

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMERICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

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

Diseño eléctrico con paneles solares para una granja avícola

Carlos Solís Montiel

AUTOR

Ing. Álvaro Rojas Camacho

TUTOR

Ing. Billy Retana Peña

LECTOR

San José, Costa Rica

Contenido

Justificación.....	1
Justificación del problema.....	2
Objetivos.....	2
3.1 Objetivo general.....	2
3.2 Objetivos específicos.....	2
Antecedentes.....	3
Alcances.....	8
Limitaciones.....	8
Capitulo I Diagnóstico.....	9
Capitulo II Marco teórico.....	12
2.1 Celdas fotovoltaicas.....	13
2.2 Principio de funcionamiento de sistema fotovoltaico.....	14
2.3 Componentes de un sistema fotovoltaico.....	16
2.4 Radiación solar.....	21
2.5 Cálculos de número de paneles.....	23
2.6 Rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos.....	27
2.7 Valor actual neto.....	28
2.8 Tasa interna de retorno.....	29
2.9 Reglamento de cogeneración distribuida ARESEP.....	30
2.10 Acuerdos generales para sistemas de generación distribuida en autoconsumo.....	36
Capitulo III Marco Metodológico.....	38
3.1 Método.....	39
3.2 Tipo de investigación.....	39
3.3 Fuentes de información.....	39
3.4 Variables.....	40
3.5 Descripción de instrumentos.....	40
Capitulo IV Desarrollo.....	41
4.1 Diagnóstico de situación actual.....	42
4.2 Consumo energía.....	43
4.3 Irradiación solar.....	45

4.4 cantidad de paneles solares	47
4.5 Cálculo de energía generada por los paneles	48
4.6 Inversor	55
4.7 Conexión	56
4.8 Rentabilidad del proyecto.....	59
4.9 Análisis de resultados	72
4.10 Conclusión.....	75
4.11 Recomendaciones.....	77
4.11 Bibliografía.....	79
Anexos	80

Tabla de cuadros

Cuadro 1 Consumo energético de los pasados 12 meses	43
Cuadro 2 Brillo solar pacífico central	46
Cuadro 3 Generación de los paneles.....	48
Cuadro 4 Potencia generada por módulos fotovoltaicos	50
Cuadro 5 Potencia generada por módulos fotovoltaicos	52
Cuadro 6 Consumo energético contra los dos diseños	54
Cuadro 7 Inversión de sistema fotovoltaico	60
Cuadro 8 Facturación futura a pagar	61
Cuadro 9 Ahorro anual	62
Cuadro 10 Retorno de inversión	63
Cuadro 11 Inversión sistema fotovoltaico con inversores	66
Cuadro 12 Retorno de inversión	67
Cuadro 13 Inversión de Sistema Fotovoltaico con inversores	69
Cuadro 14 Retorno de inversión con inversores	70

Tabla de figuras

Figura 1 Área para los paneles solares.....	11
Figura 2 Unión N-P	15
Figura 3 Efecto fotoeléctrico en una celda solar	16
Figura 4 Esquema de un sistema fotovoltaico.....	17
Figura 5 Conexión de regulador en una instalación fotovoltaica	19
Figura 6 Irradiación solar Global en Costa Rica.....	22
Figura 7 Gráfico consumo de energético del último año	44
Figura 8 Consumo energético contra generación fotovoltaica.....	55
Figura 9 Diagrama unifilar	58
Figura 10 Retorno de inversión con microinversores.....	65
Figura 11 Retorno de inversión con inversor.....	68

Justificación

La granja avícola corazón de Jesús ubicada en Limonal de Orotina es la encargada de producir los huevos que la cadena Walmart vende en sus supermercados.

Esta granja tiene facturaciones alrededor de ₡ 3, 000,000.00 de colones de electricidad al mes, esto debido a que a las gallinas se les tiene un ambiente y temperatura controlada adecuando para la crianza.

Gran demanda de huevos en el país y el gran número de supermercados que posee esta cadena exige altos estándares tanto cantidad como calidad en producto por lo cual el ambiente tiene que ser el más adecuado para una óptima crianza. Esto provoca la necesidad de ahorrar por los altos consumos de energía.

Relevante decir que un buen diseño de un sistema fotovoltaico reducirá el consumo en gran medida provocando una mejor rentabilidad del negocio además la vida útil de los paneles solares es bastante alta aumentando la factibilidad de realizar el proyecto.

Implementar un diseño como este no solo bajará en gran medida la facturación eléctrica sino se tendrá una alta posibilidad de poder contar con este sistema por un gran tiempo y con el ahorro por la facturación eléctrica se podría pensar en una expansión de la granja en un futuro.

Justificación del problema

¿Cuál es el diseño eléctrico más adecuado, utilizando paneles solares que se podría usar en la granja “avícola corazón de Jesús” ubicada en el cantón de Orotina provincia de Alajuela?

Objetivos

3.1 Objetivo general

¿Diseñar el sistema eléctrico más adecuado, utilizando paneles solares que se podría usar en la granja “avícola corazón de Jesús” ubicada en el cantón de Orotina provincia de Alajuela?

3.2 Objetivos específicos

- Determinar el área requerida para la instalación de paneles solares con el fin de establecer la cantidad a instalar.
- Desarrollar un análisis financiero en el que se vean reflejados la inversión inicial y los ahorros en la factura eléctrica y determinar el tiempo de recuperación de la inversión.
- Definir la mejor ubicación de los paneles solares para un máximo aprovechamiento.
- Interacción de diferentes propuestas con el fin de determinar la configuración óptima.

- Especificar la configuración necesaria de los paneles fotovoltaicos según la especificación del inversor previamente seleccionado.
- Investigar el consumo de energía que se obtuvo en los últimos 12 meses, con el fin de diferenciar la generación fotovoltaica contra el consumo sin ellos.

Antecedentes

Título: ~Análisis de un sistema de iluminación, utilizando ampolletas de bajo consumo y alimentado por paneles fotovoltaicos~

Autor: Danilo Osvaldo Pérez Garrido

Año: 2009

Institución: Universidad Austral de Chile

Este proyecto se enfoca en el diseño más adecuado para un sistema fotovoltaico, utilizando ampolletas Led de bajo consumo.

Destaca el uso consiente de energía ya que disminuir el consumo energético provoca un ahorro en la economía del hogar y de igual manera contribuye con el planeta a disminuir las emisiones de gases del efecto invernadero, una de las principales causas del calentamiento global.

También se especifica el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, los cuales permiten la transformación de energía luminosa (fotones) en energía eléctrica mediante el efecto foto eléctrico, donde la cantidad de energía captada depende de la hora y posición del panel.

Especifica las tecnologías de fabricación de las celdas fotovoltaicas. Los cuales son los siguientes:

Silicio Monocristalino: Fabricados a base en base a láminas de un único cristal de muy alta pureza y estructura cristalina casi perfecta. La eficiencia de estas celdas ha llegado al 24,7% en laboratorio y un 16% en paneles comerciales.

Silicio policristalino: Fabricadas por un proceso de moldeo, fundiendo el silicio y vertiéndolo sobre moldes. Una vez seco el material se corta en láminas delgadas. El proceso de moldeo es más barato que el monocristalino pero es menos eficientes, debido a que quedan pequeñas imperfecciones en la superficie de los paneles. Su eficiencia alcanza valores de 19,8% en laboratorios y 14% en paneles comerciales.

Silicio amorfo: Se fabrica depositando silicio un substrato de vidrio de un gas relativo. Es el proceso de fabricación más económico de todos alcanzando una eficiencia en laboratorio alrededor de 13% y entre 5 y 10% en paneles comerciales.

También hablan de la escogencia de las ampolletas en el sistema de iluminación, así comparándolas con las diferentes luminarias para escoger la mejor para el diseño.

Esta información se usará para escoger que panel será el más apropiado en términos de eficiencia y que se ajuste al presupuesto del diseño.

También se utilizará para ver si es factible el cambio de luminarias en los recintos para que el ahorro sea aún mayor.

Título: Análisis de perturbaciones en la red de interconexión con sistemas de generación distribuida fotovoltaica

Autores: Vanessa Contreras Villegas, Gabriel Espinoza Ballester, José Leandro Gamboa Alvarado, Mary Flor Juárez Ramírez, Silvia Retana Barrantes, Kenneth Solano Sánchez

Año: 2014

Institución: Universidad de Costa Rica

El desarrollo de la presente tesis de licenciatura consistió en el análisis de las perturbaciones en la red de interconexión de media tensión, al generar con sistemas fotovoltaicos, a pequeña escala. De manera que, una parte primordial en el desarrollo de este análisis fue la herramienta de Matlab, llamada Simulink, con la cual se simuló el sistema fotovoltaico, así como el comportamiento de la red.

Se comprobó que el transformador de media tensión no se ve afectado por la interconexión de los sistemas fotovoltaicos. Así como también que la desconexión y conexión de los sistemas fotovoltaicos en un momento dado no afecta la calidad de la energía del lado de baja tensión.

También se habla de los puntos geográficos con mayor conveniencia para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos como la radiación solar en Costa Rica ya que previo a la instalación de un sistema fotovoltaico, es de gran importancia identificar cuáles son las regiones del territorio nacional que cuentan con un mayor índice de radiación solar. Este es un factor fundamental para obtener la máxima eficiencia de los módulos fotovoltaicos a instalar, realizando así un mejor aprovechamiento de los recursos.

La radiación solar es la energía emitida por el sol, la cual es percibida en la superficie terrestre. Por su parte, el brillo solar se refiere al tiempo total durante el cual una región recibe radiación solar, este se mide en horas.

La incidencia directa de la radiación se puede ver afectada por diversos factores, que se mencionan a continuación:

- Latitud geográfica
- Topografía de la región
- Reflectividad del suelo
- Presencia de nubosidad
- Presencia de vapor de agua y aerosoles en la atmósfera
- Posición de la órbita terrestre (día del año)

Título: ~ DISEÑO ELÉCTRICO Y PROPUESTA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO TIPO RESIDENCIAL ~

Autor: FRANK VILANOVA CAMPOS

Año: 2016

Institución: Universidad Internacional de las Américas

En esta investigación se enfoca en cual es mejor diseño eléctrico y propuesta de sistema fotovoltaico tipo residencial.

También se habla de las limitaciones y solicitudes. En toda solicitud de conexión de un micro o mini generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, tomando en consideración el crecimiento de la demanda, la carga del circuito, la naturaleza del recurso energético primario (eólico, fotovoltaico, hidráulico, entre otros) y los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a continuidad y calidad del suministro, así como las siguientes consideraciones:

- La capacidad de un micro o mini generador para conectarse a la red de distribución no debe ser superior al 50 % de la capacidad operativa de los conductores existentes en la red de distribución.
- La suma de las potencias nominales de todos los micros y mini generadores conectados en un mismo alimentador no debe

exceder el 15% de la máxima demanda de potencia anual del alimentador.

- La capacidad agregada del micro generador conectado a un transformador debe ser menor o igual a la capacidad de este.
- La interconexión de un micro generador conectado a la red de media tensión con capacidad superior a 50 kVA debe efectuarse a través de un transformador de uso exclusivo, conectado a la red de baja tensión.

Alcances

Se entregará en un CD los cálculos, diagramas unifilares y recomendación financiera. Este proyecto brindará información necesaria para adaptar un sistema con paneles solares, así mismo con los requerimientos que se tiene que cumplir para un proyecto de este tipo.

Limitaciones

En este proyecto la limitante será la dificultad de las visitas al sitio.

Capitulo I

Diagnostico

El diseño electromecánico se realizará en Limonal de Orotina. La idea de este diseño se desarrolló enfocado en dos temas muy importantes: ahorro en la facturación eléctrica y la implementación de energías limpias, esto por medio de paneles solares.

El problema yace en que la facturación eléctrica es alrededor de ₡ 3,000,000 por lo cual desde el punto de vista empresarial entre menos gastos se tengan más será la ganancia obtenida, lo cual es el objetivo del diseño, por lo anterior la implementación de los paneles.

Según los kilowatts hora al mes (Kwh/mes) de consumo de la granja se determinará la cantidad de panes requeridos para suplir la demanda utilizada y con eso poder calcular la inversión inicial como el ahorro por mes que se tendrá. También al averiguar los datos anteriores se podrá proyectar en cuanto tiempo se recuperará la inversión inicial.

Los paneles solares se desean instalar en el techo de los almacenes por razones como: posible construcción de otros almacenes ya que, si se colocaran en el suelo impediría la construcción o hasta ampliaciones y también evitar daños causados por animales de la zona.

En la siguiente figura se muestra el lugar donde se instalarán los módulos fotovoltaicos. Entre los dos galiones se cuenta con 2541.25 metros cuadrados según la figura 1.



Figura 1 área para los paneles solares

Fuente: Google Earth

Área del primer galerón: 1374.43 m^2

Área del segundo galerón: 1166.82 m^2

Área total 2541.25 m^2

Capitulo II

Marco teórico

2. Marco teórico

2.1 Celdas fotovoltaicas

La tecnología de las células Fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar, es una de las fuentes renovables más conocidas. Su típica estructura se compone por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie, para obtener el nivel deseado de tensión de salida. De acuerdo al número de celdas solares que estén conectadas en serie o paralelo, es la potencia que puede entregar una estructura PV, siendo el un solo módulo entre 50 y 100 W.

A diferencia de otras energías renovables, los sistemas fotovoltaicos tienen un bajo costo de operación, pero una gran inversión inicial. Estos sistemas son relativamente pequeños los cuales los hacen adecuados para la instalación en hogares y comercios, donde los precios de la potencia adquirida de la red son mayores.

Esta tecnología tiene grandes aplicaciones. En su mayoría, es utilizada en zonas rurales, puesto que los bajos costos de mantenimiento resultan favorables por las dificultades de ingreso a la zona. Estos sistemas son utilizados para proveer electricidad a diferentes industrias como sistemas remotos de telecomunicaciones, iluminación, agricultura, hoteles entre otras, especialmente en zonas rurales que estén alejadas, que posean dificultades de acceso a los servicios básicos de energía.

2.2 Principio de funcionamiento de sistema fotovoltaico

Algunos de los fotones, que provienen de la radiación solar, impactan sobre la primera superficie del panel, penetrando en este y siendo absorbidos por materiales semiconductores, tales como el silicio o el arseniuro de galio.

Los electrones, partículas subatómicas que forman parte del exterior de los átomos, y que se alojan en orbitales de energía cuantizada, son golpeados por los fotones (interaccionan) liberándose de los átomos a los que estaban originalmente confinados.¹

Esto les permite, posteriormente, circular a través del material y producir electricidad. Las cargas positivas complementarias que se crean en los átomos que pierden los electrones, (parecidas a burbujas de carga positiva) se denominan huecos y fluyen en el sentido opuesto al de los electrones, en el panel solar.

La celda fotovoltaica utiliza dos tipos de materiales semiconductores, el tipo N (negativo) y el tipo P (positivo).

¹ https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico

Entonces, cuando la sustancia difusa cede fácilmente electrones, se crea una zona dentro del semiconductor que tiene un exceso de cargas negativas o electrones. Esto es lo que se conoce como semiconductor del tipo N. En cambio, cuando la sustancia difusa atrapa electrones libres, los átomos que los pierden quedan cargados positivamente. En esta zona predominan las cargas positivas o huecos obteniéndose un semiconductor del tipo P. Este proceso es continuo, permitiendo la formación, en el mismo material, de dos zonas semiconductoras adyacentes, una del tipo N y la otra del tipo P. El espacio que separa ambas zonas es la juntura de transición. Esto se ilustra en la Figura 2.

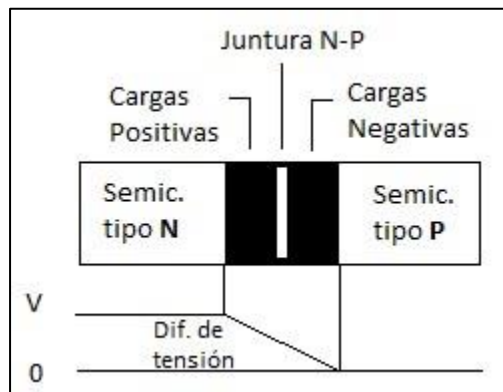


Figura 2 Unión N-P

De manera que las celdas solares fotovoltaicas basan su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico, es decir, la formación y liberación de partículas eléctricamente cargadas que se produce en la materia cuando es irradiada con luz u otra radiación electromagnética. Si estos electrones liberados son capturados y

conducidos, el resultado es una corriente eléctrica, es decir, electricidad. Este proceso se ilustra en la Figura 3.

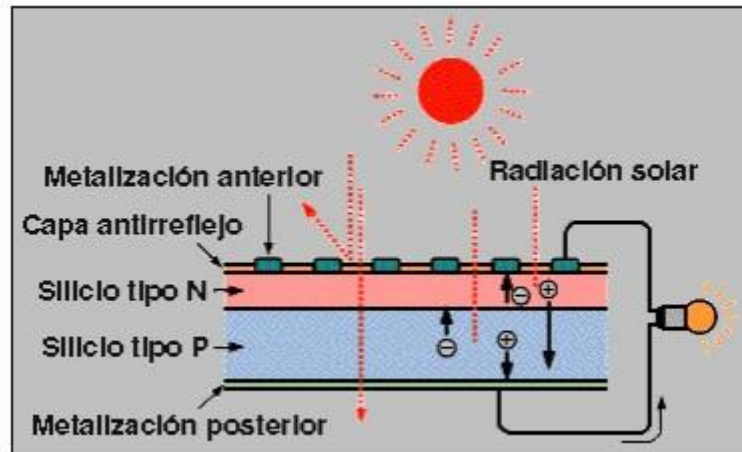


Figura 3 Efecto fotoeléctrico en una celda solar

2.3 Componentes de un sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos se pueden configurar de múltiples formas, dependiendo de diversos factores, sin embargo uno de los más importantes es determinar si el sistema que queremos dimensionar va a tratarse de un sistema autónomo o conectado a la red eléctrica (<http://antusol.webcindario.com>).

De manera general, una instalación fotovoltaica se ajusta a un esquema como el mostrado en la figura 4.

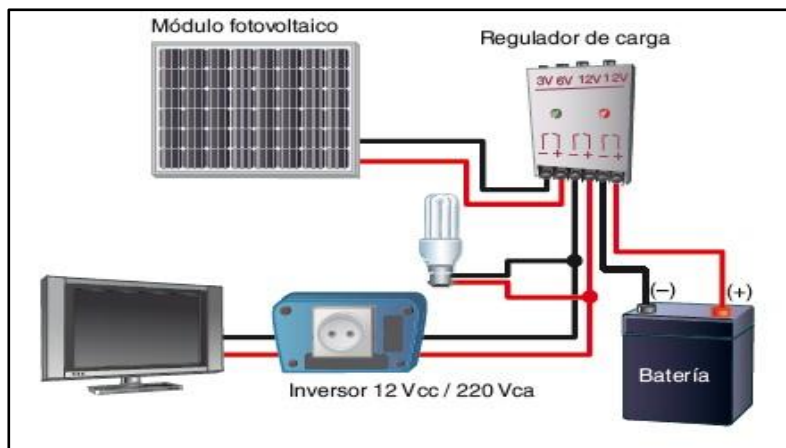


Figura 4 Esquema de un sistema fotovoltaico

2.3.1 Célula solar

El elemento principal de cualquier instalación de energía solar es el generador, que recibe el nombre de célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

2.3.2 Panel solar

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico. Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células y son, fundamentalmente: ²

² <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

- Silicio monocristalino.
- Silicio policristalino.
- Silicio amorfo.

2.3.3 Regulador

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de la carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobrecarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil.

El regulador trabaja por lo tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

Dado que los módulos solares tiene una tensión nominar mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas.³

Para tener en cuenta los posibles picos de irradiancia o los cambios de temperatura, es recomendable que, a la hora de escoger el regulador, sea aquel

³ <http://assets.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

con un 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar del sistema de generación fotovoltaico (entrada) o bien, de la que puede consumir la carga del sistema (salida). La elección del regulador solar será aquel que soporte la mayor de las dos corrientes calculadas.

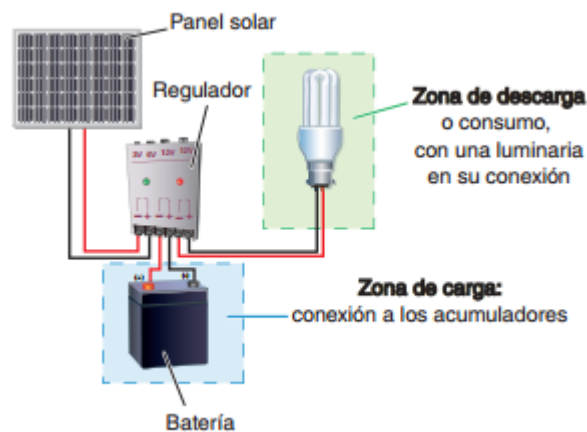


Figura 5 Conexión de regulador en una instalación fotovoltaica

2.3.4 Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

En el caso de las instalaciones conectadas a red, el inversor debe proporcionar una corriente alterna que tenga las mismas características que la red eléctrica a la cual se está conectado.

Las características deseables para un inversor DC/AC se pueden resumir de la siguiente manera:

- Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya hemos comentado debe ser compatible con la red eléctrica.

2.4 Radiación solar

La potencia solar que recibe el planeta Tierra (fuera de la atmósfera) es aproximadamente de $173 \times 10^{12} \text{ kW}$ o una energía de $15 \times 10^{17} \text{ kWh}$ por año. Al atravesar la atmósfera, cerca del 53 % de esta radiación es reflejada y absorbida por el nitrógeno, oxígeno, ozono, dióxido de carbono, vapor de agua, polvo y las nubes. Por lo tanto, luego de estas reducciones, el planeta recibe una energía promedio de $3 \times 10^{17} \text{ kWh}$ anualmente, lo cual equivale a 4000 veces el consumo del mundo entero en un año ($7 \times 10^{13} \text{ kWh/año}$)

En Costa Rica existen cerca de 100 estaciones meteorológicas distribuidas en todo su territorio, las cuales cuentan con equipos para medir la cantidad de radiación y brillo solar. En la Figura 5 se muestran los datos de radiación promedio anual medida en varios lugares de Costa Rica. El valor oscila entre los 1320 kWh/m^2 anuales, en San José, y los 1970 kWh/m^2 anuales, en Taboga

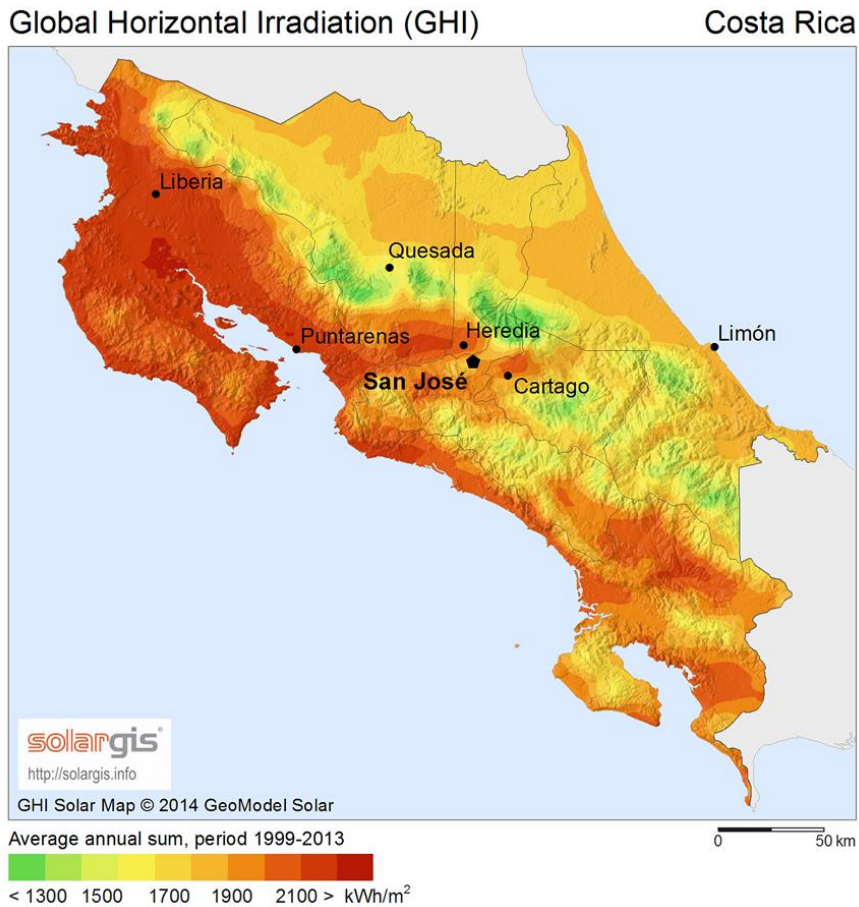


Figura 6 Irradiación solar Global en Costa Rica

Fuente: www.Solargis.com

El proceso de aprovechamiento de la energía solar para producir energía eléctrica se denomina conversión fotovoltaica, y ocurre de forma instantánea cada vez que la luz irradia la superficie de la celda solar, por lo que la energía producida es proporcional a la cantidad de luz recibida.

2.5 Cálculos de número de paneles

Para el cálculo de número de paneles se usará la siguiente fórmula:

$$NP = E / (0.9 * Wp * HSP)$$

Donde:

Np: Es el número de paneles solares necesarios

E: Es el consumo energético real

Wp: Es la potencia pico del panel

HPS: Son las horas pico solar

Otra fórmula que se puede utilizar es:

Otra Fórmula:

$$cp = \frac{Ar}{Pp}$$

Donde:

- Cp = cantidad de paneles
- Pp = potencia del panel fotovoltaico
- Ar = potencia total del arreglo de paneles

Para la Potencia total del arreglo de los paneles, se utiliza otra fórmula;

$$Ar = \frac{1200 * Ed}{Id}$$

Donde:

- 1200= factor compensación de perdidas
- Ed= potencia a cubrir (KWh/día)
- Id= irradiación de la zona diaria (KWh/m²)

2.5.1 Calculo de inversor

Para dimensionar el inversor adecuado, se hace necesario calcular la tensión y corriente generada en el punto de máxima potencia de funcionamiento de los paneles solares y usarlo como dato mínimo.

- Las características deseables para un inversor DC/AC se pueden resumir de la siguiente manera:
 - Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
 - Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
 - Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
 - Protección contra cortocircuitos.
 - Seguridad.

- Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya hemos comentado debe ser compatible con la red eléctrica.

Se suele combinar la salida de varios microinversores, para alimentar a la red eléctrica. Los microinversores contrastan con los inversores de cadena convencional o dispositivos de inversión central, que están conectados a múltiples paneles solares, debiéndose cambiar el inversor cuando se añade uno más paneles solares nuevos a la instalación inicial.

Los microinversores tienen varias ventajas sobre los inversores centrales convencionales. La principal ventaja es que cuando se presenta una pequeña cantidad de sombra, escombros o líneas de nieve sobre un mismo panel solar o si, incluso, ocurre un fallo completo de un panel, no se reduce de manera desproporcionada la producción de todo el conjunto. Cada microinversor recoge la cantidad de energía óptima mediante la realización del seguimiento del punto de máxima potencia para su panel conectado. También son fáciles de diseñar y almacenar, ya que normalmente hay un único modelo de convertidor que se puede utilizar con cualquier tamaño de matriz o conjunto y con una amplia variedad de paneles.

Los microinversores que aceptan la entrada de CC a partir de dos paneles solares, en lugar de uno, son un desarrollo reciente. Llevan a cabo el seguimiento del punto de máxima potencia de forma independiente en cada panel conectado. Esto reduce el coste del equipo y convierte a los sistemas fotovoltaicos basados en micro-inversores comparables en coste con el uso de los inversores de cadenas.

2.5.2 Cálculo de regulador

Los reguladores de carga vienen determinados por la intensidad máxima de trabajo y por el voltaje en que hayamos diseñado nuestra instalación.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima de:

- 1 corriente en la línea de generador: UN 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM):
- 2 corriente en la línea de consumo: Un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

Es decir, calcular la intensidad de la entrada al regulador y la intensidad de salida de este regulador.

Intensidad de entrada al regulado

$$I_{Re} = 1,25 \cdot I_{SC} \cdot N_{paralelo}$$

Donde:

I_{SC} : Es la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico seleccionado.

$N_{paralelo}$: es el número de ramales de paneles solares dispuestos en paralelo del generador fotovoltaico que se vaya a instalar.

1,25: es un factor de seguridad para evitar daños ocasionales al regulador.

Intensidad de salida

$$Irs = \frac{1.5 * P}{Vb}$$

Donde:

P : La potencia de las cargas que haya que alimentar.

V_b : la tensión nominal de los motores

1,5: es un factor de seguridad para tener en cuenta los picos de corriente que puedan producirse en el arranque de los motores⁴

2.6 Rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos

La primera interrogante cuando se quiere optar por instalar una nueva tecnología, en este caso en el área de sistemas fotovoltaicos, es si resulta conveniente efectuar dicha inversión. Dentro de este marco es indispensable realizar un análisis de la rentabilidad económica con la finalidad de predecir la recuperación de inversión de la misma. Por lo tanto, se estimarán los parámetros

⁴ <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn193.html#seccion42>

del valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y de acuerdo a estos parámetros se podrá saber si la instalación de un sistema fotovoltaico puede ser rentable o no.

2.7 Valor actual neto

El Valor Actual Neto (VAN) consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión y calcular su diferencia. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en nº de unidades monetarias.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

La fórmula empleada para calcular el VAN es la siguiente:

Donde

F_t son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n es el número de periodos de tiempo

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuales y, en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

$VAN > 0$: el valor actualizado del cobro y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

$VAN = 0$: el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.

La tasa de descuento es un parámetro mediante el cual se puede ver el panorama económico actual para plantearse una inversión de las características del presente proyecto.

2.8 Tasa interna de retorno

Se define como la tasa de interés que hace que el VAN se haga cero para el total de la vida útil de la instalación. Su valor como indicador de rentabilidad radica en que permite compararlo con otras inversiones completamente distintas.

Se calcula con la fórmula anterior del VAN, igualando a cero y sustituyendo la tasa de descuento i por la incógnita TIR. Si el valor obtenido es superior a la tasa de descuento, se puede afirmar la viabilidad de la inversión. Mientras que, si el valor obtenido es inferior a la tasa de descuento, entonces se puede decir que el proyecto no es aceptable.

2.9 Reglamento de cogeneración distribuida ARESEP

ACESOLAR:

El artículo 123 de la Norma Técnica POASEN, actualmente propone:

“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 renovable es libre para cualquier abonado o usuario, 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, que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Se solicita aclarar en el texto del artículo que la concesión de servicio público se necesita únicamente para la medición neta compleja, pues actualmente el texto es omiso y se podría interpretar que para la medición neta sencilla también se requiere concesión. Ello no es necesario de conformidad con la legislación vigente, pues con la medición neta sencilla no hay venta ni reconocimiento económico de energía, por cuanto no se configura el servicio de generación de energía regulado en el artículo 5 de la Ley N° 7543.

Se propone la siguiente redacción:

“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 renovable es libre para cualquier abonado o usuario, 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, que, con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras. Además, para la medición neta compleja se deberá contar con la concesión respectiva de conformidad con la legislación vigente.”

Artículo 131. Modalidades de régimen contractual.

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:

- Medición neta sencilla, con compensación física de excedentes (intercambio). Página 96 de 108 Cuando el generador “acumula” el excedente mensual de energía producida, si existiese, para utilizarlo en el mes o meses siguientes en el mismo año calendario, tras el cual el excedente no será reconocido por la empresa distribuidora.
- 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 anual de excedentes a la empresa distribuidora mediante una liquidación el día 1° de diciembre de cada año. Para tal efecto el periodo de liquidación comprende

del 1° de diciembre del año anterior al 30 de noviembre del año de la liquidación.

Artículo 132. Costo de acceso a la red.

En ambas modalidades de régimen contractual, tanto en el caso de excedentes de producción como en el caso en que el consumo iguale a la producción, el generador a pequeña escala deberá cancelar mensualmente a la empresa, el costo de acceso a la red de distribución de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Según se indica en las cláusulas contractuales mínimas, “Capítulo XII” ubicado en el artículo 133 de la norma POASEN, se citan los requerimientos mínimos para que se posible conectar un micro o mini generador en paralelo a la red:

Artículo 133. Cláusulas contractuales mínimas.

El contrato para la conexión y operación de un micro o mini generador en paralelo con la red de la empresa distribuidora deberá contemplar al menos las cláusulas siguientes:

- Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse en el contrato.
- Objeto y alcance contractuales incluyendo obligaciones que se impongan a las partes.

- Normas jurídicas que forman parte del contrato y rige para su aplicación y alcances, con mención al menos de la Ley 7593 y sus reformas, los reglamentos y las leyes conexas, así como las normativas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Regulatoria, específicamente la presente norma.
- Régimen contractual elegido por el abonado-usuario, de acuerdo con el artículo 131 de esta norma.
- Obras y equipos que forman parte de la conexión, así como los límites físicos de propiedad y responsabilidad.
- Los aspectos operacionales de la conexión y operación del generador en condiciones normal y de contingencia.
- Convenio de responsabilidad y de condiciones técnicas de operación y mantenimiento.
- Derechos y condiciones de acceso de personal de la empresa distribuidora a las instalaciones del generador.
- Especificaciones de duración, terminación, modificaciones y cancelaciones del contrato.
- Cualquier otro aspecto importante que regulen los deberes y derechos de las partes.

Artículo 151. Obligaciones de los generadores a pequeña escala para autoconsumo.

Será responsabilidad de los generadores:

- Cumplir con las disposiciones técnicas establecidas en esta norma, que les competa.
- Construir y mantener en buen estado las instalaciones de interconexión.
- Operar y mantener sus equipos de acuerdo con los requisitos establecidos en esta norma y con los que las empresas eléctricas establezcan con base en las disposiciones de esta norma.
- Adquirir y mantener la póliza de responsabilidad civil indicada en el artículo 149 de esta norma.
- Permitir a las empresas eléctricas, en forma debidamente coordinada, inspeccionar las instalaciones y equipos del generador en aras de la seguridad operativa y del resguardo de la calidad del suministro eléctrico.

Artículo 156. Precios para la compensación de excedentes.

El precio aplicable para la compensación económica de los excedentes de producción, en el régimen contractual “Medición neta completa, con liquidación anual”, será el correspondiente al precio y estructura tarifaria que establezca la Autoridad Reguladora oportunamente.

Artículo 157. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”.

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 mes de diciembre de cada año.

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.

Artículo 158. Facturación. Modalidad contractual “Medición Neta Completa”.

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.

Artículo 159. Liquidación anual.

Para la modalidad contractual “Medición Neta Completa”, en la facturación del mes de diciembre la empresa eléctrica deberá compensar económicamente al generador, los posibles excedentes de energía acumulados a la fecha aplicándoles el precio de la energía correspondiente con la estructura tarifaria vigente al momento en que los mismos se produjeron.⁵

2.10 Acuerdos generales para sistemas de generación distribuida en autoconsumo

Artículo 33. —Límite del sistema de generación interconectado a la red de distribución. Será responsabilidad del abonado dimensionar la potencia eléctrica de su sistema de acuerdo a la proyección del comportamiento de su consumo. Para los casos que la empresa distribuidora identifique, los sistemas de generación distribuida deberán cumplir con las normas técnicas que definen los criterios de despacho del Centro Nacional de Control de Energía, según la potencia instalada.

Artículo 34. —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 periodo anual. La energía total producida y la energía no consumida serán

⁵ <http://www.acesolar.org/mapa/>

contabilizadas de forma mensual por un período de un año dentro del proceso de facturación, siendo su fecha anual de corte un acuerdo de las partes dentro del contrato de interconexión. Se exceptúan de estas limitaciones, previa evaluación y autorización de la empresa distribuidora, los sistemas de generación distribuida que utilicen residuos agroindustriales o la fuerza hidráulica para la generación de electricidad.

Artículo 41. —Pagos de excedentes de energía. 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.

Capitulo III

Marco

Metodológico

3.1 Método

La presente investigación se considera descriptiva, cuantitativa y deductiva.

En el presente estudio se evaluará la posibilidad de implementar energías renovables en una granja avícola ubicada en Orotina de Alajuela.

3.2 Tipo de investigación

Las investigaciones de tipo descriptiva consisten en llegar a conocer y describir datos y situaciones más importantes por medio de actividades, procesos y personas, pretendiendo recoger información de manera independiente y miden las diferentes variables relacionadas con el problema en el estudio. Por eso todo aquí se considera una investigación descriptiva.

Por otro lado, la investigación cuantitativa toma información detallada permitiendo formular hipótesis y comprobación de teorías por medio de estudios y datos obtenidos por medio de instrumentos de medición para así tener datos confiables. La meta del estudio es determinar si es factible la implementación de energías renovables por medio de la instalación de paneles solares en una granja avícola ubicada en Orotina de Alajuela, por medio de cálculos y diseños, lo cual hace que la presente investigación sea cuantitativa.

3.3 Fuentes de información

No obstante, el presente estudio cuenta con algunos riesgos ya que se está basando en fuentes bibliográficas interpretando los temas en cuestión y de fichas

técnicas de los equipos que se tienen que valorar, aunque también se toman en cuenta la base de datos de la granja como la facturación eléctrica y entrevistas al personal encargado. El enfoque cualitativo generaliza por crear discusión u observación de los problemas por medio de observación o distintas técnicas para obtener los datos.

3.4 Variables

3.4.1 Definición conceptual

Se planteó lo relativo a los objetivos que se quieren alcanzar como los problemas o limitaciones encontradas y también los alcances del proyecto.

3.4.2 Definición instrumental

Consultar base de datos para tener un punto de comparación para hacer el diseño más adecuando.

3.4.3 Definición operacional

Calcular la potencia generada en los últimos 12 meses para atrás para así ver cual arreglo de paneles, así como su distribución, también la escogencia de paneles solares más adecuada para el diseño.

3.5 Descripción de instrumentos

En la investigación de basa tanto en información primaria (recolección de datos, mediciones) como secundarios (fichas de datos de os instrumentos, bibliografía, catálogos).

Capitulo IV
Desarrollo

4.1 Diagnóstico de situación actual

La granja avícola Corazón de Jesús ubicada en Limonal de Orotina se encarga de la producción de huevos para la empresa de supermercados Walmart.

El proyecto a diseñar trata de la implementación de energías renovables por medio de paneles solares la cual busca solucionar las altas facturaciones eléctricas que se pagan mensualmente y también que sea una solución amigable para el ambiente.

Se harán dos diseños en los cuales se contemplarán las diferentes variables, en donde el primer diseño se hará tomando el mes de menos generación para que los módulos entreguen la máxima energía en los meses más críticos.

Luego se harán dos diseños que variará la generación en un 5% y 10 % más en el cual se tomara la decisión de cuál de los dos es el más adecuado.

A estos dos diseños se les hará un análisis financiero para ver cuál diseño es el mejor o más adecuado para la empresa.

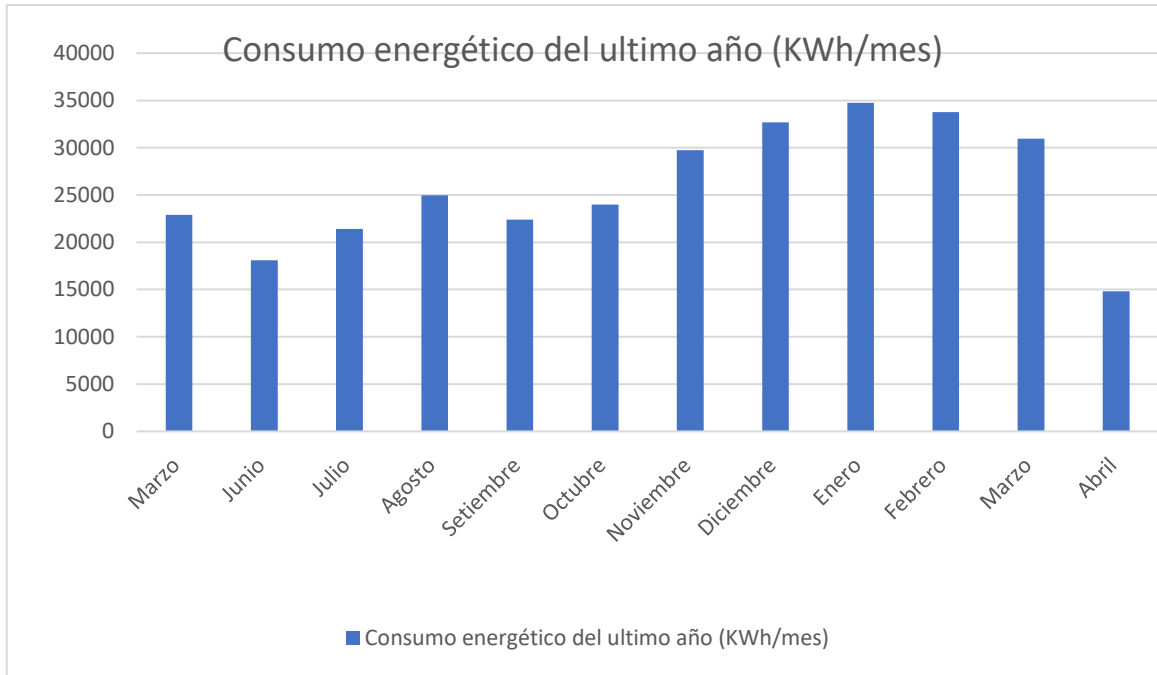
4.2 Consumo energía

Cuadro 1 consumo energético de los pasados 12 meses

Fuente: ICE

Consumo energético	
Mes	Consumo energético mensual (KWh/mes)
Mayo	22887
Junio	18113
Julio	21418
Agosto	24968
Setiembre	22398
Octubre	23989
Noviembre	29742
Diciembre	32679
Enero	34761
Febrero	33781
Marzo	30966
Abril	14809
Total	310511

Figura 7 gráfico consumo de energético del último año



El cuadro anterior sirve para estimar el número de paneles necesario para el este proyecto. Entonces, se va a utilizar el mes con mayor consumo y el mes con menor irradiación en los cálculos de los paneles para que en los meses que haya mayor generación compense los anteriores y así según la ley de auto generación el proyecto no se vea afectado y se le saque la máxima eficiencia y mayor ahorro.

4.3 Irradiación solar

Según datos del Instituto Costarricense de Electricidad, que es la entidad distribuidora de electricidad en la zona de Orotina, el mapa utilizado para realizar sus estudios de irradiación solar es el de SolarGIS. Este fue presentado en el 2013 y se basa en datos satelitales de los últimos 13 años, con una resolución de 4 km².

De acuerdo con la figura 5 (marco teórico) de irradiación solar global en Costa Rica la zona de Limonal de Orotina, es sometida a una irradiación de 1704KWh/m² por año. Este dato también es conocido como las horas solares pico (HSP). Como el datos que se ocupan son mensuales se tiene que dividir los 1704KWh/m² entre 365 días que tiene el año para con eso tener las irradiación diaria y consiguiente después multiplicarla por la cantidad de días del respectivo mes.

$$HSP = \frac{1704KWh/m^2}{365} = 4.67hsp$$

Los 4.67hsp son las horas pico diarias promedio de todo el año. Para un cálculo más preciso se utilizarán los de cada mes ya que Costa Rica tiene dos estaciones muy bien definidas que son el invierno y el verano. Dependiendo de la época se tiene más o menos hsp en cada mes. Este dato también es una forma de poder obtener las hsp si no se contase con un estudio previo.

Cuadro 2 brillo solar pacífico central

Fuente: MINAE y IMN

Brillo solar pacífico central	
Mes	Brillo solar (HSP)
Enero	6.1
Febrero	7.2
Marzo	7.0
Abril	5.6
Mayo	4.0
Junio	3.5
Julio	3.3
Agosto	3.4
Setiembre	3.5
Octubre	3.4
Noviembre	3.3
Diciembre	4.8

El cuadro anterior se obtuvo de un estudio realizado por el Ministerio de Ambiente y energía conjunto con el Instituto Meteorológico nacional llamando "Series de brillo solar en Costa Rica". Como anteriormente se dijo el proyecto se realizará con el mes de menos irradiación o brillo solar para que los paneles solares entreguen su máxima potencia en el o los meses más críticos. El mes de julio junto con el mes de noviembre son los meses más críticos con 3.3 hsp por lo tanto ese será el utilizado para sacar el cálculo de la cantidad de paneles solares.

4.4 Cantidad de paneles solares

Antes de proceder con los cálculos de los paneles se debe definir la marca del fabricante para obtener los datos técnicos de los paneles solares, ya que son necesarios para los cálculos. Los paneles que se utilizarán serán de la marca Silfab modelo SLG-345M.

Como anteriormente se dijo se tomará el mes con más consumo contra el mes de menos irradiación, para este diseño el cual fue el mes de enero con 34,761 KWh/mes. Como se quiere cubrir la generación por día se tiene que dividir la generación energética del mes entre 31 días que tiene dicho mes, dándonos como resultado 1,121 KWh/día.

Por consiguiente, como se dijo en el marco teórico, para calcular la cantidad de paneles solares, se utilizará la siguiente fórmula:

$$NP = E / (0.9 * Wp * HSP)$$

Dónde:

Np: Es el número de paneles solares necesarios

E: Es el consumo energético real

Wp: Es la potencia pico del panel

HPS: Son las horas pico solar

$$Np = (1,121 \frac{KWh}{dia}) / (0.9 * 345W * 3.3HPS)$$

$N_p = 1094$ paneles solares

4.5 Cálculo de energía generada por los paneles

Para el cálculo de la potencia generada por los módulos fotovoltaicos se tiene que multiplicar la cantidad de paneles solares necesarios 1094 (N_p) por la potencia del panel solar que escogido el cual es de 345 W. El resultado de la multiplicación es 377,430W.

Luego de tener la potencia generada por todos los paneles solares se procede a multiplicarlo los HSP del mes y por la cantidad de días del mes respectivo. Esto será la generación por mes de los paneles solares. Un ejemplo, en el mes de abril tiene una irradiación de 5.6 hsp y este mes tiene 30 días. Entonces serían los $377,430W * 5.6hsp * 30 = 63,208.24$ KWh/mes. El procedimiento anterior se sigue para todos los meses del año. Para tener el consumo anual simplemente se suma los resultados de todos los meses del año. Con este dato se compara con el consumo anual facturado sin los módulos fotovoltaicos.

Cuadro 3 Generación de los paneles

Fuente: Propia

Potencia entregada por módulos				
Mes	Brillo solar (HSP)	Potencia entregada por módulo	Días por mes	Potencia generada por mes (KWh/mes)
2016				
Mayo	4.0	377,430	31	46,801.320
Junio	3.5	377,430	30	39,630.150
Julio	3.3	377,430	31	38,611.089
Agosto	3.4	377,430	31	39,781.122
Setiembre	3.5	377,430	30	39,630.150
Octubre	3.4	377,430	31	39,781.122
Noviembre	3.3	377,430	30	37,365.570
Diciembre	4.8	377,430	31	56,161.584
2017				
Enero	6.1	377,430	31	71,372.013
Febrero	7.2	377,430	28	76,089.888
Marzo	7.0	377,430	31	81,902.310
Abril	5.6	377,430	30	63,408.240
Total anual KWh/mes)				630,534.558
Consumo sin paneles (KWh/mes)				310,511
Generación de consumo (%)				103

Según la tabla anterior los módulos fotovoltaicos generan el 103% de la energía consumida en el año anterior por lo tanto se hará un segundo diseño en cual se genere un 5% y un 10% más y luego se compararán para ver cuál de los dos diseños es el más adecuado.

Primer caso

Para generar un 5% más de la generación total (310,511 KWh/año) se tendría que generar 334,287.06 KWh/año. Entonces con los datos anteriores se tendrían que instalar 580 paneles solares para suplir la demanda requerida, este valor se tiene que multiplicar por la potencia pico del panel que son 345 W dando como resultado 200,100 W. Como en el diseño anterior este dato se tiene que multiplicar por las HSP y por la cantidad de días respectivo de cada mes. El procedimiento se puede ver en el cuadro siguiente:

Cuadro 4 Potencia generada por módulos fotovoltaicos

Fuente: Propia

Potencia entregada por módulos				
Mes	Brillo solar (HSP)	Potencia entregada por modulo	Días por mes	Potencia generada por mes (KWh/mes)
2016				
Mayo	4.0	200,100	31	24,812.400
Junio	3.5	200,100	30	21,010.500
Julio	3.3	200,100	31	20,470.230
Agosto	3.4	200,100	31	21,090.540
Setiembre	3.5	200,100	30	21,010.500
Octubre	3.4	200,100	31	21,090.540
Noviembre	3.3	200,100	30	19,809.900
Diciembre	4.8	200,100	31	29,774.880
2017				
Enero	6.1	200,100	31	37,838.910
Febrero	7.2	200,100	28	40,340.160
Marzo	7.0	200,100	31	43,421.700
Abril	5.6	200,100	30	33,616.800
Total anual (KWh/mes)				334,287.060
Consumo sin paneles (KWh/mes)				310,511
Generación de consumo (%)				5%

Segundo caso

Para generar un 10% más de la generación total (310,511 KWh/año) se tendría que generar 341,562.1 KWh/año. Entonces con los datos anteriores se tendrían que instalar 607 paneles solares para suplir la demanda requerida, este valor se tiene que multiplicar por la potencia pico del panel que son 345 W dando como resultado 209,415 W. Como en el diseño anterior este dato se tiene que multiplicar por las HSP y por la cantidad de días respectivo de cada mes. El procedimiento se puede ver en el cuadro siguiente:

Cuadro 5 Potencia generada por módulos fotovoltaicos

Fuente: Propia

Potencia entregada por módulos				
Mes	Brillo solar (HSP)	Potencia entregada por módulo	Días por mes	Potencia generada por mes (KWh/mes)
2016				
Mayo	4.0	209,415	31	25,967.460
Junio	3.5	209,415	30	21,988.575
Julio	3.3	209,415	31	21,423.154
Agosto	3.4	209,415	31	22,072.341
Setiembre	3.5	209,415	30	21,988.575
Octubre	3.4	209,415	31	25,967.460
Noviembre	3.3	209,415	30	21,988.575
Diciembre	4.8	209,415	31	21,423.154
2017				
Enero	6.1	209,415	31	39,600.376
Febrero	7.2	209,415	28	42,218.064
Marzo	7.0	209,415	31	45,443.055
Abril	5.6	209,415	30	35,181.720
Total anual (KWh/mes)				349,848.699
				310,511
Consumo sin paneles (KWh/mes)				10

El cuadro anterior se utilizará para comparar los consumos energéticos sin paneles solares, con los panes y con un 5% más del 100% sin los paneles.

Cuadro 6 Consumo energético contra los dos diseños

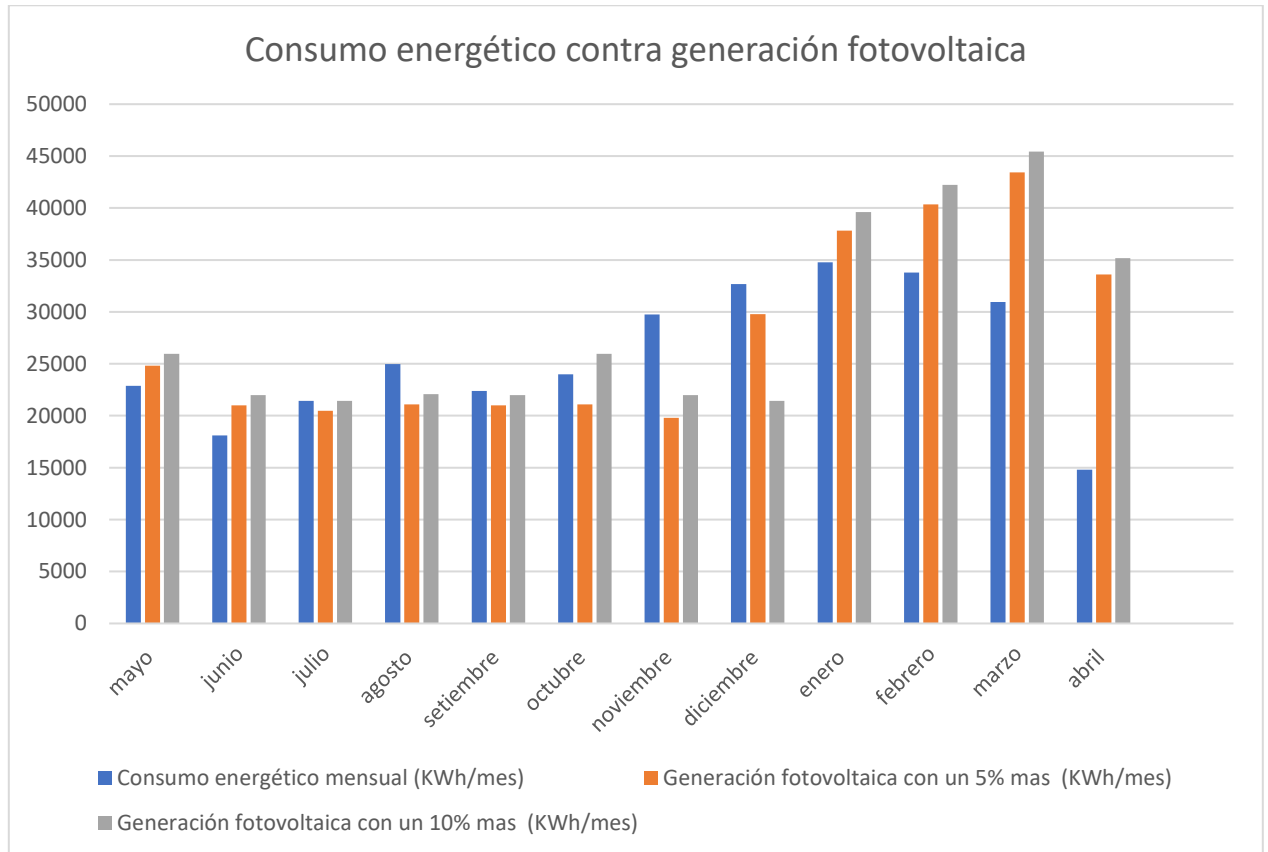
Fuente: Propia

Consumo energético contra generación fotovoltaica			
Mes	Consumo energético mensual (KWh/mes)	Generación fotovoltaica con un 5% mas (KWh/mes)	Generación fotovoltaica con un 10% mas (KWh/mes)
Mayo	22,887	24,812.400	25,967.460
Junio	18,113	21,010.500	21,988.575
Julio	21,418	20,470.230	21,423.154
Agosto	24,968	21,090.540	22,072.341
Setiembre	22,398	21,010.500	21,988.575
Octubre	23,989	21,090.540	25,967.460
Noviembre	29,742	19,809.900	21,988.575
Diciembre	32,679	29,774.880	21,423.154
Enero	34,761	37,838.910	39,600.376
Febrero	33,781	40,340.160	42,218.064
Marzo	30,966	43,421.700	45,443.055
Abril	14,809	33,616.800	35,181.720
Total anual	310,511	334,287.060	349,848.699
Diferencia (%)		5	10

Con base en el cuadro anterior se realizará una gráfica para visualizar los comportamientos del consumo y generación del último año.

Figura 8 Consumo energético contra generación fotovoltaica

Fuente: Propia



4.6 Inversor

Para el desarrollo de este proyecto se hará el diseño para el uso de inversores y micro inversores. En el caso del microinversor se utilizará la marca Enphase modelo S280. En este caso se utilizarán 580 micro inversores ya que

esa es la cantidad de paneles solares para el cual se diseñará y 607 micro inversores para los 607 paneles solares del segundo caso. Se instalarán 82 filas de con 7 panes y sus respectivos micro inversores y una última fila con 6 panales conectados a su microinversor.

El inversor que se eligió es de la marca Fronius modelo Primo 15.0-1 TL. Se instalarán 14 inversores de los cuales 13 inversores controlaran 42 paneles y el ultimo inversor controlará 34 paneles solares para el primer caso e igualmente 14 inversores controlaran 43 paneles solares, pero como con esa cantidad no alcanza para suplir la potencia de los paneles, se tendrá que utilizar un inversor de la misma marca modelo GALVO 1.5-1 el cual controlara 4 paneles.

4.7 Conexión

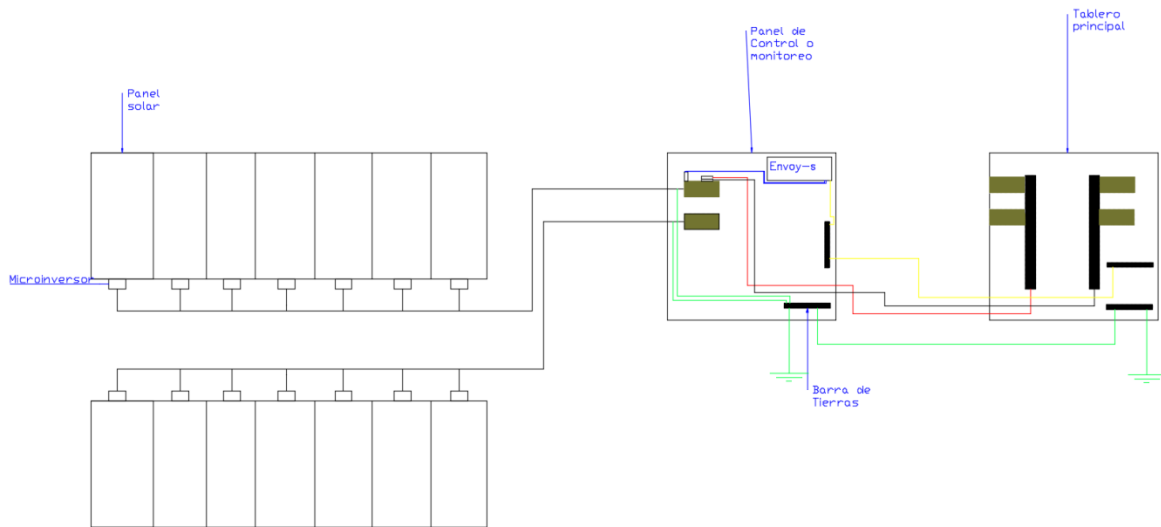
La conexión de los paneles puede varias, ya sea en serie o en paralelo, puede aumentar o disminuir la carga. Dependiendo de la carga que puede soportar el inversor se tiene que hacer una configuración diferente a la hora de colocar los paneles. En este caso se hará la conexión en paralelo para que si un panel fallara este no afecto a los demás. Luego que se instalaron lo paneles solares estos irán a una caja de conexiones y de este al respectivo inversor y este a la instalación eléctrica del galpón. Se recomienda que cada inversor tenga su propia conexión para así evitar sobre cargas en el cableado.

En el caso del micro inversor tiene dos conductores de entrada el cual sería el del panel solar y el cable de salida. Este cable de salida

va conectado por un cable especial llamado Enchage Cable de la marca Enphase. Esto permite que todos los microinversores sean conectados. Este accesorio se puede comprar en el mercado por metro, en el que dependiendo de la distancia que tengamos compraremos lo necesario para suplir la necesidad. Los paneles van conectados al cable principal de estos módulos. En la salida de las dos filas se va a tener dos cables Enphase. Estos dos cables van a una caja llamada "AC combiner Box", una caja que tiene disyuntores de corriente alterna dobles de 240V. También tiene el envoy-s, un breaker simple para el envoy-s y una dona CT'S para lectura de consumo. Esta caja se puede ver en el anexo 5. Las cuatro líneas de los dos cables Enphase van conectados a los breaker dobles. Los dos neutros van a la barra de neutro que tiene la caja y la tierra a la barra de tierras. En la salida de estos breaker se combinan las líneas 1 (rojo) y las líneas 2 (negro). La línea 1 pasa por la dona y luego al breaker de combinación de salida, en donde se conectan la línea 1 y la línea 2. Ahí va hacia el tablero principal. El envoy-s está conectado a la dona y a la barra de combinación. El neutro va a la barra de neutro. Este proceso se puede observar en la siguiente imagen.

Figura 9 Diagrama unifilar

Fuente: Propia



El ángulo de inclinación de los paneles es muy importante porque nos asegura un aumento en el rendimiento, por lo tanto, la fórmula que se utilizará es la que se especificó en el marco teórico:

$$I_m = \phi + 10^\circ$$

Donde:

I_m : Es la inclinación máxima en grados

ϕ : Es la latitud del lugar de la instalación.

Como se mostró en la figura 1 el ángulo de inclinación del terreno es de 9° , ahora se procede a sustituirlo en la formula anterior.

$$I_m = 9^\circ + 10^\circ$$

Dando como resultado 19° de inclinación. Por lo tanto, los paneles instalaran con una inclinación de 19° para con eso tener una mejor eficiencia.

4.8 Rentabilidad del proyecto

El cálculo se realizará con el primer caso con 580 paneles solares. En este caso se le hará utilizando microinversores e inversores. Para efectuar la inversión inicial, se toma como referencia una cotización hecha por Panel Sol S.A hecha el 28 de junio del 2017 pero se utilizará una marca diferente de panel solar a la que se presenta en la cotización. Esta cotización se encuentra en el anexo 8, en la cual se tomarán algunos datos para este proyecto. La inversión se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Caso 1 con microinversores

Cuadro 7 Inversión de sistema fotovoltaico

Fuente: Propia

Inversion			
Articulo	Cantidad	Precio unitario (USD)	total (USD)
panel solar	580	250	145000
micro inversor	580	150	87000
Cable especial tipo Trunk cable	580	24	13920
monitoreo	1	1125	1125
Subtotal			247045
10% mano de obra			24704.5
2% Gastos administrativo			4940.9
Medidor monofasico			84.3
Total (USD)			276774.7
Total (₡)			159876138

En el cuadro anterior se multiplico la cantidad de unicidades por el precio unitario, luego sumando los resultados para obtener un subtotal. El total en colones si hace con el tipo de cambio actual según el Banco Central de Costa Rica el día 29 de junio de 2017 a ₡ 577.64 cada \$1. Al subtotal se suman un 10% de mano de obra y un 2% de gastos administrativos y un medidor monofásico, que según la RIE-059-2015 es la tarifa de interconexión (anexo 7) es de ₡48,687 o su equivalente a \$84.3 de acuerdo a la tarifa de generación distribuida. La inversión total sería de ₡159, 876,138

Con el valor de la inversión se procede a realizar el ahorro anual que tendrán al instalar los paneles solares ya que lo que se pagaba mensualmente al ICE ya no se efectuara más. A este ahorro se le tendrá que restar el mantenimiento a los paneles solares que es alrededor de 500,000 según la

empresa que se cotizó. Según la RIE-059-2015 la tarifa de acceso a la red al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es de ₡28.44 mensual por cada KWh adicional. Además, si se consume más de lo generado y no hay excedente acumulado se pagará la tarifa normal que en este caso es de ₡116 por cada KWh según el ICE. Se le tendrá que sumar un pago de un 3% del total a pagar a dicha compañía por cargos fijos. Con ello, se hará una tabla para comparar la energía consumida que se generó contra la consumida en el último año, para con esto tener un posible aproximado de la energía que se va a tomar de la red los siguientes años.

Cuadro 8 facturación futura a pagar

Fuente: Propia

Gasto anual	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio
Energía almacenada (mes anterior)	0	3,077.9	9,637.1	22,092.8	40,900.6	42,826.0
Energía generada	37,838.91	40,340.16	43,421.70	33,616.80	24,812.40	21,010.50
Energía consumida	34,761	33,781	30,966	14,809	22,887	18,113
Energía requerida (11-10)	-3,077.9	-6,559.16	-12,455.70	-18,807.80	-1,925.40	-2,897.50
Energía sobrante (subida a la red)	3,077.9	6,559.2	12,455.7	18,807.8	1,925.4	2,897.5
Bajada de red (comercializador elec)	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Bajada de la red propia (49%)	0	0	0	0.00	0.00	0
Facturación	0	0	0	0	0	0
Facturación actual	5,737,607.14	5,575,849.57	5,111,209.19	2,444,355.00	3,777,699.57	2,989,709.10
Gasto anual	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Energía almacenada (mes anterior)	42,826.0	41,878.2	38,000.7	36,613.2	33,714.8	23,782.7
Energía generada	20,470.23	21,090.54	21,010.50	21,090.54	19,809.90	29,774.88
Energía consumida	21,418	24,968	22,398	23,989	29,742	32,679
Energía requerida (11-10)	947.8	3,877.5	1,387.5	2,898.5	9,932.1	2,904.1
Energía sobrante (subida a la red)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bajada de red (comercializador elec)	0	0	0	0.00	0.00	0.00
Bajada de la red propia (49%)	947.8	3,877.5	1,387.5	2,898.5	9,932.1	2,904.1
Facturación	26954.5788	110274.9624	39460.5	82432.2024	282468.924	82593.1728
Facturación actual	3,535,228.27	4,121,186.82	3,696,985.84	3,959,594.31	4,909,177.28	5,393,954.83

Gasto anual	€624,184.34
Ahorro anual	€51,252,556.9

Del cuadro anterior se puede apreciar, que el gasto anual es de €624,184.34. Al ahorro anual se le tiene que restar el gasto anual, los cargos fijos y el mantenimiento. Los datos anteriores se desglosan en el siguiente cuadro.

Cuadro 9 Ahorro anual

Fuente: Propia

Ahorro anual	
Costo	Anual
Ahorro anual facturación	€51,252,556.9
Cargos fijos	€717,535.80
Cargos de interconexión	€624,184.34
Mantenimiento	€500,000
Total	€49,410,836.78

Con la inversión inicial y el flujo de caja el cual es el ahorro obtenido en la tabla anterior se procede a estimar el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) para calcular la rentabilidad del proyecto. Utilizamos las formulas vista en el marco teórico, las cuales son las siguientes:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde

F_t son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n es el número de periodos de tiempo

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

La fórmula del TIR se calcula con la fórmula anterior del VAN, igualando a cero y sustituyendo la tasa de descuento i por la incógnita TIR.

Para los cálculos del VAN y el TIR se realizará con la ayuda del Microsoft Excel. Se estable una tasa de interés de 9.95% que es la tasa que ofrece el Banco Nacional con el BN Pymes Verde. Se fija un periodo de 20 años. Para los años restantes se aumenta un 16% en la tarifa eléctrica del ICE, según Panel Solar S.A. Por lo que el ahorro tendrá variaciones. Esto se puede ver en el siguiente cuadro.

Cuadro 10 Retorno de inversión

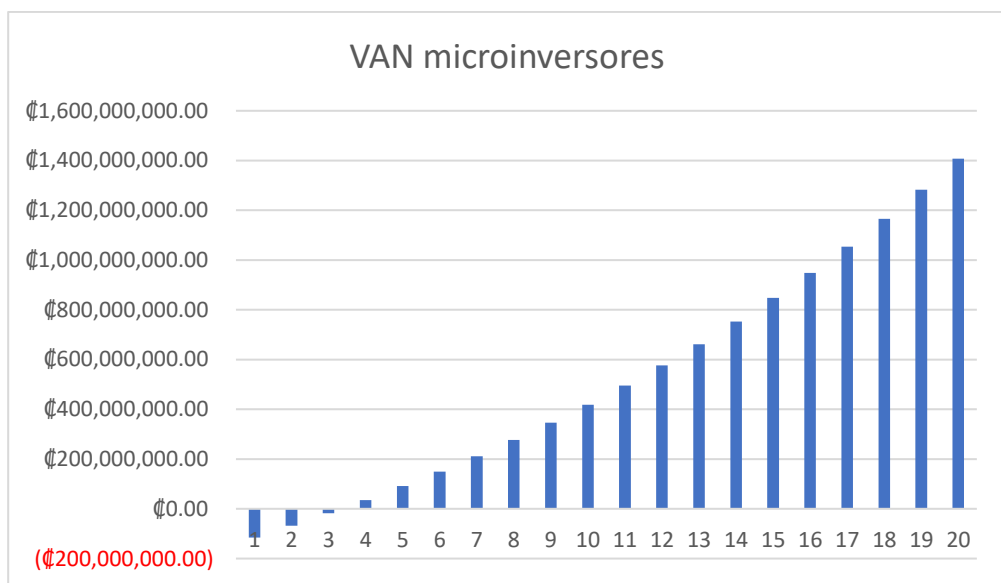
Fuente: Propia

Inversión		
Año	Ahorro anual	Valor acumulado
Inversión inicial	¢159,876,137.71	
1	¢49,410,836.78	(¢114,936,768.20)
2	¢57,316,570.67	(¢67,524,609.36)
3	¢66,487,221.97	(¢17,503,595.95)
4	¢77,125,177.49	¢35,269,824.29
5	¢89,465,205.89	¢90,947,102.58
6	¢103,779,638.83	¢149,688,023.75
7	¢120,384,381.04	¢211,661,164.77
8	¢139,645,882.01	¢277,044,378.57
9	¢161,989,223.13	¢346,025,304.46
10	¢187,907,498.83	¢418,801,906.59
11	¢217,972,698.64	¢495,583,042.07
12	¢252,848,330.42	¢576,589,060.40
13	¢293,304,063.29	¢662,052,435.81
14	¢340,232,713.42	¢752,218,434.43
15	¢394,669,947.57	¢847,345,818.15
16	¢457,817,139.18	¢947,707,587.23
17	¢531,067,881.45	¢1,053,591,763.80
18	¢616,038,742.48	¢1,165,302,218.39
19	¢714,604,941.27	¢1,283,159,542.02
20	¢828,941,731.88	¢1,407,501,966.22

Como se puede ver en el cuadro anterior la inversión se recupera en el cuarto año. Y para el año 20 que sería el último año que se previó el VAN sería de ₡1, 407, 501,966.22 y con un TIR de 46%. Ahora se podrá apreciar en la siguiente gráfica el retorno de la inversión.

Figura 10 Retorno de inversión con microinversores

Fuente: Propia



Caso 2 Con inversor

Cuadro 11 Inversión sistema fotovoltaico con inversores

Fuete: Propia

Inversion			
Articulo	Cantidad	Precio unitario (USD)	total (USD)
panel solar	580	250	145000
Inversor Primo	14	5000	70000
Inversor Galvo	1	1500	1500
		Subtotal	216500
		10% mano de obra	21650
		2% Gastos administrativo	4330
		Medidor monofasico	84.3
		Total (USD)	242564.3
		Total (₡)	140114842

En el cuadro anterior se multiplico la cantidad de unidades por el precio unitario, luego sumando los resultados para obtener un subtotal. El total en colones si hace con el tipo de cambio actual según el Banco Central de Costa Rica el día 29 de junio de 2017 a ₡ 577.64 cada \$1. Al subtotal se suman un 10% de mano de obra y un 2% de gastos administrativos y un medidor monofásico, que según la RIE-059-2015 es la tarifa de interconexión (anexo7) es de ₡48,687 o su equivalente a \$84.3 de acuerdo a la tarifa de generación distribuida. La inversión total sería de ₡ 140, 114,842.

Como se está haciendo para el mismo caso el ahorro anual va ser el mismo solo que la inversión inicial es la que cambia por eso se omitirá realizar los cálculos ya que son los mismo que el caso anterior. Con lo anterior dicho el ahorro anual es

de ₡ 50, 035,021.12. Se procede a calcular el VAN y el TIR con los mismos valores que se calcularon en el caso anterior.

Cuadro 12 Retorno de inversión

Fuente: Propia

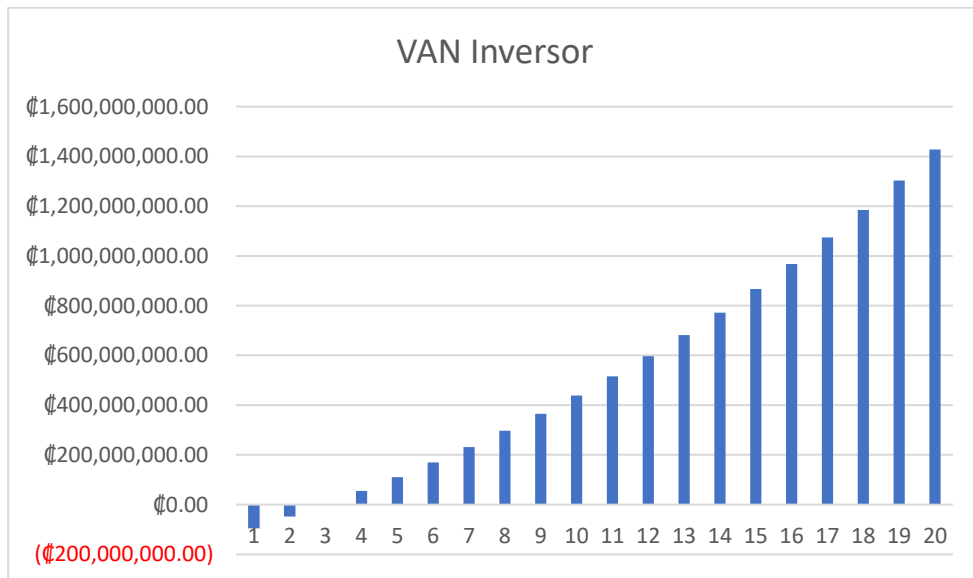
Inversión		
Año	Ahorro anual	Valor acumulado
Inversión inicial	₡140,114,842.00	
1	₡49,410,836.78	(₡95,175,472.49)
2	₡57,316,570.67	(₡47,763,313.65)
3	₡66,487,221.97	₡2,257,699.76
4	₡77,125,177.49	₡55,031,120.00
5	₡89,465,205.89	₡110,708,398.29
6	₡103,779,638.83	₡169,449,319.46
7	₡120,384,381.04	₡231,422,460.48
8	₡139,645,882.01	₡296,805,674.28
9	₡161,989,223.13	₡365,786,600.17
10	₡187,907,498.83	₡438,563,202.30
11	₡217,972,698.64	₡515,344,337.78
12	₡252,848,330.42	₡596,350,356.11
13	₡293,304,063.29	₡681,813,731.52
14	₡340,232,713.42	₡771,979,730.14

15	₡394,669,947.57	₡867,107,113.86
16	₡457,817,139.18	₡967,468,882.94
17	₡531,067,881.45	₡1,073,353,059.51
18	₡616,038,742.48	₡1,185,063,514.10
19	₡714,604,941.27	₡1,302,920,837.73
20	₡828,941,731.88	₡1,427,263,261.93

Como se puede ver en el cuadro anterior la inversión se recupera en el cuarto año. Y para el año 20 que sería el último año que se previó el VAN sería de ₡1, 427, 263,261.93 y con un TIR de 55%. Se ahora se podrá apreciar en la siguiente gráfica el retorno de la inversión.

Figura 11 Retorno de inversión con inversor

Fuente: Propia



Caso 3 con un 103%

Cuadro 13 Inversión sistema fotovoltaico con inversores

Fuete: Propia

Inversion			
Articulo	Cantidad	Precio unitario (USD)	total (USD)
panel solar	1094	250	273500
Inversor Primo	25	5000	125000
Inversor Galvo	1	1500	1500
		Subtotal	400000
		10% mano de obra	40000
		2% Gastos administrativo	8000
		Medidor monofasico	84.3
		Total (USD)	448084.3
		Total (₡)	258831415

En el cuadro anterior se multiplico la cantidad de unidades por el precio unitario, luego sumando los resultados para obtener un subtotal. El total en colones si hace con el tipo de cambio actual según el Banco Central de Costa Rica el día 29 de junio de 2017 a ₡ 577.64 cada \$1. Al subtotal se suman un 10% de mano de obra y un 2% de gastos administrativos y un medidor monofásico, que según la RIE-059-2015 es la tarifa de interconexión (anexo7) es de ₡48,687 o su equivalente a \$84.3 de acuerdo a la tarifa de generación distribuida. La inversión total sería de ₡ 258, 831, 415.

Como se está haciendo para el mismo caso el ahorro anual va ser el mismo solo que la inversión inicial es la que cambia por eso se omitirá realizar los cálculos ya que son los mismo que el caso anterior. Con lo anterior dicho el ahorro anual es

de ₡ 51, 252,556.92. Se procede a calcular el VAN y el TIR con los mismos valores que se calcularon en el caso anterior.

Cuadro 14 Retorno de inversión

Fuente: Propia

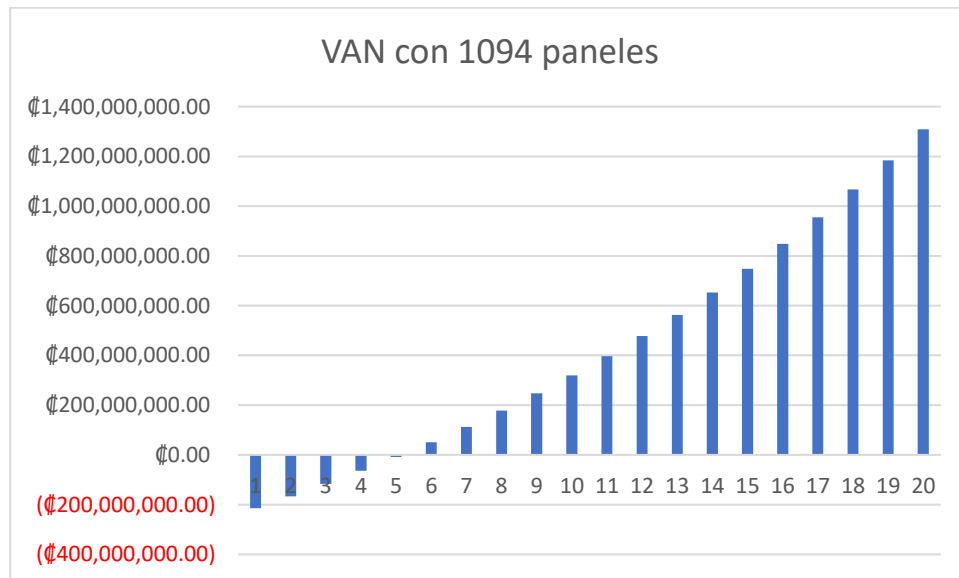
Inversión		
Año	Ahorro anual	Valor acumulado
Inversión inicial	₡258, 831, 415	
1	₡49,410,836.78	(₡213,892,045.49)
2	₡57,316,570.67	(₡166,479,886.65)
3	₡66,487,221.97	(₡116,458,873.24)
4	₡77,125,177.49	(₡63,685,453.00)
5	₡89,465,205.89	(₡8,008,174.71)
6	₡103,779,638.83	₡50,732,746.46
7	₡120,384,381.04	₡112,705,887.48
8	₡139,645,882.01	₡178,089,101.28
9	₡161,989,223.13	₡247,070,027.17
10	₡187,907,498.83	₡319,846,629.30
11	₡217,972,698.64	₡396,627,764.78
12	₡252,848,330.42	₡477,633,783.11
13	₡293,304,063.29	₡563,097,158.52
14	₡340,232,713.42	₡653,263,157.14

15	₡394,669,947.57	₡748,390,540.86
16	₡457,817,139.18	₡848,752,309.94
17	₡531,067,881.45	₡954,636,486.51
18	₡616,038,742.48	₡1,066,346,941.10
19	₡714,604,941.27	₡1,184,204,264.73
20	₡828,941,731.88	₡1,308,546,688.93

Como se puede ver en el cuadro anterior la inversión se recupera en el cuarto año. Y para el año 20 que sería el último año que se previó el VAN sería de ₡1, 308, 546,688.93 y con un TIR de 26%. Se ahora se podrá apreciar en la siguiente gráfica el retorno de la inversión.

Figura 12 Retorno de inversión con inversor

Fuente: Propia



4.9 Análisis de resultados

Como anteriormente se comentó la principal motivación en el desarrollo de este proyecto es disminuir el costo de la facturación eléctrica mensual para con eso tener un ahorro, ya que como empresa el principal objetivo es tener la mayor ganancia teniendo la menor cantidad de gastos. De esta forma se piensa en la instalación de energía fotovoltaica.

Debido a que Costa Rica tiene sus dos estaciones bien definidas las cuales son invierno y verano, la irradiación u horas de sol pico (HSP) van de la mano con ellas ya que en la época de invierno que es la época predominante en nuestro país se tendrá menos HSP por lo tanto a la hora de poner paneles solares que su eficiencia depende de la cantidad de HSP que tengan en día, pero esta lo compensa la gran cantidad que se tiene en lo que es la época de verano. En la zona de Orotina que tiene 4.86 HSP promedio el cual es un buen promedio para la implementación de energías verdes que en este caso sería las celdas fotovoltaicas. Como cada mes tiene diferentes HSP se hace un análisis para cada mes para de esa forma tener un resultado más exacto que si se hiciera con un promedio. Un ejemplo sería el mes de noviembre con 3.3 HSP con los cuales genera 19,809.90 KWh en el caso de 5% más de generación y si se le comprara con el mes de marzo con 7 HSP el cual no es el mes con más horas solares pico el cual es el mes de febrero, pero al tener más días que este tiene una generación en el mes mayor con 43,421.70 KWh. Por esta gran diferencia los cálculos son anuales, para que, en los

meses de menos generación los compense los meses con más generación los cuales son los meses de verano.

En este proyecto se hicieron dos diseños, pero cada uno se puede dividir en dos diferentes ya que uno cuenta con microinversores y el otro con inversor. Los diseños cambian ya que para el primer diseño se utilizarán 580 paneles solares ya que al utilizar el mes con más consumo y el mes con menos irradiación y sustituirlos para con eso obtener la cantidad de paneles solares daba una cantidad de 1094 paneles solares. Los paneles que se eligieron son de la marca Silbab de 345 W, pero con esta cantidad de paneles nos daba que se generaba un 203% del consumo anual por lo tanto un 103% más de lo necesario, el cual es necesario bajar ya que sino esa energía se estuviera regalando a la compañía cobradora (ICE) y también porque nos encarecería el proyecto mucho más de lo necesario.

Para el primer caso en el cual se quiere generar un 5% más del consumo, se calculó que con 580 paneles. En este caso al contar con una menor cantidad de paneles solares que el segundo caso se da un baja en la inversión del proyecto. Para microinversores como para inversiones de ₡159, 876,137.71 y ₡140, 114,842.00 respectivamente. En el caso de microinversores la inversión se recupera en el cuarto año y con inversores al tercer año. Cada uno con un VAN de ₡1, 407, 501,966.22 y ₡1, 427, 263,261.93 y un TIR de 46% y 55% respectivamente. Todas las opciones son buenas ya que la inversión se recupera en plazos de tiempo similares, pero en lo que difieren uno de otro es la inversión inicial. Se escoge con inversores por dos razones. La primera razón es que al

generar un 5% más de lo que se consume según el cuadro 6 en cinco meses no genera lo suficiente, pero en los otros siete meses si suplimos esa demanda asegurando que no se va a regalar tanta energía a la compañía cobradora. La segunda razón va de la mano con la inversión inicial ya que hay una diferencia $\text{C}\$19,761,295.71$ menos con respecto al que se utilizan microinversores. Esta tecnología (microinversores) cuenta con varias ventajas ya que cada panel funciona de forma individual asegurándonos una máxima eficiencia de los paneles solares ya que si un panel esta siendo sometida a una sombra los demás no se ven afectados pero con la desventaja de que la diferencia en la inversión inicial es muy alta y si se llegase a tener problemas con los paneles lo cubriría la garantía de la compañía.

4.10 Conclusión

En el desarrollo del diseño eléctrico con paneles solares para una granja avícola se cumple con los objetivos anteriormente planteados.

1. El proyecto cuenta con dos casos, se hace con inversores y con microinversores. Primeramente, se escoge el mes con mayor generación y el mes con menos HSP, de esta forma asegurarnos que en los meses con menos horas igualmente se cubra lo necesario. Utilizando estos valores y los de la fórmula nos da una cantidad de 1094 paneles solares los cuales dan una generación del 203% lo que es equivalente a un 103% más de generación de lo necesario, lo cual estaría de más utilizar ya que, encarecería el proyecto y segundo porque se estaría generando mucho más de lo necesario por lo tanto esa energía se estaría cediendo a la compañía cobradora según la normativa de ARESEP que dice que los excedentes a la red tienen un límite de un año, además la energía generada de más no será remunerada al consumidor según el artículo 41. Por esto se procede a elaborar un diseño el cual supla las necesidades y el diseño que lo hace utiliza 580 paneles solares y genera un 5% más de lo que se consume. De esta forma el proyecto pasa a tener un costo menor y no se le entregará tanta energía como anteriormente se mencionó.
2. Para este proyecto se cuenta con un área de 2541.25 m^2 de techo que con 580 paneles solares que ocuparán alrededor de 1200 m^2 . Si en

algún momento el propietario desea instalar otro galpón cuenta con el espacio necesario para suplir la demanda y también si se llegara a construir este galpón aportaría más área en el cual también se podrían instalar paneles.

3. Al cambiar del tipo de facturación eléctrica T-MT o media tensión a la tarifa máxima demanda provocaría un ahorro mayor ya que, si se mantuviera el mismo tipo de facturación (T-MT) se tendría que pagar la demanda, y el ahorro solo sería sobre la energía, por lo tanto al efectuar este cambio el ahorro sería mayor ya que se ahorra tanto la demanda como la energía y los gastos fijos como tributo a los bomberos, alumbrado público, impuesto de ventas y costo variable de combustible (CVC) se puede reducir a un 90%.
4. En el caso de inversores el cual fue el que se escogió ya que este primeramente tiene una inversión menor que si se usaran microinversores, luego al tener una inversión inicial menor nos genera un VAN y un TIR mayor de $\$1,427,263,261.93$ y 55% respectivamente dándonos una mejor rentabilidad y seguridad a la hora de invertir en el proyecto.

4.11 Recomendaciones

Contratar a una empresa con experiencia en el campo que pueda hacerse cargo de los trámites, papeleo y todo lo que conlleva a la hora de instalar los paneles solares y su mantenimiento. Esto para asegurar un óptimo funcionamiento del sistema y un respaldo de la empresa.

Se recomienda un cambio de tarifa a la tarifa de máxima demanda ya que con la tarifa actual media tensión (T-MT) seguirá cobrando la demanda y solo se ahorrará la energía, entonces el sistema tendrá un ahorro, pero no lo que se quiere. Se recomienda a pasar a una facturación máxima demanda, que se pague por la cantidad de KWh consumida que las cuales se generarán con los paneles solares.

Escoger el mes más crítico de irradiación con el mes de mayor generación para así asegurar que se cumpla con lo requerido ya que si se utiliza el mes con menos generación y el mes con más irradiación a la hora de calcular la cantidad de paneles, dará como resultado una menor cantidad de la que realmente se necesita y esos paneles no cubrirán la demanda necesaria que se tiene.

La tecnología avanza muy rápido y nos brinda muchas ventajas actualmente, como la de monitorear los sistemas en tiempo real. Se recomienda revisar periódicamente la generación de los paneles por medio del teléfono celular, PC u cualquier dispositivo con acceso a internet para de esa forma darnos cuenta de cualquier inconveniente que puedan tener los paneles y darnos cuenta lo más

rápido posible de problemas sencillos que por no atenderse rápidamente puedan complicarse y causar algo peor.

4.11 Bibliografía

(2017) Series de brillo Solar en Costa Rica. Recuperado el 20 de junio del 2017.

(2017). La Gaceta N.º 69. Recuperado el 4 de febrero 2017 de <http://www.AR-NT-POASEN> 2014.

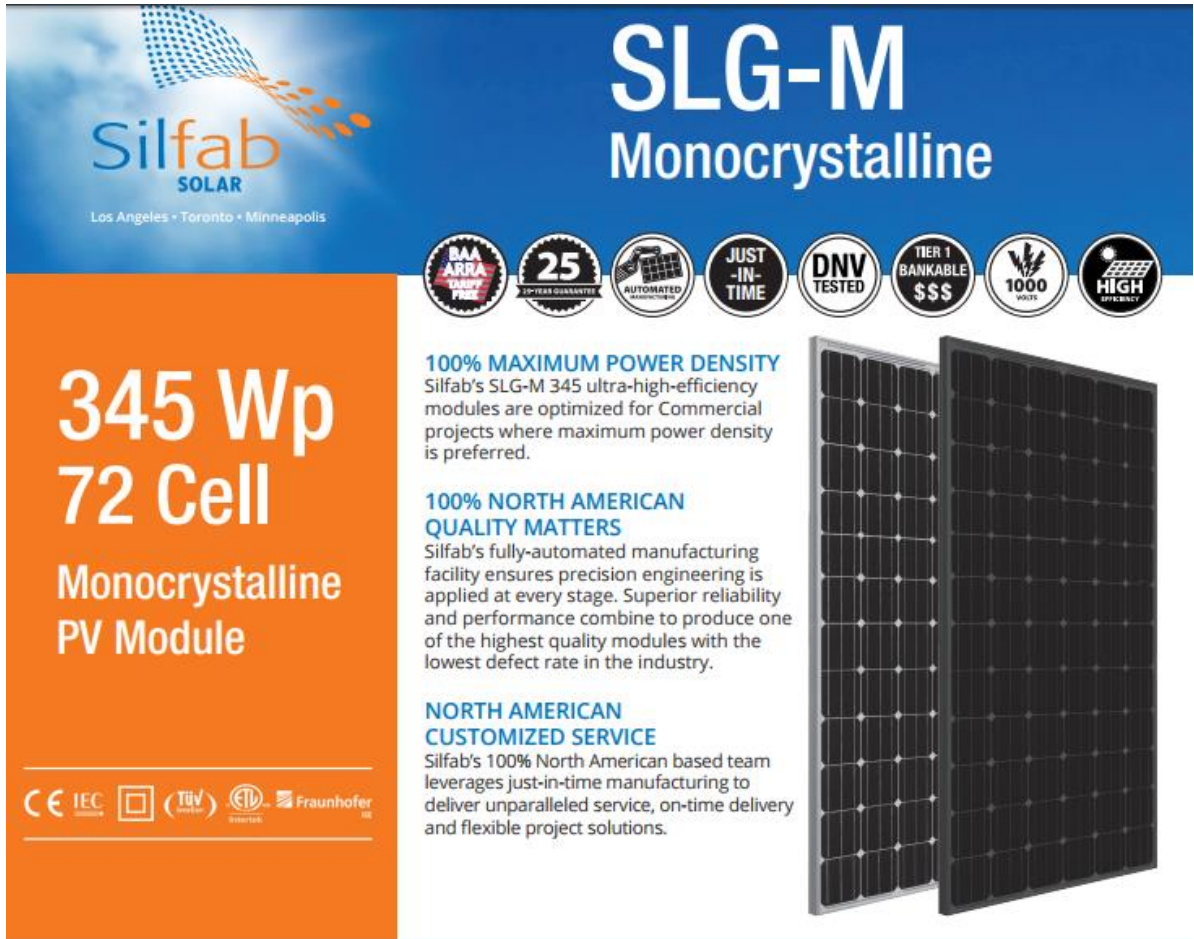
(2017). La Gaceta. Recuperado 8 de febrero 2017, de <http://La> gaceta-Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla.

(2017) Tarifas del ICE. Recuperado el 1 julio de 2017 de <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b136238ebc7e2/tarifas+ice++alcance+64+II+TRIMESTRES+2017.pdf?MOD=AJPERES&CVID=IMj0gcQ>.

(2017) Solargis. Recuperado el 3 de mayo 2017 de <http://solargis.com/>

Anexos

Anexo 1



Silfab SOLAR
Los Angeles • Toronto • Minneapolis

SLG-M Monocrystalline

MAA
ARRA
TAX
CREDIT

25
YEAR
WARRANTY

AUTOMATED
MANUFACTURING

JUST
-IN-
TIME

DNV
TESTED

TIER 1
BANKABLE
\$\$\$

1000
VOC

HIGH
EFFICIENCY

**345 Wp
72 Cell
Monocrystalline
PV Module**

100% MAXIMUM POWER DENSITY
Silfab's SLG-M 345 ultra-high-efficiency modules are optimized for Commercial projects where maximum power density is preferred.

100% NORTH AMERICAN QUALITY MATTERS
Silfab's fully-automated manufacturing facility ensures precision engineering is applied at every stage. Superior reliability and performance combine to produce one of the highest quality modules with the lowest defect rate in the industry.

NORTH AMERICAN CUSTOMIZED SERVICE
Silfab's 100% North American based team leverages just-in-time manufacturing to deliver unparalleled service, on-time delivery and flexible project solutions.



CE IEC TÜV SÜD Fraunhofer

Electrical Specifications		SILFAB SLG Monocrystalline	
Test Conditions		STC	NOCT
Module Power (Pmax)	Wp	345	260
Maximum power voltage (Vpmax)	V	38.7	34.8
Maximum power current (Ipmax)	A	8.93	7.50
Open circuit voltage (Voc)	V	47.3	43.8
Short circuit current (Isc)	A	9.52	7.81
Module efficiency	%	17.7	16.7
Maximum system voltage (VDC)	V		1000
Series fuse rating	A		15
Power Tolerance	Wp		-0/+5
Measurement conditions: STC 1000 W/m ² • AM 1.5 • Temperature 25 °C • NOCT 800 W/m ² • AM 1.5 • Measurement uncertainty ± 3% • Sun simulator calibration reference modules from Fraunhofer Institute. Electrical characteristics may vary by ±5% and power by -0/+5W.			
Temperature Ratings		SILFAB SLG Monocrystalline	
Temperature Coefficient Isc	%/K	0.03	
Temperature Coefficient Voc	%/K	-0.30	
Temperature Coefficient Pmax	%/K	-0.38	
NOCT (± 2°C)	°C	45	
Operating temperature	°C	-40/+85	
Mechanical Properties and Components		SILFAB SLG Monocrystalline	
Module weight (± 1 kg)	kg	23	
Dimensions (H x L x D; ± 1 mm)	mm	1970 x 990 x 38	
Maximum surface load (wind/snow)*	N/m ²	5400	
Hail impact resistance		ø 25 mm at 83 km/h	
Cells		72 - Si monocrystalline - 3 or 4 busbar - 156.75 x 156.75 mm	
Glass		3.2 mm high transmittance, tempered, antireflective coating	
Backsheet		Multilayer polyester-based	
Frame		Anodized Al	
Bypass diodes		3 diodes-45V/12A, IP67/IP68	
Cables and connectors (See installation manual)		1200 mm ø 5.7 mm (4 mm ²), MC4 compatible	
Warranties		SILFAB SLG Monocrystalline	
Module product warranty		12 years 25 years	
Linear power performance guarantee		≥ 97% end of 1 st year ≥ 90% end of 12 th year ≥ 82% end of 25 th year	
Certifications		SILFAB SLG Monocrystalline	
Product		ULC ORD C1703, UL 1703, IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701, CEC listed	
Factory		UL Fire Rating: Type 2 (Type 1 on request) ISO 9001:2008	

Anexo 2

Enphase Microinverters

Enphase S280



Designed for high-powered, 60-cell modules, the advanced grid-ready Enphase S280 Microinverter™ is built on the fifth-generation platform and achieves the highest efficiency for module-level power electronics along with cost per watt reduction. With its all-AC approach, the S280 simplifies design and installation for 280 VA installations, and delivers optimal energy harvest. The S280 is compatible with storage systems, including battery management systems.

The Enphase S280 integrates seamlessly with the Enphase Envoy-S™ communications gateway, and Enphase Enlighten™ monitoring and analysis software.

PRODUCTIVE

- Optimized for higher-power, 60-cell modules
- Maximizes energy production
- Minimizes impact of shading, dust, and debris

SIMPLE AND RELIABLE

- No GEC needed for microinverter
- No DC design or string calculation required
- More than 1 million hours of testing
- Industry-leading warranty, up to 25 years

ADVANCED GRID READY


- Complies with fixed power factor, voltage and frequency ride-through requirements
- Remote updating to respond to changing grid requirements
- Configurable for variable grid profiles like Hawaiian Electric Company (HECO) Rule 14H, California Rule 21

Enphase **S280** Microinverter // DATA

INPUT DATA (DC)	S280-60-LL-2-US, S280-60-LL-5-US	
Commonly used module pairings ¹	235 W - 365 W	
Maximum input DC voltage	48 V	
Peak power tracking voltage	27 V - 37 V	
Operating range	16 V - 48 V	
Min/Max start voltage	22 V / 48 V	
Max DC short circuit current	15 A	
OUTPUT DATA (AC)	208 VAC	240 VAC
Peak output power	280 VA	280 VA
Maximum continuous power	270 VA	270 VA
Nominal voltage/range ²	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V
Nominal output current	1.30 A	1.13 A
Nominal frequency/range	60 / 57 - 61 Hz	60 / 57 - 61 Hz
Extended frequency range	57 - 63 Hz	57 - 63 Hz
Power factor at rated power	1.0	1.0
Maximum units per 20 A branch circuit	21 (three phase, balanced)	14 (single phase)
Maximum output fault current	663 mA rms, 100 ms	663 mA, 100 ms
Power factor (adjustable)	1 / 0.7 leading ... 0.7 lagging	1 / 0.7 leading ... 0.7 lagging
EFFICIENCY	208 VAC	240 VAC
CEC weighted efficiency	96.5 %	97.0 %
Peak inverter efficiency	96.8 %	97.3 %
MECHANICAL DATA		
Ambient temperature range	-40°C to +65°C	
Connector type	S280-60-LL-2-US: MC4 S280-60-LL-5-US: Amphenol H4	
Dimensions (WxHxD)	172 mm x 175 mm x 35 mm (without bracket)	
Weight	1.8 kg (4 lbs)	
Cooling	Natural convection - No fans	
Enclosure environmental rating	Outdoor - NEMA 6	
FEATURES		
Compatibility	60-cell PV modules	
Communication	Power line	
Integrated ground	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC 690.35. Equipment ground is provided in the Engage Cable. No additional GEC or ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into the microinverter.	
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options	
Compliance	UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 0-M91, 0.4-04, and 107.1-01	


Anexo 3


/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging




FRONIUS PRIMO

/ The future of residential solar is here - Introducing the new Fronius Primo.







/ PC board replacement process




/ SnapINverter mounting system




/ Wi-Fi* interface



/ SuperFlex Design



/ Smart Grid Ready



/ Arc Fault Circuit Interruption

/ With power categories ranging from 3.8 kW to 15.0 kW, the transformerless Fronius Primo is the ideal compact single-phase inverter for residential applications. The sleek design is equipped with the SnapINverter hinge mounting system which allows for lightweight, secure and convenient installation. The Fronius Primo has several integrated features that set it apart from competitors including dual powerpoint trackers, high system voltage, a wide input voltage range, Wi-Fi* and SunSpec Modbus interface, and Fronius' online and mobile monitoring platform Fronius Solar.web. The Fronius Primo also works seamlessly with the Fronius Rapid Shutdown Box for a reliable NEC 2014 solution** and offers a Revenue Grade Metering option completely integrated.

INPUT DATA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Recommended PV power (kWp)	8.0 - 12.0 kW	9.1 - 13.7 kW	10.0 - 15.0 kW	12.0 - 18.0 kW
Max. usable input current (MPPT 1/MPPT 2)	33.0 A / 18.0 A			
Total max. DC current	51 A			
Max. array short circuit current (1.25 I _{max}) (MPPT 1/MPPT 2)	41.3 A / 22.5 A			
Operating voltage range	80 V - 600 V			
Max. input voltage	600 V			
Nominal input voltage	415 V	420 V	425 V	440 V
Admissible conductor size DC	AWG 14 - AWG 6 copper direct, AWG 6 aluminum direct (AWG 10 copper or AWG 8 aluminium for overcurrent protective devices up to 60A, from 61 to 100A minimum AWG 8 for copper or AWG 6 aluminium has to be used), AWG 4 - AWG 2 copper or aluminium with optional input combiner			
MPP Voltage Range	220 - 480 V	240 - 480 V	260 - 480 V	320 - 480 V
Integrated DC string fuse holders	4- and 4+ for MPPT 1 / no fusing required on MPPT 2			
Number of MPPT	2			
OUTPUT DATA	PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1
Max. output power	240 V	9995 W	11400 W	12500 W
	208 V	9995 W	11400 W	13750 W
Max. continuous output current	240 V	41.6 A	47.5 A	62.5 A
	208 V	48.1 A	54.8 A	66.1 A
Recommended OCPD/AC breaker size	240 V	60 A	60 A	70 A
	208 V	70 A	70 A	80 A
Max. Efficiency	96.7 %			
CEC Efficiency	96.0 %			96.5 %
Admissible conductor size AC	AWG 10 - AWG 2 copper (solid / stranded / fine stranded)(AWG 10 copper or AWG 8 aluminium for overcurrent protective devices up to 60A, from 61 to 100A minimum AWG 8 for copper or AWG 6 aluminium has to be used) , AWG 6 - AWG 2 copper(solid / stranded) MultiContactWiringable with AWG 12			
Grid connection	208 / 240 V			
Frequency	60 Hz			
Total harmonic distortion	< 2.5 %			
Power factor (cos φ _{ac})	0-1 ind./cap.			

Anexo 4

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS GALVO

/ El inversor preparado para el futuro para instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia





/ Tecnología SnapInverter



/ Conmutación del transformador AF



/ Comunicación de datos integrada



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero

/ El Fronius Galvo es el inversor monofásico con transformador de alta frecuencia, con un rango de potencia nominal entre 1,5 y 3,1 kW, perfecto para viviendas y especialmente adecuado para sistemas de autoconsumo. El relé de gestión de la energía integrado permite la maximización del autoconsumo. Esto junto con otra serie de características, hacen del Fronius Galvo un inversor preparado para el futuro: registro de datos integrado, sencilla conexión inalámbrica a internet o la tecnología de tarjeta "plug & play" para añadir funciones adicionales en el futuro.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS GALVO

DATOS DE ENTRADA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)	13,3 A	17,8 A	16,6 A	19,8 A	20,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV	20 A	26,8 A	24,8 A	29,6 A	31 A
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	120 V			165 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	140 V			185 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{dc\ r}$)	260 V			330 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	420 V			550 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	120 - 335 V			165 - 440 V	
Número de seguidores MPP				1	
Número de entradas CC				3	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)				3,0 kW pico	
DATOS DE SALIDA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.0-1 ¹⁾	GALVO 3.1-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	1.500 W	2.000 W	2.500 W	3.000 W	3.100 W
Máxima potencia de salida	1.500 VA	2.000 VA	2.500 VA	3.000 VA	3.100 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac\ nom.}$)	6,5 A	8,7 A	10,9 A	13,0 A	13,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1-NPE 230 V (+17 % / -20 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 4 %				
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.				

Enphase AC Combiner Box with Enphase Envoy-S



Contact Information

Technical Data

Model Number	
AC Combiner Box, Metered XAM1-120	AC combiner with Enphase Envoy-S Metered™ for integrated revenue grade PV production metering (ANSI C12.20 +/- 0.5%) and optional consumption monitoring (+/- 2.5%).
Accessories (Order Separately)	
Enphase Mobile Connect™ CELLMODEM-01	Plug and play industrial grade cellular modem with five-year data plan for residential systems up to 12 kW. (Available in the US, Puerto Rico, and the US Virgin Islands.)
Consumption Monitoring CT CT-200-SPLIT (order two)	Split core current transformers enable whole home consumption metering (+/- 2.5%).
Electrical Specifications	
Maximum system size	11.5 kW at 240 VAC
Rating	Continuous duty
Maximum system voltage	240 VAC
Rated output current	48 A
Rated input current, each DG input	16 A
Maximum fuse/circuit breaker rating (output)	60 A
Solar branch circuit breakers	Three 2-pole 20A/240 VAC DIN rail-mounted breakers
Production Metering CT	200A solid core pre-installed on solar busbar and wired to Envoy-S
Mechanical Data	
Dimensions (WxHxD)	38.0 x 38.7 x 20.3 cm (15.0" x 15.3" x 8.0")
Weight	5.1 kg (11.2 lbs)
Ambient temperature range	-40°C to +46°C (-40° to 115°F)
Cooling	Vented, natural convection
Enclosure environmental rating	Outdoor, NRTL-certified, NEMA type 3R, polycarbonate construction
Wire size	12 to 6 AWG copper conductors for branch inputs. 12 to 4 AWG copper conductors for combined output. Follow local code requirements for conductor sizing.
Altitude	To 2000 meters (6,560 feet)
Internet Connection Options	
Integrated Wi-Fi	802.11b/g/n
Ethernet	802.3, CAT5E or CAT6 UTP @cable (not included)
Cellular	Optional, CELLMODEM-01 (not included)
Compliance	
Compliance, Combiner Box	UL 1741
Compliance, Envoy-S	UL 916 CAN/CSA C22.2 No. 61010-1 47 CFR, Part 15, Class B, ICES-003 IEC/EN 61010-1:2010, EN50065-1, EN51000-4-5, EN51000-6-1, EN51000-6-2 Metering: ANSI C12.20 accuracy class 0.5

Engage Cable System and Accessories

Enphase® Engage Cable



The **Engage™ Cable** is a continuous length of 12AWG cable with pre-installed connectors for Enphase Microinverters. The cable is handled like standard outdoor-rated electrical wire, allowing it to be cut, spliced and extended as needed.

The **Engage Accessories** complement the Engage Cable and give it the ability to adapt to any installation.

FAST

- Quick installation
- Large branch capacity

FLEXIBLE

- Simple design
- No additional cables

SAFE

- No high voltage DC
- Reduced fire risk



CABLE TYPES / ORDERING OPTIONS






Voltage	Connector Spacing	PV Module Orientation	Model Number	#Connectors*	Weight**
240 VAC, 4 conductors	1.025 meter (40")	Portrait	ET10-240-40	40	40 lbs
240 VAC, 4 conductors	1.7 meter (67")	Landscape	ET17-240-40	40	45 lbs
208 VAC, 5 conductors	1.025 meter (40")	Portrait	ET10-208-30	30	30 lbs
208 VAC, 5 conductors	1.7 meter (67")	Landscape	ET17-208-30	30	35 lbs

*additional lengths available through Enphase authorized distributors. **weights are approximate

CABLE SPECIFICATIONS

Description	Rating
Cable temperature rating	90°C (194°F) wet/dry
Cable insulator rating	THWN-2
UV exposure rating	UL 746 C, F1
Conductor size	12AWG
Compliance	IEC 60529 IP67, CAN/CSA 22.2 No. 21, 182.3, UL 486A/B, 514C, 6703, and 9703
Cable rating	TC-ER
Cable Diameter	1.25 cm (0.49")
Minimum bend radius	12 cm (4.75")

ENGAGE ACCESSORIES

 <p>Branch Terminator One terminator needed per branch circuit ET-TERM-10 (sold in packs of 10)</p>	 <p>Disconnect Tool Plan to use at least one per installation ET-DISC-05 (sold in packs of 5)</p>
 <p>Watertight Sealing Cap One needed to cover each unused connector on the cabling ET-SEAL-10 (sold in packs of 10)</p>	 <p>Cable Clip Many needed to fasten cabling to the racking or to secure looped cabling ET-CLIP-100 (sold in packs of 100)</p>
 <p>Engage Coupler Used for splicing two power cables within an array ET-SPLK-05 (sold in packs of 5)</p>	

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




Anexo 7

Cargo (colones):

Tipo de Medidor	Cargo de Interconexión
Medidor monofásico	48 687
Medidor trifásico sencillo	542 004
Medidor trifásico con registro	1 286 240

Anexo 8



Panel Sol
LA ENERGÍA DE HOY

Céd. Jurídica 3-101-672651
Contacto Telefónico: (506) 8826-6558 / 2669-6065 / 2278-2194
Dirección: 150 metros sureste de la arrocera El Canal, Cañas, Gte. / Res. Estancia Antigua, Tres Ríos, Cartago
email. adaniels@panelsol.com, panelsolsa@gmail.com
www.panelsol.com www.facebook.com/panelsolsa

FACTURA PROFORMA

Fecha 08-jul-2017 Opción B	Cotización PSC-204-2017 Inversor Central
---	---

Cliente: Sr. Carlos Solís
Abonado: Granja Avícola Corazón de Jesús S.A.
NISE: 872533
Localización: 0741-705-006-10

Dirección: Limonal 500 S y 500 W, Templo Cat. Orotina
Telefono:
Celular: 8575-8835
email: elmo_solis@hotmail.com

OFERTA ECONÓMICA

Descripción	Cantidad	Total
Panel Fotovoltaico de 265 W	764	Incluido
Inversor Grid Tie, Growatt 30 kW, 277/480 V	7	Incluido
Estructura y Montaje	764	Incluido
Accesorios (Tub, Cables, Prot. Etc)		Incluido
Mano de Obra y otros		Incluido
Mantenimiento Anual**	1	Incluido
Subtotal		\$280.956
Descuento***		-\$2.030
Impuesto de Venta (Exento de acuerdo a ley 7447)		\$0
TOTAL		¢160.335.256,76

Monto en Letras: Doscientos setenta y ocho mil, novecientos veintiseis dólares estadounidenses con treinta Tipo Cambio Dólar 08-07-17 ¢574,83
 Sistema Solar a Instalar (W) 204,58
 Opcional: Monitoreo*
 Regalía : Mantenimiento 3 años (1 Visita)** \$2.030 Área requerida 1375,2 m²

TÉRMINOS COMERCIALES

1. El precio total: se refiere a la instalación total del sistema en techo.
 2. Entrega: sujeta a inventario en bodega.
 3. Formas de Pago: de contado
 a) Por transferencia electrónica a las siguientes cuentas a nombre de Panel Sol S.A.
1er pago 5 % a la firma del contrato, **2do** pago 45 % con aprobación del estudio técnico, **3er** pago 45 al % al finalizar trabajo y **4to** pago con la interconexión.

Cuenta SINPE en Colones Ahorro Banco de Costa Rica: 15202001151952104 Cuenta BCR 001-1519521-0
 Cuenta SINPE en Dólares Ahorro Banco de Costa Rica: 15202001158051580 Cuenta BCR 001-1580515-8

4. Vigencia de Oferta: 15 días naturales
 5. Interconexión: Se brindará apoyo para el trámite de interconexión con Empresa Distribuida de Electricidad. (Reglamento POASEN)
 6. La Garantía: 10 años sobre el panel solar y microinversor, de acuerdo a criterios del fabricante, y un año sobre la instalación.



RESTRICCIONES EN APLICACIÓN PARA LA GARANTÍA

1. Cualquier manipulación por tercero del sistema de paneles, cableado, acometida o montaje, provoca la anulación inmediata de las garantías.
2. El sistema de paneles y demás componentes, están diseñados para situaciones climáticas normales y resistir a la intemperie, los daños causados por ventisca excesiva, granizadas o todos aquellos fenómenos naturales considerados extraordinarios, no serán cubiertas por la garantía.
3. Los sistemas se instalan completamente aislados para reducir la totalidad de riesgos de descargas eléctricas, por lo que no nos hacemos responsables de electrocuciones a personas que manipulen el sistema, que no sean personal autorizado de nuestra organización
4. La garantía tendrá validez y podrá ponerse en efecto, siempre y cuando el cliente haya cancelado el monto total a Panel Sol.

INFORMACIÓN GENERAL

- Ahorro de 24950 kW*hr promedio mensual, en colones aproximadamente \$1.963.000 mil colones y al año \$23.556.000 colones.
- Recuperación de la inversión aproximadamente en menos de 6,33 años, sin tomar en cuenta el aumento anual de electricidad.
- Recordar que el aumento del cobro de electricidad en Costa Rica se incrementa en un 16% anualmente, si se logra disminuir el consumo de energía se reducen rubros tales como de impuestos de ventas, costo variable de combustible (CVC), alumbrado público y tributo a bomberos, al 90%.
- (Costo Variable de Combustible) varía en el año entre 4% a 20% del monto total de la factura, trimestralmente. Siendo el primer semestre el más caro por el consumo de combustible realizado por el ICE, debido a la disminución en los niveles de las represas, obligando a la quema de combustibles fósiles, para suplir faltante de energía.
- Vida útil del panel solar, no menor a 30 años y del microinversor no menor a 25 años.

CERTIFICACIONES DE CALIDAD ELÉCTRICA DE LOS EQUIPOS

Panel Fotovoltaico de 265 W	IEC 61215	IEC 61851	IEC 61730	IEC 61730-1	IEC 61730-2	IEC 61730-3	IEC 61730-4	IEC 61730-5	IEC 61730-6	IEC 61730-7	IEC 61730-8	IEC 61730-9	IEC 61730-10	IEC 61730-11	IEC 61730-12	IEC 61730-13	IEC 61730-14	IEC 61730-15	IEC 61730-16	IEC 61730-17	IEC 61730-18	IEC 61730-19	IEC 61730-20	IEC 61730-21	IEC 61730-22	IEC 61730-23	IEC 61730-24	IEC 61730-25	IEC 61730-26	IEC 61730-27	IEC 61730-28	IEC 61730-29	IEC 61730-30	IEC 61730-31	IEC 61730-32	IEC 61730-33	IEC 61730-34	IEC 61730-35	IEC 61730-36	IEC 61730-37	IEC 61730-38	IEC 61730-39	IEC 61730-40	IEC 61730-41	IEC 61730-42	IEC 61730-43	IEC 61730-44	IEC 61730-45	IEC 61730-46	IEC 61730-47	IEC 61730-48	IEC 61730-49	IEC 61730-50	IEC 61730-51	IEC 61730-52	IEC 61730-53	IEC 61730-54	IEC 61730-55	IEC 61730-56	IEC 61730-57	IEC 61730-58	IEC 61730-59	IEC 61730-60	IEC 61730-61	IEC 61730-62	IEC 61730-63	IEC 61730-64	IEC 61730-65	IEC 61730-66	IEC 61730-67	IEC 61730-68	IEC 61730-69	IEC 61730-70	IEC 61730-71	IEC 61730-72	IEC 61730-73	IEC 61730-74	IEC 61730-75	IEC 61730-76	IEC 61730-77	IEC 61730-78	IEC 61730-79	IEC 61730-80	IEC 61730-81	IEC 61730-82	IEC 61730-83	IEC 61730-84	IEC 61730-85	IEC 61730-86	IEC 61730-87	IEC 61730-88	IEC 61730-89	IEC 61730-90	IEC 61730-91	IEC 61730-92	IEC 61730-93	IEC 61730-94	IEC 61730-95	IEC 61730-96	IEC 61730-97	IEC 61730-98	IEC 61730-99	IEC 61730-100
Inversor Grid Tie, Growatt 30 kW, 277/480 V	UL 1741	IEEE 1547	IEC 61730	IEC 61730-1	IEC 61730-2	IEC 61730-3	IEC 61730-4	IEC 61730-5	IEC 61730-6	IEC 61730-7	IEC 61730-8	IEC 61730-9	IEC 61730-10	IEC 61730-11	IEC 61730-12	IEC 61730-13	IEC 61730-14	IEC 61730-15	IEC 61730-16	IEC 61730-17	IEC 61730-18	IEC 61730-19	IEC 61730-20	IEC 61730-21	IEC 61730-22	IEC 61730-23	IEC 61730-24	IEC 61730-25	IEC 61730-26	IEC 61730-27	IEC 61730-28	IEC 61730-29	IEC 61730-30	IEC 61730-31	IEC 61730-32	IEC 61730-33	IEC 61730-34	IEC 61730-35	IEC 61730-36	IEC 61730-37	IEC 61730-38	IEC 61730-39	IEC 61730-40	IEC 61730-41	IEC 61730-42	IEC 61730-43	IEC 61730-44	IEC 61730-45	IEC 61730-46	IEC 61730-47	IEC 61730-48	IEC 61730-49	IEC 61730-50	IEC 61730-51	IEC 61730-52	IEC 61730-53	IEC 61730-54	IEC 61730-55	IEC 61730-56	IEC 61730-57	IEC 61730-58	IEC 61730-59	IEC 61730-60	IEC 61730-61	IEC 61730-62	IEC 61730-63	IEC 61730-64	IEC 61730-65	IEC 61730-66	IEC 61730-67	IEC 61730-68	IEC 61730-69	IEC 61730-70	IEC 61730-71	IEC 61730-72	IEC 61730-73	IEC 61730-74	IEC 61730-75	IEC 61730-76	IEC 61730-77	IEC 61730-78	IEC 61730-79	IEC 61730-80	IEC 61730-81	IEC 61730-82	IEC 61730-83	IEC 61730-84	IEC 61730-85	IEC 61730-86	IEC 61730-87	IEC 61730-88	IEC 61730-89	IEC 61730-90	IEC 61730-91	IEC 61730-92	IEC 61730-93	IEC 61730-94	IEC 61730-95	IEC 61730-96	IEC 61730-97	IEC 61730-98	IEC 61730-99	IEC 61730-100

ALGUNOS DE NUESTROS TRABAJOS

Sr. Frank Winiker Javilla, Cañas Tel. 2674-8332 Nov. 2013		Arq. Ricardo Saba Res. Málaga Playa Bejuco, Parrita Jun. 2016		Sr. Gilberto López Orotina Cel. 8913-3948 Mayo. 2016	
--	--	--	--	---	--

BENEFICIO AMBIENTAL

Mitigación toneladas de CO2 al año **0,2**
 Reduce tu huella ecológica
 Energía ausencia ruido
 Materia prima sílice (arena)

FIRMA AUTORIZADA

Edgar Daniels Ch.

NOMBRE:
 ING. E. ALONSO DANIELS CHAN

CARNÉ CFIA
 IMI 14053

