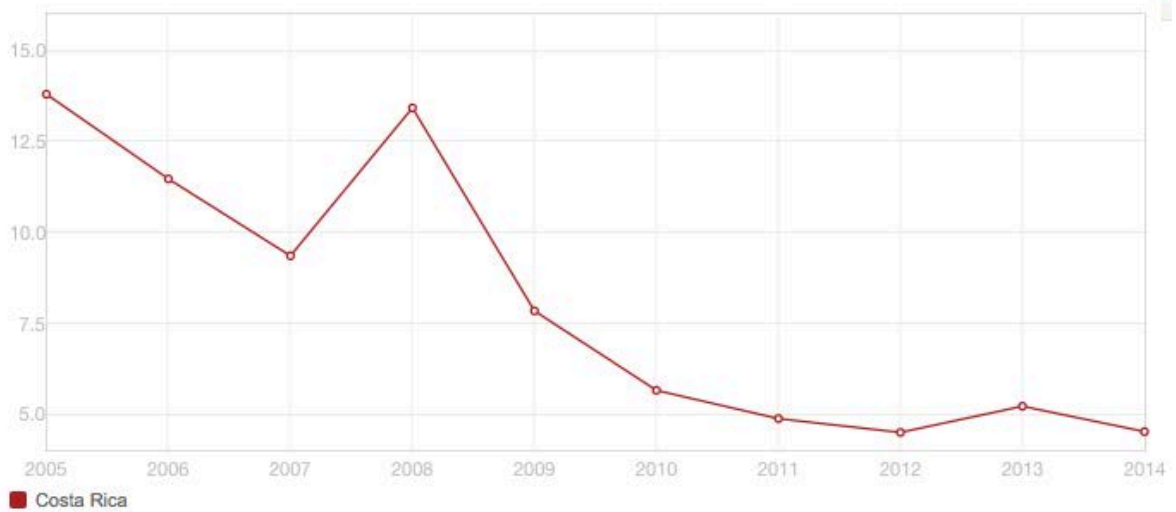


Gráfico 3-3 Variación porcentual anual de la inflación en Costa Rica

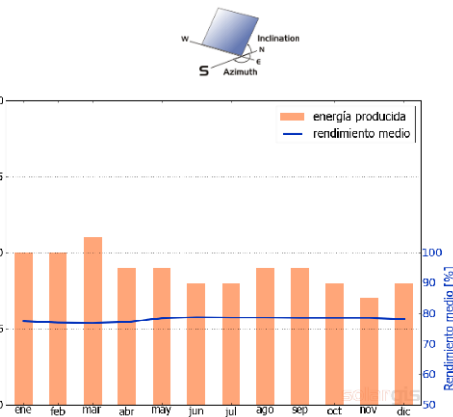
Fuente: Grupo Mundial, 2015

7. Producción eléctrica FV inicial

Mes	E_{s_m}	E_{s_d}	E_{t_m}	E_{share}	PR
ene	129	4.16	1.0	9.2	77.5
feb	129	4.60	1.0	9.2	77.0
mar	141	4.54	1.1	10.1	76.9
abr	119	3.96	0.9	8.5	77.2
may	116	3.75	0.9	8.3	78.4
jun	109	3.64	0.8	7.8	78.7
jul	111	3.58	0.8	7.9	78.6
ago	115	3.71	0.9	8.2	78.6
sep	114	3.80	0.9	8.1	78.5
oct	107	3.44	0.8	7.6	78.5
nov	98	3.27	0.7	7.0	78.5
dic	112	3.61	0.8	8.0	78.1
año	1399	3.83	10.5	100.0	78.0

Medias mensuales:

E_{s_m} Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]
 E_{s_d} Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]
 E_{t_m} Producción eléctrica mensual total [MWh]



E_{share} Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
 PR Rendimiento [%]

Figura 3-10 Producción eléctrica inicial de la Planta de verificación fotovoltaica

Fuente: PVPlanner de SolarGis, 2015

En la Tabla 3-6 se observa el cálculo del retorno de la inversión del proyecto, donde el periodo de retorno de la inversión es de 6.77 años para un costo total de la lista de materiales.

Tabla 3-6 Retorno de la inversión de la Planta de verificación fotovoltaica

Año	Generación por año (kWh)	Consumo por año (kWh)	Consumo acumulado (kWh)	Costo electricidad (US\$/kWh)	Ahorro acumulado (US\$)	Excedente Excedente (kWh)	Excedente acumulado (kWh)	Costo excedente (US\$/kWh)	Pago excedente acumulado (US\$)	Total de entradas (US\$)	Costo del Proyecto (US\$)	Retorno de inversión (años)
1	10500	9600	9600	0.24	2,304.00	900	900	0.11	99.00	2,403.00		
2	10500	9600	19200	0.25	4,838.40	900	1800	0.116	207.90	5,046.30		
3	10500	9600	28800	0.26	7,620.48	900	2700	0.121	327.44	7,947.92		
4	10500	9600	38400	0.28	10,668.67	900	3600	0.127	458.42	11,127.09		
5	10500	9600	48000	0.29	14,002.63	900	4500	0.134	601.68	14,604.31		
6	10500	9600	57600	0.31	17,643.32	900	5400	0.140	758.11	18,401.43		
7	10500	9600	67200	0.32	21,613.06	900	6300	0.147	928.69	22,541.75	21,680.92	6.77
8	10500	9600	76800	0.34	25,935.67	900	7200	0.155	1,114.42	27,050.10		

Fuente: Propia. Elaborado con Excel

Capítulo 4. CONCLUSIONES

- Se diseñó un Sistema de verificación fotovoltaica para medir el rendimiento de 30 diferentes módulos fotovoltaicos, bajo las mismas condiciones reales a la intemperie, locales en Costa Rica, para comparar el rendimiento 10 distintas tecnologías y sus proveedores.
- Se analizó la Planta de verificación fotovoltaica del Centro Kortright en Canadá, para entender el funcionamiento, operación y mantenimiento de los equipos y componentes mediante observación y práctica en campo. Este análisis se incluye en el marco teórico como base para realizar el diseño eléctrico y propuesta de medición, adquisición y visualización de datos para la implementación de una Planta de verificación del rendimiento fotovoltaico.
- Se realizó un análisis de viabilidad económica del proyecto donde se obtuvo un retorno de inversión de 6,77 años con base en la generación energética de 10.5 MWh al año por la instalación fotovoltaica de 7.5 kW de potencia, para costo total del proyecto de 21680 US\$.

Capítulo 5. RECOMENDACIONES

- Realizar en el sitio de la locación del lote en Las Nubes un análisis de sombra y asegurar de manera experimental la total exposición de luz solar a los paneles fotovoltaicos. Para este proyecto se realizó un análisis de sombra de manera teórica basado en la altura de los árboles, por cuestiones de realizarse el proyecto en el extranjero y no en Costa Rica.
- Desarrollar una manera para la generación automática de los reportes mensuales, un *software* que tome los datos almacenados y que genere los reportes mensuales. En este proyecto se propone el desarrollo hasta la etapa número dos de adquisición de datos.
- Desarrollar un espacio específico en el sitio web de Las Nubes (lasnubes.org) para la publicación de los reportes mensuales con los resultados obtenidos en los monitores de los paneles. Además, que en esta página se encuentre información general de la Planta de verificación fotovoltaica, así como que se muestren los datos captados por la estación meteorológica de la planta.
- Se recomienda realizar cotizaciones directas a los distribuidores en Costa Rica, los precios indicados en este informe son basados en compras directas en Estados Unidos.
- Se recomienda efectuar un plan de mantenimiento para la implementación y operación de este proyecto.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- Amdurski, G. (2011). LCC SLD. *Project LCC SLD*. Vaughan, Ontario, Canada.
- Amdurski, G. (2011). *Projects PVPV*. Obtenido de LinkedIn: <https://ca.linkedin.com/pub/gil-amdurski/23/7ba/84b>
- Asociación Costarricense de Energía Solar. (2015). *Mapa radiación solar en Costa Rica*. Obtenido de ACESOLAR: <http://www.acesolar.org/mapa/>
- Canadian Solar. (s.f.). *Product*. Obtenido de Canadian Solar: http://www.canadiansolar.com/ca/product_pro_detail.aspx?id=41
- Código Eléctrico de Costa Rica. (2007). Apéndice B. (1era). Costa Rica.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010). Componentes de una Instalación Solar Fotovoltaica. En T. Díaz, & G. Carmona, *Instalaciones Solares Fotovoltaicas* (pág. 13). McGraw-Hill.
- Endecon Engineering. (2001). *A Guide to Photovoltaic (PV) System Design and Installation*. Obtenido de California Energy Commission: http://www.energy.ca.gov/reports/2001-09-04_500-01-020.PDF
- Enphase. (2015). *Enphase Microinverters*. Obtenido de Enphase: <http://enphase.com/microinverters/>
- Enphase Energy. (2015). Enphase M250.
- Folkecenter. (2012). *Folkecenter*. Obtenido de Folkecenter: <http://www.folkecenter.net/gb/rd/solar-energy/photovoltaics/>
- Folkecenter. (2015). *PV Test Station*. Obtenido de Nordic Folkecenter for Renewable Energy: <http://www.folkecenter.net/mediafiles/folkecenter/rd/solar/Panel-oversigt.pdf>
- Fronius. (2015). Obtenido de Fronius: http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-3A3447CA-65D85EFC/fronius_usa/hs.xsl/2714_1475.htm#.VSVbW1w9_dk
- Grupo del Banco Mundial. (2015). *Inflación, precios al consumidor (% anual)*. Obtenido de El Banco Mundial: <http://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG/countries/CR?display=graph>

- IEC Standards. (2010). IS/IEC: 61724: 1998 Photovoltaic System Performance Monitoring- Guidelines For Measurement, Data Exchange And Analysis. 12. New Delhi, India: BIS.
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2014). *Generación y Demanda Informe Anual*. ICE, Centro Nacional de Control de Energía.
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2014). *Índice de Cobertura Eléctrica*. ICE, San José.
- Instituto Costarricense de Electricidad. (24 de March de 2015). *Servicios Residenciales- Tarifas Actuales*. Obtenido de Grupo ICE: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d01c7f8040506cc3a277eed856dc9bf3/TARIFAS+ACTUALES+julio+2013.pdf?MOD=AJPERES>
- Instituto del Café de Costa Rica. (2015). *Reportes Climáticos Pérez Zeledón- Páramo*. Obtenido de Icafe: http://www.icafe.go.cr/icafe/clima/reportes_clima/PARAMO_PEREZZELEDON/reporte_perezzeledon_paramo.html
- International Renewable Energy Agency. (2009). *Renewable Energy Country Profile Costa Rica*. Estadístico.
- Kikusui. (s.f.). *Product*. Obtenido de Kikusui: <http://www.kikusui.co.jp/en/product/detail.php?ldFamily=0011>
- Kortright Center. (January de 2013). *Reports The Living City Campus*. Obtenido de The Living City Campus: pvpv.ca
- Las Nubes Project. (2013). *About us*. Obtenido de Las Nubes Project: lasnubes.org
- LGEP, P. (2014). *Outdoor Platform Goal*. Obtenido de Plateforme de Caractérisation Photovoltaïque en Extérieur: <http://plateformepv.lgep.supelec.fr/index.php?page=plateform-characterization>
- National Instruments Corporation. (2015). *Products I/O Modules*. Obtenido de National Instruments: <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/nid/13849>
- National Instruments Corporation. (2015). *Products I/O Modules*. Obtenido de National Instruments: <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/lang/en/nid/14874>

National Instruments Corporation. (2015). *Products NI cFP-2200*. Obtenido de National Instruments: <http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/nid/204807>

Permsantithum, P. (2012). *PV Test Station*. Obtenido de Nordic Folkecenter for Renewable Energy: <http://www.folkecenter.net/mediafiles/folkecenter/pdf/Solar-Panel-Panuwat.pdf>

PHOTON Laboratory. (January de 2015). *Latest Module Yield Measurement test results*. Obtenido de Photon.info: http://www.photon.info/photon_lab_modul_YM_results_en.photon?ActiveID=5281

Photon Laboratory. (2015). *Solar Module Yield Measurement "Germany"*. Obtenido de Photon.info: http://www.photon.info/photon_lab_modul_ertragsm_en.photon?ActiveID=1289

PVPlanner de SolarGIS. (2015). *Evaluación de Rendimiento de La Planta Fotovoltaica*. GeoModel Solar.

Ramírez, L. (22 de Mayo de 2015). *Usuarios de paneles solares podrán cobrar entre \$53.73 y \$59.7 por venta de cada kWh*. Obtenido de Amelia Rueda: <http://www.ameliarueda.com/nota/usuarios-paneles-solares-tarifa-venta-kwh-distribuidoras-electricas>

RECOPE. (2014). *Datos estadísticos anuales de importación y exportación*. Obtenido de Recope: <https://www.recope.go.cr/negocios/comercio-internacional/estadisticas-de-importacion-y-exportacion/>

Sanchez, H. (2015). Tabla de costos de Sistema de Monitoreo basado con Arduino.

Sanchez, H. (s.f.). *Lista de IEC Standards*.

Sanchez, J. (2011). Wire Sizing for Batteryless Grid-Tied PV System. *Home Power Magazine*, 142, 27.

Siemens. (s.f.). *Products*. Obtenido de Siemens: <http://w3.usa.siemens.com/powerdistribution/us/en/product-portfolio/power-monitoring/energy-management-products/power-quality-meter-9510-9610>

Sine. (s.f.). *Products*. Obtenido de Sine:
<http://sine.ni.com/nips/cds/view/p/nid/204807>

SMA Solar Technology. (2015). *SMA*. Obtenido de
<http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-UEN100810.pdf>

Solar Edge. (s.f.). *Products*. Obtenido de Solar Edge:
<http://www.solaredge.com/files/pdfs/products/inverters/se-single-phase-inverter-datasheet.pdf>

SolarEdge, S. P. (2014). *Products Inverters SE Single Phase*. Obtenido de Solar Edge:
<http://www.solaredge.com/files/pdfs/products/inverters/se-single-phase-inverter-datasheet.pdf>

SRML University of Oregon. (2015). *UO SRML Sun Chart Program*. Obtenido de
<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>

Sustainable Energy Initiative. (2012). *About us*. Obtenido de Sustainable Energy Initiative:
<http://sei.info.yorku.ca/about/>

Sustainable Technology Evaluation Program. (2012). *About The Living City Campus*. Obtenido de Photovoltaic Performance Verification Program:
pvpv.ca

Yokogawa Electric Corporation. (2015). *Products Power Analyzers*. Obtenido de Yokogawa:
<http://tmi.yokogawa.com/products/digital-power-analyzers/digital-power-analyzers/wt1800-high-performance-power-analyzer/>

Yokogawa. (s.f.). *Products*. Obtenido de Yokogawa:
<http://tmi.yokogawa.com/products/digital-power-analyzers/digital-power-analyzers/wt1800-high-performance-power-analyzer/>

Capítulo 7. APÉNDICE

7.1 Glosario

7.1.1 Definiciones

Amorfas: tipo de panel fotovoltaico cuando el silicio no se ha cristalizado.

Ampere (A): es la unidad de intensidad de corrientes eléctrica del Sistema Internacional de Unidades.

Anemómetro: es un aparato meteorológico que se usa para la predicción del clima y, específicamente, para medir la velocidad del viento.

Arduino: plataforma de código abierto para prototipos electrónicos, que permite la creación de objetos electrónicos interactivos.

Azimuth: ángulo del sol respecto al norte.

Curva IV: representa los valores de tensión y corriente, medido experimentalmente, de un típico panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de insolación y temperatura.

Corriente eléctrica: es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material.

Divisor de tensión: configuración de circuito eléctrico que reparte la tensión de una fuente entre una o más impedancias conectadas en serie.

Energía renovable o limpia: energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Equinoccio: momento del año en que el sol está situado en el plano del ecuador terrestre.

Interruptores de desconexión: aíslan el motor de la fuente de potencia.

Espectro solar: distribución de la energía que es irradiada por una fuente luminosa, viene ordenada por unos valores de longitud de onda.

Inversor: aparato que tiene la función de cambiar una tensión de entrada de corriente continua a una tensión simétrica de salida de corriente alterna.

Kilowatt-hora (kWh): es una unidad que equivale a la energía desarrollada por 1000 watts, es decir un kilowatt (kW) durante una hora.

Microinversor: dispositivo utilizado en la energía fotovoltaica que convierte la corriente directa generado por un único módulo solar a corriente alterna.

Módulo o panel fotovoltaico: panel formado por un conjunto de celdas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.

Monocristalino: tipo de panel fotovoltaico que se compone de secciones de un único cristal de silicio.

Optimizador de poder: optimiza la producción de energía mediante la realización de seguimiento del punto de máxima potencia de forma individual para cada panel fotovoltaico.

Piranómetro: es un instrumento meteorológico utilizado para medir de manera muy precisa la radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra.

Policristalino: tipo de panel fotovoltaico que está formado por pequeñas partículas cristalizadas.

Potencia nominal: es la potencia máxima que demanda una máquina o aparato en condiciones de uso normales.

Pruebas flash: es una prueba para medir el rendimiento de salida de una modulo fotovoltaico y es un procedimiento estándar de los fabricantes para asegurar la operabilidad de cada módulo.

Radiación difusa: la radiación total proveniente del domo celeste que cae sobre una superficie horizontal, menos el efecto de la radiación directa que incide sobre dicha superficie.

Radiación directa: se mide sobre una superficie orientada directamente hacia el sol, de tal manera que los rayos solares resultan perpendiculares a dicha superficie.

Radiación global horizontal: es la suma de la radiación directa horizontal y la radiación difusa horizontal.

Rendimiento energético: surge del cociente entre la energía útil o utilizada por un sistema y la energía total consumida.

Resistencia Shunt: utilizada para determinar la intensidad de corriente eléctrica que fluye a través de esta carga, mediante la medición de la diferencia de tensión a través de ella.

Smart Grid: es una red eléctrica moderna que utiliza información analógica o digital y tecnología de comunicación para reunir y actualizar información, para mejorar así la eficiencia, economía sostenible y confiabilidad.

Tensión eléctrica: es el salto de potencial eléctrico o la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito.

Termómetro: es un instrumento de medición de temperatura.

Volt (V): unidad derivada del Sistema Internacional para el potencial eléctrico, la fuerza electromotriz y la tensión eléctrica.

Watt (W): unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades.

7.1.2 Abreviaciones

AC: Corriente alterna.

AM: Air mass.

DAQ: Data Acquisition.

DC: Corriente directa.

GEC: Ground Electro de Conductor.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

IEC: International Electrotechnical Commission.

ISC: Corriente de Corto Circuito.

LID: Degradación inducida por la luz.

MPP: Punto máximo de energía.

MPPT: Maximum Power Point Tracker.

PAC: Controlador de automatización programable.

PVPV: Photovoltaic Performance Verification.

SEI: Sustainable Energy Initiative.

STC: Standart Test Conditions.

STEP: Sustainable Technology Evaluation Program.

TRCA: Toronto Region for Conservation Area.

VOC: Tensión de circuito abierto.

7.2 Equipos disponibles en The Living City Campus

- *Tipos de sistemas fotovoltaicos*

Single Axis Tracker (movimiento en un eje) y Pole Mounts (montaje en poste con un ángulo de 30 grados con respecto al horizonte). (Amdurski, LCC SLD, 2011)

El sistema consiste de 2 módulos de 190 Watts, cada uno conectado a un microinversor Enphase. El cable del Enphase a la caja de desconexión a la red es de #14 AWG. El modelo Enphase es #M200-32-240-502. (Amdurski, LCC SLD, 2011)

- *Caja de desconexión a la red*

Protección a la interperie NEMA 3R. Todo el cableado de la caja es de #10 AWG tipo subterráneo. (Amdurski, LCC SLD, 2011)

- *Cajas de Combinación*

-Midnite Solar MNPV3, ETL Canada listed. Caja de combinación fotovoltaica con dos portafusiles 1000VDC y dos fusiles 10 A 1000VDC de 30 A. (Amdurski, LCC SLD, 2011)

-SolarBos CS-04-15-4XP, C&A y ULC con protección a la intemperie NEMA 4X recubierto con dos portafusiles 1000VDC y dos fusiles de 10 A 1000VDC. (Amdurski, LCC SLD, 2011)

- *FRS: Inversor Fronius IG 2000*

Protección a la intemperie NEMA 3R, recubierto. La entrada de corriente máxima es de 13.6 A, 240 V, entrada de tensión máxima de 500 V. Corriente AC máxima nominal de 8.36 A, y salida nominal de 240 V. (ver Figura 7-1). (Amdurski, LCC SLD, 2011)



Figura 7-1 Fronius Inverter

Fuente: Fronius, 2015

- *CS: Inversor Canadian Solar 2000W*

Protección a la intemperie NEMA 3R, recubierto. Entrada máxima de tensión de 500V, corriente nominal DC de 18 A, salida nominal de 240 V. (Ver Figura 7-2). (Amdurski, LCC SLD, 2011)



Figura 7-2 Canadian Solar Inverter

Fuente: Canadian Solar, s.f

- *XAN: Xantrex GT5 5kW Innovator*
- *SE: Inversor Solar Edge SE 6000 6kW* (ver Figura 7-3).



Figura 7-3 Solar Edge Inverter

Fuente: Solar Edge, s.f

- *En: Microinversor Enphase*

Todo el cableado Enphase es #14 AWG. La Entrada máxima de tensión es de 80 V, corriente máxima de corto circuito DC de 7 A, corriente máxima de entrada de 5 A. Tensión nominal AC (rango) de 240/211V-254 V. Potencia máxima de salida de 200 W. (ver Figura 7-4). (Amdurski, LCC SLD, 2011)



Figura 7-4 Enphase Inverter

Fuente: Enphase, 2015

- *Double Pole Circuit Breaker*

Con protección a la intemperie NEMA 3R, recubierto con 2 pole circuit breakers, de 15 A. (Amdurski, LCC SLD, 2011)

- ION: Siemens ION Power Quality Meter (Ver Figura 7-5).

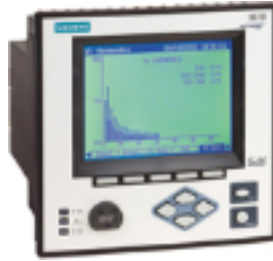


Figura 7-5 Siemens ION Power Quality Meter

Fuente: Siemens, s.f

- *M: Medidor de la empresa Power Stream*
- *Combination Breaker Panel:*

Con protección a la intemperie de NEMA 3R 220 A. Rated 120/240V. Single phase con potencia de 3W. (Amdurski, LCC SLD, 2011)

Adquisición de datos:

- *National Instruments cFP 2200 (Compact Field Point)*

Controlador de automatización programable (PAC) con 256 MB DRAM, 256MB almacenamiento, ejecuta LabVIEW en tiempo real, procesador de 400 MHz (ver Figura 7-6). (Amdurski, LCC SLD, 2011)



Figura 7-6 National Instruments cFP 2200

Fuente: Sine, s.f

- *National Instruments cFP AI 118*

Módulo de entrada analógica de tensión con 8 canales a una resolución de 16 bits, a una velocidad de muestreo de 10 kS/s (kilo Samples por segundo) con múltiples rangos de tensión. (Amdurski, LCC SLD, 2011).

- *National Instruments cFP AI 112*

Módulo de entrada de tensión analógica de 16 canales para Compact Field Point, para medida directa de señales en milivoltios y bajo tensión desde sensores y transductores (ver Figura 7-7). (Amdurski, LCC SLD, 2011).

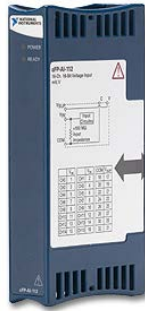


Figura 7-7 National Instruments cFP AI 112

Fuente: Sine, s.f

- *Yokogawa WT 18000 High Performance Power Analyzer*

Analizador digital de potencia (ver Figura 7-8).



Figura 7-8 Yokogawa WT 18000

Fuente: Yokogawa, s.f

- *National Instruments PXIe-1082*

Chasis PXI Express 3U de 8 ranuras, teclado y monitor portátil (ver Figura 7-9).
(Amdurski, LCC SLD, 2011)



Figura 7-9 National Instruments PXIe-1082

Fuente: Sine, s.f

- *KIKUSUI*

Sistema multifuncional de DC corriente directa (Ver Figura 7-10).

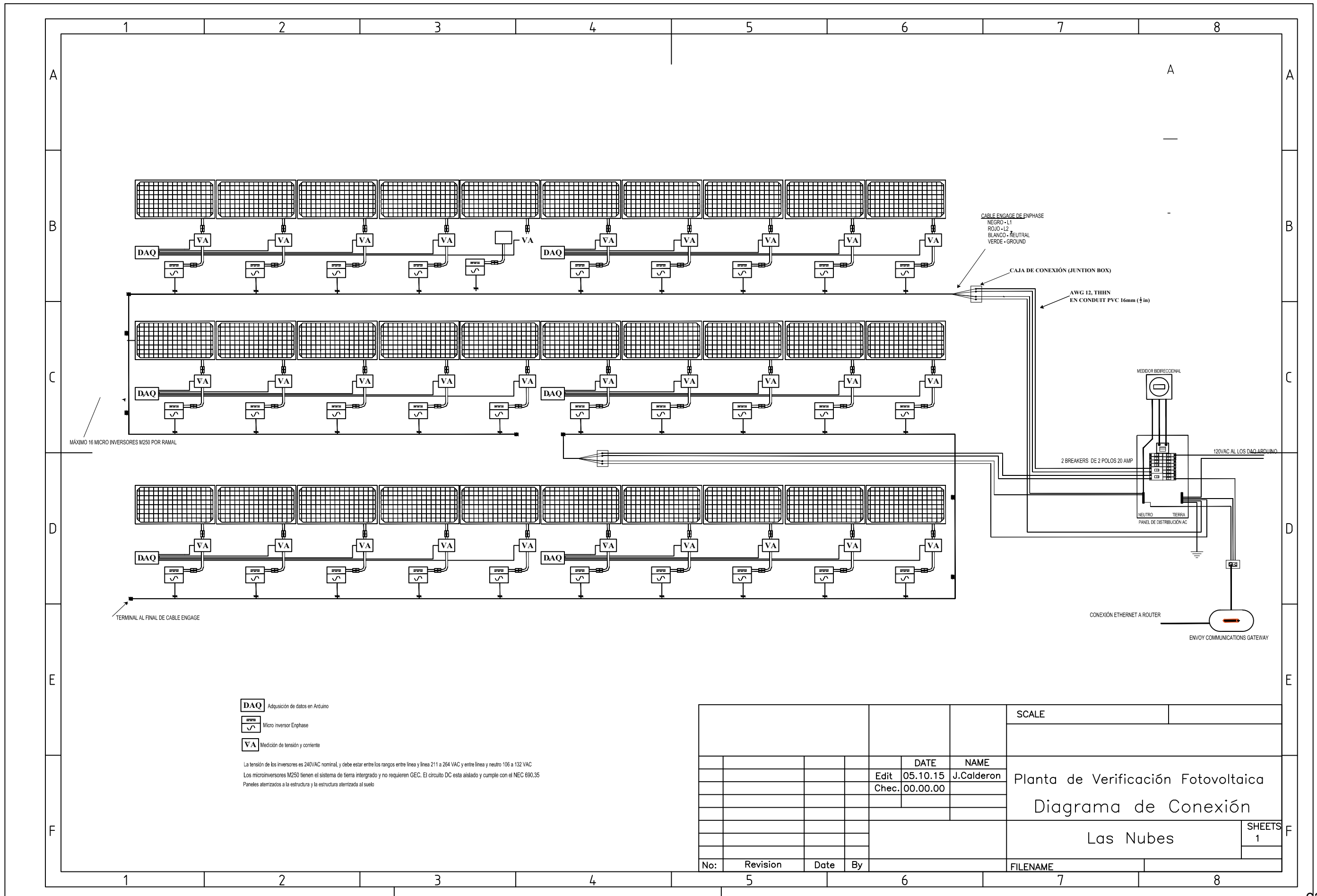


Figura 7-10 PLZ 664wa

Fuente: Kikusuri, s.f

- *Dell PowerEdge SC1435 Server*

7.3 Plano de alambado de conexión eléctrica



7.4 Equipo de National Instruments

Tabla 0-1 Precio de equipos de Adquisición de datos National Instruments del PVPV

Modelo	Descripción	Características	Partes que incluye el equipo	Precio Total (US\$)	Cantidad	Canales
cFP-2220	Controlador en tiempo real con 256 MB DRAM, 256 MB de almacenamiento	-Ejecuta LabVIEW Real-Time para registro de datos, análisis y control del proceso. -Procesador de 400 MHz, 56 MB DRAM. -Almacenamiento no-volátil de 256 MB, almacenamiento CompactFlash y USB desmontable. -Calidad industrial: 50 g de impacto, 5 g de vibración y rango de operación de -40 °C a 70 °C. -2 puertos de Ethernet 10/100BASE-T con servidores embebidos de Web y archivos con interfaz de usuario de panel remoto. -1 puerto serial RS485 y 3 RS232 para conexión a periféricos.	1 cFP-2220 LabVIEW Real-Time/Dual-Ethernet Controller 256 MB DRAM 1: cFP-BP-8 8-Slot Backplane 1: NI PS-15 Power Supply, 24 VDC, 5 A, 100-120/200-240 VAC Input 1 Compact Flash, 4 GB, Industrially Rated 1 S8 Serial Cable, 10Pos Modular Plug to DB-9, 3 m (non isolated) 1 Blank Slot Cover for Compact FieldPoint 1 NI 9978 4-pos tin power supply plugs (cant. 5)	4,585	1	-
cFP-AI-118	Módulo de entrada analógica de voltaje con 8 canales	-8 entradas diferenciales. -Resolución de 16 bits. -Rechazo de ruido de 50/60 Hz. -Aislamiento entre canales de 750 Vrms y aislamiento de canales al plano trasero de 2,300 Vrms. - Operación HotPnP (plug-and-play) -Rango de operación de -40 a 70 °C, y rangos de entrada de voltaje: 0 a 1, 0 a 5, 0 a 10, 0 a 15, ±1, ±5, ±10 y ±15.	1: cFP-AI-118 8 ch, 16-Bit Analog Input, Channel-Channel Isolation 1: cFP-2120 LabVIEW Real-Time/Ethernet Network Controller 1: cFP-BP-4 4-Slot Backplane 1: ccFP-CB-1 Connector Block	5,860	2	16
CFP-AI-112	Módulo de entrada de voltaje analógica de 16 Canales	-Resolución de 16 bits. -Rechazo de ruido de 50/60 Hz. -Rango de entrada y filtro configurable por software por canal. -Rango de operación de -40 a 70 °C.	1: cFP-AI-112 16 ch, 16-Bit Analog Input Module (V) 1: cFP-2120 LabVIEW Real-Time/Ethernet Network Controller	5,320	5	80

para Compact	-Operación HotPnP (plug-and-play).	1: cFP-BP-4 4-Slot Backplane
Field Point	-Mide señales de 60 mV a 10 V -- unipolares y bipolares -16 entradas de voltaje.	1:cFP-CB-1 Connector Block

Total

15765

Capítulo 8. ANEXOS

8.1 Reportes PVPV, 2012



January 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561,-79.588013)

Reporting Period: January 1st to January 31st, 2012

Ambient Temperature High: 8.8 °C

Ambient Temperature Low: - 18.9 °C

Ave. Ambient Temperature - 2.6 °C

Ave. Wind Speed: 1.96 m/s

Peak Gust: 16.7 m/s

Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m²: 1.25/day

Peak Global Horizontal Irradiance: 687.7 W / m²

Peak Plane of the Array (30 °) irradiance: 1209.58 W / m²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer's Rated PMax (W)	Independently Tested PMax (W)	January yield (kWh)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	13.29	13.29	54.24
Heliene Inc.	HEE300 M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	16.53	16.53	54.20
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	13.51	13.51	54.04
Silfab Ontario Inc.	SLA250M 3A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	13.61	13.61	54.45
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	14.17	14.17	55.57

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations.

TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

*This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





February 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
{43.832561,-79.588013}

Reporting Period: February 1st to February 29th, 2012

Ambient Temperature High: 9.8 °C
 Ambient Temperature Low: - 14.8 °C
 Ave. Ambient Temperature - 1.4 °C
 Ave. Wind Speed: 1.74 m/s
 Peak Gust: 17.6 m/s
 Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m²: 2.13/day
 Peak Global Horizontal Irradiance: 865.63 W / m²
 Peak Plane of the Array (30 °) irradiance: 1387.99 W / m²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	February yield (kWh)	kWh per kW rated (Feb)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to Feb 29)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	18.09	73.84	31.39	128.11
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	22.10	72.46	38.63	126.67
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	18.45	73.79	31.96	127.83
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	18.35	73.40	31.96	127.84
Solgate Inc.**	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	18.73	73.44**	32.90	129.01**

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** Solgate data for the period Feb 6-16 was calculated by a yield factor derived from 3 reference modules and a Solgate test module. The temperature coefficients for power of these model types are -0.46 %/K and -0.466%/K respectively.

***This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





March 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
{43.832561,-79.588013}

Reporting Period: March 1st to March 31st, 2012

Ambient Temperature High: **28.2°C**
 Ambient Temperature Low: **-16.0°C**
 Ave. Ambient Temperature: **6.1°C**
 Ave. Wind Speed: **1.91 m/s**
 Peak Gust: **19.08 m/s**
 Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m²: **3.73/day**
 Peak Global Horizontal Irradiance: **1093.88 W / m²**
 Peak Plane of the Array (30 °) irradiance: **1504.92 W / m²**

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	March yield (kWh)	kWh per kW rated (March)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to Mar 31)
Eclisall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	30.42	124.15	61.80	252.26
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	36.65	120.16	75.28	246.83
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	30.53	122.12	62.49	249.94
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	30.85	123.40	62.81	251.24
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	31.54	123.70	64.44	252.72

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





April 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
{43.832561,-79.588013}

Reporting Period: April 1st to April 30th, 2012

Ambient Temperature High: 25.6°C
 Ambient Temperature Low: -5.5°C
 Ave. Ambient Temperature: 6.5°C
 Ave. Wind Speed: 2.00 m/s
 Peak Gust: 18.60 m/s
 Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m²: 4.90/day
 Peak Global Horizontal Irradiance: 1426.69 W / m²
 Peak Plane of the Array (30 °) irradiance: 1737.63 W / m²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	April yield (kWh)	kWh per kW rated (April)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to April 30)
Eclisall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	34.68	141.53	96.48	393.80
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	41.60	136.38	116.88	383.21
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	34.70	138.78	97.18	388.72
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	34.99	139.97	97.80	391.21
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	35.46	139.08	99.91	391.79

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





May 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
{43.832561,-79.588013}

Reporting Period: May 1st to May 31st, 2012

Ambient Temperature High: 32.2°C
 Ambient Temperature Low: 0.4°C
 Ave. Ambient Temperature: 15.7°C
 Ave. Wind Speed: 1.32 m/s
 Peak Gust: 13.94 m/s
 Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m²: 6.45/day
 Peak Global Horizontal Irradiance: 1413.07 W / m²
 Peak Plane of the Array (30 °) irradiance: 1659.67 W / m²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	May yield (kWh)	kWh per kW rated (May)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to May 31)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	39.70	162.02	136.18	555.82
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	47.82	156.79	164.70	540.00
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	39.89	159.54	137.07	548.27
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	40.23	160.91	138.03	552.12
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	41.19	161.52	141.10	553.32

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





June 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561, -79.588013)

Reporting Period: June 1st to June 30th, 2012

Ambient Temperature High:	33.6°C
Ambient Temperature Low:	7.3°C
Ave. Ambient Temperature	19.4°C
Ave. Wind Speed:	1.44 m/s
Peak Gust:	15.54 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	6.62/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	1457 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1711 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	June yield (kWh)	kWh per kW rated (June)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to June 30)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	37.16	151.66	173.33	707.47
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	44.69	146.51	209.39	686.51
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	37.20	148.79	174.27	697.06
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	37.47	149.88	175.50	702.00
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	38.38	150.51	179.48	703.83

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





July 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561, -79.588013)

Reporting Period: June 1st to June 30th, 2012

Ambient Temperature High:	35.2°C
Ambient Temperature Low:	9.9°C
Ave. Ambient Temperature	22.9°C
Ave. Wind Speed:	1.08 m/s
Peak Gust:	12 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	6.58/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	1332 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1626 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	July yield (kWh)	kWh per kW rated (July)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to July 31)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	38.13	155.64	211.46	863.11
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	45.90	150.49	255.29	837.01
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	38.23	152.93	212.5	849.99
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	38.48	153.92	213.98	855.92
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	39.47	154.78	218.94	858.61

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





August 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561, -79.588013)

Reporting Period: August 1st to August 31st, 2012

Ambient Temperature High:	31.8°C
Ambient Temperature Low:	6.8°C
Ave. Ambient Temperature	19.9°C
Ave. Wind Speed:	1.01 m/s
Peak Gust:	12 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	5.49/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	1302 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1606 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	August yield (kWh)	kWh per kW rated (August)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to July 31)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	37.30	152.25	248.76	1015.36
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	44.84	147.02	300.13	984.03
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	37.39	149.58	249.89	999.57
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	37.59	150.38	251.57	1006.30
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	38.49	150.95	257.44	1009.55

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





September 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561, -79.588013)

Reporting Period: September 1st to September 30th, 2012

Ambient Temperature High:	29.7°C
Ambient Temperature Low:	0.1°C
Ave. Ambient Temperature	14.9°C
Ave. Wind Speed:	1.06 m/s
Peak Gust:	12.62 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	3.89/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	1126 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1578 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	Sept. yield (kWh)	kWh per kW rated (Sept.)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to Sept 31)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	31.33	127.89	280.1	1143.26
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	37.71	123.62	337.83	1107.65
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	31.43	125.72	281.32	1125.29
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	31.59	126.34	283.16	1132.67
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	32.35	126.86	289.79	1136.42

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





October 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561, -79.588013)

Reporting Period: October 1st to October 31st, 2012

Ambient Temperature High:	23.2°C
Ambient Temperature Low:	-5.0°C
Avg. Ambient Temperature	9.3°C
Avg. Wind Speed:	1.58 m/s
Peak Gust:	18.71 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	2.23/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	998 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1301 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	Oct. yield (kWh)	kWh per kW rated (Oct.)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to Oct. 31)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	17.62	71.90	297.71	1215.16
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	21.12	69.25	358.95	1176.90
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	17.68	70.71	299.00	1196.00
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	17.80	71.21	300.96	1203.85
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	18.25	71.58	308.04	1208.00

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





November 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561, -79.588013)

Reporting Period: November 1st to November 30th, 2012

Ambient Temperature High:	19.7C
Ambient Temperature Low:	-7.0°C
Ave. Ambient Temperature	2.3°C
Ave. Wind Speed:	1.21 m/s
Peak Gust:	14.59 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	1.84/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	869 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1232 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	Nov. yield (kWh)	kWh per kW rated (Nov.)	yield to date (kWh)	kWh per kW rated (Jan 1 to Nov 30)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	15.17	61.90	312.88	1277.06
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	18.27	59.92	377.23	1236.81
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	15.33	61.33	314.33	1257.33
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	15.47	61.86	316.43	1265.71
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	15.90	62.35	323.94	1270.35

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca





December 2012 Report

Testing conducted to IEC 61724 at the Kortright PVPV test facility in Woodbridge, ON.
(43.832561,-79.588013)

Reporting Period: December 1st to December 31st, 2012

Ambient Temperature High:	15.5°C
Ambient Temperature Low:	-10.7°C
Ave. Ambient Temperature	-0.6°C
Ave. Wind Speed:	1.45 m/s
Peak Gust:	15.32 m/s
Horizontal Irradiance Sun Hours @ 1000 W/m ² :	1.13/day
Peak Global Horizontal Irradiance:	604 W / m ²
Peak Plane of the Array (30 °) irradiance:	1139 W / m ²

Manufacturer	Model	Cell Type	# of cells	Start date	Manufacturer Rated PMax (W)	Independent PMax (W)	Dec. yield (kWh)	kWh per kW rated (Dec.)	yield to date (kWh)	kWh/kW rated (Jan. 1 to Dec. 31)
Eclipsall Energy Corp.	NRG 60	Mono	60	Jan 01/12	245	240.9	7.91	32.27	320.79	1309.33
Heliene Inc.	HEE300M	Mono	72	Jan 01/12	305	287.9	9.69	31.75	386.91	1268.57
OSM Solar Corp.	OS-S250NA3	Mono	60	Jan 01/12	250	243.0	7.97	31.88	322.30	1289.21
Silfab Ontario Inc.	SLA250M3 A	Mono	60	Jan 01/12	250	242.4	8.02	32.07	324.44	1297.78
Solgate Inc.	SG 255M	Mono	60	Jan 01/12	255	239.5	8.23	32.27	332.17	1302.62

Energy Yield Data can only be properly assessed with a full year's worth of data. This report offers preliminary data only and is not intended in anyway, to serve as a modeling input or energy yield prediction for existing or proposed PV installations. TRCA will not be held liable for decisions made by system designers or installers; and does not recommend information contained in this report to be used exclusively for the design of any PV system.

* All module data shown is based on average values of three modules under test.

** This test report is property of TRCA and may not be reproduced without the express written consent of the TRCA.



www.pvpv.ca



(Kortright Center, 2013)

8.2 Reportes PHOTON Lab Outdoor Module Testing, noviembre 2014

science & technology | modules | test

PHOTON Lab's outdoor module tests: Results of November 2014 yield measurements

Manufacturer	Model	Cell type	Origin	Production dates*	Installed in	STC power (W)	2013 rank	Performance ratio (%) 2013	Performance ratio (%) November 2014	Performance ratio (%) Jan. - Nov. 2014	Yield (kWh/kW) November 2014	Yield (kWh/kW) Jan. - Nov. 2014
Aleo Solar	Aleo S_18 225	Multi	DE, ES	2005	4/2010	230.5	38	91.3	93.4	90.2	47.6	1105.2
Alex Solar	ALM-190D-24	Mono	CN	2009	7/2011	187.8	—	—	92.2	88.4	46.9	1083.4
Amerisolar, Worldwide Energy & Manufacturing	AS-5M (190)	Mono	—	—	1/2012	195.0	92	89.9	95.5	90.4	48.6	1106.9
Apollo Solar Energy	AS-6P30-230W	Multi	—	—	1/2012	236.8	81	90.2	95.7	90.5	48.8	1108.7
Apollo Solar Energy	ASEC-23566M	Multi	TW	2011	1/2012	236.0	—	—	97.5	91.3	49.8	1118.0
ASE (now with Schott Solar)	ASE-300-DG-FT (300 W)	Ribbon	US	1997-2006	2007	308.1	—	—	84.9	81.3	43.3	995.6
Axitec	AC-236P/156-60S	Multi	DE	Through 2011	2/2011	232.9	59	90.7	96.9	90.0	49.3	1103.0
Axitec	AC-250M/156-60S	Mono	CN, EU	—	1/2012	248.9	111	89.3	94.9	89.7	48.4	1098.5
Bisol	BMU-215-2/221	Multi	SI	2007	2/2010	229.1	108	89.4	93.9	88.2	47.8	1080.5
Bisol	BMU-215-2/233	Multi	SI	2009	2/2011	234.2	88	90.0	92.9	89.1	47.3	1091.0
Bosch Solar Energy	Bosch c-Si M 60 230	Mono	DE	2009-2010	2/2011	233.2	67	90.5	96.0	89.7	48.9	1099.3
BP Solar International	BP 3220 T	Multi	CN	Through 2011	7/2011	232.5	91	90.8	92.5	88.5	47.1	1084.1
BP Solar International	BP 3280 T	Multi	—	Through 2011	5/2011	287.4	76	90.3	93.3	89.9	47.5	1101.8
BP Solar International	BP 7185 S	Mono	ES, IN	2005	185.1	147	81.1	80.8	78.8	41.2	965.1	
BYD	BYD 240P6-30	Multi	CN	—	9/2012	243.6	82	90.1	97.1	90.9	49.4	1113.4
Calrays	CPM 250-A-96	Mono	—	—	7/2011	244.0	126	87.5	89.9	86.5	45.8	1059.2
Canadian Solar	CS6A-170P	Multi	CN	2007 (purchased)	2007	174.4	142	83.3	87.8	83.2	44.7	1019.7
CEEG Solar Science & Technology	SST 265-72P	Multi	CN	2005	2/2011	281.0	89	90.0	93.7	89.2	47.7	1093.0
CH Solar	CH Solar 180 mono	Mono	CN	Through 2010	4/2010	184.4	40	91.2	95.5	91.0	48.8	1114.6
Chaori Solar Energy	CRM240S156P-60	Multi	—	—	5/2012	241.0	55	90.7	96.0	90.6	48.9	1109.8
Chaori Solar Energy	CRM245S156M-60	Mono	—	—	5/2012	246.3	60	90.7	97.7	91.6	49.8	1122.0
China Sunergy	CSUN240-60P	Multi	CN	—	1/2012	243.7	119	88.9	93.1	88.7	47.4	1086.9
China Sunergy	CSUN250-60M	Mono	CN	—	1/2012	248.4	68	90.5	95.3	90.5	48.6	1108.7
China Sunergy	CSUN260-60M	Mono	CN	—	1/2012	254.0	61	90.7	95.5	90.9	48.7	1113.4
Chint Solar / Astronergy	CHSM 5612M (185)	Mono	—	—	1/2012	187.4	—	—	97.4	91.6	49.6	1122.4
Chint Solar / Astronergy	CHSM 6610P (230)	Multi	—	—	1/2012	234.2	72	90.4	92.8	89.6	47.2	1097.9
CNPV Solar Power	CNPV-185M	Mono	CN	2006	3/2010	193.8	78	90.3	91.3	88.8	46.5	1087.4
CNPV Solar Power	CNPV-190M	Mono	CN	2006	7/2011	197.4	95	89.8	90.3	88.0	46.0	1078.7
CNPV Solar Power	CNPV-220P	Multi	CN	2006	7/2011	224.2	28	91.8	96.7	90.9	49.3	1113.2
CNPV Solar Power	CNPV-240M	Mono	CN	2006	7/2011	249.7	122	88.3	91.0	87.1	46.4	1067.0
CNPV Solar Power	CNPV-240P	Multi	CN	2006	7/2011	243.1	—	—	94.1	89.7	47.9	1098.6
Conergy	Conergy PowerPlus 220P	Multi	DE	2009	3/2010	224.2	87	90.0	94.3	89.1	48.0	1091.7
Conergy	Conergy PowerPlus 235P	Multi	DE	—	1/2012	240.0	—	—	94.8	89.7	48.3	1099.0
CSG PV Tech	CSG180S1-35/36	Mono	CN	2008	6/2010	184.1	19	92.1	92.7	90.7	47.2	1111.0
CSG PV Tech	CSG230M2-30	Multi	CN	2008	6/2010	228.3	32	91.5	94.4	90.5	48.1	1108.2
CSG PV Tech	CSG240M2	Multi	—	—	1/2013	242.8	7	93.1	97.1	92.2	49.5	1129.5
CSG PV Tech	CSG250S2	Mono	—	—	1/2013	250.1	10	93.0	97.2	92.2	49.5	1129.1
Daqo New Energy	DQ235PSCa	Multi	CN	—	1/2012	238.0	—	—	94.0	90.4	47.9	1107.5
Day4 Energy	Day4 48MC 185	Multi	CA	2006	2/2011	186.5	136	86.1	92.4	87.0	47.0	1065.6
Eging Photovoltaic Technology	EGM-185	Mono	CN	2010	2/2011	188.4	105	89.5	93.0	88.9	47.4	1086.6
Emmvee Photovoltaics	ES-230P60	Multi	IN	2008-2011	3/2010	234.0	134	86.6	87.0	82.8	44.3	1014.2
Eoply New Energy Technology	EP125M/72-190W	Mono	CN	—	1/2013	187.3	45	91.0	95.4	91.0	48.6	1115.4
Eoply New Energy Technology	EP156P/60-235W	Multi	CN	—	1/2013	237.8	71	90.4	95.0	89.8	48.4	1099.6
ET Solar Industry	ET-M660250VW	Mono	CN	—	12/2012	248.9	3	93.4	97.4	93.1	49.6	1140.4
ET Solar Industry	ET-P660240	Multi	CN	—	7/2011	236.1	16	92.2	97.2	91.8	49.5	1124.4
Evergreen Solar	ES-180-RL	Ribbon	DE	2006-2008	2007	185.4	150	76.6	76.9	73.6	39.2	902.3
Evergreen Solar	ES-A-210-fc2	Ribbon	US	2008	3/2011	210.0	129	87.2	91.2	85.8	46.5	1051.3
Evergreen Solar	ES-E-210-fc3	Ribbon	US	—	2/2011	211.2	—	—	89.8	85.5	45.8	1047.2
Fluitek	FTS-220 P	Multi	PT	—	11/2011	231.8	—	—	95.9	91.7	48.8	1122.9
Frankfurt Solar	FS215W-POLY	Multi	CN	—	2009	221.3	110	89.4	93.2	88.8	47.5	1088.0
Galaxy Energy	GS260n-96	Mono	DE	—	2/2011	252.9	77	90.3	94.2	90.0	48.0	1102.0
Hanwha Q Cells	Q.PRO-G2 235	Multi	PL	—	11/2012	236.9	4	93.3	100.2	93.4	51.1	1144.2
Hanwha SolarOne	SF160 M5-24 (175 W)	Mono	CN	—	2007	174.6	141	83.7	85.0	82.2	43.3	1006.8
Hanwha SolarOne	SF160-24-1M175 (Israel)	Mono	CN	—	2/2010	183.0	—	—	90.0	86.4	45.8	1058.1
Hareon Solar Technology	HR-230P-18/Bb	Multi	—	—	7/2011	230.6	20	92.1	97.9	92.2	49.9	1130.1
Helios Technology	H3A230P	Multi	EU	—	1/2012	232.2	—	—	94.2	89.7	48.0	1099.1
Hengdian Group DMEGC	DM190-M125-72	Mono	CN	—	4/2012	196.6	—	—	95.6	90.5	48.7	1108.3
Himin Clean Energy	HG-190S/Ba	Mono	—	—	1/2012	194.5	—	—	96.9	91.8	49.3	1124.3
Huanghe Photovoltaic Technology	HH190J36JM	Mono	CN	—	1/2012	190.9	47	90.9	97.0	91.5	49.4	1121.4
Huanghe Photovoltaic Technology	HH230J30P	Multi	CN	—	1/2012	231.7	—	—	99.3	93.4	50.6	1144.3

PHOTON Lab's outdoor module tests: Results of November 2014 yield measurements

Manufacturer	Model	Cell type	Origin	Production dates*	Installed in	STC power (W)	2013 rank	Performance ratio (%) 2013	Performance ratio (%) November 2014	Performance ratio (%) Jan. - Nov. 2014	Yield (kWh/kW) November 2014	Yield (kWh/kW) Jan. - Nov. 2014	
IBC Solar	IBC MonoSol 240 TT	Mono	DE	Through 2011	2/2011	246.0	96	89.8	94.1	89.0	47.9	1090.2	
Isofoton	I-110/24	Mono	ES	Through 2005	2006	102.5*	146	81.3	80.5	80.7	41.0	988.5	
	IS-170/24	Mono	ES	2007	2009	172.8	144	82.9	84.9	82.0	43.2	1004.7	
	ISF-255	Mono	ES	2012	4/2012	255.0	124	87.9	91.7	87.7	46.7	1075.0	
ITS Innotech Solar	EcoPlus ITS220ECU5	Multi	SE	2011	1/2012	242.7	—	—	95.2	91.1	48.5	1116.2	
JA Solar Technology	JAM6-60-250/SI	Mono	—	—	1/2013	253.1	17	92.1	94.3	91.1	48.0	1116.1	
	JAP6 60-240/3BB	Multi	—	—	1/2013	242.1	—	—	95.2	91.7	48.5	1123.9	
JCS Solar	JCSM290M-72	Mono	—	—	1/2012	296.9	54	90.8	98.8	91.4	50.3	1119.5	
Jetion Solar	JT230(30)P1655x992	Mono	CN	2005	2/2011	232.4	73	90.4	94.5	89.9	48.2	1101.9	
Jinko Solar	JKM190M-72	Mono	—	—	2010	7/2011	191.1	13	92.6	96.9	92.0	49.4	1127.6
	JKM235P-60	Multi	—	—	1/2012	231.4	70	90.5	97.2	89.7	49.5	1099.4	
	JKM255PP-60	Multi	—	Since 3/2013	1/2014	254.4	—	—	97.8	91.0	49.9	1114.9	
	JKM275P-72	Multi	—	—	4/2012	275.5	14	92.6	99.2	92.7	50.6	1136.2	
Kenmec Mechanical Engineering	TKSA-23001	Multi	TW	—	7/2011	235.0	99	89.6	92.8	89.8	47.3	1100.4	
Kinmac Solar	KSS-6P6A-230	Multi	TW	2010	2/2011	234.1	28	91.7	97.4	91.4	49.6	1120.1	
Kioto Photovoltaics	KPV 210 PE	Multi	AT	2008-2010	2009	206.6	84	90.1	96.7	90.4	49.2	1107.9	
Kyocera	KC170GT-2	Multi	JP	Through 2006	2006	178.4*	145	82.8	86.3	82.5	43.9	1010.6	
	KD210GH-2PU	Multi	EU	2009	2/2011	212.1	123	88.2	91.3	87.3	46.5	1070.1	
Lightway Green New Energy	LW235(29)P1650x990	Multi	CN	—	4/2012	235.7	42	91.1	95.4	91.2	48.6	1117.5	
Lilie Energie	Lilie SPL 185	Mono	—	—	2/2011	185.3	103	89.5	94.7	89.2	48.3	1092.4	
	Lilie SPL 185-I	Mono	—	—	2/2011	187.1	115	89.0	94.7	88.8	48.2	1087.4	
Linsun Renewable Energy (LSP)	SK60P6225	Multi	—	—	7/2011	228.3	23	92.0	93.7	90.3	47.7	1106.8	
Linuo Group	LN180(35)M-185	Mono	—	2003	7/2011	191.8	—	—	95.3	90.8	48.5	1112.3	
	LN240(30)P-225	Multi	—	2003	7/2011	236.5	48	90.9	94.1	89.7	47.9	1098.4	
	LN240(30)P-3-240	Multi	—	—	1/2013	239.5	25	91.9	96.4	91.4	49.1	1119.3	
Luxor Solar	LX-250M/156-60+	Mono	—	—	1/2013	247.5	69	90.5	96.4	90.5	49.1	1108.7	
Mage Solar	Mage Powertec Plus 225/6PJ	Multi	CN	Through 2011	2009	232.0	101	89.6	92.0	89.2	46.9	1092.9	
	Mage Powertec Plus 230/6PH-US	Multi	US	—	7/2011	231.8	58	90.7	95.8	90.4	48.8	1108.0	
	Mage Powertec Plus 230/6PO	Multi	CN	—	1/2012	229.9	94	89.9	96.0	90.1	48.9	1104.3	
MPrime Solar Solutions	M 235P	Multi	PT	—	1/2012	240.7	—	—	97.4	90.8	49.6	1112.8	
NESL Solartech	DJ-235P	Multi	CN	—	5/2012	237.7	39	91.2	96.7	91.2	49.3	1117.6	
NexPower Technology	NT-125AX	µc-Si / a-Si	TW	2009-2010	11/2010	125.4	57	90.7	86.1	89.4	43.9	1095.5	
Ningbo Solar Electric Power	Sun Earth TDB125x125-72-P 180W	Mono	CN	—	2/2011	161.6	112	89.2	94.4	88.9	48.1	1088.9	
	Sun Earth TDB125x125-72-P 180W	Mono	CN	Through 2010	2/2011	179.2	43	91.1	88.3	90.4	45.0	1107.4	
Perfectenergy	PEM-180/185-72M-SCC	Mono	CN	2008	6/2010	191.3	121	88.5	91.2	88.0	46.5	1078.2	
Phono Solar	PS180M-24/F	Mono	CN	—	5/2012	192.0	24	92.0	97.0	92.2	49.4	1129.7	
	PS230P-20/U	Multi	CN	—	5/2012	235.8	41	91.1	96.3	91.0	49.0	1115.2	
Photowatt International	PW 1650-175W	Multi	FR	2005 (purchased)	2006	171.4*	148	80.6	85.3	78.6	43.5	963.5	
PV Power Technologies	PVQ3 220	Multi	IN	2008	2009	223.6	117	89.0	95.1	90.0	48.5	1103.0	
Qixin Solar Electrical Appliance	SL230CE-30P	Multi	—	—	4/2012	239.6	—	—	95.9	91.0	48.9	1115.2	
	SL250CE-48M	Mono	—	—	4/2012	255.9	56	90.7	96.1	91.3	49.0	1118.4	
RealForce Power	RF-240P80	Multi	CN	—	1/2013	241.9	11	92.8	95.9	91.9	48.9	1125.5	
REC	Premium 210	Multi	SE	Through 2008	2/2011	212.2	18	92.1	95.2	90.5	48.5	1109.2	
	REC230AE	Multi	SE	2007-2010	2/2010	228.6	31	91.6	93.7	89.2	47.7	1093.0	
	REC230PE	Multi	SG	2010	2/2011	237.6	53	90.8	94.1	89.8	48.0	1099.9	
	REC245PE	Multi	SG	—	1/2013	242.4	64	90.6	95.2	90.4	48.5	1107.7	
Renesola	JC245M-24/bb	Multi	—	—	10/2012	247.7	30	91.7	99.0	91.7	50.4	1123.9	
	JC245M-24/bbv	quasi-mono	—	—	10/2012	246.6	8	93.1	100.3	93.5	51.1	1145.6	
	JC250S-24/Bb	Mono	—	—	6/2012	246.5	—	—	97.4	92.0	49.6	1126.9	
Risen Energy	SYP185S-M	Mono	CN	—	7/2011	191.7	—	—	92.7	89.4	47.2	1094.7	
	SYP190S-M	Mono	CN	—	10/2012	188.9	2	93.8	99.5	94.5	50.7	1157.9	
	SYP250M	Mono	CN	—	7/2012	243.7	6	93.1	98.4	93.2	50.1	1141.9	
Runda PV	RS230P-60	Multi	CN	—	1/2012	237.8	33	91.5	97.9	92.1	49.9	1128.2	
Scheuten Solar Systems	Multisol P6-60	Multi	DE	—	6/2011	238.1	128	87.4	90.0	87.1	45.9	1067.4	
Schott Solar	SCHOTT POLY TM 220	Multi	CZ	2008-2009	2/2011	224.7	125	87.5	92.6	86.4	47.1	1059.0	

PHOTON Lab's outdoor module tests: Results of November 2014 yield measurements

Manufacturer	Model	Cell type	Origin	Production dates ¹⁾	Installed in	STC power (W)	2013 rank	Performance ratio (%) 2013	Performance ratio (%) November 2014	Performance ratio (%) Jan. - Nov. 2014	Yield (kWh/kW) November 2014	Yield (kWh/kW) Jan. - Nov. 2014
S-Energy	SM-220PAB	Multi	KR	—	2009	224,4	50	90,9	95,0	89,9	48,4	1101,4
Seraphim Solar System	SRP-220-5PB	Multi	CN	—	10/2011	226,1	12	92,8	96,0	92,5	48,9	1132,9
Sharp	NT-R5E3E	Mono	JP	2003	2005	187,9 ²⁾	149	79,8	84,0	79,4	42,8	972,9
	NU-185E1	Mono	GB	2005	3/2011	186,1	127	87,4	93,0	86,8	47,4	1063,4
Shell Solar (now with Solarworld)	Shell SQ 150-C	Mono	PT	Through 2005	2006	155,8 ²⁾	130	87,0	91,2	86,7	46,5	1062,4
Shinsung	SS-BM260C	Mono	KR	—	4/2012	258,8	120	88,9	95,3	89,2	48,5	1093,2
Sihiken	SLK60PBL 230Wp	Multi	ES	—	2009	229,7	15	92,4	91,2	89,1	46,5	1091,5
Solar Modules Nederland	TC245-MO	Mono	NL	2010-2011	2/2011	246,7	34	91,4	95,4	90,4	48,6	1107,0
Solarbest Energy-Tech	ZSB M190	Mono	CN	—	12/2011	186,1	102	89,5	92,8	89,0	47,3	1091,0
Solar-Fabrik	Premium L poly (225)	Multi	DE	—	2/2011	223,6	49	90,9	93,9	90,2	47,9	1105,5
	SF 130/4-130	Mono	DE	2008-2010	3/2010	130,7	138	85,4	85,2	83,2	43,4	1019,9
	SF 145A	Ribbon	DE	2003-2004	2005	145,8 ²⁾	140	84,2	84,6	83,3	43,1	1020,9
Solargate	SG-2350	Multi	TW	—	1/2012	246,3	100	89,6	95,8	90,0	48,8	1102,1
Solaria Energia	SP2G225	Multi	ES	2010	5/2011	232,7	97	89,7	95,2	89,6	48,5	1098,3
Solarwatt	M220-60 GET AK (230)	Mono	DE	2005	2/2011	231,5	65	90,8	96,7	90,0	49,3	1102,3
SolarWorld	Sunmodule Plus SW 210 poly	Multi	DE	2004	2006	212,2 ²⁾	132	86,8	90,5	86,8	46,1	1062,8
	Sunmodule Plus SW 225 mono	Mono	US	2009	3/2010	233,4	37	91,3	95,6	90,8	48,7	1112,4
	Sunmodule Plus SW 225 poly	Multi	DE	2004-2011	2/2011	228,6	75	90,3	95,4	90,6	48,6	1110,4
	Sunmodule Plus SW 245 poly	Multi	DE	—	1/2012	245,3	80	90,2	95,8	90,4	48,8	1106,9
Solon	SOLOON Blue 230/07(225)	Multi	DE	2008	2/2011	226,9	21	92,0	95,8	91,1	48,8	1116,4
Sonafis	SL-180CE-36M	Mono	CN	—	3/2010	185,1	86	90,1	93,0	89,2	47,4	1093,3
	SL190TU-36M	Mono	CN	—	8/2012	196,6	5	93,3	99,3	94,3	50,6	1155,5
Sopray Energy	SR-156P-235	Multi	—	—	1/2013	235,6	9	93,0	97,5	92,2	49,7	1129,8
	SR-190	Mono	—	—	1/2013	190,8	1	94,0	100,0	94,7	50,9	1160,7
Sovello	SV-X-200-1a1	Ribbon	DE	2009-2011	1/2011	205,0	137	85,5	85,9	83,1	43,8	1017,9
	SV-X-205-1a1	Ribbon	DE	—	2/2011	206,1	131	86,8	90,9	85,1	46,3	1042,7
Sunage	SAM 98/5	Mono	CH	—	7/2011	256,6	66	90,5	94,7	90,2	48,2	1105,6
Sunergy Solar	XP 60/156-230	Multi	IT	—	2/2011	226,0	29	91,7	95,2	90,3	48,5	1106,3
Sunflower Light	SF125x125-72-M(180)	Mono	CN	—	2/2011	176,6	63	90,6	95,9	90,8	48,8	1112,1
Sungen	SGM-195D	Mono	CN	—	5/2012	196,5	109	89,4	94,9	89,4	48,4	1095,3
	SGM-235P	Multi	CN	—	5/2012	235,4	46	90,9	96,0	91,2	48,9	1116,7
Sunlink PV	SL220-20M230	Mono	CN	—	2/2011	237,9	22	92,0	97,0	91,4	49,4	1119,4
Sunpower	SPR-245NE-WHT-D	Mono	—	—	1/2012	245,2	—	—	96,0	93,8	48,9	1149,1
	SPR-320NE-WHT-D	Mono	—	—	1/2012	325,5	—	—	95,5	93,0	48,6	1139,0
	SPR-327NE-WHT-D	Mono	—	—	1/2012	325,8	—	—	95,7	93,4	48,7	1143,8
Sunrise Solartech	SRM 180D72-GE	Mono	CN	—	2009	181,5	118	89,0	94,0	88,4	47,9	1082,5
Suntech Power	STP190-18/Ub	Multi	CN	2005	2/2011	182,9	139	85,3	88,9	84,8	45,3	1038,7
	STP205-18/Ub	Multi	CN	—	2/2011	213,8	114	89,1	93,3	88,7	47,5	1086,7
Sunways	MHH plus 190 (190 Wp)	Multi	DE	2003-2005	2005	199,5 ²⁾	143	83,3	86,9	84,2	44,3	1031,6
SWAT International	SWAT-240-PS	Multi	—	—	5/2011	245,1	62	90,6	92,8	89,0	47,3	1090,1
Talesun Solar	TP572M 195W	Mono	CN	2011	1/2012	196,1	104	89,5	96,0	90,4	48,9	1107,4
Topray Solar	TPS105T-180W	Mono	CN	—	5/2011	184,8	44	91,0	94,0	90,6	47,9	1110,1
Topsolar Green	TSM72-125M-190W	Mono	CN	—	7/2011	185,9	—	—	95,2	90,7	48,5	1111,3
	TSM96-125M-250W	Mono	CN	—	3/2012	246,6	—	—	96,6	92,2	49,2	1129,5
Trina Solar Energy	TSM-180DC01	Mono	CN	2007	2009	176,2	79	90,3	92,9	89,7	47,3	1098,8
	TSM-225PC05	Multi	CN	—	2/2010	233,0	91	89,9	92,8	87,9	47,3	1076,6
	TSM-250PC05	Multi	—	—	6/2012	249,3	93	89,9	95,0	90,0	48,4	1102,2
Upsolar	UP-M180M	Mono	CN	2010-2011	3/2010	181,5	90	90,0	93,4	89,6	47,6	1097,3
	UP-M185M	Mono	CN	2010-2011	2/2011	189,2	—	—	93,6	88,9	47,7	1089,6
V-Energy	VE260PV	Multi	IT	—	1/2012	234,6	35	91,4	98,4	91,7	50,1	1123,4
Vikram Solar	ELDORA 220 (220)	Multi	—	—	7/2011	233,3	—	—	93,6	90,2	47,7	1105,6
Win Win Precision Technology	Winaico WSP-230P6	Multi	TW	2009	2009	234,4	36	91,4	93,1	90,5	47,4	1108,4
	Winaico WSP-235P6	Multi	TW	—	5/2010	240,1	74	90,4	96,5	89,6	49,1	1098,0
	Winaico WSP-240P6	Multi	—	—	4/2012	245,2	107	89,4	96,0	91,3	48,9	1118,0
Yingli Green Energy Holding	YL210P-29b	Multi	CN	2009	2/2011	214,3	106	89,5	94,7	89,2	48,2	1093,0
	YL240P-29b	Multi	CN	—	1/2012	246,6	—	—	97,1	91,4	49,5	1120,4
ZN Shine PV-Tech	ZK250(48)MS	Mono	CN	—	7/2011	252,3	—	—	95,5	91,0	48,7	1115,1
ZSD (zentralsolar deutschland)	Genius SDM 185-10004-185	Mono	—	—	7/2011	190,6	52	90,8	92,4	89,9	47,1	1100,8
Zytech Engineering	ZT 230P	Multi	CN	—	2/2011	230,8	116	89,0	94,2	88,7	48,0	1087,0

¹⁾ when the date of production was unavailable, the date when the PHOTON Lab bought the module was used (if possible)
²⁾ STC power specification was not determined by PHOTON Lab but by the manufacturer

8.3 Análisis de radiación y generación eléctrica con pvPlanner

EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Número del informe: PV-13509-1505-1
 Fecha: 14 de mayo de 2015 04:32 (UTC)

1. Descripción del emplazamiento

Nombre del sitio: Las Nubes, Costa Rica

Coordenadas: **09° 22' 53.0" N, 83° 36' 15.8" W**
 Elevación: 1081 m
 Pendiente: 13°
 Orientación: 155° sudeste

Irradiación global anual en plano inclinado: **1778 kWh/m²**
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **19.4 °C**

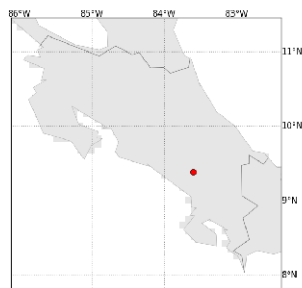
2. Descripción del sistema FV

Potencia instalada: **7.5 kWp**
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**
 Estructura: **estructura fija, sobreelevada**
 Orient./Incl.: **180° (sur) / 11°**
 Efic. (Euro) inversor: **97.5%**
 Pérdidas DC/AC: **5.5% / 1.5%**
 Disponibilidad: **99.0%**

Producción eléctrica anual media: **10.5 MWh**
 Rendimiento medio: **78.0%**

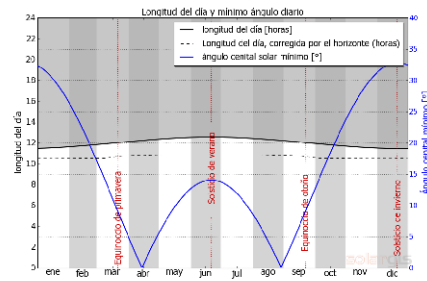
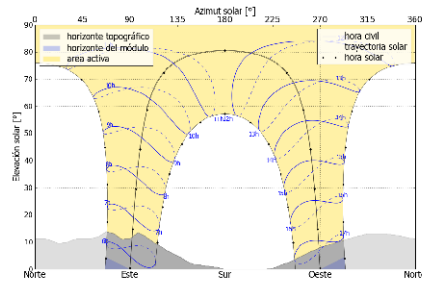
Localización en el mapa: <http://solargis.info/maps/#?l=Google:satellite&loc=9.38138888889,83.60438888889&z=10>

3. Localización geográfica



Google Maps © 2015 Google

4. Horizonte topográfico y longitud del día



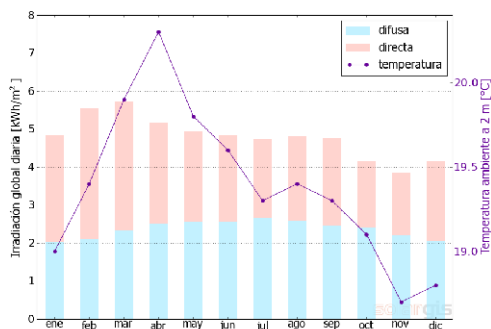
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

Derecha: Duración del día y ángulo cenital solar a lo largo del año. Si el horizonte local no es nulo, la duración real del día (tiempo en que el Sol está por encima del horizonte local) es menor que la duración astronómica.

Sitio: Las Nubes, Costa Rica, lat/lon: 9.38147° 83.6044°
 sistema PV: 7.5 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 180° (sur), inclinación 11°

5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática

Mes	Gh _m	Gh _d	Dh _d	T ₂₄
ene	151	4.85	2.03	19.0
feb	156	5.55	2.10	19.4
mar	178	5.73	2.32	19.9
abr	155	5.17	2.51	20.3
may	153	4.95	2.57	19.8
jun	145	4.85	2.57	19.6
jul	146	4.72	2.66	19.3
ago	149	4.80	2.58	19.4
sep	143	4.77	2.44	19.3
oct	129	4.16	2.40	19.1
nov	116	3.85	2.21	18.7
dic	129	4.16	2.05	18.8
año	1749	4.79	2.37	19.4



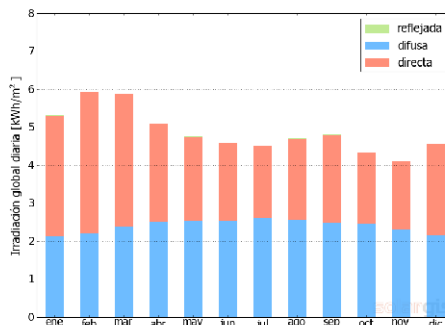
Medias anuales:

- Gh_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gh_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Dh_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- T₂₄ Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

6. Irradiación global en plano inclinado

Superficie fija, azimut 180° (sur), inclinación. 11°

Mes	Gi _m	Gi _d	Di _d	Ri _d	Sh _{loss}
ene	165	5.32	2.14	0.01	1.1
feb	166	5.93	2.20	0.01	1.0
mar	182	5.87	2.38	0.01	0.7
abr	153	5.09	2.51	0.01	0.7
may	147	4.75	2.53	0.01	0.8
jun	138	4.60	2.52	0.01	0.7
jul	140	4.51	2.61	0.01	0.9
ago	145	4.69	2.56	0.01	0.7
sep	144	4.80	2.47	0.01	0.8
oct	134	4.32	2.46	0.00	1.2
nov	124	4.11	2.29	0.00	1.1
dic	142	4.56	2.16	0.00	1.0
año	1778	4.87	2.40	0.01	0.9



Medias mensuales:

- Gi_m Irradiación global mensual [kWh/m²]
- Gi_d Irradiación global diaria [kWh/m²]
- Di_d Irradiación difusa diaria [kWh/m²]
- Ri_d Irradiación reflejada diaria [kWh/m²]

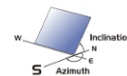
Sh_{loss} Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

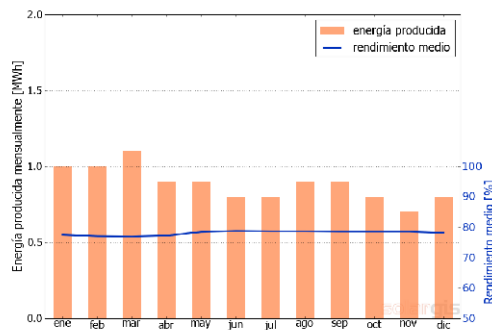
	kWh/m ²	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	1749	98.4%
Con inclinación óptima (11°)	1778	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	2178	122.5%
Su opción	1778	100.0%

Sitio: Las Nubes, Costa Rica, lat/lon: 9.38147°-83.6044°
 sistema FV: 7.5 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 180° (sur), inclinación 11°

7. Producción eléctrica FV inicial



Mes	Es _m	Es _d	Et _m	E _{share}	PR
ene	129	4.16	1.0	9.2	77.5
feb	129	4.60	1.0	9.2	77.0
mar	141	4.54	1.1	10.1	76.9
abr	119	3.96	0.9	8.5	77.2
may	116	3.75	0.9	8.3	78.4
jun	109	3.64	0.8	7.8	78.7
jul	111	3.58	0.8	7.9	78.6
ago	115	3.71	0.9	8.2	78.6
sep	114	3.80	0.9	8.1	78.5
oct	107	3.44	0.8	7.6	78.5
nov	98	3.27	0.7	7.0	78.5
dic	112	3.61	0.8	8.0	78.1
año	1399	3.83	10.5	100.0	78.0



Medias mensuales:

Es _m	Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]	E _{share}	Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
Es _d	Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]	PR	Rendimiento [%]
Et _m	Producción eléctrica mensual total [MWh]		

8. Pérdidas y rendimiento del sistema

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	1794	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	1778	-16	-0.9	99.1	99.1
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	1720	-58	-3.3	96.7	95.9
4. Conversión DC en los módulos	1557	-163	-9.5	90.5	86.8
5. Otras pérdidas DC	1472	-86	-5.5	94.5	82.0
6. Inversores (conversión DC/AC)	1435	-37	-2.5	97.5	80.0
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1413	-22	-1.5	98.5	78.8
8. Disponibilidad reducida	1399	-14	-1.0	99.0	78.0
Rendimiento total del sistema	1399	-395	-22.0	-	78.0

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

1. Se asume una producción inicial bajo condiciones estándar de operación,
2. Reducción de la irradiación global debido a obstrucciones por el horizonte topográfico y otros módulos FV,
3. Proporción de irradiación global que es reflejada por la superficie de los módulos FV (típicamente, cristalinos),
4. Pérdidas en los módulos debido a la conversión de radiación solar en corriente continua (DC); cambio de la eficiencia por desvío de las condiciones estándar de operación,
5. Pérdidas DC: desajuste entre módulos FV, pérdidas de calor en los cables y conexiones, pérdidas debidas a suciedad, nieve, hielo y auto-sombreado de los módulos FV,
6. Este paso considera la eficiencia (Euro) para aproximar las pérdidas promedio en el inversor,
7. Las pérdidas en la sección AC y el transformador (donde sea aplicable) dependen de la arquitectura del sistema,
8. El parámetro de disponibilidad asume pérdidas debido a periodos de inactividad causados por operaciones de mantenimiento o fallos.

Las pérdidas en los pasos 2 y 4 están modeladas numéricamente en pvPlanner. Las pérdidas en los pasos 5 y 8 deben ser calculadas por el usuario. Los modelos de simulación tienen incertidumbres inherentes que no se contemplan en este informe. Si desea evaluar posibles riesgos, puede encontrar información adicional sobre los métodos de simulación empleados y las incertidumbres asociadas en <http://solarGIS.info/doc/pvplanner/>.

Sitio: Las Nubes, Costa Rica, lat/lon: 9.3814°/-83.6044°
sistema FV: 7.5 kWp, silicio cristalino, sobreelevada, azim. 180° (sur), inclinación 11°

9. SolarGIS v1.8 - descripción de la base de datos

SolarGIS es una base de datos climáticos de alta resolución operada por GeoModel Solar. Las capas de información incluyen la radiación solar, la temperatura ambiente y datos del terreno (altura y horizonte).

Temperatura ambiente a 2 m: obtenida a partir de los reanálisis del CFSR y CFS (© NOAA NCEP, USA); años: 1994 - 2011; refinado a valores cada 15 minutos. Los datos han sido tratados topográficamente (la resolución de 1 km) para incluir la alta variabilidad espacial del terreno.

Radiación solar: obtenida a partir de los datos atmosféricos y del datos de satélite:

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2010, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2011, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite (© NOAA, USA) 1999 - 2011, 30 minutos, parcialmente cada 3 horas los valores de América,
- MACC (© ECMWF, UK) 2003 - 2013, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2013, los datos atmosféricos.

Esta evaluación asume años de 365 días. Ocasionalmente, pueden aparecer errores de redondeo numérico que no son atribuibles a defectos del algoritmo aplicado. Puede consultar información adicional sobre los datos, algoritmos y la incertidumbre aplicados en: <http://solargis.info/doc/pvplanner/>.

10. Proveedor del servicio

GeoModel Solar s.r.o. , Milana Marečka 3, 84107 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

11. Modo de uso

Este informe muestra la estimación de la energía solar en la fase de puesta en marcha de un sistema fotovoltaico. Las estimaciones son lo suficientemente precisas para sistemas FV pequeños y medianos. Para simulaciones con seguidores solares, sólo se presentan opciones teóricas sin considerar 'backtracking' ni sombreado. Para la planificación y financiación de grandes proyectos, es necesaria más información:

1. Distribución estadística e incertidumbre de la radiación solar.
2. Especificación detallada del sistema FV
3. Variabilidad interanual e incertidumbre P90 de la producción FV
4. Ciclo de vida de la producción energética teniendo en cuenta la degradación del rendimiento de los componentes FV. Puede encontrar más información acerca del cálculo completo de la producción FV en: <http://solargis.info/doc/8>.

12. Responsabilidad e información legal

Dada la naturaleza fluctuante del clima, los cambios inter-anales del mismo, y la incertidumbre en las medidas y los procedimientos de cálculo aplicados, GeoModel Solar no puede garantizar totalmente la exactitud de sus datos. No obstante, se ha puesto el máximo empeño en el cálculo preciso de las condiciones climáticas basándose en los mejores datos, software y conocimiento disponibles. GeoModel Solar no se responsabiliza de ningún daño ocasionado directa o indirectamente como consecuencia del uso del informe proporcionado.

Este informe es propiedad de © 2015 GeoModel Solar, todos los derechos reservados.
SolarGIS® es una marca registrada de GeoModel Solar

13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por Mr. Jorge Calderón, Calle 15, 30101, Cartago, Costa Rica.

Este documento está firmado electrónicamente por GeoModel Solar. La autenticidad de este informe se puede comprobar aquí: <http://solargis.info/doc/120>

8.4 Hoja de datos del Enphase M250

Enphase® M250 Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)	M250-60-2LL-S22, M250-60-2LL-S25	
Recommended input power (STC)	210 - 310 W	
Maximum input DC voltage	48 V	
Peak power tracking voltage	27 V - 39 V	
Operating range	16 V - 48 V	
Min/Max start voltage	22 V / 48 V	
Max DC short circuit current	15 A	
OUTPUT DATA (AC)	@208 VAC	@240 VAC
Peak output power	250 W	250 W
Rated (continuous) output power	240 W	240 W
Nominal output current	1.15 A (A rms at nominal duration)	1.0 A (A rms at nominal duration)
Nominal voltage/range	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V
Nominal frequency/range	60.0 / 57-61 Hz	60.0 / 57-61 Hz
Extended frequency range*	57-62.5 Hz	57-62.5 Hz
Power factor	>0.95	>0.95
Maximum units per 20 A branch circuit	24 (three phase)	16 (single phase)
Maximum output fault current	850 mA rms for 6 cycles	850 mA rms for 6 cycles
EFFICIENCY		
CEC weighted efficiency	96.5%	
Peak inverter efficiency	96.5%	
Static MPPT efficiency (weighted, reference EN50530)	99.4 %	
Night time power consumption	65 mW max	
MECHANICAL DATA		
Ambient temperature range	-40°C to +65°C	
Dimensions (WxHxD)	171 mm x 173 mm x 30 mm (without mounting bracket)	
Weight	1.6 kg (3.4 lbs)	
Cooling	Natural convection - No fans	
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6	
Connector type	M250-60-2LL-S22: MC4 M250-60-2LL-S25: Amphenol H4	
FEATURES		
Compatibility	Compatible with 60-cell PV modules	
Communication	Power line	
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.	
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options	
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01	

* Frequency ranges can be extended beyond nominal if required by the utility

To learn more about Enphase Microinverter technology, visit enphase.com

© 2015 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands in this document are registered by their respective owner.



MKT-00070 Rev 1.0

(Enphase Energy, 2015)

8.5 Figuras



Figura 8-1 Labores de instalaciones realizadas en Kortright Center

Fuente: Propia. Fotografía tomada en Kortright



Figura 8-2 PVPV del Kortright Center.

Fuente: Propia, Fotografía tomada en el PVPV



Figura 8-3 Inversor Solar Edge 6kW

(SolarEdge, 2014)



Figura 8-4 Caja con Resistencia Shunt y Divisor de Tensión

Fuente: Forografía tomada en el PVPV



Figura 8-5 Cacetilla “Solar Hut” del PVPV

Fuente: Fotografía tomada en el PVPV



Figura 8-6 National Instruments cFP 2200

Fuente: National Instruments Corporation, 2015



Figura 8-7 National Instruments cFP AI 112

Fuente: National Instruments Corporation, 2015



Figura 8-8 Performance Power Analyzer Yokowaga

Fuente: Yokogawa Electric Corporation, 2015



Figura 8-9 Optimizer conectado a un panel, PV Test Station

Fuente: Permsantithum, 2012



Figura 8-10 La casa técnica del PV Test Station

Fuente: Permsantithum, 2012



Figura 8-11 Sitio de prueba de mediciones de rendimiento de PHOTON Laboratory en Aachen, Alemania

Fuente: Photon Laboratory, 2015



Figura 8-12 Plataformas instaladas en el techo de LGEP, París

Fuente: LPEG, 2014

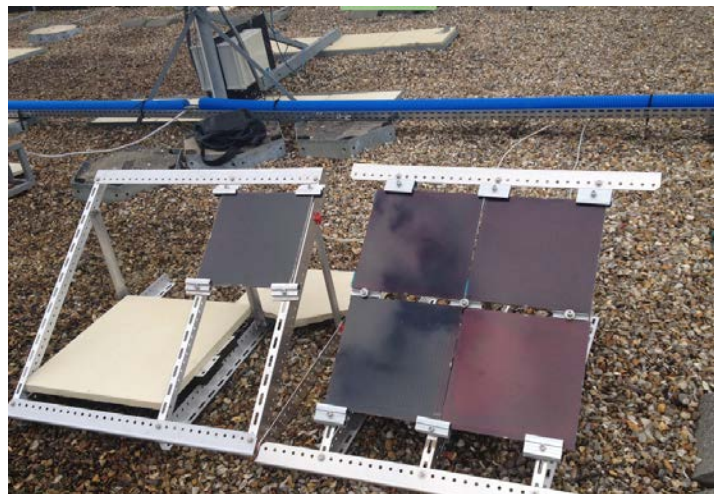


Figura 8-13 Plataforma Solsia en el techo de LGEP, París

Fuente: LPEG, 2014

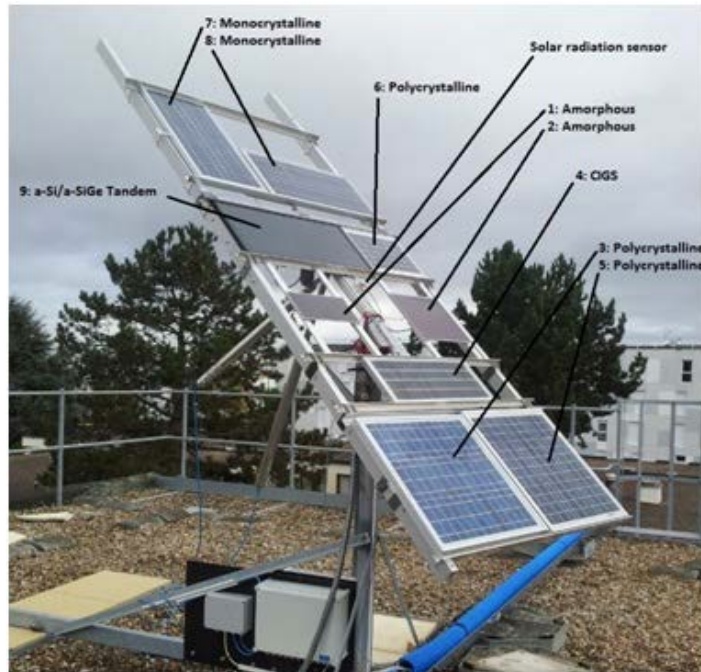


Figura 8-14 Plataforma Multi PV Tracker en el techo LGEP, París

Fuente: LPEG, 2014



Figura 8-15 Plataforma Amorphous silicon tracker en el techo LGEP, París

Fuente: LPEG, 2014

Calibre	Temperatura nominal del conductor (véase 1 Tabla 310-13)						Calibre
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	90°C (194°F)	
AWG 6 kcmil	Tipos TW, UF	Tipos RH, RHW, THHW, THW, THWN, XHHW ZW	Tipos THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RWH-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Tipo TW	Tipos RH, RHW, THHW, THW, THWN, XHHW	Tipos THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RWH- 2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2	mm2
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
	14	16*	18*	21*	—	—	
12	20*	24*	27*	16*	18*	21*	2.08
10	27*	33*	36*	21*	25*	28*	3.31
8	36	43	48	28	33	37	5.26
6	48	58	65	38	45	51	8.37
4	66	79	89	51	61	69	13.3
3	76	90	102	59	70	79	21.2
2	88	105	119	69	83	93	26.7
1	102	121	137	80	95	106	33.6
1/0	121	145	163	94	113	127	42.4
2/0	138	166	186	108	129	146	53.5
3/0	158	189	214	124	147	167	67.4
4/0	187	223	253	147	176	197	85
250	205	245	276	160	192	217	107
300	234	281	317	185	221	250	127
350	255	305	345	202	242	273	152
400	274	328	371	218	261	295	177
500	315	378	427	254	303	342	203
600	343	413	468	279	335	378	253
700	376	452	514	310	371	420	304
750	387	466	529	321	384	435	355
800	397	479	543	331	397	450	380
900	415	500	570	350	421	477	405
1000	448	542	617	382	460	521	456
							507

Figura 8-16 Capacidades de corriente para dos o tres conductores aislados de 0 a 2000 V nominales

Fuente: Código Eléctrico de Costa Rica, 2007

8.6 IEC Standarts

IEC 60891: Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics.

IEC 60904: Measurement of PV current-voltage characteristics (reference solar cells, modules).

IEC 60410: Sampling Plans and Procedures for Inspection by Attributes.

IEC 61215: Crystalline Silicon Terrestrial PV Modules-Design Qualification and Type Approval.

IEC 61646: Thin Film Terrestrial PV Modules-Design Qualification and Type Approval.

IEC 61829: Crystalline Silicon (PV) array .On site measurement of I-V Characteristics.

IEC 61194: Characteristic Parameters of Stand Alone Photovoltaic Systems - referred for (from 61724) measured parameters and array characteristics.

IEC 61730: PV Module Safety Qualification- Requirements for Construction.

IEC 61853: section 8 Procedure for Irradiance and Temperature Performance measurements.

IEC 62108: CPV.

IEC 61724: Photovoltaic System Performance Monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis.

IEC 61829-2 1989: Photovoltaic Devices Requirements for reference solar cells amendment 1 (1998).

IEC 60904-6 1994: Photovoltaic Devices Requirements for reference solar modules amendment 1 (1998).

8.7 Cotización de la empresa Iron Ridge para estructura de sujeción

Project Report



Project Details

Name Las Nubes
 Module Canadian Solar: CS6P-250
 Dimensions 38.7" x 64.5" x 1.6"
 Tilt 45°

Date 2015-06-01
 Total Modules 30
 Total Watts 7,500
 Attachment Pts 84

Load Assumptions

Wind Exposure B
 Wind Speed 100 mph
 Ground Snow Load 0 psf
 Attachment Spacing 4.0 ft

Building Details

Building Height: 30'
 Roof Slope 23 °
 Risk Category I

Engineering Validation

RAILS	XR10	XR100	XR1000
	<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
TOTAL PROJECT COST		\$4,148	
MAX SPAN [landscape]			
Zone 1	6' 9"	10' 3"	13' 5"
Zone 2	5' 11"	8' 8"	11' 6"
Zone 3	4' 11"	7' 2"	9' 6"
MAX CANTILEVER [landscape]			
Zone 1	2' 8"	4' 1"	5' 4"
Zone 2	2' 4"	3' 6"	4' 7"
Zone 3	2'	2' 10"	3' 10"
LOADS			
ZONES (landscape)	DOWN ↓ (lbs)	UPLIFT ↑ (lbs)	
Zone 1	111.0	-92.0	
Zone 2	111.0	-162.0	
Zone 3	111.0	-253.0	

SubArray Information

Columns	Rows	Orientation	Required Rail	Provided Rail	Attach Pts	Clamps	Splices
10	3	Landscape	54' 2"	3 sets of 55.0' [5 x 11']	84	12 End Clamps 54 Mid Clamps	24

Weight Details

Total Weight	Weight / Attachment	Distributed Weight
1679 lbs	20.0 lbs	3.5 psf

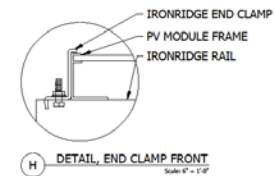
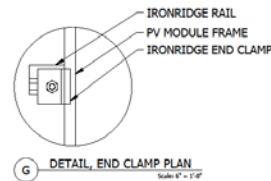
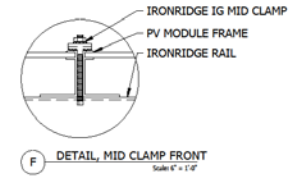
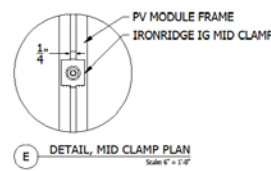
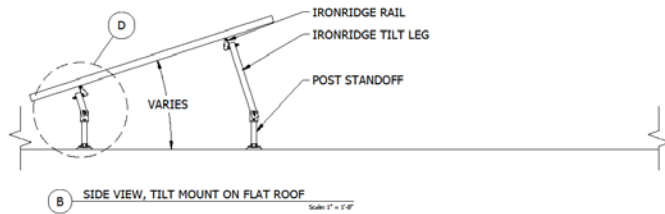
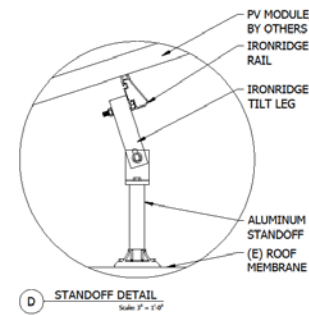
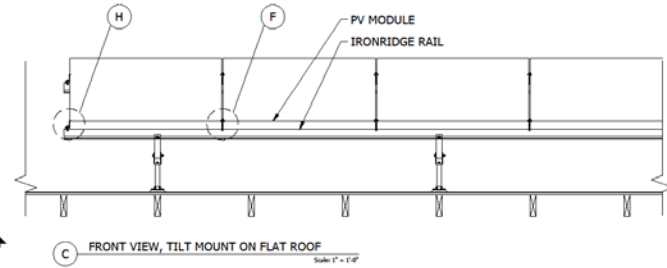
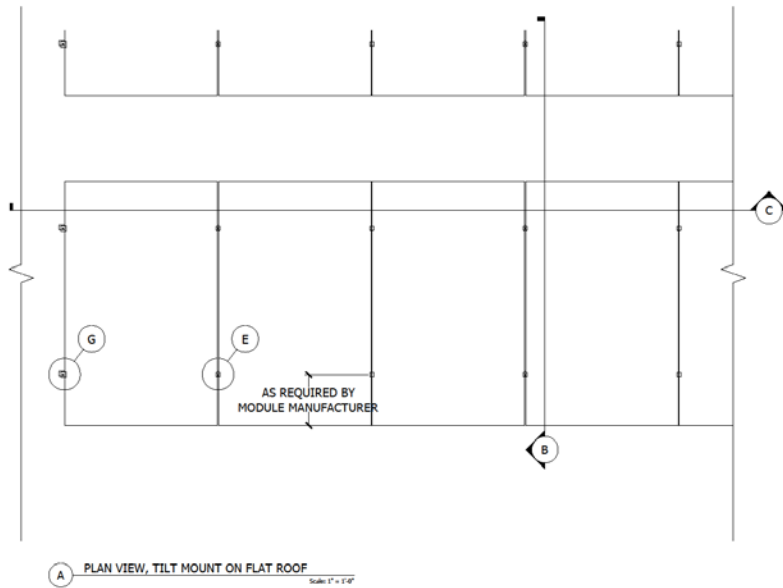
Bill of Materials

Part No.	Description	Spares	Qty.	MSRP Ea	Price
XR-100-132A	XR100, Rail 132" (11 Feet) Clear	0	30	\$58.00	\$1,740.00
RS-GD-MCL-225	Kit, 4pcs, Grounding Mid Clamp 2.25", Clear	0	14	\$14.00	\$196.00
29-7000-157	4-pack, End Clamp (C) 1.57", Mill	0	3	\$12.00	\$36.00
51-7220-020	Kit, 20" Tilt Leg, Mill	0	42	\$44.00	\$1,848.00
XR-100-SPLC	Kit, Splice XR100, Mill (1)	0	24	\$8.00	\$192.00
RS-GDST-001	Kit, 2pcs, Grounding Strap	0	6	\$18.00	\$108.00
RS-GDLG-002	Kit, 2pcs, Grounding Lug T-Bolt	0	2	\$14.00	\$28.00
				Total Price Ext	\$4,148.00
				Price/ Watt	\$0.55
				Total Weight	366 lbs

US prices only

IronRidge makes no representation or warranty, either express or implied, of any kind with respect to this software or its contents (such as product information, recommendations, applicability, descriptions or prices) including, but not limited to, merchantability and fitness for a particular purpose, how current it is, its accuracy, its completeness, product availability, its security or that defects will be corrected.

© IronRidge 2012. All rights reserved.



IRONRIDGE
1495 ZEPHYR AVE
HAYWARD, CA 94544
800.227.9523 | ironridge.com

NOTES:
• Roof's ability to withstand imposed loads to be determined by others
• IRONRIDGE RAIL
• IRONRIDGE ROOF MOUNT SYSTEM DETAILS
30024
IR RM4

8.8 Sistema de monitoreo basado en Arduino

Tabla 8-1 Precios de componentes del sistema de monitoreo basados en arduino

Cantidad	Descripción	Manufacturador	Modelo	Precio (CAD\$)
1	Microcontroller	Arduino	Arduino Mega 2560	55
5	Current Sensor	Allegro Microsystems	ACS712ELC-20A	40.47
5	High Precision Foil Resistor 10K	Vishay	Y07851K00000T9L	80.11
5	High Precision Foil Resistor 1K	Vishay	Y07851K00000T9L	80.11
5	Thermocouple PT-01 Type K		TP01	42.5
5	Amplifier Thermocouple	Analog Devices	AD595	63
1	RH & Temperature Sensor	Aosong Electronics	DHT22	5
1	RF module with antenna	Appcon Technologies	APC220	36
1	SD Memory Stick	Sparkfun		2.68
2	LED Lights		5mm	2
5	Zener Diode			0.6
10	10A Fuses 20mm	Cartrige		10.02
10	Fuse Case	Cartrige		4.8
1	Perfored Board			1
1	Lithium Ion 3.7 V 5000 mAh Battery	AltiTech		35.35
1	Lipo Charger			11.99
1	Boost Converter			5.95
	Resistors and Capacitor (Varies sizes)			5
Total				481.58 (386.31USD)

Fuente: Sanchez, 2015