



Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Escuela de Ingeniería Electromecánica

Tesis para optar al grado de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica

Propuesta de diseño de un sistema eléctrico por medio de energía solar fotovoltaica  
para el edificio de Emergencias de la Clínica de COOPESANA

Luis Felipe González Ardón

San José, Costa Rica diciembre 2018



UNIVERSIDAD LATINA  
DE COSTA RICA  
LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES®

### TRIBUNAL EXAMINADOR

Este proyecto titulado: Propuesta de diseño de un sistema eléctrico por medio de energía solar fotovoltaica para el edificio de emergencias de la clínica de COOPESANA, por el estudiante: Luis Felipe González Ardon, fue aprobada por el Tribunal Examinador de la carrera de Licenciatura en Ingeniería Industrial de la Universidad Latina, Sede Heredia, como requisito para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Industrial:

**ING. EDWIN ANDRÉS PHILLIPS SOTO**

**TUTOR**

**ING. PAULO IRIAS HERNÁNDEZ**

**LECTOR**

**ING. FREED CASTILLO MOYA**

**REPRESENTANTE DE RECTORÍA**

Heredía, 26 de Diciembre de 2018

Señores  
Universidad Latina (campus Heredia)

Atención  
Departamento de Registro

Por medio del presente deseo hacer constar que, en mi calidad de Tutor, apruebo el presente documento de la Tesis titulada "Propuesta de diseño de un sistema eléctrico por medio de energía solar fotovoltaica para el edificio de emergencias de la clínica de COOPESANA", elaborada por el estudiante Luis Felipe González Ardón, cedula de identidad 01-1619-0291.

Este trabajo fue realizado con el fin de optar por el grado académico de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica de la Universidad Latina de Costa Rica; y certifico que he revisado el documento de graduación y este cumple con todos los requisitos de forma y fondo que se solicita para esta modalidad por lo cual se le autoriza para ser presentado y defendido públicamente ante el Tribunal Académico de la Universidad, después de que sea revisado por el Lector y aprobado por el profesional en Filología.

Sin otro particular



Ing. Edwin Andrés Phillips Soto  
Tutor

Heredia, 26 de Diciembre de 2018

Señores  
Universidad Latina (campus Heredia)

Atención  
Departamento de Registro

Por medio del presente deseo hacer constar que, en mi calidad de Lector, apruebo el presente documento de la Tesis titulada "Propuesta de diseño de un sistema eléctrico por medio de energía solar fotovoltaica para el edificio de emergencias de la clínica de COOPESANA", elaborada por el estudiante Luis Felipe González Ardón, cedula de identidad 01-1619-0291.

Este trabajo fue realizado con el fin de optar por el grado académico de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica de la Universidad Latina de Costa Rica; y certifico que he revisado el documento de graduación y este cumple con todos los requisitos de forma y fondo que se solicita para esta modalidad por lo cual se le autoriza para ser presentado y defendido públicamente ante el Tribunal Académico de la Universidad, después de que sea revisado por el Tutor y aprobado por el profesional en Filología.

Sin otro particular



Ing. Paulo Irias Hernández  
Lector

San José, 20 de diciembre de 2018.

Señor,  
Edwin Phillips

Estimado señor,

Por medio de la presente declaro que leí y corregí la Tesis para optar por el Grado de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica del señor Luis Felioe González Ardón denominada "PROPUESTA DE DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO POR MEDIO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL EDIFICIO DE EMERGENCIAS DE LA CLÍNICA COOPESANA".

Revisé el trabajo en aspectos, tales como: construcción de párrafos, ortografía, puntuación y otros relacionados con el campo filológico como formato de citas, índice y bibliografía. Desde ese punto de vista considero que está listo para ser presentado como Tesis para optar por el grado de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica; en este sentido, el documento cumple con los requerimientos de presentación, pero la edición final del texto, que incluirá o excluirá las correcciones y sugerencias filológicas, queda bajo la completa responsabilidad del autor.

Suscribe cordialmente,

*Msc. Fernanda Masís D.*

Msc. María Fernanda Masís Díaz  
304320913  
Carnet ACFIL 094  
Filóloga

# Índice General

Índice General.....	I
Índice de Tablas.....	III
Índice de Figuras.....	IV
Resumen .....	V
CAPÍTULO I .....	1
PROBLEMA Y PROPÓSITO.....	1
1.1 Síntoma.....	1
1.2 Causas.....	1
1.3 Pronóstico .....	2
1.4 Control de pronóstico .....	2
1.5 Formulación del Problema .....	2
1.6. Objetivo General .....	3
1.7 Objetivos Específicos.....	3
1.8. Estado Actual de la Investigación .....	3
CAPÍTULO II .....	5
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Marco Situacional.....	6
2.2 Antecedentes Históricos de la empresa: Clínica de COOPESANA .....	7
2.3 Misión de la empresa .....	8
2.4 Visión de la empresa.....	8
2.5 Ubicación Espacial.....	8
2.6 Organigrama .....	11
2.7 Marco Conceptual .....	12
2.7.1 Energía .....	12
2.7.2 Fuentes de energía .....	12
2.7.3 Energía Solar.....	15
2.7.4 Energía Solar Fotovoltaica .....	16
2.7.5 Células Fotovoltaicas .....	16

2.7.6 Efecto Fotovoltaico .....	17
2.7.7 Semiconductores.....	18
2.7.8 Malla de Metalización .....	20
2.7.9 Tipos de Células Fotovoltaicas.....	21
2.7.10 Parámetros fundamentales.....	22
2.7.11 Eficiencia de las Células Fotovoltaicas.....	24
2.7.12 Inversores fotovoltaicos .....	24
2.7.13 Sistemas fotovoltaicos .....	25
2.7.14 Energía Solar en Costa Rica .....	26
2.8 Hipótesis .....	30
2.9 Limitaciones .....	30
2.10 Alcances.....	31
CAPÍTULO III .....	32
DESARROLLO.....	33
Conclusiones.....	74
Recomendaciones.....	76
Bibliografía .....	77
Anexos .....	81

## Índice de Tablas

Tabla 3.1 Consumo mensual .....	33
Tabla 3.2 Solargis Mensuales (Esm).....	38
Tabla 3.3 Generación Mensual .....	38
Tabla 3.4 Autoconsumo y Suministro.....	39
Tabla 3.5 Consumo mensual de la red.....	40
Tabla 3.6 Monto de consumo mensual .....	40
Tabla 3.7 Monto de excedentes .....	41
Tabla 3.8 Consumo con sistema fotovoltaico instalado.....	42
Tabla 3.9 Proyección de incremento anual en la tarifa.....	44
Tabla 3.10 Proyección de consumo a 25 años .....	45
Tabla 3.11 Tipo y calibre de cable para los conductores .....	58
Tabla 3.12 Protecciones de los circuitos .....	58
Tabla 3.13 Tipo y medida del conduit.....	59
Tabla 3.14 Calibre del cable para los conductores de la acometida .....	62



## Índice de Figuras

Figura 3.1 Gráfico consumo mensual.....	34
Figura 3.2 Diseño opción 1 JKM325PP-72 .....	47
Figura 3.3 Diseño opción 2 JKM365M-72 .....	48
Figura 3.4 Simbología de componentes estructurales .....	49
Figura 3.5 Tabla 310.13 (A) del Código Eléctrico Nacional.....	56
Figura 3.6 Tabla 310.16 del Código Eléctrico Nacional.....	57
Figura 3.7 Tabla 8 del Código Eléctrico Nacional .....	60
Figura 3.8 Tabla 310.15 del Código Eléctrico Nacional.....	62
Figura 3.9 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico .....	67

## Resumen

En la actualidad, se han generado diversos cambios tecnológicos para el aprovechamiento del consumo y generación de energía, esto se debe al aumento de la demanda energética a nivel global. Asimismo, dado a que los combustibles fósiles son fuentes de energía agotables y tienen un impacto negativo hacia el medioambiente, se ha optado por el uso de otras fuentes energéticas, como lo son las renovables.

Las energías renovables han tomado mayor relevancia en los últimos años, ya que se ha visto que estas conservan en un mayor grado el medioambiente y son más eficientes. Una de las más consideradas es la energía solar fotovoltaica, la cual es generada a través de una célula solar por medio del efecto fotoeléctrico y es más eficiente con respecto a otras fuentes energéticas, ya que convierte directamente la radiación solar a energía eléctrica sin necesidad de transformarla a través de otros sistemas alternos. Cabe añadir que, a comparación de años anteriores, los sistemas fotovoltaicos tienen un menor costo de adquisición y una fácil instalación, lo cual ha generado que, con el transcurso del tiempo, su demanda haya incrementado y, recientemente, sean empleados en hogares y comercios a nivel mundial.

De acuerdo con lo anterior, este proyecto propone el uso de la energía fotovoltaica, a través de paneles solares, en una clínica de Costa Rica, y busca evidenciar el impacto positivo que esto genera al gasto económico de la clínica y a la conservación del medioambiente. Para ello, primero se realizó una breve revisión acerca de la energía fotovoltaica y las tecnologías existentes en cuanto a ella a nivel global. Luego, se analizaron y se compararon aspectos energéticos, económicos y ambientales para poder llevar a cabo la propuesta, la cual se realizó en la clínica de COOPESANA, ubicada en el centro del cantón de Santa Ana, en la ciudad de San José.

La clínica está compuesta por tres edificios separados, con medidores eléctricos independientes entre sí. El consumo eléctrico de cada edificio ronda entre los 2000-3000 kWh mensuales, dado a que requieren de un funcionamiento continuo de aires acondicionados, iluminación y equipos médicos durante toda la jornada laboral, tanto por su ubicación y por ser un centro de atención médica. Tras un análisis energético junto con la administración de la clínica, COOPESANA seleccionó el edificio de Emergencias

para implementar la propuesta del sistema fotovoltaico, dado a que es el edificio con mayor consumo de electricidad.

# **CAPÍTULO I**

# **PROBLEMA Y PROPÓSITO**

## **1.1 Síntoma**

Existe un alto consumo de energía por parte de la clínica COOPESANA, ubicada en Santa Ana, en la ciudad de San José, este consumo guarda relación con la luminaria, el permanente uso de aire acondicionado y continuo uso de los equipos médicos, los cuales se mantienen en vigencia en un rango aproximado de 12 horas diarias. Asimismo, existe un gasto significativo mensual, el cual no se ha podido reducir pese a las propuestas implementadas anteriormente, tales como el cambio de luminarias y equipos más eficientes con menor consumo de energía. Además, se estima que habrá un incremento del 6% anual en el costo de las tarifas, propuestas por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) en sus estudios anuales, el cual puede generar un impacto en el monto del consumo de electricidad de la clínica.

## **1.2 Causas**

La clínica tiene un horario de atención que se rige desde las 07:00 horas hasta las 19:00 horas, por lo cual los equipos de cómputo e iluminación tienen que estar encendidos durante toda la jornada para poder brindar un servicio de calidad y buena atención a los pacientes.

Al tratarse de un centro de atención médica, los equipos médicos son numerosos y tienen que estar en constante funcionamiento, lo cual genera un consumo eléctrico importante.

El uso del aire acondicionado también genera un consumo de electricidad significativo, ya que debe mantenerse en vigencia durante toda la jornada laboral por motivo de higiene y salubridad; es decir, con el fin de preservar una temperatura confortable para el personal de la clínica y los pacientes.

### **1.3 Pronóstico**

Si la propuesta no se logra llevar a cabo, la clínica seguirá siendo dependiente del modelo tarifario y del suministro de la red eléctrica nacional, lo cual es perjudicial para la misma, ya que con el pasar de los años, la generación de la energía y el monto de la tarifa eléctrica aumentarán, y esto implica un gasto mayor para la clínica. Además, los equipos se vuelven menos eficientes año tras año, por lo que van a tener que consumir más electricidad para funcionar de manera adecuada.

Asimismo, al no implementar un sistema que utilice la energía renovable como fuente de energía eléctrica, se seguirá causando un deterioro hacia el medioambiente, y, en la actualidad, la conservación de este es uno de los mayores desafíos a nivel mundial, ya que se están observando los efectos de esta problemática como lo es el cambio climático.

### **1.4 Control de pronóstico**

Se elaborará un estudio energético y económico actual para analizar el comportamiento del consumo eléctrico de la clínica. Con base en este estudio, se realizarán los cálculos para el diseño del sistema fotovoltaico.

La propuesta del sistema fotovoltaico tiene que ser eficiente, rentable y atractiva para que la administración de la clínica decida realizar la inversión e implementar este sistema en su centro de atención. Además, se cuenta con el asesoramiento de una empresa especializada en la implementación de sistemas fotovoltaicos en el país para la generación distribuida.

### **1.5 Formulación del Problema**

Dado al alto consumo eléctrico que tiene la clínica, el cual afecta no solo al aspecto económico de la misma, sino también de manera social y ambiental (al ser un centro de servicio que busca promover y prevenir la salud), y a las medidas insuficientes para

generar un plan de ahorro, se propone un sistema fotovoltaico con el fin de disminuir el consumo del edificio de Emergencias de la clínica de COOPESANA en Santa Ana y, a su vez, contribuir a la conservación del medioambiente, reduciendo el impacto negativo que generan otras fuentes energéticas.

### **1.6. Objetivo General**

Diseñar un sistema fotovoltaico eficiente y rentable que disminuya el consumo eléctrico del edificio de emergencias de la clínica de COOPESANA ubicada en Santa Ana.

### **1.7 Objetivos Específicos**

- Analizar el comportamiento de consumo eléctrico mensual actual de la clínica de COOPESANA.
- Definir el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y sus componentes.
- Especificar los elementos que integran la instalación de un sistema fotovoltaico.
- Evaluar el impacto económico que tendrá la propuesta de un sistema fotovoltaico para el edificio de emergencias de la clínica de COOPESANA.
- Analizar el impacto ambiental que tienen los sistemas fotovoltaicos en comparación a los sistemas de generación de electricidad actuales.

### **1.8. Estado Actual de la Investigación**

La investigación, que permitirá el desarrollo de este proyecto, estará enfocada en el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, así como en el diseño de uno para su implementación en un edificio de la clínica de COOPESANA. Para ello, se hará un estudio del sistema eléctrico actual, que abarque datos referentes al consumo mensual de electricidad por parte de la clínica. Se pretende brindar un aporte creativo que permita facilitar el proceso de implementación de un sistema fotovoltaico que sea energética y

económicamente viable. De esta manera, se podrá recuperar la inversión y reducir los gastos a futuro tras el consumo de energía.



## **CAPÍTULO II**

# MARCO TEÓRICO

## 2.1 Marco Situacional

La implementación de sistemas fotovoltaicos, actualmente, tienen una alta demanda a nivel mundial. Esto se debe a que son de fácil instalación y sus costos son bajos en comparación a otros sistemas de generación. Su demanda es tal que hay muchos hogares y comercios en el país que los han instalado con la finalidad de generar su propia energía y reducir gastos. Asimismo, dado al fenómeno mundial con respecto al cuidado del medioambiente, las personas buscan modificar sus acciones con el fin de preservar el mismo. Por ello, optan por esta nueva alternativa que reemplaza el uso de fuentes no renovables, las cuales perjudican en diversos aspectos a los ecosistemas, por una fuente renovable, proveniente de un recurso natural, la energía solar.

Desde el 2010, con la creación de la Ley de Generación Distribuida, Costa Rica ha venido desarrollando su tecnología fotovoltaica, a tal punto que para el 2013 existían 111 empresas que ya habían instalado sistemas fotovoltaicos para su autoconsumo. Este reglamento siguió en vigencia durante los siguientes años hasta que a mediados de septiembre del año 2017, se propuso una nueva ley sobre la generación distribuida, con el fin de brindar una mayor seguridad jurídica para la realización de proyectos en esta área.

De acuerdo a una noticia recuperada sobre una entrevista con la empresaria Carolina Sánchez, de la Asociación Costarricense de Energía Solar, el problema principal que los incentivó a proponer un cambio, fue el hecho de que los propietarios de los sistemas fotovoltaicos solo podían retirar hasta un máximo del 49% de la energía total generada, lo cual imponía la instalación de dos medidores, lo que generaba un costo adicional de instalación.

Por otro lado, en Costa Rica no existe un límite de potencia para los proyectos fotovoltaicos de autoconsumo, siempre y cuando ese sea el motivo real de su desarrollo. Los proyectos de más de 500 kilovatios son los que necesitan un procedimiento con más requisitos ambientales para su implementación (Bellini, 2017, p. 77).

Actualmente, ocho circuitos del país ya superaron el tope de generación de energía solar, estos son Barranca - Zona Franca, Garabito - La Irma, Juanilama - Jacó, Liberia - Bagaces, Arenal - Sangregado, Miravalles - Guayabo, Belén - Alajuela y Poás - Tuetal. Es decir, en esas zonas se produce un 15% de energía por medio de energía solar. Cabe destacar que este tope es uno de los principales limitantes para que Costa Rica no continúe desarrollando la generación de su propia energía, a través de energía solar (Cubero, 2018, p. 77).

## **2.2 Antecedentes Históricos de la empresa: Clínica de COOPESANA**

Este proyecto inicia el 16 de julio de 1992, con la visión de un grupo de personas que buscaban brindar soluciones para el difícil acceso a los servicios de salud de la población de Santa Ana. Los pacientes tenían que trasladarse hasta la Clínica Moreno Cañas en San José, lo que causaba problemas de largas filas y tiempos de espera prolongados, como también un descuido en la salud por parte de las personas de escasos recursos que no podían costear los pasajes y no se llegaban a atender, entre otros. La institución comenzó a brindar sus servicios, a partir del 16 de agosto de 1993, en la comunidad de Santa Ana, en la cual atiende actualmente a 58 161 personas. En ese mismo año, se dio la implementación del expediente electrónico, convirtiendo a la clínica en pionera respecto a la utilización de un sistema de expediente de salud, en sedes de EBAIS (Equipos Básicos de Atención Integral en Salud).

El 28 de agosto de 2002, abrió sus puertas en el Área de Salud de San Francisco de Dos Ríos – San Antonio de Desamparados, donde atiende a poco más de 33 mil personas.

Con la finalidad de ampliar sus servicios de atención en otras áreas de salud, COOPESANA R.L. participó en un proceso de licitación, y logró ganar la adjudicación por el Área de Salud de Escazú, la cual inicia operaciones a partir del 3 de enero del 2011. Esta área cuenta con una población de 68 424 personas, a las cuales se les brinda el servicio de salud. La institución, actualmente, es Bandera Azul Ecológica en las áreas

de salud de San Francisco y Santa Ana, lo cual refleja que es una compañía comprometida con el cuidado y preservación del medioambiente.



Fuente: COOPESANA

### **2.3 Misión de la empresa**

“Somos una cooperativa de salud que brinda servicios integrales oportunos, con la mejor calidad y calidez para nuestros usuarios.”

### **2.4 Visión de la empresa**

“Ser una empresa cooperativa de servicios integrales de salud innovadora y competitiva que se rija por la excelencia, calidez humana, eficiencia y trabajo en equipo.”

### **2.5 Ubicación Espacial**

La clínica central se encuentra en la Calle 2 del distrito de Santa Ana, en la ciudad de San José. En las siguientes fotografías satelitales, se aprecia la ubicación de la clínica desde diversas perspectivas.



Fuente: Google Maps



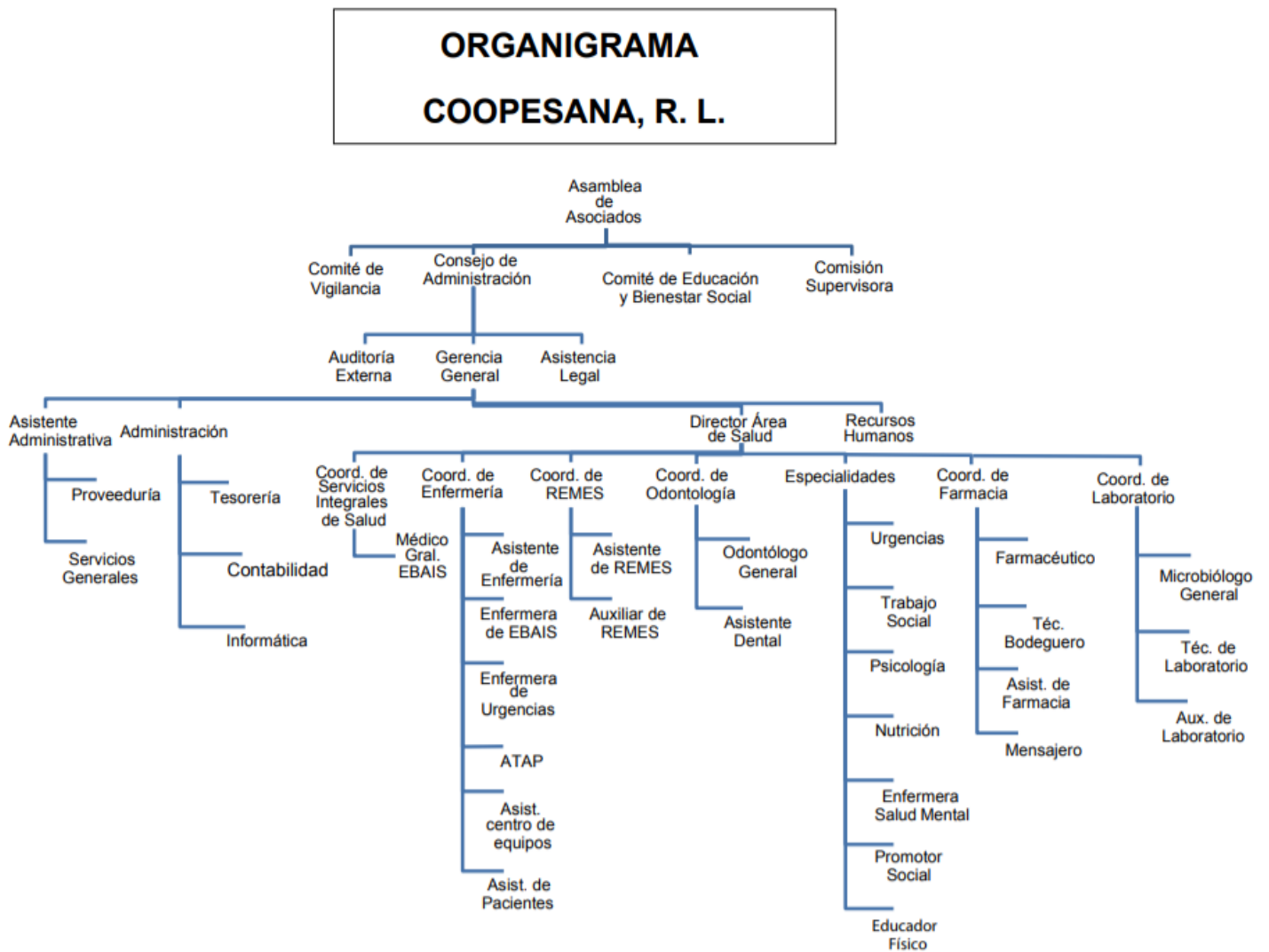
Fuente: Google Earth



Fuente: Google Earth

## 2.6 Organigrama

A continuación, se presenta el organigrama de la estructura interna de la clínica de COOPESANA:



Fuente: COOPESANA

## **2.7 Marco Conceptual**

### **2.7.1 Energía**

La energía es definida como la capacidad que tiene un cuerpo o un sistema para realizar un trabajo, producir algún cambio o transformación, sea sobre sí mismo u otros cuerpos (Carta, Calero, Colmenar y Castro, 2012, p. 77). De acuerdo con Villena (1986), la energía es una característica de un sistema, la cual tiene un valor en cada instante y se puede modificar cuando el sistema se transforma. Los sistemas se transforman tras la interacción con otros sistemas.

La energía se puede manifestar de diferentes maneras, las principales son las siguientes: energía gravitacional, energía cinética, energía electrostática, energía electromagnética y energía nuclear o atómica. Algunas de estas manifestaciones de la energía se pueden aprovechar para la utilización de diferentes actividades, por medio de fuentes energéticas, la más común es la energía electromagnética proveniente del Sol. Este tipo de energía está asociada a una carga eléctrica en movimiento, ya que cuando una carga eléctrica se encuentra en movimiento, crea a su alrededor un campo magnético (Carta, Calero, Colmenar, y Castro, 2012, p. 77).

### **2.7.2 Fuentes de energía**

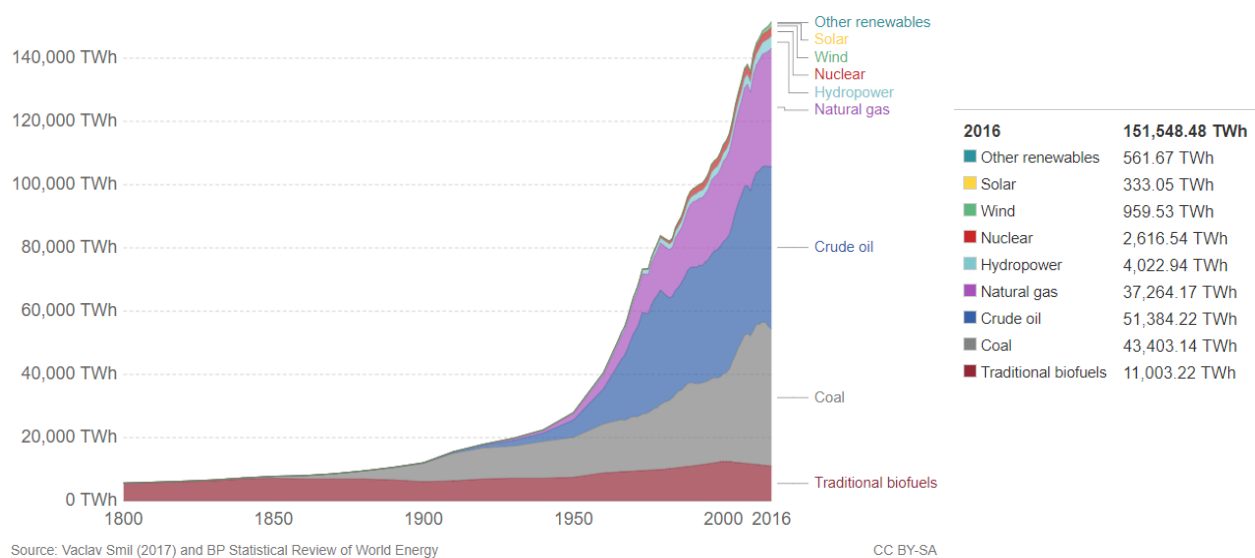
Las fuentes de energía son los recursos existentes en la naturaleza de los cuales la humanidad puede obtener energía utilizable para sus actividades. La energía se puede considerar como un recurso natural, que se utiliza para satisfacer las necesidades de producción de bienes y servicios. Las fuentes de energía se clasifican si provienen de un fenómeno natural y no se han transformado, o si son el resultado de una transformación intencionada (Caro y Colino, 2010, p. 77).

Según Caro y Colino (2010), las fuentes de energía pueden ser no renovables o renovables. Las fuentes no renovables son aquellas fuentes de energía que existen de manera limitada en la naturaleza, no son capaces de regenerarse a corto plazo. Las comunes son el carbón, petróleo, gas natural y uranio. Por otro lado, las fuentes



renovables son aquellas fuentes de energía cuyo potencial es inagotable, ya que provienen de una forma continua o son capaces de regenerarse por medios naturales.

En el siguiente gráfico, recuperado de un estudio realizado por Ritchie y Roser (2018) basándose en datos recopilados del libro de Smil (2017), se puede observar que gran parte de la demanda mundial de energía en la actualidad proviene de fuentes no renovables, como lo son el carbón, petróleo y gas natural, mejor conocidos como combustibles fósiles, los cuales provienen de los restos de organismos vivos. Mientras que solo un pequeño porcentaje es producido por medio de fuentes renovables.



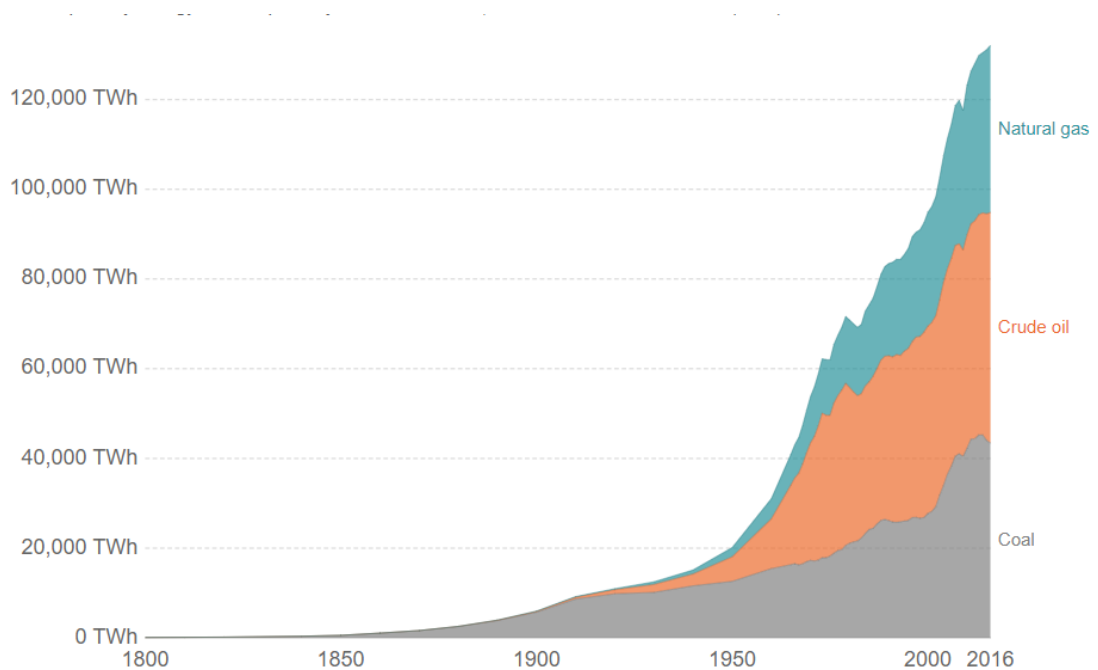
Fuente: Energy Production & Changing Energy Sources (2018)

El descubrimiento de los combustibles fósiles inició una revolución energética, ya que estos se podían transformar en una energía más eficiente y barata. Esto ocasionó un incremento en la contaminación mundial, que actualmente se aprecia a través del calentamiento global. Por ello, en diciembre de 1997, se aprobó el protocolo de Kyoto, en el cual 55 países se comprometían a reducir sus emisiones de gases contaminantes responsables del efecto invernadero.

Cabe destacar que han habido cambios en lo que respecta a la flora y fauna a lo largo de los años, dado a la tala de bosques vírgenes y destrucción de ecosistemas para la extracción de combustibles fósiles, ya que las reservas de dichos recursos han

comenzado a escasear. La demanda de los mismos ha aumentado debido al rápido crecimiento de la población mundial durante el siglo XX (Ritchie y Roser, 2018, p. 79).

En el siguiente gráfico, tomado nuevamente de un estudio realizado por Ritchie y Roser (2018) basándose en datos recopilados del libro de Smil (2017), se puede apreciar esta tendencia al incremento de la demanda, al observar que desde 1950 hay un incremento exponencial en el consumo de combustibles fósiles.



Fuente: Fossil Fuels (2018)

Sin embargo, en los últimos años del siglo XX e inicios de este siglo, el cambio climático y temas ambientales han logrado tener mayor relevancia a nivel mundial por el impacto que la actividad humana ha causado en el balance natural del planeta. Gran parte de este desequilibrio ha sido causado por la extracción y la utilización de combustibles fósiles, puesto que al ser transformados para aprovechar la energía que producen, liberan gases contaminantes hacia el medioambiente.

De acuerdo con un estudio del Consejo Mundial de Energía (2016), un 30% de la generación eléctrica mundial es producida a través de fuentes renovables, dado al cambio de mentalidad y a la toma de conciencia sobre el impacto negativo generado

hacia el medioambiente. Asimismo, se descubrió que las fuentes renovables son una solución viable para disminuir este problema y para suplir la demanda energética mundial. Dicho estudio también recalca que, durante el 2015, 164 países alrededor del mundo habían optado por instaurar políticas de apoyo para las energías renovables.

Existen varios tipos de fuentes de renovables, tales como la energía hidráulica, solar, eólica, mareomotriz y de biomasa (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008). De acuerdo con el objetivo de este proyecto, se dará un enfoque primordial a la energía solar y a sus tecnologías para el aprovechamiento de la misma.

### **2.7.3 Energía Solar**

El sol es el origen de la energía solar y casi toda la energía terrestre, y emite energía en forma de radiación electromagnética. De acuerdo con un artículo publicado por la Comunidad de Madrid (2006), acerca de la energía solar,

*“La cantidad de energía que el Sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la se consume al día en todo el Planeta”.*

Según un estudio publicado en el 2008, por el Consejo Nacional de Electricidad de Ecuador, se ha calculado que la energía solar que recibe la superficie terrestre es equivalente a unos 178000 TW/año aproximadamente. Cerca de un 30% de esta energía es reflejada al espacio, mientras que un 50% es absorbida y se convierte en calor para luego ser reenviada a la superficie terrestre. El restante 20% permite la formación de los vientos. Por lo menos la mitad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre, se puede utilizar para fines energéticos

De acuerdo con el Instituto Tecnológico de Canarias (2008), la radiación solar que llega a la tierra se puede aprovechar de tres maneras, a través de la radiación directa, difusa o reflejada. En la primera, el Sol llega directamente sin haber incidido en nada durante su trayecto. En la segunda, llega después de que ha incidido en algo durante su trayecto. Mientras que en la última, la energía solar se puede aprovechar de dos maneras:

- Energía Solar Térmica: consiste en utilizar la radiación del sol para calentar un fluido.
- Energía Solar Fotovoltaica: se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Se lleva a cabo mediante células solares, que están fabricadas con materiales semiconductores que generan electricidad cuando la radiación solar incide sobre ellas.

#### **2.7.4 Energía Solar Fotovoltaica**

De acuerdo con Arenas y Zapata (2011), se define como energía solar fotovoltaica al proceso de obtención de energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas. Tal como se describió anteriormente, la energía solar fotovoltaica basa su funcionamiento en la utilización de células solares o fotovoltaicas, las cuales generan una corriente eléctrica cuando la radiación solar incide sobre ellas. Estas células están fabricadas con materiales semiconductores cristalinos, así como el silicio, que es el material más utilizado para la construcción de estas células.

#### **2.7.5 Células Fotovoltaicas**

El propósito de las células fotovoltaicas es de recibir la radiación incidente del sol y transformarla en electricidad, mediante un proceso en el que la luz que incide sobre un dispositivo semiconductor de dos capas genera una diferencia del voltaje entre las capas (Sobrino, 2008). La conversión de la energía solar se produce mediante el efecto fotovoltaico. En la imagen a continuación se puede observar un sistema de células fotovoltaicas.



Fuente: Google

### 2.7.6 Efecto Fotovoltaico

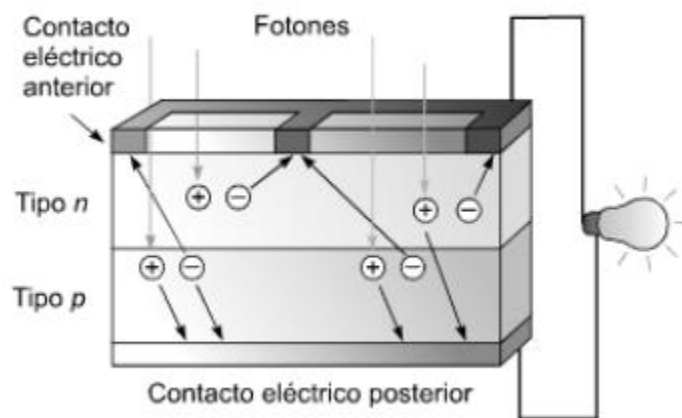
El efecto fotovoltaico consiste en la conversión de la radiación solar en electricidad, mediante materiales semiconductores que se caracterizan por tener la propiedad de absorber fotones y emitir electrones (Romero, 2015), es el fundamento del funcionamiento de las células fotovoltaicas.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el físico francés Edmund Becquerel en 1839, él observó que ciertos materiales podían generar pequeñas corrientes eléctricas al ser expuestos a la luz. Fue sino hasta el siglo XX, que la tecnología solar fotovoltaica alcanza el grado de desarrollo necesario que permite su uso en aplicaciones prácticas (Carta, Calero, Colmenar y Castro, 2012, p. 77).

En 1921, Albert Einstein recibió el Premio Nobel por sus contribuciones al estudio del efecto fotoeléctrico en su artículo *“Un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz”*, publicado en 1905. En el artículo, Einstein explica, basándose en las teorías de Planck y Maxwell, que la energía no es emitida de forma constante, sino más bien en pequeños paquetes indivisibles llamados cuantos, que posteriormente serían llamados fotones (Ruiz-Trejo, 2005).

*“...la propagación de un haz de luz desde un punto no se distribuye continuamente en espacios más y más crecientes, sino que el mismo consiste en un número finito de cuantos de energía localizados en puntos del espacio...”*

De acuerdo con Einstein, los fotones de un determinado rango de energía, al chocar con los átomos de ciertos materiales semiconductores, generan que los electrones de estos átomos salgan de su órbita de valencia rompiendo los enlaces, dejando agujeros o espacios libres, lo cuales se ocuparían cuando un electrón de otro átomo haya saltado. Además, predecía que la energía, con la que los electrones escapan del material, aumenta linealmente con la frecuencia de la luz incidente. Si el efecto se mantiene constante, se puede obtener una corriente eléctrica significativa (Ruiz-Trejo, 2005, p. 79). La imagen a continuación detalla el funcionamiento del efecto fotovoltaico.



Fuente: Centrales de energías renovables (2012).

### 2.7.7 Semiconductores

Los semiconductores, como su nombre lo indica, son conductores de electricidad que presentan una resistencia intermedia al paso de la corriente eléctrica entre ambos extremos. La característica principal de un semiconductor es la de poseer 4 electrones en su órbita de valencia, lo que implica que requiere la misma cantidad de trabajo para desprender esos 4 electrones de valencia, quedarse sin una órbita y ser estable, que para absorber otros 4 electrones de otro átomo para volverse estable con 8 electrones de valencia. El silicio y el germanio son dos elementos semiconductores los cuales son utilizados para la construcción de células fotovoltaicas (Carta, Calero, Colmenar y Castro, 2012, p. 77).

Las células fotovoltaicas están hechas de semiconductores extrínsecos conocidos como P y N, ambos hechos de diferentes materiales. Estos semiconductores se caracterizan por haber sobrellevado un proceso de dopado, el cual se basa en añadir impurezas de manera controlada al semiconductor (Sobrino, 2008, p. 80). El tipo N se obtiene al adicionar impurezas de un tipo de átomo al semiconductor y presenta una mayor concentración de electrones. Mientras que el tipo P se obtiene al adicionar impurezas de un tipo de átomo al semiconductor y presenta una mayor concentración de huecos (espacios vacantes sin electrones).

Al unir estos dos cristales, dada la diferencia de concentración de electrones y huecos de uno con respecto al otro, se dan dos movimientos importantes para alcanzar el equilibrio. Uno de ellos es el movimiento de electrones del cristal N hacia el P, donde el cristal N queda cargado positivamente. Simultáneamente, hay un movimiento de huecos del cristal P hacia el N, en el cual el cristal P queda cargado negativamente. De acuerdo con Sobrino (2008), en una célula fotovoltaica, la absorción de fotones es imprescindible, ya que de esta manera es como los electrones ganan energía, y la conductividad de un semiconductor aumenta cuando se ilumina con fotones de mayor energía.

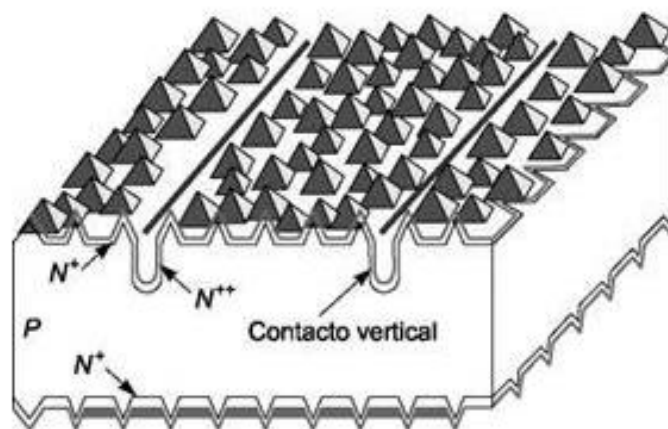
Según Perpiñán (2015), el paso de iones cargados genera un campo eléctrico orientado desde el semiconductor N hacia el semiconductor P. Este campo eléctrico supone la existencia de una barrera potencial conocida como potencial termodinámico, el cual impide el paso de los portadores mayoritarios de un cristal al otro. Al darse el equilibrio de la unión de P-N, la corriente eléctrica se vuelve nula. Para que la corriente fluya nuevamente a través de esta unión, es necesario romper el equilibrio y reducir el valor del potencial termodinámico, y; para ello, se debe polarizar la unión P-N. A estos procesos, se les conoce como generación (cuando se libera un electrón) y recombinación (cuando se atrapa un electrón).

Perpiñán explica que, si se aplica una diferencia de potencial entre ambos extremos del cristal de tal forma que el lado P adquiera una tensión positiva con respecto al lado N, se reduce la barrera de potencial y el campo eléctrico de la zona de unión. En

consecuencia, la corriente de arrastre disminuye, por lo que el equilibrio deja de existir y aparece un flujo neto de corriente.

### 2.7.8 Malla de Metalización

Son contactos metálicos superficiales que permiten la extracción de la corriente eléctrica de la célula. El metal es un material absorbente de la luz, por lo cual un contacto frontal, al lado de la célula, no puede recubrir su superficie por completo. Entonces, el contacto debe ser lo más pequeño posible para no generar una sombra sobre la célula. El problema se genera cuando el contacto se hace excesivamente pequeño, ya que la resistencia serie aumenta, lo que significa una pérdida en la eficiencia de la célula. Debe llegarse a un compromiso en el que el valor de recubrimiento sea lo suficientemente bajo para permitir el paso de la luz del Sol y lo suficientemente alto para que la resistencia serie de la célula mantenga valores óptimos (Carta et al, 2012, p. 77).



Fuente: Centrales de energías renovables (2012).

En la imagen anterior se observa el arreglo en su construcción que tiene una célula fotovoltaica donde se puede apreciar la malla de metalización.



### **2.7.9 Tipos de Células Fotovoltaicas**

Actualmente, la mayoría de las células fotovoltaicas están fabricadas con cristales de silicio utilizando planchas monocristalinas, policristalinas o láminas delgadas (Sobrino 2008, p. 80).

#### **Silicio Monocristalino**

En las células de silicio monocristalino, el silicio se purifica, funde y se cristaliza en lingotes. Estos lingotes son cortados en finas obleas para hacer células individuales. El silicio tiene que tener una pureza elevada y tener una estructura cristalina casi perfecta (Carta et al, 2012, p. 77).

#### **Silicio Policristalino**

Para el caso de las células de silicio policristalino, se utiliza un proceso de moldeo y silicio de bajo costo. La eficiencia de estas células es más baja a la monocristalina, esto se debe a las imperfecciones en la estructura cristalina. Además, a superficie de las células policristalinas tiene un patrón aleatorio de cristalización en lugar de uno homogéneo como en el caso de las monocristalinas (Rodríguez, 2013, p. 79).

#### **Thin film o silicio amorfo**

Este tipo de células son creadas al depositar silicio sobre un substrato de vidrio de un gas reactivo tal como el silano ( $\text{SiH}_4$ ). Se pueden aplicar como película a substratos de bajo costo tales como el cristal o plástico. Tienen un precio por vatio más bajo y son menos sensibles que los módulos cristalinos convencionales a las elevaciones de temperatura. Tienen muchas ventajas, incluyendo una deposición y ensamblado fácil, capacidad de ser depositadas en materiales de construcción baratos y conveniencia para aplicaciones grandes, tales como la colocación en tejados. La desventaja de este tipo de tecnología es que sufre una degradación debido a la luz al inicio de su operación.

Otras tecnologías de lámina delgada incluyen la lámina de silicio multicristalino, celdas de seleniuro de cobre indio/sulfuro de cadmio, celdas de telurio de cadmio y sedas de arseniuro de galio (Sobrino, 2008, p. 80).

Dentro de las últimas investigaciones, se han encontrado que los programas de exploración espacial han sido muy relevantes en el desarrollo de esta tecnología, debido a que los paneles fotovoltaicos son la fuente primaria de energía en los satélites. Este desarrollo en la industria aeronáutica y espacial, permitió que esta tecnología pueda emplearse en el uso terrestre para el sector industrial y residencial. (Carta et al, 2012, p. 77). Según un estudio de EPIA/Greenpeace (2010), acerca de la energía solar, se muestra que, para el año 2030, los sistemas fotovoltaicos podrían generar cerca de 2260TWh de electricidad alrededor del mundo, con una capacidad instalada de 1845GW.

### 2.7.10 Parámetros fundamentales

De acuerdo con Balenzategui (2008), el comportamiento de una célula fotovoltaica se puede describir gracias a tres parámetros fundamentales.

- Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): es el mayor valor de corriente que se puede obtener del dispositivo como generador, y se produce cuando el voltaje alcanza un valor de 0.

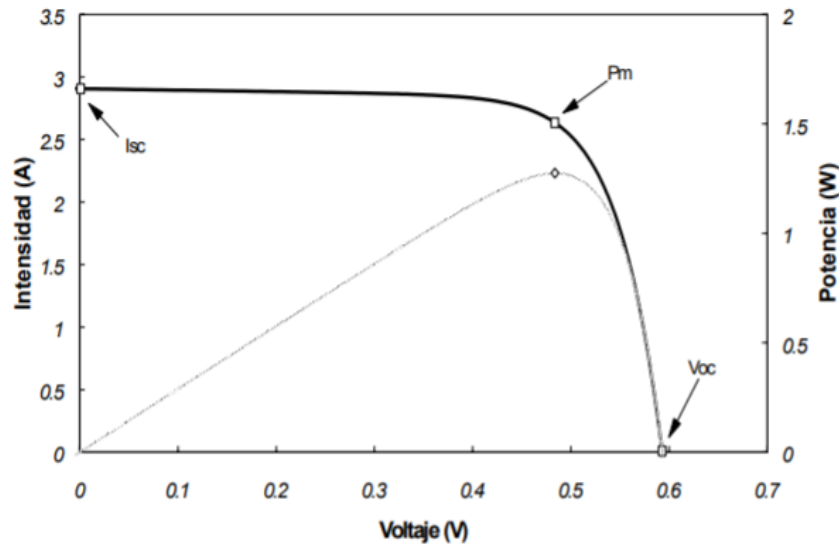
$$I_{sc} = I(V = 0) = I_L$$

- Tensión de circuito abierto: es la mayor tensión que polariza el dispositivo cuando trabaja como generador y cuando la corriente alcanza un valor de 0.

$$V_{oc} = m \frac{kT}{e} \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right)$$

- Punto de máxima potencia: es el punto de trabajo en el que la potencia entregada por la célula fotovoltaica a la carga externa es máxima. Para el caso de una carga resistiva, la potencia  $P$  entregada es dada por el producto:  $P=V \times I$ .

$$P_M = I_M \times V_M$$



Fuente: Fundamentos de la conversión fotovoltaica: La célula solar (2008).

En el gráfico anterior, se puede observar la curva característica de la corriente con el voltaje de una célula fotovoltaica en iluminación, en la que también se indican algunos de los parámetros principales.

Otros parámetros de gran importancia, mencionados también por Balenzategui (2008), son el factor de forma y la eficiencia.

- Factor de forma: es la relación entre la potencia máxima y el producto entre  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ . Un valor bajo del factor de forma está asociado con la presencia de pérdidas en el dispositivo, mientras que una célula de buena calidad presenta valores elevados. ( $FF > 0.7$ )

$$FF = \frac{P_M}{I_{sc} V_{oc}}$$

- Eficiencia de conversión energética: es la relación entre la potencia eléctrica que puede generar la célula y la potencia  $P_L$  de la radiación que incide de ella.

$$n = \frac{P_M}{P_L}$$

### **2.7.11 Eficiencia de las Células Fotovoltaicas**

En 1954, los investigadores D.M. Chaplin y G. L. Pearson, produjeron la primera célula de silicio. Esta célula obtenía energía directamente de la luz solar, la cual tenía una eficiencia del 6%.

De acuerdo con la norma IEC 60904, del International Standard (2006), las células fotovoltaicas tienen condiciones de referencia a la hora de compararlas según su eficiencia (Winter, 2016, p. 80). Estas condiciones están descritas a continuación:

- Nivel de Irradiancia  $E=1000 \text{ W/m}^2$ .
- Temperatura de la célula de  $25^\circ \text{ C}$  con una tolerancia de  $\pm 2^\circ$ .
- Espectro de radiación está fijado según la norma IEC 60904-3.

La eficiencia de las células fotovoltaicas depende de la irradiancia y temperatura de la célula. Al aumentar la temperatura, la eficiencia disminuye, por lo que, como todo dispositivo eléctrico, las células trabajan mejor a menor temperatura. Por ello es necesario que el aire alrededor de las células tenga un buen flujo, ya que así ayuda a disipar parte del calor acumulado en las células (Sandy, Sullivan y Uzquiano, 2015, p. 79).

### **2.7.12 Inversores fotovoltaicos**

Según Perpiñán (2015), los inversores fotovoltaicos convierten la energía de corriente continua (DC), generada por las células fotovoltaicas, a corriente alterna (AC) que se consume. Primero, la corriente de entrada ingresa por medio de un filtro que se encarga de atenuar el rizado que se produce en la conmutación de esta corriente. Después, la corriente pasa por un convertidor de corriente, que adecúa la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Posterior al convertidor, la corriente pasa por un puente inversor, el cual se encarga de realizar el troceado de la señal continua a alterna. El filtro de salida elimina los armónicos no deseados en la nueva corriente. Por último, el transformador adecúa el valor de tensión de salida del puente al de la red.

Los inversores convencionales tienen la capacidad para estar conectados a un grupo de células fotovoltaicas, en el cual la potencia mínima es aproximadamente de 1500 W. De acuerdo con Abella (2001), los inversores fotovoltaicos pueden clasificarse en función a la forma de onda de la tensión de salida, los cuales son de onda cuadrada, semi-senoidal y senoidal.

Los inversores de onda cuadrada hacen una poca filtración de la potencia de entrada, por lo que la onda resultante tiene un gran contenido de armónicos no deseados. La distorsión armónica total que tienen es muy elevada en comparación a otros inversores. Se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas.

Según Abella, los inversores de onda semisenoidal presentan un rendimiento por arriba del 90%, son utilizados en instalaciones rurales. Mientras que los inversores senoidales, realizan un filtrado más cuidadoso de la señal generada, presentan una mejor estabilidad de tensión y no tienen mayor problema en relación a la distorsión armónica total. Actualmente, los inversores se incluyen en diseños conectados a la res, sistemas híbridos y autónomos.

### **2.7.13 Sistemas fotovoltaicos**

Se le llama sistema fotovoltaico al conjunto de dispositivos que aprovechan la energía producida por el sol y la convierten en energía eléctrica (Sandy et al, 2015, p. 81). De acuerdo con Arenas y Zapata (2011), estos sistemas pueden ser autónomos o estar conectados a la red eléctrica.

#### **Sistemas autónomos**

Este tipo de sistemas, como no están conectados a la red, requieren de baterías para almacenar la energía que será consumida en los ciclos diarios. Son muy utilizados en sistemas rurales o aislados, en los cuales el acceso a la electricidad es difícil. Pueden ser instalados en zonas urbanas, pero por el alto costo de las baterías no son una opción viable y, en su lugar, se opta por el sistema interconectado a la red.

## Sistemas conectados a la red

Consiste en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. En lugar de que la energía sea almacenada en baterías, como en los sistemas autónomos, se puede consumir directamente o entregarla a la red eléctrica.

### **2.7.14 Energía Solar en Costa Rica**

Costa Rica se encuentra en una zona tropical que tiene una gran incidencia de radiación solar, lo que hace que esta región sea una de las más óptimas para el aprovechamiento de la energía solar. Desde el año 2004, se ha tratado de implementar esta tecnología en el país, pero no fue hasta el año 2010, cuando el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) se incursionó en este campo, que se lanzó el “Plan piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo”, el cual es un programa para estimular la instalación de sistemas de generación distribuida basados en fuentes renovables (RECOPE, 2014). En el 2012, la compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) tenía 250 pequeños sistemas fotovoltaicos instalados a 75 clientes residenciales con una capacidad total de 115 kW (Guillén, 2014, p. 78).

De acuerdo con datos del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) (2013), obtenidos de un informe de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) (2014), para octubre del 2013 ya existían 117 clientes interconectados a la red eléctrica nacional con sistemas de autoconsumo, de los cuales el 95% son sistemas fotovoltaicos.

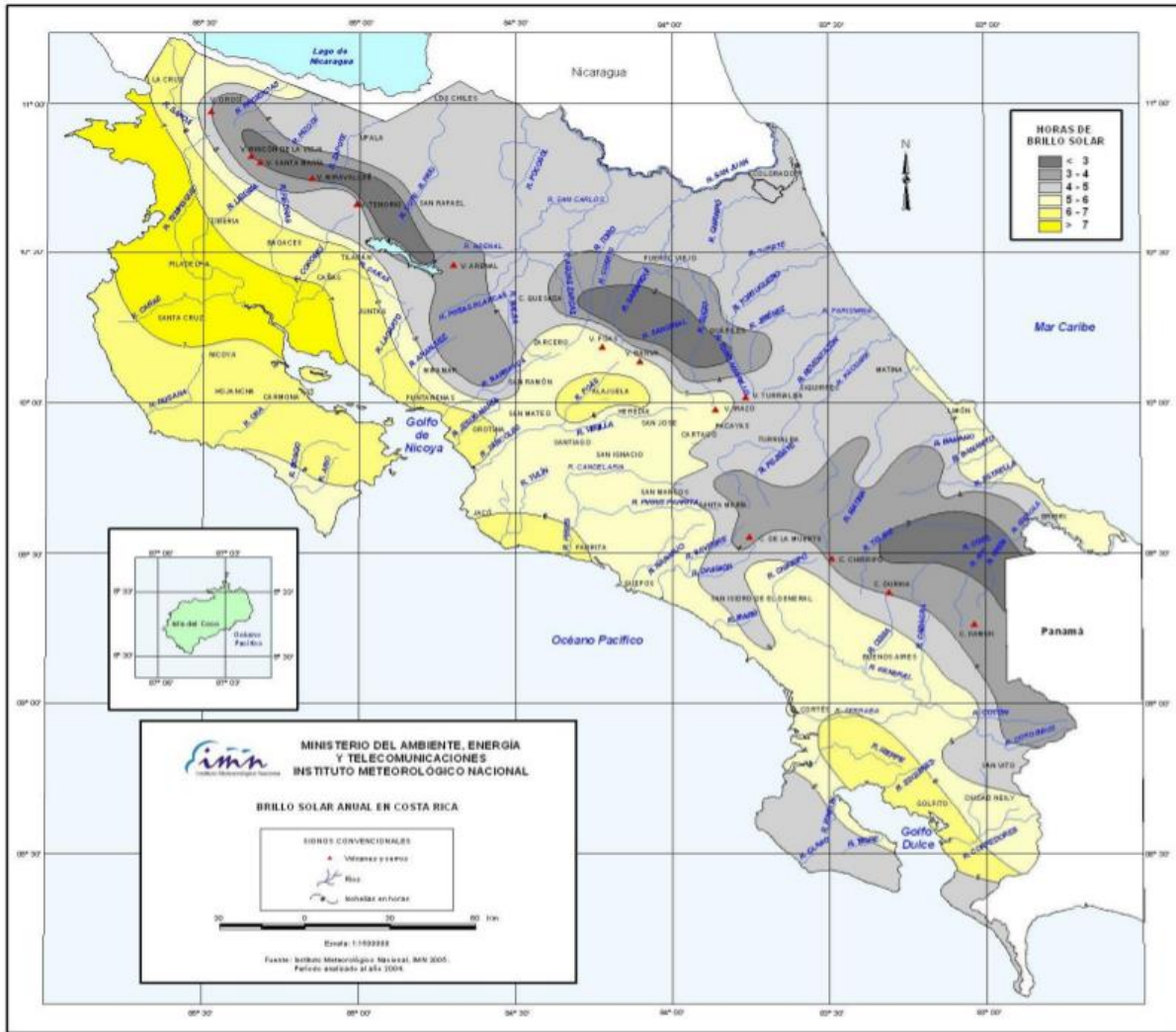
Actualmente, el Reglamento de Generación distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables (2015), dicta los lineamientos jurídicos para la instalación y desarrollo de sistemas de generación por medio de fuentes renovables en el país. El artículo 34 de dicho reglamento estipula que el productor consumidor podrá suministrar a la red de distribución la energía consumida, y tiene el derecho de retirar hasta 49% de la energía total generada. Además, el artículo 44, establece que la capacidad máxima de todos los sistemas de generación conectados en un mismo circuito, incluyendo el propuesto, no deberá exceder al 15% de la demanda máxima anual del circuito. El reglamento siguió

en vigencia durante los siguientes años hasta que a mediados de septiembre del año 2017, se propuso una nueva ley sobre la generación distribuida, con el fin de brindar una mayor seguridad jurídica para la realización de proyectos en esta área (Bellini, 2017).

De acuerdo con un estudio realizado por Lobo (2018), sobre energía solar en Costa Rica, actualmente hay 484 clientes con sistemas de generación distribuida, que su potencia instalada equivale a 4.9 MW. Asimismo, se detallan algunos proyectos del ICE con energía solar fotovoltaica, los cuales que serían la planta solar Miravalles, con una potencia de 1 MW, y la planta piloto, ubicada en la zona de la Sabana, con una potencia de 3 kW.

Por otro lado, en Costa Rica no existe un límite de potencia para los proyectos fotovoltaicos de autoconsumo, siempre y cuando ese sea el motivo real de su desarrollo. Los proyectos de más de 500 kilovatios son los que necesitan un procedimiento con más requisitos ambientales para su implementación (Bellini, 2017, p. 77).

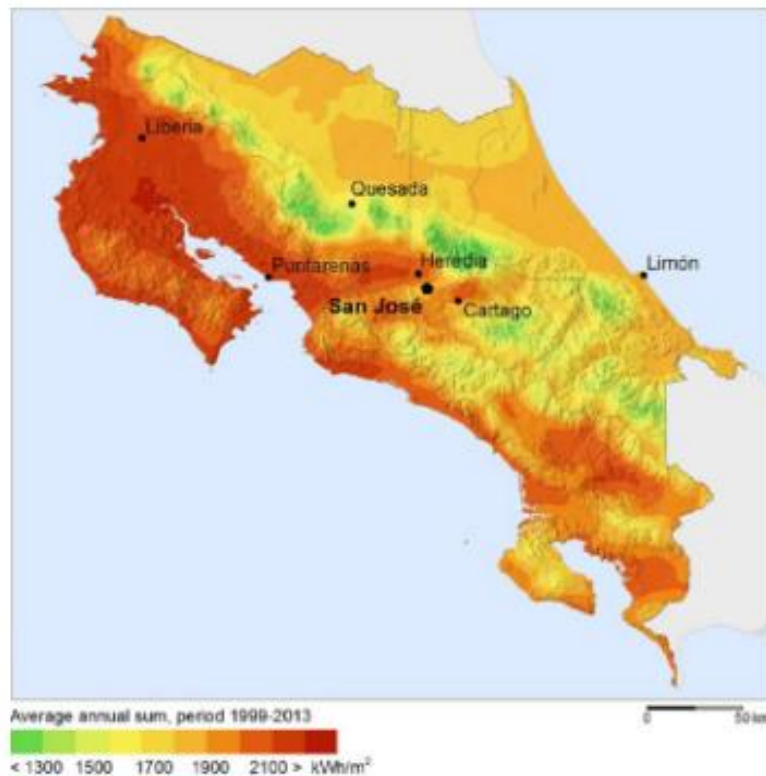
El siguiente mapa, obtenido de un reporte del Ministerio de Ambiente y Energía y el Instituto Meteorológico Nacional (2013), se pueden apreciar las horas de brillo solar anual en Costa Rica, que, para la región del valle central, ronda en un promedio de 5 horas. Mientras que para la región Pacífico Norte, el promedio es de más de 7 horas.



Fuente: Series de Brillo Solar en Costa Rica (2013).



A continuación, se presenta un mapa del promedio de radiación anual en Costa Rica, obtenido de un estudio realizado por Lobo (2018), basándose en la tesis de Weigl (2013), sobre energía fotovoltaica en Costa Rica.



Fuente: Analysis of the Technical Potential and Profitability of Photovoltaic in Costa Rica (2013).

De acuerdo con una noticia obtenida del periódico la República (2018), acerca de la energía solar, Costa Rica está entre los peores países generando energía solar en Centroamérica, ya que en el país solo se generan 28.1 MW al año, lo que representa un 1% del total producido. Mientras que otros países, como Honduras y Guatemala lideran la región con un 10% y 7.2% de generación eléctrica, respectivamente.

Esto se debe a lo comentado anteriormente acerca de la capacidad instalada, debido a que, actualmente, ocho circuitos del país ya superaron el tope de generación de energía solar, estos son Barranca - Zona Franca, Garabito - La Irma, Juanilama - Jacó, Liberia - Bagaces, Arenal - Sangregado, Miravalles - Guayabo, Belén - Alajuela y

Poás - Tuetal. Es decir, en esas zonas se produce un 15% de energía por medio de energía solar. Cabe destacar que este tope es uno de los principales limitantes para que Costa Rica no continúe desarrollando la generación de su propia energía, a través de energía solar (Cubero, 2018, p. 77).

En la misma noticia del periódico de La República (2018), Alejandro Brenes, director ejecutivo de la empresa Enertiva, que es una empresa dedicada a la instalación de sistemas fotovoltaicos en el país, critica que el marco regulatorio actual limita el potencial del desarrollo de la energía solar, puesto que no en todas las zonas del país se puede instalar este tipo de energía.

Esta noticia concluye que el mejoramiento del reglamento actual y la creación de una nueva ley acerca de la energía solar, facilita la apertura del mercado eléctrico al incentivar la llegada de más proyectos de esta índole. Además, la creación de más programas educativos en el que se puedan formar técnicos, ingenieros y el público en general sobre temas de energía solar fotovoltaica, tal y como lo están haciendo instituciones como el Instituto Tecnológico de Costa Rica (TEC), la Universidad de Costa Rica (UCR) y EARTH, complementaria al desarrollo de esta tecnología en el país.

## **2.8 Hipótesis**

El alto consumo de electricidad de la clínica COOPESANA se debe al uso excesivo de aire acondicionado, iluminación y uso constante de equipos médicos, lo cual genera un impacto negativo en el medioambiente, y a su vez eleva el monto de facturación de la clínica anualmente.

## **2.9 Limitaciones**

Las decisiones de inversión en el proyecto están sujetas a un análisis costo-beneficio, por parte de los administradores de la clínica, puesto que tienen que al brindar la información necesaria deben analizar si el proyecto es rentable para realizar la inversión en él.

Al estudiar la industria energética solar en el país, la cual está en comienzos de desarrollo comparado con otras regiones, existen regulaciones de diseño, instalación y uso por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) que no fomentan la libre explotación de esta tecnología.

## **2.10 Alcances**

Al diseñar un sistema fotovoltaico, el proyecto proveerá la energía requerida para el edificio de emergencias de la clínica durante toda la jornada de atención, aun cuando las condiciones climáticas no sean las más óptimas.

Además, el sistema proveerá la energía requerida para el edificio de emergencias de la clínica durante toda la jornada de atención, lo cual reducirá el costo del consumo de electricidad de la clínica.

Al llevar a cabo el proyecto, la clínica se convertiría en uno de los primeros centros del área médica en el país comprometidos con el cuidado y conservación del medioambiente.

## **CAPÍTULO III**

## DESARROLLO

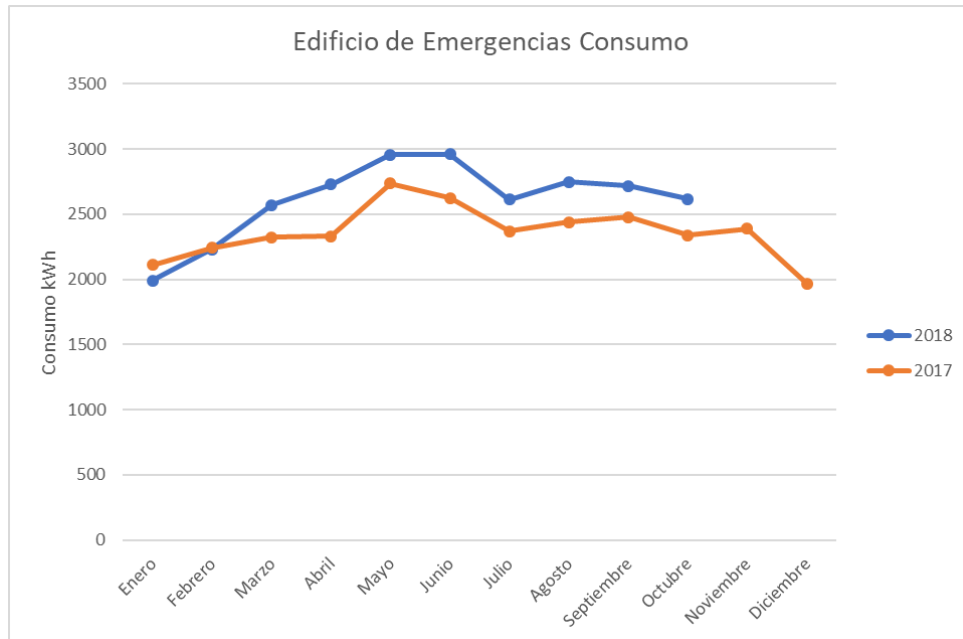
Para desarrollar el presente trabajo, se realizó un estudio del consumo energético del edificio de emergencias, para el que se elaboró una tabla detallando los consumos mensuales del año 2017 y 2018 en kWh y en colones. En esta tabla se muestra el consumo mensual desde enero hasta diciembre del 2017 y de enero a octubre del 2018, puesto que no se ha podido recopilar la información de los últimos dos meses de este año. Estos datos fueron proporcionados por el área de Administración de COOPESANA.

**Tabla 3.1 Consumo mensual**

Edificio de Emergencias				
Mes	Consumo 2018		Consumo 2017	
	kWh	₡	kWh	₡
Enero	1991	283,450.00	2110	266,450.00
Febrero	2232	318,075.00	2241	278,170.00
Marzo	2569	365,500.00	2325	287,895.00
Abril	2728	385,275.00	2331	288,630.00
Mayo	2958	417,130.00	2738	338,470.00
Junio	2961	417,550.00	2625	324,630.00
Julio	2611	375,270.00	2368	295,345.00
Agosto	2746	394,935.00	2438	304,045.00
Septiembre	2715	390,470.00	2478	309,360.00
Octubre	2616	372,450.00	2339	322,510.00
Noviembre	-	-	2387	331,125.00
Diciembre	-	-	1970	274,005.00

Con base en los valores de la tabla anterior, se realizó un gráfico para observar el comportamiento del consumo de la clínica durante estos meses; de esta manera, se pudo observar en cuáles meses la clínica consume más electricidad, así como la variación en el consumo con respecto al año anterior.

**Figura 3.1 Gráfico consumo mensual**



En el gráfico, se observa que el consumo tiene una tendencia al alza desde enero, y alcanzó su punto máximo durante los meses de mayo y junio. Esto se debe a que estos meses son caracterizados como los más calientes del año, en los cuales el uso del aire acondicionado es imprescindible en un centro de salud, para mantener la higiene y un ambiente confortable para los pacientes y el personal de la clínica.

Además, se puede notar que el comportamiento del consumo entre ambos años es muy similar, puesto que el consumo de los meses varía muy poco. Cabe destacar que, durante el 2018, el consumo tuvo una tendencia al alza, lo cual puede deberse a un incremento en el número de pacientes, como a la extensión del horario de atención y a la variación de las condiciones climáticas.

Nuevamente, se tomaron los valores del año 2018 de la tabla 3.1 para calcular un promedio mensual y anual del consumo del edificio en kWh y colones. Para ello, se utiliza la siguiente fórmula para calcular el valor mensual y a este se le multiplica por 12, que equivale a la cantidad de meses del año.

$$\frac{\sum \text{Consumo mes (kWh, ¢)}}{\text{Cantidad de meses}} = \text{Promedio consumo mensual (kWh, ¢)}$$

$$12 \times \text{Promedio consumo mensual (kWh, ¢)} = \text{Promedio consumo anual (kWh, ¢)}$$

Consumo promedio mensual	2612.70	kWh
Consumo promedio anual	31352.40	kWh

Consumo promedio mensual ¢	372,010.50
Consumo promedio anual ¢	4,464,126.00

Con el valor del promedio anual calculado, se procedió a calcular la potencia del sistema al 100% de eficiencia. Se utilizó la siguiente fórmula a continuación, la cual fue proporcionada por la compañía Sunshine Energía Solar, tras una entrevista con los técnicos encargados de calcular sistemas fotovoltaicos, en septiembre del 2018.

$$\frac{\text{Promedio del consumo anual}}{365 \text{ días} \times 0.77 \times \text{horas sol}}$$

En la fórmula, se utilizó el promedio del consumo anual entre la cantidad total de días de un año, por el valor de 0.77, el cual representa un factor de conversión para la radiación solar, y por las horas de sol necesarias para generar electricidad.

$$\frac{31194.00 \text{ kWh anual}}{365 \times 0.77 \times 5h} = 22.31 \text{ kW}$$

Como se puede observar, se consideraron 5 horas sol, que es el tiempo de luz efectivo por medio celdas fotovoltaicas en Costa Rica. El rango horario de generación va desde las 9:00 horas hasta las 14:00 horas, ya que las células fotovoltaicas van a estar direccionadas hacia el Este y Sur. Este dato fue adquirido a través de un reporte de Solargis (2018), la cual es una empresa dedicada a facilitar reportes y datos meteorológicos y solares para el uso de plantas solares, desde el estudio de viabilidad hasta el desarrollo y operación. Como resultado, se obtuvo un valor de potencia del sistema de 22.31 kW.

Luego, tomando el valor de la potencia al 100% de eficiencia, se procedió a calcular la potencia del sistema una vez más, considerando no sólo la eficiencia real, sino también las pérdidas térmicas. Para ello, se decidió recalculer el valor a un 80% de eficiencia, multiplicando el valor obtenido anteriormente y adquiriendo un nuevo resultado de la potencia del sistema, el cual sería 17.85kW.

$$22.31 \text{ kW} \times 80\% = 17.85 \text{ kW}$$

Calculo de sistema	22.31	kW
Calculo de sistema al 80%	17.85	kW

Para calcular la cantidad de paneles a utilizar, se realizó la división de la potencia real del sistema, calculada anteriormente, por la potencia del panel a utilizar. Para este proyecto se consideraron dos modelos de paneles solares Jinko: uno suministrando una potencia de 325W y; el otro, de 365W.

- Opcion 1: Jinko JKM325PP-72 325W

- $\frac{17.8kW}{0.325kW} = 55 \text{ paneles}$

- Opcion 2: Jinko JKM365M-72 365W

- $\frac{17.8kW}{0.365kW} = 49 \text{ paneles}$

Conociendo la cantidad de paneles que se requerían utilizar para el diseño del sistema, se calculó la potencia real del sistema, que es el producto de la potencia por la cantidad de células fotovoltaicas. Este valor varía según el modelo de panel que se esté utilizando.

- Opcion 1: Jinko JKM325PP-72 325W

- $55 \times 325W = 17.88 \text{ kW}$

Cantidad de paneles necesarios	<b>55</b>	
Potencia Panel	0.325	W
Potencia real (Tamaño del sistema)	<b>17.875</b>	kW



- Opcion 2: Jinko JKM365M-72 365W
  - $49 \times 365kW = 17.89 kW$

Cantidad de paneles necesarios	<b>49</b>	
Potencia Panel	0.365	W
Potencia real (Tamaño del sistema)	<b>17.885</b>	kW

Así, se obtuvieron los valores que corresponden a la potencia real para ambas opciones. La primera potencia sería 17. 88 kW, mientras que la segunda equivaldría a 17.89 kW.

De acuerdo con los datos actualizados obtenidos del régimen tarifario de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), que rigen a partir del 1 de octubre del 2018, se calculó la tarifa eléctrica mensual por kWh, al sumar la tarifa vigente más el costo de la tarifa del alumbrado público por el 113%, que representa al valor total de la sumatoria más el impuesto sobre la renta, el cual equivale a un 13%. Los cálculos se realizaron en colones, por ser la principal moneda del país.

$$(121.46 + 3.55) \times 113\% = 141.26 \text{ ¢}$$

Tarifa Oct	121.46	¢
Alumbrado	3.55	¢
Impuesto	13	%
Tarifa total	141.26	¢

Se utilizaron los valores de Solargis para la generación eléctrica mensual Esm, los cuales fueron recuperados del mismo reporte de la página de Solargis, el cual se basa en estudios de radiación, meteorología y topografía para detallar el tipo de sistema a instalar.

**Tabla 3.2 Solargis Mensuales (Esm)**

Mes	Solargis (Generacion, kWh/kWp)
Enero	150
Febrero	142
Marzo	149
Abril	121
Mayo	104
Junio	94
Julio	97
Agosto	103
Septiembre	106
Octubre	109
Noviembre	108
Diciembre	131

Mes	$E_{s_m}$	$E_{s_d}$	$E_{t_m}$	$E_{share}$	PR
ene	150	4.84	150	10.6	76.0
feb	142	5.07	142	10.0	75.4
mar	149	4.82	149	10.6	75.1
abr	121	4.04	121	8.6	75.2
may	104	3.35	104	7.3	76.1
jun	94	3.12	94	6.6	76.3
jul	97	3.14	97	6.9	76.3
ago	103	3.32	103	7.3	76.4
sep	106	3.52	106	7.5	76.5
oct	109	3.50	109	7.7	76.7
nov	108	3.60	108	7.7	76.9
dic	131	4.22	131	9.3	76.6
<b>año</b>	<b>1413</b>	<b>3.87</b>	<b>1413</b>	<b>100.0</b>	<b>76.1</b>

Posteriormente, se calculó la generación mensual del sistema en kW, multiplicando los valores mensuales de generación propuestos por Solargis (tabla 3.2) por la potencia real del sistema, según el modelo de panel a utilizar.

$$\text{Solargis } E_{s_m} \times 17.88 \text{ kW} = \text{Generación Mensual}$$

**Tabla 3.3 Generación Mensual**

Mes	Generacion Mensual (kWh)
Enero	2682.75
Febrero	2539.67
Marzo	2664.865
Abril	2164.085
Mayo	1860.04
Junio	1681.19
Julio	1734.845
Agosto	1842.155
Septiembre	1895.81
Octubre	1949.465
Noviembre	1931.58
Diciembre	2342.935

Por otro lado, de acuerdo con la ley vigente sobre la generación distribuida en Costa Rica, de toda la electricidad que se genere por medio de células fotovoltaicas, solo el 51% puede ser consumida por el productor consumidor, mientras que el restante 49%, que serían excedentes, debe ser suministrada a la red eléctrica nacional. Por lo cual, se obtuvo el valor del autoconsumo mensual utilizando los valores de la tabla 3.3 y calculando los mismos al 51%. El valor de los excedentes o el suministro a la red, es la diferencia entre la generación mensual con los valores calculados del autoconsumo mensual. En la tabla 3.4 se observan los valores obtenidos por medio de este cálculo.

$$\text{Generación Mensual} \times 51\% = \text{Autoconsumo mensual}$$

$$\text{Generación Mensual} - \text{Autoconsumo mensual} = \text{Suministro a la red}$$

**Tabla 3.4 Autoconsumo y Suministro**

Mes	Proyeccion Autoconsumo (kWh)	Suministro a la red (kWh)
Enero	1368.203	1314.548
Febrero	1295.232	1244.438
Marzo	1359.081	1305.784
Abril	1103.683	1060.402
Mayo	948.620	911.420
Junio	857.407	823.783
Julio	884.771	850.074
Agosto	939.499	902.656
Septiembre	966.863	928.947
Octubre	994.227	955.238
Noviembre	985.106	946.474
Diciembre	1194.897	1148.038

Puesto que la clínica no puede por ley consumir el 100% de lo que va a generar, se realizó el cálculo de la diferencia del consumo promedio actual (2612.70 kW) con respecto al consumo mensual (tabla 3.3) que se tendría con el sistema fotovoltaico. El valor obtenido sería el consumo de la red mensual, el cual considera a su vez el valor que la clínica podría consumir de la red eléctrica nacional. Estos valores se verán en la tabla 3.5 a continuación.

$$2612.70 \text{ kW} - \text{Autoconsumo mensual} = \text{Consumo de la red}$$

**Tabla 3.5 Consumo mensual de la red**

Mes	Consumo mensual de la red (kWh)
Enero	(70.05)
Febrero	73.03
Marzo	(52.17)
Abril	448.62
Mayo	752.66
Junio	931.51
Julio	877.86
Agosto	770.55
Septiembre	716.89
Octubre	663.24
Noviembre	681.12
Diciembre	269.77

Asimismo, con los valores del consumo mensual de la red, se calculó el monto del consumo mensual en colones, que serían los resultados de la tarifa vigente por kWh consumido al mes. Estos se verán reflejados en la tabla 3.6.

$$\text{Consumo de la red} \times 141.26\text{¢} = \text{Consumo en ¢}$$

**Tabla 3.6 Monto de consumo mensual**

Mes	Consumo segun tarifa ¢
Enero	(9,895.35)
Febrero	10,316.31
Marzo	(7,368.90)
Abril	63,371.94
Mayo	106,321.73
Junio	131,586.31
Julio	124,006.94
Agosto	108,848.19
Septiembre	101,268.81
Octubre	93,689.44
Noviembre	96,215.90
Diciembre	38,107.35

De acuerdo con la ley vigente sobre la generación distribuida, el 49% es suministrada a la red en forma de excedentes. Estos no son utilizados por el productor consumidor y son reconocidos por la empresa distribuidora de electricidad, que los regresan con una tarifa de acceso. Este monto, se calcula mediante la tarifa de acceso por kW suministrado, utilizando los valores de suministro a la red de la tabla 3.4.

$$\text{Suministro a la red} \times 141.26\text{¢}$$

**Tabla 3.7 Monto de excedentes**

Mes	Excedente Tarifa de acceso ¢
Enero	27,644.93
Febrero	26,170.54
Marzo	27,460.63
Abril	22,300.25
Mayo	19,167.15
Junio	17,324.16
Julio	17,877.06
Agosto	18,982.85
Septiembre	19,535.75
Octubre	20,088.65
Noviembre	19,904.35
Diciembre	24,143.24

En la tabla 3.7, se pueden apreciar los valores obtenidos por dicho cálculo en colones.

Se sumaron los montos del consumo de la red mensual y de los excedentes generados en colones, para calcular el consumo mensual que tendría la clínica al instalar el sistema fotovoltaico. Esta sería la proyección del consumo en el primer año.

$$\text{Consumo de la red} + \text{Excedente} = \text{Consumo con paneles} \text{¢}$$

**Tabla 3.8 Consumo con sistema fotovoltaico instalado**

Proyeccion 1 año	
Mes	Consumo con paneles ¢
Enero	17,749.58
Febrero	36,486.85
Marzo	20,091.74
Abril	85,672.18
Mayo	125,488.88
Junio	148,910.47
Julio	141,884.00
Agosto	127,831.04
Septiembre	120,804.57
Octubre	113,778.09
Noviembre	116,120.25
Diciembre	62,250.60
<b>Total</b>	<b>1,117,068.25</b>

En la tabla 3.8 se muestran los resultados del consumo mensual con el sistema fotovoltaico instalado, durante el primer año.

Asimismo, se calculó el monto y el porcentaje de ahorro anual que tendría la clínica al instalar el sistema fotovoltaico. Esto es la diferencia del promedio del consumo actual anual (4, 464, 126.00¢) con el consumo anual con paneles (1, 117, 068.25¢). Para hallar el porcentaje de ahorro anual, se multiplica el valor del ahorro anual entre el consumo promedio actual anual por 100. Este resultado se muestra a continuación y equivale a 74.98 %. También se calculó el monto de ahorro anual en dólares (\$), de acuerdo con el tipo de cambio vigente hasta el 17 de noviembre del año 2018 (610 ¢/\$).

$$\text{Consumo promedio actual anual} - \text{Consumo anual paneles} = \text{Ahorro anual ¢}$$

$$4,464,126.00 - 1,117,068.25 = 3,347,057.75 \text{ ¢}$$

$$\frac{\text{Ahorro anual}}{\text{Consumo promedio actual anual}} \times 100\% = \text{Ahorro anual \%}$$

$$\frac{3,347,057.75 \text{ ¢}}{4,464,126.00 \text{ ¢}} \times 100\% = 74.98 \%$$

$$\frac{\text{Ahorro anual } \text{¢}}{\text{Tipo de cambio a } \$} = \text{Ahorro anual } \$$$

$$\frac{3,347,057.75 \text{ ¢}}{610 \text{ ¢}/\$} = \$ 5,486.98$$

<b>Ahorro anual ¢</b>	<b>3,347,057.75</b>
<b>Ahorro anual \$</b>	<b>5,486.98</b>
<b>Ahorro %</b>	<b>74.98</b>

Los paneles solares tienen una vida útil de 25 años aproximadamente, por lo cual se hizo una proyección sobre el consumo y el ahorro que tendría la clínica por 25 años, basándose en los mismos cálculos de las tablas anteriores. Se calculó que la tarifa eléctrica tiene un incremento anual de 6%, por lo cual también se realizó una proyección de la tarifa eléctrica y de acceso por 25 años, en la cual se utilizó la tarifa del año anterior y se le agregó el 6% de este monto (se multiplicó entonces por el 106%). Además, se tomó en consideración que los paneles tienen una degradación en la eficiencia de 1.5% en el primer año de instalación y 0.5% para los demás años, y; por ello, para ser exactos en su cálculo, se tomaron los valores de generación de la tabla 3.3, y se calculó el promedio anual para el primer año al 98.5%. Para los demás años, se multiplicó el valor del año por 99.5%.

Cada año de proyección de consumo anual calculado, toma en cuenta esta variación en la tarifa y en la degradación de cada panel con respecto al valor del año anterior.

$$\text{Tarifa año anterior} \times 106\% = \text{Proyeccion de tarifa}$$

$$\text{Generacion} \times 98.5\% = \text{Proyeccion de generacion primer año}$$

$$\text{Generacion año anterior} \times 99.5\% = \text{Proyeccion de generacion año 2 a 25}$$

Degradacion panel	1.50%	1 año
	0.50%	2-25 año

En la tabla 3.9, se observan los valores de la proyección de incremento anual en la tarifa en colones durante los 25 años considerados. Mientras que en la tabla 3.10, se muestran los valores de proyección de consumo anual en los 25 años considerados.

**Tabla 3.9 Proyección de incremento anual en la tarifa**

Proyeccion incremento anual en tarifas				
Año	Tarifa Normal	Alumbrado	Tarifa Total	Tarifa de Acceso
1	121.46	3.55	141.26	21.030
2	128.75	3.76	149.74	22.292
3	136.47	3.99	158.72	23.629
4	144.66	4.23	168.24	25.047
5	153.34	4.48	178.34	26.550
6	162.54	4.75	189.04	28.143
7	172.29	5.04	200.38	29.831
8	182.63	5.34	212.40	31.621
9	193.59	5.66	225.15	33.519
10	205.20	6.00	238.66	35.530
11	217.52	6.36	252.98	37.662
12	230.57	6.74	268.16	39.921
13	244.40	7.14	284.25	42.316
14	259.07	7.57	301.30	44.855
15	274.61	8.03	319.38	47.547
16	291.09	8.51	338.54	50.400
17	308.55	9.02	358.85	53.424
18	327.06	9.56	380.38	56.629
19	346.69	10.13	403.21	60.027
20	367.49	10.74	427.40	63.628
21	389.54	11.39	453.04	67.446
22	412.91	12.07	480.23	71.493
23	437.69	12.79	509.04	75.782
24	463.95	13.56	539.58	80.329
25	491.78	14.37	571.96	85.149



**Tabla 3.10 Proyección de consumo a 25 años**

Año	Generacion (kWh/kWp)	Proyeccion Consumo (kWh)	Suministro a la red (kWh)	Consumo (kWh)	Proyecciones					
					Consumo segun tarifa €	Excendete Tarifa de acceso €	Consumo de paneles €	Ahorro Anual €	Ahorro Anual \$	Valor de la inversion
1	24 910.05	12704.13	12205.92	6442.35	910,054.86	25 690.58	1,166,745.44	3,262,135.34	5,347.76	5,347.76
2	24 785.50	12640.60	12144.89	6566.90	983,307.92	270,731.56	1,254,039.48	3,440,574.15	5,640.29	10,988.05
3	24 661.57	12577.40	12084.17	6690.83	1,061,976.32	285,540.57	1,347,516.90	3,628,773.55	5,948.81	16,936.86
4	24 538.26	12514.51	12023.75	6814.14	1,146,440.76	301,159.64	1,447,600.41	3,827,267.46	6,274.21	23,211.07
5	24 415.57	12451.94	11963.63	6936.83	1,237,107.87	317,633.08	1,554,740.95	4,036,619.00	6,617.41	29,828.47
6	24 293.49	12389.68	11903.81	7058.91	1,334,411.88	335,007.61	1,669,419.49	4,257,422.05	6,979.38	36,807.86
7	24 172.03	12327.73	11844.29	7180.37	1,438,816.47	353,332.52	1,792,148.99	4,490,303.04	7,361.15	44,169.01
8	24 051.17	12266.10	11785.07	7301.23	1,550,816.73	372,659.81	1,923,476.54	4,735,922.62	7,763.81	51,932.82
9	23 930.91	12204.76	11726.15	7421.49	1,670,941.22	393,044.30	2,063,985.52	4,994,977.58	8,188.49	60,121.30
10	23 811.26	12143.74	11667.52	7541.14	1,799,754.21	414,543.83	2,214,298.04	5,268,202.86	8,636.40	68,757.70
11	23 692.20	12083.02	11609.18	7660.20	1,937,858.02	437,219.37	2,375,077.39	5,556,373.55	9,108.81	77,866.51
12	23 573.74	12022.61	11551.13	7778.66	2,085,895.54	461,135.27	2,547,030.82	5,860,307.19	9,607.06	87,473.57
13	23 455.87	11962.49	11493.38	7896.53	2,244,552.92	486,359.37	2,730,912.29	6,180,865.99	10,132.57	97,606.14
14	23 338.59	11902.68	11435.91	8013.81	2,414,562.39	512,963.23	2,927,525.62	6,518,959.36	10,686.82	108,292.96
15	23 221.90	11843.17	11378.73	8130.50	2,596,705.32	541,022.32	3,137,727.64	6,875,546.44	11,271.39	119,564.34
16	23 105.79	11783.95	11321.84	8246.61	2,791,815.46	570,616.24	3,362,431.70	7,251,638.83	11,887.93	131,452.28
17	22 990.26	11725.03	11265.23	8362.14	3,000,782.94	601,828.95	3,602,611.28	7,648,303.47	12,538.20	143,990.48
18	22 875.31	11666.41	11208.90	8477.09	3,224,554.98	634,748.99	3,859,303.97	8,066,665.67	13,224.04	157,214.52
19	22 760.99	11608.08	11152.86	8591.47	3,464,145.78	669,469.76	4,133,615.54	8,507,912.28	13,947.40	171,161.92
20	22 647.13	11550.03	11097.09	8705.27	3,720,634.65	706,089.76	4,426,724.40	8,973,295.09	14,710.32	185,872.24
21	22 533.89	11492.28	11041.61	8818.51	3,995,173.47	744,712.87	4,739,886.33	9,464,134.33	15,514.97	201,387.21
22	22 421.22	11434.82	10986.40	8931.18	4,288,990.76	785,448.66	5,074,439.42	9,981,822.47	16,363.64	217,750.86
23	22 309.12	11377.65	10931.47	9043.28	4,603,396.75	828,412.70	5,431,809.45	10,527,828.16	17,258.73	235,009.59
24	22 197.57	11320.76	10876.81	9154.83	4,939,788.63	873,726.88	5,813,515.50	11,103,700.36	18,202.79	253,212.38
25	22 086.58	11264.16	10822.43	9265.82	5,299,656.31	921,519.74	6,221,176.05	11,711,072.77	19,198.48	272,410.86

También, se calculó el ahorro total durante el periodo de 25 años en \$, tomando el mismo factor de conversión de colonas a dólares utilizado para los cálculos anteriores. El ahorro sería igual al total de la sumatoria del ahorro anual en cada año.

$$\sum \text{Ahorro anual en cada año } \$ = \text{Monto del ahorro total durante 25 años}$$

<b>Total ahorro \$</b>	<b>272,410.86</b>
------------------------	-------------------

Como fueron considerados dos modelos de paneles, se realizaron dos tablas de costos, según los costos de sistema, de acuerdo con el modelo de panel a escoger. Como se mencionó anteriormente, se consideraron los siguientes modelos de paneles.

- Jinko JKM325PP-72 325W
- Jinko JKM365M-72 365W

Independientemente del modelo que se utilice, cada panel tiene un área de 2 m<sup>2</sup>. Sin embargo, cada modelo entrega una potencia diferente, por lo que la cantidad de paneles necesarios y el área donde van a estar ubicados va a variar. Para calcular el área de techo a utilizar para cada opción, se utilizó el valor del producto del área del panel por la cantidad de paneles.

$$\text{Area panel} \times \text{Cantidad de paneles} = \text{Area de techo a instalar } m^2$$

- JKM325PP-72
  - $2 \times 55 = 110 m^2$
- JKM365M-72
  - $2 \times 49 = 98 m^2$

De acuerdo con las áreas calculadas anteriormente, se procedió a realizar el diseño del sistema en AutoCad, considerando el plano arquitectónico actual del techo del edificio de emergencias. El arreglo de los paneles varía según el modelo que se utilice.

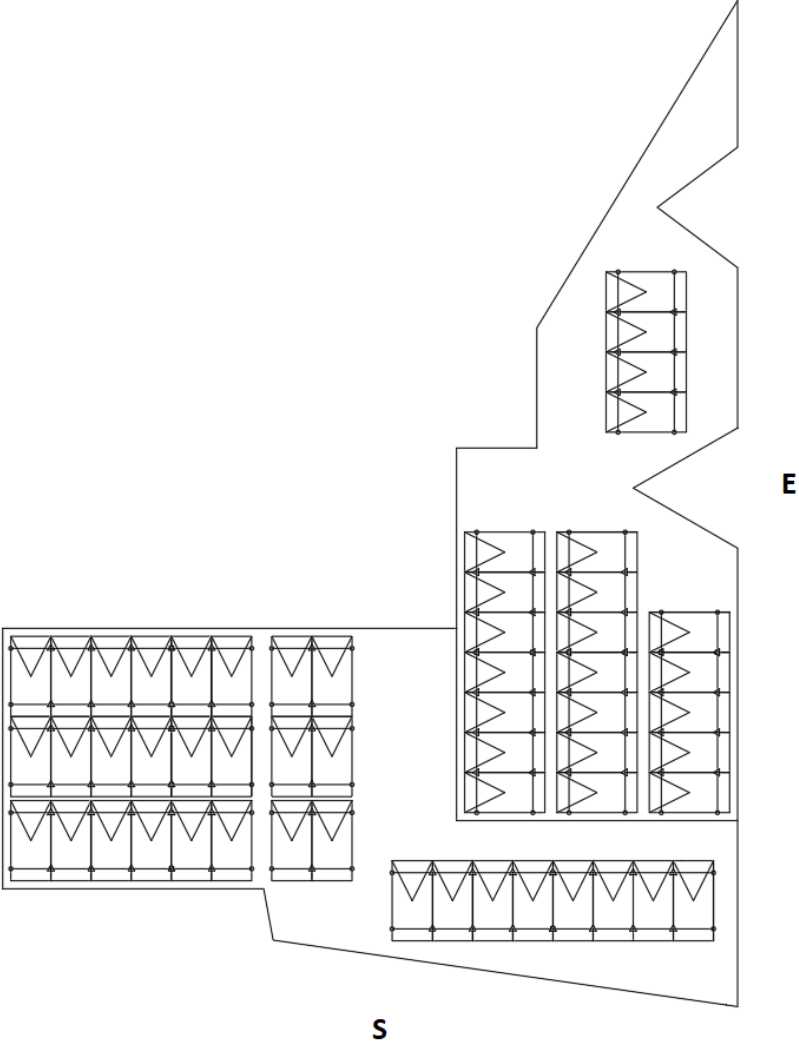
Los paneles estarían ubicados en dirección este y sur, esto se debe a que el mejor rango horario de generación va desde las 9:00 horas hasta las 14:00 horas, ya que la radiación solar alcanza su valor máximo durante este rango, según un artículo publicado por la Cámara de Industrias de Costa Rica (2014), dato obtenido de un estudio del Tecnológico de Costa Rica (2014). Por lo que, para este rango horario, la mejor ubicación para aprovechar al máximo la generación de las células fotovoltaicas es este y sur.

Los paneles se dividieron en dos grupos, un grupo sería instalado en el techo del lado Sur y otro en lado Este del edificio, esto es para no sobrecargar un solo lado del

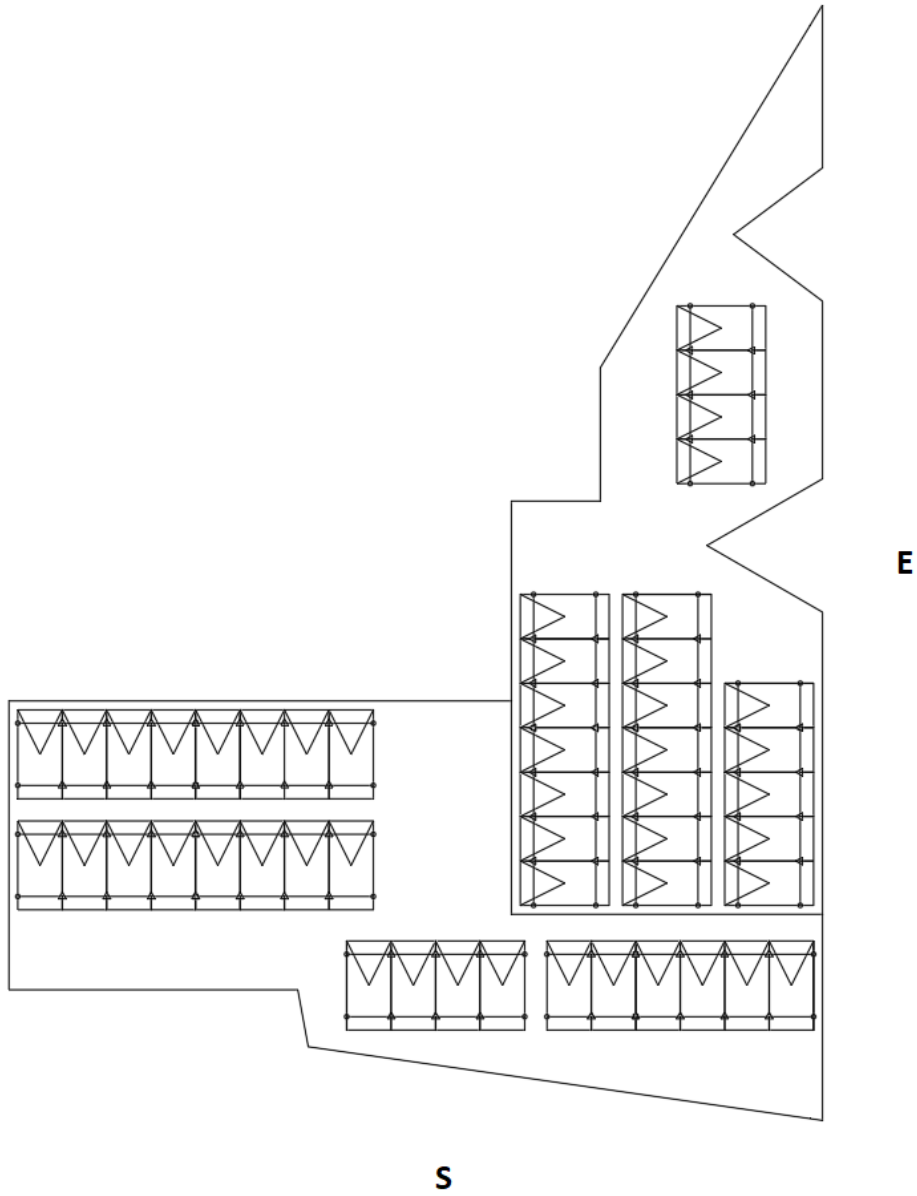
edificio con todo el peso del sistema; además, al utilizar solo un lado del edificio no se cumpliría con el espacio requerido para la instalación del sistema.

A continuación, se presentan los diseños del sistema implementado en AutoCad en el techo del área de emergencias de la clínica, según cada opción.

**Figura 3.2 Diseño opción 1 JKM325PP-72**



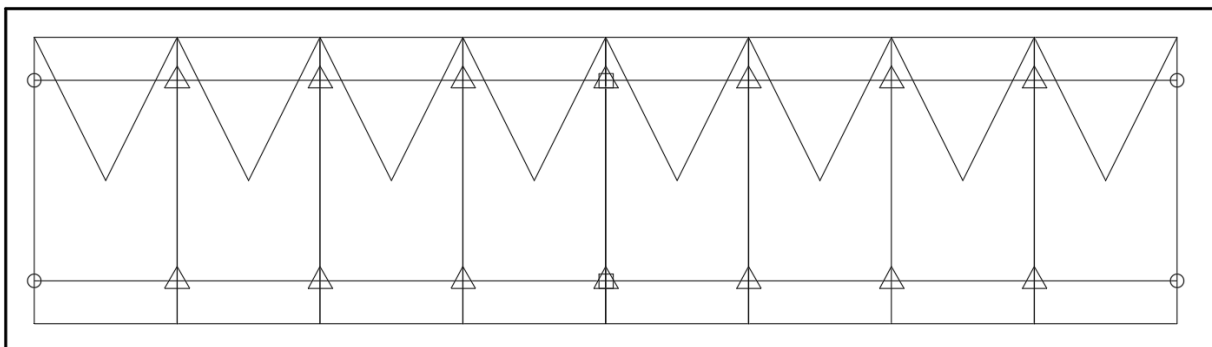
**Figura 3.3 Diseño opción 2 JKM365M-72**



Para la estructura del sistema, se utilizarían los componentes de la empresa Chiko, que es una empresa enfocada en el diseño y construcción de componentes estructurales para el montaje de sistemas fotovoltaicos, los cuales serían rieles y uniones. Los paneles irían montados encima de rieles que miden 4 metros de longitud, por lo cual se agrupan cuatro paneles por riel. Se utilizarían dos uniones T para juntar los paneles entre sí y otro tipo de uniones para juntar los rieles entre sí. Al final de cada fila de paneles, se tendrían que instalar dos uniones Z que unirían los paneles a los rieles y a la estructura metálica que irá por debajo.

**Figura 3.4 Simbología de componentes estructurales**

Simbología	
—	Rieles
△	Union tipo T
□	Union de riel
○	Union tipo Z



Puesto que la cantidad de paneles no es la misma para cada opción, también variará la cantidad de rieles y uniones a utilizar. Por lo cual, una vez diseñado ambos sistemas, se procedió a realizar un conteo de los materiales a utilizar, según el arreglo de cada opción.

- Opción 1 JKM325PP-72

Item	Cantidad
Rieles CK-FT-7R4200	30
T CK-FTM-K40	88
Union CK-FT-SKA	14
Z CK-FTE-K40	44

- Opción 2 JKM365M-72

Item	Cantidad
Rieles CK-FT-7R4200	27
T CK-FTM-K40	82
Union CK-FT-SKA	12
Z CK-FTE-K40	32

Las celdas fotovoltaicas requieren de un grado de inclinación al ser instaladas para que la producción de energía sea la más eficiente, para este proyecto se pretende utilizar la pendiente de inclinación actual del edificio de emergencias. Se revisaron los planos estructurales del edificio y se observó que, para el techo del lado sur, la inclinación es de 28 grados, mientras que para el techo del lado este es de 29 grados.

Los techos de los edificios están diseñados para aguantar como mínimo 80 kg por 1 metro cuadrado, que es el peso aproximado de una persona caminando por él. Cada panel tiene un peso de 27 kg y su área es de 2 metros cuadrados, por lo cual se calcula el peso de los paneles por unidad de área. El resultado obtenido es 13.5 kg por metro cuadrado.

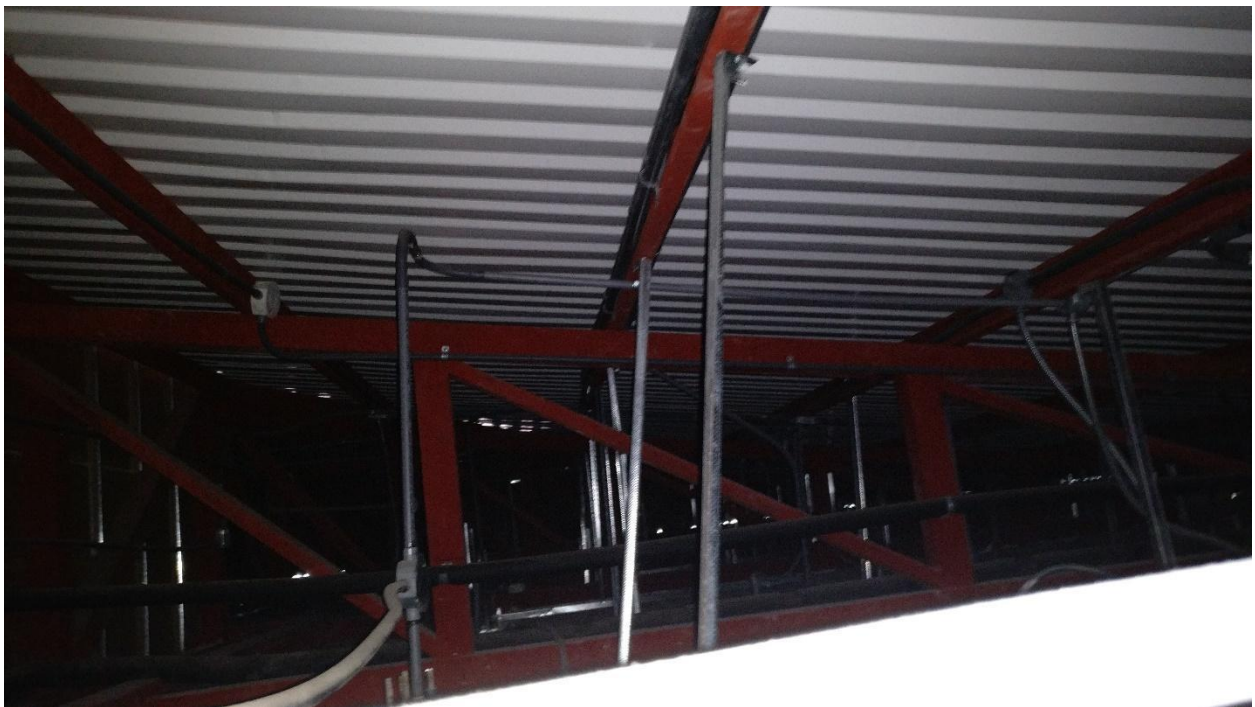
$$\frac{\text{Peso panel } kg}{\text{Area panel } m^2} = \text{Peso por unidad de area } kg/m^2$$

$$\frac{27 \text{ kg}}{2 \text{ m}^2} = 13.5 \text{ kg/m}^2$$

El peso de los microinversores es de 1.3 kg y se estima que el peso total de los componentes, considerando los rieles y las uniones, es de 3 kg. Por lo cual, el peso total del sistema será de 20 kg/m<sup>2</sup> aproximadamente y no será una carga excesiva para la estructura del techo.

De acuerdo con el cálculo anterior, se demostró que el techo es capaz de soportar toda la carga del sistema. Se realizaron varias visitas a las instalaciones de la clínica para verificar si las condiciones estructurales del techo del edificio se encuentran en condiciones óptimas para soportar el peso de todo el sistema, que abarca desde el peso de los paneles, componentes y estructura metálica. Se comprobó que el techo y la estructura del mismo cumplen con las condiciones necesarias para que el sistema sea instalado en él. A continuación, se muestran cuatro fotografías del techo de la clínica donde se puede observar su condición actual en el área de Emergencias.









Para el diseño del sistema, se consideraron microinversores Enphase IQ6+, los cuales no solo convierten la corriente generada, sino que también transmiten información por Internet sobre el rendimiento del sistema, a través de un sistema de control conectado a la red, conocido como Envoy. El Envoy recaba datos de la producción de energía del cableado eléctrico del sistema instalado y envía los datos recabados, a través de un router, a un programa en el que se puede monitorear el rendimiento del sistema. Ya que se están utilizando microinversores en vez de inversores tradicionales, para ahorrar peso sobre el techo y por el costo, la relación de panel - microinversor sería de 1 a 1, entonces, para cada opción de sistema la cantidad de microinversores se podría igualar a la de paneles.

Para poder transmitir la energía generada y la información acerca del sistema, los microinversores se deberían conectar al Envoy por medio de un cable Enphase. Puesto que se requiere de un cable por cada microinversor, la cantidad de cables tiene que ser la misma a la de inversores. Para ello, cada sistema sólo necesitaría una unidad de control Envoy, ya que es capaz de monitorear todo el sistema. A continuación, se muestran las cantidades necesarias para cada opción.

- Opción 1 JKM325PP-72

Item	Cantidad
Paneles JKM325PP-72 325W	55
Micro inversores IQ6+	55
Engable Cable IQ6+	55
Envoy IQ	1

- Opción 2 JKM365M-72

Item	Cantidad
Paneles JKM365M-72 365W	49
Mico inversores IQ6+	49
Engable Cable IQ6+	49
Envoy IQ	1

Se realizó una tabla de cálculo, en la cual se indica la descripción del Tablero Solar. Primero, se agruparon los paneles y los microinversores en strings, ya que solo se pueden agrupar 13 microinversores por cada string debido a la potencia que generan. La cantidad total de paneles de la primera opción se dividieron en cinco strings de 11 microinversores. Para el caso de la segunda opción, se dividieron en cuatro strings de 10 microinversores y un string de 9 microinversores. Estos strings se indicaron como circuitos y espacios en el Tablero Solar. Como el voltaje de funcionamiento de los microinversores es de 240 V, se tienen que utilizar breakers de dos polos, por lo que cada circuito requiere de dos espacios en el tablero. A continuación, se observan las tablas con los arreglos requeridos para ambas opciones, en las cuales se detallan el número de salidas y las posiciones en el tablero.

- Opción 1 JKM325PP-72

Nro de Circuito	Descripcion	Nro de Salidas	Posicion en el tablero
C-1	Arreglo 1	11	1-3
C-2	Arreglo 2	11	2-4
C-3	Arreglo 3	11	5-7
C-4	Arreglo 4	11	6-8
C-5	Arreglo 5	11	9-11
C-6	Monitoreo	1	10-12

- Opción 2 JKM365M-72

Nro de Circuito	Descripcion	Nro de Salidas	Posicion en el tablero
C-1	Arreglo 1	10	1-3
C-2	Arreglo 2	10	2-4
C-3	Arreglo 3	10	5-7
C-4	Arreglo 4	10	6-8
C-5	Arreglo 5	9	9-11
C-6	Monitoreo	1	10-12

Los paneles irían conectados en paralelo, por lo que el voltaje de cada circuito sería el mismo (240 V) y el sistema de monitoreo Envoy funcionaría con el mismo valor de tensión. El sistema Envoy tiene una corriente de 15 A, mientras que cada microrinversor entrega una corriente de salida de 1.35 A, entonces para calcular la corriente de salida de cada circuito se multiplicó la corriente de cada microinversor por la cantidad de microinversores, cantidad que depende de la opción que se vaya instalar. Se utilizó la siguiente fórmula para calcular la corriente de cada circuito.

$$1.35 A \times \text{Cantidad de microiverores} = \text{Corriente del circuito}$$

En base a la corriente calculada anteriormente, se procedió a calcular la potencia de cada circuito y la del sistema. Esto se realizó utilizando la ley de Ohm, que consiste en multiplicar la corriente por el voltaje del circuito. A continuación, se presentan los valores de corriente y potencia para ambas opciones.

$$\text{Corriente} \times \text{Voltaje} = \text{Potencia}$$

- Opción 1 JKM325PP-72

Nro de Circuito	Descripcion	Nro de Salidas	Amperios (A)	Voltaje (V)	Potencia (VA)
C-1	Arreglo 1	11	14.85	240	3564
C-2	Arreglo 2	11	14.85	240	3564
C-3	Arreglo 3	11	14.85	240	3564
C-4	Arreglo 4	11	14.85	240	3564
C-5	Arreglo 5	11	14.85	240	3564
C-6	Monitoreo	1	15	240	3600
	<b>Totales</b>		<b>89.25</b>		<b>21420</b>

- Opción 2 JKM365M-72

Nro de Circuito	Descripcion	Nro de Salidas	Amperios (A)	Voltaje (V)	Potencia
C-1	Arreglo 1	10	13.5	240	3240
C-2	Arreglo 2	10	13.5	240	3240
C-3	Arreglo 3	10	13.5	240	3240
C-4	Arreglo 4	10	13.5	240	3240
C-5	Arreglo 5	9	12.15	240	2916
C-6	Monitoreo	1	15	240	3600
	<b>Totales</b>		<b>81.15</b>		<b>19476</b>

Utilizando los datos obtenidos del cálculo anterior, se procedió a seleccionar el tipo de cable y calibre de los conductores, neutro y puesta a tierra. Se seleccionó el tipo de cable, según las tablas obtenidas del Código Eléctrico Nacional (2008), NEC. De acuerdo con la Tabla 310.13 (A), del artículo 310 y presentada a continuación, se escogió el cable termoplástico resistente al calor (THHN) de cobre, que es utilizado para lugares secos y húmedos, lo que lo hace ideal para este tipo de aplicación.

**Figura 3.5 Tabla 310.13 (A) del Código Eléctrico Nacional**

Termoplástico resistente al calor	THHN	90° C 194° F	Lugares secos y húmedos Termoplástico resistente al calor, retardante de la llama	Termoplástico resistente al calor, retardante de la llama	14-12	0.38	15	Chaqueta de nailon o equivalente
					10	0.51	20	
					8-6	0.76	30	
					4-2	1.02	40	
					1-4/0	1.27	50	
					250-500	1.52	60	
					501-1000	1.78	70	

Puesto que el valor nominal de tensión es de 240 V y se estima que la temperatura no superará los 90 C, se utilizó la tabla 310.16 del Código Eléctrico Nacional para escoger el calibre del cable de los conductores y neutro, en base al valor de la corriente de cada circuito. La corriente de cada circuito, para ambas opciones, es cercana a los 15 A, por lo que se optó por utilizar el cable #12 AWG, que soporta una ampacidad hasta de 30 A, y es utilizado como estándar para numerosas conexiones eléctricas. Este tipo de calibre se utilizaría para los conductores, neutro y puesta a tierra. Se presentan las tablas 310.16, está perteneciente al Código Eléctrico Nacional, y la tabla 3.11, en las que se muestran los valores de ampacidad que soportan los cables, los calibres y el tipo de cable escogido.

**Figura 3.6 Tabla 310.16 del Código Eléctrico Nacional**

		Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]								
		60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)			
Calibre AWG o kcmil	TIPOS TW, UF		TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW		TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2		TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE		TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COBRE				ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				Calibre AWG o kcmil	
18	—	—	14	—	—	—	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	25	25	12*	12*
10*	30	35	40	25	30	35	35	35	10*	10*
8	40	50	55	30	40	45	45	45	8	8
6	55	65	75	40	50	60	60	60	6	6
4	70	85	95	55	65	75	75	75	4	4
3	85	100	110	65	75	85	85	85	3	3
2	95	115	130	75	90	100	100	100	2	2
1	110	130	150	85	100	115	115	115	1	1
1/0	125	150	170	100	120	135	135	135	1/0	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	150	150	2/0	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	175	175	3/0	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	205	205	4/0	4/0
250	215	255	290	170	205	230	230	230	250	250
300	240	285	320	190	230	255	255	255	300	300
350	260	310	350	210	250	280	280	280	350	350
400	280	335	380	225	270	305	305	305	400	400
500	320	380	430	260	310	350	350	350	500	500

**Tabla 3.11 Tipo y calibre de cable para los conductores**

Cable (AWG) THHN		
Fases	Neutro	Tierra
12	12	12
12	12	12
12	12	12
12	12	12
12	12	12
12	12	12

Se calcularon las protecciones de cada circuito, en base a la corriente y tensión de cada circuito, puesto que la tensión nominal de cada circuito es de 240 V y la corriente calculada es cercana a los 20 A. Se pretende utilizar protecciones de 20 A de 2 polos, ya que la corriente es alterna.

Se presenta la tabla 3.12, en la que se indican las protecciones de cada circuito.

**Tabla 3.12 Protecciones de los circuitos**

Proteccion	
Polos	Amperios (A)
2	20
2	20
2	20
2	20
2	20
2	20

Se escogió el conduit IMC (Intermediate Metal Conduit) de 1/2", como tubo de canalización, para los cables conductores. A continuación, en la tabla 3.13, se observa el tipo de conduit seleccionad

**Tabla 3.13 Tipo y medida del conduit**

Conduit	
Diametro (in)	Tipo
1/2	IMC
1/2	IMC
1/2	IMC
1/2	IMC
1/2	IMC
1/2	IMC

Cabe destacar, que tres de los cinco circuitos se encuentran a 30 m del tablero solar, dos a 25 m y el sistema de monitoreo, que tiene que estar cerca del WiFi para brindar los datos sobre el sistema, se encuentra a 15 m. De acuerdo con el artículo 210.19 del Código Eléctrico Nacional, que está enfocado en circuitos ramales no mayores a los 600 V, la caída de tensión de los conductores no puede ser mayor al 3%. Para cada sistema eléctrico, es necesario calcular la caída tensión en el sistema, ya que hay pérdidas de energía a medida que la electricidad recorre el cuerpo de un conductor. Estas pérdidas se dan por la misma resistencia al paso de corriente de los conductores, que incrementan a medida que la longitud del cuerpo conductor crece.

Para ello, se debe calcular el valor de la caída de tensión en cada circuito y en todo el sistema para ambas opciones. Para este cálculo, se requieren los valores de resistencia por pies (ft) del conductor, que se pueden obtener de la tabla 8 del capítulo 9 del Código Eléctrico Nacional. Para el cable #12 AWG, la resistencia es de 2.05  $\Omega$ /ft. Asimismo, para calcular la caída de tensión en el circuito se utilizó la siguiente fórmula.

$$\text{Caída de tensión } V = \frac{2 \times I \times L \times R}{1000}$$

$$1 \text{ m} = 3.28 \text{ ft}$$

En la fórmula, I equivale a la corriente del circuito en amperios; L, es la longitud del conductor en pies. Se multiplicó la longitud en metros por 3.28, ya que 1 m equivale a 3.28 ft y R es la resistencia del conductor de cobre recubierto en  $\Omega$ /ft. Con este cálculo,

se logró obtener el valor de la caída de tensión en V, pero dado a que se requiere su valor en porcentaje, se dividió por el voltaje nominal del circuito y se multiplicó por 100. A continuación, se muestra la fórmula que se utilizó para calcular la caída de tensión y, seguido de esto, se presentan la tabla 8 del Código Eléctrico Nacional, en la que se muestran los valores de resistencia de los cables conductores, y las dos opciones con sus respectivos valores de caída de tensión.

**Figura 3.7 Tabla 8 del Código Eléctrico Nacional**

Calibre (AWG o kcmil)	Conductores									Resistencia en corriente continua a 75° C (167° F)					
	Área			Trenzado		Total				Cobre					
				Diámetro		Diámetro		Área		No recubiertos		Recubiertos		Aluminio	
	mm <sup>2</sup>	Mils circulares	Cantidad	mm	pulgada	mm	pulgada	mm <sup>2</sup>	pulgada <sup>2</sup>	ohm/ km	ohm/ k pies	ohm/ km	ohm/ k pies	ohm/ km	ohm/ k pies
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.69	3.25
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.506	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.652	0.808
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508
3	26.67	52620	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403
2	33.62	66360	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126
4/0	107.2	211600	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100



- Opción 1 JKM325PP-72

Largo		Caída de tension		
m	ft	Resistencia ( $\Omega$ /ft)	V	%
30	98.4252	2.05	5.99	2.50
30	98.4252	2.05	5.99	2.50
30	98.4252	2.05	5.99	2.50
25	82.021	2.05	4.99	2.08
25	82.021	2.05	4.99	2.08
15	49.2126	2.05	3.03	1.26

- Opción 2 JKM365M-72

Largo		Caída de tension		
m	ft	Resistencia ( $\Omega$ /km)	V	%
30	98.4252	2.05	5.45	2.27
30	98.4252	2.05	5.45	2.27
30	98.4252	2.05	5.45	2.27
25	82.021	2.05	4.54	1.89
25	82.021	2.05	4.09	1.70
15	49.2126	2.05	3.03	1.26

Como se puede observar en las tablas anteriores, la caída de tensión no excede el 3% estipulado por el Código Eléctrico, por lo cual está dentro del rango aceptable.

Una vez especificados los cables de los conductores, se realizó el mismo procedimiento para la acometida. Se utilizó la tabla 310.15 del Código Eléctrico Nacional para escoger el calibre de cable de la acometida y se optó por utilizar cable #4 AWG de cobre, dado a que el valor de la corriente total es de 81.15 A. Este cable se utilizaría para los conductores y neutro. El artículo 250.66 del Código establece que el conductor de puesta a tierra en la acometida, cuando la corriente es alterna, no puede ser inferior al dado en la tabla 250.66. Dicho artículo y la tabla mencionada anteriormente, permiten seleccionar el tipo de calibre del electrodo de puesta a tierra. Para este proyecto, se pretende utilizar el mismo calibre de los conductores, por lo que, tanto los conductores

como el neutro y puesta a tierra, serán de calibre #4 AWG. Se pueden observar la tabla 310.15 del Código Eléctrico Nacional y la tabla 3.14 que permite reconocer el tipo de calibre de cable para los conductores de la acometida.

**Figura 3.8 Tabla 310.15 del Código Eléctrico Nacional**

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida, o área equivalente para conductores en paralelo* (AWG/kcmil)		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre <sup>b</sup>
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1 100	Más de 900 hasta 1 750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1 750	3/0	250

**Tabla 3.14 Calibre del cable para los conductores de la acometida**

Lineas vivas	2 #4
Neutro	1 #4
Tierra	1 #4

La longitud aproximada del tablero a la cometida es de 10 m, por lo que se calculó la caída de tensión utilizando el promedio de la sumatoria de la caída tensión de los circuitos.

$$\frac{\sum \text{Caída de tensión}(\%)}{\# \text{ de circuitos}} = \text{Caída de tensión del sistema} (\%)$$

A continuación, se observan los resultados según cada una de las opciones.

- Opción 1 JKM325PP-72

Caída de tensión		
Resistencia ( $\Omega/\text{ft}$ )	V	%
2.05	5.99	2.50
2.05	5.99	2.50
2.05	5.99	2.50
2.05	4.99	2.08
2.05	4.99	2.08
2.05	3.03	1.26
<b>Total</b>		<b>2.15</b>

- Opción 2 JKM365M-72

Resistencia ( $\Omega/\text{km}$ )	V	%
2.05	5.45	2.27
2.05	5.45	2.27
2.05	5.45	2.27
2.05	4.54	1.89
2.05	4.09	1.70
2.05	3.03	1.26
<b>Total</b>		<b>1.94</b>

A pesar de que se tenga un voltaje nominal, se tiene que calcular un nuevo voltaje. Esto se debe a la caída de tensión, por lo que al voltaje nominal se le quita el voltaje perdido, que sería el voltaje nominal por la caída de tensión, para calcular el nuevo

voltaje. Se puede observar lo explicado en la siguiente fórmula, junto con los resultados en ambas opciones.

$$\text{Voltaje nominal} - (\text{Voltaje nominal} \times \text{caída de tensión}) = \text{Voltaje calculado}$$

- Opción 1 JKM325PP-72

Voltaje Nominal	120/240
Voltaje Calculado	117.42/234.83
%CAIDA TENSION	2.15

- Opción 2 JKM365M-72

Voltaje Nominal	120/240
Voltaje Calculado	117.67/235.33
%CAIDA TENSION	1.94

Se realizaron dos tablas, una para cada opción, detallando el resumen del proyecto considerando únicamente los valores referidos para cada una. Estas describen los kVA totales del proyecto, los kVA demandados, el factor de demanda, que en este caso es 1 o 100%, el factor de potencia que es de 0.85, el cable de la acometida, la longitud del cable, el voltaje nominal, el voltaje calculado y la caída de tensión. Estas se presentan a continuación.

- Opción 1 JKM325PP-72

<b>Tabla B</b>			
Proyecto sin transformador			
Tabla resumen del proyecto			
		Tablero Solar	
KVA Totales		21.42	
KVA Demandados		21.42	
Factor de Demanda		1.00	
Factor de Potencia		0.85	
<i>ACOMETIDA</i>			
Lineas vivas		2 #4	
Neutro		1 #4	
Tierra		1 #4	
Longitud aproximada (m)		10	
Voltaje Nominal		120/240	
Voltaje Calculado		117.42/234.83	
%CAIDA TENSION		2.15	

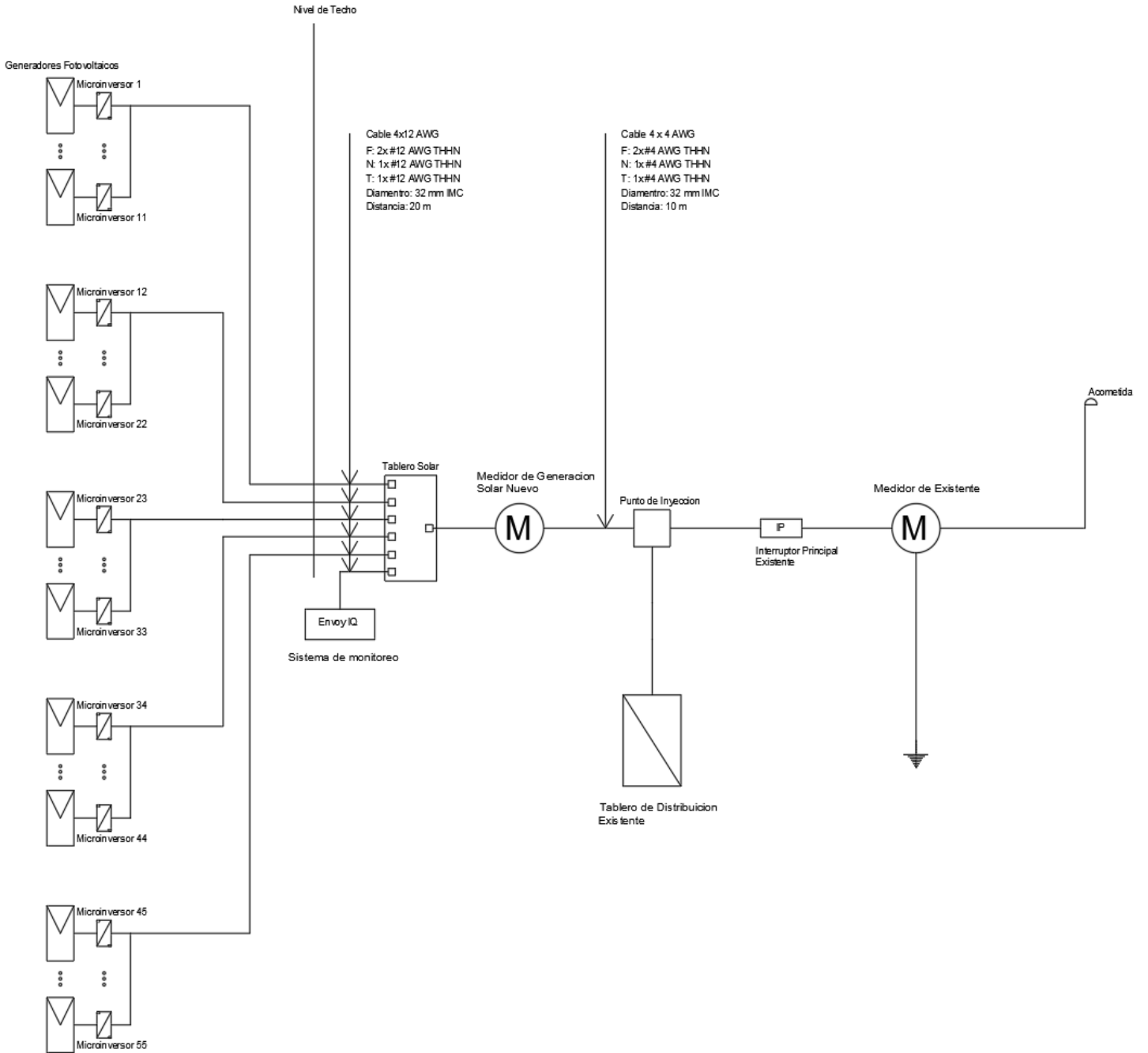
- Opción 2 JKM365M-72

<b>Tabla B</b>			
Proyecto sin transformador			
Tabla resumen del proyecto			
		Tablero Solar	
kVA Totales		19.48	
KVA Demandados		19.48	
Factor de Demanda		1.00	
Factor de Potencia		0.85	
<i>ACOMETIDA</i>			
Lineas vivas		2 #4	
Neutro		1 #4	
Tierra		1 #4	
Longitud aproximada (m)		10	
Voltaje Nominal		120/240	
Voltaje Calculado		117.67/235.33	
%CAIDA TENSION		1.94	

Con base a la información anterior, se realizó un diagrama unifilar, en el cual se detallaron las conexiones eléctricas y los componentes eléctricos del sistema. Primero, se detalló la conexión de los paneles solares a los microinversores. Como se mencionó anteriormente, se conectó un microinversor por panel y, posteriormente, se agruparon los microinversores en strings. La conexión de los microinversores al nuevo tablero eléctrico solar se realizó por medio de breakers de 20 A. De igual forma se procedió para la conexión del sistema de monitoreo Envoy al tablero.

Utilizando el tablero solar, se realizó una conexión al nuevo Medidor de Generación bidireccional, la cual permitiría a la empresa reguladora llevar el control de lo que el productor consumidor esté generando. Para interconectar el sistema fotovoltaico al existente, se instaló un tablero eléctrico, que se interconecta al sistema fotovoltaico con el tablero de distribución eléctrico existente, y es donde se realiza el punto de inyección de la energía generada. Se realizó de esta manera para no tener que invadir la instalación eléctrica existente y no causar algún daño en ella. También, es más sencillo interconectar el sistema a la red eléctrica nacional. Después del punto de inyección, se realizó una conexión al interruptor principal, el cual está conectado al medidor eléctrico existente de la empresa distribuidora y se conecta a la acometida principal eléctrica. A continuación, se presenta el diagrama unifilar que se realizó, en el cual se detallan las conexiones anteriormente descritas.

Figura 3.9 Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico



Se procedió a realizar una tabla de costos para ambas opciones, en las que se detallan los materiales a utilizar, la cantidad y el costo unitario de los mismos. Los costos de los materiales están dados en dólares, según el tipo de cambio manejado desde el inicio del proyecto. Como se mencionó anteriormente, se seleccionaron los paneles Jinko JKM325PP-72 y JKM365M-72, con un costo de \$133 y \$178, respectivamente. Los microinversores y cables Enphase IQ6+ tienen un costo de \$112 y \$15, respectivamente. El envoy tiene un costo de \$404. Como cada circuito del tablero es de 2 polos, ocupa 2 espacios en el tablero, y como son 6 espacios, se requieren de 12 espacios en el tablero para acomodar todo el sistema. Por ello, se consideró un tablero Square D de 20 espacios, el cual tiene un costo de \$350.

De acuerdo con los cálculos anteriores de la corriente de cada circuito y la total, se requieren de breakers de 20 A y de 100 A, cada uno con un costo de \$32.79 y \$327 aproximadamente. Se requiere de una caja de transición, la cual es un tablero eléctrico en el que se puede realizar la interconexión del sistema solar con el existente a un costo de \$22.95. Se estaría utilizando 100 m del cable #4, el cual tiene un costo de \$332.79, \$3.32 por metro. También se utilizaría 100 m para el cable #12, por lo que se compraría una caja de 100 m que cuesta \$41.8. La tubería del conduit IMC de ½" de 3 m cuesta \$11.69. Se tendría que construir una base de concreto para el nuevo medidor eléctrico, y el costo de esto tiene un valor de \$32.79. Asimismo, se requeriría de una caja Plex para realizar las conexiones de cables en el techo donde irán instalados, el costo de esta caja es de \$32.79.

Como se mencionó anteriormente, se seleccionaron los rieles y uniones Chiko. Los rieles tienen un costo de \$22.04, las uniones T de \$0.91, la unión entre rieles de \$1.49 y las uniones Z de \$1.01. Se detalló un costo de accesorios, el cual incluye materiales de instalación como tornillos, conectores eléctricos y demás. Se incluyen los costos de mano de obra en diferentes rubros. El primer rubro abarca el costo por hacer el cableado y el entubado del sistema, lo cual equivale a \$12,606.98. Los siguientes rubros son los costos por realizar la interconexión del sistema solar al existente y la conexión del panel solar. Los costos varían entonces entre \$1,000 y \$2,000,



respectivamente. El costo de mano obra para la instalación de componentes y demás es de \$950.82.

Para poder instalar un sistema fotovoltaico, el cliente debe realizar una solicitud de disponibilidad e inspección a la compañía reguladora. En este caso, para el CNFL, estas solicitudes tienen un costo de \$60.34 y \$51.72. Además, deben de firmar un contrato en el que se estipulan las regulaciones del servicio entre el cliente y la entidad reguladora. También se debe de solicitar una inspección al Colegio de Ingenieros y Arquitectos (CFIA), para que un ingeniero encargado revise los planos e instalación del sistema, esta inspección tiene valor de 10.5% sobre el valor total de la obra. Todos estos datos de costeo se detallan en las siguientes tablas, con el total de cada ítem que hace una sumatoria para averiguar el total de la inversión. También, se agrega el valor del margen de ganancia que recibiría la empresa encargada de ejecutar este proyecto y el impuesto sobre la renta, que tiene un valor del 13% sobre el valor total. El impuesto solo se aplica al costo de los materiales, los costos de mano de obra están exentos del impuesto. Por último, se contempla un monto de 5% sobre el valor de la obra para imprevistos. Se observan los resultados según cada opción.

- Opción 1 JKM325PP-72

Opción 1			
Area m2		110	
Item	Precio	Cantidad	Total \$
Paneles JKM325PP-72 325W	133.00	55	7,315.00
Micro inversores IQ6+	112.00	55	6,160.00
Engable Cable IQ6+	15.00	55	825.00
Envoy IQ	404.00	1	404.00
Tablero de 20 espacios	350.00	1	350.00
Breaker 2 polos 20A	32.79	6	196.72
Breaker 2 polos 100A	327.87	1	327.87
Caja de transicion	22.95	1	22.95
Cable #4	332.79	2	665.57
Cable #12 Caja 100m	41.80	8	334.43
IMC - 1/2" - Tubo de 3 m	11.69	67	783.23
Base de medidor	32.79	1	32.79
Caja Plex	32.79	1	32.79
Rieles CK-FT-7R4200	22.04	30	661.20
T CK-FTM-K40	0.91	88	80.08
Union CK-FT-SKA	1.49	14	20.86
Z CK-FTE-K40	1.01	44	44.44
Accesorios	418.76	1	418.76
Mano de Obra Cable y entubado	12,606.98	1	12,606.98
Mano de Obra Inteconexion	1,000.00	1	1,000.00
Mano de Obra Panel Principal	2,000.00	1	2,000.00
Mano de Obra	950.82	6	5,704.92
Solicitud de disponibilidad	60.34	1	60.34
Solicitud de inspeccion	51.72	1	51.72
Inspeccion Colegio de Ingenieros	11%		4,210.46
Margen	15%		6,014.95
Impuesto	13%		2,427.84
Imprevistos	5%		2,637.65
<b>Total</b>			<b>55,390.55</b>

- Opción 2 JKM365M-72

Opcion 2			
Area m2		98	
Item	Precio	Cantidad	Total \$
Paneles JKM365M-72 365W	178.00	49	8,722.00
Mico inversores IQ6+	112.00	49	5,488.00
Enphase Cable IQ6+	15.00	49	735.00
Envoy IQ	404.00	1	404.00
Tablero de 20 espacios	350.00	1	350.00
Breaker 2 polos 20A	32.79	5	163.93
Breaker 2 polos 100A	65.57	1	65.57
Caja de transicion	22.95	1	22.95
Cable #4	332.79	2	665.57
Cable #12 Caja 100m	41.80	8	334.43
IMC - 1/2" - Tubo de 3 m	11.69	67	783.23
Base de medidor	32.79	1	32.79
Caja Plex	32.79	1	32.79
Rieles CK-FT-7R4200	22.04	27	595.08
T CK-FTM-K40	0.91	82	74.62
Union CK-FT-SKA	1.49	12	17.88
Z CK-FTE-K40	1.01	32	32.32
Accesorios	363.57	1	363.57
Mano de Obra Cable y entubado	12,606.98	1	12,606.98
Mano de Obra Inteconexion	1,000.00	1	1,000.00
Mano de Obra Panel Principal	2,000.00	1	2,000.00
Mano de Obra	950.82	5	4,754.10
Solicitud de disponibilidad	60.34	1	60.34
Solicitud de inspeccion	51.72	1	51.72
Inspeccion Colegio de Ingenieros	11%		4,132.47
Margen	15%		5,903.53
Impuesto	13%		2,454.89
Imprevistos	5%		2,592.39
<b>Total</b>			<b>54,440.16</b>

La opción 1 tiene un valor de inversión de \$55,390.55, mientras que el valor de la opción 2 es de \$54,440.16. Existe una diferencia de \$950.39, esto se debe a que la opción 1 requiere de más materiales para realizar la instalación del sistema, a pesar de que el costo de los paneles de la opción 2 es más alto.

Puesto que la inversión a realizar es de un monto considerable, se realizó el cálculo del retorno sobre la inversión para averiguar cuánto tiempo tomaría para que la clínica recupere la inversión. Con las proyecciones de ahorro calculadas anteriormente, se tomó el valor de la sumatoria de ahorro a ese año, que sería el valor más cercano al de la inversión. Dado a que el monto no es exacto, se hizo una resta para obtener el monto de la diferencia. Ese monto obtenido de la diferencia se dividió entre el valor de ahorro de ese mismo año, y se obtuvo un factor que se multiplicó por 12 para calcular en cuántos meses se terminaría de pagar la inversión.

$$\text{Inversion} - \text{Ahorro total hasta ese año} = \text{Diferencia}$$

$$\frac{\text{Diferencia}}{\text{Ahorro de ese año}} = \text{Factor}$$

$$\text{Factor} \times 12 = \text{Meses}$$

Para la opción 1, la inversión es de \$55,390.55 y el período de recuperación, calculado en base a las fórmulas anteriores, es de 5 años y 7 meses. La opción 2, requiere de una inversión de \$54,440.16, y el período de recuperación es de 5 años y 5 meses.

A continuación, se muestran los detalles de dichos cálculos para ambas opciones.

- Opción 1 JKM325PP-72

Periodo de Recuperacion			
Inversion 1	55,390.55	5	años
Inversion 2	54,440.16	6.61	meses
Inversion a escoger	55,390.55	201.15	días
Suma	51,932.82		
Diferencia	3,457.74		
Meses	0.55		

- Opción 2 JKM365M-72

<b>Periodo de Recuperacion</b>			
Inversion 1	55,390.55	<b>5</b>	<b>años</b>
Inversion 2	54,440.16	<b>4.80</b>	<b>meses</b>
Inversion a escoger	54,440.16	<b>145.86</b>	<b>dias</b>
Suma	51,932.82		
Diferencia	2,507.35		
Meses	0.40		

## Conclusiones

Se logró analizar el comportamiento del consumo eléctrico mensual y anual actual de la clínica de COOPESANA al recopilar los datos de consumo y facturación de los años 2017 y 2018, los cuales permitieron una comparación entre ambos años. Se descubrió que el comportamiento en ambos se dio de manera muy similar, a pesar de que para el 2018 el consumo aumentó, ambos presentaron los mismos picos y declives en el consumo, con pocas variaciones entre algunos meses.

Asimismo, se estudió y definió el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y sus componentes, al describir el método principal por el cual basan su funcionamiento, que sería el efecto fotovoltaico y los parámetros fundamentales de funcionamiento. Se pudo entender cómo los diferentes materiales semiconductores, tales como el silicio y sus diferentes arreglos cristalinos, influyen en la construcción, funcionamiento y eficiencia de las células fotovoltaicas, ya que cada arreglo cristalino brinda características diferentes. Además, se determinaron cuáles son los diferentes componentes que constituyen un sistema fotovoltaico y su instalación, que pueden incluir inversores de corriente, baterías, sistemas de monitoreo y células fotovoltaicas, dependiendo si van a ser sistemas autónomos o conectados a la red.

Por otro lado, se evaluó el impacto económico que tendría la propuesta de un sistema fotovoltaico para el edificio de Emergencias de la clínica de COOPESANA, al calcular las proyecciones de generación y ahorro de energía del primer año de instalación del sistema hasta los 25 años de uso. Se comprobó que la implementación de un sistema fotovoltaico puede reducir el monto de facturación de la clínica anualmente, luego de haber recuperado el monto de inversión. Para ello, se consideraron los datos del consumo anual actual por parte de la clínica.

También, se examinó el impacto ambiental que tienen los sistemas fotovoltaicos en comparación a los sistemas de generación de electricidad actuales y se descubrió que este es menor, dado a que estos no liberan gases contaminantes hacia el medioambiente y no tienen un impacto negativo que fomenten la destrucción de hábitats naturales, como lo tiene la generación hidroeléctrica.

Tomando en consideración este caso en particular, y después de analizar los resultados obtenidos, se puede concluir que la utilización de sistemas fotovoltaicos en Costa Rica puede dar resultados más favorables que otros medios de generación, no sólo en relación a aspectos de consumo, sino también con respecto a la preservación del medioambiente y a la reducción de gastos económicos.

## Recomendaciones

Todo proyecto a desarrollar, aporta una serie de referencias aplicables en el ámbito personal y profesional. Es recomendable que para un estudio exitoso y completo en cualquier área, se definan en un primer lugar la problemática y los objetivos del proyecto, tanto a resolver como a alcanzar, ya que toda la investigación está basada en este pilar de elementos, por lo que cualquier cambio o referencia se hace en base a estos.

Es recomendable que todo ente gubernamental conserve un historial de los documentos oficiales, como lo son planos arquitectónicos y eléctricos, los cuales deben estar actualizados conforme a los cambios que se hayan realizado en el edificio, ya que para la implementación de un sistema como el propuesto en este proyecto, es necesario contar con los datos específicos para un funcionamiento óptimo.

Asimismo, es imprescindible conocer las necesidades de instalación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico, ya que con estos conocimientos se puede realizar una distribución adecuada de un sistema eléctrico, el cual no genere costos a futuro por un mal diseño del mismo. Para ello, se puede contar con el apoyo y asesoramiento de personas expertas en esta materia a lo largo del proceso de implementación.

También, es recomendable tener un conocimiento previo sobre el diseño y distribución de instalaciones eléctricas, ya que es necesario saber cómo realizar cálculos sobre los parámetros de las mismas, como lo son la corriente y potencia de cada circuito y de todo el sistema, calibres de cable, caída de tensión y diseño de un diagrama unifilar.



## Bibliografía

- Abella, M. (2001). Sistemas Fotovoltaicos. Recuperado de [http://api.eoi.es/api\\_v1\\_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf](http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45337/componente45335.pdf)
- Alvarez, D. (2008). Atlas Solar del Ecuador. Recuperado de [http://www.academia.edu/20042023/Atlas\\_Solar\\_del\\_Ecuador](http://www.academia.edu/20042023/Atlas_Solar_del_Ecuador)
- Arenas, D., & Zapata, H. (2011). Libro Interactivo sobre energía solar y sus aplicaciones. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/2369/62131244A681.pdf>
- Balenzategui, J. (2008). Fundamentos de la conversión fotovoltaica: La célula solar. Recuperado de Microsoft Word - CIESOL.ESFV.40.Fundamentos.doc
- Bellini, E. (2017). Costa Rica: Nueva ley de generación distribuida prevista para 2018. Pv Magazine. Recuperado de <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/09/12/costa-rica-nueva-ley-de-generacion-distribuida-prevista-para-2018/>
- Bernhardt, C., & Weigl, T. (2014). La irradiación solar como factor importante para la factibilidad de un proyecto de energía fotovoltaica. Recuperado de <http://www.quimica.ucr.ac.cr/prifae/files/EP-O--01.pdf>
- Caro, R. & Colino, A. (2010). La Nueva Geopolítica de la Energía. Obtenido de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=548752>
- Carta, J.; Calero, R.; Colmenar, A. & Castro, M. (2009). Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Educación, S.A.
- Comunidad de Madrid. (2006). Guía de la Energía Solar. Recuperado de <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-de-la-energia-solar-fenercom.pdf>
- Cubero, A (2018). Ocho circuitos del país ya superaron el tope de generación de energía solar. Recuperado de Ocho circuitos del país ya superaron el tope de generación de energía solar

De Villena, I. (1986). Reflexiones en torno al concepto de energía. Recuperado de <https://www.raco.cat/index.php/Ensenanza/article/viewFile/50899/92800>[http://www.revista.unam.mx/vol.8/num10/art78/oct\\_art78.pdf](http://www.revista.unam.mx/vol.8/num10/art78/oct_art78.pdf)

Einstein, A. (1905). Sobre un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz. Recuperado de [http://www.relatividad.org/ef\\_fotoel\\_einst\\_heuristico.pdf](http://www.relatividad.org/ef_fotoel_einst_heuristico.pdf)

EPIA, & Greenpeace. (2010). Solar Generation. Recuperado de <https://www.greenpeace.org/archive-international/Global/international/publications/climate/2010/SolarGeneration2010.pdf>

Flores, B (2018). Costa Rica, entre los peores generando energía solar en Centroamérica. Recuperado de <https://www.larepublica.net/noticia/costa-rica-entre-los-peores-generando-energia-solar-en-centroamerica>

Guillen, L. (2014). Potencial de la Energía Solar Fotovoltaica - RECOPE. Recuperado de <https://www.recope.go.cr/potencial-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>

Heinrich, K., Cubero, R., Flores, M., & Hernandez, M. (2013). Series de Brillo Solar en Costa Rica. Recuperado de <https://www.imn.ac.cr/documents/10179/20909/Series+de+Brillo+Solar+en+Costa+Rica>

Jäger, K., Isabella, O., Smets, A., van Swaaij, R., & Zerman, M. (2014). Solar Energy Fundamentals, Technology, and Systems [Ebook]. Delft University of Technology, Netherlands. Recuperado de [https://courses.edx.org/c4x/DelftX/ET.3034TU/asset/solar\\_energy\\_v1.1.pdf](https://courses.edx.org/c4x/DelftX/ET.3034TU/asset/solar_energy_v1.1.pdf)

Lobo, K. (2018). Energía Solar en Costa Rica. Recuperado de [https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/32d3c6a8-789a-4d56-8416-f7993aa10805/Energia+Solar+en+Costa+Rica+Kenneth+Lobo\\_2.pdf?MOD=AJPERES&CVID=l1epDfP](https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/32d3c6a8-789a-4d56-8416-f7993aa10805/Energia+Solar+en+Costa+Rica+Kenneth+Lobo_2.pdf?MOD=AJPERES&CVID=l1epDfP)

National Fire Protection Association. (2008). Código Eléctrico Nacional – National Electric Code.

Perpiñan, O. (2015). Energía Solar Fotovoltaica. Recuperado de <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf>

Pinochet, J. (2001). Los Semiconductores y sus Aplicaciones. Recuperado de <http://www4.ujaen.es/~egimenez/FUNDAMENTOSFISICOS/semiconductores.pdf>

Poder Ejecutivo. (2015). Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla. Recuperado de [http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm\\_texto\\_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=80310&nValor3=101897&strTipM=TC](http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=80310&nValor3=101897&strTipM=TC)

Ritchie, H., & Rosel, M. (2018). Energy Production & Changing Energy Sources. Retrieved from <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources#long-run>

Ritchie, H., & Roser, M. (2018). Fossil Fuels. Recuperado de <https://ourworldindata.org/fossil-fuels>

Rodriguez, S. (2013). Influencia de la Tecnología Fotovoltaica en la Producción Energética. Recuperado de [http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5195/fichero/PFC\\_SRR%252FPROYECTO+COMPLETO%252FPFC\\_SANTOS+RODRIGUEZ+REYES.pdf](http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5195/fichero/PFC_SRR%252FPROYECTO+COMPLETO%252FPFC_SANTOS+RODRIGUEZ+REYES.pdf)

Ruiz-Trejo, E. (2005). Einstein, la termodinámica y la naturaleza de la luz. Recuperado de [https://www.researchgate.net/publication/273137837\\_Sobre\\_un\\_punto\\_de\\_vista\\_heuristico\\_concerniente\\_a\\_la\\_produccion\\_y\\_transformacion\\_de\\_la\\_luz-Einstein\\_la\\_termodinamica\\_y\\_la\\_naturaleza\\_de\\_la\\_luz](https://www.researchgate.net/publication/273137837_Sobre_un_punto_de_vista_heuristico_concerniente_a_la_produccion_y_transformacion_de_la_luz-Einstein_la_termodinamica_y_la_naturaleza_de_la_luz)

Sandy, X.; Sullivan, M. & Uzquiano, C. (2015). Capacitación e Instalación de sistemas fotovoltaicos en las comunidades de Carmen del Emero y Yolosani. Recuperado de <http://energiayambienteandina.net/pdf/WCS%20%20CAPACITACI%C3%92N%20E%20INSTALACI%C3%92N%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>

Schallenberg, J., Piernavieja, G., Hernández, C., Unamunzaga, P., García, R., & Díaz, M. et al. (2008). Energías renovables y eficiencia energética. Recuperado de

<https://www.cienciacanaria.es/files/Libro-de-energias-renovables-y-eficiencia-energetica.pdf>

Sobrino, E. (2008). La célula Fotovoltaica. Recuperado de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/5493/Memòria.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

Winter, S. (2016). Standards for PV metrology IEC 60904 and IEC 61853. Recuperado de [https://www.iec.ch/affiliates/pdf/workshops/2016\\_lab\\_standards\\_for\\_pv\\_metrology.pdf](https://www.iec.ch/affiliates/pdf/workshops/2016_lab_standards_for_pv_metrology.pdf)

## Anexos

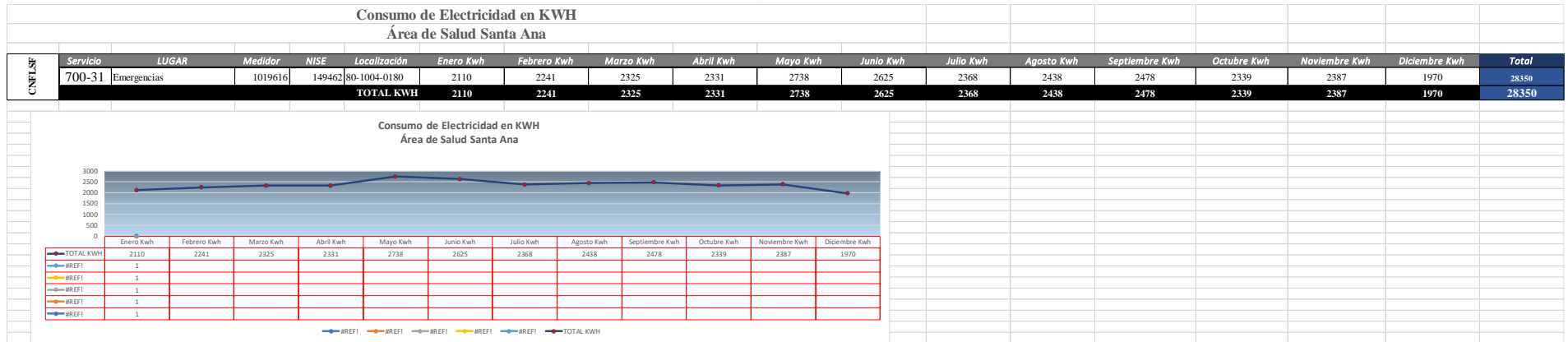
Consumo en kWh y colones del edificio de Emergencias de la Clínica COOPESANA año 2018

COOPESANA, R. L.  
URGENCIAS SEDE SANTA ANA

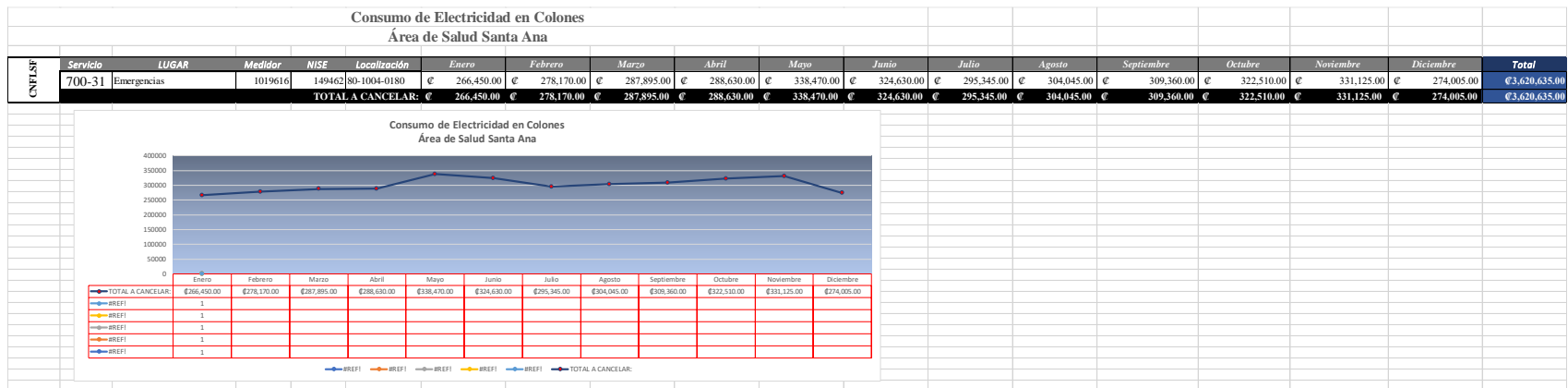
LUGAR	Medidor	NISE	Localización	Enero Kwh	Febrero Kwh	Marzo Kwh	Abril Kwh	Mayo Kwh	Junio Kwh	Julio Kwh	Agosto Kwh
Emergencias	1019616	149462	80-1004-0180	1991	2232	2569	2728	2958	2961	2611	2746
LUGAR	Medidor	NISE	Localización	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Emergencias	1019616	149462	80-1004-0180	₡ 283,450.00	₡ 318,075.00	₡ 365,500.00	₡ 385,275.00	₡ 417,130.00	₡ 417,550.00	₡ 375,270.00	₡ 394,935.00

ARESEP

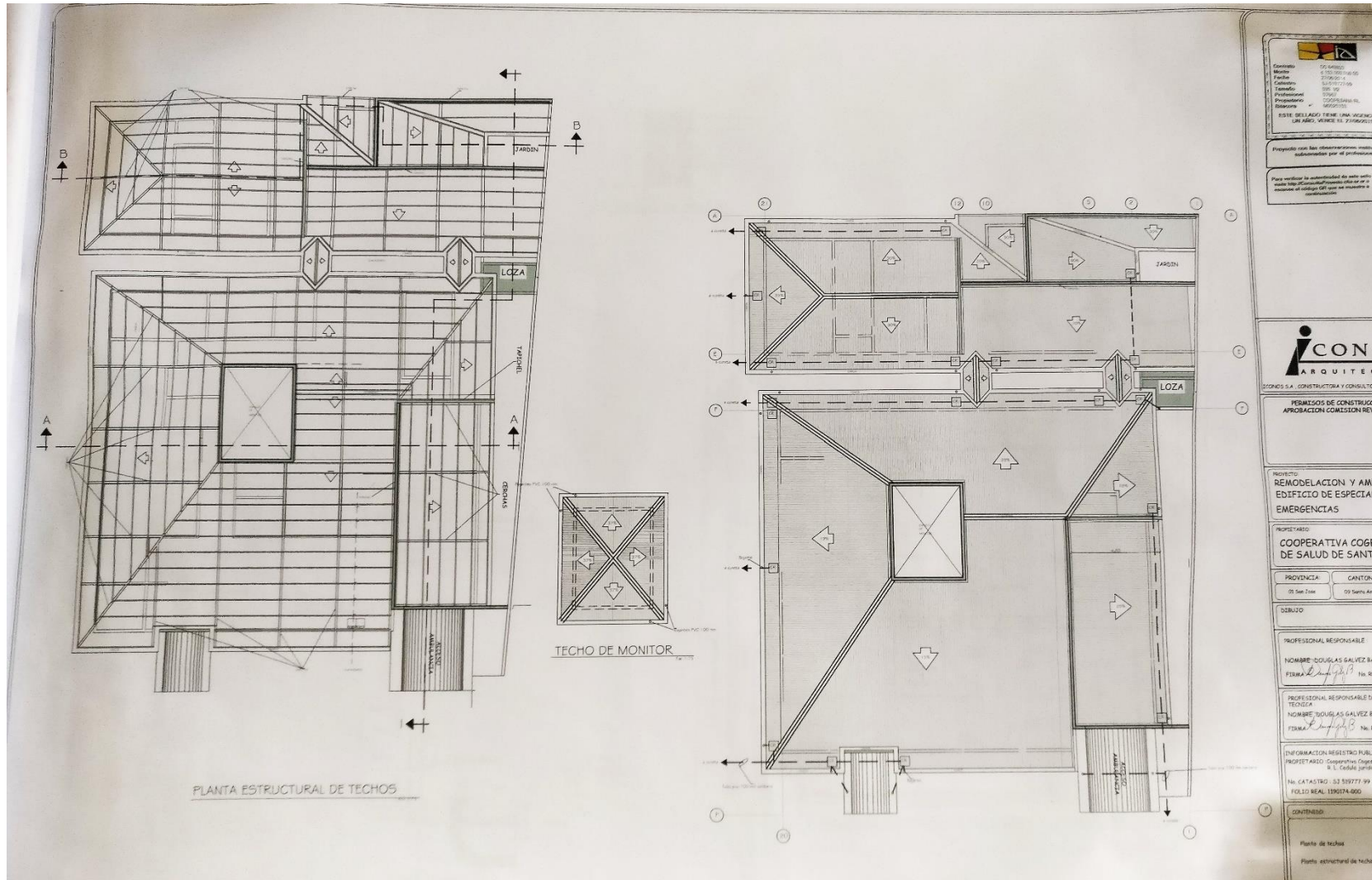
## Consumo en kWh del edificio de Emergencias de la Clínica COOPESANA año 2017



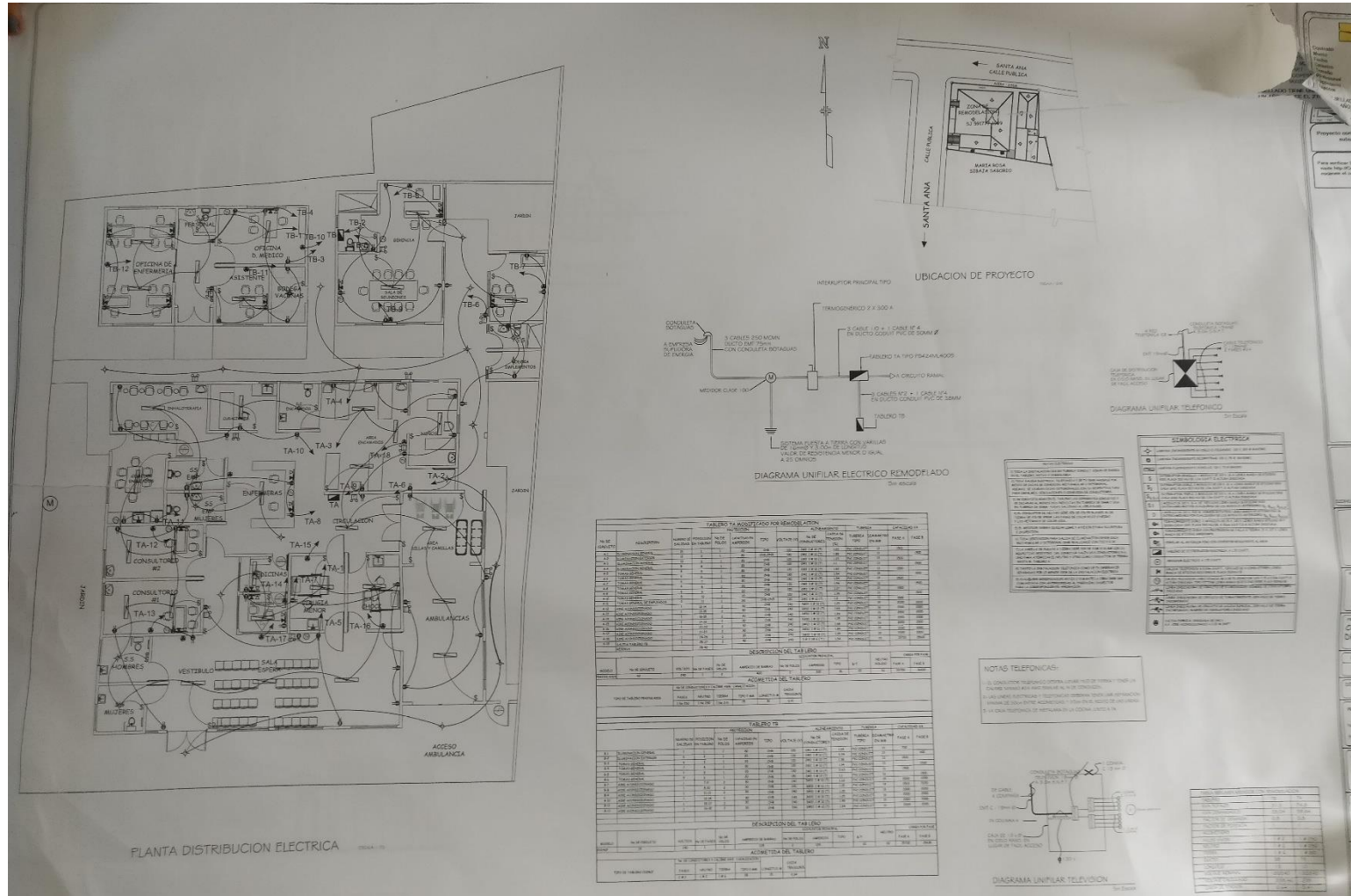
## Consumo en colones del edificio de Emergencias de la Clínica COOPESANA año 2017



# Plano del techo del edificio de Emergencias de la Clínica de COOPESANA



# Plano eléctrico del edificio de Emergencias de la Clínica de COOPESANA





**EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA**

Número del informe: PV-22161-1811-1887  
 Fecha: 13 de noviembre de 2018 21:23 (UTC)

**1. Descripción del emplazamiento**

Nombre del sitio: Santa Ana, Costa Rica

Coordenadas: **09° 56' 7.79" N, 84° 10' 53.29" W**  
 Elevación: 896 m  
 Pendiente: 3°  
 Orientación: 353° norte

Irradiación global anual en plano inclinado: **1831 kWh/m<sup>2</sup>**  
 Temperatura ambiente anual a 2 m: **20.0 °C**

**2. Descripción del sistema FV**

Potencia instalada: **1.0 kWp**  
 Tipo de módulos: **silicio cristalino (c-Si)**  
 Estructura: **estructura fija, adosado a cubierta**  
 Orient./Incl.: **180° (sur) / 23°**  
 Efic. (Euro) inversor: 97.5%  
 Pérdidas DC/AC: 5.5% / 1.5%  
 Disponibilidad: 99.0%

Producción eléctrica anual media: **1413 kWh**  
 Rendimiento medio: **76.1%**

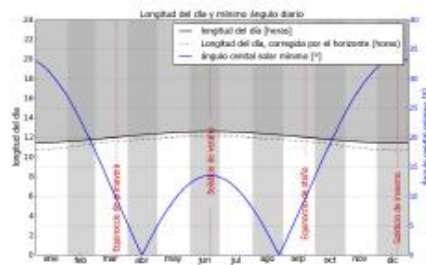
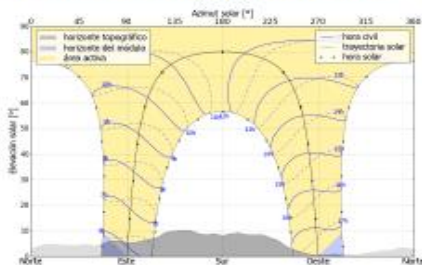
Localización en el mapa: <http://solargis.info/imaps/#?tl=Google:satellite&loc=9.93549584675,-84.1814690878,z=20>

**3. Localización geográfica**



Google Maps © 2018 Google

**4. Horizonte topográfico y longitud del día**



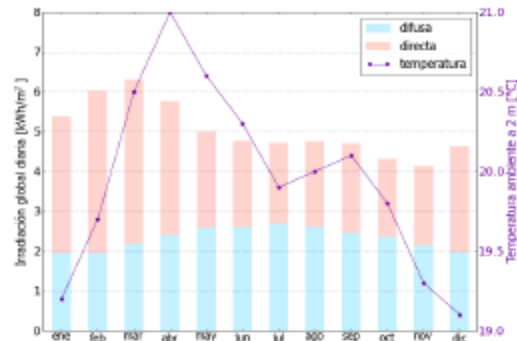
Izquierda: Trayectoria solar anual. El horizonte topográfico (en gris) y el horizonte del módulo (en azul) pueden dar lugar a ocultaciones solares. Los puntos negros muestran el tiempo solar verdadero. Las etiquetas en azul indican la hora civil local.

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

Sitio: Santa Ana, Costa Rica, lat/lon: 9.9356°/-84.1815°  
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, en cubierta, azim. 180° (sur), inclinación 23°

**5. Irradiación global horizontal y temperatura ambiente - referencia climática**

Mes	Gh <sub>m</sub>	Gh <sub>d</sub>	Dh <sub>d</sub>	T <sub>24</sub>
ene	167	5.38	1.95	19.2
feb	169	6.03	1.95	19.7
mar	196	6.31	2.20	20.5
abr	173	5.76	2.40	21.0
may	155	5.01	2.59	20.6
jun	143	4.77	2.61	20.3
jul	146	4.71	2.68	19.9
ago	147	4.75	2.61	20.0
sep	141	4.70	2.46	20.1
oct	134	4.31	2.36	19.8
nov	125	4.15	2.15	19.3
dic	144	4.63	1.97	19.1
<b>año</b>	<b>1839</b>	<b>5.04</b>	<b>2.33</b>	<b>20.0</b>



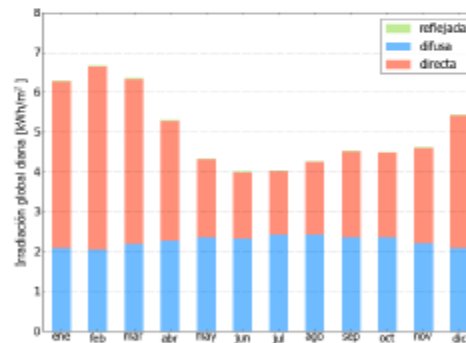
Medias anuales:

- Gh<sub>m</sub> Irradiación global mensual [kWh/m<sup>2</sup>]
- Gh<sub>d</sub> Irradiación global diaria [kWh/m<sup>2</sup>]
- Dh<sub>d</sub> Irradiación difusa diaria [kWh/m<sup>2</sup>]
- T<sub>24</sub> Temperatura ambiente diaria (diurna) [°C]

**6. Irradiación global en plano inclinado**

Superficie fija, azimut 180° (sur), inclinación. 23°

Mes	Gi <sub>m</sub>	Gi <sub>d</sub>	Di <sub>d</sub>	Ri <sub>d</sub>	Sh <sub>loss</sub>
ene	195	6.29	2.09	0.03	1.2
feb	186	6.66	2.05	0.03	1.0
mar	197	6.36	2.20	0.03	0.9
abr	159	5.31	2.27	0.03	1.1
may	134	4.33	2.35	0.02	1.6
jun	120	4.01	2.33	0.02	1.8
jul	125	4.03	2.41	0.02	1.9
ago	132	4.27	2.41	0.02	1.7
sep	136	4.53	2.36	0.02	1.5
oct	139	4.49	2.35	0.02	1.6
nov	138	4.62	2.21	0.02	1.6
dic	169	5.43	2.09	0.02	1.3
<b>año</b>	<b>1831</b>	<b>5.02</b>	<b>2.26</b>	<b>0.02</b>	<b>1.4</b>



Medias mensuales:

- Gi<sub>m</sub> Irradiación global mensual [kWh/m<sup>2</sup>]
- Gi<sub>d</sub> Irradiación global diaria [kWh/m<sup>2</sup>]
- Di<sub>d</sub> Irradiación difusa diaria [kWh/m<sup>2</sup>]
- Ri<sub>d</sub> Irradiación reflejada diaria [kWh/m<sup>2</sup>]

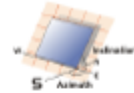
Sh<sub>loss</sub> Pérdidas de irradiación global por sombreado topográfico [%]

Irradiación global anual media para diferentes tipos de superficie:

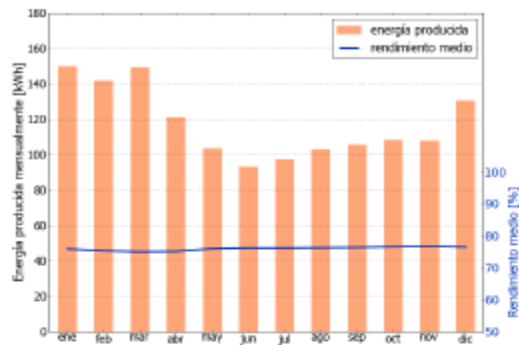
	kWh/m <sup>2</sup>	relativo a la inclinación óptima
Horizontal	1839	98.6%
Con inclinación óptima (10°)	1865	100.0%
Seguimiento a 2 ejes	2389	128.1%
<b>Su opción</b>	<b>1832</b>	<b>98.2%</b>

Sitio: Santa Ana, Costa Rica, lat/lon: 9.9366°/-84.1816°  
 sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, en cubierta, azim. 180° (sur), inclinación 23°

**7. Producción eléctrica FV inicial**



Mes	Es <sub>m</sub>	Es <sub>d</sub>	Et <sub>m</sub>	E <sub>share</sub>	PR
ene	150	4.84	150	10.6	76.0
feb	142	5.07	142	10.0	75.4
mar	149	4.82	149	10.6	75.1
abr	121	4.04	121	8.6	75.2
may	104	3.35	104	7.3	76.1
jun	94	3.12	94	6.6	76.3
jul	97	3.14	97	6.9	76.3
ago	103	3.32	103	7.3	76.4
sep	106	3.52	106	7.5	76.5
oct	109	3.50	109	7.7	76.7
nov	108	3.60	108	7.7	76.9
dic	131	4.22	131	9.3	76.6
<b>año</b>	<b>1413</b>	<b>3.87</b>	<b>1413</b>	<b>100.0</b>	<b>76.1</b>



Medias mensuales:

Es <sub>m</sub>	Producción eléctrica específica mensual total [kWh/kWp]	E <sub>share</sub>	Porcentaje mensual de producción eléctrica [%]
Es <sub>d</sub>	Producción eléctrica específica diaria total [kWh/kWp]	PR	Rendimiento [%]
Et <sub>m</sub>	Producción eléctrica mensual total [kWh]		

**8. Pérdidas y rendimiento del sistema**

Fase en la conversión de energía	Energía producida [kWh/kWp]	Pérdidas [kWh/kWp]	Pérdidas [%]	Rendimiento [parcial %]	Rendimiento [acumul. %]
1. Irrad. global incidente en la superficie (entrada)	1857	-	-	100.0	100.0
2. Irrad. global reducida por el sombreado topográfico	1832	-26	-1.4	98.6	98.6
3. Irrad. global reducida por la reflectividad	1772	-60	-3.3	96.7	95.4
4. Conversión DC en los módulos	1572	-200	-11.3	88.7	84.6
5. Otras pérdidas DC	1486	-86	-5.5	94.5	80.0
6. Inversores (conversión DC/AC)	1449	-37	-2.5	97.5	78.0
7. Pérdidas en AC en el transformador y el cableado	1427	-22	-1.5	98.5	76.8
8. Disponibilidad reducida	1413	-14	-1.0	99.0	76.1
<b>Rendimiento total del sistema</b>	<b>1413</b>	<b>-445</b>	<b>-23.9</b>	<b>-</b>	<b>76.1</b>

Fases de conversión de la energía y pérdidas asociadas:

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

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

Sitio: Santa Ana, Costa Rica, lat/lon: 9.9366°/-84.1816°  
sistema FV: 1.0 kWp, silicio cristalino, en cubierta, azim. 180° (sur), inclinación 23°

## 9. Solargis v21a - descripción de la base de datos

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

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

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

- Meteosat PRIME satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1994 - 2015, los valores de 15 minutos o 30 minutos para Europa, África y Oriente Medio,
- Meteosat IODC satélite (© EUMETSAT, Alemania) 1999 - 2015, 30 - valores de minutos para Asia,
- GOES EAST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América,
- GOES WEST satélite(© NOAA, USA) 1999 - 2015, 30 minutos los valores de América y Pacífico,
- MTSAT satélite (© JMA, Japón) 2007 - 2015, los valores de 30 minutos para el Pacífico,
- MACC-II/CAMS (© ECMWF, UK) 2003 - 2015, los datos atmosféricos,
- GFS (© NOAA, USA), 1994 - 2015, los datos atmosféricos,
- MERRA-2 (© NASA, USA), 1994 - 2002, los datos atmosféricos.

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

## 10. Proveedor del servicio

Solargis s.r.o. , Milana Marečka 3, 84108 Bratislava, Eslovaquia; ID del proveedor: 45 354 766, CIF: SK2022962766; Registro: Registro comercial, Juzgado de Distrito Bratislava I, Sección Sro, Archivo 62765/B

## 11. Modo de uso

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

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

## 12. Responsabilidad e información legal

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

Este informe es propiedad de © 2018 Solargis s.r.o., todos los derechos reservados.  
Solargis® es una marca registrada de Solargis s.r.o.

## 13. Información de contacto

Este informe ha sido generado por SS CR Servicios S.A., Apartado 80, 4059, San Pedro de Póas, Alajuela, Costa Rica, <http://www.sunshine.tech>.

Este documento está firmado electrónicamente por Solargis s.r.o..



www.jinkosolar.com



## Eagle 72 320-340 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001 certified factory.  
IEC61215, IEC61730 certified products.



(5BB)



### KEY FEATURES



#### 5 Busbar Solar Cell:

5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



#### High Power Output:

Polycrystalline 72-cell module achieves a power output up to 340Wp.



#### PID RESISTANT:

Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.



#### Low-light Performance:

Advanced glass and surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.



#### Severe Weather Resilience:

Certified to withstand wind load (2400 Pasadl) and snow load (6400 Pasadl).



#### Durability against extreme environmental conditions:

High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.



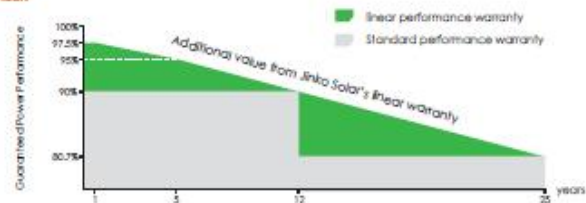
#### Temperature Coefficient:

Improved temperature coefficient decreases power loss during high temperatures.

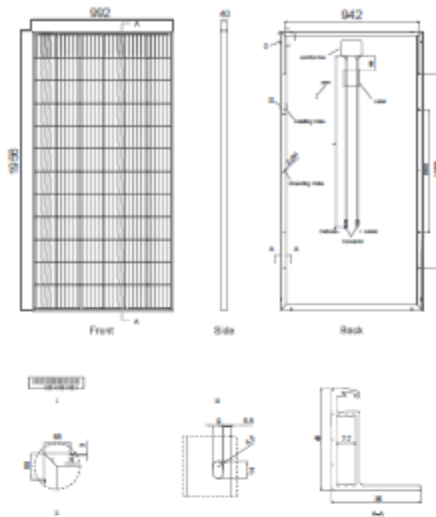


### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



## Engineering Drawings

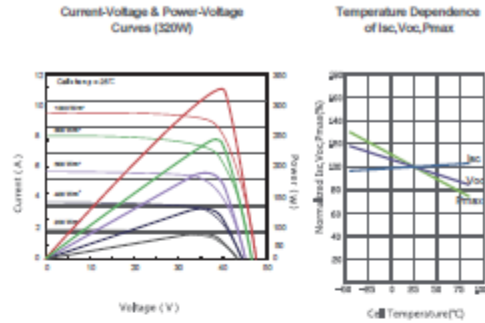


## Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

26pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	26.5 kg (58.4 lbs.)
Front Glass	4.0mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length: 1200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	238Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp	340Wp	254Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.86A	8.66A	6.91A	8.74A	6.97A	8.82A	7.02A	8.91A	7.08A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.7V	46.7V	44.0V	46.9V	44.2V	47.2V	44.4V	47.5V	44.6V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.30A	9.10A	7.34A	9.14A	7.38A	9.18A	7.43A	9.22A	7.47A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)					-40°C→+85°C					
Maximum system voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					15A					
Power tolerance					0→+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.40%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.30%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.06%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby. EN-JKM-340PP-72\_rev2017

# Ficha Técnica Panel Solar Jinko JKM365M-72

www.jinkosolar.com


## Eagle PERC 72M

### 350-370 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO 14001:2004, OHSAS18001 certified factory.

IEC61215, IEC61730 certified products.



**PERC**

(5BB)



### KEY FEATURES



- 

**5 Busbar Solar Cell:**  
5 busbar solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.
- 

**High Efficiency:**  
Higher module conversion efficiency (up to 19.07%) benefit from Passivated Emitter Rear Contact (PERC) technology.
- 

**PID RESISTANT:**  
Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- 

**Low-light Performance:**  
Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- 

**Severe Weather Resilience:**  
Certified to withstand: wind load (2400 Pasad) and snow load (6400 Pasad).
- 

**Durability against extreme environmental conditions:**  
High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty





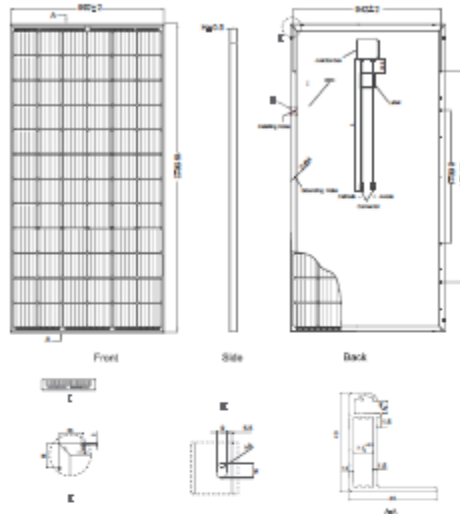




■ Linear performance warranty  
■ Standard performance warranty

91

## Engineering Drawings

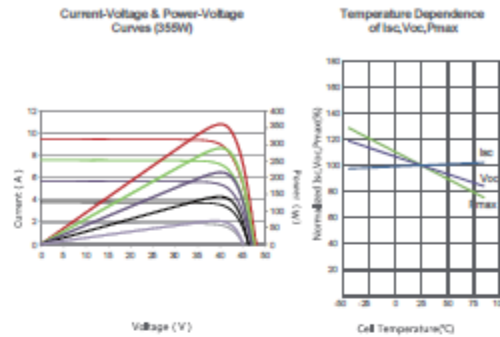


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

25pcs/pallet, 52pcs/stack, 624 pcs/40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156×156mm (6 inch)
No. of cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×40mm (77.01×39.05×1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> , Length:900mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM350M-72		JKM355M-72		JKM360M-72		JKM365M-72		JKM370M-72	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	350Wp	262Wp	355Wp	266Wp	360Wp	270Wp	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.1V	37.2V	39.3V	37.5V	39.5V	37.7V	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V
Maximum Power Current (Imp)	8.94A	7.05A	9.04A	7.09A	9.12A	7.17A	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A
Open-circuit Voltage (Voc)	47.5V	46.0V	47.8V	46.2V	48.0V	46.5V	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.38A	7.46A	9.45A	7.54A	9.51A	7.61A	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A
Module Efficiency STC (%)	18.04%		18.30%		18.55%		18.81%		19.07%	
Operating Temperature(°C)					-40°C~+85°C					
Maximum system voltage					1000VDC (IEC)					
Maximum series fuse rating					20A					
Power tolerance					0~+3%					
Temperature coefficients of Pmax					-0.39%/°C					
Temperature coefficients of Voc					-0.29%/°C					
Temperature coefficients of Isc					0.048%/°C					
Nominal operating cell temperature (NOCT)					45±2°C					

STC: ☀ Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m<sup>2</sup> 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

The company reserves the final right for explanation on any of the Information presented hereby. EN-JKM-370M-72-PERC\_rev2017



Data Sheet  
Enphase Microinverters

## Enphase IQ 6 and IQ 6+ Microinverters

The high-powered smart grid-ready **Enphase IQ 6 Micro™** and **Enphase IQ 6+ Micro™** dramatically simplify the installation process while achieving the highest efficiency for module-level power electronics.

Part of the Enphase IQ System, the IQ 6 and IQ 6+ Micro integrate seamlessly with the Enphase IQ Envoy™, Enphase Q Aggregator™, Enphase IQ Battery™, and the Enphase Enlighten™ monitoring and analysis software.

The IQ 6 and IQ 6+ Micro extend the reliability standards set forth by previous generations and undergo over a million hours of power-on testing, enabling Enphase to provide an industry-leading warranty of up to 25 years.



To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](https://enphase.com)

### Easy to Install

- Lightweight and simple
- Faster installation with improved two-wire cabling
- Built-in rapid shutdown compliant (NEC 2014 & 2017)

### Productive and Reliable

- Optimized for high powered 60-cell and 72-cell\* modules
- More than a million hours of testing
- Class II double-insulated enclosure
- UL listed

### Smart Grid Ready

- Complies with fixed power factor, voltage and frequency ride-through requirements
- Remotely updates to respond to changing grid requirements
- Configurable for varying grid profiles
- Meets CA Rule 21 (UL 1741-SA)

\* The IQ 6+ Micro is required to support 72-cell modules



## Enphase IQ 6 and IQ 6+ Microinverters

INPUT DATA (DC)	IQ6-60-2-US		IQ6PLUS-72-2-US	
Commonly used module pairings <sup>1</sup>	195 W - 330 W +		235 W - 400 W +	
Module compatibility	60-cell PV modules only		60-cell and 72-cell PV modules	
Maximum input DC voltage	48 V		62 V	
Peak power tracking voltage	27 V - 37 V		27 V - 45 V	
Operating range	16 V - 48 V		16 V - 62 V	
Min/Max start voltage	22 V / 48 V		22 V / 62 V	
Max DC short circuit current (module Isc)	15 A		15 A	
Overvoltage class DC port	II		II	
DC port backfeed under single fault	0 A		0 A	
PV array configuration	1 x 1 ungrounded array; No additional DC side protection required; AC side protection requires max 20A per branch circuit			
OUTPUT DATA (AC)	IQ 6 Microinverter		IQ 6+ Microinverter	
Peak output power	240 VA		290 VA	
Maximum continuous output power	230 VA		280 VA	
Nominal (L-L) voltage/range <sup>2</sup>	240 V / 211-264 V	208 V / 183-229 V	240 V / 211-264 V	208 V / 183-229 V
Maximum continuous output current	0.96 A	1.11 A	1.17 A	1.35 A
Nominal frequency	60 Hz		60 Hz	
Extended frequency range	47 - 68 Hz		47 - 68 Hz	
Power factor at rated power	1.0		1.0	
Maximum units per 20 A (L-L) branch circuit	16 (240 VAC)		13 (240 VAC)	
	14 (208 VAC)		11 (208 VAC)	
Overvoltage class AC port	III		III	
AC port backfeed under single fault	0 A		0 A	
Power factor (adjustable)	0.7 leading ... 0.7 lagging		0.7 leading ... 0.7 lagging	
EFFICIENCY	@240 V		@208 V	
CEC weighted efficiency	97.0 %	97.0 %	97.0 %	97.0 %
MECHANICAL DATA				
Ambient temperature range	-40°C to +65°C			
Relative humidity range	4% to 100% (condensing)			
Connector type	MC4 locking type			
Dimensions (WxHxD)	219 mm x 191 mm x 37.9 mm (without bracket)			
Weight	1.29 kg (2.84 lbs)			
Cooling	Natural convection - No fans			
Approved for wet locations	Yes			
Pollution degree	PD3			
Enclosure	Class II double-insulated			
Environmental category / UV exposure rating	NEMA Type 6 / outdoor			
FEATURES				
Communication	Power line			
Monitoring	Enlighten Manager and MyEnlighten monitoring options Compatible with Enphase IQ Envoy			
Disconnecting means	The AC and DC connectors have been evaluated and approved by UL for use as the load-break disconnect required by NEC 690.			
Compliance	CA Rule 21 (UL 1741-SA) UL 62109-1, UL1741/IEEE1547, FCC Part 15 Class B, ICES-0003 Class B, CAN/CSA-C22.2 NO. 107.1-01 This product is UL Listed as PV Rapid Shut Down Equipment and conforms with NEC-2014 and NEC-2017 section 690.12 and C22.1-2015 Rule 64-218 Rapid Shutdown of PV Systems, for AC and DC conductors, when installed according manufacturer's instructions.			

1. No enforced DC/AC ratio. See the compatibility calculator at <https://enphase.com/en-us/support/module-compatibility>.
2. Nominal voltage range can be extended beyond nominal if required by the utility.

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](https://enphase.com)

© 2018 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands used are the property of Enphase Energy, Inc.  
2018-01-25



# Ficha Técnica Sistema de Control Enphase Envoy

Data Sheet  
Enphase Networking

## Enphase IQ Envoy

The **Enphase IQ Envoy™** communications gateway delivers solar production and energy consumption data to Enphase Enlighten™ monitoring and analysis software for comprehensive, remote maintenance and management of the Enphase IQ System.

With integrated revenue grade production metering and optional consumption monitoring, the Envoy IQ is the platform for total energy management and integrates with the Enphase IQ Battery™.



### Smart

- Enables web-based monitoring and control
- Bidirectional communications for remote upgrades
- Supports power export limiting and zero-export applications

### Simple

- Easy system configuration using Enphase Installer Toolkit™ mobile app
- Flexible networking with Wi-Fi, Ethernet, or cellular

### Reliable

- Designed for installation indoors or outdoors
- Five-year warranty



**LISTED**

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](http://enphase.com)



## Enphase IQ Envoy

MODEL NUMBERS	
Enphase IQ Envoy™ ENV-IQ-AM1-240	Enphase IQ Envoy communications gateway with integrated revenue grade PV production metering (ANSI C12.20 +/- 0.5%) and optional consumption monitoring (+/- 2.5%). Includes one 200A continuous rated production CT.
ACCESSORIES (order separately)	
Enphase Mobile Connect™ CELLMODEM-03 (4G / 12-year data plan) CELLMODEM-01 (3G / 5-year data plan) CELLMODEM-M1 (4G based LTE-M / 5-year data plan)	Plug and play industrial grade cellular modem with data plan for systems up to 60 microinverters. (Available in the US, Canada, Mexico, Puerto Rico, and the US Virgin Islands, where there is adequate cellular service in the installation area.)
Consumption Monitoring CT CT-200-SPLIT	Split-core current transformers enable whole home metering.
POWER REQUIREMENTS	
Power requirements	120/240 VAC split-phase. Max 20 A overcurrent protection required.
CAPACITY	
Number of microinverters polled	Up to 600
MECHANICAL DATA	
Dimensions (WxHxD)	21.3 x 12.6 x 4.5 cm (8.4" x 5" x 1.8")
Weight	17.6 oz (498 g)
Ambient temperature range	-40° to 65° C (-40° to 149° F) -40° to 46° C (-40° to 115° F) if installed in an enclosure
Environmental rating	IP30. For installation indoors or in an NRTL-certified, NEMA type 3R enclosure.
Altitude	To 2000 meters (6,560 feet)
Production CT	- Is limited to 200A of continuous current / 250A OCPD – 72kW AC - Internal aperture measures 19.36mm to support 250MCM THWN conductors (max)
Consumption CT	- For electrical services to 250A with parallel runs up to 500A - Internal aperture measures 0.84" x 0.96" (21.33mm x 24.38mm) to support 3/0 THWN conductor - CT wire insulation rating of 600V
INTERNET CONNECTION OPTIONS	
Integrated Wi-Fi	802.11b/g/n
Ethernet	802.3, Cat5E (or Cat 6) UTP Ethernet cable, not included
Mobile	Optional, CELLMODEM-01 (3G) or CELLMODEM-03 (4G), not included
COMPLIANCE	
Compliance	UL 916 CAN/CSA C22.2 No. 61010-1 47 CFR, Part 15, Class B, ICES 003 IEC/EN 61010-1:2010, EN50065-1, EN61000-4-5, EN61000-6-1, EN61000-6-2 Metering: ANSI C12.20 accuracy class 0.5

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](http://enphase.com)

© 2018 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands used are the property of Enphase Energy, Inc.  
2018-12-10



# Ficha Técnica Enphase Cable Q

Data Sheet  
Enphase Q Cable Accessories  
REGION: Americas

## Enphase Q Cable Accessories

The **Enphase Q Cable™** and accessories are part of the latest generation Enphase IQ System™. These accessories provide simplicity, reliability, and faster installation times.



### Enphase Q Cable

- Two-wire, double-insulated Enphase Q Cable is 50% lighter than the previous generation Enphase cable
- New cable numbering and plug and play connectors speed up installation and simplify wire management
- Link connectors eliminate cable waste

### Field-Wireable Connectors





- Easily connect Q cables on the roof without complex wiring
- Make connections from any open connector and center feed any section of cable within branch limits
- Available in male and female connector types

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](http://enphase.com)



## Enphase Q Cable Accessories

CONDUCTOR SPECIFICATIONS				
Certification	UL3003 (raw cable), UL 9703 (cable assemblies), DG cable			
Flame test rating	FT4			
Compliance	RoHS, OIL RES I, CE, UV resistant, combined UL for the United States			
Conductor type	THHN/THWN-2 dry/wet			
Disconnecting means	The AC and DC bulkhead connectors have been evaluated and approved by UL for use as the load-break disconnect required by NEC 690.			
Q CABLE TYPES / ORDERING OPTIONS				
Connectorized Models	Size / Max Nominal Voltage	Connector Spacing	PV Module Orientation	Connector Count per Box
Q-12-10-240	12 AWG / 277 VAC	1.3 m (4.2 ft)	Portrait	240
Q-12-17-240	12 AWG / 277 VAC	2.0 m (6.5 ft)	Landscape (60-cell)	240
Q-12-20-200	12 AWG / 277 VAC	2.3 m (7.5 ft)	Landscape (72-cell)	200
ENPHASE Q CABLE ACCESSORIES				
Name	Model Number	Description		
Raw Q Cable	Q-12-RAW-200	300 meters of 12 AWG cable with no connectors		
Field-wireable connector (male)	Q-CONN-10M	Make connections from any open connector		
Field-wireable connector (female)	Q-CONN-10F	Make connections from any Q Cable open connector		
Cable Clip	Q-CLIP-100	Used to fasten cabling to the racking or to secure looped cabling		
Disconnect tool	Q-DISC-10	Disconnect tool for Q Cable connectors, DC connectors, and AC module mount		
Q Cable sealing caps (female)	Q-SEAL-10	One needed to cover each unused connector on the cabling		
Terminator	Q-TERM-10	Terminator cap for unused cable ends		
Friends PV2 to MC4 adaptor	ECA-S20-S22	Connect PV module using MC4 connectors to IQ micros with Friends PV2 bulkhead connectors		
Friends PV2 to UTX adaptor	ECA-S20-S25	Connect PV module using UTX connectors to IQ micros with Friends PV2 bulkhead connectors		
Replacement DC Adaptor (MC4)	Q-DCC-2	DC adaptor to MC4 (max voltage 100 VDC)		
Replacement DC Adaptor (UTX)	Q-DCC-5	DC adaptor to UTX (max voltage 100 VDC)		

 <p><b>TERMINATOR</b> Terminator cap for unused cable ends, sold in packs of ten (Q-TERM-10)</p>	 <p><b>SEALING CAPS</b> Sealing caps for unused aggregator and cable connections (Q-BA-CAP-10 and Q-SEAL-10)</p>
 <p><b>DISCONNECT TOOL</b> Plan to use at least one per installation, sold in packs of ten (Q-DISC-10)</p>	 <p><b>CABLE CLIP</b> Used to fasten cabling to the racking or to secure looped cabling, sold in packs of one hundred (Q-CLIP-100)</p>

To learn more about Enphase offerings, visit [enphase.com](http://enphase.com)

© 2018 Enphase Energy. All rights reserved. All trademarks or brands used are the property of Enphase Energy, Inc.  
2018-05-24





Tile roof mounting system

REFERENCE

CKR-1



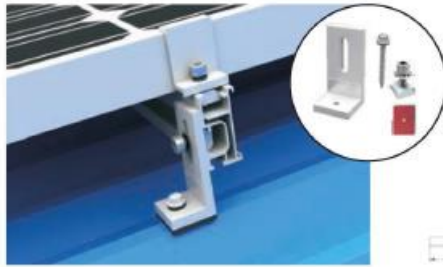
CKR-7



CKR-8



L Feet



**CK-FTH-013**

Fix rails to corrugated metal roof

- Tin hook made of AL6005-T5
- High quality EPDM rubber pad
- Wooden screw M6 X 90mm
- High class anodized aluminium
- Package 200 SET/CTN



==== **Rail**

Rail-7R Aluminium color



- CK-FT-7R-2560** CHIKO rail 2560mm
- CK-FT-7R-3200** CHIKO rail 3200mm
- CK-FT-7R-3405** CHIKO rail 3405mm
- CK-FT-7R-4200** CHIKO rail 4200mm

Customized length: 100mm-6000mm

- Material AL6005-T5
- Extruded aluminum section
- Surface protection-anodized
- Tilt-in nut

⊙ **CKR-5**

