

**UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**

INFORME FINAL DE GRADUACIÓN

**Para optar por el grado de Bachillerato en Ingeniería
Electromecánica**

**Diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el Centro
Nacional de Control de Energía en Cañas, Guanacaste**

Marco Vinicio Rodríguez Vargas

AUTOR

**Master Álvaro Rojas Camacho
TUTOR**

**Master Billy Retana Peña
LECTOR**

2017

San José, Costa Rica

Resumen ejecutivo

El objetivo de este Trabajo es elaborar el diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el Centro Nacional de Control de Energía para su sede en Cañas Guanacaste. El edificio cuenta con un área utilizable en cubiertas de techo de alrededor de 500 m², la cual puede ampliarse a 800 m² si se incluye el área de parqueos. El consumo promedio, obtenido para los meses de junio 2016 a abril 2017 es de 87 MWh/mes y el promedio mensual de la potencia pico, para ese mismo período, es de 236 kW. Utilizando herramientas de diseño asistido por computadora se determina un diseño con 510 paneles solares de 265W (136 kWp) y 6 inversores para una potencia pico de 105 kW. Esta configuración tiene una generación mensual promedio de 22,4 MWh/mes y una reducción de potencia pico de 10 kW, generando un ahorro anual estimado en USD 36 148,80. El costo de esta solución se estima en USD 246 594,00. Bajo estas condiciones, utilizando una tasa de descuento anual del 12%, se obtienen, a 10 años un VAN de (USD 42 345,23) y una TIR del 8%, y a 25 años un VAN de USD 36 926,04 y una TIR del 14%. EL período de recuperación de la inversión sin descontar es de aproximadamente siete años y quince años descontado al 12% anual.

Abstract

The objective of this work is to design a photovoltaic generation system for the National Energy Control Center for its headquarters in Cañas, Guanacaste. The building has a usable roof area of around 500 m², which can be extended to 800 m² if the parking area is included. The average consumption, obtained for the months of June 2016 to April 2017, is 87 MWh / month and the monthly average peak power, for the same period, is 236 kW. Using computer-aided design tools, a design is determined with 510 solar panels, 265W each, (135 kWp) and 6 inverters for a peak power of 105 kW. This configuration has an average monthly generation of 22.4 MWh / month and a peak power reduction of 10 kW, generating an estimated annual savings of USD 36 148.80. The cost of this solution is estimated at USD 246,594.00. Under these conditions, using an annual discount rate of 12%, 10 year NPV is (USD 42 345.23) and IRR is 8%; 25 year NPV is USD 36 926.04 and IRR is 14%. The period of recovery of the investment without discount is approximately seven years and fifteen years, discounted to 12%.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	xi
Índice de Tablas.....	xvii
Índice de Figuras	xix
INTRODUCCIÓN	1
Problema	1
Objetivo General.....	1
Objetivos Específicos	1
Antecedentes.....	2
Servicios de Consultoría para el Diseño y Planos Constructivos del Conjunto de Edificios para el Nuevo Centro Nacional de Control de Energía del ICE. (IDOM 2012)	2
Parque Solar de Miravalles, Principales Resultados de Operación (Picado Barahona y Ajún López 2015)	7
Aplicación de paneles solares en estacionamientos de vehículos bajo el concepto de generación distribuida (Calderón Vega 2013)	17
Alcances	21
Limitaciones.....	21
I DIAGNÓSTICO	22

I.1	Antecedentes del inmueble	24
I.2	Localización	26
I.3	Función del edificio	28
I.4	Obras principales.....	29
II	MARCO TEÓRICO	33
II.1	Radiación solar (Mascarós Mateo 2016, 40-49)	33
II.1.1	Ángulo de Acimut (α)	33
II.1.2	Inclinación o ángulo de elevación (β)	33
II.1.3	Posición óptima de un módulo fotovoltaico estático durante todo el año	33
II.1.4	Componentes de la Radiación Solar:	35
II.1.5	Irradiancia e irradiación solar.....	36
II.1.6	Hora Solar Pico (HSP)	37
II.1.7	Radiación solar anual sobre una superficie inclinada. Pérdidas de radiación solar.....	38
II.1.8	Pérdidas de radiación solar por orientación e inclinación	39
II.1.9	Pérdidas de radiación solar por sombras	40
II.2	Módulos y generadores fotovoltaicos (Mascarós Mateo 2016, 60-75)	41
II.2.1	El módulo fotovoltaico.....	41

II.2.2	El generador fotovoltaico	50
II.3	El inversor de conexión a red (Mascarós Mateo 2016).....	51
II.3.1	Clasificación de los inversores de conexión a red.....	52
II.3.2	Características técnicas.....	52
II.3.3	Protecciones del inversor de conexión a red.....	54
II.3.4	Disposición del generador fotovoltaico	55
II.3.5	Sobredimensionado de inversores. (SolarEdge 2016).....	56
II.3.6	Interacción de inversores conectados a la red con generadores de respaldo. (Worden 2009)	57
II.4	Códigos y estándares aplicables (Messenger y Ventre 2010).....	60
II.4.1	El National Electrical Code	62
II.4.2	Estándar IEEE 1547-2003	65
II.4.3	Protección contra transientes	66
II.5	Normativa Nacional	67
II.5.1	Código Eléctrico Nacional.....	67
II.5.2	Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (POASEN) (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016)	68

II.5.3	Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla. (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016).....	72
II.5.4	Medición neta sencilla y medición neta completa. (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016).....	77
III	MARCO METODOLÓGICO.....	81
III.1	Método.....	81
III.2	Fuentes de información.....	81
III.2.1	Fuentes primarias.....	81
III.2.2	Fuentes secundarias.....	82
III.3	Variables.....	82
III.3.1	Ambientales.....	82
III.3.2	Físicas.....	82
III.3.3	Eléctricas.....	82
III.3.4	Económicas.....	83
III.4	Instrumentos.....	83
IV	DESARROLLO.....	84
IV.1	Situación Actual.....	84
IV.1.1	Fuente de datos meteorológicos.....	84
IV.1.2	Irradiación Solar.....	85

IV.1.3	Radiación diaria.....	88
IV.1.4	Temperatura ambiente promedio.....	89
IV.1.5	Área utilizable.....	91
IV.1.6	Características Eléctricas.....	93
IV.1.7	Consumo eléctrico.....	94
IV.2	Propuesta de solución.....	97
IV.2.1	Metodología.....	97
IV.2.2	Punto de conexión.....	99
IV.2.3	Selección de componentes.....	99
IV.2.4	Cálculo de la configuración de las cadenas.....	101
IV.2.5	Distribución de los campos fotovoltaicos.....	104
IV.2.6	Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación.....	106
IV.2.7	Lista de Materiales y Presupuesto Estimado.....	107
IV.3	Análisis de resultados.....	109
IV.3.1	Producción estimada.....	109
IV.3.2	Análisis financiero.....	116
V	CONCLUSIONES.....	120
VI	RECOMENDACIONES.....	123
VII	BIBLIOGRAFÍA.....	125

VIII	ANEXOS.....	128
	VIII.1 Planos de localización, distribución de campos fotovoltaicos y unifilar..	128
	VIII.2 Hojas de datos de los equipos seleccionados.....	128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico tomado como referencia para el proyecto (IDOM 2012)	5
Tabla 2. Características de la planta fotovoltaica. (IDOM 2012)	5
Tabla 3. Descripción del sistema fotovoltaico. (Calderón Vega 2013)	18
Tabla 4. Consumo Eléctrico. (Calderón Vega 2013).....	18
Tabla 5. Análisis Financiero. (Calderón Vega 2013).....	20
Tabla 6. Lista parcial de códigos y estándares que pueden ser aplicables a sistemas FV. (Messenger y Ventre 2010).	61
Tabla 7. Artículos del NEC aplicables a sistemas FV. (Messenger y Ventre 2010)	65
Tabla 8. Principales diferencias en las modalidades del Neteo. Medición neta sencilla Medición neta completa (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016).	80
Tabla 9. Energía solar recibida (Wh/m ²) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).	85
Tabla 10. Irradiación Promedio Diaria Total (kWh/m ² y h) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).....	87
Tabla 11. Radiación diaria (W/m ²) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).....	88
Tabla 12. Temperatura ambiente promedio mensual (C) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).....	90
Tabla 13. Comportamiento del consumo (Negocio de Distribución y Comercialización, ICE).	96

Tabla 14. Descripción de las herramientas informáticas usadas en este proyecto.	97
Tabla 15. Información del módulo Canadian Solar CS6P-265P (según su hoja de especificaciones).	99
Tabla 16. Información de los inversores Fronius Symo.	100
Tabla 17. Resumen de las distribuciones ensayadas con el programa PVCAD.	105
Tabla 18. Lista de Materiales (PVCAD).	107
Tabla 19. Presupuesto estimado del sistema FV (Elaboración propia con datos del Director Técnico Proyecto NCCE).	109
Tabla 20. Potencia diaria promedio estimada de cada panel solar (W).	109
Tabla 21. Generación diaria total del sistema fotovoltaico (kW).	111
Tabla 22. Comparación de generación estimada y el consumo estimado, por mes (kWh).	115
Tabla 23. Análisis del posible ahorro en la facturación mensual (Elaboración Propia).	117
Tabla 24. Análisis Financiero de la Inversión (Elaboración propia).	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de intensidad de radiación solar sobre la cubierta. Las unidades de la escala de colores son en kWh/m ² (IDOM 2012).....	6
Figura 2. Generación máxima diaria en el día en que la insolación diaria fue la más alta.	12
Figura 3. Generación diaria promedio en el día en que la insolación diaria fue la más parecida al promedio diario.....	13
Figura 4. Generación mínima diaria en el día en que la insolación diaria fue la más baja.	14
Figura 5. Ubicación Actual e Identificación de Amenazas del Centro Nacional de Control de Energía.....	24
Figura 6. Ubicación del proyecto (fuente: Google Earth).....	27
Figura 7. Detalle de linderos del proyecto (fuente: Google Earth).....	28
Figura 8. Vista Aérea del Proyecto (fuente: Google Earth).....	29
Figura 9. Vista del edificio desde el portón de ingreso.	31
Figura 10. Fachada sur vista desde el área de parqueos.....	32
Figura 11. Ángulos de acimut e inclinación (2010 American Publishers, Inc.).....	35
Figura 12. Componentes de la radiación solar (imagen stock de www.fotoseimagenes.net).	36
Figura 13. Eficiencias confirmadas para módulos terrestres (Green, y otros 2015).	42

Figura 14. Una curva genérica I-V y la curva P-V asociada. Se indica también el punto de máxima potencia MPP. (Jäger, y otros 2014).	44
Figura 15. Ubicación relativa de la estación meteorológica del Ingenio Taboga (Google Earth).	84
Figura 16. Irradiación Mensual (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).	86
Figura 17. Irradiación diaria (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).	88
Figura 18. Temperatura ambiental promedio mensual (C) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).	91
Figura 19. Orientación del edificio (Captura de pantalla de AutoCAD).	92
Figura 20. Detalle de cubiertas disponibles en el edificio (Captura de pantalla de AutoCAD).	93
Figura 21. Comportamiento del consumo (Negocio de Distribución y Comercialización, ICE).	95
Figura 22. Generación Solar Diaria total del sistema fotovoltaico (kW).	112
Figura 23. Dispersión de la demanda sin y con FV para un período de 20 días (Elaboración propia con datos de medidores ION instalados en el inmueble).	114
Figura 24. Comparación de la generación estimada y el consumo estimado, por mes (kWh).	116
Figura 25. Análisis del período de recuperación de la inversión (Elaboración Propia).	119

INTRODUCCIÓN

Problema

¿Cuál es el mejor diseño para un sistema de generación fotovoltaica para el Centro Nacional de Control de Energía ubicado en Cañas, Guanacaste?

Objetivo General

Elaborar el diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el Centro Nacional de Control de Energía en Cañas, Guanacaste.

Objetivos Específicos

1. Comprobar la viabilidad técnica de generación fotovoltaica de acuerdo con las condiciones ambientales en la zona del proyecto, utilizando bases de datos públicas e información estadística del ICE.
2. Determinar el área utilizable para instalación de paneles solares, mediante el análisis de los planos de conjunto, datos del Sistema de Información Geográfica del ICE y visitas de campo.
3. Calcular la eficiencia fotovoltaica de al menos dos configuraciones de paneles, tomando en cuenta el diseño de las cubiertas del edificio, posibilidad de estructuras adicionales (como techos para parqueos, entre otras), con la ayuda de software de simulación de radiación solar o herramientas similares.
4. Documentar los requisitos de monitoreo y control del sistema de generación fotovoltaica mediante el análisis del Sistema de Gestión del Edificio (*Building Management System*).

5. Seleccionar la mejor alternativa de implementación posible, entre soluciones fuera de la red (*off-grid*), conectado a la red (*grid-tied*), híbridas u otras de acuerdo una investigación de mercado y a las características específicas de la obra.
6. Efectuar el análisis financiero del proyecto.

Antecedentes

Servicios de Consultoría para el Diseño y Planos Constructivos del Conjunto de Edificios para el Nuevo Centro Nacional de Control de Energía del ICE. (IDOM 2012)
Referencia 2011LI-00007-PROV, FASE II_b PROYECTO CONSTRUCTIVO, Documentación escrita, MEMORIA INSTALACIONES

Institución: Instituto Costarricense de Electricidad

Fecha: 26 de marzo del 2012

Autor: IDOM Revisó: Oriol Passola Calveras Aprobó: Jesús María Susperregui

Como parte del desarrollo de la nueva sede del Centro Nacional de Control de Energía, se efectuaron varias consultorías previas, incluyendo una capacitación en diseño sostenible según las directrices LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*) del *U.S. Green Building Council (USGBC)*. El entregable de esta capacitación fue una serie de especificaciones a incluir en el diseño de la sede y que fue incluida en la contratación 2011LI-00007-PROV para los “Servicios de Consultoría para el Diseño y Planos Constructivos del Conjunto de Edificios para el Nuevo Centro Nacional de Control de Energía del ICE”.

En el diseño se incluyeron muchas características de diseño sostenible que tocan la generalidad del edificio, incluyendo innovaciones en Climatización e Iluminación entre otras, teniendo particular relevancia la generación de energía eléctrica en sitio mediante un Sistema de Generación Fotovoltaica y un Sistema de Generación Eólica.

Para el Sistema de Generación Fotovoltaica, el diseñador propone los siguientes parámetros:

“Para la integración al edificio e infraestructuras asociadas, las estrategias más válidas serían:

- Estructura sobre las cubiertas, que proyecte sombra sobre el máximo de superficie de esta, con una altura que permita la ventilación y la accesibilidad para el mantenimiento.
- Pérgolas de protección solar en los parqueos y en los viales de intercomunicación entre edificios

El modelo de generación de energía eléctrica mediante placas fotovoltaicas sería con conexión a la red interior de consumo y vertido de excedentes a red pública mediante contador reversible, con el esquema de balance neto, siguiendo el esquema propuesto por el ICE en el “Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo” (ver más adelante).

Cada campo fotovoltaico con condiciones de ubicación, series eléctricas y recurso solar homogéneos tendrá sus protecciones y onduladores correspondientes. A partir de los onduladores, la línea trifásica de evacuación de la energía generada por cada campo FV se conectará a la acometida del edificio. El sistema de conexión adoptado es el siguiente:

- La línea de evacuación fotovoltaica se conecta aguas abajo de la acometida del edificio a baja tensión. Para el caso del generador ubicado en las pérgolas de los parqueos, la conexión será en la acometida general o en la del edificio más cercano (caseta de control, por ejemplo).
- Durante las horas diurnas con sol, la electricidad generada por las fuentes renovables se consumirá esencialmente en el edificio y, eventualmente, en caso de menos consumos propios que la generación propia, la electricidad solar se verterá a la red pública.
- La electricidad solar generada se medirá mediante contadores de energía y la exportada a la red pública pasará por el contador de compra de electricidad de la compañía eléctrica, el cual deberá ser de tipo reversible, de forma que la energía exportada se descontará de la energía comprada” (IDOM 2012).

Un aspecto relevante de la propuesta es que, dado el diseño geométrico de la cubierta del edificio, no todas las superficies están orientadas óptimamente para la captación del recurso energético, compuesto por hexágonos con seis trapecios cada

uno y pendiente de 11° hacia un patio central. Cada trapecio alberga 15 o 12 módulos de generación según su ubicación en la cubierta. Los módulos propuestos tienen las siguientes características:

Tabla 1.
Características del módulo fotovoltaico tomado como referencia para el proyecto (IDOM 2012)

Módulo FV adoptado en el proyecto	Valores	Unidades
Número de módulos	15	ut/trapecio
Número de módulos	12	ut/trapecio
Potencia unitaria	250	W_p
Superficie	1,64	m^2
Ratio de potencia	152,44	W_p/m^2
Medidas	1655 x 991 x 38	Mm
Peso	18	kg/ud
Peso	10,98	kg/m^2
Eficiencia	15,1	%
Vidrio	3,2	mm
Silicio	policristalino	

Tabla 2.
Características de la planta fotovoltaica. (IDOM 2012)

Implantación en cubierta	Valores	Unidades
Número unidades trapecio 15 (A)	53	ud
Número unidades trapecio 12 (B)	10	ud
Potencia/trapecio A	3.750,0	W_p
Potencia/trapecio B	3.000,0	W_p
Superficie FV total cubierta	1.500,6	m^2
Potencia FV A	198.750,0	W_p
potencia FV B	30.000,0	W_p
potencia FV total	228,8	kW_p

Con el fin de estimar el efecto de las diferentes orientaciones de la cubierta, se efectuó una simulación usando el software PV-Syst, concluyendo que se puede alcanzar una producción anual estimada de 307.385 KWh y un índice de aprovechamiento del 72,8%.

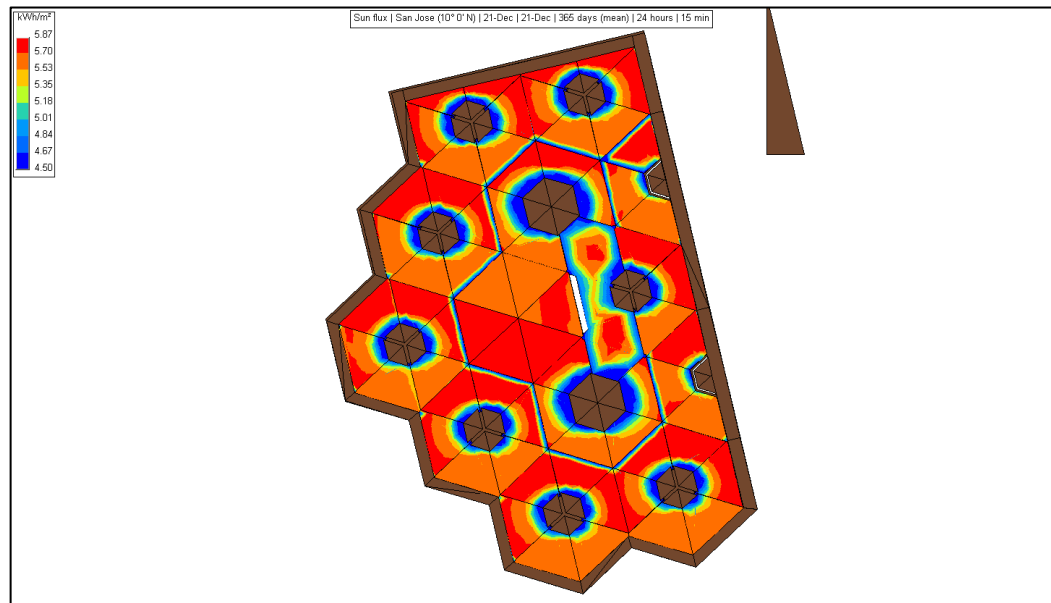


Figura 1.
Distribución de intensidad de radiación solar sobre la cubierta. Las unidades de la escala de colores son en kWh/m² (IDOM 2012).

Este antecedente es de suma importancia para el Proyecto de *Diseño de un sistema de generación fotovoltaica para el Centro Nacional de Control de Energía en Cañas, Guanacaste*, debido a que el diseño de la sede Cañas en todos los demás aspectos, menos las fuentes de energía renovable, fue inspirado en el diseño de la sede San Miguel, debido a que debe constituirse en un Centro de Control de Energía alternativo, en caso de que por alguna razón San Miguel salga de servicio. Asimismo,

puede separarse la responsabilidad geográfica de ambos Centros de Control y operar simultáneamente.

Como la Sede San Miguel, la sede Cañas también tiene una cubierta que no está orientada óptimamente hacia el sur, así que es importante estimar el impacto de la orientación disponible en la eficiencia de la planta fotovoltaica.

Parque Solar de Miravalles, Principales Resultados de Operación (Picado Barahona y Ajún López 2015)

Institución: Red de Expertos en Parlamentos, Revista de la Red de Expertos en Energía

Fecha: 2015

Autor: Picado Barahona, Freddy; Ajún López, Luis Rodolfo.

En este artículo se analizan los resultados de operación del Parque Solar Miravalles, el cual ha estado en operación continua desde noviembre del 2012. Los resultados se muestran al 30 de junio del 2015. De acuerdo con este artículo (Picado Barahona y Ajún López 2015):

“Se analizó la información de operación y se seleccionó presentar las condiciones de generación diarias: máxima, promedio y mínima, que se presentaron en el lapso indicado anteriormente, de dos años y siete meses de operación. Esto con el objetivo de mostrar la mejor condición de generación diaria conseguida, así como la promedio y la peor”.

“El Parque Solar Miravalles de 1 MW de capacidad instalada, está ubicado en las faldas del volcán Miravalles, frente a la Planta Geotérmica Miravalles III, en Fortuna de Bagaces, provincia Guanacaste. Su construcción finalizó en octubre del 2012, como resultado de una donación del Gobierno de Japón al Gobierno de Costa Rica, con el objetivo de contribuir a la disminución de emisiones de gases efecto invernadero y su impacto en el medio ambiente. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en representación del Gobierno de Costa Rica, actuó como receptor y administrador de los activos productivos de dicha donación”.

“Su ubicación, en esa zona, obedeció principalmente a la disponibilidad inmediata del terreno por ser propiedad del ICE, a la facilidad de entrega de la energía en una línea de distribución y también, para facilitar y hacer menos costosas las actividades de mantenimiento del parque solar, dada la cercanía a otras plantas de generación eléctrica del ICE”.

“Principales componentes y funcionamiento”

“Paneles fotovoltaicos: son 4.300 paneles en total, modelo HIT-N235SJ17 de 235W cada uno y están compuestos por celdas híbridas (monocristalino-amorfo) de alta eficiencia (18,3%), de la tecnología HIT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer) desarrollada por SANYO-PANASONIC, la cual le deparó el prestigioso “Premio IEEE a la Innovación Empresarial” del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, la asociación de profesionales más grande del mundo”.

“Si se comparan estos paneles fotovoltaicos con otros paneles mono cristalinos convencionales, los HIT son menos sensibles a la disminución de la eficiencia por aumento de temperatura, lo cual contribuye a que diariamente puedan generar alrededor de un 10% más de electricidad”.

“Se instalaron con una inclinación de 20 grados hacia el sur, para obtener la mayor capacidad de generación en la época de verano, cuando su contribución es más sustancial, porque tienden a disminuir la generación térmica, típica de esa época. No obstante, su impacto en la disminución de la generación térmica es bastante reducido, dado que representa una fracción muy pequeña de la capacidad total instalada en el país, ligeramente superior a los 2.700MW”.

“La vida útil de estos paneles es de 25 años y el fabricante garantiza que el decaimiento de la eficiencia no será mayor a un 10%, durante los primeros 10 años de operación, y decaerá en menos de otro 10%, durante los siguientes 10 años de operación.

“Acondicionadores de potencia: la corriente directa generada en los paneles solares es conducida hasta un cuarto donde están ubicados diez acondicionadores de potencia. Los acondicionadores de potencia están compuestos principalmente por un inversor, que convierte la corriente directa generada por los paneles fotovoltaicos en voltajes de 320-600V, a corriente alterna en un voltaje de 480V. Toda esta corriente es unificada y conducida al transformador de potencia.

Los acondicionadores de potencia fueron fabricados por la empresa NIS-SIN ELECTRIC CO. LTD., tienen una eficiencia de 94,5% y una capacidad de 100kW, cada uno”.

“**Transformador:** se cuenta con un transformador trifásico, enfriado por aceite, que eleva el voltaje desde 480V a 34,5kV, voltaje requerido para entregar la corriente eléctrica en una línea de distribución del ICE. Después del transformador, la corriente eléctrica se envía a la caseta de subestación. El transformador fue fabricado por la empresa japonesa DAIHEN”.

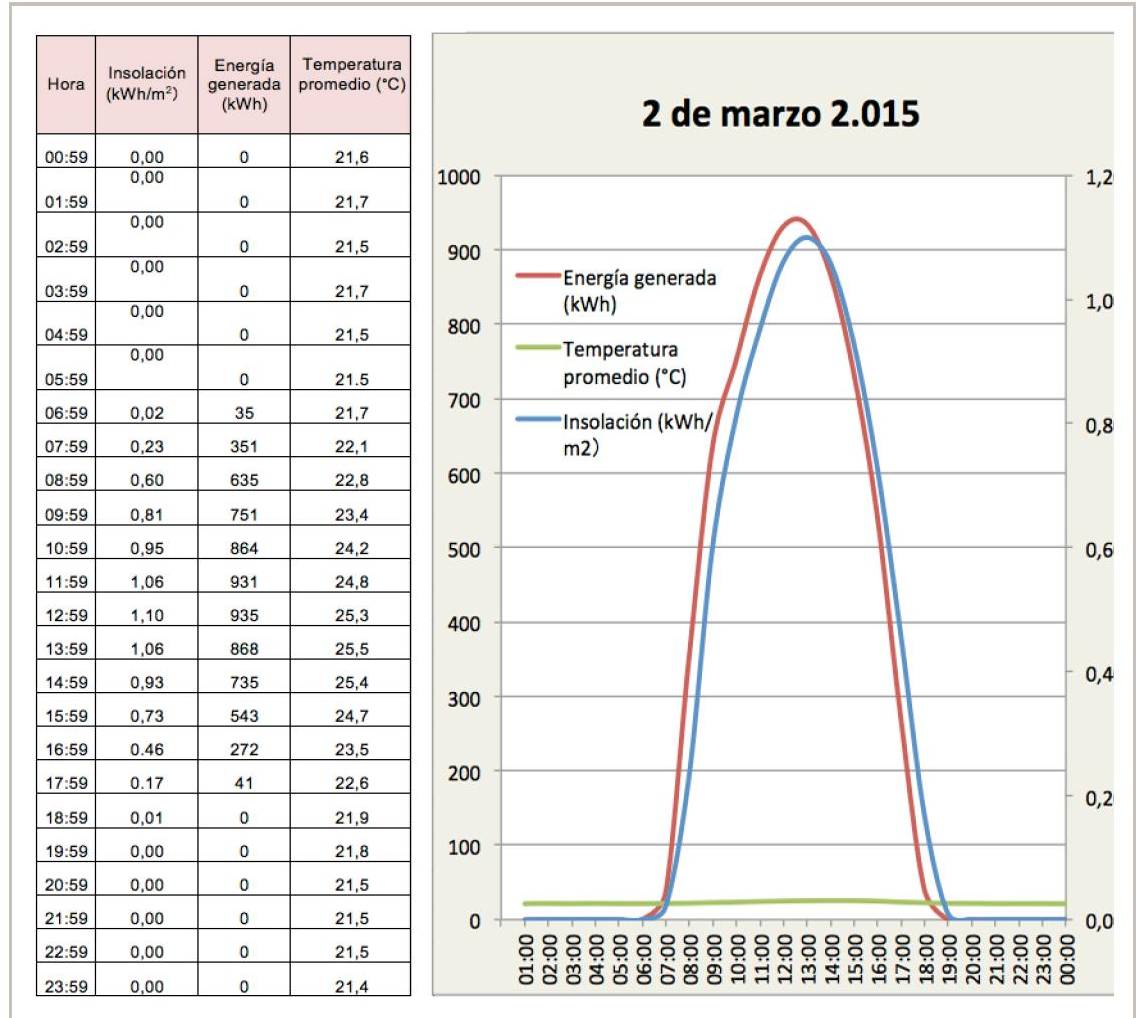
“**Caseta de subestación (34,5kV SWITCHGEAR):** contiene el interruptor de máquina, pararrayos, seccionadora de salida, medidor de energía y protecciones eléctricas. Desde esta caseta se entrega la energía en una línea de distribución, que la conduce para el consumo de comunidades rurales vecinas”.

“**Sistema de control remoto:** está compuesto por unidades terminales remotas que recopilan información de operación del parque solar y la envían a través del sistema de comunicación a las interfaces de control y monitoreo, que están compuestas por dos computadores idénticos que constantemente están almacenando los datos de operación del parque solar. Aunque el parque solar opera automáticamente, desde las interfaces de control y monitoreo, es posible realizar operaciones de arranque y paro de acondicionadores de potencia, apertura o cierre de interruptores, entre otros. Mediante el sistema de comunicación también se envían, acondicionadores de potencia caseta de subesta-

ción por fibra óptica, datos de operación en tiempo real hasta el Centro de Control de Energía en San José. Además, se envían también datos a la pantalla informativa, ubicada en el parque solar, para que los visitantes puedan conocer, entre otra información, el total de energía generada por el parque solar a la fecha, la generación en tiempo real, la generación del día anterior, la cantidad de CO2 evitado y la cantidad de barriles de petróleo evitados por la generación del parque solar”.

“Resultados de operación:

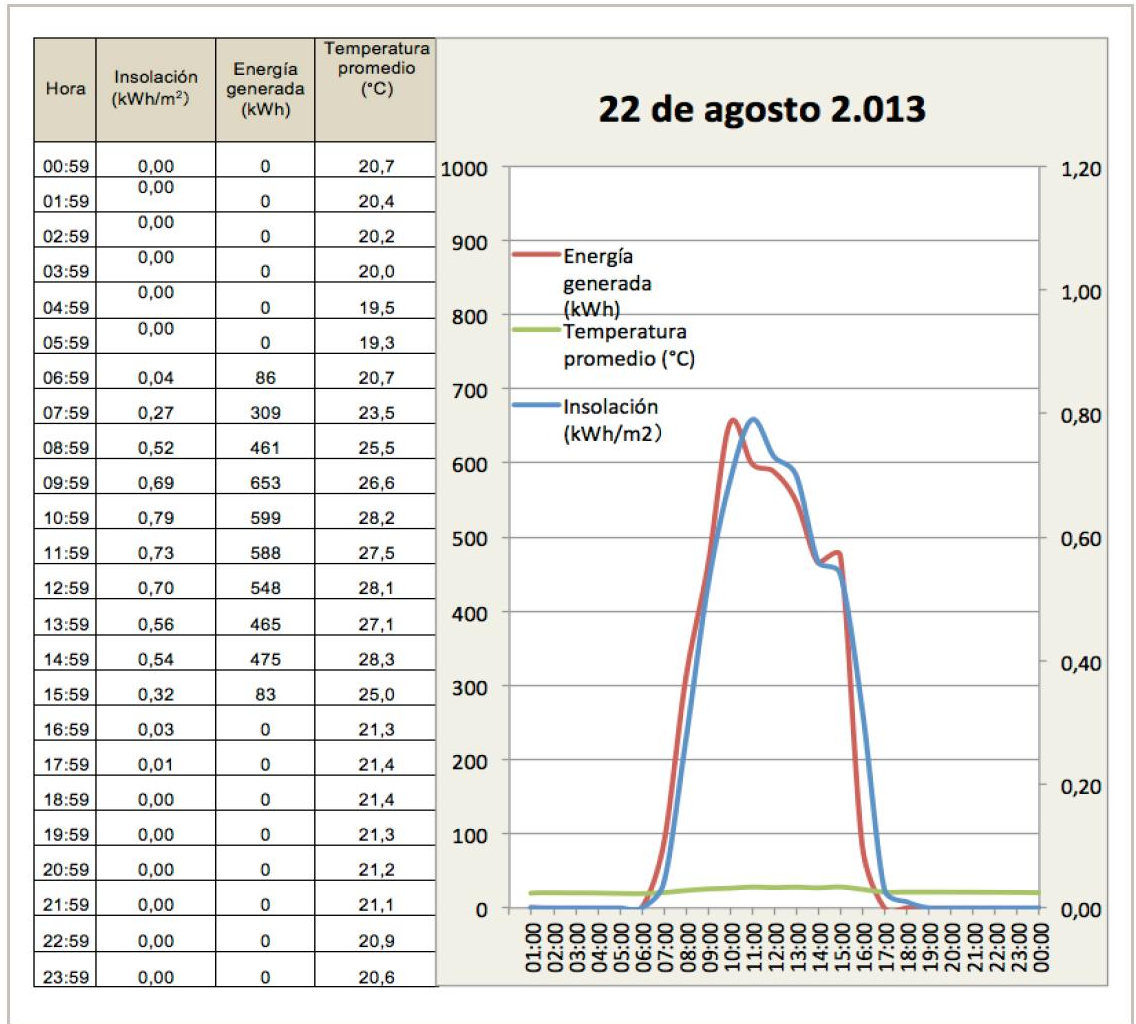
Gráfico N°.1 Generación máxima diaria en el día en que la insolación diaria fue la más alta desde su inicio de operación hasta el 30 de junio 2.015



La insolación diaria fue de 8,13 kWh/m² y la energía bruta generada resultante fue de 6.961 kWh.

Figura 2.
Generación máxima diaria en el día en que la insolación diaria fue la más alta.

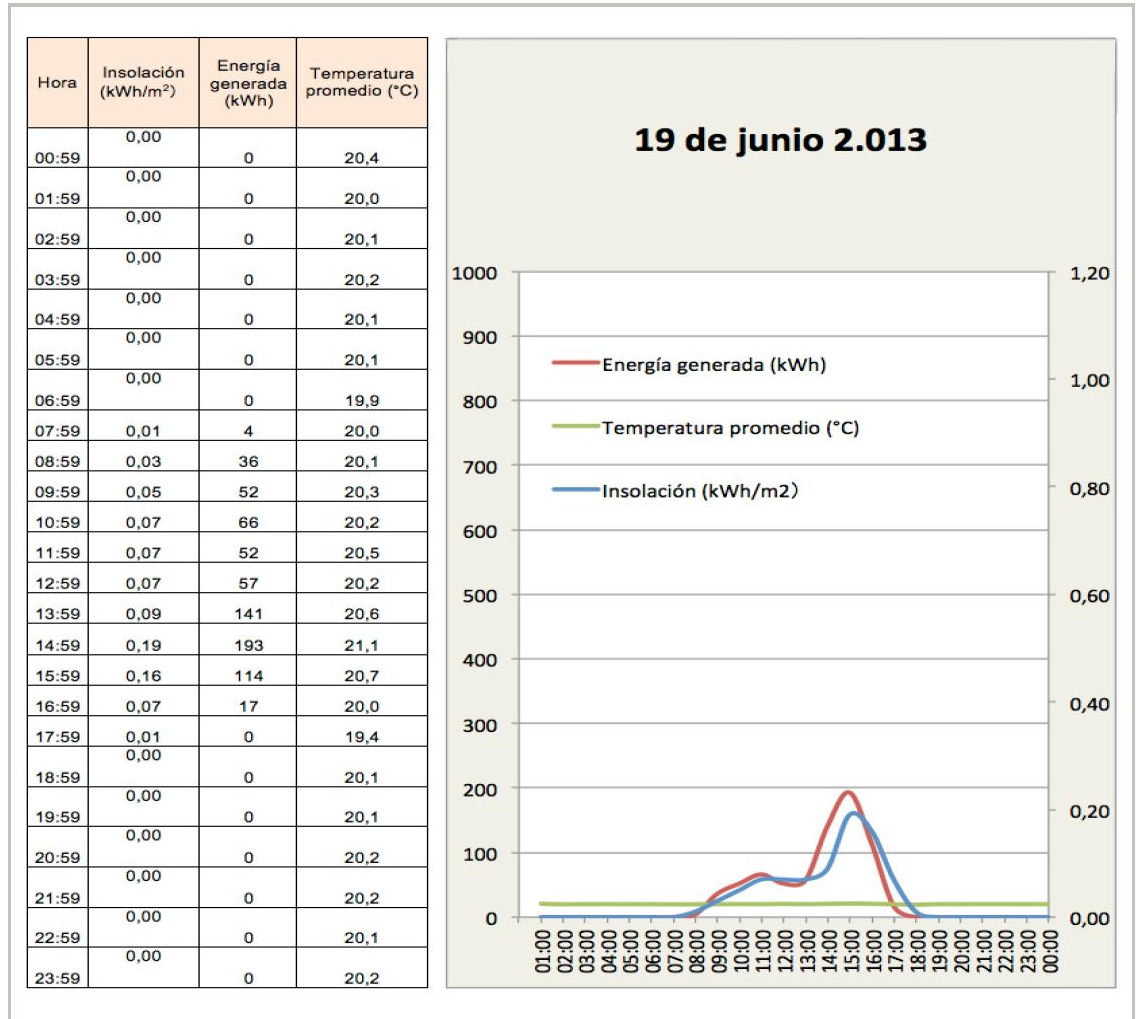
Gráfico N°.2 Generación diaria promedio en el día en que la insolación diaria fue la más parecida al promedio diario desde su inicio de operación hasta el 30 de junio 2.015.



La insolación diaria fue de 5,2 kWh/m² y la energía bruta generada resultante fue de 4.267 kWh.

Figura 3. Generación diaria promedio en el día en que la insolación diaria fue la más parecida al promedio diario.

Gráfico N°.3 Generación mínima diaria en el día en que la insolación diaria fue la más baja desde su inicio de operación hasta el 30 de junio 2.015.



La insolación diaria fue de 0,82 kWh/m² y la energía bruta generada resultante fue de 732 kWh.

*Figura 4.
Generación mínima diaria en el día en que la insolación diaria fue la más baja.*

“Conclusiones”

“A pesar de que el Parque Solar Miravalles no se instaló en una de las zonas de mayor potencial solar del país, sino más bien en una zona nubosa, muy cercana a la Cordillera Volcánica Norte, los resultados anuales de operación muestran que durante la mayor parte del año, este parque solar aporta energía eléctrica diariamente por encima de 3.500kWh. Se considera que la tecnología híbrida utilizada en los paneles (monocristalinos-película delgada) ha contribuido en gran medida a los altos logros de generación, dado que son capaces de captar la energía, tanto en días despejados, con radiación directa, mediante la parte monocristalina; como en los días nublados, mediante la radiación indirecta, que es captada por la película delgada. Lo anterior ha permitido que la generación anual esperada de 1,2 GWh haya sido superada con creces, alcanzándose un promedio anual real de 1,5 GWh”.

“En general, se puede asegurar que el desarrollo de nuevos proyectos de energía solar en Costa Rica puede contribuir a que el país no requiera disponer siempre de plantas térmicas para suplir la demanda pico que se da normalmente entre las 10:01 y las 12:30 horas. Precisamente, porque en ese lapso se presentan los mayores aportes de la energía solar en nuestro país. El aprovechamiento a mayor escala de este recurso limpio será nuestro reto en los próximos años” (Picado Barahona y Ajún López 2015).

La relevancia de este antecedente para el proyecto de Cañas tiene principalmente dos aspectos:

1. Es un proyecto maduro desarrollado relativamente cerca del sitio de interés y que además cuenta con muchísima información disponible sobre desempeño, radiación solar directa e indirecta, temperaturas, entre otros; por lo que se puede considerar una rica fuente de datos para predecir el desempeño del proyecto y afinar las proyecciones, tanto técnicas como financieras.
2. Demuestra algunos aspectos relevantes no muy comunes en este tipo de proyectos como el aspecto de monitoreo constante mediante un sistema de control de parámetros no solo técnicos como la generación propiamente, sino también aspectos ambientales como la cantidad de emisiones de carbono y barriles de petróleo evitadas.

Aplicación de paneles solares en estacionamientos de vehículos bajo el concepto de generación distribuida (Calderón Vega 2013)

Institución: Universidad de Costa Rica

Fecha: 2013

Autor: Calderón Vega, Jefferson

Este antecedente tiene como objetivo general “Realizar un análisis de las tecnologías de paneles solares para la implementación de una aplicación de generación distribuida en estacionamientos de vehículos”:

Realiza un análisis detallado de las tecnologías existentes en generación fotovoltaica y se hace un análisis beneficio/costo con base en el plan piloto del Instituto Costarricense de Electricidad vigente a la fecha del trabajo, tomando como modelo el estacionamiento del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.

“Este proyecto tiene como propósito principal evaluar la viabilidad de la implementación de un sistema fotovoltaico en un estacionamiento de vehículos adjunto al Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos”.

“El consumo actual del estacionamiento es de aproximadamente 2500 W y se dispone de un área máxima de aprovechamiento de aproximadamente 1800 m²”.

“Para obtener un máximo de ahorro mediante la instalación de un sistema fotovoltaico, se requiere reducir su consumo de energía a un valor cercano a cero, y que así haya un mayor rendimiento en la inversión”.

“Para lograr el objetivo se recomienda instalar un sistema fotovoltaico de 21,6 kW de potencia, como se puede ver a continuación”:

Tabla 3.
Descripción del sistema fotovoltaico. (Calderón Vega 2013)

Descripción	Cantidad
Paneles Solares ReneSola, potencia 300 W c/u	72
Inversor Kaco, modelo BP 6400xi, certificado UL	3
Equipo de Monitoreo por Internet	1
Mampostería de Aluminio	1
Material eléctrico para conexión hasta la caja de breakers, transporte del equipo hasta el sitio, trámites del permiso de interconexión con la empresa eléctrica y mano de obra para la instalación.	1
Ubicación: Curridabat	Generación 2,086 kWh/mes

“De acuerdo con su ubicación (Curridabat) este sistema podrá generar 2086 kWh al mes en promedio, con lo cual el consume se reduciría a 414 kWh. Esto genera una reducción de 83% en el consumo de energía eléctrica, por lo tanto la factura se podría ver de la siguiente manera”:

Tabla 4.
Consumo Eléctrico. (Calderón Vega 2013)

Cliente:	CFIA - Estacionamiento		
Cía Eléctrica:	CNFL		
Tipo de Tarifa:	TG-3	Consumo Reducido	
Ubicación:	Curridabat		
Consumo Promedio:	414 kWh		
	Consumo kWh	Tarifa CNFL	Colones
Energía Eléctrica (kWh)	414	¢129.00	¢53,406.00
Total Energía	414		¢53,406.00
Alum. Público		¢3.24	¢1,340.00
Imp. Ventas		13.00%	¢6,945.00
Tributo Bomberos		1.75%	¢935.00
Total Impuestos			¢9,220.00
Total Factura Mensual			¢62,626.00
Costo por kWh			¢151

“La reducción de la factura de ₡376 475 a ₡62 626 representa un ahorro mensual promedio de ₡313 849”.

“El precio que se tiene para este sistema es de \$56 480, exento de impuestos (según la ley 7447)”.

“Una de las empresas ofrece crédito para el financiamiento de la obra, de ser necesario, este crédito es a 10 años, a una tasa preferencial en dólares de 8% los primeros 2 años y de 10% los siguientes 8 años, y se puede financiar hasta el 100% de la obra, lo cual permite adquirirlo sin inversión inicial”.

“Esto representa una cuota nivelada de \$685,26 mensual los primeros 2 años y de \$735,55 del año 3 al 10”.

“La cuota nivelada es la opción diseñada para maximizar los ahorros en el plazo del financiamiento”.

“Estimando un aumento del 12% anual en el costo de la energía eléctrica, en la siguiente tabla se muestra el ahorro esperado, las cuotas a pagar y el saldo a favor”.

Tabla 5.
Análisis Financiero. (Calderón Vega 2013)

Cuota Nivelada			Crédito por:			\$ 56,480.00
Año	Factura CNFL Sin Sistema Fotovoltaico	Factura CNFL Con Sistema Fotovoltaico	Ahorro Mensual	Pago a Sibio Mensual	Saldo a Favor Mensual	Saldo a Favor Anual
1	₡376,475	₡62,626	₡313,849	₡345,370	-₡31,521	-₡378,254
2	₡421,652	₡70,141	₡351,511	₡345,370	₡6,141	₡73,689
3	₡472,250	₡78,558	₡393,692	₡370,717	₡22,975	₡275,705
4	₡528,920	₡87,985	₡440,935	₡370,717	₡70,219	₡842,622
5	₡592,391	₡98,543	₡493,847	₡370,717	₡123,131	₡1,477,569
6	₡663,478	₡110,368	₡553,109	₡370,717	₡182,392	₡2,188,709
7	₡743,095	₡123,613	₡619,482	₡370,717	₡248,766	₡2,985,187
8	₡832,266	₡138,446	₡693,820	₡370,717	₡323,103	₡3,877,241
9	₡932,138	₡155,060	₡777,079	₡370,717	₡406,362	₡4,876,342
10	₡1,043,995	₡173,667	₡870,328	₡370,717	₡499,611	₡5,995,335
11	₡1,169,274	₡194,507	₡974,767	₡0	₡974,767	₡11,697,208
Financ en dólares, 8 % año 1 y 2, 10 % año 3 a 10.				\$685.26	\$735.55	
Tipo de cambio usado:		504				

“Podemos notar que únicamente en el primer año no se tendrá saldo a favor, pero del año 2 al 10 tenemos un saldo a favor importante hasta que en el año 11 se obtiene un saldo a favor de casi el 40% del valor total de la obra” (Calderón Vega 2013)”.

Este trabajo además de incluir una importante revisión de tecnologías de generación, muestra una posible metodología para la evaluación financiera del proyecto, aunque no utiliza técnicas tales como TIR y VAN que sí se van a utilizar para el proyecto del CENCE. También es importante notar que el plan piloto mencionado en el trabajo ya no está vigente, sino que deben utilizarse las nuevas reglas definidas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, haciendo los ajustes correspondientes en el trabajo.

Alcances

Se entregarán documentos electrónicos en un medio apropiado tal como disco DVD, unidad USB o similar, con al menos los siguientes contenidos: planos eléctricos, tablas, memorias de cálculo y especificaciones técnicas que permitan la adquisición de los equipos necesarios y su posterior instalación y puesta en marcha. Se incluirán también en formato electrónico la memoria de cálculo del análisis financiero de la solución recomendada.

Limitaciones

El proyecto se desarrolla en un inmueble existente de muy reciente construcción, de manera que el diseño propuesto debe esforzarse en minimizar posibles modificaciones al edificio y trabajar en máxima armonía con el diseño existente.

Por la naturaleza del inmueble como instalación crítica del Sistema Eléctrico Nacional, alguna información de diseño debe manejarse de manera confidencial.

El inmueble es propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad, por lo que debe acatarse la normativa interna aplicable y algunas decisiones de diseño deben concertarse con las autoridades correspondientes.

I DIAGNÓSTICO

El actual Centro de Control de Energía (CENCE) fue diseñado en 1977 y construido aproximadamente en 1982. Cuando entró en operación era la única edificación en el área y, por lo tanto, contaba con un adecuado perímetro de exclusión. Asimismo, se diseñó para las funciones previstas en ese momento como Operador de Sistema.

Con el tiempo, necesidades institucionales aceleraron el desarrollo de la zona aledaña al CENCE, de manera que en la actualidad se encuentra rodeado de varias edificaciones adyacentes. En particular se debe destacar la cercanía de la Proveeduría del ICE, entidad con gran afluencia de proveedores ajenos a la institución quienes, al parquear sus vehículos automotores reducen la capacidad de circulación de la única calle de acceso al CENCE a un solo carril. Incluso, el edificio en donde se encuentra esta dependencia tiene dos salidas de emergencia que desembocan directamente a la zona de exclusión existente, la cual es tan solo de diez metros.

Hasta el ingreso a funcionamiento del proyecto Sistema Integrado Eléctrico para América Central(SIEPAC) era viable, pero no eficiente, manejar el mercado eléctrico de Costa Rica, así como las eventuales transacciones internacionales, con la información suministrada por los equipos de medición disponibles. A partir del ingreso del proyecto SIEPAC, Costa Rica está obligada a reportar, a través del Centro de Control de Energía, todas y cada una de las operaciones que se realicen en los nodos de la Red de Transporte Regional (RTR) y debe hacerlo cumpliendo con

las especificaciones de calidad y oportunidad determinadas para participar en el MER.

La adecuación de los equipos de medición, procesamiento y almacenamiento de datos, y comunicación de la información requerida para permitir la participación de Costa Rica en el MER debe usarse, simultáneamente, para mejorar la eficiencia del control y protección del sistema de transmisión del ICE. En este sentido, el equipamiento a instalar debe satisfacer los requisitos del MER y los del ICE.

Adicionalmente, el CENCE fue gradualmente asumiendo mayores responsabilidades, principalmente en la Seguridad Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y en la administración contractual y comercial de la compra-venta de energía a nivel regional y de generadores independientes nacionales, cuyo efecto en las instalaciones fue adicionar un edificio anexo al original y una sección de una edificación contigua para albergar el personal y los equipos requeridos para estas nuevas funciones. Con la conformación del Mercado Eléctrico Regional y el crecimiento normal del SEN las actuales instalaciones, aun con las adiciones efectuadas, son ya insuficientes para el personal y equipos proyectados en el corto plazo.

En materia de seguridad, se analizó la posibilidad de implementar normas de protección de infraestructura crítica tales como las CIP-2 a CIP-9 del *North American Electric Reliability Council* (NERC) y las recomendaciones contra terrorismo del Departamento de Defensa y de la Agencia Federal de Gestión de Emergencias (FEMA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos. En este análisis encontró con que,

aun para un grado de protección bajo, es materialmente imposible crear un aislamiento perimetral de 45 metros alrededor del edificio del CCE; ya que, como se mencionó, existen importantes edificios del ICE dentro de ese perímetro además de una carretera nacional con alto tránsito. Esta carretera también ocasiona un riesgo a considerar, puesto que se ubica a menos de 25 metros de las instalaciones.



Figura 5.

Ubicación Actual e Identificación de Amenazas del Centro Nacional de Control de Energía.

I.1 Antecedentes del inmueble

El 4 de octubre del 2006 la Subgerencia Sector Electricidad, declaró el Centro de Control de Energía como una infraestructura crítica o un activo crítico para el estado ¹.

¹ Nota S.S.E 1350.2006.

De noviembre del 2007 a febrero 2008 se realiza una Consultoría de Seguridad a cargo de la empresa “Los expertos en mercado XM” de Colombia, mediante la cual se evaluaron los riesgos físicos y vulnerabilidad de las instalaciones actuales y con base en estos estudios, la recomendación de las medidas de mitigación.

De agosto del 2008 a enero del 2009 se desarrolló la segunda parte de la factibilidad, mediante la cual la empresa Fichtner GmbH & Co. KG desarrolló una Consultoría de Modernización, mediante la cual definen la estrategia de modernización requerida para contar con un Nuevo Centro de Control de Energía y la Renovación Tecnológica del Actual Centro de Control para su completa compatibilidad duplicada en plataforma computacional, base de datos, conectividad y sistemas de información.

Se identifica que la construcción de la Nueva sede del CCE es necesaria para garantizar a los diferentes segmentos de clientes nacionales y regionales el adecuado suministro del servicio eléctrico en condiciones de precio, calidad, oportunidad, continuidad y seguridad. Razón por la cual, el 13 agosto del 2009 el Consejo Directivo autoriza a la Subgerencia Sector Electricidad, para que realice la construcción del Nuevo Centro de Control de Energía en San Miguel de Santo Domingo de Heredia².

² Nota 0012-196-2009.

En el 2011 y dado el resultado de las consultorías realizadas, se define que para dar soporte temporal en casos de emergencia como desastres naturales o actividades de cualquier índole que impidan el funcionamiento del edificio principal a construir, se debe contar con un respaldo que trabaje en espejo. El mismo se pensaba en las instalaciones actuales de Sabana, pero considerando las condiciones de amenaza arrojadas en los estudios sobre el Centro Actual, se establece que la redundancia del sistema nacional y regional requiere de la construcción de un Centro Alterno, con lo cual se eliminan los problemas presentes en Sabana.

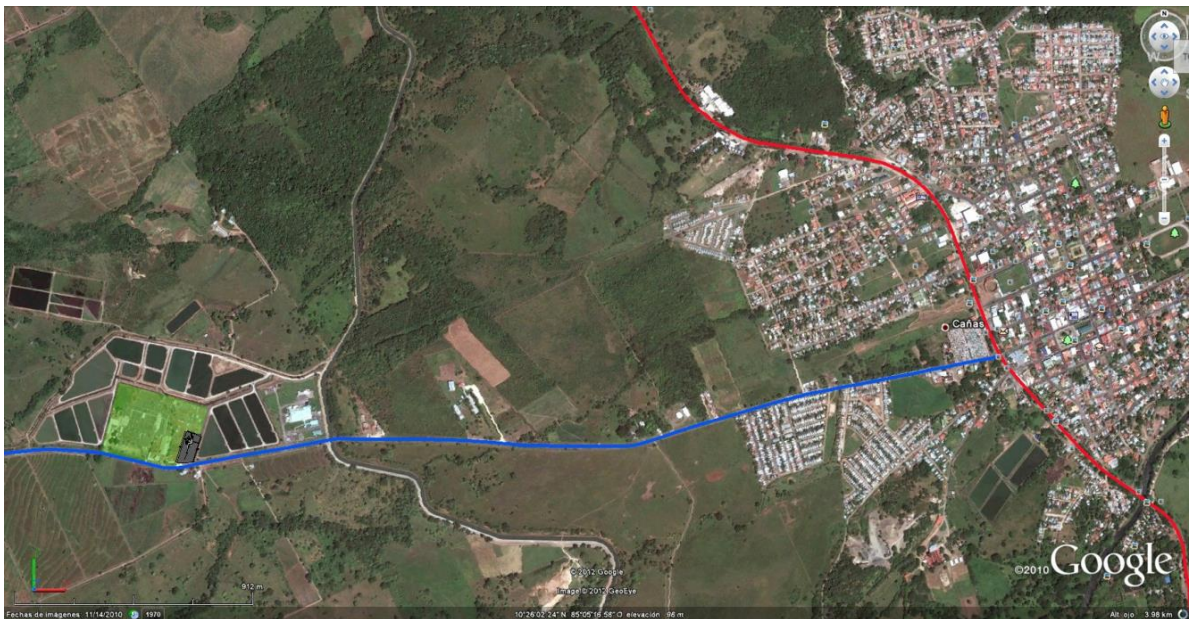
Por lo anterior, se decidió construir un segundo complejo que trabaje de manera simultánea al principal (San Miguel), en Cañas, Guanacaste, de manera que tenga todas las capacidades de operar sin depender de ninguna otra infraestructura, y brindar un segundo respaldo a la información obtenida del Sistema Eléctrico Nacional.

Se ubicó contiguo a la subestación eléctrica de Cañas, porque es una de las más importantes subestaciones del país y garantiza la conectividad con la red de telecomunicaciones por fibras ópticas del Sistema Eléctrico Nacional y cuenta con disponibilidad de potencia a media tensión para suplir la demanda eléctrica del complejo. También se ha considerado como una localización óptima para la comunicación por medio de la red de microondas.

I.2 Localización

Este edificio está ubicado en una parte de un terreno propiedad del ICE, perteneciente a la Dirección de Logística del ICE, Sub Zona Cañas, el cual se encuentra

junto a la subestación de Cañas en Guanacaste, exactamente 3,20 kilómetros al oeste del centro de Cañas, sobre la Ruta Nacional No. 923, en la provincia de Guanacaste. El proyecto se ubica en las coordenadas 10° 25' 24,21" Norte y 85° 07' 24,29" Oeste. Estas dos propiedades, tanto la Subestación como Logística limitan en sus costados norte, este y oeste con estanques dónde se cultivan tilapias, y al sur con la Ruta Nacional 923, como se puede apreciar en la Figura 6.



*Figura 6.
Ubicación del proyecto (fuente: Google Earth).*

La obra se construyó dentro del área que comprende la subestación eléctrica y la Dirección de Logística, ambas propiedades del ICE. El área total de estas propiedades es de aproximadamente de 85 000 m², de los cuales es ocupado por el proyecto un aproximado de 8100 m². En la Figura 7 se puede apreciar la ubicación

exacta del edificio en el terreno, el cual se ubica en la parte sureste del mismo (derecha abajo), justo frente a la calle.



Figura 7.
Detalle de linderos del proyecto (fuente: Google Earth).

I.3 Función del edificio

El centro de control de energía cumple con la función de administrar el Sistema Eléctrico Nacional y regional, por lo que es un edificio de máxima seguridad. Para el caso de la sede en Cañas se utilizará como centro alternativo. En condiciones normales de operación el edificio contará con un total de veinte personas laborando. Este edificio dará soporte temporal y de respaldo al edificio principal.



Figura 8.
Vista Aérea del Proyecto (fuente: Google Earth).

I.4 Obras principales

Este proyecto consta de tres edificaciones principales, que consisten en un edificio para el Centro de Control, oficinas y talleres con un área de construcción aproximada a 1 700 m², una caseta de vigilancia con un área de unos 70 m² y un edificio de respaldo eléctrico con un área de 160 m². Estas obras se construirán en un terreno con un área total estimada en 8 100 m² y todo el perímetro de la propiedad será protegido con la construcción de una tapia con una longitud aproximada de 400 metros y 3,5 metros de altura. Dentro de la propiedad se urbanizarán zonas para calles y estacionamiento de vehículos con sus respectivos cordón y caño, para un área de 3 200 m². El resto del terreno, 2 970 m², se acondicionará como zona verde.

También considera el montaje de compresores y bombas, plumas y portones de acceso al sitio, previstas subterráneas para tendido de iluminación exterior, circuitos de fibra óptica, señales de CCTV, telefonía, redes locales suministradas por Servicio al Cliente, y provenientes de la subestación. Además, será necesario la instalación de tuberías aéreas expuestas sobre pared, ductos y canastas para las redes de cables, sistemas de iluminación interior y exterior, distribuidores de fibra óptica, sistemas de detección de incendio, alarmas de monitoreo, bancos de baterías, sistemas de seguridad en acceso o puertas, intercomunicadores, sistemas de voz y datos, sistemas de pararrayos, mandos remotos, control y monitoreo de sistemas de supresión conraincendios, instalación de sistemas de medición para consumo de energía, entre otros.



*Figura 9.
Vista del edificio desde el portón de ingreso.*



*Figura 10.
Fachada sur vista desde el área de parqueos.*

II MARCO TEÓRICO

II.1 Radiación solar (Mascarós Mateo 2016, 40-49)

II.1.1 Ángulo de Acimut (α)

Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación sur del módulo fotovoltaico se corresponde con el origen y toma el valor 0° ; la orientación oeste vale 90° ; la orientación norte vale 180° , y la orientación este vale 270° . También se puede medir con sentido negativo hacia el este y sentido positivo hacia el oeste. De esta forma, la orientación este se corresponde con un ángulo de -90° y la orientación oeste con un ángulo de 90° .

II.1.2 Inclinación o ángulo de elevación (β)

Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos en posición horizontal y 90° para módulos en posición vertical. En instalaciones fijas este ángulo se determina en función de la latitud del lugar.

II.1.3 Posición óptima de un módulo fotovoltaico estático durante todo el año

Un módulo fotovoltaico recibe la mayor cantidad de energía posible cuando los rayos solares inciden sobre este de forma perpendicular. En la mayoría de ocasiones, la posición del módulo fotovoltaico es fija durante todo el año, aunque en algunas aplicaciones se modifica la inclinación del módulo en función de la estación o meses del año para aprovechar mejor la energía del sol. En instalaciones fotovoltaicas

con seguidor solar, este ángulo será variable a lo largo del día para aprovechar al máximo la radiación solar.

Entonces, ¿cuál es la posición óptima de un módulo fotovoltaico en una instalación estática para maximizar la captación anual de energía? En el hemisferio norte, los módulos fotovoltaicos deben estar orientados hacia el sur y, por tanto, el ángulo de acimut óptimo vale 0° . Si los módulos están ubicados en el hemisferio sur, se deben orientar hacia el norte, lo que corresponde con un ángulo de acimut de 180° .

Para determinar la **inclinación óptima** que garantiza la máxima captación de energía anual se utiliza una expresión que resulta del análisis de los cálculos de la irradiación solar global para distintas inclinaciones en distintas latitudes:

$$\beta_{\text{ópt}} = 3.7 + 0.69 \cdot |\varphi| \quad (1)$$

$\beta_{\text{ópt}}$: inclinación óptima para maximizar la captación de energía anual, en grados sexagesimales.

φ : latitud del lugar, en grados sexagesimales.

No obstante, la inclinación del módulo fotovoltaico no debe ser menos de 15° , para permitir que la suciedad acumulada sobre su superficie sea retirada por el agua de lluvia.

En las instalaciones conectadas a la red, el objetivo es conseguir la máxima captación anual de energía; en las instalaciones aisladas con consumo anual constante, el objetivo es garantizar la máxima captación de energía en el mes del año

con menor irradiación solar; mientras que, en las instalaciones de bombeo de agua, el objetivo es conseguir la máxima captación de energía en verano.

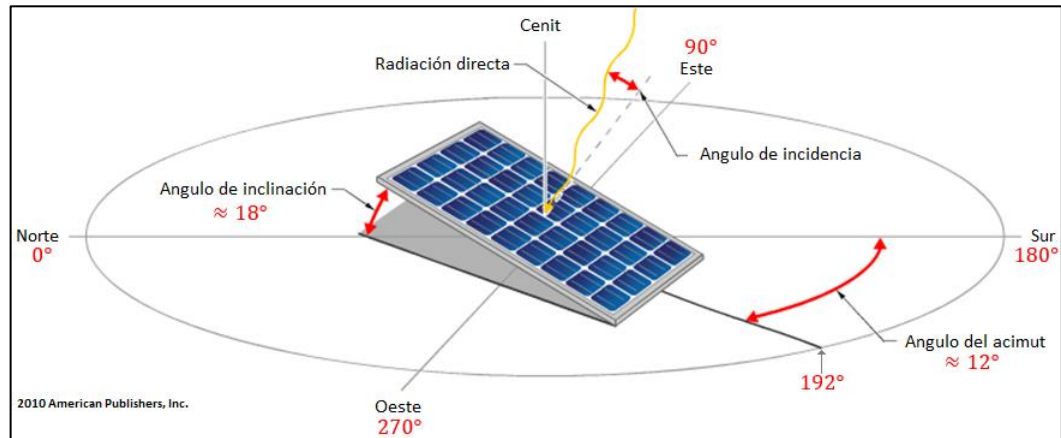


Figura 11.
Ángulos de acimut e inclinación (2010 American Publishers, Inc.).

II.1.4 Componentes de la Radiación Solar:

Debido a los efectos de dispersión, reflexión, difracción y absorción que tienen lugar en la atmósfera, la radiación solar recibida sobre una superficie o módulo fotovoltaico situado en la superficie terrestre procede de tres componentes:

Radiación directa (B): es la radiación solar que recibe el módulo fotovoltaico directamente desde el sol, sin cambiar de dirección. Es la radiación incidente.

Radiación difusa (D): es la radiación procedente de toda la bóveda del cielo visible desde la superficie (excepto la procedente del disco solar que se corresponde con la radiación directa), como consecuencia de los fenómenos de difracción, reflexión, entre otros.

Radiación de albedo o reflejada (R): es la radiación directa y difusa que recibe el módulo fotovoltaico procedente de la reflexión sobre el entorno (suelo u otras superficies próximas)

La suma de las tres componentes constituye la **radiación global (G)**.

$$G = B + D + R \quad (2)$$

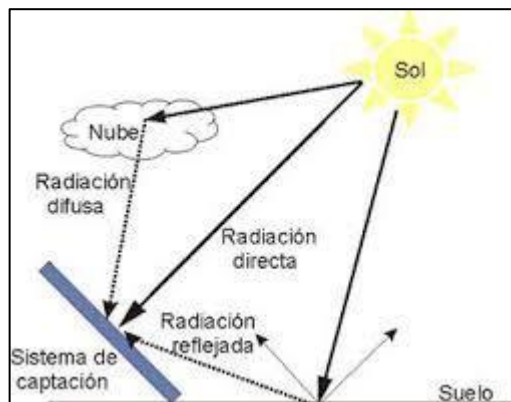


Figura 12.
Componentes de la radiación solar (imagen stock de www.fotoseimagenes.net).

II.1.5 Irradiancia e irradiación solar

La energía generada por el sol llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética. Para cuantificar la potencia y la energía de la radiación solar por unidad de superficie se utilizan, respectivamente, la irradiancia y la irradiación solar.

Irradiancia: es la potencia de la radiación solar recibida por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2) o kilovatios por metro cuadrado (kW/m^2).

Irradiación: es la energía recibida por unidad de superficie durante un tiempo determinado. Se mide en $W \cdot h/m^2$, o $kW \cdot h/m^2$. La irradiación a lo largo de un día se mide en $W \cdot h/m^2/día$, o $kW \cdot h/m^2/día$. También se suele medir en megajulios por metro cuadrado (MJ/m^2).

La irradiancia global se representa mediante la letra G sin subíndices, mientras que la irradiación global se representa mediante la letra G con uno o dos subíndices. El primer subíndice refleja el período de tiempo de integración de la irradiación solar y el segundo subíndice representa un valor medio de la irradiación. Después de la letra G se especifica, entre paréntesis, la posición (α, β) de la superficie sobre la que incide la radiación solar, donde α es el ángulo del acimut y β es la inclinación o elevación de la superficie. Si la superficie se encuentra en posición horizontal, se utiliza el valor 0 entre paréntesis.

II.1.6 Hora Solar Pico (HSP)

Se define el concepto de “**hora solar pico**” (**HSP**) de un día, referido a una superficie con orientación α y una inclinación β , como el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de $1000 W/m^2$, que tendría la misma irradiación total que la irradiación real de ese día.

Para obtener las HSP de un día, se divide la irradiación de dicho día, medida en $W \cdot h/m^2$, por $1000 W/m^2$. En general se usa el valor medio de la irradiación diaria:

$$HSP_{(\alpha, \beta)} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{1000 W/m^2} \quad (3)$$

$HSP_{(\alpha,\beta)}$: número de horas solares pico para un módulo fotovoltaico con orientación e inclinación (α,β) .

$G_{dm}(\alpha,\beta)$: valor diario medio mensual de la irradiación global sobre el plano del módulo fotovoltaico con una orientación α y una inclinación β , expresada en W/m^2 .

También se puede calcular el valor de HSP referido, por ejemplo, a un mes o aun año, dividiendo el valor de la irradiación de dicho mes o año, expresado en $W \cdot h/m^2$, entre $1000 W/m^2$.

II.1.7 Radiación solar anual sobre una superficie inclinada. Pérdidas de radiación solar.

En las instalaciones fotovoltaicas cuyo objetivo es maximizar la captación de energía anual, los módulos fotovoltaicos se disponen con un ángulo de inclinación óptimo $\beta_{\text{ópt}}$ y un ángulo acimutal de 0° , en condiciones ideales. El valor diario medio anual de la irradiación global que recibe una superficie inclinada con el ángulo óptimo $G_{da}(0, \beta_{\text{ópt}})$ se puede determinar a partir del valor diario medio anual de la irradiación global sobre una superficie horizontal $G_{da}(0)$, con la expresión:

$$G_{da}(0, \beta_{\text{ópt}}) = \frac{G_{da}(0)}{1 - 4.46 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{\text{ópt}} - 1.19 \cdot 10^{-4} \cdot \beta_{\text{ópt}}^2} \quad (4)$$

Considerando los 365 días al año, la irradiación global anual sobre la superficie inclinada con el ángulo óptimo $\beta_{\text{ópt}}$ es:

$$G_a(0, \beta_{\text{ópt}}) = 365 \cdot G_{da}(0, \beta_{\text{ópt}}) \quad (5)$$

Sin embargo, en los generadores fotovoltaicos tienen lugar pérdidas de radiación debidas a una orientación e inclinación del generador fotovoltaico distintas de las óptimas, así como pérdidas debidas a sombras proyectadas por objetos circundantes.

La irradiación solar sobre una superficie en una posición diferente de la óptima se obtiene multiplicando la irradiación sobre la superficie en la posición óptima por el factor de irradiación (FI) y por el factor de sombra (FS). El valor diario medio anual de la irradiación global anual viene dado por:

$$G_{da}(\alpha, \beta) = FI \cdot FS \cdot G_{da}(0, \beta_{\text{ópt}}) \quad (6)$$

Considerando los 365 días del año, la irradiación global anual resulta:

$$G_a(\alpha, \beta) = 365 \cdot FI \cdot FS \cdot G_{da}(0, \beta_{\text{ópt}}) = 365 \cdot G_{da}(\alpha, \beta) \quad (7)$$

II.1.8 Pérdidas de radiación solar por orientación e inclinación

Cuando el objetivo perseguido es maximizar la captación de energía solar, los módulos fotovoltaicos se deben orientar, en el hemisferio norte, hacia el sur ($\alpha=0^\circ$) con un ángulo de inclinación óptimo $\beta_{\text{ópt}}$. No obstante, esto no es siempre posible, ya que pueden influir otros factores como imperativos físicos, sombras, resistencia al viento, entre otros. Para considerar estas pérdidas con respecto a la posición óptima (P_{O1}), se utiliza el factor de irradiación (FI). El FI se define como “el porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha=0^\circ, \beta_{\text{ópt}}$)”. El factor

de irradiación en función de las pérdidas, en tanto por uno, se calcula con la expresión:

$$FI = 1 - P_{OI} \quad (8)$$

Para calcular las pérdidas de radiación solar para una posición (α, β) diferente de la posición óptima se utilizan las expresiones:

$$\begin{aligned} P_{OI} &= 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{ópt}})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2; \\ &\text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \\ P_{OI} &= 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{ópt}})^2; \text{ para } \beta \leq 15^\circ \end{aligned} \quad (9)$$

α : ángulo de acimut de la superficie, en grados sexagesimales.

β : ángulo de inclinación de la superficie, en grados sexagesimales.

$\beta_{\text{ópt}}$: ángulo de inclinación óptimo, en grados sexagesimales.

II.1.9 Pérdidas de radiación solar por sombras

Para considerar las pérdidas de radiación por sombras P_s que experimentan los módulos fotovoltaicos se utiliza el factor de sombra (FS). Se trata de un porcentaje de pérdidas anual que representa el porcentaje de radiación incidente teniendo en cuenta las sombras, con respecto a la radiación incidente sin sombras. Para obtener dicho valor, se utiliza un procedimiento³ que compara el perfil de obstáculos que afecta al generador fotovoltaico con las trayectorias del sol a lo largo de un día

³ En la fuente original se incluye un procedimiento válido sólo para la península ibérica, por lo que no se incluye en esta exposición. En el diseño se abordará un procedimiento alternativo.

en distintas épocas del año. El factor de sombra en función de las pérdidas por sombras es:

$$FS = 1 - P_s \quad (10)$$

II.2 Módulos y generadores fotovoltaicos (Mascarós Mateo 2016, 60-75)

II.2.1 El módulo fotovoltaico

En las instalaciones solares fotovoltaicas, el componente encargado de transformar la energía solar en energía eléctrica es la célula fotovoltaica o célula solar. Una sola célula proporciona niveles bajos de tensión, intensidad y potencia. Por tanto, para aumentar estos niveles, las células fotovoltaicas se asocian y dan lugar a los módulos fotovoltaicos. A su vez, los módulos fotovoltaicos se suelen agrupar para conseguir mayores potencias, tensiones e intensidades y forman los generadores fotovoltaicos.

Una **célula solar** o **célula fotovoltaica** es un componente electrónico capaz de transformar parte de la energía solar que recibe en energía eléctrica. Aproximadamente, su vida útil, funcionando a máximo rendimiento, es de unos treinta años. Está constituida por materiales semiconductores (principalmente silicio), que forma una unión PN. La capa superior de la célula expuesta a la radiación solar es la capa N, mientras que la capa inferior situada en la zona de oscuridad es la capa P.

La célula fotovoltaica absorbe fotones de luz y emite electrones. Para un valor de la irradiancia solar de 1000 W/m^2 , una célula fotovoltaica genera una tensión de circuito abierto de unos 0.6 V aproximadamente y una intensidad en cortocircuito

que depende de su área de exposición a la radiación solar. En general, para un área de exposición de unos 100 cm² la intensidad suele ser de unos 3 A.

En la siguiente tabla se muestran los valores de eficiencia confirmados de varios tipos de módulos solares:

Table II. Confirmed terrestrial module efficiencies measured under the global AM1.5 spectrum (1000 W/m²) at a cell temperature of 25 °C (IEC 60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global).

Classification ^a	Effic. ^b (%)	Area ^c (cm ²)	V _{oc} (V)	I _{sc} (A)	FF ^d (%)	Test centre (date)	Description
Si (crystalline)	22.9 ± 0.6	778 (da)	5.60	3.97	80.3	Sandia (9/96) ^e	UNSW/Gochermann [38]
Si (large crystalline)	22.4 ± 0.6	15775 (ap)	69.57	6.341 ^f	80.1	NREL (8/12)	SunPower [39]
Si (multicrystalline)	18.5 ± 0.4	14661 (ap)	38.97	9.149 ^g	76.2	FhG-ISE (1/12)	Q-Cells (60 serial cells) [40]
GaAs (thin film)	24.1 ± 1.0	858.5 (ap)	10.89	2.255 ^h	84.2	NREL (11/12)	Alta Devices [41]
CdTe (thin-film)	17.5 ± 0.7	7021 (ap)	103.1	1.553 ⁱ	76.6	NREL (2/14)	First Solar, monolithic [42]
CIGS (Cd free)	17.5 ± 0.5	808 (da)	47.6	0.408 ^j	72.8	AIST (6/14)	Solar Frontier (70 cells) [16]
CIGS (thin-film)	15.7 ± 0.5	9703 (ap)	28.24	7.254 ^k	72.5	NREL (11/10)	Miasole [43]
a-Si/nc-Si (tandem)	12.2 ± 0.3 ^l	14322 (t)	202.1	1.261 ⁱ	68.8	ESTI (6/14)	TEL Solar, Trubbach Labs [17]
Organic	8.7 ± 0.3 ^m	802 (da)	17.47	0.569 ^j	70.4	AIST (5/14)	Toshiba [11]

^aCIGSS = CuInGaSSe; a-Si = amorphous silicon/hydrogen alloy; a-SiGe = amorphous silicon/germanium/hydrogen alloy; nc-Si = nanocrystalline or microcrystalline silicon.

^bEffic. = efficiency.

^c(t) = total area; (ap) = aperture area; (da) = designated illumination area.

^dFF = fill factor.

^eRecalibrated from original measurement.

^fSpectral response and current–voltage curve reported in Version 42 of these tables.

^gSpectral response and/or current–voltage curve reported in Version 40 of these tables.

^hSpectral response and current–voltage curve reported in Version 41 of these tables.

ⁱCurrent–voltage curve reported in the Version 44 of these tables.

^jSpectral response and/or current–voltage curve reported in the present version of these tables.

^kSpectral response reported in Version 37 of these tables.

^lStabilised at the manufacturer for 149 h to the 2% IEC criteria.

^mInitial performance (not stabilised).

Figura 13.
Eficiencias confirmadas para módulos terrestres (Green, y otros 2015).

II.2.1.1 Curvas características de los módulos fotovoltaicos

Para caracterizar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico se definen unas condiciones de funcionamiento de laboratorio, denominadas “**condiciones estándar de medida**” (**CEM**). Estas condiciones particulares son:

- Irradiancia solar: 1000 W/m².

- Incidencia normal.
- Temperatura de la célula: 25 °C.
- Distribución espectral correspondiente a masa de aire de valor 1.5.

En la Figura 14 se presenta la forma de la curva característica intensidad-tensión o curva I-V de un módulo fotovoltaico, también se ha incluido la curva que describe la relación entre la potencia eléctrica suministrada por el módulo fotovoltaico y tensión eléctrica, o curva P-V. Esta relación presenta un punto de máxima potencia (P_{MPP}). Los parámetros I_{MPP} y V_{MPP} representan la intensidad y la tensión del módulo en el punto de funcionamiento de máxima potencia, en condiciones estándar de medida (CEM). Esta potencia eléctrica máxima que puede alcanzar el módulo viene dada por la relación:

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (11)$$

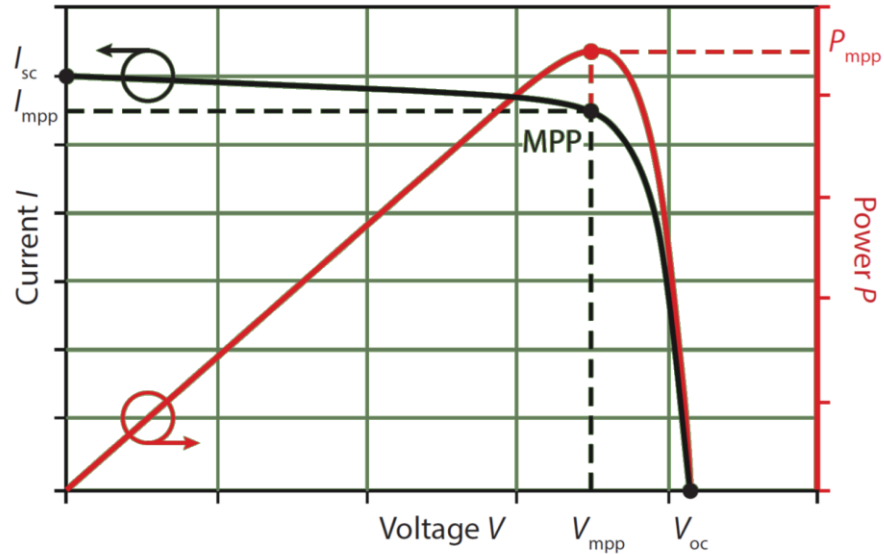


Figura 14.

Una curva genérica I-V y la curva P-V asociada. Se indica también el punto de máxima potencia MPP. (Jäger, y otros 2014).

II.2.1.2 Influencia de la irradiancia solar

La potencia eléctrica suministrada por un módulo fotovoltaico depende de la irradiancia solar incidente. Cuanto menor sea la irradiancia solar, menor es la potencia que puede entregar el módulo. La máxima potencia que puede entregar el módulo fotovoltaico en función de la irradiancia solar se puede obtener de forma aproximada mediante la expresión:

$$P_{MPP,G} = P_{MPP} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \quad (12)$$

$P_{MPP,G}$: máxima potencia del módulo fotovoltaico, para una irradiancia solar G , en W.

P_{MPP} : máxima potencia del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, en W.

G : irradiancia solar recibida por el módulo fotovoltaico, en W/m^2 .

G_{STC} : irradiancia solar en condiciones estándar de medida (1000 W/m²).

Cuanto menor es la irradiancia solar incidente, menor es la intensidad en cortocircuito y menor es la potencia eléctrica entregada por el módulo. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos también suelen suministrar la familia de curvas características del módulo para distintos valores de irradiancia solar, a una temperatura de trabajo de las células de 25 °C.

Bajo las hipótesis planteadas, el valor de la intensidad de cortocircuito ($I_{SC,G}$) es proporcional a la irradiancia solar recibida G , de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$I_{SC,G} = I_{SC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \quad (13)$$

$I_{SC,G}$: intensidad en cortocircuito del módulo, para una irradiancia solar G .

I_{SC} : intensidad en cortocircuito del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida.

G : irradiancia solar recibida por el módulo fotovoltaico, en W/m².

G_{STC} : irradiancia solar en condiciones estándar de medida (1000 W/m²).

II.2.1.3 Influencia de la temperatura

Las curvas características de los módulos fotovoltaicos también dependen de la temperatura de trabajo de las células. Cuando aumenta la temperatura de trabajo de las células, disminuye la tensión de circuito abierto y aumenta ligeramente la in-

tensidad en cortocircuito del módulo. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos también suelen suministrar la familia de curvas características del módulo para distintos valores de temperatura de trabajo, para una irradiancia solar de 1000 W/m^2 . También suelen facilitar los parámetros térmicos de la intensidad en corto circuito (α), de la tensión de circuito abierto (β) y de la potencia en el punto de máxima potencia (γ), que describen la variación de estos en función de la temperatura, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$ con respecto a las condiciones estándar de medida.

Utilizando las siguientes expresiones se puede calcular la intensidad en cortocircuito, la tensión de circuito abierto y la potencia en el punto de máxima potencia, para una temperatura de trabajo diferente de la temperatura en condiciones estándar de medida:

$$P_{MPP,T} = P_{MPP} \cdot \left(1 + \frac{\gamma}{100} \cdot (T - T_{STC})\right) \quad (14)$$

$$I_{SC,T} = I_{SC} \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100} \cdot (T - T_{STC})\right) \quad (15)$$

$$V_{OC,T} = V_{OC} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} \cdot (T - T_{STC})\right) \quad (16)$$

$P_{MPP,T}$: potencia máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico a una temperatura de trabajo T.

P_{MPP} : potencia máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida.

$I_{SC,T}$: intensidad en cortocircuito a una temperatura de trabajo T.

I_{SC} : intensidad en cortocircuito en condiciones estándar de medida.

$V_{SC,T}$: tensión en circuito abierto a una temperatura de trabajo T .

V_{SC} : tensión en circuito abierto en condiciones estándar de medida.

T : temperatura de trabajo de las cédulas del módulo fotovoltaico.

T_{STC} : temperatura de trabajo de las células del módulo en condiciones estándar de medida (25 °C):

α : coeficiente de temperatura de la intensidad en cortocircuito.

β : coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto.

γ : coeficiente de temperatura de la potencia máxima.

Si aumenta la temperatura de operación, disminuye la tensión en circuito abierto y disminuye también la potencia eléctrica entregada por el módulo. La temperatura de operación de las células es un concepto diferente de la temperatura ambiente. La temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas es superior a la temperatura ambiente.

Se denomina “**temperatura de operación nominal de célula**” (**TONC**) a la temperatura que alcanzan las células del módulo fotovoltaico cuando la temperatura ambiente es de 20 °C, la irradiancia es de 800 W/m² y la velocidad del viento es de 1 m/s. A partir del valor de TONC, proporcionado por el fabricante, de la irradiancia solar y de la temperatura ambiente a la que está sometido el módulo, se puede calcular de forma aproximada la temperatura de trabajo de sus células mediante la expresión:

$$T = T_A + G \cdot \frac{T_{ONC}-20}{800} \quad (17)$$

T: temperatura de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico, en grados centígrados.

T_A : temperatura ambiente, en grados centígrados.

G: valor de la irradiancia solar, en W/m^2 .

II.2.1.4 Parámetros Característicos de un módulo fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico está caracterizado por sus parámetros eléctricos, parámetros térmicos, características físicas y rango de funcionamiento. Estos datos son facilitados normalmente por los fabricantes.

Intensidad en cortocircuito (I_{sc}). Es la intensidad que circula por el módulo cuando está en cortocircuito y, por lo tanto, la tensión eléctrica es cero. Es la máxima intensidad que puede proporcionar el módulo en condiciones estándar de medida.

Tensión de circuito abierto (V_{oc}). Es la tensión en bornes del módulo cuando el circuito está abierto y, por lo tanto, la intensidad eléctrica es cero. Es la máxima tensión que puede entregar el módulo en condiciones estándar de medida.

Potencia máxima (P_{MPP}). Es la potencia eléctrica máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida. El fabricante suele ofrecer este dato con una tolerancia. Esto se debe al hecho de que no todas las células que componen el módulo son idénticas, y la célula con menos prestaciones afecta al comportamiento del resto.

Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP}). Es la tensión del módulo en el punto de trabajo de máxima potencia.

Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{MPP}). Es la intensidad que circula por el módulo en el punto de trabajo de máxima potencia.

Tensión máxima del sistema. Este valor de tensión limita el número de módulos que se pueden conectar en serie.

Rendimiento o eficiencia (η). Es el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede entregar el módulo y la potencia luminosa que incide sobre él.

$$\eta = \frac{(V_{MPP} \cdot I_{MPP})}{P_L} = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{\text{Área} \cdot \text{Irradiación}} \quad (18)$$

Factor de forma o de relleno (FF). Es el cociente entre la potencia eléctrica máxima y el producto de la tensión de circuito abierto (V_{OC}) y la intensidad de cortocircuito (I_{SC}). También se puede ver como el cociente entre el área del rectángulo definido por el producto $I_{MPP} \cdot V_{MPP}$ y el área del rectángulo definido por el producto $I_{SC} \cdot V_{OC}$. Cuanto más se aproxima el valor del factor de forma a uno más se aproxima la curva V-I al rectángulo de máxima potencia. En los módulos fotovoltaicos reales, el factor de forma toma valores del orden de 0,7 a 0,8.

Intensidad inversa (I_R). Es el valor máximo de intensidad en sentido inverso que puede soportar un módulo fotovoltaico en régimen permanente.

Coefficiente de temperatura de I_{SC} (α). Representa la dependencia de la intensidad en cortocircuito con la temperatura del módulo, expresados en %/°C.

Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β). Representa la dependencia de la tensión en circuito abierto con la temperatura del módulo, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$.

Coefficiente de temperatura de P (γ). Representa la dependencia de la potencia máxima con la temperatura del módulo, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$.

II.2.1.5 Punto de funcionamiento de un módulo fotovoltaico.

El comportamiento de un módulo fotovoltaico viene definido por su curva característica intensidad-tensión específica para unas determinadas condiciones de irradiancia solar y temperatura. Sin embargo, el punto de funcionamiento dentro de esta curva va a depender de las características de la carga que se conecta en bornes del módulo fotovoltaico.

Cuando se conecta una carga resistiva, el punto de funcionamiento del módulo fotovoltaico es el correspondiente a la intersección entre su curva característica tensión-intensidad y la recta de funcionamiento de la resistencia. Para conseguir que el módulo fotovoltaico trabaje en el punto de máxima potencia se debe ajustar el valor óhmico de la resistencia de forma que el punto de intersección coincida con el punto de máxima potencia de la curva del módulo.

II.2.2 El generador fotovoltaico

Normalmente en las instalaciones fotovoltaicas es necesario agrupar módulos fotovoltaicos para satisfacer las necesidades energéticas demandadas. Para aumentar los niveles de tensión, intensidad y potencia de los módulos, estos se asocian eléctricamente y dan lugar a los **generadores fotovoltaicos**. En la composición de

los generadores fotovoltaicos, todos los módulos utilizados deben ser del mismo fabricante e igual modelo para evitar las pérdidas por efecto **mismatch**. Dichas pérdidas se deben a la conexión de módulos fotovoltaicos con características eléctricas ligeramente diferentes, incluso siendo del mismo fabricante y modelo. Si se conectan módulos en serie con diferentes intensidades, el módulo de menor intensidad limitará la corriente de la rama, de tal forma que la potencia del generador fotovoltaico es inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen.

II.2.2.1 Asociación de células fotovoltaicas

Para conseguir aumentar los niveles de tensión, intensidad y potencia eléctrica, las células fotovoltaicas se pueden asociar de las siguientes formas:

Asociación en serie. Permite aumentar la tensión y potencia eléctrica, manteniendo el valor de la intensidad.

Asociación en paralelo. Permite aumentar la intensidad y potencia eléctrica, manteniendo el valor de la tensión.

Asociación mixta. Combina las asociaciones serie y paralelo, permitiendo aumentar el valor de la intensidad, tensión y potencia eléctrica.

II.3 El inversor de conexión a red (Mascarós Mateo 2016)

El inversor utilizado en las instalaciones conectadas a red se conecta directamente al generador fotovoltaico e inyecta en la red la tensión alterna monofásica o

trifásica generada. Esta tensión de salida debe reunir unas determinadas condiciones de calidad y debe sincronizarse perfectamente con la señal eléctrica de la red de distribución. Para conseguir una forma de onda lo más senoidal posible, los inversores acostumbran a utilizar la técnica de modulación de ancho de pulsos (PWM).

Además, la potencia eléctrica suministrada por un generador fotovoltaico depende de su punto de funcionamiento. Los inversores de conexión a red incorporan un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permite obtener la máxima potencia del campo fotovoltaico. Este algoritmo determina el punto de máxima potencia de la curva I-V del generador fotovoltaico regularmente, para ajustar, en consecuencia, el valor de la carga.

II.3.1 Clasificación de los inversores de conexión a red

Los inversores se pueden clasificar en función de diferentes criterios. Por ejemplo, los inversores pueden ser monofásicos o trifásicos, en función del número de fases de la tensión de salida. También, se pueden clasificar según el número de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Existen inversores con un solo sistema de seguimiento, o bien incorporan varios sistemas de seguimiento para conectarlos en distintos subcampos o *strings* (*multi-tracker*).

II.3.2 Características técnicas

Algunas de las principales características técnicas de los inversores utilizados en las instalaciones interconectadas son:

Potencia nominal CA de salida ($P_{INV,AC}$). Es la potencia de salida que puede suministrar el inversor de forma ininterrumpida bajo unas ciertas condiciones de funcionamiento.

Potencia máxima CA de salida. Es la potencia máxima de salida que puede suministrar el inversor durante transitorios o períodos no permanentes. Es habitual expresarla como un porcentaje con respecto a la potencia nominal.

Tensión nominal de salida ($V_{INV,AC}$). Es el valor eficaz de la señal alterna de tensión de salida.

Frecuencia nominal (f). Es la frecuencia de la señal alterna de tensión de salida.

Distorsión armónica (THD[%]). Es el valor de la tasa total de distorsión armónica THD[%] de la señal alterna de tensión en la salida del inversor.

Potencia nominal CC de entrada ($P_{INV,DC}$). Es la potencia máxima de entrada proporcionada por el generador fotovoltaico.

Tensión máxima CC de entrada ($V_{INV,DC}$). Es la máxima tensión que puede soportar el inversor en su entrada sin sufrir una avería. No debe ser superada en ningún caso, puesto que la tensión de entrada es proporcionada por el generador fotovoltaico, se debe tener en cuenta la tensión en circuito abierto V_{OC} del generador fotovoltaico a bajas temperaturas.

Intensidad máxima CC de entrada ($I_{INV,DC}$). Es la máxima intensidad que puede soportar el inversor en su entrada.

Rango de tensión de búsqueda del punto de máxima potencia ($V_{INV,m,MPP} - V_{INV,M,MPP}$). Es el rango de tensiones en el que el inversor aplica el algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Normalmente, si la tensión del generador se sitúa fuera de este rango, el inversor fija esta tensión al correspondiente valor límite del rango de búsqueda. Un diseño del generador fotovoltaico que proporcione con frecuencia una tensión correspondiente al punto de máxima potencia fuera del rango de búsqueda no ocasiona averías, pero da lugar a un desaprovechamiento de la energía solar.

Eficiencia máxima (η). Es la relación máxima entre la potencia absorbida en la entrada del inversor y la potencia cedida en la salida.

II.3.3 Protecciones del inversor de conexión a red

Los inversores de conexión a red también suelen incorporar protecciones contra sobretensiones en a la entrada y en la salida, cortocircuitos y sobrecargas en la salida, así como protección contra corrientes diferenciales en la salida.

Estos inversores también deben disponer de un sistema de desconexión automática para evitar su funcionamiento en **modo isla**. La inyección de corriente en la red eléctrica por parte de una instalación generadora interconectada, en el caso de que el suministro de la red eléctrica haya sido interrumpido para la realización de tareas de mantenimiento o reparaciones, supone un serio peligro para el personal de mantenimiento de la compañía eléctrica y para el usuario.

Algunos inversores también incorporan **aislamiento galvánico**. En ocasiones la legislación aplicable establece que la instalación generadora debe disponer de una separación galvánica entre la instalación generadora y la red, bien mediante un transformador de aislamiento o sistema equivalente que cumpla las mismas funciones. Las funciones que se persiguen mediante la utilización de un transformador de baja frecuencia son:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad al personal.
- Evitar la inyección de corriente continua a la red.

II.3.4 Disposición del generador fotovoltaico

Existen distintas disposiciones posibles del generador fotovoltaico en función del sistema de inversores seleccionado. Algunos de estos esquemas son:

- Un inversor para cada módulo fotovoltaico.
- Un inversor por cadena o *string*.
- Un inversor central para todo el generador fotovoltaico.
- Un generador fotovoltaico con varios inversores, donde se utiliza un inversor para varias cadenas.
- Un inversor central *multi-tracker* para todo el generador fotovoltaico.

II.3.5 Sobredimensionado de inversores. (SolarEdge 2016)

Los módulos FV no se desempeñan consistentemente a su nivel de salida nominal. La potencia de salida del módulo es afectada por el clima, la posición del sol durante el día o diferentes estaciones, las condiciones locales del sitio y la orientación del arreglo. Adicionalmente, la potencia de salida del módulo puede disminuir debido al envejecimiento, suciedad y sombra.

Para un inversor con potencia de salida CA máxima ($P_{AC,max}$) conectado a un arreglo FV con potencia a valores estandarizados ($P_{DC(STC)}$), el inversor está sobredimensionado si:

$$P_{DC(STC)} > P_{AC,max} \quad (19)$$

El sobredimensionado CD/CA se define como la relación entre la potencia a valores estandarizados del arreglo y la potencia CA del inversor:

$$\text{Sobredimensionado CD/CA} = \frac{P_{DC(STC)}}{P_{AC,max}} \times 100\% \quad (20)$$

La mayor razón para sobredimensionar un inversor es para llevarlo a su mayor capacidad con mayor frecuencia. Esto maximizará la salida de potencia en condiciones de baja radiación, permitiendo la instalación de un inversor más pequeño para un arreglo CD dado (o alternativamente, la instalación de más potencia CD para un inversor dado). Sobredimensionar el inversor no es típicamente un requerimiento, sin embargo, un diseñador experimentado puede elegir el sobredimensionamiento del inversor debido a lo siguiente:

- Potencia real del módulo vs. potencia nominal del módulo.
- Consideraciones financieras.

Por otra parte, sobredimensionar demasiado puede afectar negativamente la producción de potencia del módulo. Los inversores están diseñados para generar potencia de salida hasta una potencia máxima CA que no puede ser excedida y limitan (*clip*) la potencia cuando la potencia CD real producida es mayor que lo que le inversor puede entregar. Esto resulta en pérdida de energía.

Sobredimensionar el inversor también causa que el inversor opere a alta potencia por períodos más largos, afectando su vida útil. Operar a mayor potencia también aumenta el calentamiento del inversor y puede afectar sus alrededores. Los inversores reducirán su generación de potencia pico en caso de sobrecalentamiento.

El fabricante indica el sobredimensionamiento permitido para los inversores. Respetar este límite asegura la vida útil del inversor y es necesario para mantener el inversor cubierto por su garantía.

II.3.6 Interacción de inversores conectados a la red con generadores de respaldo. (Worden 2009)

No es raro que para grandes instalaciones –especialmente centros de datos, hospitales y escuelas– se tengan generadores de respaldo en sitio. Cuando hay tanto generadores de respaldo como sistemas fotovoltaicos conectados a la red, la pregunta que muchos ingenieros eléctricos se hacen es: “¿Por qué no poner este

costoso sistema fotovoltaico a trabajar cuando la red falla?, permitiendo que el inversor se sincronice con el generador durante una salida de potencia”. Esta es ciertamente una opción, pero solo si se cumplen criterios específicos.

En general, sin embargo, el método más directo es conectar el sistema fotovoltaico antes del interruptor de transferencia del generador y de la caja de distribución que alimenta las cargas críticas. En esta configuración, cuando la red falla, el sistema fotovoltaico se desconecta también. El interruptor de transferencia desconecta los circuitos respaldados por el generador del sistema principal del edificio, y el generador arranca para alimentar las cargas críticas.

Si el generador se dimensiona e interconecta de manera que respalda todas las cargas de un edificio, todavía es posible aislar el sistema fotovoltaico de los circuitos del edificio. El sistema fotovoltaico solo necesita conectarse en el lado del distribuidor de electricidad del interruptor de transferencia, en el lado del cliente del medidor. Esta es la mejor y más conservadora forma para conectar el sistema fotovoltaico. A menos que la energía del distribuidor falle frecuentemente –por una cantidad significativa de horas por mes o por muchos días al año – la pérdida de producción será muy pequeña si el sistema fotovoltaico no está operando durante las pocas horas que el distribuidor esté fuera de línea.

Pero ¿qué hay si un ingeniero eléctrico quisiera ir en una dirección completamente distinta? ¿Puede el sistema fotovoltaico conectarse al circuito de respaldo? ¿Se sincronizará el inversor conectado a la red con la salida del generador y ayudará

a soportar las cargas respaldadas? Las respuestas a estas preguntas son complejas y dependen enteramente de la calidad de la salida CA del generador.

Es posible para un sistema fotovoltaico interconectarse con la salida estable de un generador de alta calidad. El inversor monitorea la tensión, frecuencia y forma de onda del generador. Si la forma de onda CA tiene calidad de red, el inversor intentará sincronizarse con el generador. Si la entrada del inversor no presenta subtensiones, saltos o sobretensiones cuando el sistema fotovoltaico entra en línea y comienza a entregar potencia al sistema, el inversor permanecerá en línea. Si las cargas del edificio y la salida del generador son grandes con respecto a la salida del sistema fotovoltaico, todo trabajará satisfactoriamente mientras que el generador no salga del parámetro estándar de tensión y frecuencia. Sin embargo, si la tensión o la frecuencia del generador se incrementa más allá de los límites UL 1741, aun por un corto tiempo como puede pasar cuando el sistema fotovoltaico entra en línea o con un desplazamiento de carga grande en el edificio, entonces el sistema fotovoltaico se saldrá de línea.

Ahora, ¿qué pasa si la salida instantánea de potencia del sistema fotovoltaico es mayor que las cargas del edificio? Si hay más potencia disponible de lo que las cargas pueden consumir, el inversor intentará poner la potencia extra en algún lado, elevando la tensión CA de línea, por ejemplo. En este caso, cuando el sistema fotovoltaico entra en línea, tan pronto como la tensión o la frecuencia alcanzan el límite máximo UL 1741, el inversor se disparará. A menos que la demanda total de la carga exceda la salida de potencia instantánea de potencia del sistema fotovoltaico todo

el tiempo, el sistema fotovoltaico conectado a la red no tiene oportunidad de mantenerse conectado a la salida del generador.

En resumen, el punto de conexión más conservador para un sistema fotovoltaico conectado a la red es en el lado del distribuidor de electricidad del interruptor de transferencia y el generador. Si la carga total del edificio es siempre mayor que la salida del sistema fotovoltaico y si el generador es una unidad grande, de buena calidad y con un gobernador rápido, entonces un sistema fotovoltaico conectado a la red puede trabajar bien con una conexión en el lado del generador del interruptor de transferencia.

Sin embargo, es cuestionable que haya algún beneficio neto de esta forma menos conservadora. Como una regla, un generador no consume cuatro veces más combustible cuando está funcionando con una carga del 80% que cuando lo hace con una carga del 20%. Así que, aun cuando el circuito trabaje como se espera, puede haber muy poco o ningún beneficio para el cliente.

II.4 Códigos y estándares aplicables (Messenger y Ventre 2010)

Un número de códigos y estándares han sido creados para garantizar la seguridad de los sistemas eléctricos. Estos códigos y estándares también se refieren en forma general a la eficiencia y confiabilidad de los sistemas. Debido a que un sistema fotovoltaico (FV) es capaz de generar tensiones suficientemente elevadas para presentar un riesgo potencial de seguridad eléctrica, los sistemas FV están incluidos en estos códigos. Quizás los códigos y estándares más comunes que tratan con los sistemas FV son el *National Electrical Code* y el IEEE 1547-2003. El ingeniero FV

debería estar familiarizado con ambos. La lista no termina aquí. Los sistemas FV tienen tanto un componente mecánico como uno eléctrico y, por lo tanto, también les aplican un número de códigos mecánicos y estructurales. Si el sistema FV va a estar integrado en la construcción de una edificación, la lista de códigos y estándares se hace aun más larga.

La Tabla 6 provee una lista parcial de los muchos códigos y estándares que pueden ser aplicables a cualquier instalación FV particular.

Tabla 6.

Lista parcial de códigos y estándares que pueden ser aplicables a sistemas FV. (Messenger y Ventre 2010).

# Referencia	Título/Contenido
NEC 2008	<i>National Electrical Code/Wiring methods (comprehensive)</i>
IEEE 928	IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems
IEEE 929	IEEE Recommended, Practice for Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic Systems
IEEE 937	IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Lead-Acid Batteries for Photovoltaic Systems
IEEE 1013	IEEE Recommended Practice for Sizing Lead-Acid Batteries for Photovoltaic Systems
IEEE 1144	Sizing of Industrial Nickel Cadmium Batteries for PV Systems
IEEE 1145	IEEE Recommended Practice for Installation and Maintenance of Nickel Cadmium Batteries for Photovoltaic Systems
IEEE 1187	Recommended Practice for Design and Installation of Valve-Regulated Lead-Acid (VRLA) Storage Batteries for Stationary Applications
IEEE 1262	Recommended Practice for Qualification of Photovoltaic Modules
IEEE 1361	Recommended Practice for Determining Performance Characteristics and Suitability of Batteries in Photovoltaic Systems
IEEE 1373	Recommended Practice for Field Test/Methods and Procedures for Grid-Connected Photovoltaic Systems
IEEE 1374	Guide for Terrestrial Photovoltaic Power System Safety
IEEE 1479	Recommended Practice for the Evaluation of Photovoltaic Module Energy Production
IEEE 1513	Recommended Practice for Qualification of Concentrator Photovoltaic Receiver Sections and Modules
IEEE 1526	Recommended Practice for Testing the Performance of Stand-Alone Photovoltaic Systems
IEEE 1547	IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
IEC TC-82	A compendium of 25 standards relating to the electrical and mechanical performance testing and measurement of PV systems

ISO 9001	An international quality standard, comprising of 20 segments, dealing with all aspects of design, manufacturing, and delivery of service
UL 1741	Standard for Static Inverters and Charge Controllers for Use in Photovoltaic Power Systems
ANSI 297.1	Relates to safety relating to potential glass breakage
ASCE 7-05	Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures
ASTM	A compendium of tests and standards that may apply to building integrated photovoltaic

II.4.1 El National Electrical Code

El *National Electrical Code* (NEC) es publicado por la *National Fire Protection Association* y es actualizado aproximadamente cada 3 años. Este texto usará la edición del 2008 del NEC como referencia⁴. El NEC consiste en una colección de artículos que se aplican a consideraciones tales como métodos de cableado, puesta a tierra, circuitos para motores y casi todo tópico concebible en el cual la seguridad eléctrica y la utilización eficiente es de consideración, incluyendo el Artículo 690, el cual trata específicamente de los sistemas PV.

El NEC especifica el tamaño y tipo de interruptores, fusibles y cables que deben ser usados y define dónde deben localizarse estos elementos en el sistema. Estos componentes son necesarios, no solo para proteger el usuario final, sino también para proteger al técnico de mantenimiento. En los diseños específicos de sistemas FV, el cumplimiento del NEC debe ser incorporado en el proceso de diseño. En particular, el dimensionado apropiado de cables para limitar la caída de voltaje en los cables de conexión dentro de límites aceptables, el uso apropiado de interruptores,

⁴ En Costa Rica, el código en vigencia a la fecha de redacción de este trabajo es la versión en español del NEC 2008, aun cuando en los Estados Unidos la NFPA ya publicó el NEC 2017. Más adelante, en la descripción del diseño, se analizarán algunas implicaciones de esta discrepancia en Costa Rica.

protecciones y fusibles, tipos de aislamiento y conductores, tipos de ducto eléctrico y puesta a tierra apropiada.

Normalmente se usan cables de cobre en el cableado de sistemas FV. El NEC permite el uso de cable de aluminio, pero generalmente se usa solo en largas distancias para transportar altas corrientes cuando el costo de usar cobre sería prohibitivo.

II.4.1.1 Caída de tensión y dimensionado de cables

El NEC requiere que la caída de tensión total en los circuitos alimentadores y ramales sea menor al 5%, con la caída ya sea en los circuitos alimentadores o ramales limitada a no más del 3%. Un circuito alimentador es un circuito que provee potencia a un panel de distribución eléctrica. En un servicio eléctrico residencial común, el circuito alimentador es el cableado entre el medidor eléctrico y el panel de disyuntores (*breakers*). Los circuitos ramales son los circuitos que proveen potencia a las cargas eléctricas individuales, tales como iluminación, refrigeradores, lavaplatos, acondicionadores de aire, entre otros., que están conectados al panel de distribución. El equivalente FV de los circuitos ramales puede considerarse que son los circuitos fuente FV (*PV source circuits*) que conectan el arreglo solar al equipo de acondicionamiento de potencia, y la equivalencia FV de los circuitos alimentadores puede considerarse que son los circuitos de salida del inversor FV que se conectan con el proveedor de electricidad (*utility*). En cualquier caso, un buen diseño de sistema FV generalmente requiere una caída de tensión en cualesquiera circuitos FV menor al 2%.

Existen muchas tablas en varios manuales de diseño que muestran la distancia máxima que un conductor de cierto tamaño puede recorrer con una corriente dada y no producir todavía una caída de tensión excesiva. Para el ingeniero con una calculadora, sin embargo, todo lo que se necesita hacer es reconocer que un circuito consiste en cable en ambas direcciones, de manera que una carga localizada a 50 m de una fuente de tensión necesitará 100 m de cable para transportar la corriente desde y hacia la carga. Si d es la distancia desde la fuente hacia la carga y V_s es la tensión de la fuente, el porcentaje de caída de tensión en el cable viene dado entonces por:

$$\%VD = 100 \frac{I}{V_s} \left(\frac{\Omega}{km} \right) \left(\frac{2d}{1000} \right) = \frac{0,2Id}{V_s} \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (21)$$

Mientras que el circuito sea un circuito CD o un circuito CA monofásico bifilar.

El *National Electrical Code* es una fuente de información importante para el ingeniero de diseño FV, debido a que define claramente las prácticas de diseño de un sistema FV. El Artículo 690 trata exclusivamente de los sistemas FV, pero hace referencia de otros artículos tales como el Artículo 240 en los dispositivos sobrecorriente, el Artículo 250 en la puesta a tierra y el Artículo 310 en la ampacidad de los conductores. Otras partes del NEC también se refieren a instalaciones o métodos de instalación específicos. La siguiente tabla resume los componentes del Artículo 690 del NEC y enlista algunos de los otros artículos del NEC que son aplicables a instalaciones de sistemas FV.

Tabla 7.
Artículos del NEC aplicables a sistemas FV. (Messenger y Ventre 2010)

Sección	Contenido	Referencia cruzada NEC
I	General: alcance, definiciones, instalación, protección contra fallas a tierra, módulos AC.	Artículo 240
II	Requerimientos de circuitos: tensión máxima, dimensionado de circuitos y corriente, protección contra sobrecorrientes, sistemas aislados.	Artículos 110, 210, 240
III	Medios de desconexión: conductores, provisiones adicionales, equipo FV, fusibles, interruptores y disyuntores, Instalación y servicio.	Artículo 230
IV	Métodos de cableado: métodos permitidos, interconexión de componentes, conectores, acceso a cajas.	Artículo 310, 339 y 400
V	Puesta a tierra: puesta a tierra de sistema, punto de conexión de puesta a tierra de sistema, puesta a tierra de equipo, tamaño del conductor de puesta a tierra de equipo, sistema de electrodo de puesta a tierra.	Artículo 250
VI	Señalización: módulos, módulos AC, fuentes de potencia FV, punto de conexión común.	
VII	Conexión a otras fuentes: equipo interactivo identificado, pérdida de potencia del sistema interactivo, ampacidad del conductor neutro, interconexiones desbalanceadas, punto de conexión.	Artículo 230
VIII	Baterías de almacenamiento: instalación, control de carga, interconexiones de batería	Artículos 400, 480
IX	Sistemas sobre los 600V: general, definiciones.	Artículo 490

II.4.2 Estándar IEEE 1547-2003

Antes de la adopción del estándar IEEE 1547-2003, los inversores FV conectados a la red debían cumplir con el estándar IEEE 929. El estándar IEEE 929 fue desarrollado específicamente con el propósito de atender la preocupación de los proveedores de electricidad en relación con la calidad de la potencia entregada a la red y la necesidad de desconectar el sistema FV de la red en caso de falla de la potencia de la distribuidora. El estándar IEEE 1547 fue desarrollado “para proveer un estándar uniforme para la interconexión de fuentes distribuidas con los sistemas eléctricos de potencia,” mediante requerimientos para desempeño, operación, prueba, consideraciones de seguridad y mantenimiento de los equipos. Así, además

de cubrir los inversores electrónicos utilizados en sistemas fotovoltaicos, el estándar IEEE 1547 también cubre los recursos distribuidos que utilizan máquinas sincrónicas y máquinas de inducción como el viento y la energía hidroeléctrica de baja altura. Hasta una capacidad conjunta de 10 MVA, si más de un tipo de recurso distribuido está conectado a un punto común del distribuidor, entonces todos deben cumplir los requerimientos de este estándar al punto de conexión.

Mientras que el diseñador de sistemas FV solo necesita especificar que el inversor debe estar listado a UL 1741, el cual está basado en IEEE 1547, es interesante explorar algunos de los requerimientos de IEEE 1547 para apreciar la cantidad de ingeniería creativa que estuvo presente al crear el estándar y la cantidad subsiguiente de ingeniería creativa necesaria para cumplir el estándar en el diseño de un inversor.

II.4.3 Protección contra transientes

La protección contra transientes en un sistema FV no está directamente indicada en el NEC ni en el IEEE 1547, pero la protección contra transientes en general está cubierta en el Artículo 280 del NEC. Los transientes pueden aparecer, ya sea en la línea del distribuidor o en la línea FV. Ambos están sujetos a descargas atmosféricas y la línea del distribuidor es particularmente susceptible a los transientes de eventos tales como el arranque y parada de motores, que pueden causar picos inductivos agudos de la tensión. Un buen diseño de sistema FV proveerá de protección contra transientes MOV o SOV tanto en lado CD y CA del inversor. Estos dispositivos actúan muy parecido a diodos zener bilaterales, con tiempos de respuesta

del rango de nanosegundos. Pueden derivar cientos de *joules* de energía que de otra manera podrían ingresar al inversor o a los módulos FV y dañar los componentes. La protección contra descargas atmosféricas es una decisión sabia para sistemas instalados en un área de alta incidencia de rayos. La idea es dispar cualquier desbalance de carga entre tierra y la atmósfera antes del desarrollo de suficiente tensión para causar una descarga de arco.

II.5 Normativa Nacional

II.5.1 Código Eléctrico Nacional

El “Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y de la Propiedad”, Edición 2010, es la norma técnica vigente para todo tipo de instalaciones eléctricas en el país. Según consta en su texto introductorio “Esta revisión [...] está basada en la versión en español de la edición 2008 de la NFPA 70, *National Electric Code*”.

Como ya se analizó el contenido asociado a Sistemas Fotovoltaicos del NEC 2008, solo se agregará que las nuevas versiones del NFPA 70 han elevado el límite de tensión que define las instalaciones de media tensión a 1000 V. El impacto de este cambio es la posibilidad de hacer cadenas de paneles solares más largas y así reducir los costos en cantidad de inversores, longitud de alimentadores, entre otros. También es importante destacar que la mayoría de los equipos asociados a aplicaciones fotovoltaicas fabricados en la actualidad, basados en las últimas versiones del NFPA 70, vienen preparados para trabajar a tensiones de hasta 1000 V. Estas

ventajas no son aprovechables en Costa Rica hasta tanto no se promulgue una interpretación del artículo 490 del “Código Eléctrico de Costa Rica” que las permita.

II.5.2 Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (POASEN) (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016)

Al ser el objetivo de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos el ordenamiento de lo referente a servicios públicos brindados, esta institución promulga esta norma técnica (abreviada POASEN), para establecer un marco normativo claro, bajo el cual se rijan los actores del mercado eléctrico en las etapas de generación, transmisión y distribución.

Así lo describe el Artículo 2:

El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico [...] (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

La norma técnica es de acatamiento mandatorio para todos los que se decidan conectar con el Sistema Eléctrico Nacional, ya sea que participen en cualquiera de las etapas eléctricas previamente mencionadas.

El Sistema Eléctrico Nacional lo opera una dependencia del Instituto Costarricense de Electricidad designada para el caso, según el Artículo 7 de POASEN. El Artículo 8 encarga al mismo órgano de la planeación de la red eléctrica, de acuerdo con información técnica brindada por los demás actores del mercado eléctrico, e impone los objetivos para el operador: satisfacer la demanda nacional de energía al

costo óptimo, minimizar costos del Sistema Eléctrico Nacional, maximizar generación a partir de fuentes renovables, minimizar la generación térmica y coadyuvar a cumplir las normas de calidad, confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Al observar los propósitos otorgados a esta dependencia del Instituto Costarricense de Electricidad, se nota que el norte debe ser la generación eléctrica, no solo de calidad; sino en procura de utilizar recursos renovables. Bajo esta tesitura, podría entenderse que se debería rechazar la mayor cantidad de proyectos que utilicen fuentes no renovables, en cualquiera de los niveles, ya sea desde la generación hasta la misma venta a los consumidores.

La interconexión al Sistema Eléctrico Nacional está dispuesto para cualquiera, lo cual se regula en el Artículo 29:

El acceso al SEN (redes de transmisión y distribución) es libre para cualquiera persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora [...] (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Para cumplir con esta disposición, el Artículo 30 indica que:

[...] el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema. Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado [...] De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Según esta norma, cualquier persona física o jurídica que desee interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional:

[...] deberá firmar un “Contrato de Conexión” con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora según corresponda, en el cual se especificarán las condiciones técnicas, económicas, financieras y jurídicas que no podrán exceder lo dis-

puesto en la normativa vigente, bajo las cuales se regirá el diseño, adquisición, construcción, la puesta en servicio y operación de la conexión solicitada (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Esta es la regla general para cualquier interesado, sin importar su capacidad de generación. Sin embargo, POASEN describe específicamente la posibilidad de conectar micro o mini generadores. Previo a repasar los artículos que autorizan lo anterior, es necesario revisar algunas definiciones.

Primero, se crea el concepto de generación a pequeña escala, la cual se da:

[...] en instalaciones con potencias menores o iguales a 1000 kVA, realizada a partir de fuentes renovables, y en el sitio de consumo, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas propias del abonado-usuario interactuando con la red de distribución, con la opción de comprar-vender [...] (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Luego, describen dos subcategorías contenidas dentro de esta definición: micro y mini generadores. Los micros generadores tienen una potencia inferior o igual a 100 kilovatios, mientras los mini generadores tienen una potencia superior a 100 kilovatios e inferior o igual a 1000 kilovatios.

El Artículo 123 de POASEN es similar al Artículo 30, previamente descrito; sin embargo, exclusivo para los mini y micro generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables. Este Artículo indica:

El acceso a la red de distribución nacional, para efectos de interconectar y operar micro o mini generadores para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables es libre para cualquier abonado o usuario (cuanto se cuente con la autorización del abonado y su disposición a firmar el contrato), siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además deberá de contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

El último párrafo de este Artículo está desfasado y derogado tácitamente, en virtud que mediante este se obliga a todos los abonados a contar con concesión, lo cual no es necesario para los casos donde se da medición neta sencilla, tal y como se abordará más adelante.

Por un lado, los micros y mini generadores que suscriban el contrato de conexión con la empresa distribuidora, deberán escoger, según el Artículo 131 de POASEN, cuál modalidad desean aplicar: la medición neta sencilla o la neta completa. Al ser este uno de los temas más polémicos de esta norma técnica, se discutirá luego en este trabajo, para dar mayor claridad sobre los alcances de ambas modalidades contractuales y su actual regulación.

En cualquiera de estos dos casos, el generador eléctrico deberá incurrir en gastos de distintas naturalezas. Primero, debe cancelar gastos de conexión según el Artículo 132:

[...] el generador a pequeña escala deberá cancelar a la empresa eléctrica los costos asociados a la interconexión, incluyendo los costos asociados al sistema de medición necesario. El costo de interconexión podrá cancelarse a la empresa en tramos mensuales a convenir entre las partes. Adicionalmente, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con el pliego tarifario vigente, asociado a los costos fijos en que incurre la empresa eléctrica y a la disponibilidad de la energía y potencia en caso de salidas de operación del generador a pequeña escala (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Por otro lado, el productor eléctrico quizás tenga que suscribir una póliza, según el Artículo 149 de esta norma técnica:

El generador deberá, si la empresa distribuidora lo requiere, adquirir y mantener una póliza de responsabilidad civil por los daños que la operación de sus equipos o fallas de sus instalaciones pueda ocasionar a

la empresa distribuidora o que esta produzca a sus abonados o usuarios, a consecuencia de deficiencias o fallas operativas de sus instalaciones o equipos (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Según el inciso b) del Artículo 151, los generadores a pequeña escala para autoconsumo deberán “Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión” (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

II.5.3 Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla. (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016)

Este reglamento tiene íntima relación con el dictamen promulgado por la Contraloría General de la República, donde se decidió que la generación producida para autoconsumo no constituye servicio público, resolución que se explicará con detalle más adelante. El Artículo 1 define el objetivo del reglamento:

Regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país, y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados (Ministerio de Ambiente y Energía 2015).

Este cuerpo normativo va dirigido para quienes opten por la modalidad contractual anteriormente explicada, medición neta sencilla; por el motivo de que la medición neta completa atiende venta de excedentes y este reglamento no tiene como fin establecer el marco regulatorio para esa modalidad.

Según esta norma, el productor-consumidor es toda “persona física o jurídica que produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica” (Ministerio de Ambiente y Energía 2015).

El Artículo 14 crea dos categorías de productor-consumidor: el que tenga un sistema de generación no interconectado a la red de distribución y el que sí esté interconectado.

Al generador no interconectado, únicamente se le permite producir energía para autoconsumo, pero no puede utilizar el sistema de medición neta sencilla para reducir su factura eléctrica durante los doce meses siguientes, al inicio de lo que hubiera sido su interconexión.

El proceso de interconexión está descrito en los Artículos del 21 al 25 de ese Reglamento. Primero, el abonado presenta una solicitud a la empresa distribuidora, para conocer si hay disponibilidad de potencia. Segundo, si la solicitud se aprueba, al usuario se le otorga un plazo de tres meses para comunicar a la empresa distribuidora las fechas de inicio y fin de los trabajos de instalación. Tercero, la empresa distribuidora procede a revisar e inspeccionar el sistema de generación, con el fin de observar si cumple con las normas técnicas pertinentes. Por último, suscribe el contrato de interconexión e inicia el servicio.

Una vez interconectado al sistema, se utiliza la medición neta sencilla, según se manifestó anteriormente. Este mecanismo se describe en el Artículo 37 del reglamento:

Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido. Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP. La producción de energía deberá medirse en su totalidad y se contabilizará de acuerdo a lo estipulado en el contrato de interconexión (Ministerio de Ambiente y Energía 2015).

Este acápite se complementa con el Artículo 34 del mismo cuerpo normativo, el cual regula la autorización para almacenamiento y retiro de energía:

El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un período anual (Ministerio de Ambiente y Energía 2015).

Según lo establecido en el Artículo 37, surgen dos situaciones: la primera, cuando el usuario consume más electricidad de la que generó con su sistema, en el período de un mes; la otra, cuando el usuario genera más energía eléctrica de la que consumió durante un mes. En caso de que se presente esta segunda situación, según el Artículo 34, el abonado podrá depositar los excedentes en la red de distribución; estos podrá utilizarlos en el período anual siguiente, hasta un máximo del 49%.

Este sistema resulta sumamente beneficioso; pues otorga la posibilidad al usuario para reducir su factura eléctrica en los siguientes meses. Esto cobra impor-

tancia cuando –durante la época seca–, se puede producir una cantidad considerable de energía eléctrica, pero se desea usar los excedentes durante los doce meses siguientes. Sí hay que tomar en cuenta la desventaja al establecerse un tope de 49% de energía eléctrica excedente, el cual puede utilizarse en ese ciclo anual, ciertamente, significa un detrimento en los beneficios dados al abonado.

Cabe recalcar que, al basarse en el sistema de medición neta sencilla, el cliente no puede vender el excedente. El Artículo 41 indica: “No será sujeto a ninguna retribución económica, ni de intercambio, cualquier exceso de energía depositada superior a lo establecido en el artículo 34 de este Reglamento” (Ministerio de Ambiente y Energía 2015).

Es clara la prohibición para recibir cualquier clase de paga directa por el excedente de energía eléctrica, ya sea por parte de la empresa distribuidora ni por cualquier otro particular. Como se ha venido mencionando, tal acto ya constituiría un servicio público, según lo establecido por las diferentes normas que regulan el tema eléctrico.

Esta norma obliga a las empresas distribuidoras a implementar el contenido de este reglamento lo más pronto posible. El transitorio primero dicta:

A partir de la vigencia de este reglamento las empresas distribuidoras implementarán el artículo 12 y el Capítulo III de este reglamento en un plazo no mayor a seis meses, en concordancia con el artículo 4° de la Ley N° 8220, Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos del 4 de marzo de 2002. (Ministerio de Ambiente y Energía 2015)

En general, el Artículo 12 impone responsabilidades a las empresas distribuidoras para que realicen la actividad de generación distribuida y establezcan las metodologías y los procedimientos accesorios a esa actividad. El capítulo tercero habla del procedimiento. Dado ese transitorio, las empresas distribuidoras deberán crear planes para que sus usuarios implementen la generación distribuida para autoconsumo, en un plazo de seis meses a partir de la vigencia de este reglamento, el cual se publicó en La Gaceta el 8 de octubre de 2015. Es decir, para el 8 de abril de 2015 -se supone que- todas estas empresas deberán tener una plataforma estructurada, la cual permita a los abonados generar su energía eléctrica para autoconsumo basado en el modelo de medición neta sencilla. Es necesario que todos los ciudadanos exijan una respuesta a estas empresas y no permitan que alarguen la implementación del programa, pues esta es una obligación para el beneficio de los recursos naturales, los clientes y las mismas empresas.

Además, el transitorio tercero indica:

Todos los abonados que instalaron un sistema de generación para autoconsumo con fuentes renovables, previo a la entrada en vigencia de este reglamento, tendrán un plazo máximo de tres meses para solicitar a la empresa distribuidora la interconexión a la red eléctrica, sujetos al análisis correspondiente (Ministerio de Ambiente y Energía 2015).

De acuerdo con lo anterior, previo a la promulgación de este reglamento, los usuarios habían realizado la instalación de un sistema de generación para autoconsumo con fuentes renovables, tenían oportunidad para solicitarle la interconexión a las empresas distribuidoras correspondientes hasta el 14 de diciembre de 2015. Esto da paso a las empresas distribuidoras para negarse a otorgar una interconexión a

quienes, posterior a este reglamento, instalen sistemas de generación sin solicitar antes la suscripción del contrato.

Igualmente, el transitorio cuarto de este reglamento dispone: “Los contratos suscritos para la participación en algún plan piloto de generación distribuida u otro mecanismo similar, quedan vigentes en su totalidad, hasta la modificación o renovación de estos.”

Esto es muy beneficioso para los usuarios que acordaron algún contrato bajo el Plan Piloto del ICE; pues estos no se ven obligados a pasar por todo el trámite de solicitud de interconexión con la empresa distribuidora.

II.5.4 Medición neta sencilla y medición neta completa. (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016)

En su Artículo 131, la Norma Técnica POASEN define las dos modalidades de régimen contractual correspondientes a la generación distribuida:

Para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de distribución y que suministre energía a la red de la empresa, se establecen dos modalidades: a. Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio). Cuando el generador "acumula" el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo periodo de doce meses consecutivos a convenir entre las partes, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora. 107 b. Medición neta completa, con liquidación anual (venta de excedentes). Cuando el generador "acumula" el excedente mensual de energía producida para utilizarlo en el mes o meses siguientes, vendiendo el saldo final de excedentes a la empresa distribuidora, mediante una liquidación al final de cada periodo de doce meses consecutivos, a convenir entre las partes (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Específicamente, el Artículo 157 de la Norma Técnica describe el método de facturación de la medición neta sencilla de la siguiente forma:

Para el caso de los generadores, bajo la modalidad contractual de "Medición Neta Sencilla", en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero) la empresa eléctrica deberá indicarlo en la facturación (kWh excedentes) a efectos de compensar al generador por dicho excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes de acuerdo con lo señalado en el artículo 131 de esta norma. En el caso de una igualdad entre el consumo y la producción (consumo neto igual a cero), la empresa eléctrica debe facturar al generador el monto correspondiente al costo de acceso, indicado en el artículo 132 de esta norma (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

A partir de lo anterior, se puede entender que la medición neta sencilla o neteo simple, se da cuando el usuario produce energía para su propio consumo y, en caso que se genere un excedente, este tiene derecho a compensar el equivalente a ese exceso en los meses siguientes, para reducir así el costo de su factura eléctrica. En esta solo se permite la compensación de excedentes, mas no se autoriza la venta de estos al distribuidor. A su vez, los Artículos 158 y 159 realizan la descripción específica para la medición neta completa:

Artículo 158:

En la modalidad contractual "Medición Neta Completa", en la facturación mensual, de existir un excedente de producción con respecto al consumo (consumo neto menor a cero), la empresa deberá indicarlo en la facturación y acumular el exceso de producción a efecto de descontar dicha energía en el mes o meses siguientes. En cada mes la empresa deberá descontar del consumo del interesado la energía acumulada del mes o meses anteriores y cobrar al generador el costo de acceso indicado en el artículo 132 de esta norma, independientemente

de que el consumo neto del mes facturado sea cero, o que exista un consumo neto menor a cero o un consumo neto mayor a cero que pueda compensarse del excedente de producción acumulado de meses anteriores (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

Artículo 159:

Para la modalidad contractual "Medición Neta Completa", en la facturación del doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes (artículo 131) la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los excedentes de energía acumulados a tal mes aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016).

De acuerdo con lo expresado anteriormente, en la medición neta completa o neteo completo el abonado genera electricidad y, en caso de que exista un excedente de producción, puede acumularlo en una base anual, con el fin de recibir una suma económica por parte del distribuidor equivalente a este exceso. Con respecto a la naturaleza de estas modalidades, la medición neta sencilla corresponde al ámbito privado; pues el simple hecho de producir energía, cuyo único fin es el autoconsumo y no existir la venta en la red de distribución, no es clasificado como un servicio público. Por su parte, la medición neta completa se califica como un servicio público, dado que existe una venta de los excedentes generados; por lo tanto, se requiere de una concesión para emplear esta modalidad.

Al respecto véase el Dictamen No. 165 del 25 de junio de 2015 de la Procuraduría General de la República. Para mejor comprensión de las características del neteo simple y el completo explicadas anteriormente, a continuación se detallan sus principales diferencias:

Tabla 8.

Principales diferencias en las modalidades del Neteo. Medición neta sencilla Medición neta completa (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016).

Regulado por AR-NT-POASEN y el Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla.	Regulado por AR-NT-POASEN y la Ley 7200.
Hay una compensación del saldo final de excedentes producidos de energía eléctrica.	Hay venta del saldo final de los excedentes producidos de energía eléctrica.
El excedente no será reconocido por la empresa distribuidora	El excedente será reconocido por la empresa distribuidora
Se da la entrega de energía a la red para realizar un autoconsumo a futuro.	Se da la entrega de energía a la red para el consumo final de un tercero.
No existe una prestación para satisfacer una necesidad general.	La prestación satisface una necesidad general.
Corresponde al ámbito privado.	Es servicio público.
No requiere concesión.	Requiere concesión.

III MARCO METODOLÓGICO

III.1 Método

La metodología que se ha seguido y que se aplicará en las siguientes fases de este trabajo corresponde al método científico. El método científico, es una forma ordenada y planificada, desarrollada y propuesta, para realizar trabajos de investigación en todas las ciencias teóricas y aplicadas, que abarca los diseños de ingeniería. Las fases características del método científico son: la observación, el planteamiento del problema y de las hipótesis, la solución del problema y las conclusiones.

Los aspectos metodológicos que aplican para los diseños en ingeniería son los estudios de tipo descriptivo y explicativo, y los métodos de investigación a utilizar son los de análisis y de síntesis.

III.2 Fuentes de información

III.2.1 Fuentes primarias

- Consumo eléctrico y facturación del Negocio de Distribución y Comercialización del ICE
- Información meteorológica disponible en bases de datos públicas o estaciones meteorológicas cercanas al sitio del proyecto.
- Planos constructivos del edificio Centro Nacional de Control de Energía, sede en Cañas, Guanacaste.

III.2.2 Fuentes secundarias

III.2.2.1 Normas

- Código Eléctrico Nacional (Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos 2010)
- Norma POASEN (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos 2016)
- Reglamento de Generación Distribuida (Ministerio de Ambiente y Energía 2015)

III.2.2.2 Libros

En la BIBLIOGRAFÍA se indican todas las fuentes consultadas, sin embargo, las publicaciones de (Mascarós Mateo 2016) y (Messenger y Ventre 2010) forman la base principal del Marco Teórico, además del trabajo de (Castillo Rincón y Davidovich Molina Febrero 2016) en la parte legal.

III.3 Variables

III.3.1 Ambientales

Irradiación, Radiación y Temperatura Ambiente

III.3.2 Físicas

Área disponible, Orientación de superficies

III.3.3 Eléctricas

Energía consumida, Potencia pico demandada

III.3.4 Económicas

Facturación, Tasa de capital, Período de evaluación

III.4 Instrumentos

Para “comprobar la viabilidad técnica de generación fotovoltaica” se utilizarán bases de datos de información meteorológica para determinar los patrones de radiación, irradiación y temperatura ambiental aplicables para el sitio del proyecto.

Para “determinar el área utilizable para instalación de paneles solares” se analizarán directamente los planos del edificio, para medir el área de cubiertas planas, su inclinación y su orientación.

Para “calcular la eficiencia fotovoltaica” se seleccionará y utilizará una herramienta informática para facilitar la ubicación de los paneles y su interconexión. Se utilizará Microsoft Excel para calcular la generación fotovoltaica.

Para “documentar los requisitos de monitoreo y control del sistema de generación fotovoltaica” se entrevistará al Director Técnico del Proyecto NCCE, Ing. Allan Vásquez Sancho.

Se “seleccionará la mejor alternativa de implementación posible”, del análisis de los resultados de producción solar estimada versus consumo eléctrico del edificio.

Finalmente se “efectuará el análisis financiero del proyecto” utilizando nuevamente Microsoft Excel.

IV DESARROLLO

IV.1 Situación Actual

IV.1.1 Fuente de datos meteorológicos

Para determinar la viabilidad técnica se contó con la información real de la Estación Meteorológica de Ingenio Taboga, ubicada a unos 10 km del proyecto (coordenadas $10^{\circ} 20' 58''$ N y $85^{\circ} 10' 42''$), mostrada en la Figura 15.

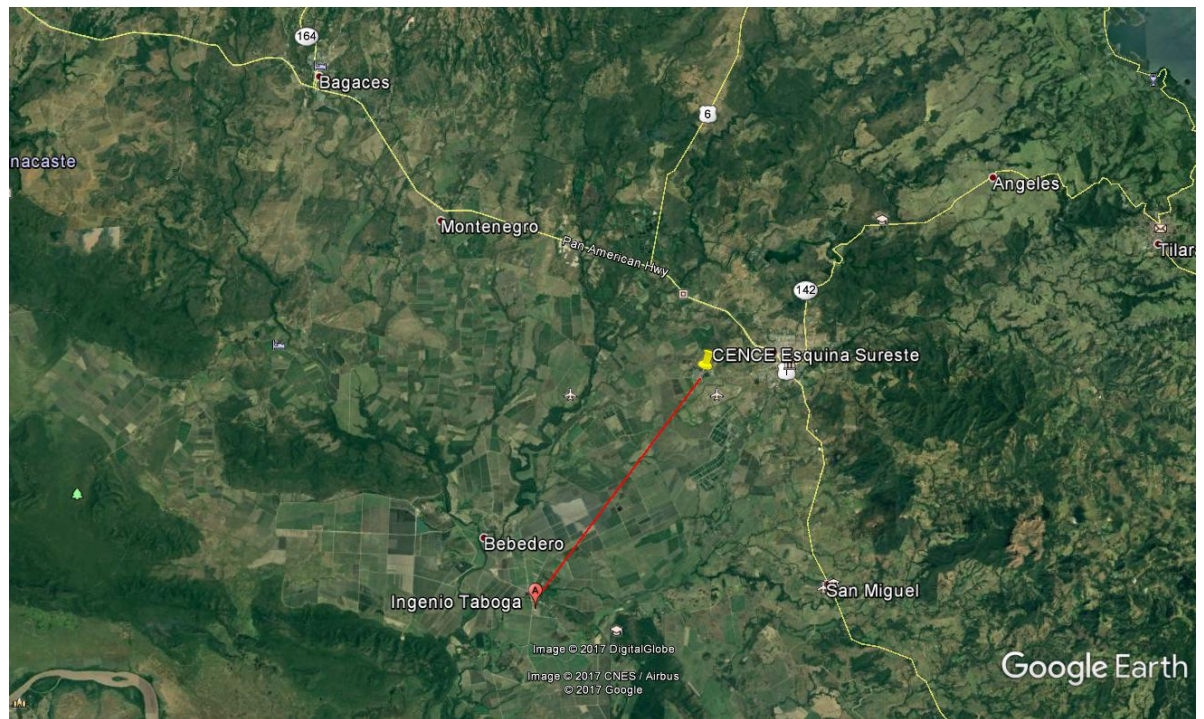


Figura 15.
Ubicación relativa de la estación meteorológica del Ingenio Taboga (Google Earth).

La información obtenida contiene datos meteorológicos cada media hora, desde el 1 de enero del 2013 al 20 de octubre del 2016, para un total de 66300

registros luego de descartar valores duplicados o con información incorrecta. El archivo fuente está disponible en la versión digital de este trabajo.

Para el análisis de estos datos se utilizó Microsoft Excel 2016 y se generaron las tablas mostradas y analizadas a continuación mediante la función de Tablas y Gráficos Dinámicos de este programa.

IV.1.2 Irradiación Solar

La irradiación solar recibida para cada mes y año, en Wh/m^2 , calculada mediante suma simple de los registros de irradiación, se muestra en la Tabla 9.⁵

Tabla 9.
Energía solar recibida (Wh/m^2) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).

Mes	Año				Promedio
	2013	2014	2015	2016	
ene	187 435	181 676	175 848	177 308	180 567
feb	176 656	181 780	178 204	181 143	179 446
mar	199 777	201 339	202 167	192 344	198 907
abr	190 290	189 279	189 079	182 883	187 883
may	171 826	184 514	181 263	168 478	176 520
jun	136 882	154 585	164 230	149 750	151 362
jul	154 014	166 239	172 572	157 528	162 588
ago	152 884	165 807	176 137	165 618	165 112

⁵ En esta tabla y las siguientes, la intensidad del color de la celda es proporcional al valor de la tabla, siendo roja y más fuerte para los más altos. Para los valores en donde interesan los mínimos, se utiliza el color azul y la intensidad más fuerte para los valores más bajos.

Mes	Año				Promedio
	2013	2014	2015	2016	
sep	147 159	148 259	159 179	148 770	150 842
oct	155 974	140 461	161 713		152 716
nov	153 975	138 365	150 472		147 604
dic	160 583	163 702	158 055		160 780

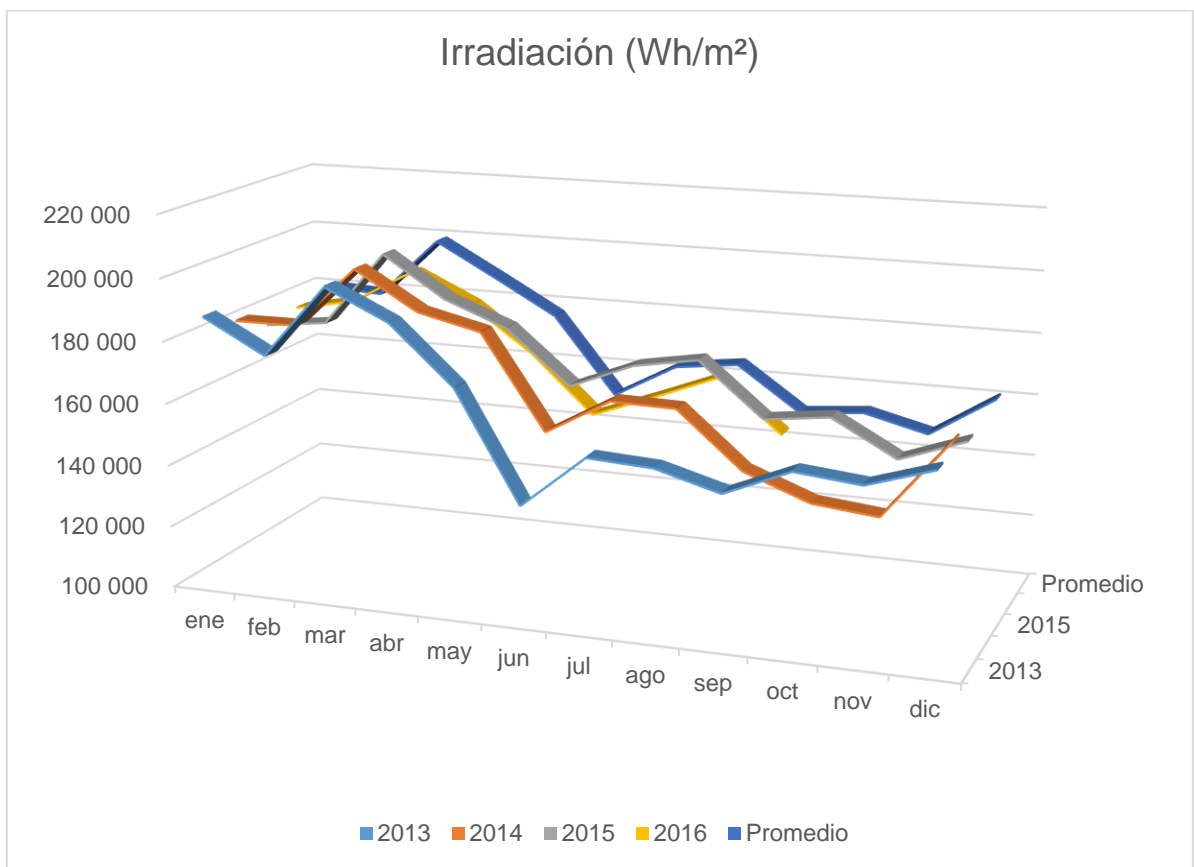


Figura 16.
Irradiación Mensual (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).

Puede observarse que se tiene una irradiación promedio entre 148 y 200 kWh/m² mensuales a lo largo del año, obteniendo la máxima producción en el mes de marzo.

La irradiación diaria promedio para cada mes, cada media hora, obtenida mediante el promedio simple de los valores de irradiación para la misma hora de todos los días del mes, se muestra en la Figura 17.

A partir de la suma de todos los valores para cada mes, se obtiene la irradiación promedio total para un día completo característico para cada mes. A partir de este cálculo, el valor de hora solar promedio resultante (irradiación equivalente a una radiación constante de 1000 W/m²), utilizando la Ecuación (3) se muestra a continuación:

Tabla 10.
Irradiación Promedio Diaria Total (kWh/m² y h) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).

Mes	Promedio Diario Total (kWh/m ²)	Hora Solar Prom. (h @ 1000 W/m ²)
ene	5851	5:51:04
feb	6352	6:21:07
mar	6466	6:27:57
abr	6263	6:15:46
may	5726	5:43:35
jun	5055	5:03:17
jul	5248	5:14:52
ago	5408	5:24:28
sep	5028	5:01:41
oct	4848	4:50:54
nov	4920	4:55:12
dic	5316	5:18:57

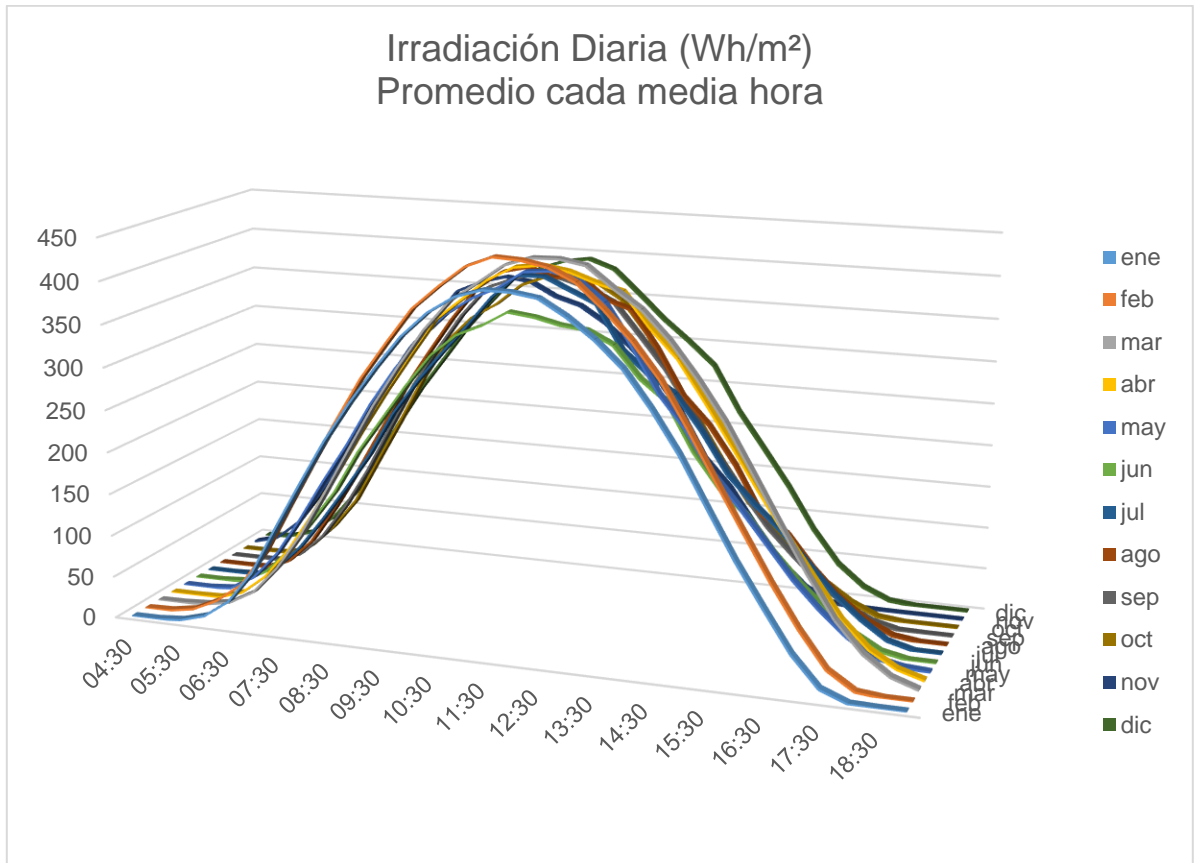


Figura 17.
Irradiación diaria (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).

IV.1.3 Radiación diaria

La radiación diaria promedio para cada mes, cada media hora, obtenida mediante el promedio simple de los valores de radiación para la misma hora de todos los días del mes, es:

Tabla 11.
Radiación diaria (W/m²) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).

Hora	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
04:30:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0
05:00:00	0	2	1	-	0	0	-	-	-	-	17	3
05:30:00	5	12	5	2	5	4	3	2	2	2	67	20
06:00:00	22	40	15	21	40	35	27	24	23	26	149	64
06:30:00	64	85	49	68	106	96	86	83	78	84	244	135

Hora	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
07:00:00	141	167	115	141	197	175	164	171	161	158	348	227
07:30:00	255	283	202	234	298	256	249	271	260	269	457	333
08:00:00	364	394	308	339	392	360	337	378	375	378	547	429
08:30:00	469	500	418	442	497	446	444	486	487	493	621	511
09:00:00	562	604	526	540	586	533	528	580	579	587	697	594
09:30:00	645	690	622	632	662	610	601	669	667	649	724	664
10:00:00	722	771	711	720	722	661	670	747	737	686	741	730
10:30:00	779	825	782	771	763	688	743	790	761	736	732	754
11:00:00	818	873	824	820	791	724	797	804	780	760	701	776
11:30:00	837	898	868	853	832	716	798	784	770	759	683	785
12:00:00	836	895	889	862	837	702	770	792	753	755	644	764
12:30:00	827	883	891	852	821	695	743	742	723	717	590	708
13:00:00	792	854	880	831	774	665	640	722	649	638	525	650
13:30:00	747	799	833	815	682	592	587	635	574	528	442	601
14:00:00	689	735	792	739	578	545	548	529	481	441	332	546
14:30:00	607	656	729	675	503	435	466	465	381	341	265	439
15:00:00	513	553	649	584	405	353	370	376	296	253	176	352
15:30:00	402	443	559	489	335	298	306	266	216	191	95	264
16:00:00	292	336	452	391	257	219	250	225	153	135	38	164
16:30:00	193	229	343	297	179	152	181	148	94	76	6	84
17:00:00	97	132	237	208	114	95	113	85	46	35	1	33
17:30:00	27	48	141	121	59	48	60	38	16	7	0	6
18:00:00	2	6	70	59	18	13	17	9	1	0	-	0
18:30:00	-	-	26	22	5	0	1	0	-	-	-	-
19:00:00	-	-	4	4	1	-	-	-	-	-	-	-

IV.1.4 Temperatura ambiente promedio

Tomando la temperatura ambiente máxima y mínima para todos los registros de cada mes, para los últimos cuatro años, y promediando los valores para cada mes, se obtiene una temperatura ambiente máxima promedio de 37,4 C en el mes de abril y una temperatura ambiente promedio mínima de 17,0 C en el mes de febrero. Los resultados en detalle se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 12.
Temperatura ambiente promedio mensual (C) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga)..

Mes	2013		2014		2015		2016		Promedio	
	T Max	T Min	T Max	T Min	T Max	T Min	T Max	T Min	T Max	T Min
ene	34,4	17,9	34,2	18,3	34,1	19,7	34,9	18,6	34,4	18,6
feb	35,8	16,1	35,1	14,2	35	17,8	35,6	20	35,4	17,0
mar	37,3	20,9	36,7	19,6	35,3	19	36,7	21,2	36,5	20,2
abr	36,9	20,6	37,1	22,1	37,6	24,4	37,8	20,2	37,4	21,8
may	37,8	20,1	36,8	22,4	36,4	20,3	35,8	22,1	36,7	21,2
jun	34,9	21,8	35,3	22,7	35,7	22,9	35,1	22,3	35,3	22,4
jul	34,2	21,8	35,3	22,4	34,6	20,1	35,1	21,1	34,8	21,4
ago	34,6	21,9	35,5	20,3	35,1	21,4	35	21,8	35,1	21,4
sep	34,6	22,2	35,4	21,9	35,8	21,4	38,4	21,4	36,1	21,7
oct	34,6	21,8	33,7	21,8	35,3	22	34,4	21,8	34,5	21,9
nov	34,3	20,4	33,2	20,9	33,8	19,7			33,8	20,3
dic	33,7	19,3	33,7	19,2	34,6	19,4			34,0	19,3

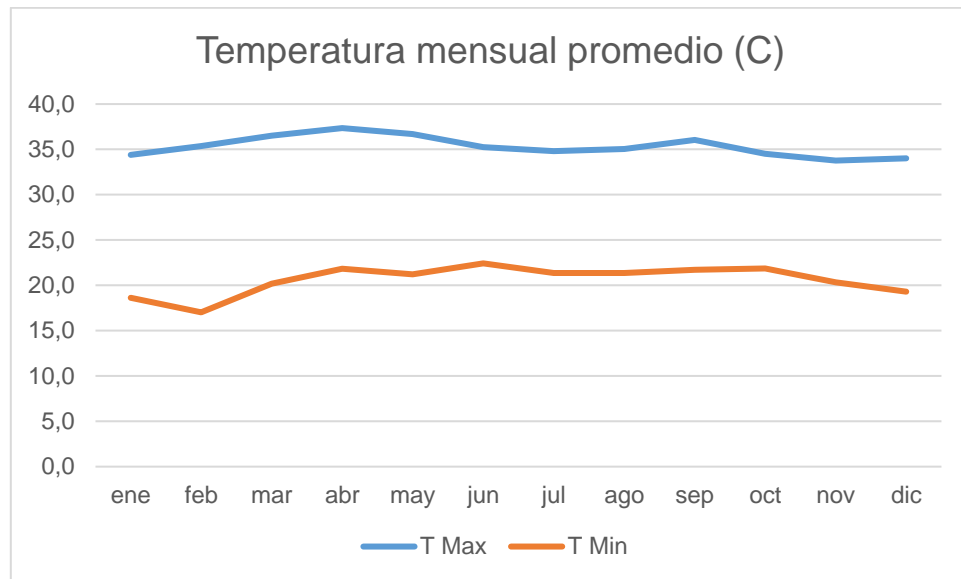


Figura 18.
Temperatura ambiental promedio mensual (C) (Estación Meteorológica Ingenio Taboga).

IV.1.5 Área utilizable

El inmueble⁶ se encuentra alineado a 16° con respecto al norte, con las mayores áreas de utilización en cubierta orientadas hacia el este y el oeste, con una inclinación según planos del 15% equivalentes a 8,5°. Una de las cubiertas orientadas al sur, tiene una obstrucción debida al módulo del taller electromecánico que sobresale unos 4 m sobre ese techo. Existe otra obstrucción también sobre el módulo principal que limita la ubicación de paneles a su alrededor y, finalmente todo el módulo principal proyecta sombras sobre las cubiertas orientadas al norte.

Las cubiertas del taller electromecánico, domo principal y plataforma electromecánica (detalladas en color fucsia en la Figura 19 y la Figura 20) son cubiertas curvas las dos primeras con poco soporte estructural por lo que no son aptas para

⁶ Para mayores detalles del edificio por favor consultar la sección DIAGNÓSTICO.

la instalación de paneles. La plataforma electromecánica tiene instalados varios equipos, en particular los equipos externos del sistema de acondicionamiento de aire.



Figura 19.
Orientación del edificio (Captura de pantalla de AutoCAD).

Tomando en cuenta todos estos factores, el espacio utilizable en cubiertas existentes es de alrededor de 500 m² y es la base del diseño propuesto. Se incluirá también la propuesta de utilizar el área de parqueos para elevar la cobertura a cerca de 800 m²; sin embargo, en esa zona no hay estructuras de soporte y habría que construirlas.

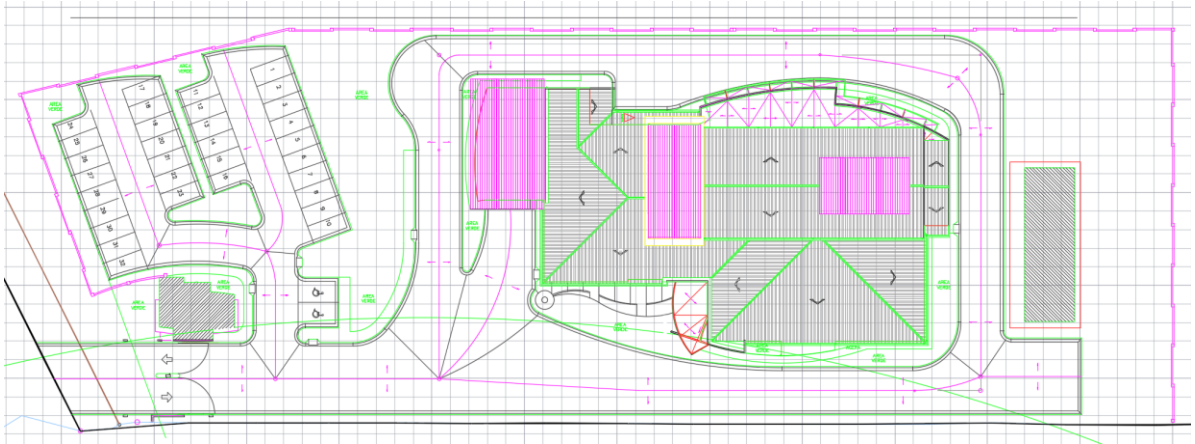


Figura 20.
Detalle de cubiertas disponibles en el edificio (Captura de pantalla de AutoCAD).

IV.1.6 Características Eléctricas

El edificio⁶ se encuentra alimentado en media tensión directamente desde la Subestación Cañas, la cual se encuentra a unos cien metros del sitio de proyecto mediante dos acometidas independientes con transformadores 34,5 kV/480 V en estrella-estrella. El diseño incluye también dos generadores térmicos y sistemas duales de alimentación ininterrumpida, así como sistemas de control para asegurar que el edificio no presente pérdida de alimentación ante fallas en las alimentaciones principales.

En operación normal, el edificio se alimenta de ambas acometidas de manera equilibrada, ante falla de cualquiera de ellas el control conecta las cargas afectadas a la acometida en operación. En caso de falla de ambas acometidas, el control arranca los generadores térmicos y conecta las cargas. Cada generador térmico está

en capacidad de llevar todas las cargas del edificio en forma individual, lo que constituye un tercer nivel de seguridad.

En los ANEXOS se incluye el diagrama unifilar del edificio.

IV.1.7 Consumo eléctrico

Dado que el edificio es de muy reciente construcción, se obtuvo el historial de consumo únicamente desde marzo 2016 a abril del 2017.

Otro dato relevante para destacar es que, el equipamiento de climatización de precisión y respaldo de energía fue puesto en operación en el mes de junio del 2016, por lo que los meses anteriores no son relevantes para el estudio, dado que no representarían el consumo normal del edificio.

En la Figura 21 y la Tabla 13 se muestra el comportamiento de consumo del edificio. Puesto que la acometida es redundante, el inmueble cuenta con dos medidores de potencia, para efectos de este diseño se harán los análisis como si se tratara de una acometida única⁷.

El consumo promedio es de 96,3 MWh/mes y el promedio mensual de la potencia pico, para ese mismo período, es de 236 kW. Es importante tomar nota también que la facturación mensual promedio asciende a unos diez millones de colones al mes (C\$ 10 000 000,00).

⁷ Es importante resaltar la importante baja en el consumo en el mes de diciembre, debido a un mal funcionamiento de un transformador en ese mes, según informó el Director Técnico del Proyecto.

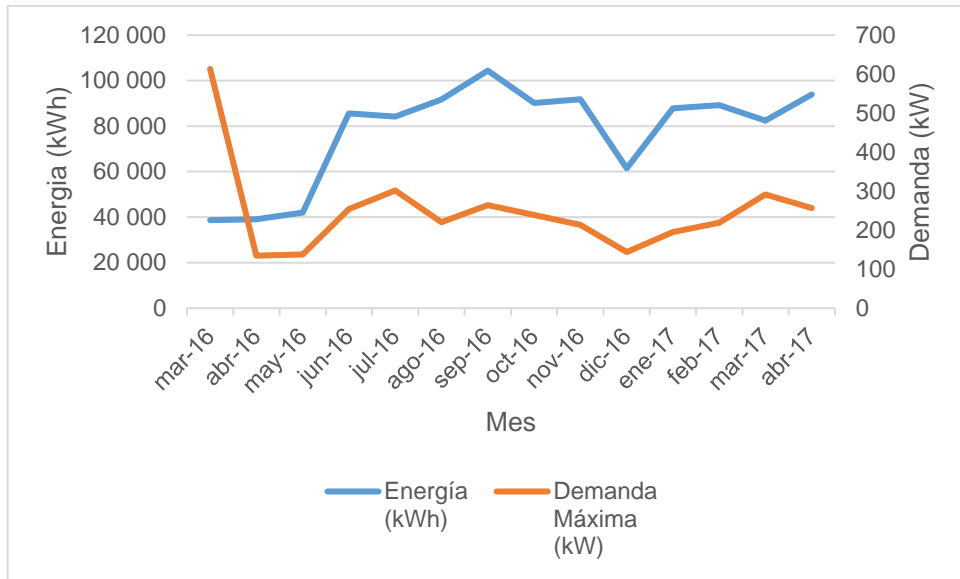


Figura 21.
Comportamiento del consumo (Negocio de Distribución y Comercialización, ICE).

Tabla 13.
Comportamiento del consumo (Negocio de Distribución y Comercialización, ICE).

SERVICIO 174075100160 MEDIDOR 1369721					
Fecha	Energía (kWh)	Demanda Máxima (kW)	Monto Energía (₡)	Monto Demanda (₡)	Monto Facturado (₡)
abr-17	55 080	111,99	₡ 3 573 359,42	₡ 1 201 044,31	₡ 5 611 065,00
mar-17	45 777	137,33	₡ 2 947 581,03	₡ 1 461 781,72	₡ 5 180 475,00
feb-17	57 038	137,21	₡ 3 672 676,82	₡ 1 460 504,40	₡ 6 016 465,00
ene-17	52 142	104,16	₡ 3 686 781,58	₡ 1 217 446,72	₡ 5 750 590,00
dic-16	43 941	89,53	₡ 3 135 629,76	₡ 1 056 116,47	₡ 4 939 230,00
nov-16	62 301	139,9	₡ 4 445 799,36	₡ 1 650 292,58	₡ 7 118 770,00
oct-16	56 181	126,8	₡ 4 091 022,93	₡ 1 526 347,70	₡ 6 577 860,00
sep-16	59 486	157,4	₡ 4 384 713,06	₡ 1 917 895,39	₡ 7 352 205,00
ago-16	55 936	121,66	₡ 4 123 042,56	₡ 1 482 408,85	₡ 6 564 415,00
jul-16	8 323	121,05	₡ 594 752,97	₡ 1 429 989,36	₡ 2 328 100,00
jun-16	8 323	76,68	₡ 581 528,01	₡ 885 721,48	₡ 1 698 085,00
may-16	26 683	80,17	₡ 1 864 341,21	₡ 926 034,05	₡ 3 276 940,00
abr-16	25 092	73,8	₡ 1 777 642,74	₡ 864 327,98	₡ 3 102 015,00
mar-16	23 378	294,12	₡ 1 669 890,54	₡ 3 473 054,25	₡ 5 920 320,00
SERVICIO 174075100150 MEDIDOR 1369720					
Fecha	Energía (kWh)	Demanda Máxima (kW)	Monto Energía (₡)	Monto Demanda (₡)	Monto Facturado (₡)
abr-17	38 800	144,67	₡ 2 517 181,29	₡ 1 551 523,17	₡ 4 765 685,00
mar-17	36 720	154,46	₡ 2 364 400,80	₡ 1 644 118,58	₡ 4 688 760,00
feb-17	32 191	81,88	₡ 2 072 778,49	₡ 871 555,28	₡ 3 466 845,00
ene-17	35 740	90,69	₡ 2 527 052,54	₡ 1 060 006,17	₡ 4 217 580,00
dic-16	17 503	54,14	₡ 1 249 014,08	₡ 638 647,89	₡ 2 239 940,00
nov-16	29 498	73,8	₡ 2 104 977,28	₡ 870 561,77	₡ 3 499 055,00
oct-16	34 026	111,87	₡ 2 477 726,39	₡ 1 346 628,68	₡ 4 478 910,00
sep-16	44 920	106,85	₡ 3 311 053,20	₡ 1 301 951,22	₡ 5 419 790,00
ago-16	35 740	98,65	₡ 2 634 395,40	₡ 1 202 035,45	₡ 4 709 370,00
jul-16	75 888	180,41	₡ 5 422 877,98	₡ 2 131 221,65	₡ 8 766 320,00
jun-16	77 234	177,11	₡ 5 396 339,58	₡ 2 045 776,36	₡ 8 639 730,00
may-16	15 300	57,52	₡ 1 069 011,00	₡ 664 406,62	₡ 2 030 670,00
abr-16	13 953	60,83	₡ 988 500,29	₡ 712 426,44	₡ 1 987 845,00
mar-16	15 300	319,09	₡ 1 092 879,00	₡ 3 767 907,26	₡ 5 564 645,00
TOTAL					
Fecha	Energía (kWh)	Demanda Máxima (kW)	Monto Energía (₡)	Monto Demanda (₡)	Monto Facturado (₡)
abr-17	93 880	256,66	₡ 6 090 540,71	₡ 2 752 567,48	₡ 10 376 750,00
mar-17	82 497	291,79	₡ 5 311 981,83	₡ 3 105 900,30	₡ 9 869 235,00
feb-17	89 229	219,09	₡ 5 745 455,31	₡ 2 332 059,68	₡ 9 483 310,00
ene-17	87 882	194,85	₡ 6 213 834,12	₡ 2 277 452,89	₡ 9 968 170,00
dic-16	61 444	143,67	₡ 4 384 643,84	₡ 1 694 764,36	₡ 7 179 170,00
nov-16	91 799	213,7	₡ 6 550 776,64	₡ 2 520 854,35	₡ 10 617 825,00
oct-16	90 207	238,67	₡ 6 568 749,32	₡ 2 872 976,38	₡ 11 056 770,00
sep-16	104 406	264,25	₡ 7 695 766,26	₡ 3 219 846,61	₡ 12 771 995,00
ago-16	91 676	220,31	₡ 6 757 437,96	₡ 2 684 444,30	₡ 11 273 785,00
jul-16	84 211	301,46	₡ 6 017 630,95	₡ 3 561 211,01	₡ 11 094 420,00
jun-16	85 557	253,79	₡ 5 977 867,59	₡ 2 931 497,84	₡ 10 337 815,00
may-16	41 983	137,69	₡ 2 933 352,21	₡ 1 590 440,67	₡ 5 307 610,00
abr-16	39 045	134,63	₡ 2 766 143,03	₡ 1 576 754,42	₡ 5 089 860,00
mar-16	38 678	613,21	₡ 2 762 769,54	₡ 7 240 961,51	₡ 11 484 965,00

IV.2 Propuesta de solución

IV.2.1 Metodología

Tal como se establece en los objetivos, se hizo una evaluación rápida de varias herramientas informáticas asociadas al problema de diseño fotovoltaico y, dado que se tuvo acceso a los planos del edificio en formato AutoCAD, se utilizó un complemento de ese programa denominado PVCAD de la empresa PVComplete, el cual simplifica enormemente el flujo de trabajo de diseño del sistema directamente en los planos originales. Esta herramienta permitió revisar seis configuraciones diferentes de despliegue de los campos solares en lugar de las dos originalmente planeadas y seleccionar la óptima.

Asimismo, se utilizaron herramientas en línea de los fabricantes de los inversores para verificar las longitudes óptimas de las cadenas de paneles fotovoltaicos en relación con las especificaciones de entrada de los inversores seleccionados.

En la siguiente tabla se describen las principales características del software utilizado.

*Tabla 14.
Descripción de las herramientas informáticas usadas en este proyecto.*

Programa	Descripción del Proveedor	Proveedor
AutoCAD 2017 SP1 Versión N.104.0.0	Diseño y dé forma al mundo que lo rodea con poderosas herramientas de diseño conectadas en el software AutoCAD. Cree sorprendentes diseños 3D, acelere la documentación y conéctese con la nube para colaborar en diseños y obtener acceso a ellos desde su dispositivo móvil.	Autodesk, Inc. Miami 701 Waterford Way, Suite 780 Miami, FL 33126 Estados Unidos de América (EE.UU.) Teléfono: 305-265-5960 www.autodesk.com

Programa	Descripción del Proveedor	Proveedor
PVCAD Versión 9.0	<p>Complemento de AutoCAD para ingenieros y diseñadores solares. Encadenamiento automático, modelado de sombra, modelo de asesor de sistema y más. Itere sus diseños y compare cuál es el adecuado para cada proyecto.</p> <p>Costo: USD 150/mes; USD 1500/año</p>	<p>PVCOMPLETE +1 567.249.9667 support@pvcomplete.com 426 17th Street, Suite 700 Oakland, CA 94612 www.pvcomplete.com</p>
Microsoft Office 365 Home	<p>Office le ofrece la libertad de trabajar desde prácticamente cualquier lugar y con sus dispositivos favoritos. Ahora se incluyen las nuevas aplicaciones de Office 2016 para su equipo PC y Mac.</p>	<p>Microsoft Costa Rica Oficentro Plaza Roble Edificio El Patio, Piso 2. Escazú, San José. COSTA RICA Teléfono: 506-201-1100 Fax: 506-201-1135 www.office.com</p>
Fronius System Configuration Tool En línea: http://www.fronius.com/froniusdownload/tool.html	<p>La herramienta online Fronius System Configurator soporta el dimensionamiento preciso de sistemas fotovoltaicos. Calcula la combinación ideal de módulos solares e inversores Fronius.</p> <p>Esta herramienta de diseño en línea significa que siempre puede utilizar los últimos datos del módulo solar y del inversor para la configuración del sistema, sin tener que realizar una actualización.</p> <p>Costo: Gratuito</p>	<p>FRONIUS Mexico S.A. de C.V. Carretera Monterrey-Saltillo 3279 Edificio 6, Landus Business Park Santa Catarina, NL México, 66367 Tel.: +52 81 8882 8202 Fax.: +52 81 8882 8201 Ventas: pv-sales-mexico@fronius.com Soporte Téc.Electrónica Solar: pv-support-mexico@fronius.com Tel:+52 81 8882 8202 www.fronius.com</p>
SolarEdge Site Designer, versión 2.3.6	<p>SolarEdge Site Designer hace que el diseño de un sistema fotovoltaico óptimo sea más fácil que nunca para todos los tamaños de instalación de SolarEdge. El Site Designer recomienda el número de cadenas y longitud de cadena, así como las selecciones de inversor fotovoltaico y optimizador de energía, en función del tamaño del sitio y de los módulos fotovoltaicos.</p> <p>Además de la recomendación de diseño automático, Site Designer admite diseños de orientación múltiple, varios tipos de módulos en un solo</p>	<p>SolarEdge Technologies, Inc. 47505 Seabridge Drive, Fremont, CA, 94538 T +1.510.498.3200 F +1.510.353.1895 infoNA@solaredge.com www.solaredge.com</p>

Programa	Descripción del Proveedor	Proveedor
	diseño, así como informes imprimibles y la lista de materiales de SolarEdge para el diseño. Costo: Gratuito	

IV.2.2 Punto de conexión

Considerando lo indicado en el apartado II.3.5 de la página 56 se tomará la opción más conservadora de conectar el sistema fotovoltaico entre el medidor eléctrico y el interruptor de transferencia, de manera que el sistema fotovoltaico quedaría fuera de línea cuando falla la red de distribución. La incorporación de energías renovables, entonces, implicaría simplemente incorporar en el Sistema de Gestión del Edificio (BMS, por sus siglas en inglés) la información de operación del sistema fotovoltaico, pero no será necesario que interactúe con este desde el punto de vista de control.

IV.2.3 Selección de componentes

Con el fin de homologar el diseño con los componentes seleccionados con la nueva sede de Centro de Control de Energía ubicado en San Miguel de Santo Domingo de Heredia se seleccionaron paneles solares Canadian Solar CS6P-265P.

*Tabla 15.
Información del módulo Canadian Solar CS6P-265P (según su hoja de especificaciones).*

Módulo Canadian Solar CS6P-265P	
Tensión de circuito abierto (Voc)	37.70 V
Potencia en MPP	265 W
Corriente en MPP (Imp)	8.66 A
Tensión MPP 70°C (Vmp)	24.83 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.23 A

Tensión en MPP (Vmp)	30.60 V
Tensión circuito abierto (Voc) a -10°C	42.19 V
Tensión MPP 50°C	27.4 V
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	-0.41 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	-0.31 % / °C
Coefficiente de Temperatura (Isc)	0.053 % / °C
Temperatura Nominal de Operación de la celda (NOCT)	45±2 °C

Se seleccionaron también inversores Fronius de la serie Symo, 480 V trifásicos en potencias de 15 y 12.5 kW, los cuales son compatibles con las características de módulo solar de acuerdo con la herramienta Fronius System Configuration Tool, para una tensión de sistema de 600 V que es la permitida por el Código Eléctrico de Costa Rica en vigencia.

*Tabla 16.
Información de los inversores Fronius Symo.*

Inversor Symo 15.0-3 (480V)	
Nivel de Potencia @ 25C	15000 W
Corriente de entrada CD máxima	58 A
Tensión de entrada CD máxima	800 V
Tensión mínima de seguimiento de potencia pico	350 V
Eficiencia CEC	97.20%
Corriente máxima CA	18 A
Tensión AC	480 V
Fases	3
Configuración de puesta a tierra	Flotante
Número de entradas MPPT	2
Inversor Symo 12.5-3 (480V)	
Nivel de Potencia @ 25C	12500 W
Corriente de entrada CD máxima	42 A
Tensión de entrada CD máxima	800 V
Tensión mínima de seguimiento de potencia pico	350 V

Eficiencia CEC	97.30%
Corriente máxima CA	15 A
Tensión AC	480 V
Fases	3
Configuración de puesta a tierra	Flotante
Número de entradas MPPT	2

IV.2.4 Cálculo de la configuración de las cadenas

Aun cuando los inversores seleccionados soportan una tensión de entrada CD máxima de 800 V, el artículo 490 del Código Eléctrico de Costa Rica (basado en el NEC 2008) establece requerimientos de media tensión para aquellas instalaciones superiores a los 600 V. Por lo tanto, debe limitarse la tensión a circuito abierto del sistema fotovoltaico a 600 V.

Dado que la tensión a circuito abierto es inversamente proporcional a la temperatura, encontraremos la máxima tensión a la temperatura mínima de operación. Utilizando la ecuación (16) se obtiene:

$$V_{OC,T} = V_{OC} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} \cdot (T - T_{STC})\right)$$

Sustituyendo los valores de tensión de circuito abierto y temperatura en condiciones estándar, el coeficiente de temperatura y la temperatura mínima, obtenidas de la Tabla 12 y la Tabla 15:

$$V_{OC,T} = 37,2 V \cdot \left(1 + \frac{-0,31 \% / C}{100} \cdot (17 C - 25 C)\right)$$

$$V_{OC,T} = 38,12 V$$

Tomando la parte entera del cociente de 600 V (tensión máxima de sistema según NEC 2008) entre la tensión de circuito abierto obtenida, se obtiene:

$$\#módulos \text{ por cadena} = \left\lfloor \frac{600 \text{ V}}{38,12 \text{ V}} \right\rfloor = 15$$

Para comprobar, la tensión de sistema con 15 módulos por cadena es:

$$V_{OC,Sistema} = 15 \times 38,12 \text{ V} = 571.8 \text{ V}$$

Por lo tanto, se propone que la longitud de las cadenas por utilizar sea de 15 módulos o inferior para cumplir con las limitaciones del Código. Cabe destacar que la temperatura ambiental mínima en el sitio del proyecto ocurre principalmente en horas de la noche, lo cual agrega un margen adicional de seguridad en la operación de las cadenas.

Para la determinar la cantidad de cadenas para conectar a cada inversor se debe determinar ahora la corriente máxima de cada cadena de módulos y así estimar la cantidad máxima de cadenas que se pondrían en paralelo para una potencia dada. Puesto que la corriente de cortocircuito es directamente proporcional a la temperatura, se busca encontrar la temperatura máxima de operación.

Utilizando la ecuación (15):

$$I_{SC,T} = I_{SC} \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{100} \cdot (T - T_{STC}) \right)$$

Aunque de la Tabla 12 se puede inferir una temperatura ambiente promedio máxima de 37,4 C, utilizaremos la temperatura máxima nominal de operación

(NOCT) de 47 C y además de la corriente de corto circuito y coeficiente de temperatura de la Tabla 15. Incorporando estos datos se obtiene:

$$I_{SC,T} = 9,23 A \cdot \left(1 + \frac{0,053 \% / C}{100} \cdot (47 C - 25 C)\right)$$

$$I_{SC,T} = 9,34 A$$

Tomando los límites de 58 A para el inversor de 15 kW y 42 A para el inversor de 12,5 kW, según la Tabla 16; y tomando la parte entera del cociente entre estas corrientes y la corriente de corto circuito obtenida, se obtiene la cantidad de cadenas que deben conectarse a cada inversor, según su capacidad de potencia.

$$\#cadenas \text{ Fronius } 15 \text{ kW} = \left\lfloor \frac{58 A}{9,34 A} \right\rfloor = 6$$

$$\#cadenas \text{ Fronius } 12,5 \text{ kW} = \left\lfloor \frac{42 A}{9,34 A} \right\rfloor = 4$$

Se considera conveniente sobredimensionar los inversores, ya que de acuerdo con lo encontrado en el apartado IV.1.3, no se alcanza en la zona en promedio la potencia nominal de 1000 W/m² en la que los paneles entregarían su máxima potencia. Según el documento de garantía del fabricante (ver ANEXOS), los inversores se pueden sobredimensionar hasta en un 150% para mantener la garantía.

Ahora bien, puesto que los inversores seleccionados operan en modo MPTT se puede estimar la potencia, en el punto MPP, que entrega cada juego de cadenas al inversor:

$$P_{MPP} (1 \text{ cadena}) = 8,66 \text{ A} \cdot 30,60 \text{ V} \cdot 15 = 3975 \text{ W}$$

$$P_{MPP} (6 \text{ cadenas}) = 3975 \text{ W} \cdot 6 = 23850 \text{ W}$$

$$P_{MPP} (4 \text{ cadenas}) = 3975 \text{ W} \cdot 4 = 15900 \text{ W}$$

Con base en estos resultados, se estaría sobrecargando la entrada del inversor de 15 kW con casi 24 kW, o sea 159%. Debe reducirse entonces la cantidad de cadenas conectadas en paralelo a 5, para una $P_{MPP,5}$ de 19875 W y un sobredimensionamiento del 132%. En el caso del inversor de 12,5 kW el sobredimensionamiento de 15900 W es del 127% por lo que no se modificará.

Se debe destacar también que estos resultados son consistentes con los obtenidos con la herramienta del fabricante de los inversores Fronius System Configuration Tool.

IV.2.5 Distribución de los campos fotovoltaicos

Utilizando planos originales del edificio en formato digital AutoCAD y la herramienta PVCAD se revisaron seis posibles distribuciones de los paneles. En las primeras cuatro versiones se analizaron ubicaciones tanto con paneles verticales como horizontales, utilizando únicamente los techos planos del edificio, encontrándose potencias nominales del conjunto entre 84 y 94 kWp, según el cálculo de PVCAD (pero fácilmente verificables multiplicando la cantidad de paneles por su potencia nominal). Es importante notar que en la versión 1 no se consideró la sombra proyectada por las dos obstrucciones ubicadas al sur y al norte del inmueble. La versión 5 incorporó paneles en una estructura adicional a construir en el parqueo del edificio, incremen-

tando la potencia nominal a 136 kWp. No habiendo mejoras adicionales que pudieran hacerse a esta versión de la distribución, se tomó esta como base para ajustarla a la cantidad de paneles por cadena y cadenas por inversor encontrada en el apartado anterior.

Se ajustó el diseño entonces en la versión 6 para que todos los campos fueran múltiplos de 15, con lo que la potencia nominal final es de 135 kWp. En la siguiente tabla se muestra un resumen de las características principales de cada versión.

*Tabla 17.
Resumen de las distribuciones ensayadas con el programa PVCAD.*

Versión	1	2	3	4	5	6
Potencia Nominal kWp	94	80	84	84	136	135
Total Módulos	360	306	324	324	525	510
Total Cadenas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	34
Cobertura m²	574,7	492	521,2	521,2	844,5	820,34

Tomando en cuenta la orientación, se dividió el conjunto en cinco subcampos, y estos a su vez en cadenas de 15 paneles cada una. Grupos de cuatro y cinco cadenas se llevaron a cajas de combinación para luego enrutar esas cadenas a los inversores para los subcampos Parqueo, Este y Oeste. Aprovechando el hecho de que los inversores Fronius tienen dos entradas MPPT, se utilizó el mismo inversor único para los subcampos Norte y Sur, con lo cual se evita la utilización de dos inversores de menor tamaño para estos campos.

En los ANEXOS, se muestran los planos de la distribución de los campos fotovoltaicos y el diagrama unifilar del diseño.

IV.2.6 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

Se obtiene la inclinación óptima introduciendo en la ecuación (1) la latitud del proyecto, convertida a grados decimales:

$$\beta_{\text{ópt}} = 3.7 + 0.69 \cdot |\varphi|$$

$$\beta_{\text{ópt}} = 3.7 + 0.69 \cdot 10.42^\circ$$

$$\beta_{\text{ópt}} = 10.8898^\circ \sim 11^\circ$$

A partir de este valor se obtienen las pérdidas por orientación a partir de la ecuación (9):

$$P_{OI} = 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{ópt}})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2;$$

para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

$$P_{OI} = 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{ópt}})^2; \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

Puesto que el ángulo de las superficies en el edificio es de $8,5^\circ$, según la ecuación sólo se toma en cuenta la inclinación; sustituyendo ambos ángulos en la fórmula:

$$P_{OI} = 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (8,5^\circ - 11^\circ)^2$$

$$P_{OI} = 0,00075$$

Sustituyendo este valor en la fórmula de pérdidas por orientación e inclinación, ecuación (8)

$$FI = 1 - P_{OI}$$

$$FI = 1 - 0,00075$$

$$FI = 0,99925$$

Lo cual significa que efecto de la inclinación del panel de menos de una parte por mil. Para los efectos de este estudio entonces, no se considerarán las pérdidas por orientación.

IV.2.7 Lista de Materiales y Presupuesto Estimado

Con ayuda de la herramienta PVCAD se simplifica el cálculo de los múltiples componentes del diseño, ya que incorpora todos los parámetros del NEC y otras fuentes. Uno de los entregables es la lista de materiales, la cual se muestra a continuación:

Tabla 18.
Lista de Materiales (PVCAD).

Sección	Componentes	Sub-Componentes	Cantidad
Módulos FV			
	Módulo FV	CS6P-265P	510
Herrajes			
	Panel Montaje	Panel Montaje SW	12
	Panel Montaje	Panel Montaje S	84
	Panel Montaje	Panel Montaje SE	12
	Panel Montaje	Panel Montaje W	32
	Panel Montaje	Panel Montaje INT	222
	Panel Montaje	Panel Montaje E	32
	Panel Montaje	Panel Montaje NW	24
	Panel Montaje	Panel Montaje N	57
	Panel Montaje	Panel Montaje NE	23
	Panel Montaje	Panel Montaje NSW	3
	Panel Montaje	Panel Montaje NSE	4
	Panel Montaje	Panel Montaje EW	1

Sección	Componentes	Sub-Componentes	Cantidad
	Panel Montaje	Panel Montaje NEW	4
Total Conductores			
	Conductor Fuente CD	10 AWG CU	984
	Conductor Salida CD	6 AWG CU	215
	Conductor Tierra CD	10 AWG CU	143
	Conductor Salida CD	4 AWG CU	132
	Conductor Tierra CD	8 AWG CU	66
	Conductor Salida CD	10 AWG CU	72
	Conductor CA	14 AWG CU	1222
	Conductor CA Neutro	10 AWG CU	68
	Conductor CA Tierra	10 AWG CU	68
	Conductor CA Neutro	12 AWG CU	340
	Conductor CA Tierra	12 AWG CU	340
Total Conduits			
	Conduit Circuito Salida	EMT-0.75"	173
	Conduit Circuito Salida	EMT-0.5"	36
	Conduit Circuito AC	EMT-0.5"	408
Inversores			
	Inversores	Symo 12.5-3 (480V)	6
	Inversores	Symo 15.0-3 (480V)	2
Cajas Combinado- ras			
	Cajas Combinadoras	Cajas Combinadoras (4 Cadenas)	5
	Cajas Combinadoras	Cajas Combinadoras (5 Cadenas)	2
	Cajas Combinadoras	Cajas Combinadoras (2 Cadenas)	2
Paneles AC			
	Panel AC	200A Principal, (8) In- terruptores de 25A	1
Misceláneos			
	Fusible	60A	10
	Fusible	15A	68
	Fusible	80A	4
	Fusible	30A	4

Utilizando datos suministrados por el Director Técnico del Proyecto Nuevo Centro de Control, Ing. Allan Vásquez Sancho; obtenidos de su experiencia con la construcción del Edificio Nuevo Centro de Control homólogo en San Miguel, se obtiene el siguiente presupuesto de adquisición:

Tabla 19.
Presupuesto estimado del sistema FV (Elaboración propia con datos del Director Técnico Proyecto NCCE).

Descripción	Cantidad		Unitario	Total
Diseño detallado y supervisión	1	serv	USD 2 340,00	USD 2 340,00
Permisos y Trámites	1	serv	USD 662,00	USD 662,00
Módulos Solares	510	c/u	USD 243,00	USD 123 930,00
Inversores 12,5 kW	6	c/u	USD 5 804,00	USD 34 824,00
Inversores 15 kW	2	c/u	USD 6 260,00	USD 12 520,00
Estructura de montaje	510	c/u	USD 115,00	USD 58 650,00
Materiales menores	1	lote	USD 7 688,00	USD 7 688,00
Instalación	1	serv	USD 4 054,00	USD 4 054,00
Medidores	2	c/u	USD 963,00	USD 1 926,00
Total				USD 246 594,00

IV.3 Análisis de resultados

IV.3.1 Producción estimada

Utilizando la información de la Tabla 11 y la ecuación (12) se obtiene la siguiente generación diaria estimada de cada módulo solar:

Tabla 20.
Potencia diaria promedio estimada de cada panel solar (W).

Hora	ene	Feb	mar	Abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
04:30:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
05:00:00	0	0	0	-	0	0	-	-	-	-	5	1
05:30:00	1	3	1	0	1	1	1	1	0	1	18	5
06:00:00	6	11	4	5	11	9	7	6	6	7	39	17
06:30:00	17	22	13	18	28	25	23	22	21	22	65	36

Hora	ene	Feb	mar	Abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
07:00:00	37	44	30	37	52	46	44	45	43	42	92	60
07:30:00	68	75	53	62	79	68	66	72	69	71	121	88
08:00:00	96	104	82	90	104	95	89	100	99	100	145	114
08:30:00	124	133	111	117	132	118	118	129	129	131	165	135
09:00:00	149	160	139	143	155	141	140	154	153	156	185	158
09:30:00	171	183	165	167	175	162	159	177	177	172	192	176
10:00:00	191	204	188	191	191	175	177	198	195	182	196	193
10:30:00	206	219	207	204	202	182	197	209	202	195	194	200
11:00:00	217	231	218	217	210	192	211	213	207	201	186	206
11:30:00	222	238	230	226	220	190	211	208	204	201	181	208
12:00:00	222	237	236	228	222	186	204	210	199	200	171	202
12:30:00	219	234	236	226	218	184	197	197	192	190	156	188
13:00:00	210	226	233	220	205	176	170	191	172	169	139	172
13:30:00	198	212	221	216	181	157	156	168	152	140	117	159
14:00:00	183	195	210	196	153	144	145	140	128	117	88	145
14:30:00	161	174	193	179	133	115	124	123	101	90	70	116
15:00:00	136	147	172	155	107	94	98	100	78	67	47	93
15:30:00	106	117	148	130	89	79	81	70	57	51	25	70
16:00:00	77	89	120	104	68	58	66	60	40	36	10	44
16:30:00	51	61	91	79	47	40	48	39	25	20	2	22
17:00:00	26	35	63	55	30	25	30	22	12	9	0	9
17:30:00	7	13	37	32	16	13	16	10	4	2	0	2
18:00:00	0	2	19	16	5	3	5	2	0	0	-	0
18:30:00	-	-	7	6	1	0	0	0	-	-	-	-
19:00:00	-	-	1	1	0	-	-	-	-	-	-	-

A partir de esta estimación, tomando en cuenta los cálculos del apartado IV.2.4 y la configuración descrita en el apartado IV.2.5 , a saber:

- Cuatro cadenas de 15 paneles para cada inversor de 12,5 kW, 6 inversores.
- Cinco cadenas de 15 paneles para cada inversor de 15 kW, 4 inversores.

- Un tope de 12,5 kW y 15 kW para cada tipo de inversor, respectivamente.

Se obtiene el siguiente resultado en kW:

Tabla 21.
Generación diaria total del sistema fotovoltaico (kW).

Hora	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
04:30:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0
05:00:00	0	0	0	-	0	0	-	-	-	-	2	0
05:30:00	1	2	1	0	1	1	0	0	0	0	9	3
06:00:00	3	5	2	3	5	5	4	3	3	4	20	9
06:30:00	9	11	7	9	14	13	12	11	10	11	33	18
07:00:00	19	23	15	19	27	24	22	23	22	21	47	31
07:30:00	34	38	27	32	40	35	34	37	35	36	62	45
08:00:00	49	53	42	46	53	49	46	51	51	51	74	58
08:30:00	63	68	56	60	67	60	60	66	66	67	84	69
09:00:00	76	82	71	73	79	72	71	78	78	79	94	80
09:30:00	87	93	84	85	89	82	81	90	90	88	98	90
10:00:00	98	104	96	97	98	89	90	101	100	93	100	99
10:30:00	104	105	105	104	103	93	100	105	103	99	99	102
11:00:00	105	105	105	105	105	98	105	105	104	102	95	104
11:30:00	105	105	105	105	105	97	105	105	103	102	92	105
12:00:00	105	105	105	105	105	95	103	105	102	102	87	103
12:30:00	105	105	105	105	105	94	100	100	98	97	80	96
13:00:00	105	105	105	105	104	90	87	98	88	86	71	88
13:30:00	101	105	105	105	92	80	79	86	78	71	60	81
14:00:00	93	99	105	100	78	74	74	71	65	60	45	74
14:30:00	82	89	98	91	68	59	63	63	52	46	36	59
15:00:00	69	75	88	79	55	48	50	51	40	34	24	48
15:30:00	54	60	76	66	45	40	41	36	29	26	13	36
16:00:00	39	45	61	53	35	30	34	30	21	18	5	22
16:30:00	26	31	46	40	24	20	24	20	13	10	1	11
17:00:00	13	18	32	28	15	13	15	11	6	5	0	4
17:30:00	4	6	19	16	8	7	8	5	2	1	0	1
18:00:00	0	1	10	8	2	2	2	1	0	0	-	0
18:30:00	-	-	3	3	1	0	0	0	-	-	-	-
19:00:00	-	-	1	0	0	-	-	-	-	-	-	-

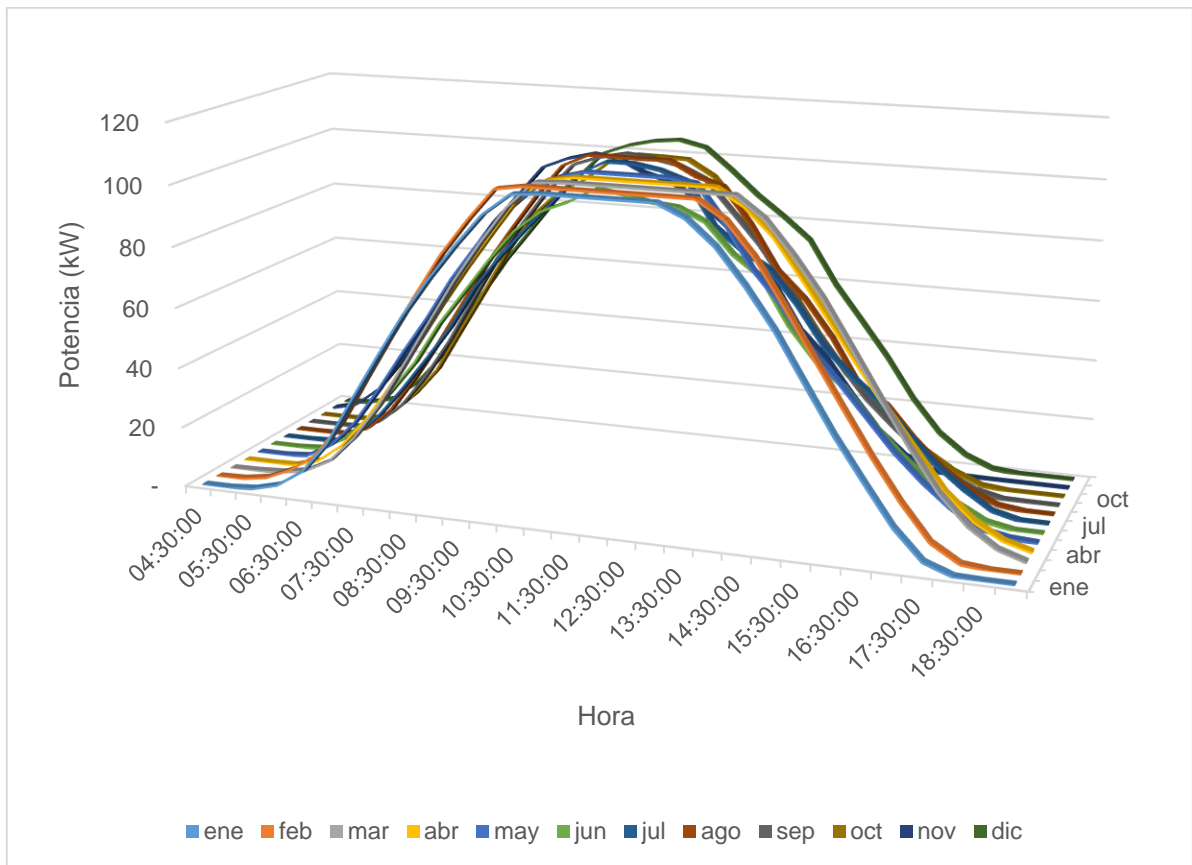


Figura 22.
Generación Solar Diaria total del sistema fotovoltaico (kW).

Se puede observar que el sistema tiene un tope de 105 kW, lo cual es inferior a la potencia pico de 236 kW obtenida de los datos de facturación. Considerando que el uso primario del inmueble gira alrededor de un Centro de Procesamiento de Datos operando continuamente (24/7/365) es de esperar que su consumo de potencia no varíe significativamente durante el día. Lo anterior implica que es prácticamente imposible que se den las condiciones en que el sistema fotovoltaico supere en producción al consumo del edificio e inyecte energía a la red de distribución.

Ahora bien, con la colaboración del propietario del inmueble, se tuvo acceso a los datos de demanda del edificio cada 15 minutos durante el período del 24 de abril al 16 de mayo del 2017 (20 días), obtenidos mediante un registrador ION 7550 (el archivo fuente está disponible en la versión digital de este trabajo). Para comparar el efecto del generador fotovoltaico en el pico de demanda se calculó cuál sería la demanda en cada hora del día restando la generación esperada obtenida en la Tabla 21, para el mes de mayo, de la demanda total medida⁸. El resultado de esta comparación es más fácilmente visible en el siguiente gráfico de dispersión.

⁸ Puesto que la demanda se midió cada 15 minutos y la producción cada 30, se repitió el valor de producción de los :00 minutos para los de :15 minutos y el de los :30 para los valores a :45 minutos.

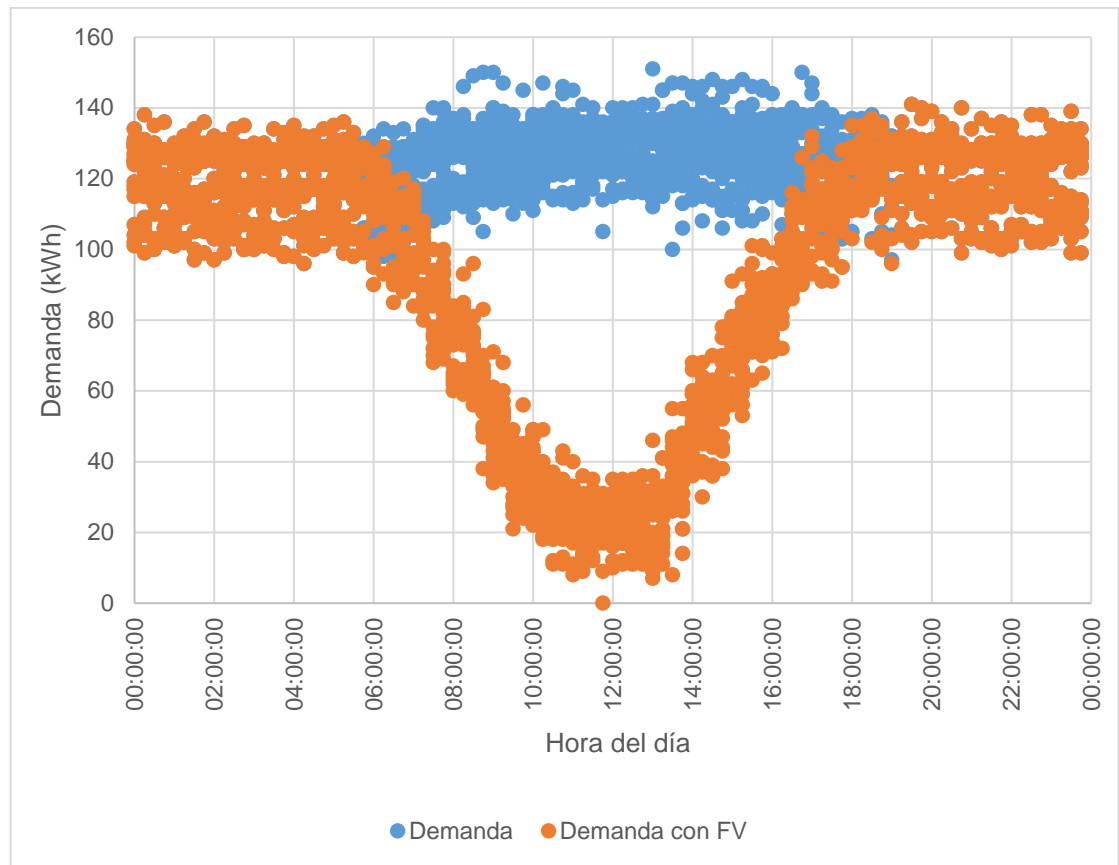


Figura 23.
 Dispersión de la demanda sin y con FV para un período de 20 días (Elaboración propia con datos de medidores ION instalados en el inmueble).

Puede observarse que la demanda del edificio sin la ayuda del sistema FV está alrededor de $120 \text{ kW} \pm 10 \text{ kW}$, de hecho, los datos respaldan este hecho al calcularse un promedio de 123 kW . También puede observarse que el consumo del edificio es prácticamente constante durante el día. Ahora bien, para efectos de facturación interesa la demanda máxima, la cual durante el período de estudio alcanzó 151 kW , mientras que con la ayuda del sistema FV habría alcanzado un tope de 141 kW , o sea una eventual disminución de 10 kW en el pico de consumo.

Un punto por destacar es que se desconoce la razón de la diferencia entre la demanda máxima indicada por la empresa distribuidora de 236 kW y la medida de 151 kW; sin embargo, debe tomarse en cuenta que esa demanda máxima se determinó mediante la suma de las demandas máximas de los dos medidores y podrían estarse sumando picos de demanda en momentos distintos para cada acometida.

Tomando en cuenta los datos de la Tabla 21, considerando que los datos están muestreados cada media hora y tomando la cantidad de días de cada mes, se puede estimar la producción de energía mensual del campo fotovoltaico y compararlo con el consumo del edificio. Puesto que se cuenta información solo de junio a abril, se estima el promedio diario de consumo de esos meses para aplicarlo al mes de mayo para el que no se cuenta con esa información.

Tabla 22.
Comparación de generación estimada y el consumo estimado, por mes (kWh).

Mes	Días	Generación Diaria (kWh)	Generación Mensual (KWh)	Consumo Diario Promedio (kWh)	Consumo Mensual (kWh)
ene	31	775	24 039	2 835	87 882
feb	28	819	22 930	3 187	89 229
mar	31	837	25 960	2 661	82 497
abr	30	821	24 643	3 129	93 880
may	31	762	23 623	2 888	89 534
jun	30	684	20 506	2 852	85 557
jul	31	707	21 903	2 716	84 211
ago	31	727	22 533	2 957	91 676
sep	30	679	20 369	3 480	104 406
oct	31	655	20 319	2 910	90 207
nov	30	665	19 960	3 060	91 799
dic	31	718	22 246	1 982	61 444

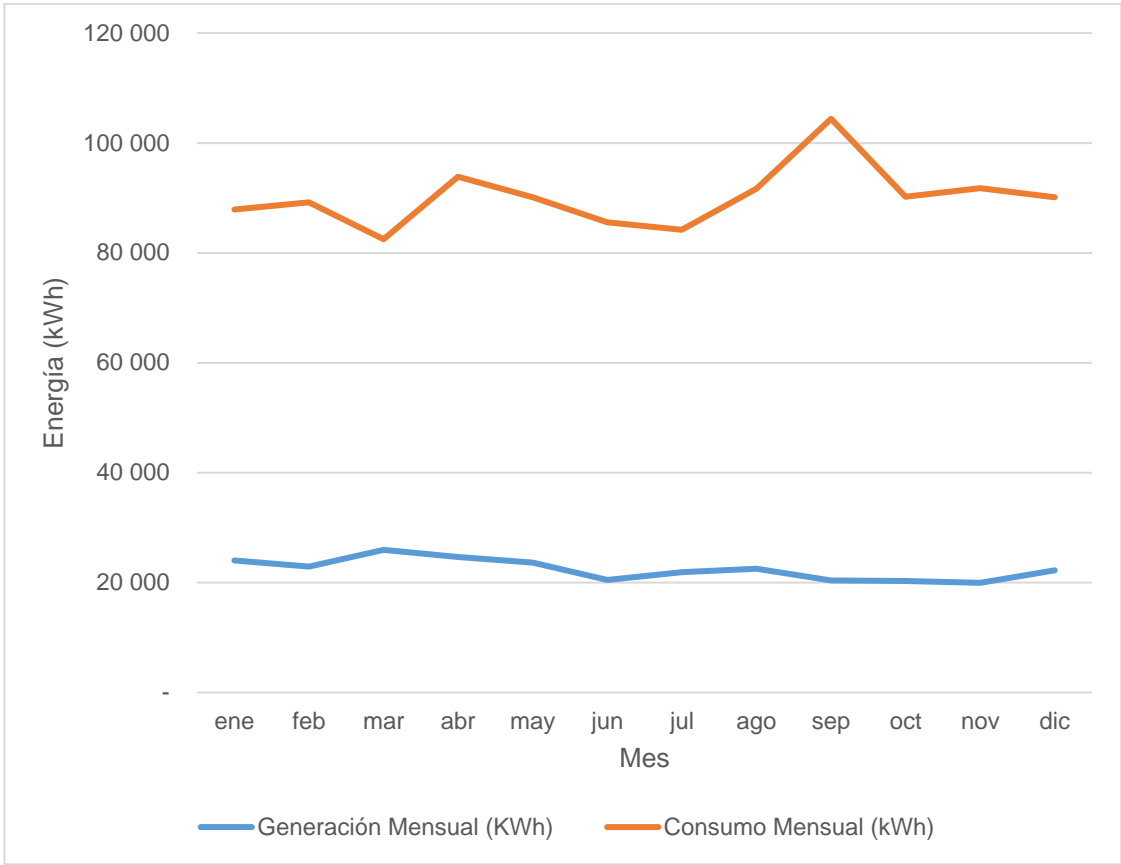


Figura 24.
Comparación de la generación estimada y el consumo estimado, por mes (kWh).

IV.3.2 Análisis financiero

Retomando los datos de la Tabla 13, se obtiene un promedio de facturación de ₡69,92/kWh en Energía y ₡11 528,41/kW en Demanda pico, lo cual a un tipo de cambio de ₡570/USD indica una tarifa redondeada en dólares de USD 0,125/kWh y USD 21/kW, para Energía y Demanda Pico, respectivamente.

Tomando en cuenta la Tabla referida, la Tabla 22 y estas tarifas en dólares se obtiene un ahorro anual por el uso del sistema fotovoltaico de USD 36 148,80.

*Tabla 23.
Análisis del posible ahorro en la facturación mensual (Elaboración Propia).*

Mes	Generación sual (KWh)	Men- Consumo Mensual (kWh)	Demanda Má- xima (kW)
ene	24 039	90 000	195
feb	22 930	89 229	219
mar	25 960	82 497	292
abr	24 643	93 880	257
may	23 623	87 719	236
jun	20 506	85 557	254
jul	21 903	84 211	301
ago	22 533	91 676	220
sep	20 369	104 406	264
oct	20 319	90 207	239
nov	19 960	91 799	214
dic	22 246	61 444	144
Anual	269 030	1 052 625	

	Monto sin FV	Energía	Monto con FV	Energía	Ahorro Energía
ene	USD 11 250,00		USD 8 245,18		USD 3 004,82
feb	USD 11 153,63		USD 8 287,33		USD 2 866,29
mar	USD 10 312,13		USD 7 067,09		USD 3 245,04
abr	USD 11 735,00		USD 8 654,63		USD 3 080,37
may	USD 10 964,84		USD 8 011,95		USD 2 952,89
jun	USD 10 694,63		USD 8 131,40		USD 2 563,23
jul	USD 10 526,38		USD 7 788,53		USD 2 737,85
ago	USD 11 459,50		USD 8 642,84		USD 2 816,66
sep	USD 13 050,75		USD 10 504,59		USD 2 546,16
oct	USD 11 275,88		USD 8 736,06		USD 2 539,82
nov	USD 11 474,88		USD 8 979,92		USD 2 494,96
dic	USD 7 680,50		USD 4 899,78		USD 2 780,72
Anual	USD 131 578,09		USD 97 949,29		USD 33 628,80

	Monto sin FV	Demanda	Monto con FV	Demanda	Ahorro	De-
					manda	
ene	USD 4 091,85		USD 3 881,85		USD 210,00	
feb	USD 4 600,89		USD 4 390,89		USD 210,00	
mar	USD 6 127,59		USD 5 917,59		USD 210,00	
abr	USD 5 389,86		USD 5 179,86		USD 210,00	
may	USD 4 960,28		USD 4 750,28		USD 210,00	
jun	USD 5 329,59		USD 5 119,59		USD 210,00	
jul	USD 6 330,66		USD 6 120,66		USD 210,00	
ago	USD 4 626,51		USD 4 416,51		USD 210,00	
sep	USD 5 549,25		USD 5 339,25		USD 210,00	
oct	USD 5 012,07		USD 4 802,07		USD 210,00	
nov	USD 4 487,70		USD 4 277,70		USD 210,00	
dic	USD 3 017,07		USD 2 807,07		USD 210,00	
Anual	USD 59 523,32		USD 57 003,32		USD 2 520,00	
Energía (USD/kWh)			USD 0,125		¢ 71,25	
Demanda (USD/kW)			USD 21,00		¢ 11 970,00	
Ahorro Anual			USD 36 148,80		¢ 20 604 816,00	

En el caso del ICE, la tasa ponderada de costo de capital (WACC) usual para el negocio de generación es del 12% anual y la vida útil contable para equipos es de diez años. Aplicando esta tasa para períodos de 10 y 25 años, con una inversión inicial en el año 0 de USD 246 594,00 y un flujo constante de ahorro de USD 36 148,80 por año partir del año 1, se obtienen los siguientes resultados:

*Tabla 24.
Análisis Financiero de la Inversión (Elaboración propia).*

	10 años	25 años
VAN	(USD 42 345,23)	USD 36 926,04
TIR	8%	14%

Del análisis del flujo acumulado sin descontar se tiene un período de recuperación de alrededor de siete años, mientras que, si se descuenta el flujo acumulado a la tasa usual del ICE, la inversión se recupera en el año quince.

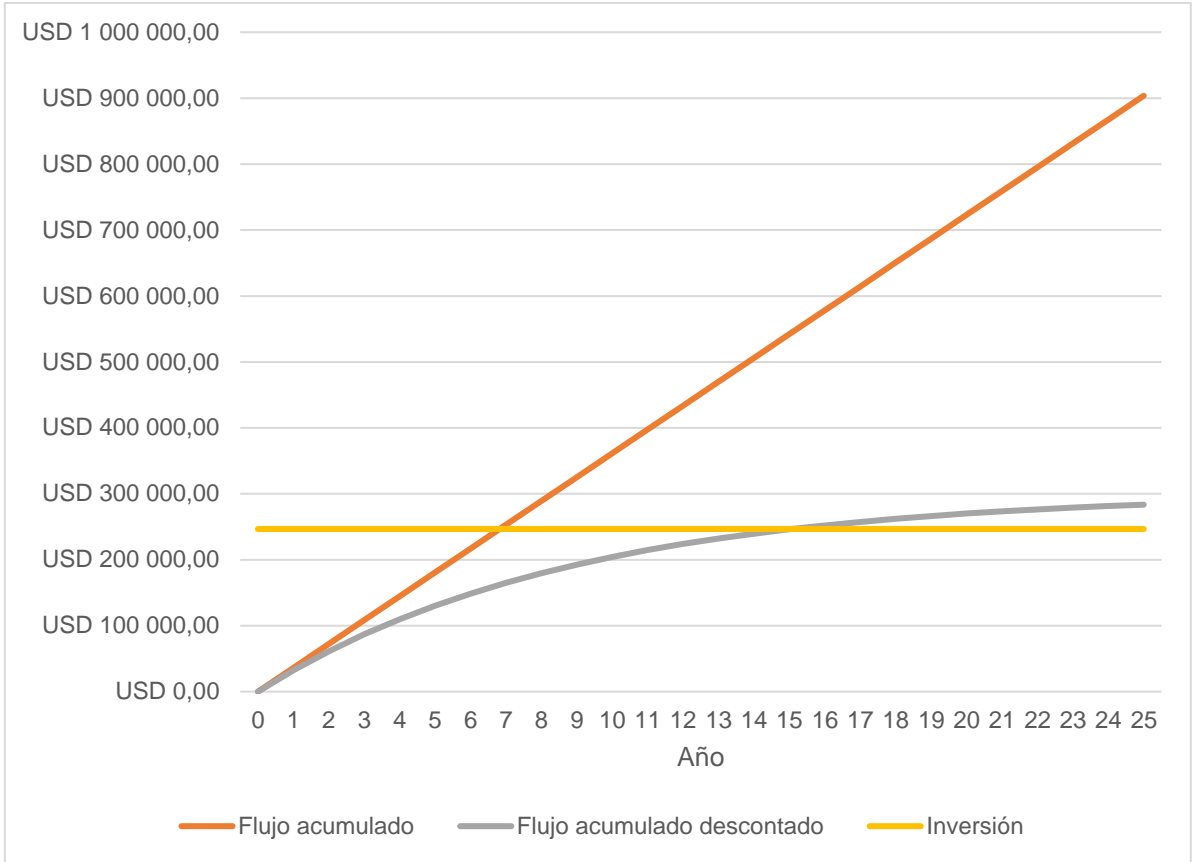


Figura 25.
Análisis del período de recuperación de la inversión (Elaboración Propia).

V CONCLUSIONES

- Para este trabajo se tuvo acceso a la Base de Datos Meteorológica de la Estación Meteorológica del Ingenio Taboga, situado a unos 13 km del proyecto. Con base Tabla 10, llama la atención que el promedio diario de radiación solar más elevado alcance apenas los 900 W/m². Este valor definitivamente influye en todos los demás cálculos de este proyecto.

Aun con esta variable, se logra determinar que en promedio se cuenta con cinco horas y media de radiación solar normalizadas a 1000 W/m² (Hora Solar Promedio) lo que hace factible el desarrollo de un proyecto de este tipo (ver Tabla 10).

Asimismo, el inmueble cuenta con más de 500 m² de superficies utilizables directamente en la cubierta de techo, y alrededor de 300 m² en el área de parqueos que se podrían adicionar construyendo las estructuras correspondientes.

Finalmente, el edificio incorpora dos acometidas trifásicas en configuración redundante a media tensión, dos generadores de emergencia y una distribución interna a partir de una tensión trifásica en Y a 480 V. Todos estos sistemas coordinados a partir de un sistema de gestión del edificio (Building Management System).

Se concluye entonces que la incorporación de un Sistema de Generación Fotovoltaica conectado a la red es viable técnicamente, ya que se cuenta con la fuente solar, el espacio físico y la conexión a la red pública.

- Para este proyecto se tuvo acceso a los planos arquitectónicos originales del edificio en formato AutoCAD y se utilizó el complemento PVCAD para AutoCAD

con el fin de facilitar los pasos rutinarios e iterativos tales como disposición física de los paneles solares en las diferentes superficies, agrupamiento de cadenas de paneles, ubicación de cajas de conexiones, inversores y paneles AC. Esto permitió probar diferentes configuraciones de todos los elementos con una inversión en tiempo bastante menor que hacer las pruebas de forma manual. Esta herramienta también genera el diagrama unifilar y la lista de materiales. La herramienta utilizada, sin embargo, tuvo la limitación de no contar con una base de datos de radiación solar para el área donde estaba ubicado el proyecto al momento de redactar este trabajo, por lo que no se utilizaron las facilidades de simulación de generación disponibles en la herramienta y estos cálculos se efectuaron a mano.

También se utilizó la herramienta en línea Fronius System Configuration Tool con el fin de determinar los inversores y longitud de cadena óptimos para el proyecto. Es importante destacar que, puesto que el Código Eléctrico de Costa Rica permite instalaciones de hasta 600 V, mientras que internacionalmente se aceptan instalaciones de hasta 1000 V, las herramientas tienden a trabajar en esta última tensión, lo cual fue necesario tomar en consideración.

Se puede concluir entonces que la utilización de herramientas de Diseño Asistido por Computadora simplifica en gran manera el flujo de trabajo asociado al desarrollo de un Sistema de Generación Fotovoltaica; sin embargo, deben validarse los datos de acuerdo con las condiciones normativas locales dado que estas herramientas generalmente son desarrolladas para otros mercados.

- El consumo promedio del edificio, obtenido para los meses de junio 2016 a abril 2017 es de 87 MWh/mes y el promedio mensual de la potencia pico, para ese mismo período, es de 236 kW. Utilizando herramientas de diseño asistido por computadora, se determina un diseño con 510 paneles solares de 265W (136 kWp) y 6 inversores para una potencia pico de 105 kW. Esta configuración tiene una generación mensual promedio de 22,4 MWh/mes y una reducción de potencia pico de 10 kW, generando un ahorro anual estimado en USD 36 148,80. El costo de esta solución se estima en USD 246 594,00. Bajo estas condiciones, utilizando una tasa de descuento anual del 12%, se obtienen, a 10 años un VAN de (USD 42 345,23) y una TIR del 8%, y a 25 años un VAN de USD 36 926,04 y una TIR del 14%. EL período de recuperación de la inversión sin descontar es de aproximadamente siete años y quince años descontado al 12% anual.

En conclusión, con las condiciones de evaluación del ICE (tasa del 12%) el proyecto es rentable sólo a partir del año 15 y en particular a un período de vida útil usual de 25 años. La decisión de invertir sería entonces desde la perspectiva de políticas contables/financieras de la Institución o como beneficio intangible en la imagen del Centro Nacional de Control de Energía como promotor de energías renovables.

VI RECOMENDACIONES

- Durante el desarrollo de este proyecto se tuvo que trabajar con el límite de diseño de tensión de sistema menor o igual a 600 V vigente en el Código Eléctrico de Costa Rica, aun cuando internacionalmente está aceptado un límite de 1000 V y, en consecuencia, una gran parte de los equipos disponibles son compatibles con este nivel de tensión. La utilización de una tensión de sistema de 1000 V permite utilizar inversores de mayor capacidad y reduce los requerimientos de cableado de corriente directa.

En la investigación preliminar de este proyecto, se identificó una tecnología de optimización que permite que cada panel opere en el punto MPP individualmente (SolarEdge Technologies), pero debido a que la tensión de sistema para esta tecnología la fija el inversor en 980 V no cumple con el límite de 600 V vigente y obligatoriamente implicaría utilizar diseño de media tensión para el segmento CD del sistema.

Se recomienda entonces explorar la posibilidad de promover con las autoridades competentes, tales como el Colegio de Ingenieros Mecánicos, Eléctricos e Industriales (CIEMI), una aclaración o directriz que permita temporalmente la utilización de una tensión de sistema de hasta 1000 V en sistemas de generación para autoconsumo, mientras se actualiza el Código Eléctrico de Costa Rica a las versiones más recientes del NFPA 70, que ya permiten este nivel de tensión.

- Dado que el área disponible para este proyecto fue insuficiente para inyectar energía a la red para su almacenamiento, según prevé la normativa nacional vigente, y considerando que el edificio se encuentra aledaño a un amplio plantel del mismo propietario, se recomienda identificar áreas adyacentes para la instalación de paneles adicionales y explorar fuentes alternativas de energía tales como la eólica con el objetivo de hacer el edificio autosustentable o, al menos, reducir sustancialmente el consumo energético.
- Debe promoverse la capacitación en herramientas informáticas, en particular AutoCAD y sus complementos, para reducir la curva de aprendizaje de emprendimientos como el de este proyecto. Se logró percibir la importante ayuda que representan estas herramientas informáticas, una vez que se domina la plataforma base sobre la que se apoyan. El problema de energías sustentables es uno que se beneficia enormemente del apoyo asistido por computadora y es un recurso que debería aprovecharse. Esta capacitación puede incluirse en los programas de ingeniería o dentro de la oferta de cursos libres de las universidades.
- Se recomienda solicitar a las autoridades del ICE revisar la utilización de los parámetros vigentes (tasa 12% a 10 años) de evaluación de proyectos para el caso particular de soluciones de energías renovables, para ajustarse a tasas de descuento más bajas (7 a 10%) y que estimulan el desarrollo de proyectos con energías renovables.

VII BIBLIOGRAFÍA

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. «Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional.» Editado por Imprenta Nacional. *La Gaceta*, nº 37 (Febrero 2016).

Calderón Vega, Jefferson. *Aplicación de paneles solares en estacionamientos de vehículos bajo el concepto de generación distribuida*. San Pedro: Universidad de Costa Rica, 2013.

Castillo Rincón, Irene, y Juan Ignacio Davidovich Molina. *Análisis legal de la generación distribuida de energía eléctrica en Costa Rica*. San José, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio: Universidad de Costa Rica, Facultad de Derecho, Febrero 2016.

Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos. *Código Eléctrico Nacional para la Seguridad de la Vida y la Propiedad*. San José, 2010.

Green, Martin A., Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, y Ewan D. Dunlop. «Solar cell efficiency tables (Version 45).» *PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS*, 2015: 23:1–9.

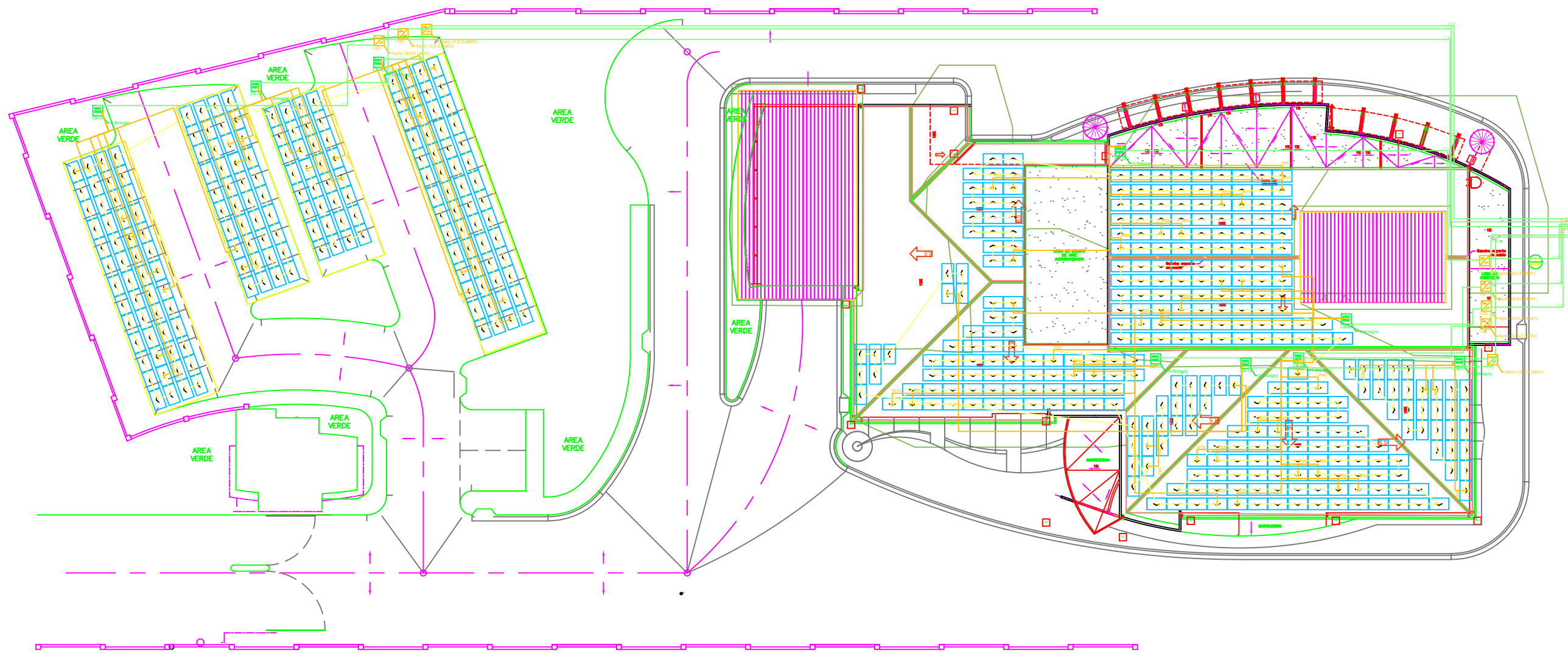
IDOM. *Servicios de Consultoría para el Diseño y Planos Constructivos del Conjunto de Edificios para el Nuevo Centro Nacional de Control de Energía del ICE. Referencia 2011LI-00007-PROV, FASE II_b PROYECTO CONSTRUCTIVO, Documentación escrita, MEMORIA INSTALACION*. San José: Instituto Costarricense de Electricidad, 2012.

- Jäguer, Klaus, Olindo Isabella, Arno H.M. Smets, René A.C.M.M. van Swaaij, y Miro Zerman. *Solar Energy. Fundamentals, Technology, and Systems*. Delft, the Netherlands: Delft University of Technology, 2014.
- Mascarós Mateo, Vicente. *Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid, España: Ediciones Paraninfo, SA, 2016.
- Messenger, Roger A., y Jerry Ventre. *Photovoltaic systems engineering*. Boca Raton, Florida: CRC Press, 2010.
- Ministerio de Ambiente y Energía. «Reglamento Generación Distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla.» Editado por Imprenta Nacional. *La Gaceta*, nº 186 (Octubre 2015).
- Picado Barahona, Freddy, y Luis Rodolfo Ajún López. «Parque Solar de Miravalles, Principales Resultados de Operación.» *Revista de la Red de Expertos en Energía*, 2015: 24-33.
- SolarEdge. "Oversizing of SolarEdge Inverters, Technical Note." *SolarEdge web site*. July 2016.
https://www.solaredge.com/sites/default/files/inverter_dc_oversizing_guide.pdf (accessed 8 8, 2017).
- Worden, James. "Q & A: Interaction of Grid-Direct Inverters with Backup Generators." *Solar Pro* (Home Power, Inc.), Aug/Sep 2009.

VIII ANEXOS

VIII.1 Planos de localización, distribución de campos fotovoltaicos y unifilar

VIII.2 Hojas de datos de los equipos seleccionados



PROJECT INFORMATION			
Project Latitude	10°25'22"	Min. Ambient Temperature	14C°
Project Longitude	-85°7'19"	Max. Ambient Temperature	40C°
Utility Name	ICE	Meter Number	---
Wind Exposure Category	A	Wind Speed	18
Risk Category	I	North Direction	74.0°
Interconnection Voltage	0	AHJ	---

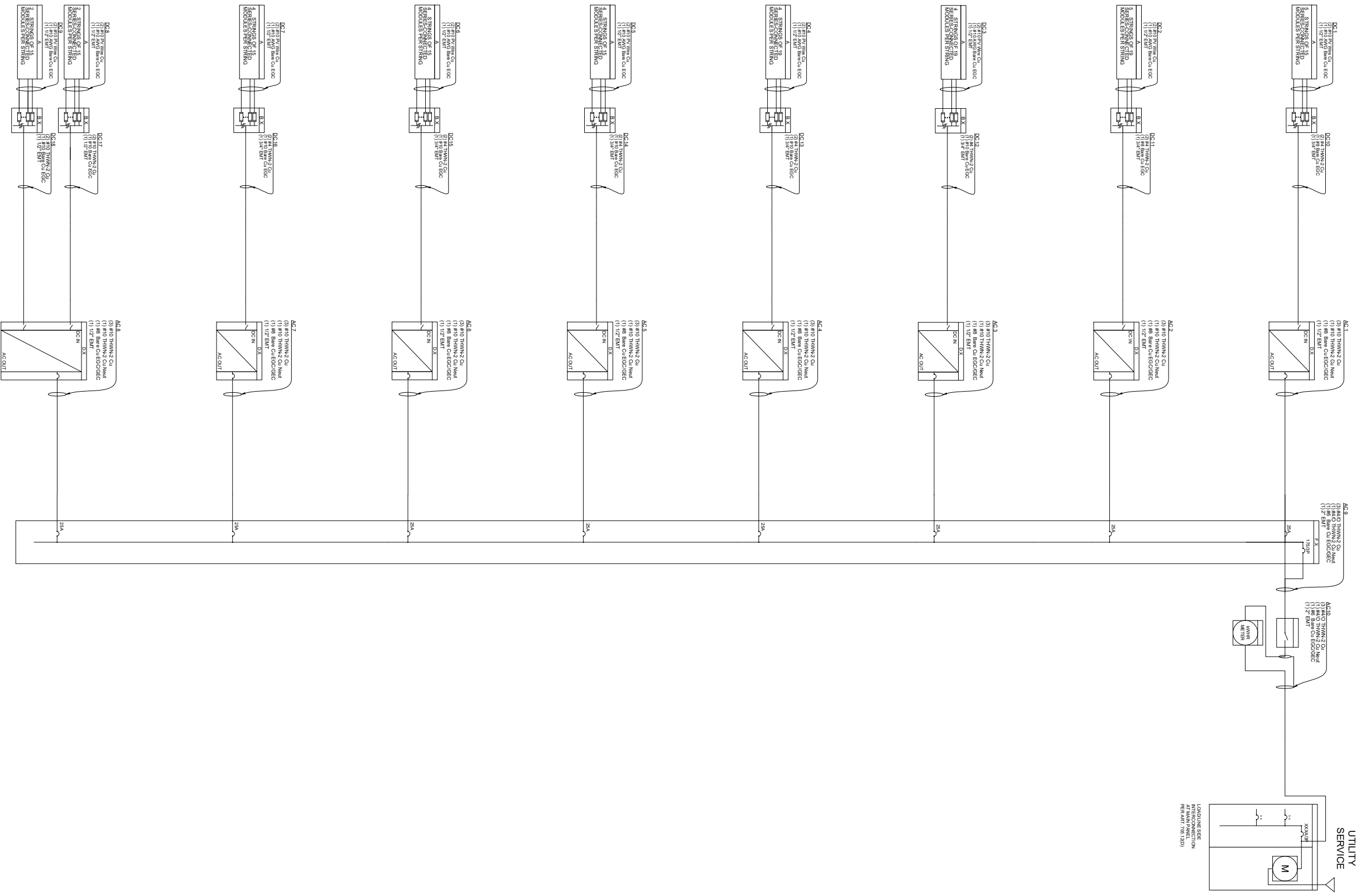
ARRAY INFORMATION			
ARRAY 1			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 12.5-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 180	DC String Length 15	No. of Strings 12
ARRAY 2			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 15.0-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 195	DC String Length 19	No. of Strings 13
ARRAY 3			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 15.0-3 (480V) 5		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 75	DC String Length 15	No. of Strings



ARRAY LAYOUT

SCALE: 1:5

Rev	Description	Date	Drawn By	Engineering Stamp	Company Contact Info	COMPANY LOGO	Customer	Instituto Costarricense de Electricidad	Sheet Name
---	---	---	---		Company Name: --- Company Address: --- Company Phone: --- Company FAX: --- Company E-mail: ---		Project	Centro Nacional de Control de Energía Sistema Fotovoltaico para Centro Nacional de Control de Energía	ARRAY LAYOUT
							Location	Cañas Guanacaste	Designed By Marco V. Rodríguez Vargas Project number 20170128
									Sheet Title PV E2.1
									Sheets Issue Sheet Number



GENERAL NOTES

SHEET SUMMARY

PROJECT INFORMATION			
Project Latitude	10°25'22"	Min. Ambient Temperature	14C°
Project Longitude	-85°7'19"	Max. Ambient Temperature	40C°
Utility Name	ICE	Meter Number	---
Wind Exposure Category	A	Wind Speed	18
Risk Category	I	North Direction	74.0°
Interconnection Voltage	0	AHJ	---

ARRAY INFORMATION			
ARRAY 1			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 12.5-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 180	DC String Length 15	No. of Strings 12
ARRAY 2			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 15.0-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 195	DC String Length 19	No. of Strings 13
ARRAY 3			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 15.0-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 75	DC String Length 15	No. of Strings 5

Rev	Description	Date	Drawn By	Engineering Stamp	Company Contact Info	COMPANY LOGO	Customer	Instituto Costarricense de Electricidad	Sheet Name
---	---	---	---		Company Name: --- Company Address: --- Company Phone: --- Company FAX: --- Company E-mail: ---		Project	Centro Nacional de Control de Energia Sistema Fotovoltaico para Centro Nacional de Control de Energia	SINGLE LINE DIAGRAM
							Location	Cañas Guanacaste	Designed By Marco V. Rodriguez Vargas Project number 20170128
									Sheet Title PV E.3.1
									Sheets Issue Sheet Number

Module Electrical Properties				DC Voltage Drop Calc				DC 1		DC 2		DC 3		DC 4									
Module 1				Module 2				Module 3		V drop = (I amp) * 2 * (Length) * (Resistance) / (V mp)													
Brand:	Canadian Solar							String		Imp		8.56		8.56									
Model #:	CS6P-265P							Length		2.43		4.71		3.71									
Vmp:	30.4	V							Resistance		0.0012400		0.0012400		0.0012400								
Voc:	37.5	V							at Max Ht. 104 °F		480.94		480.94		511.00								
Imp:	8.56	A							V drop		0.02%		0.02%		0.02%								
Isc:	9.12	A							Branch		DC 6		DC 7		DC 8								
Tvc:	-0.3413	°C							Imp		51.36		51.36		17.12								
Tsc:	0.0658	°C							Length		0.13		2.73		0.18								
								Resistance		0.0001940		0.0001940		0.0012400		0.0012400							
Min. Ambient Temp:				14	57.2							at Max Ht. 104 °F		480.94		511.00							
Max Ambient Temp:				40	104							V drop		0.02%		0.02%							
Qty:	Description			Inv. Eff.				Inv. Power															
Module 1	96	Canadian Solar CS6P-265P																					
Inverter 1	1	SolarEdge Technologies SE20KUS (480V)			98				20000														
Module 2	96	Canadian Solar CS6P-265P																					
Inverter 2	1	SolarEdge Technologies SE20KUS (480V)			98				20000														
Module 3	68	Canadian Solar CS6P-265P																					
Inverter 3	1	SolarEdge Technologies SE20KUS (480V)			98				20000														
				68150				Total System Pwr.															
String Characteristics				Branch Characteristics				DC 6				DC 7				DC 8				DC 9			
Module				Module 1				Module 1				Module 1				Module 1				Module 1			
# of Modules				16				17				17				17				17			
Conduct. Size				10				10				10				10				10			
Conduct. Type				PV Wire				PV Wire				PV Wire				PV Wire				PV Wire			
Conduct. Mat.				Copper				Copper				Copper				Copper				Copper			
Vmp				486.40				486.40				486.40				486.40				486.40			
Voc				600.00				600.00				600.00				600.00				600.00			
Imp				8.56				8.56				8.56				8.56				8.56			
Isc				9.12				9.12				9.12				9.12				9.12			
Icont = Isc * 1.25				11.40				11.40				11.40				11.40				11.40			
A																							
Icont * 1.25 = (Amps)				14.25				14.25				14.25				14.25				14.25			
30 deg. C Ampacity =				40				40				40				40				40			
B																							
Icont				11.4				11.4				11.4				11.4				11.4			
Start Ampacity				40				40				40				40				40			
Temperature Derate				0.76				0.76				0.76				0.76				0.76			
Conduit Fill Derate				1				1				1				1				1			
Derated Ampacity				30.40				30.40				30.40				30.40				30.40			
C																							
Icont * 1.25 = (Amps)				14.25				14.25				14.25				14.25				14.25			
Ampacity				40				40				40				40				40			
D																							
Icont * 1.25 = (Amps)				14.25				14.25				14.25				14.25				14.25			
DC size				15				15				15				15				15			
E																							
Inverter(s) Output				AC 1				AC 2				AC 3				Combined Output				AC 5			
Icont				41.77				41.77				41.77				167.08							
Voltage				480				480				480				480							
Conduct. Size				4				4				4				300							
Conduct. Type				THWN-2				THWN-2				THWN-2				THWN-2							
Conduct. Material				Copper				Copper				Copper				Copper							
Conduct. Temp. Rating				90				90				90				90							
A																							
Icont * 1.25 = (Amps)				52.2125				52.2125				52.2125				208.85							
DC size				60				60				60				225							
B																							
Icont * 1.25 = (Amps)				41.77				41.77				41.77				208.85							
30 Deg. C Ampacity				95				95				95				330							
C																							
Icont (Amps)				41.77				41.77				41.77				167.08							
Start Ampacity				95				95				95				330							
Temperature Derate				0.87				0.87				0.87				0.87							
Conduit Fill Derate				1				1				1				1							
Derated Ampacity				82.65				82.65				82.65				278.4							
D																							
Icont * 1.25 = (Amps)				52.2125				52.2125				52.2125				208.85							
30 Deg. C Ampacity				95				95				95				330							
E																							
EAC/IBC =				B				B				B				A							

GENERAL NOTES

SHEET SUMMARY

PROJECT INFORMATION

Project Latitude	10°25'22"	Min. Ambient Temperature	14C°
Project Longitude	-85°7'19"	Max. Ambient Temperature	40C°
Utility Name	ICE	Meter Number	---
Wind Exposure Category	A	Wind Speed	18
Risk Category	I	North Direction	74.0°
Interconnection Voltage	0	AHJ	---

ARRAY INFORMATION

ARRAY 1			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 12.5-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 180	DC String Length 15	No. of Strings 12
ARRAY 2			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 15.0-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 195	DC String Length 19	No. of Strings 13
ARRAY 3			
Module Name	CS6P-265P		
Inverter	Symo 15.0-3 (480V)		
Tilt Angle 0.0°	No. of Modules 75	DC String Length 15	No. of Strings 5

Rev	Description	Date	Drawn By	Engineering Stamp	Company Contact Info
----	----	----	----		Company Name: ----
----	----	----	----		Company Address: ----
----	----	----	----		Company Phone: ----
----	----	----	----		Company FAX: ----
----	----	----	----		Company E-mail: ----

COMPANY LOGO		Customer	Instituto Costarricense de Electricidad		Sheet Name	ELECTRICAL CALCULATIONS					
		Project	Centro Nacional de Control de Energía Sistema Fotovoltaico para Centro Nacional de Control de Energía		Designed By				Marco V. Rodríguez Vargas		
		Location	----- Cañas Guanacaste		Project number	20170128		Sheet Title	PV E4.1		
					Sheets	----		Issue		Sheet Number	



Single MPP Configuration Details

Inverter:	Symo 15.0-3 WYE (480V)
Module:	Canadian Solar Inc CS6P-265P
Configuration:	5 String(s) x 15 Modules
Total PV Power:	19875 W
Max PV Current:	43.3 A
Max String Current:	8.7 A

Ambient Temperature Ranges

Coldest:	10 .. 14
Hottest:	35 .. 40

String Parameters

Open Circuit Voltage at 25°C:	565.5 V
Max Open Circuit Voltage per NEC 690.7:	595V
Short Circuit Current:	9.23 A
Power at MPP (25°C):	3975 W
Voltage at MPP (25°C):	459 V
Min Expected MPP Voltage:	384.9 V
Current at MPP (25°C):	8.66 A



Dual MPP Configuration Details

Inverter:	Symo 15.0-3 WYE (480V)
Module:	Canadian Solar Inc CS6P-265P
Configuration MPP 1:	2 String(s) x 15 Modules
Configuration MPP 2:	2 String(s) x 15 Modules
Total PV Power:	15900 W
Max PV Current:	34.7 A
Max String Current:	8.7 A

Ambient Temperature Ranges

Coldest:	10 .. 14
Hottest:	35 .. 40

String Parameters - MPP 1

Open Circuit Voltage at 25°C:	565.5 V
Max Open Circuit Voltage per NEC 690.7:	595 V
Short Circuit Current:	9.23 A
Power at MPP (25°C):	3975 W
Voltage at MPP (25°C):	459 V
Min Expected MPP Voltage:	384.9 V
Current at MPP (25°C):	8.66 A

String Parameters - MPP 2

Open Circuit Voltage at 25°C:	565.5 V
Max Open Circuit Voltage per NEC 690.7:	595 V
Short Circuit Current:	9.23 A
Power at MPP (25°C):	3975 W
Voltage at MPP (25°C):	459 V
Min Expected MPP Voltage:	384.9 V
Current at MPP (25°C):	8.66 A



Single MPP Configuration Details

Inverter:	Symo 12.5-3 WYE (480V)
Module:	Canadian Solar Inc CS6P-265P
Configuration:	4 String(s) x 15 Modules
Total PV Power:	15900 W
Max PV Current:	34.7 A
Max String Current:	8.7 A

Ambient Temperature Ranges

Coldest:	10 .. 14
Hottest:	35 .. 40

String Parameters

Open Circuit Voltage at 25°C:	565.5 V
Max Open Circuit Voltage per NEC 690.7:	595V
Short Circuit Current:	9.23 A
Power at MPP (25°C):	3975 W
Voltage at MPP (25°C):	459 V
Min Expected MPP Voltage:	384.9 V
Current at MPP (25°C):	8.66 A



FRONIUS SYMO

EL FUTURO DE LA INDUSTRIA SOLAR ESTÁ AQUÍ



/ PC Board
Proceso de reemplazo



/ SnapINverter
Sistema de instalación



/ Integrated Data
Comunicación



/ Superflex
Diseño



/ Smart Grid & NEC
Certificación 2014



/ Dynamic Peak
Mánager



/ AFCI
Integrado

Con rangos de potencia desde 10 kW a 24 kW, el inversor sin transformador Fronius Symo es el inversor sin transformador trifásico compacto ideal para todas las aplicaciones comerciales. El sistema de amplio rango de voltaje de entrada en CD asegura máxima flexibilidad en el diseño de cualquier sistema FV. Con su baja carga en techo, NEMA 4X y clasificación de 1000 VCD, el Fronius Symo puede ser instalado de muchas formas diferentes, incluso sobre un techo plano o estructuras metálicas. El moderno diseño está basado en el sistema de instalación SnapINverter, permitiendo instalaciones y reparaciones sencillas y seguras. Algunas funciones líderes en la industria están disponibles en el Fronius Symo, como interfaces Wi-Fi®* y SunSpec Modbus para monitoreo y datalogging, interrupción de falla de arco en el circuito (AFCI) provada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Fronius Symo: alimentando proyectos comerciales que duran.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	50 x 72.4 x 22.60 centímetros	AFCI y NEC 2014	Sí
Grado de protección	NEMA 4X	Desconexión de CD	Sí
Consumo durante la noche	< 1 W	Protección contra polaridad inversa de CD	Sí
Tipología de inversor	Sin transformador	Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí
Enfriamiento	Velocidad de ventilador variable		
Instalación	Interior y exterior		
Rango de operación a temperatura ambiente	-40°F - +140°F (-40 - +60 °C)		
Humedad permitida	0 - 100 % (sin condensación)		
Terminales de conexión CD	6x CD+ y 6x CD- terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)		
Terminales de conexión CA	Términales de tornillo 14-6 AWG		
Certificaciones y cumplimiento de estándares	UL 1741-2010, UL1998 (para funciones: AFCI y monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1 -2013		

INTERFAZ	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO
Wi-Fi*/Ethernet/Serial	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
6 entradas y 4 E/S digitales	Administración de carga, señales, E/S multipropósito
USB (Socket)	Actualización de software y datalogging vía USB

* El término Wi-Fi es una marca registrada de la Alianza Wi-Fi

MODELOS	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Peso (kg)	41.32	41.32	34.8	34.8	43.4	43.4	43.4	43.4	43.4
DATOS DE ENTRADA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5	8.0 - 13.0	10.0 - 16.0	12.0 - 19.5	14.0 - 23.0	16.0 - 26.0	18.0 - 29.5	19.0 - 31.0
Corriente máxima de entrada utilizable (MPPT 1 / MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A						33.0 A / 25.0 A		
Arreglo máximo de corriente de corto circuito (MPPT1 / MPPT2)	37.5 A / 24.8 A						49.5 A / 37.5 A		
Portafusibles de CD en cadena integrados	6- y 6+								
Rango de voltaje MPP	300 - 500 V	300 - 500 V	300 - 800 V	350 - 800 V	350 - 800 V	400 - 800 V	450 - 800 V	500 - 800 V	500 - 800 V
Rango de voltaje operacional	200 - 600 V	200 - 600 V	200 - 1000 V	200 - 1000 V					
Voltaje de entrada máximo	600 V	600 V	1000 V	1000 V					
Voltaje nominal de entrada	208	350 V	350 V	NA					
	220 / 240	370 V	370 V	NA					
	480	NA	NA	675 V	685 V	685 V	695 V	710 V	720 V
Tamaño admisible de conductor de CD	AWG 14 ... AWG 6 cobre directo, AWG 6 aluminio directo, AWG 4 ... AWG 2 cobre o aluminio con combinador de entrada								
Número de MPPT	2								
DATOS DE SALIDA	10.0-3 208/240	12.0-3 208/240	10.0-3 480	12.5-3 480	15.0-3 480	17.5-3 480	20.0-3 480	22.7-3 480	24.0-3 480
Potencia máxima de salida	208	9995 VA	NA						
	240	9995 VA	NA						
	480	NA	NA	9995 VA	12495 VA	14995 VA	17495 VA	19995 VA	22727 VA
Corriente continua máxima de salida	208	27.7 A	33.3 A	NA					
	240	24.0 A	28.9 A	NA					
	480	NA	NA	12.0 A	15.0 A	18.0 A	21.0 A	24.0 A	27.3 A
Capacidad de interruptor de CA	208	35 A	45 A	NA					
	240	30 A	40 A	NA					
	480	NA	NA	15 A	20 A	25 A	30 A	30 A	35 A
Eficiencia máxima	97.0 %		97.0 %	98.1 %	98.1 %	98.0 %			
Eficiencia CEC	208	96.5 %	96.5 %	NA					
	240	96.5 %	96.5 %	NA					
	480	NA	NA	96.5 %	97.0 %	97.0 %	97.5 %		
Tamaño admisible de conductor de CA	AWG 14 - AWG 6								
Conexión a red (U _{ac})	208/240	208/240	480 Delta + N**						
Frecuencia (f _e)	60 Hz								
Distorsión armónica total	< 1.75 %								
Factor de potencia (cos φ _{ac}) predeterminado	1 (ajustable en menú oculto 0.85 - 1 ind./cap.)								

**+N para términos de detección - conductor que no lleva corriente

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.com

Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
 Carretera Monterrey Saltillo 3279E
 66367 Santa Catarina, N.L.
 México
 Teléfono +52 81 8882 8200
ventas.mexico@fronius.com
www.fronius.mx

Fronius Puebla
 Calle 4 Pte. 2904, Col. Amor
 72140 Puebla, Puebla
 México
 Teléfono +52 222 268 7664
ventas.mexico@fronius.com

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 Teléfono +43 7242 241-0
 Fax +43 7242 241-3940
sales@fronius.com
www.fronius.com

Wels, October 12th 2015

OVERSIZING FRONIUS SYMO 10.0-3 – 24.0-3

Fronius International GmbH

hereby confirms that the inverters

/ **Fronius Symo 10.0-3 208-240 up to Fronius Symo 12.0-3 208-240**

/ **Fronius Symo 10.0-3 480 up to Fronius Symo 24.0-3 480**

can be oversized 50% above the rated nameplate capacity without voiding the manufacturer's warranty, provided that

- / String configuration adheres to the voltage and current window guidelines published in the operation manual
- / The open circuit voltage of the PV generator does not exceed the maximum input voltage of the inverter under any circumstances (temperature, irradiance)
- / The maximum DC array short circuit current must not exceed 1.5 times the maximum DC input current (Max. usable input current, MPPT1/MPPT2) of each MPPT of the inverter. The maximum total DC short circuit current (summing up all connected arrays, MPPT1 + MPPT2) must not exceed 1.5 times the maximum total DC input current (Max. usable input current total, MPPT1 + MPPT2) of the inverter, regardless of whether the MPPTs are connected in parallel or not. For more detailed information, please see the technical datasheets.

Fronius International GmbH

Solar Energy Division

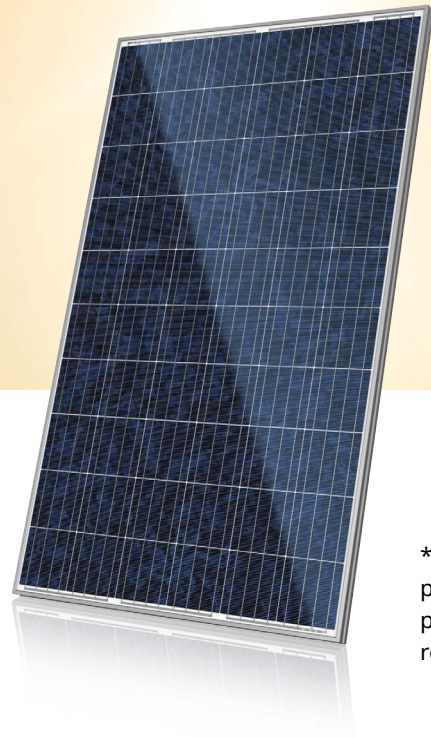
Froniusplatz 1

A-4600 Wels



DI Thomas Mühlberger

Head of Solution Management



*Black frame product can be provided upon request.

CS6P-260 | 265 | 270P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.79 %



Outstanding low irradiance performance of up to 96.5 %



High PTC rating of up to 92.0 %



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 6000 Pa, wind load up to 4000 Pa *

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system

ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / TÜV-Rheinland / CE / MCS / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

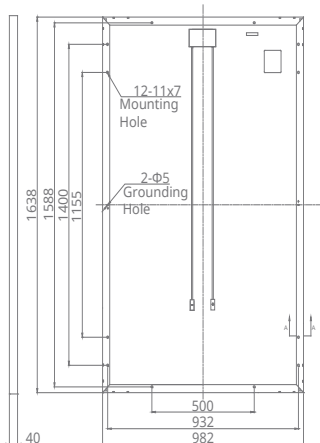
*For detail information, please refer to Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

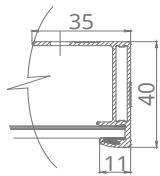
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)

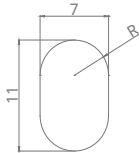
Rear View



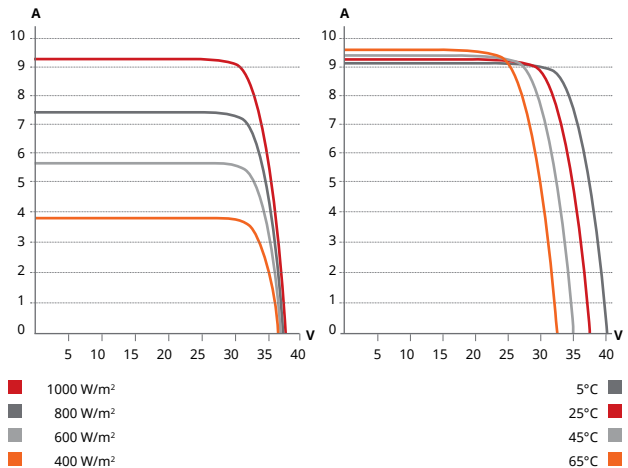
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6P-265P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%	16.79%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.5 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Per Container (40' HQ)	728 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module

