

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE LAS AMÉRICAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**DISEÑO ELECTROMECAÁNICO UTILIZANDO ENERGÍA
RENOVABLE FOTOVOLTAICA PARA UNA EMPRESA
CÁRNICA**

**MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE BACHILLERATO EN INGENIERÍA
ELECTROMECAÁNICA**

NOMBRE DE LA ESTUDIANTE

SONIA MARÍA VEGA BARRANTES

TUTOR:

ING.

ÁLVARO ROJAS CAMACHO

LECTOR:

ING. ADOLFO ARIAS ECHANDI

SAN JOSÉ

NOVIEMBRE, 2019

Contenido

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	17
1.1 Planteamiento del problema	17
1.2 Objetivos	18
1.2.1 Objetivo general	18
1.2.2 Objetivos específicos	18
1.3 Justificación.....	19
1.4 Proyecciones.....	20
CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL.....	20
2.1 Limitaciones	20
2.2 Antecedentes	21
2.2.1 Antecedente #1	21
2.2.2 Antecedente #2	23
2.2.3 Antecedente #3	26
2.2.4 Antecedente #4	28
2.2.5 Antecedente #5	31
2.3 Marco Teórico	33
2.3.1 Energía fotovoltaica.....	33

2.3.2 Panel fotovoltaico	34
2.3.3 Celda fotovoltaica.....	35
2.3.4 Estructura y partes de los paneles solares.....	36
2.3.5 Tipos de paneles fotovoltaicos.....	37
2.3.5.1 Paneles monocristalinos.....	38
2.3.5.2 Paneles policristalinos.....	38
2.3.5.3 Paneles de capa fina	38
2.3.6 Conexión de paneles solares.....	39
2.3.6.1 Conexión en serie de paneles solares fotovoltaicos	39
2.3.6.2 Conexión en paralelo de paneles solares fotovoltaicos.....	40
2.3.6.3 Conexión en serie - Paralelo de paneles solares fotovoltaicos.....	40
2.3.7 Elementos de una instalación fotovoltaica	42
2.3.7.1 Módulos fotovoltaicos	42
2.3.7.2 Reguladores.....	43
2.3.7.3 Baterías	44
2.3.7.4 Inversores	45
2.3.7.4.1 Inversores String o de cadena: un inversor centralizado estándar.....	45
2.3.7.4.2 Microinversores.....	46
2.3.7.5 Cableado	47
2.3.7.6 Protecciones	48

2.3.7.6.1 Protección contra sobrecargas	48
2.3.7.6.2 Protección contra cortocircuitos	49
2.3.7.6.3 Protección contra sobretensiones	49
2.3.8 Puesta a tierra.....	49
2.3.9 Ventajas y desventajas de los paneles fotovoltaicos	52
2.3.9.1 Ventajas de los paneles fotovoltaicos	52
2.3.9.2 Desventajas de los paneles fotovoltaicos	53
2.3.10 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos.....	54
2.3.10.1 Sistemas solares fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica.....	54
2.3.10.2 Sistemas solares fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica.....	55
2.3.10.2.1 Autoconsumo remunerado	55
2.3.10.2.2 Autoconsumo directo	55
2.3.10.2.3 Autoconsumo con baterías	56
2.3.11 Radiación solar	56
2.3.12 Tipos de arreglos	59
2.3.13 Orientación e inclinación de los paneles solares	62
2.3.14 Cálculo de sistemas fotovoltaicos.....	66
2.3.14.1 Número de los paneles fotovoltaicos	66
2.3.14.2 Cálculo del regulador/controlador de carga	68
2.3.14.3 Cálculo de baterías.....	70

2.3.14.4 Cálculo de inversor	72
2.3.14.5 Cableado y protecciones	74
2.3.15 Características calidad-precio para elección de un panel solar	77
2.3.16 Aspectos financieros.....	79
2.3.16.1 El valor actual neto (VAN)	79
2.3.16.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	80
2.3.16.3 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).....	83
2.4.1 Diagnóstico.....	84
2.4.1.1 Ubicación exacta del proyecto.....	84
2.4.1.2 Área de instalación	85
2.4.1.3 Promedios mensuales de datos climáticos.....	86
2.4.1.4 Tarifas eléctricas según compañía eléctrica	87
2.4.1.5 Requisitos para generación distribuida según compañía eléctrica	90
2.4.1.6 Historial de consumo eléctrico de la empresa	92
2.4.1.7 Selección de panel fotovoltaico.....	93
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO	94
3.1 Enfoque de la investigación	94
3.2 Método de investigación	94
3.3 Fuentes de información.....	96

	11
3.4 Variables o categorías de análisis.....	96
3.5 Instrumentos	97
3.6 Proceso para la recolección y análisis de datos.....	97
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS	98
Análisis técnico.....	98
Análisis financiero.....	103
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	118
5.1. Conclusiones.....	118
Recomendaciones	124
CAPÍTULO V: PROPUESTA	125
Diagrama de conexión.....	133
REFERENCIAS	134
APÉNDICES.....	137
Apéndice A: Promedios mensuales de datos climáticos	137
Apéndice B: Tarifas eléctricas según distribuidora ICE	138
Apéndice C: Procedimientos para interconexión de sistemas de generación Distribuida en la red de distribución del ICE	141
Apéndice D: Área del techo de la empresa	145

Apéndice E: Cotizaciones propuestas por las empresas.....	146
Apéndice F: Fichas técnicas	147
Apéndice G: Tablas de cálculos	151

Figuras

Ilustración 2.1. Celdas, Panel y Arreglo Fotovoltaico.	34
Ilustración 2.2. Efecto Fotoeléctrico	35
Ilustración 2.3. Estructura de un Panel Solar.	36
Ilustración 2.4. Tipos de Paneles Solares.	37
Ilustración 2.5. Conexión de Paneles Solares en Serie.....	39
Ilustración 2.6. Conexión de Paneles Solares en Paralelo.....	40
Ilustración 2.7. Conexión de Paneles Solares en Serie-Paralelo.	41
Ilustración 2.8. Arquitectura del Sistema Fotovoltaico.....	42
Ilustración 2.9. Regulador	43
Ilustración 2.10. Batería	44
Ilustración 2.11. Inversor	45
Ilustración 2.12. Cableado PV ZZ-F	47
Ilustración 2.13. Conexión de Puesta a Tierra en los Módulos Solares	50
Ilustración 2.14. Indicación del Conector Correcto en Módulo Solar de la Puesta Tierra.....	50
Ilustración 2.15. Conexión de la Puesta a Tierra.....	51
Ilustración 2.16. Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos	54

Ilustración 2.17. Tipos de Radiaciones Solares.....	57
Ilustración 2.18. Tipos de Posiciones de los Paneles Solares	59
Ilustración 2.19. Adosado al Techo.....	60
Ilustración 2.20. Inclinado al Techo.....	60
Ilustración 2.21. Balastado al Techo	60
Ilustración 2.22. A nivel del Suelo	61
Ilustración 2.23. Flotante.....	61
Ilustración 2.24. Trayectoria del Sol	64
Ilustración 2.25. Ángulos de Inclinación, de Incidencia y de Azimut de Paneles Solares.....	65
Ilustración 2.26. Vista Satelital de la Ubicación de la Empresa Cárnica	84
Ilustración 2.27. Área para Instalación.....	85
Ilustración 2.28. Cuarto de Almacenamiento de la Empresa	86
Ilustración 2.28. Tarifa Mensual para consumos mayores y menores a 3.000 kWh.....	88
Ilustración 2.29. Tarifa de Acceso Mensual.....	89
Ilustración 5.30. Ficha Técnica de Paneles Jinko 385W	125
Ilustración 5.31. Ficha Técnica de Inversor Fronius IG Plus 10.0-1.....	127
Ilustración 5.32. Diagrama de Conexión.....	133
Ilustración A.33. Promedios Mensuales de Datos Climáticos	137
Ilustración B.34. Tarifa eléctrica comercial del ICE.....	138
Ilustración B.35. Tarifa de servicio de alumbrado público	138
Ilustración B.36. Tarifario de los últimos nueve meses del 2019	139
Ilustración B.37. Tarifa del tributo a los bomberos.....	139
Ilustración B.38. Tarifa del impuesto sobre las ventas.	140

Ilustración B.39. Tarifa de acceso a la red	140
Ilustración C.40. Primera etapa de documentación para interconexión	141
Ilustración C.41. Segunda etapa de documentación para interconexión	142
Ilustración C42. Primera parte: Pagos a la distribuidora según el trámite requerido.	143
Ilustración C.43. Segunda parte: Pagos a la distribuidora según el trámite requerido.	144
Ilustración D.44. Área del techo disponible para implementación del proyecto	145
Ilustración D.45. Hoja de datos de cálculos para el área del techo.	145
Ilustración E.46. Oferta preliminar propuesta por la empresa Sunshine	146
Ilustración F.47. Ficha técnica panel Jinko 385W	147
Ilustración F.48. Ficha técnica panel Jinko 385W	148
Ilustración F.49. Ficha técnica inversor IG Plus	149
Ilustración F.50. Ficha técnica inversor IG Plus	150
Ilustración G.51. Análisis financiero del proyecto.	151
Ilustración G.52. Análisis financiero con costos de mantenimiento e inversor.	152
Ilustración 53. Análisis financiero con Costo de mantenimiento y microinversor	153

Ecuaciones

Ecuación 1. Número de Paneles Solares	67
Ecuación 2. Número de Paneles Solares en Serie	68
Ecuación 3. Número de Paneles Solares en Paralelo	68
Ecuación 4. Corriente de Entrada del Regulador	69
Ecuación 5. Corriente de Salida del Regulador.....	69

Ecuación 6. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga en Watts	70
Ecuación 7. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga en Amperios	71
Ecuación 8. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga Estacional en Watts.....	71
Ecuación 9. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga Estacional en Amperios	72
Ecuación 10. Potencia del Inversor	73
Ecuación 11. Potencia del Inversor con Picos de Arranque.....	74
Ecuación 12. Cálculo del VAN.....	79
Ecuación 13. Cálculo del TIR	80
Ecuación 14. Cálculo del PRI	83
Ecuación 15. Cálculo Rápido para Paneles Solares	98

Tablas

Tabla 1. Radiación de Estación Juan Santamaría.....	87
Tabla 2. Precios Mensuales del Alumbrado Público, Bomberos y el Impuesto de Venta	88
Tabla 3. Procesos, Formularios y Costos de Generación Distribuida.....	90
Tabla 4. Historial de Consumo de 24 Meses.....	92
Tabla 5. Propuesto por la Empresa Sunshine.....	93
Tabla 6. Radiación Solar Estación Juan Santamaría	99
Tabla 7. Porcentajes de Generación para el Análisis	100
Tabla 8. Números de Paneles Solares según su Porcentaje de Generación	101
Tabla 9. Porcentaje de Generación y N° de Paneles sugerido por la Empresa	102
Tabla 10. Fórmula aplicada al Porcentaje de Generación sugerido por la Empresa	102

Tabla 11. Costo de Generación Distribuida ICE.....	106
Tabla 12. Estimación de la Inversión Inicial del Proyecto según Sunshine.....	108
Tabla 13. Montos de Inversión Inicial según de Número de Paneles Solares.....	108
Tabla 14. Periodo de Recuperación de Inversión.....	109
Tabla 15. VAN según el Número de Paneles.....	110
Tabla 16. Comparación de Inversión, PRI, VAN y TIR según Inversor o Microinversor.....	116
Tabla 17. Arreglo de Paneles para el Inversor en Entrada.....	128
Tabla 18. Arreglo de Paneles para el Inversor en Salida.....	128
Tabla 19. Flujo de Efectivo Detallado para 138 Paneles Propuestos.....	131
Tabla 20. PRI, TIR y VAN agregando costos Operativos.....	132

Gráficos

Gráfico 1. Comparación de TIR vrs N° de Paneles Fotovoltaicos.....	111
Gráfico 2. Ahorro según el N° de Paneles Solares.....	113
Gráfico 3. Producción Anual según el N° de Paneles Solares.....	114

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

Las alzas en el precio de la electricidad provocan que las empresas del país busquen soluciones, debido a que estas afectan los costos de producción y la implementación de energías renovables.

Actualmente existen diversos sistemas que pueden aplicarse, según sea el caso, tales como energías térmicas, eólicas, entre otras. Sin embargo, una de las energías que está tomando fuerza debido a su constante uso, lo que provoca a su vez que los precios sean más accesibles, es la aplicación de sistemas fotovoltaicos para la producción de energía eléctrica.

No solo las grandes organizaciones están optando por el uso de los paneles solares, sino también las pequeñas y medianas empresas del país, tales como las empresas cárnicas, que se benefician de estos sistemas alternos y que además de ser amigables con el ambiente, a partir de un buen diseño, puede generar un ahorro económico importante a la empresa.

1.1 Planteamiento del problema

¿Cuál es el diseño electromecánico más adecuado a partir de la energía renovable fotovoltaica, para una empresa cárnica ubicada en el Barrio San José de Alajuela?

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Diseñar un sistema electromecánico más adecuado a partir de la energía fotovoltaica, para una empresa cárnica ubicada en el Barrio San José de Alajuela.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Calcular la cantidad de paneles solares que cumplan con la demanda eléctrica de la empresa, mediante la facturación eléctrica de los últimos 24 meses y de los niveles de radiación del sitio.
2. Determinar la distancia y el espacio para la colocación de los paneles solares y las conexiones de los demás dispositivos necesarios para la generación de energía.
3. Establecer el tipo de inversor o micro inversor funcional y por costo del mercado para el diseño del sistema de los paneles solares. .
4. Definir la rentabilidad del diseño por medio de un análisis financiero sobre la inversión, el retorno de la inversión y ahorro en el recibo eléctrico.

1.3 Justificación

Actualmente, el consumo de energía eléctrica ha ido en aumento, y cada vez la electricidad se torna más cara; la búsqueda de nuevos sistemas que ayuden a las empresas a moderar sus gastos y poder así competir en el mercado, produce que estas dirijan sus miradas a nuevos diseños amigables con el ambiente y generen energía renovable.

La empresa cárnica Carnes Vega Alvarado, ubicada en el Barrio San José de Alajuela, cuenta con un récord muy alto en el consumo energético, lo que demanda grandes gastos en el pago del recibo eléctrico, con un aproximado de ₡1.000.000 al mes. En los últimos meses la empresa ha sido reclasificada, ha pasado de residencial a comercial y finalmente a máxima demanda, esto debido al uso de toda la maquinaria con la que se procesa la carne y los cuartos fríos que mantienen el producto en las mejores condiciones para su manipulación y distribución.

Debe considerarse que los altos costos en facturación ponen en el filo de la navaja a las pequeñas empresas que desean ir creciendo y expandir su negocio, lo que muchas veces se torna un riesgo eminente para su rentabilidad.

La propuesta del presente trabajo consiste en diseñar un sistema electromecánico por medio de la implementación de paneles solares, que resulta una buena elección ya que la empresa posee un horario laboral diurno donde la irradiación del sol es aprovechable. Todo esto con la intención de contribuir a que la empresa logre reducir el gasto en pagos de facturación eléctrica y pueda así continuar brindando un excelente servicio en la comercialización de carnes de res y cerdo de primera calidad.

1.4 Proyecciones

El presente proyecto de investigación se entregará en un sistema de almacenamiento electrónico que incorpora los planos en AutoCAD, memoria de cálculo, análisis de costos y mano de obra y análisis financiero total del proyecto.

CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL

2.1 Limitaciones

Debido a que la empresa en los últimos años ha tenido un rápido crecimiento, se han hecho cambios de ampliación sin la planificación adecuada, por lo tanto, no se cuenta con los planos arquitectónicos y eléctricos.

2.2 Antecedentes

2.2.1 Antecedente #1

Título: Diseño eléctrico con paneles solares para una granja avícola

Autor: Carlos Solís Montiel

Institución: Universidad Internacional de las Américas

Fecha: 26 de julio del 2017

En esta tesis se desarrolló un diseño eléctrico con paneles solares para una granja avícola ubicada en Limonal de Orotina. La empresa presentaba grandes gastos en el pago de la facturación eléctrica, lo cual rondaba los 3.000.000 colones. El propósito del diseño fue reducir esos gastos y ampliar así el margen de la ganancia con el ahorro en la facturación.

En este trabajo se expuso dos diseños, tomando en cuenta el mes de menos generación, de tal manera que en el punto más crítico los paneles entreguen máxima energía. Luego se realizaron los diseños donde se varió la generación energética, uno en un 5% y el otro en 10% para luego exponer un análisis financiero y determinar cuál de los dos proyectos era el adecuado.

Ambos diseños fueron desarrollados por medio de la recolección de datos tales como consumo eléctrico de la granja en el último año, estudio por mes de la irradiación donde se colocarán los paneles solares y finalmente por medio de la fórmula (consumo energético real entre potencia pico del panel por horas pico solar) se obtuvo la cantidad de paneles necesarios para satisfacer la carga eléctrica que utilizaba la granja.

En cuanto a la conexión de los paneles solares se hizo en paralelo, así en caso de que alguno falle de manera individual no afectó el desempeño de los demás. Después de la instalación de los paneles, se condujo a una caja de conexiones, de esta a su respectivo inversor o micro inversor y luego a la instalación eléctrica. También se calculó el grado de inclinación de los paneles que contribuyen al aumento en el rendimiento, la fórmula que se utilizó fue la latitud del lugar de instalación más 10° .

El proyecto de diseño seleccionado por el ingeniero fue la opción de un 5% más de la demanda necesaria y el uso de inversores. Se descartó el 10% debido a que estaría regalando el excedente de electricidad a la compañía que brinda el servicio en este caso el Instituto Costarricense de Electricidad, además de exceder en la normativa que brinda el ARESEP. Se optó por los inversores, ya que los micro inversores encarecen la inversión inicial a pesar de tener un mejor desempeño en el sistema, pues permiten a los paneles trabajar de manera individual asegurando máxima eficiencia.

Finalmente, se realizaron ciertas recomendaciones tales como contratar una persona con experiencia y conocimiento en el área de la instalación y mantenimiento de los paneles solares, con el fin de extender su vida útil y mantener la eficacia en el sistema. Por otro lado, se propuso que la granja se transfiriera a la máxima demanda, de esta manera logrará ahorrar un poco más, ya que el pago de la tarifa es más que la que actualmente presenta, la de media tensión.

2.2.2 Antecedente #2

Título: Diseño de un sistema alternativo de generación de energía renovable por medio de la utilización de colectores solares fotovoltaicos, Centro de Producción Río Macho

Autor: Jeffrey Coto Torres

Institución: Instituto Tecnológico de Costa Rica

Fecha: 22 junio 2010

Este proyecto se enfocó en un diseño de un sistema alternativo de generación de energía renovable por medio de la utilización de colectores solares fotovoltaicos en el Centro de Producción Río Macho, ubicada en la región del Valle de Orosi en el cantón de Paraíso de Cartago, cuyo sistema debía lograr alimentar el sistema de iluminación de las oficinas, y el sistema de aire acondicionado en horas del día y el sistema de iluminación exterior en horas de la noche.

El primer paso fue determinar los consumos de las cargas de iluminación y aire acondicionado de la planta, por medio de un analizador de calidad de energía llamado fluke 345. Las mediciones se realizaron por una hora para obtener un total de carga tanto de iluminación y aire acondicionado de día e iluminación nocturna.

El sistema debía conformarse de los paneles fotovoltaicos, inversores de corriente directa a corriente alterna, un banco de baterías y un cargador para estas. Para obtener un valor real de la carga necesaria, se calculó primero el porcentaje de rendimiento dependiente del porcentaje de pérdidas de potencia y eficiencia de los elementos anteriormente citados.

Por otro lado, para la investigación de los niveles de radiación en esta región se utilizó un software llamado RETScreen, proporcionado por el gobierno de Canadá totalmente gratuito, que posee bases de datos de aproximadamente 4700 estaciones terrestres y datos de satélites de la NASA; para conocer la cantidad de paneles a utilizar, se buscó el mes con menor cantidad de hora solar, con la finalidad de que la producción de energía en dicho mes sea la suficiente para realizar la alimentación de las cargas del proyecto.

Los paneles solares escogidos para el proyecto fueron los poli cristalinos debido a que son más baratos que los monocristalinos y presentan una mayor eficiencia con respecto a las amorfas. Además de definir qué tipo de panel se usará, se hizo referencia al ángulo de inclinación que debe poseer para un buen desempeño, en este caso se decidió crear un sistema donde los paneles pudieran moverse en angulación, dependiendo el mes en que se encuentre, esto de manera manual ya que automático generaría gastos mayores en la inversión inicial.

Se calcularon 5 diferentes grados angulares, por medio del ángulo de declinación solar de acuerdo con la latitud y al número de meses en un año, así se garantizó que los paneles recibieran la radiación solar de manera perpendicular generando mejor captación y por ende un óptimo desempeño del sistema.

Finalmente, el diseño fotovoltaico contará con 56 paneles de 205W y 24V cada uno, de 4 grupos de 14, además de un inversor *Sunny Boy 3000* que cumplió con lo requerido (una onda de 60Hz y 220V de amplitud).

Por otro lado, también se utilizó un inversor bidireccional de la marca SMA Solar Technology llamado Sunny Island 4248U, el cual actúa como un inversor o como un cargador de baterías para la alimentación del sistema de Backup del proyecto, lo que permite gestionar la carga

y descarga del banco de baterías y conlleva una realización sin afectar o comprometer la vida útil del sistema de respaldo de energía.

El banco de baterías utilizado en el diseño fue el encargado de brindar la alimentación eléctrica a las cargas nocturnas que representaban cerca del 43.88% del total de energía requerida por el sistema de cargas que corresponde a 13,607kWh. Posteriormente se realizó el sobredimensionamiento de la energía con respecto al rendimiento total del sistema (79.43%), dando como resultado 17,131kWh. Así que el cálculo de la energía del backup se determinó por medio del número de días de autonomía ($N=1$), la tensión de las baterías (48V), y la profundidad de descarga (70%), entonces, según el cálculo se estimó que la corriente requerida sería de 510Ah.

Para este diseño se utilizaron 3 baterías de 200Ah y el tipo de batería fue de Plomo-ácido debido a que estas son las que utilizan la mayoría de sistemas fotovoltaicos y resultan más económicas, además son cerradas herméticamente para evitar los procesos de mantenimiento.

Como medida de protección contra las descargas eléctricas atmosféricas se recomendó realizar una conexión entre los marcos metálicos de los paneles fotovoltaicos y una varilla de tierra que debe ser de acero con recubrimiento de cobre y una longitud aproximada de 2m de largo y 13mm de diámetro. También se sugirió establecer una conexión a tierra de las cargas del sistema con la finalidad de que no exista una diferencia de potencial entre los paneles y las cargas.

Además, se recomendó entubar la instalación eléctrica y las baterías deben tener instaladas interruptores tanto del lado de los paneles fotovoltaicos como de la carga conectada al sistema, adicional a esto se debe instalar un fuse en serie a la salida del banco de baterías.

Posteriormente, se elaboró el análisis financiero para conocer el monto de inversión inicial y su tiempo de retorno. Considerando la cotización entregada por la empresa Interdinámica Energía

el costo total de los elementos que formarán parte del proyecto implementado rondaría los US\$107.340,00. Según esta estimación el sistema fotovoltaico contaría con una vida útil de alrededor de 25 a 30 años, determinada principalmente por la vida útil de los paneles fotovoltaicos y cuyo plazo de tiempo estimado para la recuperación de la inversión ronda los 17,43 años; si se considera que el sistema tendría una vida útil de 30 años entonces el Centro de Producción Río Macho contaría con 12, 57 años de trabajo libre de gastos.

{

2.2.3 Antecedente #3

Título: Uso de paneles solares como energía renovable para el abastecimiento de energía eléctrica.

Autor: Romel Mejía Mieleles y Oswaldo Montesino Torres.

Institución: Universidad Nacional Abierta y a Distancia UNAD - Escuela de Ciencias

Fecha: noviembre 2017

El propósito de este proyecto fue estudiar el uso de paneles solares como energía renovable para el abastecimiento de energía eléctrica en Colombia a partir de los avances tecnológicos que en la actualidad se han desarrollado a nivel mundial.

Se expuso que actualmente una de las formas viables de generación de energía eléctrica es el uso de paneles solares, debido a que la fuente de la radiación, es decir el sol, se encuentra presente siempre, y es un proceso mucho más económico y de menor impacto ambiental que los convencionales; sin embargo, existe el inconveniente del aprovechamiento de la energía solar que varía dependiendo a los aspectos climatológicos o de la ubicación geográfica.

Según el estudio la energía aportada por el sol puede ser aprovechada de diversas maneras y una de las que cuenta con gran aceptación en el caso de viviendas de habitación es el uso de los calentadores solares, los cuales son una manera económica de aprovechar la energía solar y ser efectiva para el desarrollo de las actividades cotidianas.

El gobierno colombiano promueve reducir las brechas sociales para una equidad sostenible con atributos medioambientales, buscando que las persona en zonas rurales y de difícil acceso a la energía eléctrica convencional utilicen los sistemas fotovoltaicos. Es por ello que los autores exponen ciertas recomendaciones de acuerdo con su investigación: primero, el uso de nuevos mecanismos a través de políticas públicas en el país, donde se pueda educar y mejorar la conciencia ambiental en cuanto al uso cotidiano para el mejoramiento de la calidad de vida.

Segundo, la búsqueda de iniciativas, acceso rápido y factible a información sobre la producción de energías renovables, tanto para empresas públicas como privadas, debido a que estas son las que mueven no solo económicamente al país, sino que socialmente poseen un gran peso. Esta promoción en el cambio de mentalidad en el uso de energía renovable busca generar ciudades más ecológicas cuyo beneficio hace posible un cambio en los paradigmas e ideas para la creación de empresas sostenibles en el país.

En conclusión, este trabajo buscó crear el buen ejemplo y el seguimiento de países pioneros en el uso de energías renovables tales como Japón, Estados Unidos, Latinoamérica y entre ellos Costa Rica, considerado uno de los países 100% renovables respecto al uso de los paneles solares para el abastecimiento energético.

2.2.4 Antecedente #4

Título: BAC lanza sitio web para que pymes calculen radiación solar y valoren instalar paneles

Autor: Pymes El Financiero

Institución: El Financiero

Fecha: 20 abril, 2017

Según esta información existe una aplicación que ayuda a las pequeñas empresas a calcular la cantidad de paneles necesarios para su demanda energética. Esta herramienta fue desarrollada no solo por el BAC, sino que participaron la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Costa Rica (UCR), el Ministerio de Ambiente y Energía (Minae), la Agencia de Cooperación Alemana para el Desarrollo GIZ y la Fundación Costa Rica-Estados Unidos para la Cooperación (Crusa).

Es una herramienta digital gratuita que permite calcular la radiación solar de la zona en la que se ubica la empresa y obtener información sobre la viabilidad de instalar paneles solares fotovoltaicos. En esta aplicación el banco invirtió poco más \$25.000 con el propósito de que las personas y las empresas pierdan el miedo al uso de la energía solar y a la implementación de paneles solares, con la opción de producir su propio consume energético, sin depender tanto de una empresa proveedora de electricidad, lo cual añade además la gran ventaja de contribuir con el medio ambiente debido a que es una energía limpia.

Esta aplicación cuenta con modelos matemáticos de diferentes paneles fotovoltaicos que existen y la base de datos de irradiación solar del país, tomando en cuenta la normativa vigente de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) y el último reglamento de generación distribuida por el Minae.

Al ingresar al sitio BAC Solar, se podrá hacer uso de la herramienta, la cual presenta una serie de preguntas que el usuario debe ir completando, tales como: ubicación, si el cálculo será por medio de consumo energético o potencia específica, proveedor de electricidad, tarifa utilizada (residencial, comercial, media tensión, industrial, promocional o carácter social), además brinda una línea opcional donde se pueden agregar los metros cuadrados de su techo. Luego se puede

consultar por el consumo mensual y para ello se recomienda al menos agregar 12 meses para un mejor cálculo.

Después de ingresar los datos solicitados, la plataforma le brindará la siguiente información: la cantidad de paneles solares que debería instalar, el tiempo para recuperar la inversión, si decide instalar los paneles, el costo total del préstamo y la cuota mensual que debe pagar. Por otro lado, también mostrará los ahorros que se podrán tener con la implementación tales como el ahorro mensual de energía, el ahorro de dióxido de carbono. También se generan gráficos y se detallan los parámetros que se usaron para realizar el cálculo.

Finalmente, se puede concluir que la aplicación es muy amigable con el usuario, cualquier persona con manejo básico de computadora o celular podría ingresar a la herramienta y realizar los cálculos necesarios.

La herramienta suministra facilidad de interpretación, es decir, no se necesita un conocimiento técnico para saber si es viable o no la implementación de los paneles solares, esto gracias a que muestra cuál sería la inversión inicial como préstamo, su pago mensual y su tiempo de retorno de inversión. Sin embargo, lo que podría generar una diferencia en la inversión inicial, que claro está la aplicación no la posee por ser exclusiva de un solo ente financiero, es que actualmente varios bancos brindan servicios financieros exclusivos para inversiones de este ámbito, con intereses y mensualidades diferentes, que pueden resultar mayores o menores a la brindada por el BAC; queda entonces a criterio de las personas o empresas indagar un poco más sobre el financiamiento después de conocer en aproximación qué cantidad de paneles solares necesitaría su vivienda o empresa, y así optar por la mejor opción financiera.

2.2.5 Antecedente #5

Título: Generación Solar: muchos David versus algunos Goliat

Autor: Redacción La República

Institución: La Republica.net

Fecha: 08 febrero, 2019

En este artículo se habla de las siete distribuidoras de electricidad del país que se resisten a la implementación de paneles solares tanto para vivienda como para empresas. Actualmente existe un tope del 15% que es la capacidad máxima que la red de distribución eléctrica puede soportar. Esto conlleva a que, si se desea instalar un sistema con paneles solares, sería necesario realizar un estudio con el fin de determinar si se causaría una afectación a la red de la distribuidora, por ende, la cantidad de sistemas solares es limitada, pues si se llega al límite de saturación, no se podría utilizar la producción de energía eléctrica a través del sol en un área determinada ni para viviendas ni para empresas.

Después del estudio de afectación se agregan además los seis meses de espera para el permiso de instalación de los paneles. Esta idea se da supuestamente, con el propósito de que el cliente tenga un tiempo prudencial para analizar si de verdad desea hacer la inversión de utilizar paneles fotovoltaicos en su empresa o vivienda.

Por otro lado, los posibles clientes a la implementación de los paneles deben instalar el medidor que brinda la distribuidora (el del propio ICE) para poder hacer uso del 49% que se puede intercambiar, que es el tope de descarga que la distribuidora entrega, con respecto al almacenaje del excedente por parte del particular a la red.

El gran problema de las distribuidoras de electricidad con la amplia generación de electricidad a través del sol, es que sus costos de electricidad de producción convencional se elevarían, ya que serían pocos los consumidores que pagarían por el costo de los activos fijos.

Actualmente muchos proyectos han sido frenados debido a los topes impuestos por la legislación. Ya existen zonas del territorio nacional que se encuentran saturadas, en consecuencia, la implementación de los sistemas solares es solo una idea plasmada en papel.

Todo esto es el causante de que muchos usuarios y empresarios estén luchando para que nuevos decretos sean implementados, lo cual da luz verde a la ampliación del uso de la energía solar en el país, porque a pesar del potencial de producción que Costa Rica posee es superior a otros países, solo un 0,34% de la energía que se consume corresponde a fuentes solares, por debajo de otros países de América Central.

La pretensión de las empresas y particulares, no es solo de bajar sus costos en la facturación de electricidad, sino también a la gran contribución que se le brinda al medio ambiente con el uso de energía renovable cada vez más eficiente y de menor impacto al medio.

2.3 Marco Teórico

2.3.1 Energía fotovoltaica

Según la Asociación de Empresas de Energía Renovable (APPA): “La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos.” ((APPA), 2018).

2.3.2 Panel fotovoltaico

En el libro de *Capacitación e instalación de sistemas fotovoltaicos en las comunidades de Carmen de Emero y Yolosani*:

Un módulo o panel es un conjunto de celdas conectadas en serie o en paralelo para producir los voltajes y corrientes deseados. La mayoría de las celdas producen medio voltio. Un módulo típico tiene 36 celdas, por lo tanto, tendrán un voltaje de 18V, bajo condiciones estandarizadas y un voltaje nominal de 12V.

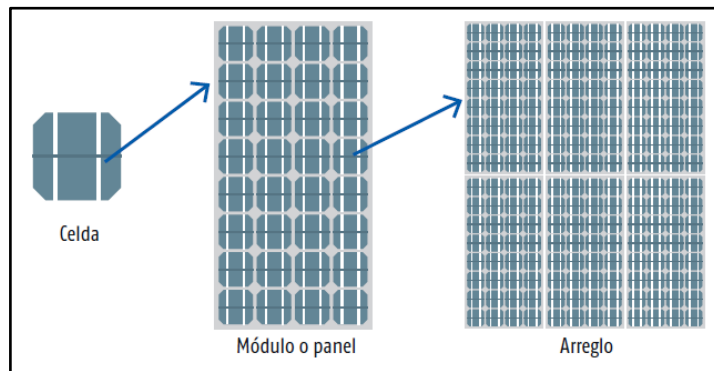


Ilustración 2.1. Celdas, Panel y Arreglo Fotovoltaico.

Fuente: Capacitación e Instalación de Sistemas Fotovoltaicos en las Comunidades de Carmen de Emero y Yolosani (2015).

Un arreglo es un grupo de paneles conectados para producir los valores deseados de corriente y voltaje y están fijos a una estructura de montaje. (Uzquiano, Sullivan, & Sandy, 2015, págs. 15-16).

2.3.3 Celda fotovoltaica

Enlight México expone que “Las celdas fotovoltaicas son dispositivos que se encargan de capturar la energía luminosa del sol para transformarla en electricidad. Y un conjunto de ellas conforman un panel solar.” (México, 2017)

Por otro lado, la revista online de iluminación *Iluminet* explica el funcionamiento de las celdas fotovoltaicas de la siguiente manera:

Estos dispositivos están hechos de dos tipos de materiales semiconductores, uno de carga positiva (p) y otro de carga negativa (n). Cuando son expuestos a la luz permiten que un fotón de la luz solar “arranque” un electrón, el electrón libre deja un “hueco” que será llenado por otro electrón que a su vez fue arrancado de su propio átomo.

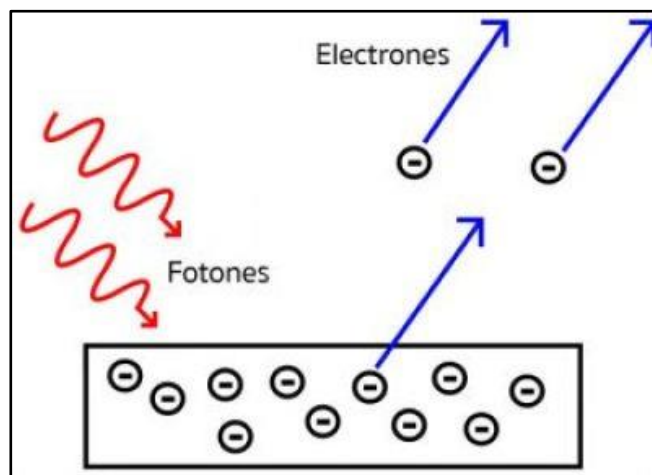


Ilustración 2.2. Efecto Fotoeléctrico

Fuente: iluminet.com

El trabajo de la celda es provocar que los electrones libres vayan de un material semiconductor a otro en busca de un “hueco” que llenar. Esto produce una diferencia de potencial y por tanto una corriente eléctrica, es decir, que se producirá un flujo de electricidad. (Iluminet, 2016).

2.3.4 Estructura y partes de los paneles solares

Los paneles solares fotovoltaicos que se utilizan en la actualidad están formados de la siguiente manera, según el sitio web de solar-energía:

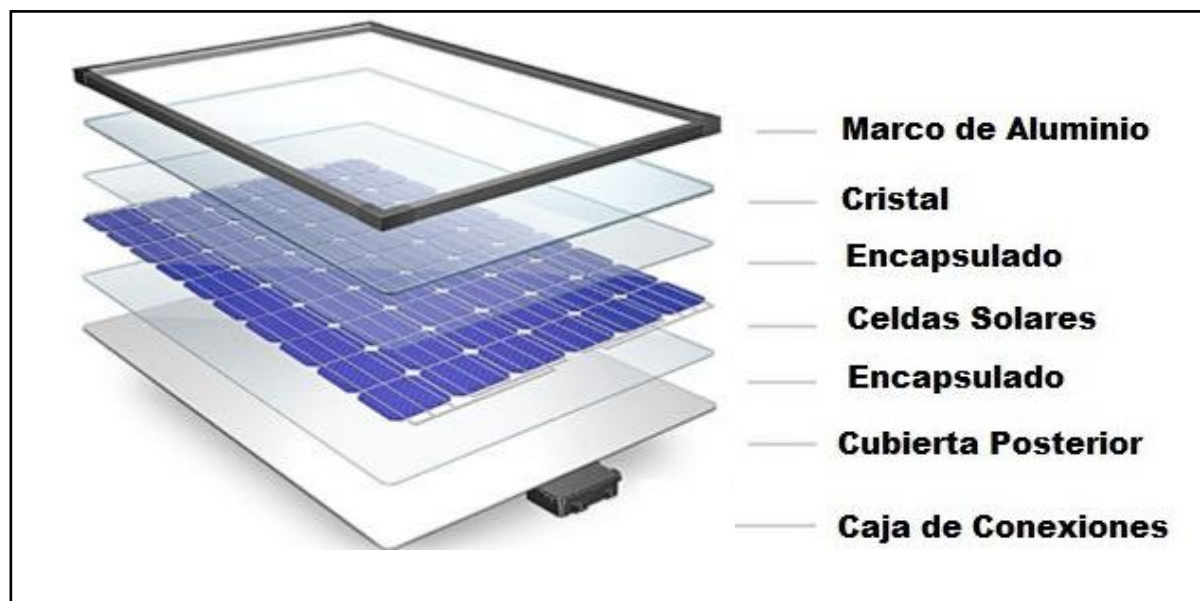


Ilustración 2.3. Estructura de un Panel Solar.

Fuente: instaladorsolar.com

- **El marco de apoyo** es la parte que da robustez mecánica al conjunto. El marco de apoyo de un panel solar permite su inserción en estructuras que agruparán a módulos. Son creadas usualmente de aluminio.
- **La cubierta frontal** del panel fotovoltaico tiene una función principalmente protectora ya que sufre la acción de los agentes atmosféricos. Creado de vidrio templado, protege contra impactos y es buen transmisor de la radiación solar.
- **Las capas encapsadas** son las encargadas de proteger las células solares y sus contactos.

- **Las células fotovoltaicas** son los elementos más importantes del panel fotovoltaico. Se trata de unos dispositivos semiconductores capaces de generar electricidad a partir de la radiación solar.
- **La cubierta posterior** consiste, fundamentalmente, en proteger contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera infranqueable contra la humedad.
- **La caja de conexiones eléctricas** tiene dos cables, uno positivo y el otro negativo. Es el lugar por donde se da una continuidad en el circuito eléctrico. Algunos módulos fotovoltaicos tienen una toma de tierra, que deberá utilizarse en instalaciones de potencia elevada. (Solar, 2018).

2.3.5 Tipos de paneles fotovoltaicos

En el mercado actualmente podemos encontrar estos tres tipos de paneles fotovoltaicos, según lo explica Raúl Serrano, encargado del departamento técnico de Tritec-intervento:

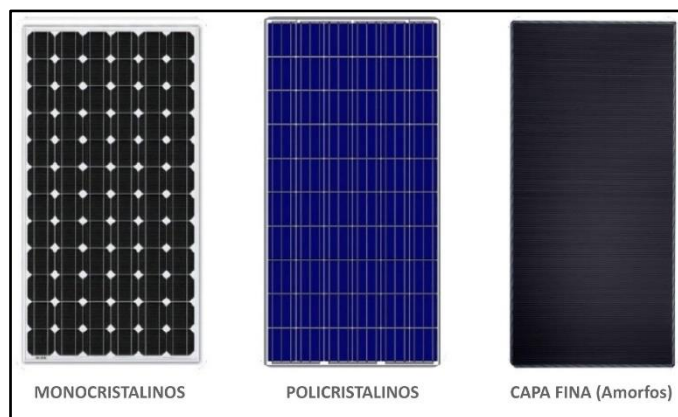


Ilustración 2.4. Tipos de Paneles Solares.

Fuente: tritec-intervento.cl

2.3.5.1 Paneles monocristalinos

Los paneles monocristalinos tienen una eficiencia mayor que los policristalinos. Su rendimiento de laboratorio es cercano al 24%, y su rendimiento comercial oscila entre el 17 y el 20%. Este es un factor importante cuando no disponemos de mucha superficie para instalar paneles, ya que así podemos conseguir mayor potencia con el mismo espacio. Su vida útil también suele ser mayor que la de los paneles Policristalinos y generalmente se comportan mejor con radiación difusa. Estos factores hacen que su precio sea ligeramente superior a los policristalinos.

2.3.5.2 Paneles policristalinos

Los paneles Policristalinos tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 19% y su rendimiento comercial oscila entre el 13 y el 15%. A pesar de tener un rendimiento menor, los paneles policristalinos tienen un menor precio que los monocristalinos y un mejor comportamiento a altas temperaturas, con lo que bajo estas condiciones pueden generar más energía que el resto de paneles.

2.3.5.3 Paneles de capa fina

Los paneles de capa fina (thin film) generalmente tienen un rendimiento de laboratorio cercano al 13% y su rendimiento comercial oscila entre el 7 y el 9%. Estos paneles se crearon básicamente para reducir costos de producción y salir de la posible escasez de silicio, haciendo que se empezara a investigar en celdas de otros materiales. Por lo tanto, una de sus principales ventajas, es que a pesar de necesitar mayor espacio para generar la misma energía que los paneles policristalinos o monocristalinos, su precio es mucho menor y muy atractivo. Además, tienen un buen comportamiento a temperaturas altas, y su aspecto estético es muy atractivo, lo que hace que se usen constantemente en aplicaciones para arquitectura. (Serrano, 2016).

2.3.6 Conexión de paneles solares

Para entender cómo se realizan las conexiones de los paneles es necesario tener claro que estos dispositivos generan corriente continua que luego será transformada en corriente alterna por medio de un inversor, es así que los paneles solares fotovoltaicos poseen dos polos, uno positivo (+) y uno negativo (-), ubicados por detrás de estos. La página web de Instalaciones y Eficiencia Energética, expone las conexiones que se pueden realizar en una instalación fotovoltaica estas son:

2.3.6.1 Conexión en serie de paneles solares fotovoltaicos

En una conexión en serie, las tensiones se suman y la intensidad resultante es la de uno de los paneles (deben ser de las mismas características).

Como se ve en la figura 2.5 se ha conectado el polo negativo (-) del panel #1 con el polo positivo (+) del panel #2.

Si se conecta un multímetro a la salida, se obtendría lo siguiente:

- Tensión en vacío total: $V_{oc} = V_{oc1} + V_{oc2}$
- Intensidad de cortocircuito: $I_{sc} = I_{sc1} = I_{sc2}$

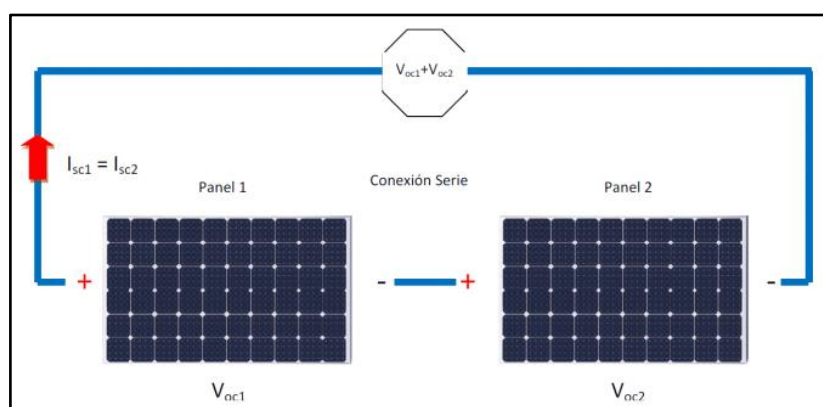


Ilustración 2.5. Conexión de Paneles Solares en Serie.

Fuente: instalacionesyeficienciaenergetica.com

2.3.6.2 Conexión en paralelo de paneles solares fotovoltaicos

En una conexión en paralelo, las intensidades se suman y la tensión resultante es la de uno los paneles (deben ser de las mismas características).

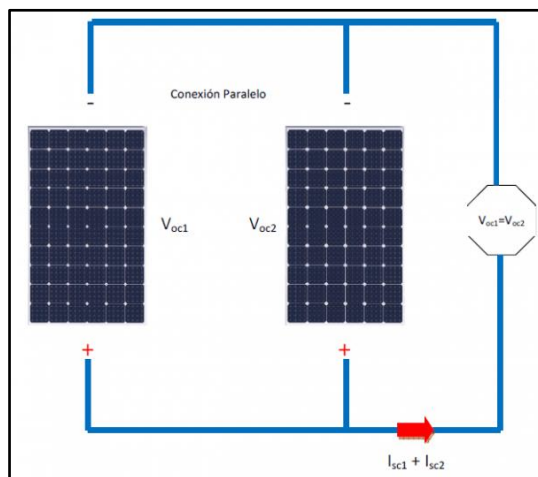


Ilustración 2.6. Conexión de Paneles Solares en Paralelo.

Fuente: instalacionesyeficienciaenergetica.com

Como se ve en la figura 2.6 se ha conectado el polo negativo con del panel #1 con el polo negativo (-) del panel #2, así como el positivo (+) con el positivo (+). Si se conecta un multímetro a la salida, se obtendría lo siguiente:

- Tensión en vacío total: $V_{oc} = V_{oc1} = V_{oc2}$
- Intensidad de cortocircuito: $I_{sc} = I_{sc1} + I_{sc2}$

(Rivas, 2019)

2.3.6.3 Conexión en serie - Paralelo de paneles solares fotovoltaicos

La conexión serie-paralelo de placas solares es la más habitual en instalaciones de media-alta potencia, es así como la página web de Monsolar expone esta conexión de la siguiente manera:

Lo primero que debemos saber es:

- Se conecta las placas solares en paralelo para aumentar la corriente y mantener tensión.
- Se conecta las placas solares en serie para sumar tensiones y mantener corriente.
- Se conecta las placas solares en serie-paralelo para aumentar tanto la corriente como el voltaje del conjunto. (Insa, 2017)

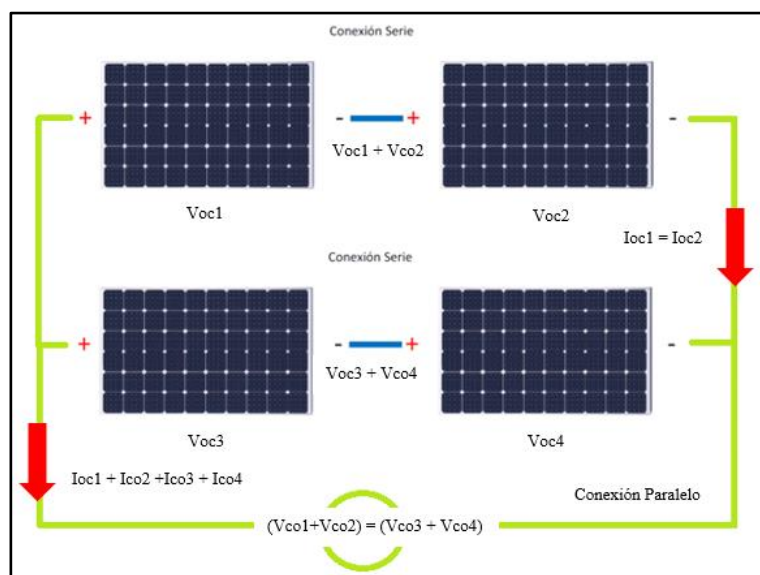


Ilustración 2.7. Conexión de Paneles Solares en Serie-Paralelo.

Fuente: instalacionesyeficienciaenergetica.com

Entonces, como se expone el sitio web de Instalaciones y Eficiencia Energética, “cuando se deberá usar una conexión u otra, esto dependerá de la magnitud de la instalación fotovoltaica, de la tensión de trabajo de las baterías (en caso de autoconsumo aislado), de la tensión de salida al inversor (en caso de grandes instalaciones), se usarán unas u otras, o la combinación de ambas.” (Rivas, 2019)

2.3.7 Elementos de una instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica está destinada a satisfacer las necesidades de consumo propio de electricidad y consta de un esquema de instalación cuyos componentes principales son mostrados, en la siguiente figura:

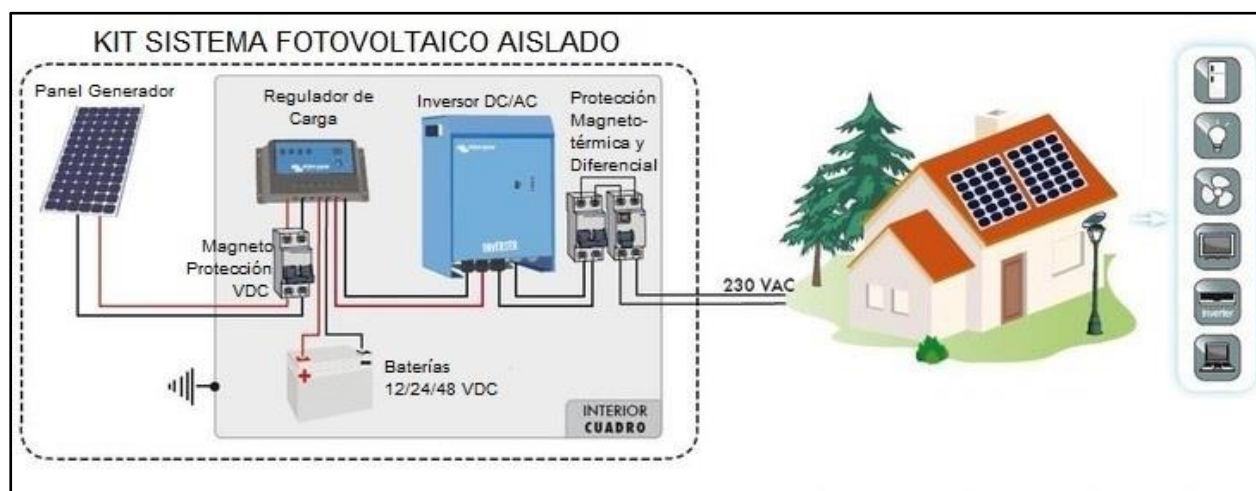


Ilustración 2.8. Arquitectura del Sistema Fotovoltaico.

Fuente: ingemecanica.com

Como se observó en la figura anterior, existen diferentes componentes necesarios para construir el sistema fotovoltaico adecuado, según sea el diseño propuesto, ya sea aislada o conectadas a la red. A continuación, se menciona como Ingemecánica los explica:

2.3.7.1 Módulos fotovoltaicos

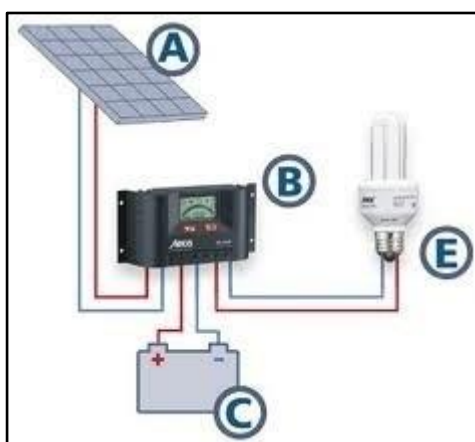
Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares dispuestas en serie y/o en paralelo, de manera que la tensión y corriente que finalmente proporcione el panel se ajusta al valor requerido.

Cada célula que compone un panel fotovoltaico es capaz de ofrecer una tensión del orden de 0,5 voltios y una potencia eléctrica alrededor de los 3 watts, aunque este valor dependerá de la superficie que mida la célula. De esta manera la potencia que pueda

ofrecer un módulo dependerá del número de células que posea, estando diseñado para el suministro eléctrico en corriente continua (directa, DC), a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24 V).

Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie hasta que se alcance la tensión que se desee a la salida del panel, y a continuación, estos ramales de células se asocian en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado. Por otro lado, al sistema completo formado por el conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos o conexiados en serie y/o en paralelo se le suele denominar generador fotovoltaico.

2.3.7.2 Reguladores



Un regulador de carga, cuyo emplazamiento se indica con la letra B en la figura adjunta 2.9, es un equipo encargado de controlar y regular el paso de corriente eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hacia las baterías.

Por lo tanto, estos dispositivos funcionan como un cargador de baterías, evitando además que se produzcan sobrecargas y a la vez limitan la tensión de las baterías a unos valores adecuados para su funcionamiento.

Ilustración 2.9. Regulador

Fuente: ingemecanica.com

De este modo, un regulador de carga controla la forma de realizar la carga de las baterías cuando los paneles solares están recibiendo radiación solar evitando que se produzcan cargas excesivas.

Y a la inversa, esto es durante el proceso de descarga de las baterías destinado al consumo de electricidad en la vivienda, el regulador evita igualmente que se produzcan descargas excesivas que puedan dañar la vida de las baterías. De un modo sencillo, un

regulador se puede entender como un interruptor colocado en serie entre paneles y baterías, que está cerrado y conectado para el proceso de carga de las baterías, y abierto cuando las baterías están totalmente cargadas (...).

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daños unos valores de tensión nominal e intensidad máxima de acuerdo con la configuración del sistema de generadores fotovoltaicos instalados. De esta manera, este debe estar dimensionado para soportar la intensidad máxima de corriente generada en el sistema, tanto en la línea de entrada al regulador procedente de los generadores fotovoltaicos, como en la línea de salida hacia las cargas que alimenta.

2.3.7.3 Baterías



Ilustración 2.10. Batería

Fuente: ingemecanica.com

Las baterías, también llamado acumuladores solares o fotovoltaicos, se utilizan para almacenar la energía eléctrica generada por el sistema de generadores fotovoltaicos, con objeto de disponer de ella en periodos nocturnos o en aquellas horas del día que no luzca el sol.

No obstante, también pueden desempeñar otras funciones, como elementos que sirven para estabilizar el voltaje y la corriente de suministro, o para inyectar picos de corriente en determinados momentos, tales como en el arranque de motores.

Las baterías se componen básicamente de dos electrodos que se encuentran sumergidos en un medio electrolítico. Los tipos de baterías más recomendadas para uso en instalaciones fotovoltaicas son las de tipo estacionarias de plomo ácido y de placa tubular, compuestas de un conjunto de vasos electroquímicos interconectados de 2V cada uno, que se dispondrán en serie y/o paralelo para completar los 12, 24 o 48 V de tensión de suministro y la capacidad de corriente en continua que sea adecuado en cada caso.

2.3.7.4 Inversores



Ilustración 2.11. Inversor

Fuente: ingemecanica.com

Los inversores son dispositivos que sirven para transformar la energía eléctrica directa que producen los paneles solares en energía eléctrica alterna, necesaria para hacer funcionar los aparatos eléctricos tanto de una vivienda como de una empresa. También la corriente alterna es la que se utiliza para el ingreso de esta en la red eléctrica del distribuidor. (Galbarro, s.f.)

Según Jaime Gonzales de la página de Soty Solar, hay dos tecnologías diferentes de inversor que podemos elegir para nuestro sistema de placas solares, y cada uno de ellos funciona de manera sensiblemente diferente. A continuación, se mencionan estas tecnologías:

2.3.7.4.1 Inversores String o de cadena: un inversor centralizado estándar

La mayoría de los sistemas de energía solar de pequeña escala utilizan un inversor de cadena, también conocido como inversor "centralizado". En una instalación de autoconsumo solar con un inversor de cadena, cada panel se conecta en serie. Cuando producen energía, se envía toda a un solo inversor, que normalmente se encuentra en un lateral de la casa, en el garaje o en el sótano. El inversor convierte toda la energía verde que generan tus paneles solares en electricidad, la cual se puede usar en la casa o empresa.

- **Pros:** los inversores de cadena son la opción de menor coste. También son los de fácil mantenimiento, ya que se encuentran en lugares fácilmente accesibles.
- **Contras:** si el sistema utiliza un inversor string, solo producirá tanta electricidad útil como el panel solar que menos produzca. La generación de electricidad en una instalación con un inversor string que puede sufrir el efecto

"cuello de botella", o verse reducida drásticamente, si solo uno o dos de los paneles están con sombra o no están funcionando correctamente.

- **Ideal para:** viviendas con cubiertas "sin obstáculos" que reciben radiación consistentemente durante todo el día, y para propietarios que buscan sistemas fotovoltaicos al menor coste.

2.3.7.4.2 Microinversores

Los microinversores son inversores "distribuidos". En las instalaciones fotovoltaicas con microinversores cada placa solar tiene un pequeño inversor solar instalado. En lugar de enviar energía desde todos los paneles hasta un único inversor, los sistemas de microinversores convierten la energía solar de corriente continua en energía de corriente alterna en la propia cubierta.

- **Pros:** los microinversores son más eficientes que los inversores string. Las instalaciones de placas solares que disfrutan de esta tecnología, siguen produciendo energía, incluso si uno o dos de los paneles del sistema tienen un rendimiento inferior. Los microinversores también permiten supervisar el rendimiento de placas solares específicas, lo que facilita la identificación de problemas de producción si se diese el caso.

- **Contras:** los microinversores cuestan más que un inversor de cadena, y pueden ser más difíciles de mantener o reparar en caso de un problema, ya que se encuentran en la cubierta.

- **Ideal para:** instalación con paneles solares con diferentes orientaciones, propietarios que quieren maximizar la producción de energía solar en un pequeño espacio, y viviendas que tienen cubiertas "complicadas" con frontones, chimeneas u otros objetos que pueden causar sombras. (González, 2017)

2.3.7.5 Cableado

“El cableado es el elemento que transporta la energía eléctrica desde su generación, para su posterior distribución y transporte. Su dimensionamiento viene determinado por el criterio más restrictivo entre la máxima diferencia de potencial y la intensidad máxima admisible.” (Solar-Energía, 2019)

Por otro lado, la Ingemecánica comenta que los sistemas fotovoltaicos, como toda instalación que queda permanente al aire libre, deben de:

Diseñarse para resistir las duras inclemencias meteorológicas (temperaturas ambientales extremas, radiación solar ultravioleta, humedad, resistencia a los impactos...) que condicionan la calidad de los materiales empleados.

De este modo, para el uso específico en instalaciones fotovoltaicas, se recomienda emplear cables del tipo PV ZZ-F, que están especialmente concebidos para aplicaciones fotovoltaicas. Los cables PV ZZ-F son cables unipolares con doble aislamiento, que tienen capacidad para transportar corriente continua hasta 1.800 V de manera eficiente y con gran durabilidad en el tiempo.



Ilustración 2.12. Cableado PV ZZ-F

Fuente: ingemecanica.com

Los cables tipo PV ZZ-F ofrecen gran resistencia térmica, además de una gran resistencia climática (rayos UV, frío, humedad...), que se comprueba mediante ensayos de resistencia a la intemperie. También presentan un excelente comportamiento y resistencia al fuego, que se comprueba mediante ensayos específicos de incendio (...).

Los tramos de cables en corriente continua serán tramos compuestos de dos conductores activos (positivo y negativo) más el conductor de protección. (Galbarro, s.f.)

2.3.7.6 Protecciones

La ingeniería sugiere el uso de protecciones necesarias para instalar en la parte continua, situadas antes del inversor, con objeto de poder detectar y eliminar cualquier incidente en la instalación, garantizando así la protección de los equipos conectados y de las personas.

Para las protecciones integradas en el inversor, habrá que incluir los dispositivos de protección necesarios que realicen las siguientes labores de protecciones eléctricas:

2.3.7.6.1 Protección contra sobrecargas

Una sobrecarga ocurre cuando existe un valor excesivo de intensidad ocasionado por un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga.

Una sobrecarga en los cables genera un calentamiento excesivo de estos, lo que provoca su daño prematuro, reduciendo su vida útil. Además, una sobrecarga que se prolongue en el tiempo y no sea solucionada, puede terminar ocasionando un cortocircuito en la instalación.

Los dispositivos de protección contra sobrecargas podrán ser, bien un interruptor automático de corte omnipolar con curva térmica de corte, o un fusible.

2.3.7.6.2 Protección contra cortocircuitos

El origen para que se produzca un cortocircuito suele estar en una conexión incorrecta o en un defecto de aislamiento.

2.3.7.6.3 Protección contra sobretensiones

Generalmente, una sobretensión en una instalación fotovoltaica para autoconsumo tiene su origen en descargas atmosféricas (rayos) que se realizan sobre las partes altas de la estructura metálica que soporta los paneles.

La protección contra estos fenómenos se realiza con unos aparatos llamados autoválvulas o pararrayos. Realmente son unos descargadores de corriente que ofrecen una resistencia de tipo inversa, fabricada con óxido de zinc (ZnO) o carburo de silicio (SiC), cuyo valor disminuye al aumentar la tensión que se aplica sobre ella.

Estos aparatos deberán colocarse lo más cerca posible del equipo a proteger, para que pueda derivar a tierra el exceso de tensión originado por la descarga de un rayo, de manera que absorba las sobretensiones que se puedan producir en la instalación y eviten así la perforación de los aislamientos. (Galbarro, s.f.)

2.3.8 Puesta a tierra

El *Manual de usuario de un sistema fotovoltaico* publicado por el Instituto Costarricense de Electricidad menciona el uso de una varilla de puesta a tierra como protección al sistema fotovoltaico. Sin embargo, Sun Fields Europe (SFE), propone que las instalaciones fotovoltaicas deben tener dos sistemas de puesta a tierra, una que sería la puesta a tierra de los dispositivos, como también la puesta a tierra del sistema.

Entonces, según lo que la SFE- Solar explica en su página web con respecto a la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas es:

Al poner a tierra las partes metálicas expuestas hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener bien presentes:

- ✓ Los módulos solares fotovoltaicos disponen en el marco de un orificio específico para su puesta a tierra generalmente señalado mediante el símbolo de tierra. Se recomienda utilizar un terminal de conexión de acero inoxidable.

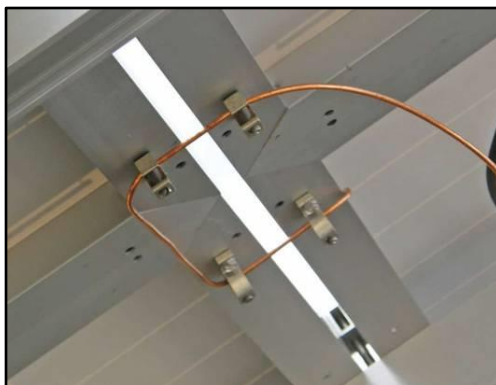


Ilustración 2.13. Conexión de Puesta a Tierra en los Módulos Solares

Fuente: sfe-solar.com

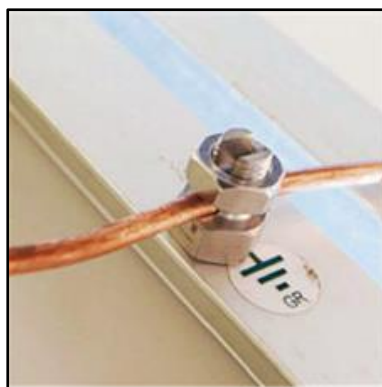


Ilustración 2.14. Indicación del Conector Correcto en Módulo Solar de la Puesta Tierra

Fuente: ccea.mx/blog

- ✓ Es recomendable conectar a un punto de la estructura el conductor de protección a tierra de los módulos solares.

- ✓ Los conductores de protección deben conectarse al punto de puesta a tierra de la instalación, que, a su vez, se conectará al electrodo principal de tierra (varilla puesta a tierra) a través del conductor de enlace.
- ✓ Las secciones de los conductores de protección y de enlace y las características de los electrodos de tierra, deben cumplir con lo prescrito en los correspondientes reglamentos eléctricos del país.

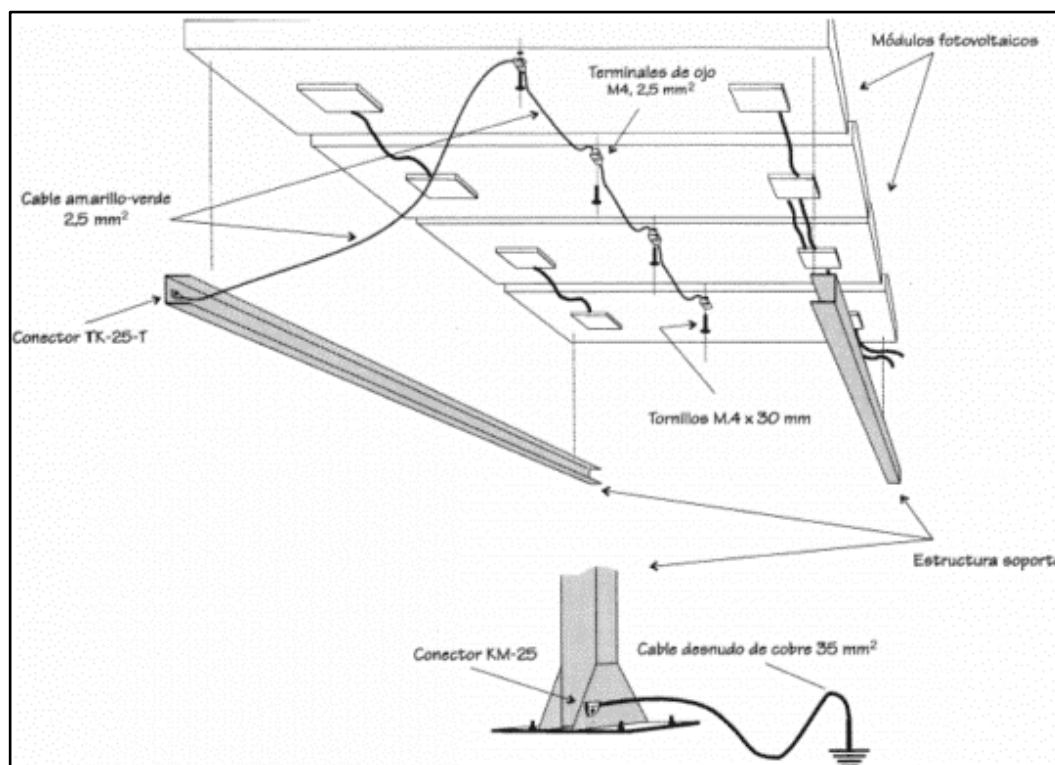


Ilustración 2.15. Conexión de la Puesta a Tierra

Fuente: sfe-solar.com

Después de la instalación de la puesta a tierra de los dispositivos se continua con la puesta a tierra del sistema completo, Sun Fields Europe en su sitio web continua de la siguiente manera con la explicación de la instalación:

Al poner a tierra un conductor activo de corriente continua (para utilizar dispositivos de corte y protección unipolares, para el buen funcionamiento del

inversor), también hay ciertos aspectos importantes que el instalador debe tener en cuenta:

✓ El sistema debe ponerse a tierra en un único punto, llamado tierra del sistema. De no ser así, existe la posibilidad de que circule corriente por los conductores de protección, lo que provocaría que el funcionamiento de los inversores se volviese poco fiable. Además, estas corrientes podrían interferir en el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobre corrientes.

En resumen, la puesta a tierra del sistema se trata de unir todas las tierras eléctricamente a un punto en común, además se debe tenerse en cuenta que, en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, la puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser independiente de la puesta a tierra del neutro (Lorenzo, Sun Fields Europe, 2017).

2.3.9 Ventajas y desventajas de los paneles fotovoltaicos

La energía producida por medio de paneles solares ha venido en aumento gracias a la buena aceptación que socialmente se ha generado, sin embargo, es una buena opción conocer tanto las ventajas como las desventajas para tener un criterio adecuado en cuanto a la correcta toma de decisión en la implementación de estos sistemas. El sitio web de energiasolar.net, menciona la ventajas y desventajas de la siguiente manera:

2.3.9.1 Ventajas de los paneles fotovoltaicos

Las ventajas de la energía solar dependen de diferentes factores. Dependiendo de las características de la instalación solar se observarán ciertas ventajas respecto a otras fuentes de energía, algunas de ellas son:

- La energía solar es una energía renovable y, por lo tanto, es inagotable. Aunque el sol tiene una vida limitada, a escala humana se considera inagotable.

- . La producción de energía eléctrica en el caso de la energía fotovoltaica no es contaminante ni provoca gases de efecto invernadero, por lo tanto, es una muestra de respeto al medio ambiente.
- El coste de una instalación solar comparado con otros tipos de instalaciones como por ejemplo una central nuclear son muy bajos. Del mismo modo, el mantenimiento de una instalación solar en marcha no es muy cara.
- En casos en que es difícil el acceso a la red eléctrica la energía solar es una muy buena opción, debido a que es favorable para sitios aislados.

2.3.9.2 Desventajas de los paneles fotovoltaicos

Dependiendo de las características de la instalación solar, las desventajas de la energía solar serán más o menos importantes. Determinados inconvenientes de la energía solar pueden implicar que una instalación solar pueda ser inviable. Los aspectos a considerar son los siguientes:

- **El rendimiento está en función de la climatología.** La dependencia de la climatología convierte esta fuente de energía en una opción poco viable en zonas en las que el cielo está mayormente nublado.
- **Limitaciones en el horario solar.** Hay que tener en cuenta que en determinadas zonas el horario solar es más corto. Además, la inclinación del sol respecto a la superficie varía durante los diferentes días del año. La variación de la inclinación de la radiación solar influye en el rendimiento de los paneles solares.
- **Limitaciones para almacenar la energía generada.** Debido a que las horas donde se puede obtener energía eléctrica no siempre coinciden con las horas en que se necesita conviene almacenar la energía. Para ello, existen baterías solares, pero la eficiencia todavía es muy baja. (Solar E. , 2018)

2.3.10 Tipos de sistemas solares fotovoltaicos

Los sistemas solares fotovoltaicos se clasifican en dos grandes grupos y la página de Monsolar lo explica de la siguiente manera:

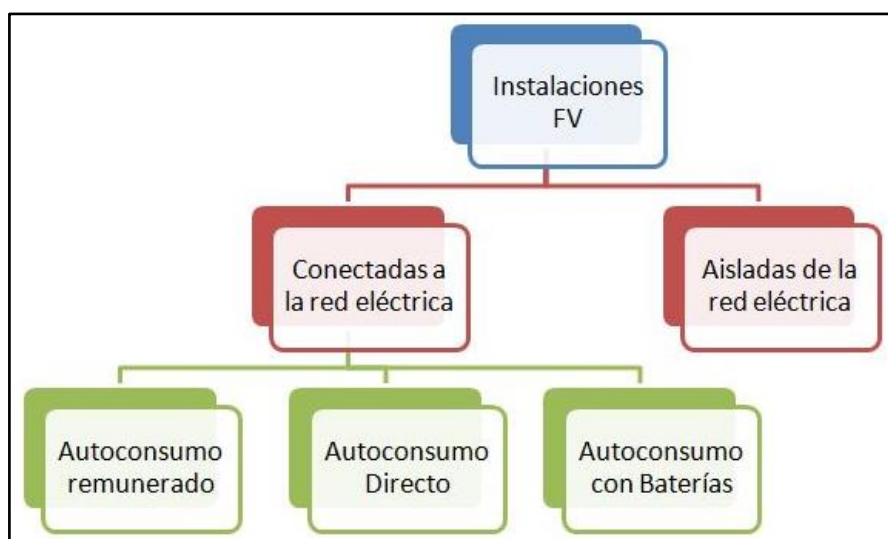


Ilustración 2.16. Tipos de Sistemas Solares Fotovoltaicos

Fuente: monsolar.com

2.3.10.1 Sistemas solares fotovoltaicos sin conexión a la red eléctrica

Estas instalaciones no están conectadas de ninguna forma a la red eléctrica de distribución. La energía eléctrica se genera y se consume en el mismo punto. Puede incluir baterías para almacenar la energía hasta que se produce el consumo o no.

Una vivienda aislada es la instalación más típica de este tipo de sistema con baterías. Los kits solares para viviendas aisladas son los sistemas tecnológicos encargados de proporcionar la energía eléctrica necesaria en cualquier chalet o edificio no conectado a la red eléctrica.

2.3.10.2 Sistemas solares fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica

En este tipo de instalaciones el sistema fotovoltaico y la red eléctrica conviven para suministrar el consumo requerido. La energía producida por los kits solares de autoconsumo se prioriza para suministrar el consumo de la instalación. En caso de ser insuficiente, la red eléctrica proporciona la energía necesaria, mientras que, de producirse excedentes en la instalación, la energía sobrante se inyecta a la red eléctrica para distribuirse al consumo más cercano.

2.3.10.2.1 Autoconsumo remunerado

En este modelo el excedente de energía se inyecta en la red eléctrica y se remunera esa energía inyectada. Cada país escoge la manera de remunerar la energía producida, aunque básicamente existen 3 opciones:

- ✓ **El balance neto:** por cada kilovatio-hora vertido a la red, el autoconsumidor tiene derecho a consumir sin coste un kilovatio-hora importado de la red cuando lo necesite.
- ✓ **Venta a red:** se recibe una cantidad de dinero fija por cada kilovatio-hora que se vierte a la red.
- ✓ **La tarifa neta:** cada kilovatio-hora vertido a la red descuenta de la factura eléctrica una cantidad de dinero determinada.

2.3.10.2.2 Autoconsumo directo

El autoconsumo directo es aquel en el que la energía generada en la instalación solar se autoconsume instantáneamente en la vivienda/instalación, no llegando a inyectar nunca en la red de distribución. En este sistema, la no inyección en la red eléctrica se puede producir mediante 2 mecanismos:

- ✓ **Diseño adecuado:** se diseña el sistema solar fotovoltaico para que en todo momento haya más consumo que generación.
- ✓ **Kits de inyección cero:** mediante un vatímetro (instrumentos para medir potencia en vatios comúnmente llamado watts) se mide en todo momento el consumo de la vivienda. El vatímetro se comunica instantáneamente con el inversor solar para que no se produzca más energía de la consumida.

2.3.10.2.3 Autoconsumo con baterías

En esta opción de autoconsumo el excedente de energía se inyecta en la batería de la vivienda. El usuario puede autoconsumir su propia energía, aunque no haya radiación solar. La red eléctrica solo se utiliza como apoyo cuando no hay energía suficiente en la batería ni en los paneles solares. (Carpio, 2016)

2.3.11 Radiación solar

La enciclopedia colaborativa en la red cubana (Ecured), en su página web, explica el tema de la radiación solar de la siguiente manera:

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

- **Radiación global o neta:** es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones: directa, difusa y reflejada.
- **Radiación directa:** es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

- **Radiación difusa:** parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por estas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no solo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que ven toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque solo ven la mitad.
- **Radiación reflejada:** la radiación reflejada es, como su nombre lo indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben. (EcuRed, s.f.)

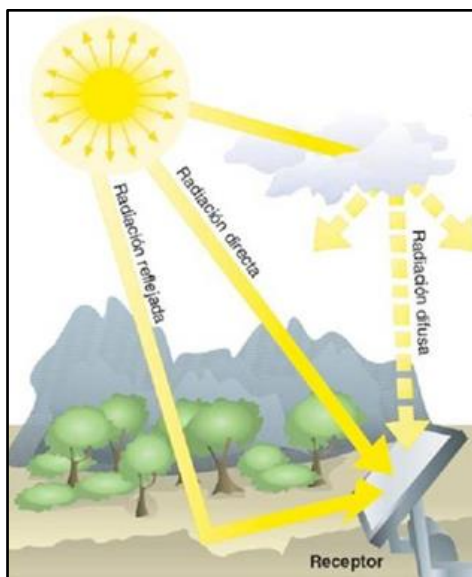


Ilustración 2.17. Tipos de Radiaciones Solares

Fuente: slideplayer.es

Es importante también el conocimiento de otros conceptos relacionados a la radiación solar, con el propósito de ampliar conocimientos y entender de manera más completa la captación de energía por parte de los paneles solares, es por eso que Eliseo Sebastián en su página web eliseosebastian.com, define los siguientes conceptos de esta manera:

1. Irradiancia:

Término que se usa para determinar la cantidad de energía que se capta en un área, es decir, la cantidad de radiación solar que cae en una superficie terrestre la cual se considera el dato de un kilovatio por metro cuadrado (kW/m^2) para un valor constante solar.

No hay un valor único de irradiancia debido a que la distancia Tierra-Sol no es constante además que la radiación solar disminuye o aumenta con la distancia a través de la ley del universo y la trayectoria elíptica Tierra-Sol.

2. Irradiación:

Es la energía por unidad de superficie a lo largo de un tiempo. Se representa en Julios (energía) por metro cuadrado (J/m^2 o MJ/m^2), aunque también se expresa en Watts hora por metro cuadrado (Wh/m^2 o kWh/m^2) mediante la conversión de unidades.

3. Insolación

A la insolación se le conoce como la acumulación de energía promedio durante un periodo de tiempo (día, mes, anual, estacional). Es la misma irradiancia, pero considerando un tiempo promedio de permanencia sobre la superficie.

Las unidades que se emplean para este concepto son las unidades de energía por unidades de área. Tenemos así en el Sistema Internacional (SI), las siguientes unidades: Langley (cal/cm^2) – MJ/m^2 – BTU/ft^2 – kWh/m^2 . (Sebastian, 2018)

2.3.12 Tipos de arreglos

Además de conocer la estructura y arquitectura de los paneles solares, es importante conocer la correcta colocación de dichos paneles, la página de Iluminet lo expone de la siguiente manera:

Los módulos fotovoltaicos se colocan en dos tipos de posiciones, denominados:

1. Landscape (horizontal), en donde la parte longitudinal del panel se coloca horizontalmente.
2. Portrait (vertical), cuando la parte longitudinal del panel se coloca verticalmente.

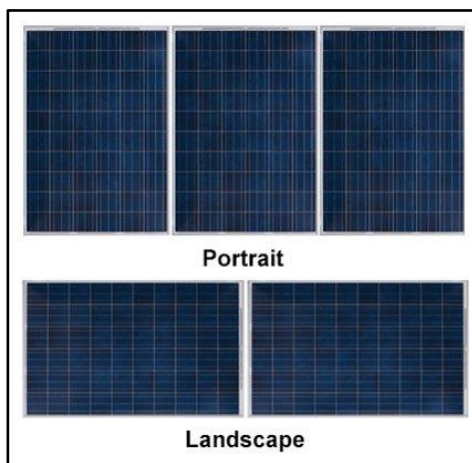


Ilustración 2.18. Tipos de Posiciones de los Paneles Solares

Fuente: iluminet.com

El tipo de estructura a utilizar dependerá del entorno en el que se instalará el sistema fotovoltaico:

1.- En techumbre:

- Adosado.



Ilustración 2.19. Adosado al Techo

Fuente: xataka.com

○ Con inclinación



Ilustración 2.20. Inclinado al Techo

Fuente: solostocks.com

○ Balastado



Ilustración 2.21. Balastado al Techo

Fuente: es.gtsunsolar.com

2.- A nivel de piso



Ilustración 2.22. A nivel del Suelo

Fuente: laplacarota.com

3.- Flotante



Ilustración 2.23. Flotante

Fuente: cooltradeconsulting.com

(Jiménez, 2017).

Después de conocer las diferentes colocaciones que se pueden dar en la instalación de los paneles solares, ¿cuál sería la mejor opción según desempeño y costo?

Según la página web Solarfactory la siguiente información debe ser tomada en cuenta para la elección de la mejor opción:

- La primera es el espacio disponible, ya que un acomodo horizontal tomará más espacio.

- La segunda es la estructura, ya que un acomodo horizontal llevará más material.
- La tercera es la intensidad de los vientos, ya que se pueden instalar una fila de paneles encima de la otra, lo cual provocará resistencia al viento, que tenemos que considerar.

Los paneles solares con acomodo horizontal producen ligeramente mayor energía que los paneles en acomodo vertical, ya que por su colocación siguen con mayor eficiencia el sol. Sin embargo, al estar sujetos de su parte más larga, ocuparán más espacio en la estructura donde se fijan.

Esta variación en la producción es fácilmente visible y medible, sobre todo en los sistemas con microinversores, el cual tiene un monitoreo individual por panel (...). Por otro lado, los paneles que se instalan con acomodo horizontal tendrán una producción de energía mayor de alrededor del 10-15% con relación a los paneles solares que se instalaron con acomodo vertical (...).

En resumen, es mejor el acomodo horizontal, pero es cuestión de tomar en cuenta el espacio disponible y el presupuesto con el que se cuenta para la instalación solar. Si se busca el precio más bajo deben decidirse por un acomodo vertical. (Factory, 2018)

2.3.13 Orientación e inclinación de los paneles solares

El consultor en gestión del medio ambiente Don Eliseo Sebastián, en su página web eliseosebastian.com, explica que:

La importancia de las posiciones del sol al amanecer, al mediodía y al atardecer en las estaciones y en los hemisferios. De esta manera se considera que para aprovechar más energía solar es pertinente saber ubicar el panel fotovoltaico correctamente en posición lo más perpendicular a los rayos solares, principalmente.

Lo que se busca es una máxima radiación directa que incide sobre un panel solar horizontal durante un día claro que es aproximadamente 1000 W/m^2 . El valor 1000 W/m^2 se conoce como “pico de la irradiación”.

1. En qué posición se coloca un panel solar

La energía acumulada en un panel solar durante un tiempo determinado (día, mes, año) define el concepto de insolación. Esta es energía disponible para su uso en alguna aplicación específica. Un panel solar instalado en el hemisferio norte del plante se deberá colocar mirando hacia el sur, mientras que el panel solar instalado en el hemisferio sur se deberá colocar mirando al norte.

2. Ángulo de inclinación:

El panel solar se deberá instalar con un ángulo de inclinación respecto a la horizontal en el terreno, igual al valor de la latitud en ese mismo lugar. Debido a que el ángulo del sol cambia con las estaciones del tiempo, es posible que desee ajustar el ángulo de montaje en el soporte o estructura que lo sostiene.

El ángulo de inclinación del panel puede variar de 10° , 15° a 20° para asegurar mayor impacto de la radiación y a la vez ayudar a que el agua de las lluvias se drene fácilmente, lavando los polvos o sólidos impregnados por suspensión en el aire. (Sebastian, 2018)

La página Mpptsolar, manifiesta lo siguiente con respecto a la correcta inclinación de los paneles solares:

La inclinación óptima de nuestros paneles fotovoltaicos se ve influenciada esencialmente por dos factores:

- 1) La latitud del lugar geográfico donde queremos instalarlos.
- 2) La época del año en que necesitamos tener más energía.

¿Cómo afecta la latitud a la inclinación?

Pues bien, como decíamos antes, cuanto más se inclina un panel fotovoltaico perpendicularmente a los rayos solares, más electricidad produce. Debemos alcanzar la máxima producción de energía al mediodía, cuando el sol alcanza su máxima altura en el horizonte. Por lo tanto, necesitamos saber, durante todo el año, la altura máxima y mínima del sol al mediodía para saber cuántos grados de inclinación deben tener nuestros paneles. Para eso pueden sernos útiles dos días concretos del año.

Como muchos ya sabrán, hay un día del año en que tenemos menos horas de luz y un día del año en que tenemos más horas de luz. Estos son los días del solsticio de invierno y solsticio de verano.

El solsticio de verano es el que tenemos más horas de luz, es el 20 o 21 de junio y al mediodía el sol alcanza su máxima altura anual, mientras que en el solsticio de invierno es el que tenemos menos horas de luz, es el 21 o 22 de diciembre y el sol al mediodía está en su mínima altura anual. Incluso según la latitud en la que nos encontremos, la altura máxima o mínima anual del sol cambia al mediodía. (Mpptsolar, 2011-2019)

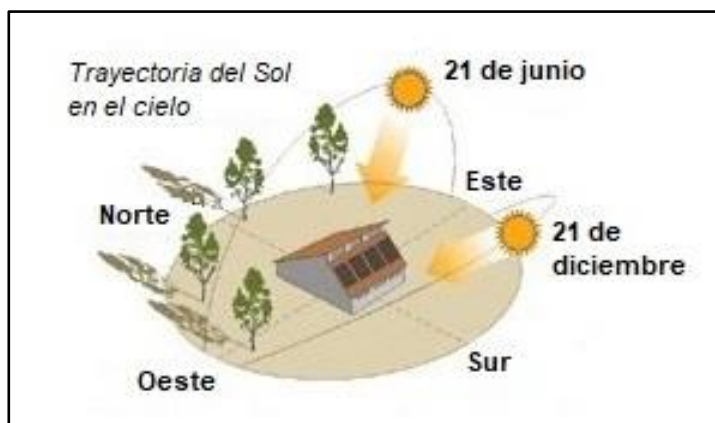


Ilustración 2.24. Trayectoria del Sol

Fuente: mpptsolar.com

Otros datos también importantes a considerar según Ingemecánica:

En concreto, para las instalaciones que se sitúen en el hemisferio norte, (...), la orientación se define por el ángulo llamado azimut (α), que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano (orientación sur) del lugar. Toma el valor 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este, $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

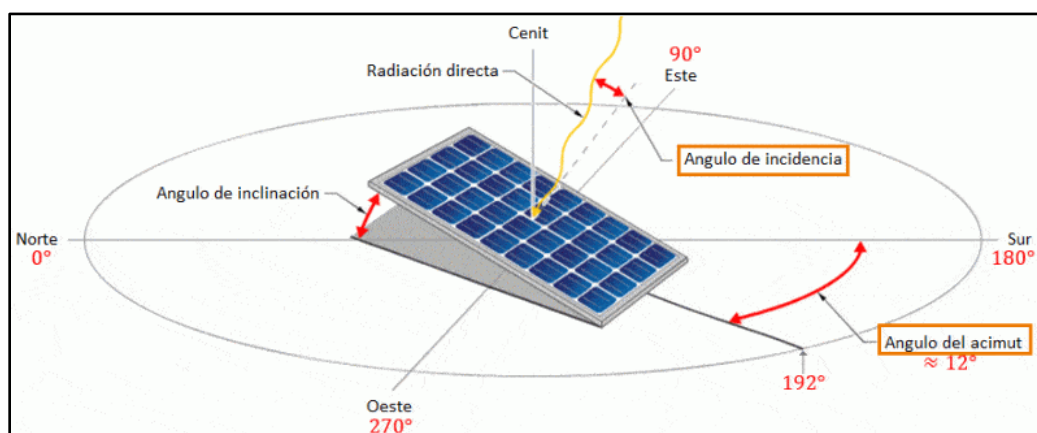


Ilustración 2.25. Ángulos de Inclinación, de Incidencia y de Azimut de Paneles Solares

Fuente: sfe-solar.com

El valor de la inclinación de los paneles solares con respecto a la horizontal, cuando se pretende que la instalación se use todo el año con un rendimiento aceptable, coincide aproximadamente con la latitud del lugar donde se instale. Si la instalación se usa principalmente en invierno, entonces la inclinación óptima de los módulos sería la obtenida de sumarle a la latitud 10° .

Por el contrario, si la instalación va a usarse básicamente en verano, la inclinación que habría que proporcionarles a los módulos sería el resultado de restar a la latitud del lugar 20° . Por último, si se pretende un diseño óptimo que funcione para todo el año, la inclinación que habrá que proporcionarle al panel solar será igual a la latitud del lugar, como se ha dicho. (Galbarro, s.f.)

En el caso de nuestra región la página Cientec dice que los recorridos del Sol sobre Costa Rica son:

- En los dos equinoccios, el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste, pero no pasa por cenit.
- En el solsticio de diciembre, el Sol sale unos $23,5^\circ$ hacia el Sur del Este.
- En el solsticio de junio, el Sol sale como unos $23,5^\circ$ hacia el Norte del Este.

(Cientec, s.f.)

2.3.14 Cálculo de sistemas fotovoltaicos

A continuación, se detallan una serie de cálculos necesarios para el diseño de un sistema fotovoltaico.

2.3.14.1 Número de los paneles fotovoltaicos

Según la página de Econotecnia expone el cálculo del número de paneles solares del siguiente modo:

Los paneles se obtienen de la cantidad de energía total consumida ($E[\text{Wh}]$), el porcentaje de esa energía que se quiere generar (%), los días del periodo de facturación de la compañía de energía eléctrica (D [30 o 60 días]), la potencia de los paneles a instalar (P [W]), las horas de irradiación en la localidad donde se realice la instalación (h) y la eficiencia del sistema que típicamente es de un 85%.

$$N_p = \frac{E [kWh] \cdot 1000 [W/kW] \cdot P_g [\%]}{D_p [dia] \cdot P [W/panel] \cdot t [h/dia] \cdot \eta_s [\%]}$$

Ecuación 1. Número de Paneles Solares

Donde,

- N_p : Número de paneles.
- E: Energía requerida (kWh).
- P_g : Porcentaje generación.
- D_p : Días periodo.
- P: Potencia panel (W/panel).
- t: Horas irradiación (h/día).
- η_s : Eficiencia sistema (0.85).

(Econectenia, 2015)

Luego de conocer la cantidad de paneles solares necesarios para satisfacer la demanda del diseño, será preciso saber la conexión, es decir, qué grupo de paneles irá en serie y en paralelo, según sea requerido. En la página Sfe-solar se desglosan una serie de fórmulas que nos ayudarán con estos datos:

Respecto a la conexión de los módulos calculados en serie o paralelo, se tiene que:

$$N_{SERIE} = \frac{V_{BAT}}{V_{MOD,MPP}}$$

Ecuación 2. Número de Paneles Solares en Serie

Donde,

- N_{SERIE} : Número de módulos en serie.
- V_{BAT} : Voltaje de las baterías o del sistema.
- $V_{MOD,MPP}$: Máximo voltaje del módulo.

Por otro lado, el número de grupos conectados en paralelo dependerá de la siguiente:

$$N_{PARALELO} = \frac{N_T}{N_{SERIE}}$$

Ecuación 3. Número de Paneles Solares en Paralelo

Donde,

- $N_{PARALELO}$: Número de módulos en paralelo.
- N_T : Número de paneles totales.
- N_{SERIE} : Número de módulos en serie.

2.3.14.2 Cálculo del regulador/controlador de carga

Para el cálculo del regulador se debe calcular cuál es la máxima corriente que debe soportar el regulador, a su entrada, pero también a su salida. Para calcular la corriente de entrada al regulador se hace el producto

corriente de cortocircuito de un módulo y se multiplica por el número de las ramas (la corriente de cada rama en paralelo será aproximadamente la misma) en paralelo calculado anteriormente:

$$I_{entrada} = 1,25 \cdot I_{MOD,SC} \cdot N_P$$

Ecuación 4. Corriente de Entrada del Regulador

Siendo,

- $I_{MOD,SC}$: la corriente unitaria del módulo fotovoltaico en condiciones de cortocircuito, en este caso. Se usa la corriente de cortocircuito para el cálculo de la corriente de entrada al regulador porque será la máxima corriente que podría ser generada por el módulo fotovoltaico y ha de ser esa la que tengamos en cuenta para evitar pérdidas de rendimiento.
- N_P : el número de ramas en paralelo.
- 1,25 es un factor de seguridad para evitar daños ocasionales al regulador.

Para el cálculo de la corriente de salida hemos de valorar las potencias de las cargas DC y las cargas AC:

$$I_{salida} = \frac{1,25 \cdot (P_{DC} + \frac{P_{AC}}{\eta_{inv}})}{V_{BAT}}$$

Ecuación 5. Corriente de Salida del Regulador

Siendo,

- P_{DC} : potencia de las cargas en continua.
- P_{AC} : potencia de las cargas en alterna.
- D_{inv} : rendimiento del inversor, en torno a 90-95%.
- V_{BAT} : Voltaje de las baterías o del sistema.

2.3.14.3 Cálculo de baterías

Pasamos ahora al cálculo de las baterías recordando que los dos parámetros importantes para el dimensionado de la batería son la máxima profundidad de descarga (estacional y diaria) y el número de días de autonomía. Como norma general, se toman en cuenta estos parámetros:

- Profundidad de descarga máxima estacional ($PD_{max,e}$)
- Profundidad de descarga máxima diaria ($PD_{max,d}$)
- Número de días de autonomía (N)

Se calcula entonces ahora la capacidad nominal necesaria de una batería solar en función de la profundidad de descarga estacional y diaria. La mayor de ellas será la que se seleccione, pues de lo contrario se podría incurrir en una insuficiencia estacional o diaria.

De esta manera, la capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima diaria (C_{nd}) sería:

$$C_{nd} (Wh) = \frac{L_{md}}{P_{D_{max,d}} \cdot F_{CT}}$$

Ecuación 6. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga en Watts

Siendo,

- C_{nd} : Capacidad nominal de la batería en descarga diaria, watts/hora
- L_{md} : Consumo medio de energía diario
- $P_{D\text{ máx., d}}$: Profundidad de descarga máxima diaria
- F_{CT} : Factor corrección de temperatura.

$$C_{nd} (Ah) = \frac{C_{nd} (Wh)}{V_{BAT}}$$

Ecuación 7. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga en Amperios

Siendo,

- $C_{nd}(Ah)$: Capacidad nominal de la batería en descarga diaria, amperios/hora.
- $C_{nd}(Wh)$: Capacidad nominal de la batería en descarga diaria, watts/hora.
- V_{BAT} : Voltaje de batería o del sistema.

Capacidad nominal de la batería en función de la descarga máxima estacional (C_{ne}):

$$C_{ne} (Wh) = \frac{L_{md} \cdot N}{P_{D\text{ máx., e}} \cdot F_{CT}}$$

Ecuación 8. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga Estacional en Watts

Donde,

- C_{ne} : Capacidad nominal de la batería en descarga estacional, watts/hora.
- L_{md} : Consumo medio de energía diario
- N : Número de días de autonomía.
- $P_{D\text{ máx., d}}$: Profundidad de descarga máxima diaria
- F_{CT} : Factor corrección de temperatura.

$$C_{ne} (Ah) = \frac{C_{ne} (Wh)}{V_{BAT}}$$

Ecuación 9. Capacidad Nominal de la Batería en Descarga Estacional en Amperios

Donde,

- $C_{ne}(Ah)$: Capacidad nominal de la batería en descarga estacional, amperios/hora.
- $C_{ne}(Wh)$: Capacidad nominal de la batería en descarga estacional, watts/hora.
- V_{BAT} : Voltaje de batería o del sistema.

2.3.14.4 Cálculo de inversor

Por último, para el cálculo del inversor, únicamente se debe calcular la suma de las potencias de las cargas de alterna.

Así pues:

$$P_{inv} = 1,2 \cdot P_{AC}$$

Ecuación 10. Potencia del Inversor

Donde,

- P_{inv} : Potencia del inversor.
- 1,2: Margen de seguridad del 20%.
- P_{AC} : Suma de las potencias de las cargas de alterna.

Ahora bien, se debe tener en cuenta algo importante a la hora de seleccionar el inversor. Muchos de los electrodomésticos y aparatos con motor utilizados tienen “picos de arranque”, como los frigoríficos, lavadoras, etc., lo que supone que para su arranque van a demandar mayor potencia que la nominal, en ocasiones hasta 4 o 5 veces más de la potencia nominal prevista.

Es por esta razón que, para evitar problemas y deficiencias en el correcto funcionamiento de la instalación, es recomendable hacer un sobredimensionamiento que contemple los picos de arranque.

Así para seleccionar el inversor, en el mercado se puede encontrar inversores de onda senoidal pura (PWM) y de onda senoidal modificada (MSW). Los inversores de onda senoidal pura (PWM) “imitan” la forma de onda que de la red eléctrica y en consecuencia es la mejor opción la alimentar los equipos eléctricos y electrónicos actuales. (Lorenzo, SunFields, 2006)

La página web de ingemecánica propone el cálculo del inversor para tomar en consideración los picos de arranque de la siguiente manera:

$$P_{inv} = 1,35 \cdot P_{AC}$$

Ecuación 11. Potencia del Inversor con Picos de Arranque

Donde,

- P_{inv} : Potencia del inversor.
- 1,35: Incrementado del 35% para tener en cuenta los picos de arranque.
- P_{AC} : Suma de las potencias de las cargas de alterna.

(Galbarro, s.f.)

2.3.14.5 Cableado y protecciones

De acuerdo con la página web de ingemecánica se considerará lo siguiente:

Para el cálculo de las secciones de los cables conductores y de las protecciones se distinguirá entre la parte de la instalación que funciona en continua (directa) y la parte de la instalación que funciona en corriente alterna.

Cada uno de los tramos que componen la instalación poseerá una sección diferente de los conductores debido a que la intensidad de corriente que circula por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten. (Galbarro, s.f.)

Las regulaciones a seguir, estipuladas por el Código Eléctrico Nacional (NFPA, 2008) en su artículo 690 referido a Sistemas solares fotovoltaicos, específicamente son las siguientes:

690.8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos

(A) Cálculo de la corriente máxima del circuito. La corriente máxima para un circuito específico se debe calcular de acuerdo con las secciones 690.8(A)(1) hasta (A)(4).

(1) Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica. La corriente máxima debe ser la suma de la corriente nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo multiplicado por el 125 por ciento.

(2) Corrientes del circuito fotovoltaico de salida. La corriente máxima debe ser la suma de las corrientes máximas de los circuitos de las fuentes en paralelo, como se calcula en la sección 690.8(A)(1).

(3) Corriente del circuito de salida del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente nominal permanente de salida del inversor.

(4) Corriente del circuito de entrada de un inversor autónomo. La corriente máxima debe ser la corriente nominal de entrada permanente del inversor autónomo, cuando el inversor esté produciendo su potencia nominal a la más baja tensión de entrada.

Para la escogencia del calibre del cable a usar se utilizará la tabla 310.16 del NEC 2008 que se encuentra en las páginas 172 y 173.

En cuanto a las protecciones el NFPA (2008) establece:

(B) Ampacidad y valor nominal de los dispositivos de protección contra sobrecorriente. Se considerarán como permanentes las corrientes de los sistemas fotovoltaicos.

(1) Dimensionamiento de los conductores y los dispositivos de protección contra sobrecorriente. Los conductores del circuito y los dispositivos de protección contra la sobrecorriente deben dimensionarse de modo que conduzcan como mínimo el 125 por ciento de la corriente máxima calculada según la sección 690.8(A). Se permitirá que la corriente nominal o el ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente cumplan lo establecido en las secciones 240.4(B) y (C).

240.4(B) Dispositivos de 800 amperes nominales o menos. Se permitirá el uso de un dispositivo de protección contra sobrecorriente estándar, del valor nominal inmediato superior (sobre la ampacidad de los conductores que proteja), siempre que se cumplan en su totalidad las siguientes condiciones:

(1) Que los conductores protegidos no formen parte de un circuito ramal con varias salidas que alimenten receptáculos para cargas portátiles conectadas con cordón y clavija.

(2) Que la ampacidad de los conductores no corresponda a la corriente nominal estándar de un fusible o de un interruptor automático sin ajuste para disparo por sobrecarga por encima de su valor nominal (pero se permitirá que tenga otros ajustes de disparo o valores nominales).

(3) Que el valor nominal estándar inmediatamente superior seleccionado no supere los 800 amperes.

(C) Dispositivos de más de 800 amperes nominales. Cuando el dispositivo de protección contra sobrecorriente sea de más de 800 amperes nominales, la ampacidad de los conductores que protege debe ser igual o mayor que la corriente nominal del dispositivo, tal como se define en la sección 240.6. (p.668)

240.6 Valores en amperes nominales normalizados.

(A) Fusibles e interruptores automáticos de disparo fijo. Los valores en amperes nominales normalizados de los fusibles e interruptores automáticos de circuito de tiempo inverso, son: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 1000, 1200, 1600, 2000,

2500, 3000, 4000, 5000 y 6000 amperes. Los valores en amperes nominales normalizadas adicionales para fusibles deben ser de 1, 3, 6, 10 y 601. Se permitirá el uso de fusibles e interruptores automáticos de tiempo inverso con valores nominales en amperes no normalizadas. (p.98)

Además del dimensionamiento y la corriente de los circuitos y de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, el NEC 2008 propone en cuanto a la puesta a tierra lo siguiente:

690.45 (A) Generalidades. Los conductores de puesta a tierra de equipos en los circuitos fotovoltaicos de una fuente y de salida deben estar dimensionados de acuerdo con la Tabla 250.122 (...). Los conductores de puesta a tierra de equipos deben tener un calibre no inferior al 14 AWG. (p.674). (70, 2008, págs. 668,98,674)

2.3.15 Características calidad-precio para elección de un panel solar

Según la página de Monsolar, para la elección de un panel solar se deben tener en cuenta ciertas características importantes que ayudarán a la mejor escogencia en cuanto a calidad y precio.

A continuación, se mencionan cuáles son los aspectos a considerar:

1) *¿Qué calidad debe tener una placa solar?*

La forma fácil de comparar la calidad de una placa solar con otra es ver cuánto apuesta el fabricante en su producto, es decir, que garantías nos ofrece. La mínima calidad exigible a un panel solar actualmente es de 10 años de producto y 25 años de producción. Cuanto mayor sea la garantía quiere decir que más se fía el fabricante de su placa solar y, por lo tanto, será una mejor inversión.

2) *¿Qué eficiencia debe tener un panel solar?*

Hoy en día las eficiencias medias están en torno al 16% – 17%, llegando a puntas del 21% – 22% en los paneles solares más eficientes, pero también más caros. Inicialmente se puede elegir el panel solar más eficiente del mercado, sin embargo, esta no es siempre la mejor opción. Las placas solares más eficientes suelen ser también las más caras y salvo en situaciones donde son imprescindibles por poco espacio, la mayor calidad no compensa su elevado coste.

3) *¿Qué fiabilidad debe tener el fabricante?*

La máxima calidad no sirve de nada si el fabricante de las placas solares desaparece del mercado. Por lo tanto, el fabricante del panel solar debe aparecer en las primeras posiciones de las listas tier-1, lo que significa que tiene gran estabilidad financiera. Aunque esta lista no se puede relacionar directamente con la calidad de un panel solar, sirve para garantizar la permanencia del fabricante en el mercado y, en cierto modo, confiar en que el producto que venden cumpla con las expectativas, de lo contrario, caería en picado en la bolsa y desaparecería la empresa.

Se debe tener en cuenta que los precios de las placas solares dependen de muchos factores como la calidad, la eficiencia, la potencia..., pero también el coste de producción: si cuesta más producir la placa solar será más cara, pero no por ello será de mayor calidad o mejor eficiencia. Ofertas por volumen de compra, por liquidación de stock, por campañas de publicidad, etc.

Por lo tanto, ¡se debe estar atento porque no siempre una placa solar cara es buena ni una placa solar barata es mala! (INSA, 2018)

2.3.16 Aspectos financieros

Para conocer si un proyecto es rentable o no, es necesario realizar un análisis financiero de dicho proyecto. Dos de los términos más usados en finanzas y economía son el VAN y el TIR, en la página web economipedia, explica estos términos de la siguiente manera:

2.3.16.1 El valor actual neto (VAN)

Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado.

La fórmula del VAN se muestra continuación:

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

Ecuación 12. Cálculo del VAN

Donde:

F_t, son los flujos de dinero en cada periodo t.

I₀, es la inversión realiza en el momento inicial (t = 0).

n, es el número de periodos de tiempo.

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

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

- **VAN > 0:** El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VAN = 0:** El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- **VAN < 0:** El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

(Morales, s.f.)

2.3.16.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es una herramienta empleada para el análisis de la rentabilidad de un proyecto o inversión que se encuentra ligado al VAN, el cual se explica como la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Por lo tanto, el TIR es una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento.

Entonces, según la anterior definición el TIR sería el porcentaje k que encontramos en el cálculo del VAN, la fórmula se vería de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Ecuación 13. Cálculo del TIR

Donde:

F_t, son los flujos de dinero en cada periodo t

I₀, es la inversión realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n, es el número de periodos de tiempo

El criterio de selección será el siguiente donde “ k ” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- Si **TIR** > **k**, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si **TIR** = **k**, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si **TIR** < **k**, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión. (Sevilla, s.f.)

Para poder finalmente tomar una decisión es necesario también conocer qué es el concepto de tasa de descuento y la página web de Yeripa lo explica de la siguiente manera:

La tasa de descuento es el tipo de interés que permite "traducir" el dinero del futuro a dinero del presente.

En el cálculo de la rentabilidad de los proyectos de inversión, se suele definir la tasa de descuento como aquella que corresponde al coste de los recursos financieros utilizados para ejecutar dicha inversión.

Estos recursos financieros pueden ser:

a) Propios: las aportaciones del inversor (capital).

b) Ajenos: las aportaciones de los acreedores (deuda, préstamos bancarios, etc.).

Por lo tanto, para calcular el coste de los recursos totales, se debe analizar en qué proporción intervienen cada uno de estos recursos en el proyecto y cuál es su coste:

A) Proyecto financiado solo con fondos propios. Si cuando decidimos entrar en una inversión, disponemos de la totalidad de los fondos necesarios y no necesitamos recursos ajenos (financiamos el proyecto con el 100% de los recursos propios), debemos tener claro, lógicamente, que a esta nueva inversión debemos exigirle, al menos, lo mismo que dejaríamos de obtener por no dedicar nuestros fondos a otra inversión alternativa. Es decir, la rentabilidad de la inversión que estamos evaluando debe igualar, como mínimo, la más alta rentabilidad que obtendríamos con nuestro dinero en otra inversión con una duración similar, como puede ser un plazo fijo, un depósito bancario, bonos del estado, etc.

Esto es lo que se conoce como "coste de oportunidad".

B) Proyecto financiado solo con fondos ajenos. Si, por el contrario, no se dispone de fondos (recursos propios) y se acude para ello a la financiación bancaria mediante un préstamo (financiamos el proyecto con el 100% de los recursos ajenos), la tasa de descuento será el coste de dicho préstamo; es decir, el tipo de interés más los gastos bancarios (TAE).

Esto es lo que se denomina "coste de la deuda".

C) Proyecto financiado con fondos propios y ajenos. Por último, nos podemos encontrar con el caso intermedio, en el que financiamos la inversión tanto con recursos propios (nuestros fondos) como con recursos ajenos (préstamo). Aquí lo que procede es calcular el coste medio ponderado entre los recursos propios y los recursos ajenos (la media del coste de ambas fuentes de financiación ponderada por el volumen de cada una de ellas). (Básica, 2019)

2.3.16.3 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

De acuerdo al escritor Alonso Molina en la página de la universidad ESAN:

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelar con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial.

Para calcular el PRI se usa la siguiente fórmula:

$$\text{PRI} = a + \frac{(b - c)}{d}$$

Ecuación 14. Cálculo del PRI

Donde:

a = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión.

b = Inversión inicial.

c = Flujo de efectivo acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.

d = Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.

(Molina, 2017)

2.4.1 Diagnóstico

La propuesta de un diseño fotovoltaico es una idea estratégica, ya que la empresa posee horas laborales diurnas, donde puede aprovecharse al máximo las horas de sol para la producción de electricidad para consumo inmediato. Este diseño, debe generar la energía necesaria para que la maquinaria interna y los cuartos fríos se mantengan en un óptimo funcionamiento durante las actividades diarias de trabajo.

2.4.1.1 Ubicación exacta del proyecto

El proyecto se realizará en la provincia de Alajuela, en el distrito San José, localizado en las coordenadas $10^{\circ}00'45.2''\text{N}$ $84^{\circ}14'52.8''\text{O}$. En esta ubicación se encuentra la planta de deshuese de la empresa donde se desea realizar la instalación del sistema de paneles fotovoltaicos.



Ilustración 2.26. Vista Satelital de la Ubicación de la Empresa Cárnica

Fuente: [google.com/maps](https://www.google.com/maps)

2.4.1.2 Área de instalación

El propósito es utilizar el techo de las instalaciones de la empresa para la colocación de los paneles solares. este se encuentra en las condiciones adecuadas para dicho uso, como se muestra en la figura 2.26 de la vista satelital de la ubicación de la empresa, señalado con un cuadro negro.

Por otro lado, como se muestra en la figura 2.27 el área disponible para trabajar en el proyecto, es de aproximadamente 467.529 metros cuadrados. Esta área fue tomada, valorando los espacios de techo libres, es decir, los pequeños techos presentes de los motores fueron restados al área total general, para obtener el área disponible.

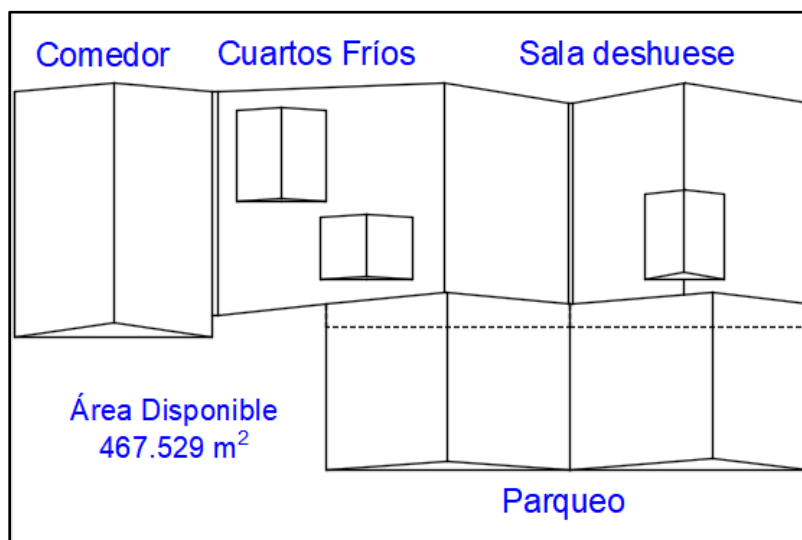


Ilustración 2.27. Área para Instalación.

Fuente: Fuente propia.

La instalación de los dispositivos tales como inversores y la caja de desconexión en alterna serán colocados en el cuarto de almacenamiento de la empresa, donde se encuentra ubicado el tablero principal, con el fin de que todo quede accesible para su control y mantenimiento. Del

tablero principal al medidor actual y acometida eléctrica de la empresa, existe una distancia de aproximadamente 75 metros.

A continuación, se muestra el lugar donde se ubicarían los dispositivos antes mencionados.



Ilustración 2.28. Cuarto de Almacenamiento de la Empresa

Fuente: Fuente propia.

2.4.1.3 Promedios mensuales de datos climáticos

La información que se ofrece fue brindada por el Instituto Meteorológico Nacional (IMN), el cual contiene los datos climatológicos de la estación más cercana al punto interés, ubicada en el Aeropuerto Juan Santamaría.

La tabla muestra solo los índices de radiación para los meses de enero a diciembre, en el periodo de 1999 al 2018, que es uno de los aspectos a considerar para el cálculo de los paneles solares necesarios para el proyecto. En el apéndice A se encuentra la tabla completa ofrecida por el IMN, otro dato a tomar en cuenta es que las unidades para la radiación solar global se hallan en Megajulios entre metro cuadro (MJ/m^2).

Tabla 1. Radiación de Estación Juan Santamaría

Estación: 84 169 Aerop. Juan Santamaría, media pista / Latitud: 09°59' N														
Longitud: 84°12' O / Altitud: 913 m.a.n.m														
Elemento	Periodo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Prom
Radiación	1999 - 2018	20.2	22.1	22.5	20.0	16.5	15.4	15.5	16.1	16.1	15.0	15.3	17.2	17.7

Fuente. Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica.

Se puede observar que el mes con más radiación corresponde a marzo con un 22.5 MJ/m² mientras que para el mes de octubre se presenta menor incidencia con un 15.0 MJ/m², siendo estos los dos estados críticos a considerar para el proyecto.

2.4.1.4 Tarifas eléctricas según compañía eléctrica

La empresa se encuentra dentro de la tarifa de T-CO en el bloque de consumo binómico (cargo por energía y potencia) de la misma tarifa, según la información expuesta en la facturación de recibo eléctrico.

En la página web del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), se encuentra información referente a las tarifas mensuales según la categorización de los bloques. En el apéndice B, se puede observar con más detalle.

La siguiente figura (2.28) muestra el costo en colones para consumos mayores y menores a los 3.000 kWh, los cuales rigen para los que se originen a partir del 01 de julio del 2019 y hasta el 30 de setiembre del 2019.

Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh	
Por cada kWh	₡ 128.73
Para consumos mayores de 3 000 kWh	
Cargo por energía, por cada kWh	₡ 77.04
Cargo por potencia, por cada kW	₡ 12 731.98

Ilustración 2.29. Tarifa Mensual para consumos mayores y menores a 3.000 kWh.

Fuente: grupoice.com

Otros servicios que también son cobrados mensualmente son el alumbrado público, impuesto bomberos y el impuesto de venta, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 2. Precios Mensuales del Alumbrado Público, Bomberos y el Impuesto de Venta

Precios mensuales	
Alumbrado Público	₡ 4,61 por cada kWh de consumo eléctrico.
Bomberos	$(\text{Monto de Energía en colones} \div \text{Consumo de Energía Total}) \times 1.750 \times 1,75\%$
Impuesto de Venta	$(\text{Monto de la Energía en colones} + \text{Monto de la Demanda en colones}) \times 13\%$

Fuente. grupoice.com, cnfl.go.cr y hacienda.go.cr.

El impuesto de los bomberos, corresponde al cálculo para clientes no residenciales con consumos superiores a los 1.750 kWh.

En los casos del uso de instalaciones de sistemas fotovoltaicos, se debe tener en cuenta que la compañía (en este caso el ICE), reconocerá como excedente depositado a la red un 49% de lo que produce. En cuanto a la tarifa se encuentra clasificada como T-A, esto se muestra con detalle en el apéndice B, en la siguiente figura se muestra el costo mensual de esta:

<p>b. <u>Precio mensual:</u> Por cada kWh retirado..... ¢ 28.27</p>
--

Ilustración 2.30. Tarifa de Acceso Mensual.

Fuente: grupoice.com

Por otro lado, el cálculo interno de la facturación de la empresa distribuidora según lo expuesto en la página de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, se realiza de la siguiente manera:

- Extracción de lo generado por el sistema fotovoltaico y guardado en la red (kWh * Tarifa de acceso) + Energía eléctrica adicional comprada a la empresa distribuidora (kWh a la tarifa vigente) = Facturación mensual de energía.
- Si la energía comprada a la empresa distribuidora es ≤ 30 kWh se paga la tarifa mínima.
- Sobre este total se calcula el alumbrado público y el tributo de bomberos.
- Sobre la energía comprada a la empresa distribuidora se paga el impuesto de ventas.

En todas las facturaciones debe considerarse el cargo por alumbrado público, tributo de bomberos, ambos sobre el total extraído, y el impuesto de ventas cuando haya energía vendida por la empresa distribuidora.

En el caso del cobro de la energía demanda para la tarifa comercial la página de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz expone que:

Cuando se es un productor-consumidor, el volumen de energía que establece si se cobra potencia o no, será determinado por el total extraído de la red de distribución, esto es lo previamente depositado más la venta de energía de la empresa distribuidora. Solamente la energía que se produce y se consume directamente en las instalaciones del productor-consumidor no se contabiliza para el límite de los 3000 kWh, es decir, si

el cliente no excede los 3000 kWh, solamente paga el importe de energía, pero si en un mes se excede ese límite, automáticamente se le hace el cargo de Potencia Demanda. (cnfl.go.cr,2019, Generación Distribuida).

2.4.1.5 Requisitos para generación distribuida según compañía eléctrica

Para el uso de generación distribuida según la página del ICE se debe cumplir con una serie de procesos, para aspirar a la instalación de paneles solares para autoconsumo.

En el apéndice C se detalla la información administrada en la página web grupoice.com, sección de electricidad, proyectos energéticos y generación distribuida. A continuación, se muestra la tabla 2, donde se resume el proceso, formularios y costos para la autorización de un proyecto de instalación de paneles fotovoltaicos.

Tabla 3. *Procesos, Formularios y Costos de Generación Distribuida*

Generación Distribuida: Instituto Costarricense de Electricidad		
Descripción	Formulario	Costos
Disponibilidad de Potencia	GD1	Servicios > 50KVA: ₡90.000 < 50KVA: ₡175.000 < 150KVA se envía cotización vía correo electrónico.
Estudio Técnico para Autorización de Instalación	GD2	
Inspección del Sistema	GD3	Servicios > 50KVA: ₡80.000 < 50KVA: ₡130.000 < 150KVA se envía cotización vía correo electrónico.
Firma de Contrato de Interconexión e Instalación del Equipo de Medición	-	En caso de necesitarse una re inspección, los costos serán los mismo que los de inspección.

Fuente. grupoice.com.

Además, del seguimiento y cumplimiento de los procesos anteriores, es necesario tener en cuenta que para la interconexión el cliente del ICE deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Producir energía eléctrica para autoconsumo.
- Contemplar un consumo del 51% de lo que produce en el diseño.
- Entregar a la red los eventuales excedentes (el ICE reconocerá el 49% del excedente).
- El cliente podrá consumir de forma diferida lo depositado previamente en la red en el mes o meses siguientes y cuya administración por acumulado anual la hará el ICE.
- Además, el cliente tendrá un respaldo de energía proveniente de la red del ICE en caso de que su producción no sea la suficiente para satisfacer sus necesidades de energía, cotizado con base en el pliego tarifario vigente.

2.4.1.6 Historial de consumo eléctrico de la empresa

A continuación, se muestra una tabla con el historial de consumo de la empresa durante los dos últimos años:

Tabla 4. *Historial de Consumo de 24 Meses*

Periodo	Consumo Energético (kWh)	Consumo Demandado (kW)	Monto (Colones)
jul-17	1,847	-	¢277,410.00
ago-17	4,6	-	¢696,080.00
sep-17	4,424	-	¢681,385.00
oct-17	4,009	-	¢572,165.00
nov-17	5,8	-	¢799,140.00
dic-17	6,513	-	¢918,150.00
ene-18	5,236	-	¢715,130.00
feb-18	6,99	-	¢945,175.00
mar-18	6,41	-	¢892,140.00
abr-18	6,619	-	¢923,385.00
may-18	7,022	-	¢958,570.00
jun-18	6,748	-	¢921,305.00
jul-18	6,626	-	¢902,305.00
ago-18	6,874	-	¢933,760.00
sep-18	6,717	-	¢937,310.00
oct-18	7,072	-	¢954,140.00
nov-18	6,915	11,91	¢744,120.00
dic-18	7,589	18,28	¢1,172,070.00
ene-19	6,428	18,52	¢1,150,350.00
feb-19	7,041	17,34	¢1,186,890.00
mar-19	6,444	18,34	¢833,393.00
abr-19	7,088	18,06	¢876,500.00
may-19	6,458	16,37	¢819,910.00
jun-19	7,188	18,44	¢915,445.00

Nota. Fuente propia.

2.4.1.7 Selección de panel fotovoltaico

Según lo expuesto en el marco teórico en el apartado 2.3.15 sobre las características calidad – precio de los paneles solares, se realiza una pequeña comparación sobre los paneles comúnmente vendidos por ciertas empresas del país, esto con el propósito de escoger el proyecto que no solo se ajuste al diseño, sino que sea el más eficiente y el más cómodo económicamente hablando.

Tabla 5. *Propuesto por la Empresa Sunshine.*

Empresa	Marca	Celdas	Potencia	Tipo	Eficiencia	Área	Inversor	Precio
Sunshine	Jinko	72	385W	Monocristalino	19,53	2,6 m ²	Fronius	\$45,128

Nota. Tabla de confección propia.

La elección de la empresa se debió a que es la mejor calificada por sus servicios, con página web establecida y con información clara en ella. Además, poseen proyectos que ejemplifican muy bien su labor, pues la empresa Sunshine ha instalado sistemas en centros educativos como el Colegio San Rafael de Alajuela, el Colegio Santa Ana de San José y a nivel comercial e industrial como lo es el centro comercial de Moravia.

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1 Enfoque de la investigación

El presente estudio toma en consideración que “La investigación cuantitativa usa la recolección de datos para probar una hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, para establecer patrones de comportamiento y probar teorías.” (es.slideshare.net, 2013, Enfoque cualitativo y cuantitativo de investigación), para proponer soluciones a una circunstancia específica, mediante la recolección de datos donde posteriormente se realizarán cálculos buscando resultados que orienten a la toma de decisiones a fin de buscar la respuesta al problema planteado.

3.2 Método de investigación

Para este proyecto, de manera inicial se observará el lugar donde se aplicará el diseño y cuya ubicación exacta permitirá la obtención de los datos climáticos por medio de las coordenadas geográficas. Además, se definirá el área disponible para la instalación del sistema fotovoltaico con el propósito de analizar las condiciones tanto favorables como limitantes que pueda poseer el sitio y, de esta manera, tomar decisiones apropiadas para el diseño.

Con el diagnóstico del lugar y los datos climáticos del lugar, cuyo satélite más cercano se encuentra ubicado en el Aeropuerto Juan Santamaría y el Instituto Meteorológico de Costa Rica, se facilitará la información referente a la radiación mensual durante el último periodo monitoreado. También se obtendrá la información sobre un historial de consumo energético de la empresa en los últimos 24 meses, para establecer un valor de consumo estimado mensual, donde a partir de estos

datos se desarrollará la propuesta preliminar de un diseño de generadores fotovoltaicos conectado a la red.

Caso seguido, se adquirirán las tarifas del distribuidor eléctrico, en este caso las del Instituto Costarricense de Electricidad, además de los requisitos necesarios para una conexión de generación distribuida. Dicha información ayudará a formar un criterio sobre los procesos y costos que tendrá la inversión inicial del proyecto.

Se solicitó a diversas compañías del país la cotización del proyecto para realizar la comparativa de estas y se tardó alrededor de tres semanas en obtener respuesta, pero solo una de las empresas facilitó la información. Con esta se realizaron los cálculos propios y se compararon con los obtenidos por la empresa para conocer cuál es el dato más acertado y el punto óptimo para el diseño de la instalación del sistema de paneles solares.

Después de obtener la cantidad de paneles adecuada, se realizará un análisis financiero donde se pueda obtener más argumentos de cuál es la mejor opción de inversión para la puesta del diseño de una instalación de paneles solares para la empresa, tomando en cuenta no solo el porcentaje de generación y la cantidad de paneles, sino también el flujo de efectivo y el tiempo en el que se tendrá el retorno de la inversión.

3.3 Fuentes de información

Para este proyecto se consultaron varias fuentes de información, primeramente, del Instituto Costarricense de Electricidad, y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, por medio de sus páginas web, se obtuvo información referente a tarifas, procesos y requerimientos para la generación distribuida. Luego de esto, el Instituto Meteorológico de Costa Rica, vía correo electrónico facilitó los datos climatológicos para la ubicación consultada.

También se examinaron distintas fuentes bibliográficas que ayudaron a respaldar el marco teórico que sirve como base para la comprensión y el diseño de un sistema fotovoltaico. Asimismo, se contó con información técnica de los equipos, suministrada por proveedores, que son utilizados para la selección de características respectivas a las necesarias en el proyecto.

3.4 Variables o categorías de análisis

Las variables que se analizarán son:

- Consumo de la empresa.
- Tipo y cantidad de equipos a utilizar.
- Costos de inversión.
- Costos operativos.

3.5 Instrumentos

Esta investigación se basa tanto en la información primaria, con datos de partida, tales como consumos, mediciones, tarifas; e información secundaria, con que se analizan las fuentes primarias por medio de cálculos matemáticos que permiten la obtención de datos que no están de manera explícita y que son necesarios para el desarrollo del proyecto.

3.6 Proceso para la recolección y análisis de datos

Los datos se obtuvieron principalmente mediante consultas por medio de correo electrónico y visitas a páginas web de determinadas instituciones. Estos se analizaron y serán empleados para el diseño de un sistema fotovoltaico que resulte adecuado y satisfaga las necesidades principales de consumo energético y sea además de ser un proyecto viable para la empresa.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este apartado se analizará el caso de cotización obtenido por la empresa consultada, con los datos de cálculo propio, esto con el propósito de alcanzar el punto óptimo, en cuanto a la necesidad de paneles para el proyecto.

Análisis técnico

Se inicia primeramente exponiendo lo propuesto por la empresa cotizante, como se puede observar en la tabla 5, en el apartado del diagnóstico de este trabajo, donde se hará uso de un panel marca Jinko de 385W, monocristalino de 72 celdas, que posee un área de 2.56 m².

Teniendo en cuenta el dato anterior se procede a obtener el número de paneles necesarios para abastecer la demanda de consumo de la empresa. La fórmula a utilizar para el cálculo rápido es la siguiente:

$$N_p = \frac{\text{Potencia de Consumo Diario (watts)} \times \text{Porcentaje de Rendimiento del Sistema (\%)}}{\text{Potencia del panel (watts)} \times \text{Promedio de Horas Sol Pico (HSP)}}$$

Ecuación 15. Cálculo Rápido para Paneles Solares
Fuente: Electro Frig

El resultado de esta ecuación corresponde a 97 paneles, a grandes rasgos se tiene entonces que esta cantidad de paneles ayudará a satisfacer la necesidad de consumo de la empresa. Se obtuvo de la siguiente manera:

$$N_p = \frac{224.500 \text{ watts} \times 0.85\%}{385 \text{ watts} \times 4.8 \text{ HSP}} = 97 \text{ paneles}$$

El valor de 224.500 watts se obtiene del consumo promedio mensual de la empresa, por medio del historial de consumo expuesto en la tabla 4 de la sección del diagnóstico en este trabajo.

Se suman los valores de un año completo, esto corresponde de enero a diciembre del 2018, se toma el año anterior porque es el que se tiene en facturación completa. Al obtener la suma se divide entre 12 meses y se obtuvo como resultado 6735 kWh de potencia promedio mensual consumida por la empresa.

Para saber cuánto corresponde al consumo diario promedio, el valor anterior se divide entre 31 días, lo que da 224.5 kWh, pero para ser usado en la fórmula anterior es necesario que este dato sea tomado en watts hora, por ende, se multiplica entre 1000 para hacer la conversión de unidades.

El rendimiento del sistema es de un 85% como se investigó en el marco teórico, mientras que el valor del promedio de horas pico sol corresponde a los datos entregados por el Instituto Meteorológico de Costa Rica. Los datos entregados por el IMN se encuentran en MJ/m² que deben convertirse en HSP que son los utilizados en la fórmula anterior, todos estos datos pueden observarse en la siguiente tabla:

Tabla 6. Radiación Solar Estación Juan Santamaría

Mes	MJ/m ²	HSP
Enero	20,20	5,61
Febrero	22,10	6,14
Marzo	22,50	6,25
Abril	20,00	5,56
Mayo	16,50	4,58
Junio	15,40	4,28
Julio	15,50	4,31
Agosto	16,10	4,47
Setiembre	16,10	4,47
Octubre	15,00	4,17
Noviembre	15,30	4,25
Diciembre	17,20	4,78
Promedio	17,70	4,80

Nota. Tabla de confección propia.

También es necesario saber cuál es la cantidad máxima de paneles que se pueden instalar en el techo, según su área disponible. Para realizar el cálculo se debe conocer el área del panel y el área del techo, lo que da como resultado:

$$N_{pM\acute{a}xima} = \text{área disponible en techo} / \text{área de panel}$$

$$N_{pM\acute{a}xima} = 467 \text{ m}^2 / 2.56 \text{ m}^2 = 182 \text{ paneles}$$

La cantidad máxima de paneles que pueden ser instalados en el techo es de 182. Partiendo de estos datos, podemos elegir que porcentajes de generación se pueden utilizar para el cálculo más detallado de paneles y así comprarlos entre sí, hasta llegar a un resultado que arroje cuál será la cantidad óptima para el diseño. La siguiente tabla muestra cuáles son los porcentajes de generación a analizar:

Tabla 7. Porcentajes de Generación para el Análisis

Generación (%)	# paneles	Diario aprox.	
		Generado (kWh)	Consumido (kWh)
130	180*	266.112	224,5
100	138	204.019	224,5
90	124	183.322	224,5
80	111	164.102	224,5
70	97	143.405	224,5
68	89**	131.578	224,5
50	69	102.010	224,5
20	28	41.395	224,5
*Cantidad Maxima a Instalar por Capacidad de Techo			
**Propuesto por la empresa			

Fuente. Elaboración propia.

El porcentaje más alto corresponde al tope máximo que se puede instalar en el techo, como se calculó anteriormente; el tope mínimo será establecido por lo propuesto por la empresa y además

se estimarán dos porcentajes más, siendo estos menores solo con el propósito de observar cómo reaccionaría el sistema con falta de producción energética.

La ecuación utilizada para la obtención del número de paneles con respecto a su porcentaje de generación es la que se puede observar como ecuación 1 en la sección del diagnóstico y se obtiene que:

$$N_p = \frac{\text{Potencia Consumida (kWh)} \times 1000 \text{ (W/kWh)} \times \text{Porcentaje de Generación (\%)}}{\text{Días (d)} \times \text{Potencia del Panel (watts)} \times \text{Radiación (HSP)} \times \text{Rendimiento del Sistema (\%)}}$$

Aplicando la ecuación anterior para los porcentajes expuestos en la tabla 7, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 8. *Números de Paneles Solares según su Porcentaje de Generación*

PANEL JINKO 385W			PANEL JINKO 385W		
Pg de 130%			Pg de 70%		
Np	Área (m2)	Potencia (kWp)	Np	Área (m2)	Potencia (kWp)
180	461	69,30	97	248	37,35
PANEL JINKO 385W			PANEL JINKO 385W		
Pg de 100%			Pg de 50%		
Np	Área (m2)	Potencia (kWp)	Np	Área (m2)	Potencia (kWp)
138	353	53,13	69	177	26,57
PANEL JINKO 385W			PANEL JINKO 385W		
Pg de 90%			Pg de 20%		
Np	Área (m2)	Potencia (kWp)	Np	Área (m2)	Potencia (kWp)
124	317	47,74	28	72	10,78
PANEL JINKO 385W					
Pg de 80%					
Np	Área (m2)	Potencia (kWp)			
111	284	42,74			

Fuente. Elaboración propia.

Donde Np sería el número de paneles solares y el Pg el porcentaje de generación.

Por otro lado, se obtiene un resultado diferente para lo propuesto por la empresa, esto porque la empresa propone lo siguiente:

Tabla 9. *Porcentaje de Generación y N° de Paneles sugerido por la Empresa*

PROPUESTO POR SUNSHINE		
PANEL JINKO 385W		
Pg de 68%		
Np	Área (m2)	Potencia (kWp)
89	228	34,27

Fuente. Elaboración propia.

Pero si se aplica la fórmula con la que se obtuvieron los datos propios de cálculo, se tiene como resultado:

Tabla 10. *Fórmula aplicada al Porcentaje de Generación sugerido por la Empresa*

PROPUESTO POR SUNSHINE*		
PANEL JINKO 385W		
Pg de 68%		
Np	Área (m2)	Potencia (kWp)
94	241	36,19

Fuente. Elaboración propia.

Como se puede ver, la tabla 10 muestra que para el porcentaje sugerido por la empresa de un 68%, realmente se obtendría un número de 94 paneles, lo cual sería un número correcto si se compara con el 70% de generación de la tabla 8, donde se manejan 97 paneles. Se concluye entonces que la empresa maneja otras variables para el cálculo que afecta el resultado final, según lo consultado, la mayoría de empresas que se dedican al diseño e instalación, usan programas establecidos donde solo se ingresa la potencia consumida por el cliente y se obtiene un aproximado del número necesario de paneles para abastecer esa demanda. Es por eso, que las empresas cotizantes sugieren una visita al lugar para definir y darle más forma a la propuesta preliminar.

Establecida ya la cantidad de paneles posibles a utilizar para el diseño, se elabora una tabla donde se calculará todo lo que concierne a generación, consumo, extracción y almacenaje. Se debe tener claro que lo generado por el sistema de paneles corresponderá a las horas pico sol, es decir,

mientras el sol este en su máximo esplendor el sistema se encontrará en máxima generación que además en ese periodo lo estará consumiendo de manera directa la empresa, el excedente será subido y almacenado en la red de distribución para su posterior uso.

Cuando las horas de sol hayan culminado, la empresa necesitará extraer de la red la potencia necesaria para abastecer su consumo. Primero se descargará la energía anteriormente almacenada, con el inconveniente que solo se puede extraer el 49% de lo subido a la red, después de esto, si esta extracción de energía no satisface las necesidades de consumo de la empresa, se continua con la descarga directa de la red distribuidora.

Toda la energía eléctrica que no sea consumida durante el mes, será almacenada en la red para uso de meses posteriores, esto se cumplirá para todos los meses hasta llegar al mes de diciembre donde se realizará un corte y toda aquella energía almacenada no podrá ser utilizada para el próximo año, es decir, el mes de enero se iniciará con un almacenaje de 0 kWh. Entonces podría decirse que esa energía producida y almacenada por el sistema fotovoltaico de la empresa será “cedida” a la empresa distribuidora, perdiendo su exceso de producción.

Análisis financiero

Una vez obtenidos todos los valores mensuales respecto a la generación, el almacenaje y la extracción, se estima un aproximado de la posible facturación eléctrica mensual y anual que podría pagarse a la empresa distribuidora al implementar el proyecto con los paneles solares.

Al igual que en el análisis técnico se elaboran tablas para cada grupo de paneles ya establecidos, donde se dispondrán a calcular el costo mensual de facturación, aplicando las tarifas vigentes según sea el rubro a cobrar. En este caso, se calculó:

- Costo de extracción de electricidad al 49%, este tiene un costo de 28.27 colones por kWh consumido.
- Costo de extracción directamente de la red distribuidora, la tarifa para este rubro sería comercial que tiene un costo de 128.73 colones por kWh consumido.

Un dato importante es que a pesar de que la empresa implemente el sistema con paneles solares, la tarifa que actualmente posee no se verá afectada, es decir, no es necesario pasarse de tarifa, aunque el consumo eléctrico será menor.

- Costo por alumbrado público. La fórmula utilizada para este cálculo se muestra en la tabla 2 en la sección del diagnóstico de trabajo. Debe sumarse las extracciones al 49% y directamente de la red distribuidora, su total tendrá un costo de 4.61 colones.
- Tributo a bomberos. Puede verse su ecuación de cálculo en la tabla 2. El costo de la suma de las extracciones al 49% y directamente de la red distribuidora, se divide entre la suma de sus potencias, que luego se multiplicará por 1.75% y por 1750 colones.
- Cargo por demanda de potencia. Tiene un costo de 12.731,98 colones por un consumo mayor a los 3.000kWh, que en el caso de la implementación de los paneles se cobrará sí la extracción excede los 3.000kWh, deben considerarse ambas extracciones como hasta el momento al 49% y directamente de la red distribuidora.

Para efectos de este trabajo, el cargo de potencia por demanda se establece como un parámetro de cobro fijo, partiendo del último pago realizado por este concepto, debido a que esta medida es directamente calculada por la empresa distribuidora como un pico de consumo eléctrico durante el mes. El costo será por 209.343 colones en caso de exceder los 3.000kWh de extracción.

- Impuesto de venta o impuesto de valor agregado, se aplica el 13% solo a lo extraído directamente de la red de la distribuidora.

Se calcula también el costo de la energía “cedida” a la empresa distribuidora al finalizar el año, que aunque este costo no será tomado en cuenta dentro de la facturación anual, al menos podría tenerse una idea de la cantidad y el costo que podría suponerse con esa pérdida de energía. Para calcular su costo se toma como referencia la tarifa comercial, de manera que se podrá suponer cuánto podría la empresa distribuidora vender esa energía en caso de ser consumida.

A partir de este dato podría considerarse que si esa energía “cedida” fue generada por el productor – consumidor, no tiene porque razón perderla, si comparamos que la empresa distribuidora no “cede” su producción, ya que cada kWh consumido es pagado en el recibo de facturación. Esto no significa que necesariamente la empresa distribuida tenga que desembolsar dinero para cancelar esa electricidad inyectada a la red por parte del productor – consumidor, sino que ese excedente podría usarse para realizar una compensación en el recibo eléctrico o quizás simplemente acumular ese excedente para el próximo mes del siguiente año.

Lo que también conlleva a otro supuesto, si no existiera una reglamentación en cuanto a extracción como actualmente rige, al final del año quizás no se tendría un excedente de energía, ya que cada vez que el productor – consumidor vea necesario extraer energía de la red, puede descargar en su totalidad la energía almacenada previamente y solo en caso de que esta no abastezca su demanda deba extraerla directamente de la red distribuidora.

Finalmente, se suma la facturación mensual estimada y se tiene como resultado una facturación anual, que será utilizada para un análisis financiero de flujos de efectivo para obtener

otros parámetros que ayuden a tomar una decisión de diseño óptimo con respecto a qué cantidad de paneles deben implementarse.

Las tablas de flujo de efectivo contemplan un periodo de 25 años, debido a que la vida útil de los paneles según su ficha técnica corresponde a esta cantidad de años. Se toma en consideración los pagos anuales a la empresa distribuidora con y sin la implementación del sistema fotovoltaico aplicando una inflación del 7% anual. La diferencia de estos dos parámetros da como resultado el monto del ahorro en facturación anual, que está, a su vez, corresponde al flujo de efectivo del que la empresa dispondrá. Además, al flujo de efectivo contempla un 1% de pérdida anual de vida útil en cuanto al rendimiento del panel solar.

El monto de inversión inicial no solo corresponde al valor del proyecto, deben agregarse también los costos que implican el poder ponerlo en marcha, como se expone en la tabla 3 del diagnóstico. Deben cumplirse con los formularios, estudios, inspecciones y reinspecciones, todo esto propuesto por la empresa distribuidora, en este caso el ICE, donde cada proceso tiene un costo ya definido. A continuación, se muestra en cuánto le saldría a la empresa todo este procedimiento inicial.

Tabla 11. *Costo de Generación Distribuida ICE*

Costo de Interconexión	Colones
Estudio de disponibilidad	90.000
Estudio de Aut. Instalación	80.000
Inspección del Sistema	80.000
Costo de Reinspección*	80.000
Total	330.000
* En caso de necesitarle	

Fuente. Elaboración propia.

La tabla 11 muestra el valor que tiene cada proceso a seguir para obtener el permiso necesario de implementación de un sistema fotovoltaico en la empresa. Se contempla un valor que posea una reinspección haciendo el proceso más complejo. Dejando en claro que no solo consiste en realizar un pago y tener respuesta inmediata al estudio, todo lo contrario, se debe primeramente adquirir los formularios, completarlos y luego enviarlos de manera digital a la persona encargada de la sección de generación distribuida del ICE. Además, se debe esperar el tiempo prudente para obtener respuesta, cancelar el costo del servicio y finalmente recibir visita del ingeniero encargado, de esta manera ocurre con los diversos procesos los cuales pueden verse a detalle en el apéndice C de este trabajo.

El valor del proyecto dependerá de la cantidad de paneles a implementar en el diseño. El monto que se utiliza para las estimaciones fue el proporcionado por la empresa consultada, Sunshine, que cotizó un proyecto de 89 paneles Jinko de 385W con un costo de 45.128 dólares. Dentro de este presupuesto se le solicitó un desglose de los artículos a utilizar con sus respectivos costos, a lo que la asesora de ventas de la empresa comentó que no se genera ese tipo de listado ya que ellos venden los sistemas de manera completa, solo en caso de cambio por mantenimiento podrían estimarse. Además, comentó que el costo prácticamente concierne al de los paneles fotovoltaicos.

Teniendo claro esto, se procede entonces a hacer el cambio de moneda. La consulta se realizó al Banco Central de Costa Rica y el tipo de cambio para el día 23 de octubre de 2019 fue de 586 colones. Con el valor del proyecto en colones y conociendo el monto a pagarle a la empresa distribuidora por procesos de autorización y estudios, se obtiene la inversión inicial que se usará para el análisis financiero de los proyectos. La siguiente tabla muestra de cuánto es este valor inicial base para las demás estimaciones.

Tabla 12. *Estimación de la Inversión Inicial del Proyecto según Sunshine*

Inversión del Proyecto a 89 paneles (dolares)	45.128
Tipo de Cambio (Banco Central)	586
Inversión Inicial (colones)	26.445.008
Costo de Interconexión	330.000
Inversión Inicial (Colones)	26.775.008

Fuente. Elaboración propia.

A partir de la inversión inicial, mostrada en la tabla 12, se estiman los demás proyectos de acuerdo al número de paneles a utilizar, dando como resultado:

Tabla 13. *Montos de Inversión Inicial según de Número de Paneles Solares*

Inversión Inicial	# paneles
₡ 53.814.285,00	180
₡ 41.334.619,15	138
₡ 37.174.730,25	124
₡ 33.311.976,27	111
₡ 29.152.087,37	97
₡ 26.775.008,00	89
₡ 20.832.309,00	69
₡ 8.649.778,00	28

Fuente. Elaboración propia.

Un dato importante a la hora de realizar una inversión es contemplar el cálculo del PRI, que es el periodo de retorno de inversión y es calculado por medio del uso de la ecuación 14, mostrada en la sección del marco teórico, de la siguiente manera para cada proyecto:

$$\text{PRI} = \frac{\text{Año anterior a recuperar la Inv.} + (\text{Inv. Inicial} - \text{Flujo Acum. año anterior a recuperar la Inv.})}{\text{Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión.}}$$

Aplicando la fórmula anterior se obtienen los PRI para cada proyecto, la siguiente tabla muestra los resultados de esto:

Tabla 14. *Periodo de Recuperación de Inversión*

Tiempo de Retorno (PRI)	# Paneles
6 años, 7 meses	180
4 años, 11 meses y 22 días	138
6 años, 4 meses y 4 días	124
6 años, 10 meses y 12 días	111
7 años, 7 meses y 4 días	97
7 años, 7 meses	89
11 años, 2 meses y 7 días	69
Pérdida	28

Fuente. Elaboración propia.

Como puede observarse en la tabla 14, el PRI menor corresponde al proyecto que contempla 138 paneles solares, con 4 años y 11 meses. También se destaca que, partiendo del proyecto con menor PRI, sí se incrementa o se reduce el número de paneles solares el periodo de retorno de inversión aumenta.

Para calcular el VAN de los proyectos, correspondiente al valor actual neto, se utiliza la ecuación 12 propuesta en el marco teórico del trabajo, sin embargo, como los cálculos son ingresados en una hoja de Excel se aplica directamente la fórmula por medio del comando =VNA(tasa de descuento; flujos de efectivo)- (Inversión Inicial) y automáticamente el Excel entrega el resultado del VAN. La tasa de descuento se estable por medio de la consulta con tres entidades bancarias, por un crédito de inversión para este tipo de proyectos.

El primer banco consultado corresponde al Banco de Costa Rica, donde después de hacer la consulta en el área de plataforma se confirma que este no ofrece créditos de esta índole, solo para la compra de vehículos ecológicos.

El segundo banco consultado fue el BAC San José, donde la encarga del área para pymes sí ofrecen crédito para este tipo de inversión, cuya tasa de interés se encuentra alrededor de un

5.75%, pero no se profundizó debido a que se deben cumplir con una serie de documentos para realizar una investigación más a fondo sobre los ingresos de la empresa y el costo del proyecto a implementar.

El último banco consultado fue el Promérica, el cual ofrece un 9% en tasa de interés con un 25% de prima.

La tasa de descuento utilizada para la obtención del VAN corresponde al 9%, que sería la tasa más alta consultada para este tipo de inversión. Entonces, trayendo todos los flujos de efectivo futuros a valor presente, aplicándoles una tasa de descuento del 9% y restándoles la inversión inicial del proyecto. Si bajo todas estas condiciones se obtienen ganancias, este proyecto será una inversión viable. A continuación, se muestra la tabla con los VAN obtenidos para los diferentes proyectos.

Tabla 15. *VAN según el Número de Paneles*

VAN	# Paneles
₡ 57.018.988,82	180
₡ 77.783.824,58	138
₡ 44.575.430,85	124
₡ 33.339.062,84	111
₡ 57.018.988,82	97
₡ 20.672.820,01	89
₡ 1.646.780,21	69
-₡ 11.307.826,95	28

Fuente. Elaboración propia.

Como puede verse en la tabla 15, a excepción del proyecto que posee los 28 paneles que presenta una VAN negativa, todos los demás resultan ser viables, sin embargo, el proyecto que posee 138 paneles resulta ser la mejor opción ya que su VAN es de 77.783.824.58 colones, siendo esta la más alta de la tabla.

En el caso de la tasa interna de retorno, TIR, se puede aplicar la ecuación 13, pero al igual que en el cálculo del VAN se realiza por medio del Excel. Se utiliza el comando =TIR (flujos de efectivo), dentro de los flujos de efectivo debe ir comprendido la inversión inicial del proyecto, pero en valor negativo.

En la realidad, la mayoría de empresas utiliza el porcentaje de TIR para la toma de decisiones en cuanto a proyectos de inversión, generando una gráfica que demuestre cuál será el porcentaje de TIR más alto que genere mayores ganancias, como lo muestra el gráfico a continuación:

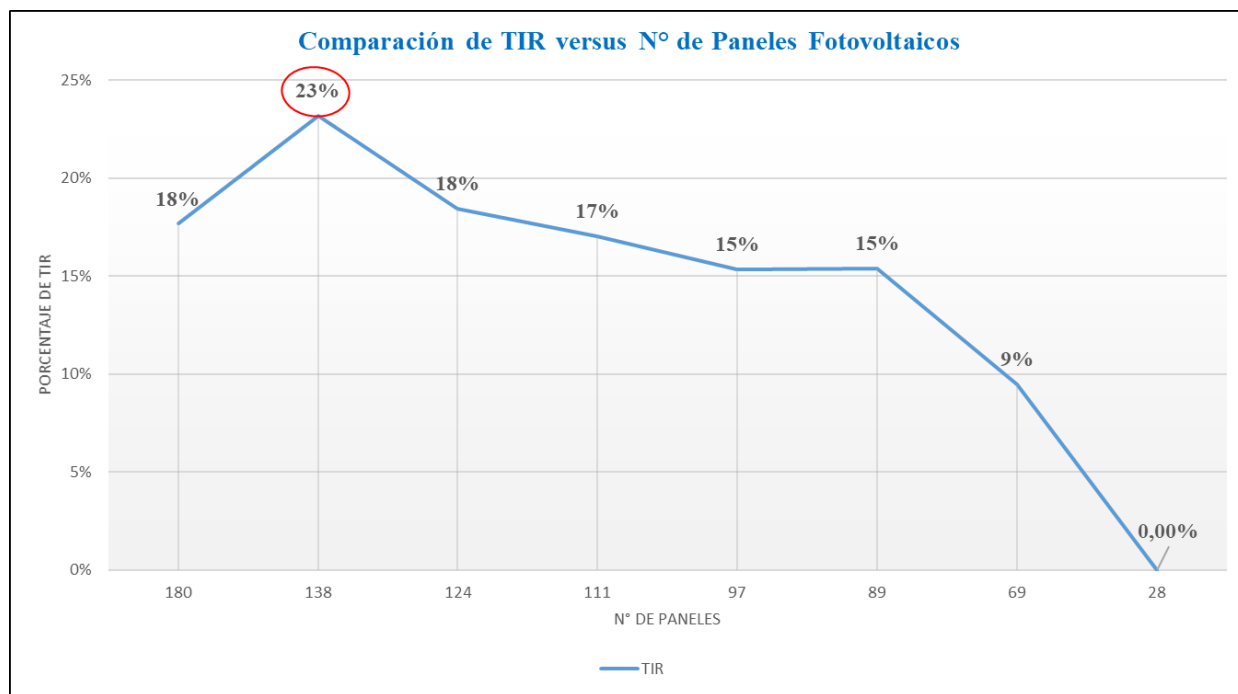


Gráfico 1. Comparación de TIR vrs N° de Paneles Fotovoltaicos

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 1 muestra que una cantidad máxima de paneles solares no implica obtener la TIR más alta, ni la aplicación de la fórmula 15 conlleva a este resultado, ya que 97 paneles estarían alrededor de un 15%, mientras que la TIR más alta se encuentra en un 23% que corresponde al

proyecto con 138 paneles. Inclusive, la cantidad de paneles propuestos por la empresa cotizante quedan por debajo de los TIR antes mencionados, con un 15%. Y aunque estos porcentajes pueden considerarse aceptables, el propósito de este trabajo es demostrar que puede encontrarse un punto idóneo de máxima ventaja, donde no solo se cumpla con la demanda de potencia, sino que financieramente se refleje como la mejor opción de inversión.

Entonces ya sea un sobredimensionamiento o quedarse corto en la cantidad de paneles podrían generar pérdidas desde un punto de vista financiero, aunque técnicamente se podría estar abasteciendo la demanda de potencia en cuestión, razón por la cual es importante realizar un análisis técnico y financiero adecuado. La obtención del número de paneles por medio de una fórmula un poco más elaborada puede provocar una obtención más exacta de la cantidad de paneles requeridos, a través de un análisis que contemple los tres parámetros más importantes para la escogencia de una inversión tal como lo son el PRI, el VAN y la TIR.

Otro punto a considerarse el tema del ahorro y que resulta de mejor comprensión para la mayoría de personas que no se encuentran muy relacionadas con temas técnicos o financieros, razón por la cual las empresas encargadas de la venta e implementación de sistemas fotovoltaicos suelen destacar este tema, ya que los clientes esperan ver sus pagos de facturación eléctrica reducidos con un proyecto de esta índole. Sin embargo, no basta solo con reducir una parte del recibo, ya que para el ahorro también existe un punto máximo como ocurrió con los demás parámetros anteriormente explicados. La siguiente gráfica muestra el comportamiento del ahorro para los proyectos analizados.

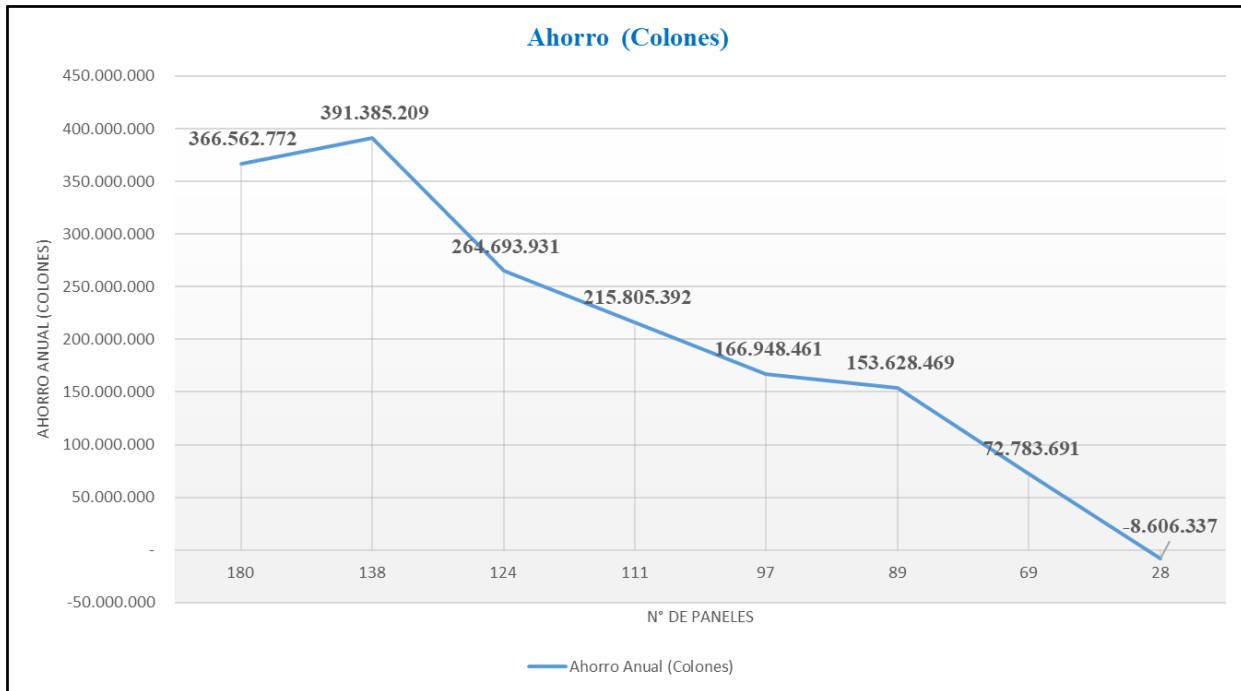


Gráfico 2. Ahorro según el N° de Paneles Solares

Fuente: Elaboración propia.

Para una cantidad mínima de paneles se tendrían pérdidas como se puede ver en la gráfica 2, para los demás grupos de paneles se obtendrán ahorros. Según lo propuesto por la empresa Sunshine, para el grupo de 89 paneles los ahorros obtenidos se encuentran entre los más bajos con respecto a los demás grupos de paneles comparados en la gráfica. Lo que se concluye que la empresa no basa su diseño en la mejor opción, sino en una propuesta que pueda producir y abastecer la demanda de consumo de la empresa y, como consecuencia, genere cierto ahorro, pero que financieramente no resulta ser una opción idónea.

Nuevamente, el punto óptimo en la gráfica corresponde al grupo de 138 paneles, tal y como ocurrió con los demás parámetros analizados, donde se obtuvo 391.385.209 colones de ahorro para el periodo de 25 años, que fue el estimado para el análisis, que como se dijo anteriormente corresponde a la vida útil de los paneles solares.

La siguiente gráfica muestra los datos del primer año de producción por parte de los diferentes grupos de paneles analizados.

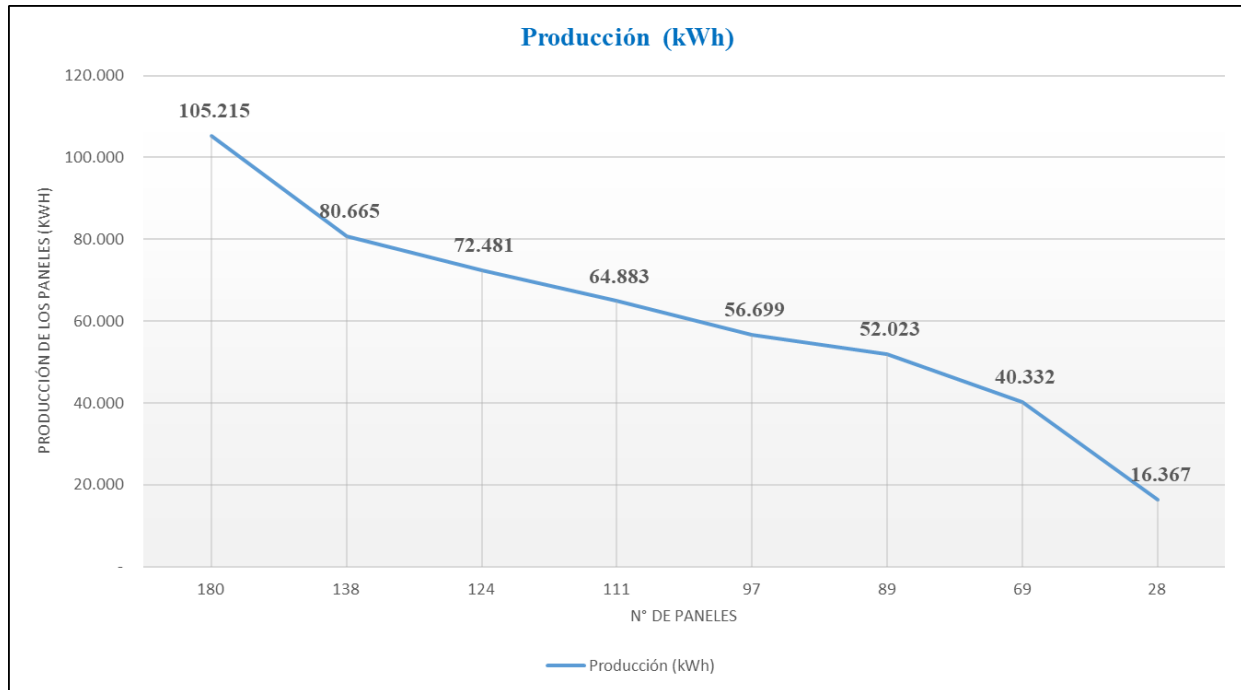


Gráfico 3. Producción Anual según el N° de Paneles Solares

Fuente: Elaboración propia.

Se observa que entre más paneles solares se tenga, mayor será la producción de energía, por ende, se podría suponer que entre mayor sea la producción, mayor será el ahorro también, ya que no se necesitaría extraer energía de la red distribuidora, sino que el sistema fotovoltaico abastecería la demanda de consumo de la empresa por completo. Sin embargo, como se observó en el gráfico 2 esto no ocurre, porque a pesar de que con 180 paneles que corresponden a la cantidad máxima que se pueden instalar en el techo de la empresa, sí se obtiene un mayor ahorro en comparación con los demás grupos de paneles, pero no alcanza para llegar un punto máximo de ahorro mostrado en la gráfica, cuyo lugar le pertenece a los 138 paneles.

Podría decirse que esta situación se da por el tipo de legislación que se tiene para el diseño de un sistema fotovoltaico, es decir, si se desea abarcar por completo el área disponible y llegar a una máxima producción que genere un mayor almacenaje en la red para su posterior uso, este se vería limitado por el porcentaje de extracción. Entonces no tiene sentido sobregenerar y almacenar si al final no se podrá hacer uso de toda esa producción, sino que más bien provocará pérdidas ya que ese exceso debe ser “cedido” a la empresa distribuidora como previamente se comentó, por ende, la inversión inicial no será provechosa.

Esta es la razón de que el diseño de un sistema fotovoltaico en este país se deba ajustar a un punto óptimo que no resulte en una sobreproducción y que evite almacenar de manera excesiva en la red, sino que más bien lo producido sea consumido y que apenas un pequeño porcentaje sea almacenado, lo que ocasiona que al final del año lo “cedido” sea mucho menor. Es por esto, que después de todo el análisis realizado a lo largo de este trabajo se concluye que la cantidad óptima para un diseño electromecánico para la empresa cárnica corresponde a 138 paneles fotovoltaicos.

Inversores o microinversores

Los dispositivos de inversión son una parte también importante a considerar de un sistema fotovoltaico, aunque la empresa maneja ambos productos tanto inversores string como microinversores. Esta empresa cotizó un diseño con inversores.

Según lo investigado y expuesto en el marco teórico, los inversores en string son ideales para lugares donde no existan obstáculos que ocasionen sombras, cuyo mantenimiento o reparación son más accesibles porque se ubican dentro del diseño en un lugar de fácil manipulación para la persona encargada de ello.

Por otro lado, para efectos de este trabajo se sugirió para la empresa un microinversor por panel solar, pues entre sus ventajas se encuentran que, en caso de sombra en panel solar, solo es afectado ese panel y los demás siguen trabajando al 100%, pero para cuyo mantenimiento se debe acceder a la instalación de los paneles, es decir, no se encuentran en una zona de fácil acceso como ocurre con los inversores centrales.

La real diferencia se obtendrá en cuanto a costos, ya que se realizará una inversión inicial para su compra, pero dependerá también de su mantenimiento a lo largo del tiempo. En el caso de los inversores presentan una vida útil de 10 años, por ende, cada que se cumpla esta fecha debería darse el cambio respectivo, lo mismo ocurre para los microinversores cuya vida útil se estima alrededor de 25 años. La empresa cotizante sugiere las marcas Fronius en inversor y Enphase para microinversores.

Entonces se tiene que el precio en el mercado internacional, ya que a nivel nacional no se logró obtener respuesta y la empresa no quiso referirse a esto, como anteriormente se mencionó, de un Fronius ronda los 3.000 dólares cada uno y se requiere el uso de tres; mientras que el costo para el Enphase es de alrededor de 200 dólares cada uno y se utilizaría uno por panel. La siguiente tabla muestra una comparación de la inversión inicial dependiendo por cual dispositivo se escoja:

Tabla 16. *Comparación de Inversión, PRI, VAN y TIR según Inversor o Microinversor*

	Inversión Inicial	PRI	VAN	TIR
Inversores	46.608.619	5 años, 8 meses y 21 días	€60.706.201	20%
Microinversores	57.508.219	6 años, 10 meses y 4 días	€49.806.601	16%

Fuente. Elaboración propia.

Como muestra la tabla 16, existe un cambio en los tres rubros a utilizar para el análisis financiero. Para el periodo de retorno de inversión se aumenta un año, mientras que el VAN y el TIR disminuyen considerablemente al realizarse una compra del sistema con microinversores, a pesar de que con la compra de inversores estos deben ser cambiados cada 10 años por su capacidad de vida útil, mientras que con los microinversores esto no sucederá ya que poseen la misma vida útil que la de los paneles.

El análisis financiero expone que será una mejor inversión de compra si se utilizan los inversores, los cuales serían una buena opción debido a que, como se mencionó anteriormente, se cuenta con un sistema libre de sombras que puedan impedir su buen funcionamiento. Las tablas en las que se calculan con mayor detalle estos datos pueden consultarse el apéndice G.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Conclusión 1:

La empresa posee un área de techo disponible de 467m^2 que en caso de querer abarcar toda esta área para una posible instalación de un sistema fotovoltaico podría hacerse, a partir del uso de 180 paneles. Con esta cantidad de paneles la empresa estaría alcanzando su mayor producción de energía, cubriría en totalidad o al menos la mayor cantidad de la demanda consumida, como lo muestra el gráfico 3 correspondiente a la producción del sistema, según el número de paneles utilizados, de la página 116 del análisis de resultados. Al hacer uso de la mayor cantidad de paneles permitidos por el área de techo se obtiene la mayor generación de energía y esta irá en descenso entre menos cantidad de paneles sean utilizados.

Según lo anterior, podría pensarse que, a mayor generación, el ahorro de la empresa de igual manera debería ser mayor, pero esto no es lo que ocurre. El gráfico 2 de la página 115, muestra su contraparte y expone claramente como en el punto de mayor producción, el ahorro cae. Sin embargo, puede observarse que la gráfica muestra también cuál es el punto más alto de ahorro anual, correspondiente al uso de 138 paneles solares, que comparado con el gráfico de producción se encuentra en la segunda posición en cuanto a generación.

Como existe una diferencia entre mayor producción y mayor ahorro, debe encontrarse entonces un punto óptimo, lo que provoca que la empresa no pueda utilizar toda la capacidad que tendría para producir la energía, debido al tipo de regulación que se aplica al país en cuanto a generación de energía fotovoltaica.

Todo lo producido en el momento de consumo tendrá un costo de cero colones para la empresa y el excedente será inyectado a la red de la distribuidora que posteriormente será extraído para consumo de la empresa cárnica, pero esa extracción tendrá un costo llamado tarifa de acceso, que, aunque sea la energía del productor- consumidor, deberá cancelar ese precio debido al uso que tuvo de la red para almacenar su excedente hasta el momento de su consumo.

Mes a mes la energía se irá acumulando de tal manera que podría llegarse al mes de diciembre y tener un exceso de energía eléctrica considerable, que según lo establece la ley ese exceso de energía al final del periodo deberá ser anulada o cancelada, de tal manera que, para el próximo periodo o inicio de año, el mes de enero debe iniciarse, con cero electricidad almacenada, es decir, la empresa productora –consumidora estará perdiendo su energía generada previamente.

Se concluye entonces que producir energía a máxima capacidad para la empresa termina siendo una mala inversión, es por esta razón que se debe buscar un punto de equilibrio donde la cantidad de paneles cumplan con la demanda consumida, y cuyo pequeño excedente no genere pérdidas a la empresa por sobreproducción, lo que limita la capacidad de nuevas empresas de generar energía renovable para su máximo consumo.

Conclusión 2:

El uso de las ecuaciones para el cálculo del número de paneles a utilizar en un diseño de un sistema fotovoltaico, dan como resultado una respuesta inmediata a un problema planteado con parámetros no exactos, es por eso que la respuesta obtenida por estas no siempre es un dato tan confiable, es decir, no garantiza la cantidad de paneles óptima para un sistema fotovoltaico que sea viable para la empresa a nivel financiero.

Las ecuaciones técnicas hacen uso de datos promediados, tanto de radiación como del consumo y aplicando un rendimiento del sistema se obtiene un aproximado de la cantidad de paneles que podrían necesitarse en el diseño. Sin embargo, los datos utilizados no serán constantes a lo largo del año ya que mes a mes la cantidad de días varía, pues la radiación no es la misma para todos los meses, algunos tendrán mayor irradiación que otros y el consumo eléctrico no es el mismo para todos los meses ya que dependerá de la cantidad de horas que la empresa labore al mes.

Para este caso debería calcularse con los meses de menor radiación y mayor consumo, de esta manera se garantizaría un número de paneles que pueda cubrir la demanda, pero en los meses con mayor incidencia se debería quitar el excedente de paneles para no sobreproducir y almacenar demasiada energía a la red que después puedan producir pérdidas a la empresa. Esta clase de diseño causa mayores problemas ya que estar cambiando el sistema todos los meses tampoco es idóneo o viable ya que el personal de mantenimiento debe estar subiendo cada mes a cubrir o desmontar los paneles que pueden generar daños a las estructuras y dispositivos.

La viabilidad de un proyecto es también muy importante, y no solo dependerá de cálculos técnicos que aproximan a la cantidad óptima de paneles a utilizar, sino que es necesario hacer uso de otros parámetros financieros que demuestren qué tan buena decisión resulta ser una inversión.

Se usan medidas de análisis tales como el VAN, el TIR y el PRI, y que por medio de una comparación entre diferentes cantidades de paneles pueden definir cuál será la más adecuada para la empresa.

En el análisis de este trabajo, se hace uso de la ecuación técnica para obtener ciertos grupos de cantidades de paneles fotovoltaicos que podrían utilizarse para el diseño, desde la cantidad máxima que soportaría el área del techo de la empresa, hasta la menor cantidad de paneles que podrían colocarse a un 20% de generación del sistema.

De cada grupo se obtiene su análisis financiero, donde aquel que posea la mayor TIR, el menor PRI y la mayor VAN será el número de paneles óptimo para el diseño del sistema. Según la gráfica 1 de la página 113, que muestra la relación de la TIR con el número de paneles utilizables en el diseño, se destaca que el punto más alto con un 23% corresponde al uso de 138 paneles, que además posee un menor PRI con 4 años y 11 meses, y el mayor VAN con alrededor de 77 millones de colones a una tasa de descuento del 9%.

Puede concluirse que un análisis técnico solo proporciona la cantidad de paneles que abastece la demanda de la empresa, mientras que relacionarlo con un análisis financiero muestra con mayor claridad qué número de paneles será el adecuado para la elaboración de un diseño realmente óptimo y viable.

Conclusión 3:

En el país se ha ido ampliando cada vez más el mercado de empresas que ofrecen sus servicios de diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos. Cada empresa tiene sus marcas y dispositivos de venta y entre la diversidad de lo que ofrecen se encuentra el uso de inversores y microinversores en el sistema.

El uso de inversores se da en cadena o centralizado, que para cuestión de este trabajo se diseñó en cadena. Se utiliza una serie de inversores conectados a diferentes grupos o ramales de paneles y esto dependerá del diseño expuesto por el ingeniero, el cual debe satisfacer la demanda de consumo de la empresa y encontrarse dentro de los rangos establecidos por los dispositivos para no ocasionar posibles fallas o deterioros prematuros al equipo. Este tipo de inversor es utilizado en lugares donde no existen factores externos que generen sombras al sistema, ya que al estar en serie la sombra en un solo panel provocaría la baja de potencia en todo el sistema conectado al inversor. En cuanto a costo inicial, resulta ser menor ya que se requieren de menos para el funcionamiento del sistema fotovoltaico.

Por otro lado, el uso de microinversores provee un mejor rendimiento debido a que ocasionalmente se utilizan ya sea uno o dos paneles solares conectados a este, de manera tal que, si existiese algo que afecte el funcionamiento de uno de los paneles, el sistema completo no se vería afectado. Su inversión inicial suele ser mayor debido a que se necesitarán tantos microinversores como paneles tenga el diseño. La vida útil para los microinversores ronda entre los 25 años, lo que se estima también para un panel solar, mientras que para los inversores ronda entre los 10 años, así que cada década debería hacerse cambio de estos.

Podría suponerse que para un sistema con microinversores solo se necesitaría acudir a una inversión inicial mayor, mientras que para el uso de inversores se tendría una inversión inicial no tan alta, pero que cada 10 años se tendrá que desembolsar una cantidad de dinero para la nueva compra de inversores. Además, debe agregarse que entre más pasa el tiempo la inflación hará que el precio sea mayor para la misma cantidad, entonces, se tendrá tres gastos a lo largo de la vida útil de los paneles solares: la inicial a los 10 años y por último a los 20 años. Todo esto pensando que para ambos diseños no habrá cambios de dispositivos antes de lo esperado.

Sin embargo, como se observa en la tabla 16 en la página 118 del análisis de resultados de este trabajo, el sistema que ofrece una mejor TIR, VAN y PRI es el que hace uso de inversores. Partiendo de un primer análisis general con un 23% en la TIR al implementar el uso de inversores, se llega a un TIR del 20%, mientras que para el uso de microinversores se reduce a un 18%, aumentando el PRI a 6 años y 10 meses.

Finalmente se concluye que el uso de inversores en cadena resultan ser la mejor opción para el diseño, no solo porque el lugar donde se instalará el sistema se encuentra libre de sombras, sino porque financieramente resulta viable, pues a pesar de que se debe realizar desembolsos cada 10 años, debido a su vida útil, el margen de inversión inicial es mucho menor en comparación con el uso de los microinversores.

Al igual que en el caso que se aplicó para averiguar la cantidad de paneles óptima, resulta también adecuado emplearlo para la toma de decisión de cuál tipo de dispositivo inversor será el correcto para el sistema y, de esta manera, obtener un sistema en conjunto idóneo para la empresa.

Recomendaciones

- 1) Al momento de realizar el diagnóstico de este trabajo se pudo constatar que la empresa ha tenido un crecimiento no planificado, lo que ha provocado que no se tengan planos eléctricos actualizados que permitan verificar el estado en el que se encuentra la instalación, por ende, es necesario contratar los servicios de un ingeniero eléctrico o electromecánico que actualice los planos eléctricos de la planta, para obtener con mayor claridad la esquematización o diagrama unifilar del sistema eléctrico de la empresa y saber que se cuenta con un diseño óptimo para una implementación del sistema fotovoltaico, sin que tenga mayores inconvenientes a futuro.
- 2) A pesar de que en el análisis de este proyecto no se contemple un estudio sobre el currículo del personal encargado del mantenimiento interno de la empresa, se considera y recomienda la capacitación del personal encargada de esta área de la empresa, con el propósito de que puedan manejar los conocimientos básicos sobre su funcionamiento y en una eventual situación en el que el sistema necesite alguna intervención puedan actuar de manera rápida y eficientemente.
- 3) Existen diferentes tipos de financiamientos para la compra de un proyecto de esta índole. Aunque en los objetivos de este proyecto no estaba contemplado este parámetro, se consultó a la empresa cotizante si se ofrece un financiamiento tipo leasing, para garantizar la responsabilidad ante cualquier falla o reparación del equipo durante el plazo contratado con lo que se obtendría un sistema trabajando óptimamente y con la opción de que al final del periodo de contrato se pueda decidir si se da la compra del diseño actual o se opta por uno más moderno.

CAPÍTULO V: PROPUESTA

Basado en el estudio realizado y los resultados obtenidos, se propone implementar un sistema fotovoltaico con interconexión a la red, instalado sobre el techo de la empresa, con el fin de brindar solución al problema planteado previamente.

El diseño propuesto para el proyecto consiste en utilizar 138 paneles solares de la marca Jinko de 385W, calculados a una generación del 100%, los cuales satisfacen la necesidad de energía eléctrica durante las horas solares pico (HSP). El resto de horas laborales de la empresa serán abastecidas por medio de la energía almacenada y extraída al 49%, y de ser necesario el resto a consumir será por parte de la descargada directamente de la empresa distribuidora.

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM365M-72H		JKM370M-72H		JKM375M-72H		JKM380M-72H		JKM385M-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V
Maximum Power Current (Imp)	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V
Short-circuit Current (Isc)	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A
Module Efficiency STC (%)	18.52%		18.77%		19.02%		19.28%		19.53%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000V DC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.37%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

Ilustración 5.31. Ficha Técnica de Paneles Jinko 385W

Fuente: jinkosolar.com

Se estima que el proyecto tenga una vida útil de 25 años para los paneles fotovoltaicos monocristalinos de la marca Jinko, unos 10 años para inversores de la marca Fronius del cual posee un sistema de monitoreo remoto, con estructura de marca Chico completamente de aluminio. Todo esto propuesto por la empresa Sunshine.

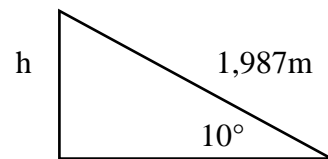
Cálculo de orientación y distancia entre paneles:

La instalación se efectuará en el techo con un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del lugar, debido a que su uso será continuo durante el año, esta corresponde a los 10° , con orientación sur. Los 138 paneles ocupan un área de alrededor de 353 metros cuadrados.

La distancia entre paneles para evitar las sombras entre ellos corresponderá a:

$$D = h * k$$

$$K = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 10^\circ)} = 0,809$$



$$h = \text{sen}(10^\circ) * 1,987\text{m} \quad h = 0,345\text{m}$$

$$d = 0,345\text{m} * 0,890 = 0,279 \text{ m} \sim 279 \text{ mm} \quad + \text{ Distancia entre paneles} = 279 \text{ mm.}$$

Cálculo del inversor:

- Porcentaje de seguridad para arranques con picos de corriente: 35%
- Potencia de Consumo energético promedio mensual = 6735kWh
- Potencia de consumo energético promedio diario = 224.5kWh ~ 225kWh
- Potencia de consumo energético promedio horas laborales (12h) = 18.75kWh ~ 19kWh

$$+ \text{Inversor} = 1,35 * 19 \text{ kWh} = 25.65 \text{ kWh} \sim 26 \text{ kWh}$$

Los inversores propuestos para este proyecto son los Fronius, que corresponde a la marca con la que la empresa cotizante trabaja. Se sugiere el uso de Fronius IG Plus 10.0-1 UNI Inverter que su máxima potencia nominal es de 8500 kWp a 11500 kWp.

Specifications	
Fronius IG Plus V 10.0-1 UNI Inverter	
String Inverter for Grid-Tie Solar Systems Rated up to 9,995 watt AC output	
Input Power (DC)	
Fronius Model Number	IG Plus V 10.0-1 UNI
Max. DC Power (STC)	11,500 W
Max DC Voltage	600 V
MPPT Voltage Range	230V - 500V
Max. Input Current	46.7 A
Inverter Efficiency	96.2%
CEC Efficiency	208 V: 95.0% 240 V: 95.5% 277 V: 96.0%

Ilustración 5.32. Ficha Técnica de Inversor Fronius IG Plus 10.0-1

Fuente: solarelectricsupply.com

Conociendo el tipo de inversor a utilizar, el arreglo del string se debe modificar para que los valores de voltaje y corriente no excedan los establecidos en la ficha técnica. Entonces el arreglo quedaría de la siguiente manera:

- 1^{er} grupo de 48 paneles, 4 paralelos de 12 paneles cada uno.
- 2^{ndo} grupo de 48 paneles, 4 paralelos de 12 paneles cada uno.
- 3^{er} grupo de 42 paneles, 3 paralelos de 12 paneles cada uno y 1 paralelo de 6 paneles.

Estos alineamientos cumplen con lo que la ficha técnica y establecen a la entrada del inversor lo siguiente:

Tabla 17. Arreglo de Paneles para el Inversor en Entrada

Grupos	N° de Paneles	Corriente Panel (A)	Voltaje Panel (V)	N° de Inversores
1	12 en serie	9,92	589,2	1
	12 en serie	9,92	589,2	
	12 en serie	9,92	589,2	Max. Corriente 46,7
	12 en serie	9,92	589,2	Max.Voltaje 600v
Totales al Inversor	-	39,68	589,2	-
2	12 en serie	9,92	589,2	2
	12 en serie	9,92	589,2	
	12 en serie	9,92	589,2	Max. Corriente 46,7
	12 en serie	9,92	589,2	Max.Voltaje 600v
Totales al Inversor	-	39,68	589,2	-
3	12 en serie	9,92	589,2	3
	12 en serie	9,92	589,2	
	12 en serie	9,92	589,2	Max. Corriente 46,7
	6 en serie	9,92	294,6	Max.Voltaje 600v
Totales al Inversor	-	39,68	294,6	-
Total de Paneles	138	-	-	-

Fuente. Elaboración propia.

Los datos cálculos en la tabla 16 se basaron en los valores mostrados en las fichas técnicas. En el caso de los paneles solares, la corriente tomada en cuenta fue la de corto circuito, mientras que el voltaje fue para circuito abierto. Esto con el fin de establecer que el inversor soportará el amperaje y voltaje máximo en cualquier eventual suceso anteriormente mencionado.

En el caso de los valores estimados a la salida del inversor se tiene que:

Tabla 18. Arreglo de Paneles para el Inversor en Salida

Inversores	Potencia de Salida	Potencia de Caja Principal
1	9995 W	29985 W ó 29,98kW
2	9995 W	
3	9995 W	

Fuente. Elaboración propia.

La tabla 17 muestra las potencias que se tendrán a la salida de cada inversor y la potencia final que tendría el sistema para alterna. Los datos se pueden ver a detalle en la ficha técnica del inversor mostrada en el apéndice del trabajo.

Calculo de Cableado y Protecciones:

- Tramo conexión entre paneles:

$$I_s = I_M * 1.25 = 9.92 \text{ A} * 1.25 = 12.4\text{A}$$

Según la tabla 310.16 para conductores del NEC 2008 el cable a utilizarse para estos tramos será el Use-2 a 60°C de calibre #14 con protección de 15A.

- Tramo de conexión al inversor:

$$I_p = I_M * \# \text{ de paralelos} = (9.92 \text{ A} * 4) * 1.25 = 49.6\text{A}$$

Según la tabla 310.16 para conductores del NEC 2008 el cable a utilizarse para estos tramos será el THHN de calibre #6 a 60°C.

- Tramo entre inversor y caja de desconexión AC:

A la salida del inversor se tiene un voltaje de 240V y una potencia de 9.995W. Se tendría entonces una corriente de:

$$I = \frac{\text{Potencia (W)}}{\text{Voltaje (V)}} = \frac{9.995 \text{ W}}{240\text{V}} = 41,65 \text{ A}$$

Según la tabla 310.6 para conductores del NEC 2008 el cable a utilizarse para estos tramos será el THHN de calibre #6 a 60°C.

Para este tramo de cable se deberá utilizar una protección de 55 A de acuerdo con los valores normalizados presentes en la tabla 240.6 del NEC 2008, pero comercialmente no se encuentra, se sugiere el uso de una protección de 60A para el tablero de desconexión en AC.

- Tramo entre la Caja de Desconexión AC al Medidor de Generación:

$$I_{\text{CDesAC}} = 41,6\text{A} * 3 = 124,8 \text{ A}$$

Según la tabla 310.6 para conductores del NEC 2008 el cable a utilizarse para estos tramos será el THHN de calibre #1 a 75°C.

Análisis financiero incluyendo los inversores:

La propuesta tiene como costo de inversión inicial total de 69.974 dólares que aproximadamente son 41.334.619 colones según el tipo de cambio a la fecha consultada de 586 colones. La empresa cotizante ofrece un año de mantenimiento preventivo gratuito, mientras que para los años posteriores el costo tendrá un valor de 581 dólares más impuesto de valor agregado, que en colones sería 340.466+IVA. El costo de un inversor Fronius IG Plus 10-.01 tiene un precio, según la página consultada, de aproximadamente 3.000 dólares que serían alrededor de 1.758.000 colones. Para el análisis financiero más detallado, donde se comprende los costos por mantenimiento y cambio de inversores por cumplimiento de vida útil, se estima la siguiente tabla:

Tabla 19. Flujo de Efectivo Detallado para 138 Paneles Propuestos

FLUJO DE EFECTIVO PROYECTADO A CONTADO							
Paneles Jinko 385W: 138 Paneles							
Año	Pago al ICE	Pago al ICE con Pane	Diferencia en Pago	Costo del Cambio de Inversor*	Costo por Mantenimiento**	Ahorro	Flujo de Efectivo
0							-C 41.334.619,15
1	C 10.999.410,00	C 3.617.667,37	C 7.381.742,63	C -	C -	C 7.381.742,63	C 7.381.742,63
2	C 11.769.368,70	C 3.870.904,09	C 7.819.479,97	C -	C 384.726,56	C 7.434.753,41	C 7.434.753,41
3	C 12.593.224,51	C 4.141.867,37	C 8.282.330,00	C -	C 411.657,42	C 7.870.672,58	C 7.870.672,58
4	C 13.474.750,22	C 4.431.798,09	C 8.771.663,57	C -	C 440.473,44	C 8.331.190,13	C 8.331.190,13
5	C 14.417.982,74	C 4.742.023,95	C 9.288.920,44	C -	C 471.306,58	C 8.817.613,86	C 8.817.613,86
6	C 15.427.241,53	C 5.073.965,63	C 9.835.612,11	C -	C 504.298,04	C 9.331.314,07	C 9.331.314,07
7	C 16.507.148,44	C 5.429.143,22	C 10.413.324,90	C -	C 539.598,90	C 9.873.726,00	C 9.873.726,00
8	C 17.662.648,83	C 5.809.183,25	C 11.023.722,99	C -	C 577.370,83	C 10.446.352,16	C 10.446.352,16
9	C 18.899.034,25	C 6.215.826,08	C 11.668.551,52	C -	C 617.786,78	C 11.050.764,73	C 11.050.764,73
10	C 20.221.966,65	C 6.650.933,90	C 12.213.929,47	C 9.061.713,91	C 661.031,86	C 2.491.183,70	C 2.491.183,70
11	C 21.637.504,31	C 7.116.499,28	C 12.923.694,48	C -	C 707.304,09	C 12.216.390,39	C 12.216.390,39
12	C 23.152.129,61	C 7.614.654,23	C 13.672.978,34	C -	C 756.815,37	C 12.916.162,97	C 12.916.162,97
13	C 24.772.778,69	C 8.147.680,02	C 14.463.835,84	C -	C 809.792,45	C 13.654.043,39	C 13.654.043,39
14	C 26.506.873,19	C 8.718.017,62	C 15.298.415,79	C -	C 866.477,92	C 14.431.937,87	C 14.431.937,87
15	C 28.362.354,32	C 9.328.278,86	C 16.178.964,14	C -	C 927.131,38	C 15.251.832,76	C 15.251.832,76
16	C 30.347.719,12	C 9.981.258,38	C 17.107.827,02	C -	C 992.030,57	C 16.115.796,45	C 16.115.796,45
17	C 32.472.059,46	C 10.679.946,46	C 18.087.453,79	C -	C 1.061.472,71	C 17.025.981,07	C 17.025.981,07
18	C 34.745.103,62	C 11.427.542,71	C 19.120.399,94	C -	C 1.135.775,80	C 17.984.624,14	C 17.984.624,14
19	C 37.177.260,87	C 12.227.470,70	C 20.209.330,04	C -	C 1.215.280,11	C 18.994.049,93	C 18.994.049,93
20	C 39.779.669,13	C 13.083.393,65	C 21.357.020,38	C 19.073.566,22	C 1.300.349,72	C 983.104,45	C 983.104,45
21	C 42.564.245,97	C 13.999.231,21	C 22.566.361,66	C -	C 1.391.374,20	C 21.174.987,47	C 21.174.987,47
22	C 45.543.743,19	C 14.979.177,39	C 23.840.361,32	C -	C 1.488.770,39	C 22.351.590,93	C 22.351.590,93
23	C 48.731.805,22	C 16.027.719,81	C 25.182.145,76	C -	C 1.592.984,32	C 23.589.161,44	C 23.589.161,44
24	C 52.143.031,58	C 17.149.660,20	C 26.594.962,25	C -	C 1.704.493,22	C 24.890.469,03	C 24.890.469,03
25	C 55.793.043,79	C 18.350.136,41	C 28.082.180,53	C -	C 1.823.807,75	C 26.258.372,79	C 26.258.372,79
TOTALES	C 695.702.097,94	C 228.813.979,89	C 391.385.208,88	C 28.135.280,13	C 22.382.110,41	C 340.867.818,34	

* El precio del inversor Fronius según la página de solaris-shop se encuentra alrededor de los 3,000 dolares
 *Para el diseño se necesitaran 3 inversores
 **El mantenimiento preventivo lo brinda la empresa cotizante el 1er año, luego se estima en 581+IVA por año

Fuente. Elaboración propia.

Se estima el costo que se tendría el cambiar los inversores cada 10 años, aunque el precio actual se encuentra en 1.758.000 colones. Se debe aproximar al costo que tendrá dentro de 10 años que se realizaría el cambio aplicando una inflación de 7%, como se realizó con los pagos de las facturaciones, lo mismo ocurre con el costo que tendrá el mantenimiento.

La tabla a continuación mostrada estima los parámetros de VAN, TIR y PRI contemplando lo antes mencionado:

Tabla 20. PRI, TIR y VAN agregando costos Operativos

Jinko 385W : 138 Paneles	
Tiempo de Retorno	5 años, 2 meses y 1 día
TIR	22%
VAN	₪65.980.201

Fuente. Elaboración propia.

Se puede notar que existe una diferencia en los tres parámetros financieros debido a que se contemplaron costos operativos, sin embargo, se aumenta 1 año más para el periodo de retorno de inversión, el TIR se reduce apenas en 1%, mientras que el VAN es el que mayormente se ve afectado, pero sigue siendo un valor aceptable para la inversión.

Diagrama de conexión

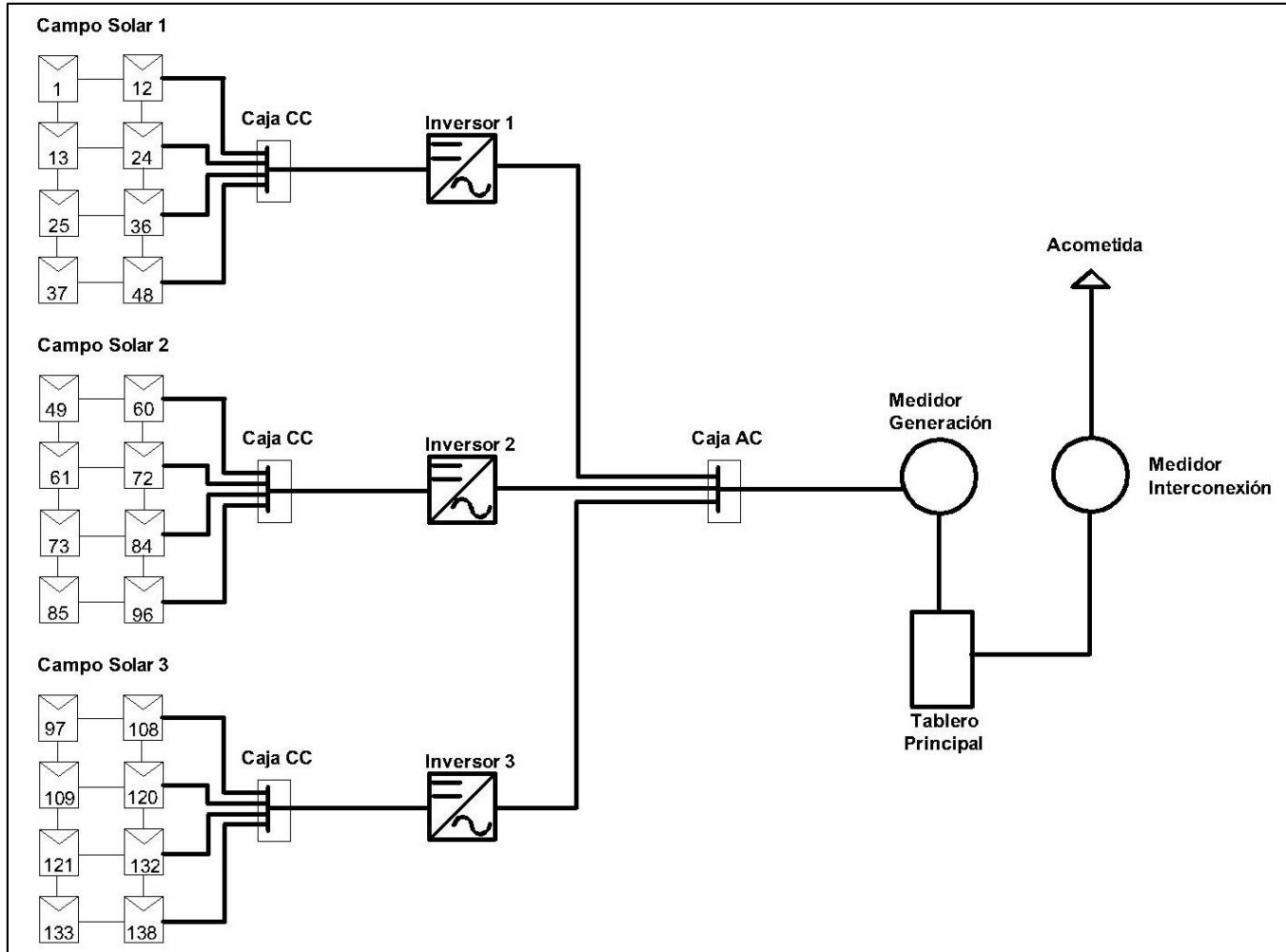


Ilustración 5.33. Diagrama de Conexión

Fuente: Elaboración propia

REFERENCIAS

- (APPA), A. d. (2018). *Asociación de empresas de energía renovable*. Obtenido de <https://www.appa.es/appa-fotovoltaica/que-es-la-energia-fotovoltaica/>
- 70, N. (2008). *Código eléctrico nacional*. .
- Básica, Y. F. (2019). *Yeripa finanzas básica*. Obtenido de <http://yirepa.es/determinar-tasa-descuento.html>
- Carpio, N. (29 de Setiembre de 2016). *Monsolar*. Obtenido de <https://www.monsolar.com/blog/?s=Tipos+de+sisemas+fotovoltaico>
- Cientec. (s.f.). *Cientec.or.cr*. Obtenido de <http://www.cientec.or.cr/astronomia/equinoccios.html>
- Econectenia. (2015). Obtenido de <http://econotecnica.com/Curso/eCalculoPaneles.html>
- EcuRed. (s.f.). *EcuRed*. Obtenido de https://www.ecured.cu/Radiaci%C3%B3n_solar
- Factory, S. (2018). *Solar Factory*. Obtenido de <https://solarfactory.mx/blog/paneles-solares-acomodo-vertical-u-horizontal/>
- Galbarro, H. R. (s.f.). *Ingemecanica*. Obtenido de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion44>
- González, J. (06 de Junio de 2017). *Soty Solar*. Obtenido de <https://sotysolar.es/blog/que-son-los-inversores-fotovoltaicos>
- Iluminet. (2016). *Iluminet*. Obtenido de <https://www.iluminet.com/funcionamiento-paneles-fotovoltaicos-energia-solar/>

- Insa, J. (21 de Enero de 2017). *Monsolar*. Obtenido de <https://www.monsolar.com/blog/conexion-serie-paralelo-de-placas-solares/>
- INSA, J. (2018). *Monsolar*. Obtenido de <https://www.monsolar.com/blog/mejor-panel-solar-relacion-calidad-precio-2018/>
- Jiménez, J. R. (28 de Junio de 2017). *Iluminet*. Obtenido de <https://www.iluminet.com/modulos-fotovoltaicos-1-fotoceldas/>
- Lorenzo, J. A. (2006). *SunFields*. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/baterias-solares/manual-calculo/>
- Lorenzo, J. A. (2017). *Sun Fields Europe*. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/puesta-a-tierra-de-instalaciones-con-placas-solares/>
- Mexico, E. (2017). *Enligh Mexico*. Obtenido de <https://www.enlight.mx/blog/celdas-fotovoltaicas-basicos/>
- Molina, A. (24 de Enero de 2017). *Conexión ESAN*. Obtenido de <https://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/2017/01/el-pri-uno-de-los-indicadores-que-mas-llama-la-atencion-de-los-inversionistas/>
- Morales, V. V. (s.f.). *Economipedia*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- Mpptsolar. (2011-2019). *Mpptsolar*. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>
- Rivas, P. (2019). *instalacionesyeficienciaenergetica*. Obtenido de <https://instalacionesyeficienciaenergetica.com/paneles-solares-fotovoltaicos/>

- Sebastian, E. (2018). *eliseosebastian*. Obtenido de <https://eliseosebastian.com/angulo-de-inclinacion-de-paneles/>
- Serrano, R. (2016). *tritec-intervento*. Obtenido de <http://www.tritec-intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>
- Sevilla, A. (s.f.). *Economipedia*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- solar, E. (05 de Octubre de 2018). *Energía solar*. Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/ventajas-desventajas>
- Solar, E. (15 de Febrero de 2018). *Solar-Energía*. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/panel-fotovoltaico/estructura>
- Solar-Energía. (10 de Setiembre de 2019). *Solar- Energía*. Obtenido de <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos>
- Uzquiano, C., Sullivan, M., & Sandy, X. (2015). *Capacitación e Instalación de Sistemas Fotovoltaicos en las Comunidades de Carmen de Emero y Yolosani*. Bolivia: Wildlife Conservation Society.

APÉNDICES

Apéndice A: Promedios mensuales de datos climáticos

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL																
DEPARTAMENTO DE INFORMACION																
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS																
(estaciones automáticas)																
ESTACION : 84 169 AEROP. JUAN SANTAMARIA, MEDIA Latitud: 09 ° 59 ' N Longitud: 84 ° 12 ' O Altitud. 913 m.s.n.m																
PISTA																
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1999	2018	6.9	10.7	13.3	72.6	242.1	217.6	150.3	212.0	297.0	292.5	147.0	30.1	141.0	1692.0
TEM.MAX.	1999	2018	28.1	28.9	29.8	30.1	28.7	28.1	28.2	28.2	27.7	27.1	27.2	27.7	28.3	
TEM.MIN.	1999	2018	18.5	18.4	18.7	19.1	19.0	18.9	19.0	18.6	18.2	18.3	18.2	18.4	18.6	
TEM.MED.	1999	2018	23.3	23.6	24.2	24.6	23.9	23.5	23.6	23.4	22.9	22.7	22.7	23.0	23.5	
HUMEDAD	1999	2018	62.9	60.1	60.4	65.7	78.6	82.2	77.9	79.8	85.3	86.9	79.7	69.2	74.1	
VIENTO VEL.	1999	2018	21.8	22.6	20.4	16.3	11.3	10.3	12.4	10.9	9.2	9.0	11.9	17.3	14.4	
RADIACION	1999	2018	20.2	22.1	22.5	20.0	16.5	15.4	15.5	16.1	16.1	15.0	15.3	17.2	17.7	
PRESION	1997	2019	911.4	911.4	911.4	911.4	911.4	911.6	911.7	911.7	911.6	911.3	911.1	911.3	911.4	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			3	3	3	3	3	3	3	3	3	7	3	3		
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			2	2	3	10	21	22	20	21	25	25	17	8		
															Total	
															177	
Lluvia en milímetros: 1mm = 1 litro de agua por m ² . Radiación Solar global en Megajulios(MJ/m ²)																
Temperatura en Grados Celsius (°C). Evaporación en mm. Viento en km/h. Humedad Relativa en Porcentaje (%).																
VIENTO DIR PREDOM : 1 Norte, 2 Noreste, 3 Este, 4 Sureste, 5 Sur, 6 Suroeste, 7 Oeste, 8 Noreste, 9 Variable																
Brillo Solar en horas y décimas de horas. Presión hPa.																

Ilustración A.34. Promedios Mensuales de Datos Climáticos

Apéndice B: Tarifas eléctricas según distribuidora ICE

Tarifa T-CO Comercio y Servicios

A. Aplicación: Para el suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos a media o baja tensión clasificados en el sector comercio o sector servicios, según la clasificación de actividades económicas (código CIU) utilizada por el Banco Central de Costa Rica (BCCR)

B.- Características de servicio:

Suministro de energía y potencia a servicios eléctricos servidos en baja tensión clasificados como B1, B2, B3, B4, B5, B6 y B7. o a servicios eléctricos servidos a media tensión y clasificados como M1, M2, M3, M4, M5, M6, M7 o M8, conforme a lo especificado en el artículo 26 de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".

C. Precios mensuales:

Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh	
Por cada kWh	₡ 128.73
Para consumos mayores de 3 000 kWh	
Cargo por energía, por cada kWh	₡ 77.04
Cargo por potencia, por cada kW	₡ 12 731.98

Ilustración B.35. Tarifa eléctrica comercial del ICE.

SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO


A. Aplicación: Esta tarifa se debe aplicar a los consumidores directos del ICE, por el disfrute del servicio de alumbrado público en parques, vías públicas, zonas recreativas y deportivas, etc.

b. Precio mensual:

Por cada kWh de consumo de electricidad..... ₡ 4.61

Esta tarifa tiene un cargo fijo mínimo de 40 kWh y un máximo de aplicación de 50 000kWh por mes.

Ilustración B.36. Tarifa de servicio de alumbrado público

		Tabla 2								
Tarifas del servicio de distribución eléctrica y alumbrado público prestado por el ICE para el año 2019, según el mes y el tipo de tarifa respectivo.										
Tipo de tarifa y bloque	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	
RESIDENCIAL										
T-RE										
a. Bloque 0-40 kWh	3.189,60	3.189,60	3.189,60	3.376,40	3.376,40	3.376,40	3.418,40	3.418,40	3.418,40	
b. Bloque 41-200 kWh	79,74	79,74	79,74	84,41	84,41	84,41	85,46	85,46	85,46	
c. Bloque mayor a 200 kWh	143,71	143,71	143,71	152,14	152,14	152,14	154,04	154,04	154,04	
COMERCIOS Y SERVICIOS										
T-CO										
a. Consumo de Energía menor o igual a 3000 kWh	120,10	120,10	120,10	127,14	127,14	127,14	128,73	128,73	128,73	
b. Consumo de Energía cada kWh	71,86	71,86	71,86	76,08	76,08	76,08	77,04	77,04	77,04	
c. Consumo de Potencia cada kW	11.878,17	11.878,17	11.878,17	12.574,79	12.574,79	12.574,79	12.731,98	12.731,98	12.731,98	
ALUMBRADO PÚBLICO										
T-AP										
a. Bloque 0-40 kWh	180,00	180,00	180,00	184,25	184,40	184,40	184,40	184,40	184,40	
b. Bloque 41-50 000 kWh	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61	
c. Bloque mayor a 50 000 kWh	225.000,00	225.000,00	225.000,00	230.316,67	230.500,00	230.500,00	230.500,00	230.500,00	230.500,00	
Tarifa de acceso										
T-TA										
a. Consumo de Energía cada kWh	27,86	27,86	27,86	26,77	26,77	26,77	26,77	26,77	26,77	

Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Ilustración B.37. Tarifario de los últimos nueve meses del 2019

Tributo a Bomberos

Se crea, como fuente complementaria de ingresos para la operación y el crecimiento sostenibles del Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, un tributo equivalente al uno coma setenta y cinco por ciento (1,75%) de la facturación mensual por consumo de electricidad que pague cada abonado o consumidor directo de energía eléctrica. La CNFL, así como todas las empresas distribuidoras de servicio eléctrico del país, deberán recaudar mensualmente a partir de diciembre el Impuesto de Bomberos, según ley 8992.

El tributo del uno coma setenta y cinco por ciento (1,75%) se aplicará desde el primer kilowatt hora consumido y hasta un máximo de mil setecientos cincuenta kilowatts hora (1750 kWh). No estarán sujetos al pago de dicho tributo los abonados cuyo consumo mensual sea igual o inferior a cien kilowatts hora (100 kWh).

Será agente de percepción de este tributo toda institución, compañía, empresa o similar que brinde el servicio de suministro de energía eléctrica. Todo agente de percepción deberá transferir la totalidad del dinero recaudado directamente al Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, sin costo alguno para este último dentro de los primeros diez días hábiles por el total de tributo percibido en el mes anterior, en los medios, la forma y las condiciones que establezca el Cuerpo de Bomberos. De este tributo se excluye el monto cancelado por concepto de impuesto sobre las ventas.

Cálculo para Clientes con Tarifa Residencial

Monto Energía (en colones) x 1,75%

Cálculo para Clientes no residenciales con consumos superiores a los 1.750 kWh

(Monto de Energía en colones + consumo de energía total) x 1.750 x 1,75%

Ilustración B.38. Tarifa del tributo a los bomberos

Tarifas del impuesto general sobre las ventas

Dirección de Servicio al Contribuyente

Actualizado a enero 2019

Las tarifas vigentes del impuesto general sobre las ventas, son las siguientes:

Concepto	Tarifa
Venta afecta a tarifa general	13%
Venta de energía eléctrica residencial (*)	5%
Venta de madera (**)	10%

(*) El consumo mensual de energía eléctrica residencial hasta 250 Kw/h se encuentra exento. Cuando el consumo exceda los 250 Kw/h, el impuesto del cinco por ciento (5%) se aplicará al total de Kw/h consumidos.

(**) El artículo 42 de la Ley Forestal N° 7575, establece que la madera pagará un impuesto de ventas igual al impuesto general sobre las ventas menos tres puntos porcentuales. Las personas físicas o jurídicas, propietarias de centros de industrialización primaria de maderas, están obligadas a cumplir con el pago de este tributo.

Ilustración B.39. Tarifa del impuesto sobre las ventas.

Tarifa T-A. Acceso

A. Aplicación: Tarifa aplicable sobre la inyección y retiro diferido de energía en la red de distribución por parte de abonados productores de energía eléctrica en la modalidad de generación distribuida para autoconsumo con medición neta sencilla.

B.- Características de servicio:

Conforme a lo especificado en el artículo 26 y el Capítulo IV de la norma técnica regulatoria AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión".

C. Medición:

Un sistema de medición con registro bidireccional, a media o baja tensión, monofásico o trifásico (tres o cuatro hilos) ubicado en el punto de entrega.

b. Precio mensual:

Por cada kWh retirado..... ¢ 28.27

Ilustración B.40. Tarifa de acceso a la red

Apéndice C: Procedimientos para interconexión de sistemas de generación

Distribuida en la red de distribución del ICE

Negocio de distribución y comercialización eléctrica

Procedimiento para la solicitud de interconexión de sistemas de generación distribuida modalidad neta sencilla, en la red de distribución eléctrica del ICE.

Esta guía establece los requisitos y procedimientos a realizar por parte de los clientes que desean optar por la generación distribuida modalidad neta sencilla.

El propósito del mismo es garantizar la seguridad de los empleados, clientes y equipos de la empresa distribuidora y cumplir con:

- **DECRETO EJECUTIVO 39220-MINAE:** Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla.
- **RESOLUCIÓN RJD-030-2016, AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS:** ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo.

Las disposiciones aplican a todo Proyecto de generación que se interconecte al sistema de distribución eléctrica.

El procedimiento se da en 4 etapas:

	Descripción	Dato de entrada	Gestión	Datos de salida
Primera Etapa: Estudio Técnico.	Paso 1: Solicitud de permiso de disponibilidad de potencia en el circuito	Formulario GD1 de solicitud de disponibilidad de potencia. Copia del comprobante de depósito o transferencia electrónica por concepto de pago de estudio técnico.	Revisión de los requisitos administrativos, inspección en sitio por parte del área técnica de las condiciones y análisis de la disponibilidad de potencia en el circuito.	Permiso de Disponibilidad. Indicaciones de requerimientos de adecuación de la red (incluye presupuesto de diseño). Montos a pagar en las demás etapas y disponibilidad de potencia en el circuito por un lapso de tres meses. Cliente puede Solicitar prórroga en una sola ocasión presentando Formulario GD1P. Duración de paso 1: hasta 10 días hábiles. Duración en valoración de prórroga: 2 días hábiles.
	Paso 2: Solicitud de estudio técnico para autorización de instalación.	Formulario GD2 de solicitud de estudio técnico para autorización de instalación. Boleta de Sellado Eléctrico del Colegio Federado de Ingenieros y de Arquitectos. Detalle del sistema de protecciones. Y demás documentos de cumplimiento legal que apliquen tales	Revisión de cumplimiento técnico y legal. En el caso del cumplimiento técnico, se verifica: Boleta de Sellado Eléctrico del Colegio Federado de Ingenieros y de Arquitectos y el cumplimiento del diseño de sistema de protecciones (normas UL y IEEE, correspondientes). La responsabilidad	Autorización de instalación por el resto del período otorgado de disponibilidad de potencia. Indicaciones de requerimientos de adecuación de la red (incluye presupuesto de construcción) Duración de paso 2: hasta 10 días hábiles.

Ilustración C.41. Primera etapa de documentación para interconexión

		como Concesiones de Fuerza Hidráulica, estudio de viabilidad ambiental.	del proyecto recae en el ingeniero contratado por el cliente.	
Segunda Etapa: Inspección y formalización contractual	Paso 1: Inspección del sistema.	Formulario GD3 Solicitud de inspección, presentación de Constancia de recibido emitida por el CFIA. Pago de inspección y pago del sistema de medición.	Se confirma el pago del sistema de medición y en caso de que el ICE haya realizado la adecuación de la red, el pago correspondiente. Verificación en campo del cumplimiento del cliente en lo que respecta a lo definido en el estudio técnico y la autorización de instalación del sistema.	Visto bueno para proceder a la firma del contrato de interconexión y cambio del sistema de medición. Duración: cliente debe solicitar inspección con 10 días hábiles previos para la programación de la cita. Una vez realizada la inspección, en caso de proyectos mayores a 50 kW se tiene una duración adicional de 2 días hábiles para el informe de adecuación de red.
	Paso 2: Firma del contrato de interconexión e instalación del equipo de medición.	Firma del Contrato de interconexión.	Se explica al cliente el proceso de facturación, y las condiciones contractuales.	Ingreso a la base de datos para el inicio de la facturación. Duración 2 días hábiles. Inscripción del contrato de interconexión en el Registro de Generación Distribuida ante la Dirección de Energía: 8 días hábiles.

Ilustración C.42. Segunda etapa de documentación para interconexión

Observaciones:

1. En la página WEB del Grupo ICE, se facilitan los formularios, procedimientos y direcciones de correo electrónico para que el cliente se informe y realice el trámite.
2. El cliente llena y firma los formularios, realiza los pagos correspondientes, y envía copia electrónica de dichos documentos a la dirección de correo de su escogencia:
 - Icelec@ice.go.cr
 - bien al correo de la Agencia Eléctrica más cercana.

Una vez recibida la solicitud, la Agencia que le corresponde al cliente por su ubicación, será el enlace con el cliente para todas las etapas del proceso.

3. El cliente puede presentar en cada etapa, los documentos de todos los pasos de una sola vez (formularios y documentos), a su decisión, y asumiendo la responsabilidad del resultado de cada una de las etapas.
4. Los montos de pago son:

Descripción	Monto	Detalle en el comprobante
Solicitud de estudio técnico	Servicios menores a 50 kVA: ₡90 000.00 (noventa mil colones) Servicios de 50 kVA a 150 kVA. ₡175 000.00 (ciento setenta y cinco mil colones) Servicios mayores a 150 kVA: se le enviará cotización por los servicios.	No. Localización -PET
Solicitud de inspección	Servicios menores a 50 kVA: ₡80 000.00 (ochenta mil colones) Servicios de 50 kVA a 150 kVA. ₡130 000.00 (ciento treinta mil colones) Servicios mayores a 150 kVA: se le enviará cotización por los servicios.	No. Localización-PIFI
Solicitud de re inspección (en caso de no cumplimiento en la inspección se cobran las inspecciones que deban realizarse hasta que se autorice el sistema, este pago no brinda prórrogas al plazo brindado de disponibilidad de potencia)	Los mismos montos de inspección.	No. Localización-PRI

Ilustración C43. Primera parte: Pagos a la distribuidora según el trámite requerido.

Sistema de medición	En el caso de servicios menores a 50 kVA, monofásicos sin cobro de demanda; \$25 000.00 (veinticinco mil colones) para sistemas monofásicos menores a 45 kW. Cliente deberá instalar bajo su propio costo la base o bases adecuadas de los medidores tanto de medición de la producción como bidireccional. Cliente puede aportar sistema de medición siempre y cuando cumpla con la normativa vigente y especificaciones que el ICE indique. Costos de los otros tipos de sistema de medición, serán indicados en el informe de disponibilidad de potencia.	En caso de que el cliente opte por que la empresa distribuidora lo suministre: No. Localización-PMed
Servicio de diseño de adecuación de red.	Será cotizado de acuerdo al alcance del proyecto.	En caso de que el cliente opte por que la empresa distribuidora lo suministre: No. Localización-P Adeq.D
Servicio de construcción de adecuación de red	Será cotizado de acuerdo al diseño del proyecto.	No. Localización-P Adeq.C

Ilustración C.44. Segunda parte: Pagos a la distribuidora según el trámite requerido.

5. Los montos de cada una de las etapas deberá depositarlos en las siguientes cuentas bancarias: BCR 108226-4 – BN 120620-0 BCAC 341754-0 o si lo tiene a bien realizar una transferencia electrónica a las cuentas antes mencionadas. Una vez realizado dicho deposito o transferencia debe de remitir el comprobante de pago vía correo electrónico en conjunto con los formularios de cada uno de los pasos.
6. Se advierte que el costo de los estudios de consumo, posterior a ser interconectado, en caso de que sus resultados confirmen que la facturación es correcta, serán pagados por el Cliente Productor – Consumidor.

Apéndice D: Área del techo de la empresa

A continuación, se muestra las dimensiones correspondientes al techo a utilizar para el proyecto. La información fue entregada por el personal de mantenimiento de la empresa.

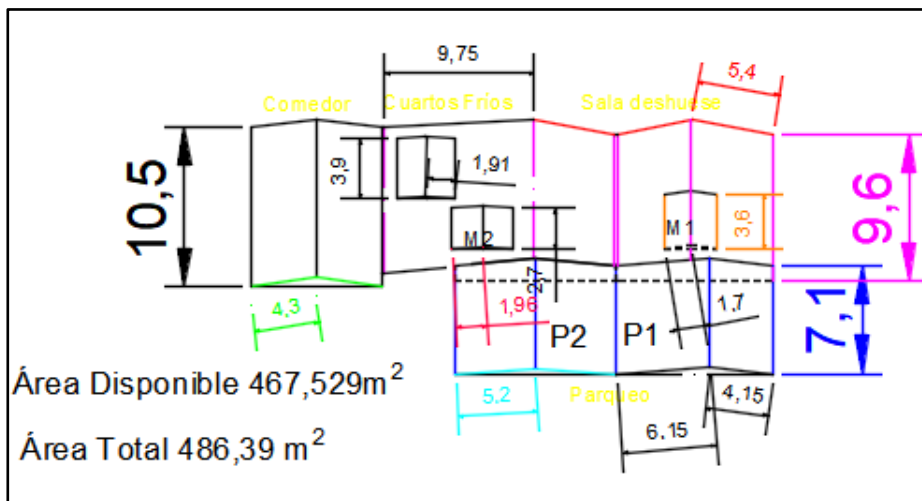


Ilustración D.45. Área del techo disponible para implementación del proyecto

Comedor		Parqueo				Sala Deshuése		Cuartos Fríos	
Largo	10,5 metros	P1		P2		Largo	9,6 metros	Largo	9,6 metros
Ancho	4,3 metros	Largo	7,1 metros	Largo	7,1 metros	Ancho	5,4 metros	Ancho	9,75 metros
Área	45,15 m2	Ancho	4,15 metros	Ancho	5,2 metros	Área	51,84 m2	Área	93,6 m2
		Área	29,465 m2	Área	36,92 m2				
Largo	10,5 metros					Largo	9,6 metros		
Ancho	4,3 metros	Largo	7,1 metros	Largo	7,1 metros	Ancho	5,4 metros	Área de Techo Disponible	
Área	45,15 m2	Ancho	6,15 metros	Ancho	5,2 metros	Área	51,84 m2	Comedor	90,3 m2
		Área	43,665 m2	Área	36,92 m2			Parqueo	134,229 m2
A. Total	90,3 m2					Largo	9,6 metros	Sala Deshuése	149,4 m2
		A.Total P1	73,13 m2	A.Total P2	73,84 m2	Ancho	5,4 metros	Cuartos Fríos	93,6 m2
						Área	51,84 m2	A. Total Disp.	467,529 m2
				A.Total	146,97	A.Total	155,52 m2		
Motor 1								Área Total del Techo	
Largo	3,6 metros							Comedor	90,3 m2
Ancho	1,7 metros	Motor 3						Parqueo	146,97 m2
Área	6,12 m2	Largo	3,9 metros					Sala Deshuése	155,52 m2
		Ancho	1,91 metros					Cuartos Fríos	93,6 m2
		Área	7,449 m2					A. Total Compl.	486,39 m2
Motor 2									
Largo	2,7 metros								
Ancho	1,96 metros								
Área	5,292 m2								

Ilustración D.46. Hoja de datos de cálculos para el área del techo.

Apéndice E: Cotizaciones propuestas por las empresas

Sunshine
ENERGÍA SOLAR

RECOMENDADO:

34,27 kWp

89 Paneles Solares JINKO
Inversores Fronius
228 m² requeridos

El sistema solar se diseñó con base en la demanda máxima de Carnes Vega - Alajuela - Barrio San Jose para evitar la donación de energía entregada a la red

OPCIONES DE TAMAÑO

	MÍNIMO	RECOMENDADO	MÁXIMO
POTENCIA (kWp)	7,3	34,3 - esta oferta -	50,4
CONSUMO A REEMPLAZAR	14%	68%	100%
ÁREA NECESARIA (M2)	48	228	336
PRECIO UNITARIO \$/Wp	\$1,92	\$1,32	\$1,29
PRECIO TOTAL	\$13 945	\$45 128	\$65 063
AHORRO AÑO 1	\$1 830	\$7 503	\$9 054
DISMINUCIÓN TON CO ₂	0,9	4,2	6,1

- Todos los cálculos se basaron en la información brindada por el cliente.
- La oferta esta sujeta a la visita técnica
- Cualquier cambio en disposiciones legales o regulatorias afectarán esta oferta según corresponda.

SISTEMA SOLAR - LLAVE EN MANO

CARNES VEGA - ALAJUELA - BARRIO SAN JOSE

Ilustración E.47. Oferta preliminar propuesta por la empresa Sunshine

Fuente: Datos entregados por la asesora de la empresa SunShine

Apéndice F: Fichas técnicas

www.jinkosolar.com


Eagle HC 72M

365-385 Watt

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

- Half Cell
- Mono PERC 72 Cell



PERC





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 19.53%) benefit from Half cells structure (low resistance characteristic).
- 
PID RESISTANT:
 Limited power degradation of Eagle module caused by PID effect is guaranteed under strict testing condition (85 C/85%RH, 96 hours) 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 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- 
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

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



Year	Standard performance warranty (%)	Linear performance warranty (%)
1	97%	97%
5	95%	95%
12	90%	90%
25	80.2%	88.2%

Ilustración F.48. Ficha técnica panel Jinko 385W

Fuente: jinkosolar.com

Engineering Drawings

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage Curves (365W)

Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax

Mechanical Characteristics

Cell Type	Mono-crystalline PERC 156x156mm (6 inch)
No. of Half-cells	144 (12x12)
Dimensions	1987x992x40mm (78.23x39.05x1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	anode 290mm, cathode 145mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

26pcs/pallet , 52pcs/stack, 572 pcs/40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM365M-72H		JKM370M-72H		JKM375M-72H		JKM380M-72H		JKM385M-72H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	365Wp	274Wp	370Wp	278Wp	375Wp	282Wp	380Wp	286Wp	385Wp	290Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	39.7V	37.9V	39.9V	38.1V	40.2V	38.3V	40.5V	38.6V	40.8V	38.8V
Maximum Power Current (Imp)	9.20A	7.24A	9.28A	7.30A	9.33A	7.36A	9.39A	7.42A	9.44A	7.48A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.2V	46.8V	48.5V	47.0V	48.7V	47.2V	48.9V	47.5V	49.1V	47.7V
Short-circuit Current (Isc)	9.57A	7.68A	9.61A	7.75A	9.68A	7.82A	9.75A	7.88A	9.92A	7.95A
Module Efficiency STC (%)	18.52%		18.77%		19.02%		19.28%		19.53%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000V DC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.37%/°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/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 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-PERC-385M-72H_v1.0_rev2017

Ilustración F.49. Ficha técnica panel Jinko 385W

Fuente: jinkosolar.com

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS IG PLUS

/ The inverter series for advanced PV systems

/ MIX Technology

/ Smart Transformer Switching

/ Quick Service Technology

/ Smart Grid Ready

/ Wi-Fi® Interface

/ The Fronius IG Plus inverter builds on a successful model with multiple enhancements from the Fronius IG series including maximum power harvest, a built-in six circuit string combiner, integrated, lockable DC disconnect, significantly improved efficiency, and unbeatable reliability. New, larger power stages expand the proven Fronius IG family from 2 to 12 kW in a single inverter.

TECHNICAL DATA: FRONIUS IG PLUS

INPUT DATA	3.0-1 _{UM}	3.8-1 _{UM}	5.0-1 _{UM}	6.0-1 _{UM}	7.5-1 _{UMI}	10.0-1 _{UMI}	11.4-1 _{UM}	11.4-3 _{UMI}	12.0-3 _{UMI}	
Recommended PV-Power (kWp)	2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.35 - 8.60	8.50 - 11.50	9.70 - 13.10	9.70 - 13.10	10.20 - 13.80	
Nominal Input Current	8.3 A	10.5 A	13.8 A	16.3 A	20.7 A	27.6 A	31.4 A	31.4 A	33.1 A	
Max. Usable Input Current	14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A	46.7 A	53.3 A	53.3 A	56.1 A	
MPPPT - Voltage Range						230 - 500 V				
DC Startup						245 V				
Max. Input Voltage						400 V				
Admissible Conductor Size (DC)						14 to 6 AWG				
Max. Current per DC Input Terminal	20 Amps. For higher input current, use Fronius connecting distributor.									

OUTPUT DATA	3.0-1 _{UM}	3.8-1 _{UM}	5.0-1 _{UM}	6.0-1 _{UM}	7.5-1 _{UMI}	10.0-1 _{UMI}	11.4-1 _{UM}	11.4-3 _{UMI}	12.0-3 _{UMI}	
Nominal Output Power	3,000 W	3,800 W	5,000 W	6,000 W	7,500 W	9,995 W	11,400 W	11,400 W	12,000 W	
Max. Continuous Output Power	3,000 W	3,800 W	5,000 W	6,000 W	7,500 W	9,995 W	11,400 W	11,400 W	12,000 W	
AC Output Voltage						208 V/240 V/277 V				
Number of Phases						1		3		
Admissible Conductor Size (AC)						No. 14 - 4 AWG				
Max. Continuous Utility Backfeed Current						0 A				
Nominal Output Frequency						60 Hz				
Operating Frequency Range						59.3 - 60.5 Hz				
Total Harmonic Distortion						< 3 %				
Power Factor						0.95 - 1 Ind. / cap.				

*Free phase
 *The term Wi-Fi® is a registered trademark of the Wi-Fi Alliance.

Ilustración F.50. Ficha técnica inversor IG Plus

Fuente: fronius.com/

TECHNICAL DATA: FRONIUS IG PLUS

GENERAL DATA	3.0-1 _{EN1}	3.8-1 _{EN1}	5.0-1 _{EN1}	6.0-1 _{EN1}	7.5-1 _{EN1}	10.0-1 _{EN1}	11.4-1 _{EN1}	11.4-3 _{EN12A}	12.0-3 _{EN1277}
Max. Efficiency	96.2%								
Unit Dimensions (W x H x D)	17.1 x 24.8 x 9.6 in.		17.1 x 36.4 x 9.6 in.			17.1 x 48.1 x 9.6 in.			
CEC Efficiency	208 V	95.0 %	95.0 %	95.5 %	95.5 %	95.0 %	95.5 %	95.0 %	n.a.
	240 V	95.5 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %	95.5 %	95.5 %	96.0 %	n.a.
Consumption in Standby (Night)	277 V	95.5 %	95.5 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	96.0 %	n.a.
	< 1.0 W								
Consumption During Operation	8 W		15 W			22 W			
Cooling	Controlled forced ventilation, variable speed fan								
Enclosure Type	NEMA 3R								
Power Stack Weight	31 lbs. (14 kg)		57 lbs. (26 kg)			82 lbs. (38 kg)			
Wiring Compartment Weight	24 lbs. (11 kg)			26 lbs. (12 kg)					
Admissible Ambient Operating Temperature	-13° F. to +131° F. (-13° C. to +55° C.)								
Advanced Grid Features	Active and reactive power control, low voltage ride-through								
Compliance	UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22.2 No. 107.1-01 (Sept. 2011) California Solar Initiative - Program Handbook - Appendix C: Inverter Integral 5% Meter Performance Specification								

PROTECTIVE EQUIPMENT	3.0-1 _{EN1}	3.8-1 _{EN1}	5.0-1 _{EN1}	6.0-1 _{EN1}	7.5-1 _{EN1}	10.0-1 _{EN1}	11.4-1 _{EN1}	11.4-3 _{EN12A}	12.0-3 _{EN1277}
Ground Fault Protection	Internal GFDI (Ground Fault Detector/Interrupter) in accordance with UL 1741-2010 and NEC Art. 690								
DC Reverse Polarity Protection	Internal Diode								
Islanding Protection	Internal; in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC								
Over Temperature Protection	Output power derating / active cooling								

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v02 Feb 2014 EN

Ilustración F.51. Ficha técnica inversor IG Plus

Fuente: fronius.com/

Apéndice G: Tablas de cálculos

Paneles Jinko 385W AL 100%				
Año	Pago al ICE	Pago al ICE con Panel	Ahorro	Flujo de Efectivo
0				-C 41.334.619,15
1	C 10.999.410,00	C 3.617.667,37	C 7.381.742,63	C 7.381.742,63
2	C 11.769.368,70	C 3.870.904,09	C 7.819.479,97	C 7.819.479,97
3	C 12.593.224,51	C 4.141.867,37	C 8.282.330,00	C 8.282.330,00
4	C 13.474.750,22	C 4.431.798,09	C 8.771.663,57	C 8.771.663,57
5	C 14.417.982,74	C 4.742.023,95	C 9.288.920,44	C 9.288.920,44
6	C 15.427.241,53	C 5.073.965,63	C 9.835.612,11	C 9.835.612,11
7	C 16.507.148,44	C 5.429.143,22	C 10.413.324,90	C 10.413.324,90
8	C 17.662.648,83	C 5.809.183,25	C 11.023.722,99	C 11.023.722,99
9	C 18.899.034,25	C 6.215.826,08	C 11.668.551,52	C 11.668.551,52
10	C 20.221.966,65	C 6.650.933,90	C 12.213.929,47	C 12.213.929,47
11	C 21.637.504,31	C 7.116.499,28	C 12.923.694,48	C 12.923.694,48
12	C 23.152.129,61	C 7.614.654,23	C 13.672.978,34	C 13.672.978,34
13	C 24.772.778,69	C 8.147.680,02	C 14.463.835,84	C 14.463.835,84
14	C 26.506.873,19	C 8.718.017,62	C 15.298.415,79	C 15.298.415,79
15	C 28.362.354,32	C 9.328.278,86	C 16.178.964,14	C 16.178.964,14
16	C 30.347.719,12	C 9.981.258,38	C 17.107.827,02	C 17.107.827,02
17	C 32.472.059,46	C 10.679.946,46	C 18.087.453,79	C 18.087.453,79
18	C 34.745.103,62	C 11.427.542,71	C 19.120.399,94	C 19.120.399,94
19	C 37.177.260,87	C 12.227.470,70	C 20.209.330,04	C 20.209.330,04
20	C 39.779.669,13	C 13.083.393,65	C 21.357.020,38	C 21.357.020,38
21	C 42.564.245,97	C 13.999.231,21	C 22.566.361,66	C 21.357.021,38
22	C 45.543.743,19	C 14.979.177,39	C 23.840.361,32	C 21.357.022,38
23	C 48.731.805,22	C 16.027.719,81	C 25.182.145,76	C 21.357.023,38
24	C 52.143.031,58	C 17.149.660,20	C 26.594.962,25	C 21.357.024,38
25	C 55.793.043,79	C 18.350.136,41	C 28.082.180,53	C 28.082.180,53
TOTALES	C 695.702.097,94	C 228.813.979,89	C 391.385.208,88	

Años	Flujo	Flujo Acumulado	Inversión Inicial	C 41.334.619,15
1	C 7.381.742,63	C 7.381.742,63	Último Flujo	C 9.288.920,44
2	C 7.819.479,97	C 15.201.222,60	Por Recuperar	C 9.079.402,98
3	C 8.282.330,00	C 23.483.552,59	PRI=años	4,98
4	C 8.771.663,57	C 32.255.216,17	PRI=meses	11,73
5	C 9.288.920,44		PRI=días	22
			CONTADO	
Inversión Inicial (dolares)		69.974		
Inversión Inicial (colones)		41.004.619	Tiempo de Retorno	4 años, 11 meses y 22 días
Tipo de Cambio (Banco Central)		586	TIR	23%
Costo de Interconexión		330.000	VAN	C 77.783.825
Inversión Inicial (Colones)		41.334.619		

Ilustración G.52. Análisis financiero del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

FLUJO DE EFECTIVO PROYECTADO A CONTADO							
Paneles Jinko 385W: 138 Paneles							
Año	Pago al ICE	Pago al ICE con Panel	Diferencia en Pago	Costo del Cambio	Costo por	Aborro	Flujo de Efectivo
0				de Inversor*	Mantenimiento**		-C
1	€ 10.999.410,00	€ 3.617.667,37	€ 7.381.742,63	€ -	€ -	€ 7.381.742,63	€ 7.381.742,63
2	€ 11.769.368,70	€ 3.870.904,09	€ 7.819.479,97	€ -	€ 384.726,56	€ 7.434.753,41	€ 7.434.753,41
3	€ 12.593.224,51	€ 4.141.867,37	€ 8.282.330,00	€ -	€ 411.657,42	€ 7.870.672,58	€ 7.870.672,58
4	€ 13.474.750,22	€ 4.431.798,09	€ 8.771.663,57	€ -	€ 440.473,44	€ 8.331.190,13	€ 8.331.190,13
5	€ 14.417.982,74	€ 4.742.023,95	€ 9.288.920,44	€ -	€ 471.306,58	€ 8.817.613,86	€ 8.817.613,86
6	€ 15.427.241,53	€ 5.073.965,63	€ 9.835.612,11	€ -	€ 504.298,04	€ 9.331.314,07	€ 9.331.314,07
7	€ 16.507.148,44	€ 5.429.143,22	€ 10.413.324,90	€ -	€ 539.598,90	€ 9.873.726,00	€ 9.873.726,00
8	€ 17.662.648,83	€ 5.809.183,25	€ 11.023.722,99	€ -	€ 577.370,83	€ 10.446.352,16	€ 10.446.352,16
9	€ 18.899.034,25	€ 6.215.826,08	€ 11.668.551,52	€ -	€ 617.786,78	€ 11.050.764,73	€ 11.050.764,73
10	€ 20.221.966,65	€ 6.650.933,90	€ 12.213.929,47	€ 9.061.713,91	€ 661.031,86	€ 2.491.183,70	€ 2.491.183,70
11	€ 21.637.504,31	€ 7.116.499,28	€ 12.923.694,48	€ -	€ 707.304,09	€ 12.216.390,39	€ 12.216.390,39
12	€ 23.152.129,61	€ 7.614.654,23	€ 13.672.978,34	€ -	€ 756.815,37	€ 12.916.162,97	€ 12.916.162,97
13	€ 24.772.778,69	€ 8.147.680,02	€ 14.463.835,84	€ -	€ 809.792,45	€ 13.654.043,39	€ 13.654.043,39
14	€ 26.506.873,19	€ 8.718.017,62	€ 15.298.415,79	€ -	€ 866.477,92	€ 14.431.937,87	€ 14.431.937,87
15	€ 28.362.354,32	€ 9.328.278,86	€ 16.178.964,14	€ -	€ 927.131,38	€ 15.251.832,76	€ 15.251.832,76
16	€ 30.347.719,12	€ 9.981.258,38	€ 17.107.827,02	€ -	€ 992.030,57	€ 16.115.796,45	€ 16.115.796,45
17	€ 32.472.059,46	€ 10.679.946,46	€ 18.087.453,79	€ -	€ 1.061.472,71	€ 17.025.981,07	€ 17.025.981,07
18	€ 34.745.103,62	€ 11.427.542,71	€ 19.120.399,94	€ -	€ 1.135.775,80	€ 17.984.624,14	€ 17.984.624,14
19	€ 37.177.260,87	€ 12.227.470,70	€ 20.209.330,04	€ -	€ 1.215.280,11	€ 18.994.049,93	€ 18.994.049,93
20	€ 39.779.669,13	€ 13.083.393,65	€ 21.357.020,38	€ 19.073.566,22	€ 1.300.349,72	€ 983.104,45	€ 983.104,45
21	€ 42.564.245,97	€ 13.999.231,21	€ 22.566.361,66	€ -	€ 1.391.374,20	€ 21.174.987,47	€ 21.174.987,47
22	€ 45.543.743,19	€ 14.979.177,39	€ 23.840.361,32	€ -	€ 1.488.770,39	€ 22.351.590,93	€ 22.351.590,93
23	€ 48.731.805,22	€ 16.027.719,81	€ 25.182.145,76	€ -	€ 1.592.984,32	€ 23.589.161,44	€ 23.589.161,44
24	€ 52.143.031,58	€ 17.149.660,20	€ 26.594.962,25	€ -	€ 1.704.493,22	€ 24.890.469,03	€ 24.890.469,03
25	€ 55.793.043,79	€ 18.350.136,41	€ 28.082.180,53	€ -	€ 1.823.807,75	€ 26.258.372,79	€ 26.258.372,79
TOTALES	€ 695.702.097,94	€ 228.813.979,89	€ 391.385.208,88	€ 28.135.280,13	€ 22.382.110,41	€ 340.867.818,34	

* El precio del inversor Fronius según la página de solaris-shop se encuentra alrededor de los 3,000 dolares

*Para el diseño se necesitaran 3 inversores

**El mantenimiento preventivo lo brinda la empresa cotizante el 1er año, luego se estima en 581+IVA por año

Años	Flujo	Flujo Acumulado	Inversión Inicial	€	46.608.619,15
1	€ 7.381.742,63	€ 7.381.742,63	Último Flujo	€	9.331.314,07
2	€ 7.434.753,41	€ 14.816.496,04	Por Recuperar	€	6.772.646,54
3	€ 7.870.672,58	€ 22.687.168,62	PRI=años		5,73
4	€ 8.331.190,13	€ 31.018.358,75	PRI=meses		8,71
5	€ 8.817.613,86	€ 39.835.972,61	PRI=días		21
6	€ 9.331.314,07				
Inversión Inicial (dolares)		69.974	Jinko 385W : 138 Paneles		
Inversión Inicial (colones)		41.004.619	Tiempo de Retorno	5 años, 8 meses y 21 días	
Tipo de Cambio (Banco Central)		586	TIR	20%	
Costo de Interconexión		330.000	VAN	€60.706.201	
Inversión Inicial (Colones)		46.608.619			

Ilustración G.53. Análisis financiero con costos de mantenimiento e inversor.

Fuente: Elaboración propia.

FLUJO DE EFECTIVO PROYECTADO A CONTADO							
Paneles Jinko 385W: 138 Paneles							
Año	Pago al ICE	Pago al ICE con Panel	Diferencia en Pago	Costo del Cambio de Microinversor*	Costo por Mantenimiento**	Ahorro	Flujo de Efectivo
0							-C 57.508.219,15
1	C 10.999.410,00	C 3.617.667,37	C 7.381.742,63	C -	C -	C 7.381.742,63	C 7.381.742,63
2	C 11.769.368,70	C 3.870.904,09	C 7.819.479,97	C -	C 384.726,56	C 7.434.753,41	C 7.434.753,41
3	C 12.593.224,51	C 4.141.867,37	C 8.282.330,00	C -	C 411.657,42	C 7.870.672,58	C 7.870.672,58
4	C 13.474.750,22	C 4.431.798,09	C 8.771.663,57	C -	C 440.473,44	C 8.331.190,13	C 8.331.190,13
5	C 14.417.982,74	C 4.742.023,95	C 9.288.920,44	C -	C 471.306,58	C 8.817.613,86	C 8.817.613,86
6	C 15.427.241,53	C 5.073.965,63	C 9.835.612,11	C -	C 504.298,04	C 9.331.314,07	C 9.331.314,07
7	C 16.507.148,44	C 5.429.143,22	C 10.413.324,90	C -	C 539.598,90	C 9.873.726,00	C 9.873.726,00
8	C 17.662.648,83	C 5.809.183,25	C 11.023.722,99	C -	C 577.370,83	C 10.446.352,16	C 10.446.352,16
9	C 18.899.034,25	C 6.215.826,08	C 11.668.551,52	C -	C 617.786,78	C 11.050.764,73	C 11.050.764,73
10	C 20.221.966,65	C 6.650.933,90	C 12.213.929,47	C -	C 661.031,86	C 11.552.897,61	C 2.491.183,70
11	C 21.637.504,31	C 7.116.499,28	C 12.923.694,48	C -	C 707.304,09	C 12.216.390,39	C 12.216.390,39
12	C 23.152.129,61	C 7.614.654,23	C 13.672.978,34	C -	C 756.815,37	C 12.916.162,97	C 12.916.162,97
13	C 24.772.778,69	C 8.147.680,02	C 14.463.835,84	C -	C 809.792,45	C 13.654.043,39	C 13.654.043,39
14	C 26.506.873,19	C 8.718.017,62	C 15.298.415,79	C -	C 866.477,92	C 14.431.937,87	C 14.431.937,87
15	C 28.362.354,32	C 9.328.278,86	C 16.178.964,14	C -	C 927.131,38	C 15.251.832,76	C 15.251.832,76
16	C 30.347.719,12	C 9.981.258,38	C 17.107.827,02	C -	C 992.030,57	C 16.115.796,45	C 16.115.796,45
17	C 32.472.059,46	C 10.679.946,46	C 18.087.453,79	C -	C 1.061.472,71	C 17.025.981,07	C 17.025.981,07
18	C 34.745.103,62	C 11.427.542,71	C 19.120.399,94	C -	C 1.135.775,80	C 17.984.624,14	C 17.984.624,14
19	C 37.177.260,87	C 12.227.470,70	C 20.209.330,04	C -	C 1.215.280,11	C 18.994.049,93	C 18.994.049,93
20	C 39.779.669,13	C 13.083.393,65	C 21.357.020,38	C -	C 1.300.349,72	C 20.056.670,67	C 983.104,45
21	C 42.564.245,97	C 13.999.231,21	C 22.566.361,66	C -	C 1.391.374,20	C 21.174.987,47	C 21.174.987,47
22	C 45.543.743,19	C 14.979.177,39	C 23.840.361,32	C -	C 1.488.770,39	C 22.351.590,93	C 22.351.590,93
23	C 48.731.805,22	C 16.027.719,81	C 25.182.145,76	C -	C 1.592.984,32	C 23.589.161,44	C 23.589.161,44
24	C 52.143.031,58	C 17.149.660,20	C 26.594.962,25	C -	C 1.704.493,22	C 24.890.469,03	C 24.890.469,03
25	C 55.793.043,79	C 18.350.136,41	C 28.082.180,53	C -	C 1.823.807,75	C 26.258.372,79	C 26.258.372,79
TOTALES	C 695.702.097,94	C 228.813.979,89	C 391.385.208,88	C -	C 22.382.110,41	C 369.003.098,47	

Años	Flujo	Flujo Acumulado	Inversión Inicial	C 57.508.219,15
1	C 7.381.742,63	C 7.381.742,63	Último Flujo	C 9.873.726,00
2	C 7.434.753,41	C 14.816.496,04	Por Recuperar	C 8.340.932,48
3	C 7.870.672,58	C 22.687.168,62	PRI=años	6,84
4	C 8.331.190,13	C 31.018.358,75	PRI=meses	10,14
5	C 8.817.613,86	C 39.835.972,61	PRI=días	4
6	C 9.331.314,07	C 49.167.286,67		
7	C 9.873.726,00			
Inversión Inicial (dolares)		69.974	Jinko 385W : 138 Paneles	
Inversión Inicial (colones)		41.004.619	Tiempo de Retorno	6años, 10 meses y 4 días
Tipo de Cambio (Banco Central)		586	TIR	16%
Costo de Interconexión		330.000	VAN	C49.806.601
Inversión Inicial (Colones)		57.508.219		

Ilustración 54. Análisis financiero con Costo de mantenimiento y microinversor

Fuente: Elaboración propia.

