Escuela de Ingeniería Electromecánica
Sistema de Estudios de Posgrado

Título: Sistema de Gestión de Energía para la minimización de costos de electricidad para Enersys

Propuesta final de proyecto de graduación para optar por el título de Máster en Administración de la Ingeniería Electromecánica con Énfasis en Gestión de Energía.

ESTUDIANTE
Rodolfo Líos Cheng

Cartago, Costa Rica
Diciembre 2023

DEDICATORIA

A Dios Padre todo poderoso, por darme la perseverancia y paciencia para culminar este proyecto educativo, a no rendirme y seguir adelante cuando existieron dificultades en el proceso.

A mi padre, José Líos Gutiérrez, y a mi madre, María Ascensión Gutiérrez, que me inculcaron los valores de humildad, esfuerzo, dedicación, ética personal y profesional; la cual me ayuda en todo momento a salir adelante hoy y siempre.

A mi esposa Jessica Ballestero Bonilla, que siempre estuvo ahí dándome consejos y soporte, aunque no fuera su campo de conocimiento, a mis hijos Fabian y Dariana por tener que sacrificar tiempo de esparcimiento por no estar disponible.

AGRADECIMIENTO

Un cordial agradecimiento a los profesores de la Maestría en Administración de la Ingeniería Electromecánica, que fueron parte del proceso 2012-2023, por ser nuestros facilitadores en esta rama de la energía.

A mi tutor, Gustavo Gómez, por sus consejos y aseveraciones en la realización de este trabajo, para así lograr una investigación acertada.

A mi familia, por el tiempo que tuvieron que sacrificar y, sobre todo, por la paciencia durante estos años de proceso y un poco más en la elaboración de esta investigación.

Tribunal Académico

Este proyecto de graduación fue aprobado en Cartago el día 6 de diciembre 2023 por la Comisión de Maestría de la Escuela de Ingeniería Electromecánica, como requisito para optar el grado de Máster.

CARLOS PIEDRA SANTAMARIA (FIRMA)
Firmado digitalmente por CARLOS PIEDRA SANTAMARIA (FIRMA)
Fecha: 2023.12.11 09:40:55 -06'00'

MAIE. Ing. Carlos Piedra Santamaría
Coordinador Posgrado de la Escuela de Ingeniería Electromecánica

GUSTAVO ADOLFO GOMEZ RAMIREZ (FIRMA)
Firmado digitalmente por GUSTAVO ADOLFO GOMEZ RAMIREZ (FIRMA)
Fecha: 2023.12.11 11:23:07 -06'00'

M.Sc. Gustavo Gómez Ramírez
Profesor Guía

RODOLFO ELIZONDO HERNANDEZ (FIRMA)
Firmado digitalmente por RODOLFO ELIZONDO HERNANDEZ (FIRMA)
Fecha: 2023.12.11 10:19:56 -06'00'

MAIE Ing. Rodolfo Elizondo Hernández
Asesor

CARLOS PIEDRA SANTAMARIA (FIRMA)
Firmado digitalmente por CARLOS PIEDRA SANTAMARIA (FIRMA)
Fecha: 2023.12.11 09:41:19 -06'00'

MAIE Ing. Carlos Piedra Santamaría
Asesor

IGNACIO DEL VALLE GRANADOS (FIRMA)
Firmado digitalmente por IGNACIO DEL VALLE GRANADOS (FIRMA)
Fecha: 2023.12.11 09:00:46 -06'00'

MAIE Ignacio del Valle Granados.
Miembro del Tribunal

RODOLFO ANIBAL LIOS CHENG (FIRMA)
Firmado digitalmente por RODOLFO ANIBAL LIOS CHENG (FIRMA)
Fecha: 2023.12.08 15:03:18 -06'00'

Ing. Rodolfo Líos Cheng
Sustentante

Declaración Jurada

Yo, **Rodolfo Líos Cheng**, cédula **3-0417-0595**, estudiante de la Maestría en Ingeniería Electromecánica con énfasis en Gestión de Energía, declaro bajo juramento que soy autor intelectual del presente trabajo final de graduación con el título: **Sistema de Gestión de Energía para la minimización de costos de electricidad para Enersys,** y no hay copia ni duplicación de material intelectual procedente de medios impresos, digitales o audiovisuales que se presente como de mi autoría. Toda palabra dicha o escrita por otra persona consignada en este trabajo, está debidamente referenciada.

Cartago, 8 de diciembre de 2023

Rodolfo Líos Cheng

Estudiante

Datos personales.

Nombre completo: Rodolfo Aníbal Líos Cheng

Número de cédula: 3-0417-0595

Número de carné: 002013389629

Números de teléfono: 61699296

Correos electrónicos: rlios@enersyscr.com

Datos de la empresa.

Nombre: Enersys MVA Costa Rica S.A.

Actividad Principal: Distribución de materia eléctrico e Info comunicaciones.

Dirección: 600 metros noroeste, radial Francisco J. Orlich Outlet Mall Internacional, Local 101

Contacto: Walter Vargas

Teléfono: 4111-0000

Tabla de Contenido

1 Capítulo I 1

INTRODUCCIÓN 1

1.1. Antecedentes 1

1.2. Justificación e Importancia de la investigación 1

1.3. Planteamiento del problema 4

1.3.1. Pregunta de investigación 4

1.3.2. Objetivo general 4

1.3.3. Objetivos específicos 4

1.4. Viabilidad 5

1.5. Alcance 5

1.6. Limitaciones 5

1.7. Resumen de capítulos 6

2. Capítulo II 8

MARCO CONTEXTUAL 8

2.1. Marco Referencial 8

2.2. Marco Teórico 10

2.2.1. Energía Solar 10
2.2.1.1. Tipos de energía solar para transformar energía eléctrica. 10
2.2.1.2. Beneficios de la energía solar. 11
2.2.2. Sistemas Fotovoltaicos 12
2.2.2.1. Efecto fotoeléctrico y fotovoltaico 12
2.2.2.1. Rendimiento en sistemas fotovoltaicos. 13
2.2.2.2. Regulador o controlador de carga. 14
2.2.2.3. Inversor de Voltaje CD-CA 15
2.2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos. 16
2.2.3.1. Sistemas fotovoltaicos On Grid 16
2.2.3.2. Sistemas fotovoltaicos autónomos (Off Grid) 16
2.2.3.3. Sistemas híbridos de generación eléctrica. 17
2.2.4. Radiación solar 19
2.2.4.1. Ángulo solar 20
2.2.4.2. Curva de aprovechamiento solar 21
2.2.5. Sistemas de almacenamiento de energía. 23
2.2.5.1. Principales características de las baterías 24
2.2.5.2. Tipos de baterías. 25
2.3. Marco Legal 26

2.4. Hipótesis 27

3. Capítulo III 28

METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN 28

3.1. Tipo de estudio 28

3.2. Paradigma de investigación 28

3.3. Instrumentos de recolección de datos 29

3.4. Definición de prueba piloto 30

3.5. Técnicas para presentación y análisis de la información 30

4. Capítulo IV 34

Análisis consumo y potencial eléctrico 34

4.1. Potencial eléctrico. 34

4.1.1. Ubicación geográfica. 34

4.1.2. Ángulo de acimut e inclinación. 35

4.2. Recurso solar 36

4.1. Hora solar pico (HSP) 37

4.2. Análisis consumo eléctrico 38

4.2.1. Medición de energía y demanda local#1 con medidor de variables. 40

5. Capítulo V 42

Diseño sistema solar fotovoltaico 42

5.1. Diseño Sistema Solar fotovoltaico con inyección a la red sin almacenamiento de energía (On Grid). 42

5.1.1. Cálculo del rendimiento del sistema. 42

5.1.2. Panel solar fotovoltaico. 44

5.1.3. Cálculo de paneles fotovoltaicos. 46

5.1.4. Selección de inversor. 46

5.1.5. Cálculo de tensión, corriente máxima y corriente nominal para protecciones. 50

5.2. Diseño Sistema Solar fotovoltaico híbrido con inyección a la red y almacenamiento de energía. 55

5.2.1. Cálculo del rendimiento del sistema. 56

5.2.2. Cálculo de paneles fotovoltaicos. 57

5.2.3. Cálculo de acumulador o banco de baterías. 58

5.2.4. Selección del inversor híbrido. 59

5.2.5. Cálculo de tensión, corriente máxima y corriente nominal para protecciones. 60

6. Capítulo VI 64

Estudio financiero. 64

6.1. Análisis Sistema Solar fotovoltaico con inyección a la red sin almacenamiento de energía (On Grid). 65

6.1.1. Rendimiento energético estimado. 65

6.1.2. Análisis de ahorro. 68

6.1.3. Inversión. 69
6.1.4. Indicadores financieros. 69
6.1.5. Análisis de sensibilidad. 77
6.1.5.1. Producción solar 20% inferior al esperado. 77
6.1.5.1. Producción solar 30% inferior al esperado. 78
6.1.5.1. Producción solar esperada para punto equilibrio. 80
6.2. Análisis Sistema Solar fotovoltaico con inyección a la red y almacenamiento de energía e inversor híbrido (On Grid). 81
6.2.1. Rendimiento energético estimado. 82
6.2.2. Análisis de ahorro. 83
6.2.3. Inversión. 83
6.2.4. Indicadores financieros. 84
6.2.1. Análisis de sensibilidad. 88
6.2.1.1. Producción solar 20% inferior al esperado. 88
6.2.1.1. Producción solar 30% inferior al esperado. 89
6.2.1.1. Producción solar esperada para punto equilibrio. 90
6.3. Resumen estudio financiero. 91
7. Capítulo VII 92
Análisis de riesgos. 92
7.1. Proceso de administración de riesgos. 92

7.1.1. Planificación de la gestión de riesgos. 92
7.1.2. Identificación de riesgos. 93
7.1.3. Plan de implementación. 97
8. Capítulo VIII 98
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 98
8.1. Conclusiones 98
8.2. Recomendaciones 100
9. Bibliografía 102
10. Anexos 107
10.1. Anexo 1. Hoja técnica panel JA solar 107
10.2. Anexo 2. Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multi cristalinos. (Fuente: NFPA 70 español, 2014) 109
10.3. Anexo 3. Ficha técnica Inversor Solís para local #1 sin almacenamiento de energía. 110
10.4. Anexo 4. Ficha técnica Inversor Solís para local #2 sin almacenamiento de energía. 112
10.5. Anexo 5. Ficha técnica Batería GSL ENergy 113
10.6. Anexo 6. Ficha técnica Inversor Híbrido Solís 114
10.7. Anexo 7. Factores de emisión del INM utilizados. (Fuente: (Guadamuz, 2018) 117

Índice de Tablas

Tabla 1: Bienes y servicios con mayor efecto en la variación mensual del índice general enero 2023. Fuente ((INEC, 2023). 3

Tabla 2: Aprovechamiento y rendimiento energético de un sistema solar con inversor híbrido On Grid versus Sistema Off Grid . Fuente (QKsol, 2023). 18

Tabla 3:Instrumentos de recolección de datos 29

Tabla 4: Técnicas para presentación y análisis de la información (Fuente: elaboración propia) 30

Tabla 5: Ubicación geográfica Enersys (Fuente: Google maps) 34

Tabla 6: Irradiación solar en kWh/m2/día y producción anual en kWh/año sobre Alajuela para distintas inclinaciones (Fuente: (NREL, 2021). 37

Tabla 7: Detalle consumo eléctrico de 12 meses local #1(Fuente: recibos ICE). 38

Tabla 8: Detalle consumo eléctrico de 12 meses local #2(Fuente: recibos ICE). 39

Tabla 9: Criterios para selección de Panel solar fotovoltaico (Fuente: Propia). 44

Tabla 10: Puntajes aplicados para selección de Panel solar fotovoltaico (Fuente: Propia). 45

Tabla 11: Comparación de parámetros de inversores para local #1. (Fuente: Propia) 47

Tabla 12: Criterios selección inversor local #1. (Fuente: Propia). 48

Tabla 13: Comparación de parámetros de inversores para local #2. (Fuente: Propia) 49

Tabla 14: Criterios selección inversor local #2. (Fuente: Propia) 50

Tabla 15: Desglose costos instalación sistema fotovoltaico local #1. (Fuente: Propia) 54

Tabla 16: Desglose costos instalación sistema fotovoltaico local #2. (Fuente: Propia) 55

Tabla 17: Desglose costos instalación sistema fotovoltaico local #1 con baterías. (Fuente: Propia)..... 62
Tabla 18: Desglose rendimiento sistema On Grid sin almacenamiento local #1. (Fuente: PvSyst) 66
Tabla 19: Desglose rendimiento sistema On Grid sin almacenamiento local #2. (Fuente: PvSyst) 67
Tabla 20: Análisis de ahorro anual sistema fotovoltaico On Grid sin almacenamiento local #1. (Fuente: Propia). 68
Tabla 21: Análisis de ahorro anual sistema fotovoltaico On Grid sin almacenamiento local #2. (Fuente: Propia). 69
Tabla 22: Flujo financiero a 10 años de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid sin financiamiento local #1 (fuente: propia)..... 71
Tabla 23: Flujo financiero a 10 años de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid sin financiamiento local #2 (fuente: propia)..... 72
Tabla 24: Simulación de financiamiento con banco local #1 sin almacenamiento (fuente: propia) 73
Tabla 25: Simulación de financiamiento con banco local #2 sin almacenamiento (fuente: propia) 73
Tabla 26: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid con financiamiento local #1 (fuente: propia) 74
Tabla 27: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid con financiamiento local #2 (fuente: propia) 75
Tabla 28: Resumen de flujos de financiamiento a 10 años plazo local #1. (fuente: elaboración propia) 76
Tabla 29: Resumen de flujos de financiamiento a 10 años plazo local #2. (fuente: elaboración propia). 76
Tabla 30: indicadores financieros para una producción solar de un 20 % menor al esperado local #1. (fuente: elaboración propia)..... 77

Tabla 31: indicadores financieros para una producción solar de un 20 % menor al esperado local #2. (fuente: elaboración propia)..... 78
Tabla 32: indicadores financieros para una producción solar de un 30 % menor al esperado local #1. (fuente: elaboración propia)..... 79
Tabla 33: indicadores financieros para una producción solar de un 30 % menor al esperado local #2. (fuente: elaboración propia)..... 79
Tabla 34: indicadores financieros para una producción solar para punto equilibrio local #1. (fuente: elaboración propia). 80
Tabla 35: indicadores financieros para una producción solar para punto equilibrio local #2. (fuente: elaboración propia). 81
Tabla 36: Desglose rendimiento sistema On Grid con almacenamiento local #1. (Fuente: PvSyst) 82
Tabla 37: Análisis de ahorro anual sistema fotovoltaico On Grid con almacenamiento local #1. (Fuente: Propia) 83
Tabla 38: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid con almacenamiento sin financiamiento local..... 85
Tabla 39: Simulación de financiamiento con banco local #1 con almacenamiento. (fuente: propia) 86
Tabla 40: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid híbrido con almacenamiento y financiamiento local #1 (fuente: propia) 87
Tabla 41: Resumen de flujos de financiamiento a 10 años plazo sistema fotovoltaico con baterías. (fuente: elaboración propia)..... 88
Tabla 42: Resumen de flujos de sistema fotovoltaico con baterías con 20% menos de generación solar. (fuente: elaboración propia)..... 89

Tabla 43: Resumen de flujos de sistema fotovoltaico con baterías con 30% menos de generación solar. (fuente: elaboración propia)..... 90
Tabla 44: indicadores financieros para una producción solar para punto equilibrio local #1 con sistema de almacenamiento. (fuente: elaboración propia)..... 91
Tabla 45: Personal involucrado en él proyecto y sus roles. (fuente: elaboración propia). 93
Tabla 46: Criterios de la matriz de riesgos. Fuente (Asana, 2022) 94
Tabla 47: Matriz de riesgos identificados. Fuente (propia). 95
Tabla 48: Matriz de medidas de contingencia para riesgos de impacto alto. Fuente (propia). 96
Tabla 49:Acciones a seguir para implementación proyecto. Fuente (propio). 97

Índice de Figuras

Figura 1 Detalle de un Sistema térmico convencional. Fuente (Energía solar térmica página web TEC). 11
Figura 2 Efecto Fotovoltaico. Fuente (Rodríguez, 2020). 13
Figura 3 Sistema fotovoltaico y sus componentes. Fuente (Rodríguez E. , 2020) 15
Figura 4 Sistema fotovoltaico conectado a la red On grid. Fuente (Peña, 2023) 16
Figura 5 Sistema fotovoltaico off grid. Fuente (QKsol, 2023)..... 17
Figura 6 Sistema fotovoltaico híbrido. Fuente (QKsol, 2023) 18
Figura 7 Tipo de radiación solar. Fuente (IDEAM, 2020) 20
Figura 8 Sistemas de almacenamiento de energía. Fuente (Endesa, 2023) 23
Figura 9 Mapa Conceptual de trabajo de Anteproyecto TFG. Fuente (Elaboración propia) 32
Figura 10 Cronograma de trabajo de Anteproyecto TFG. Fuente (Elaboración propia)..... 33
Figura 11 Ubicación de Local principal y local secundario Enersys. Fuente (Elaboración propia) 35

Figura 12 Flujograma para determinar el ángulo de inclinación óptimo Beta $\boldsymbol{\beta}$. Fuente ((Bolaños & Gustavo, 2023)) 36

Figura 13 Detalle consumo y demanda local #1. Fuente (Recibos ICE)..... 40

Figura 14 Detalle consumo local #2. Fuente (Recibos ICE) 40

Figura 15 Demanda máxima en kW 12/09/23. Fuente (Medidor de Variables Circutor AR6) 41

Figura 16 Esquema de conexión local #1 Sistema On-Grid. Fuente (Propio)..... 53

Figura 17 Distribución paneles en techo local #1 y #2 Sistema On-Grid. Fuente (PVSyst)..... 53

Figura 18 Distribución sistema fotovoltaico On grid con almacenamiento. Fuente (Propia). 63

Lista de siglas, abreviaturas y acrónimos

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

TFG: Trabajo Final de Graduación.

INEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía

ARESEP: Autoridad Reguladora de Servicios Públicos

1 Capítulo I

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Enersys nació en el año 2003 como una empresa dirigida al mercado de media tensión atendiendo a las distribuidoras eléctricas (CNFL, ICE) y las cooperativas eléctricas (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA) y los contratistas asociados a trabajos tercerizados.

En el 2009, debido a la crisis económica mundial, se obtuvieron muy malos rendimientos financieros debido a que a las compras de ICE y CNFL fueron muy bajas. Por lo tanto, en 2010 se crea la división de Industria con un gran enfoque en abastecimiento de motores, centros de control de motores, variadores, arrancadores con la marca WEG.

Gracias al éxito de la división de Industria, en 2016 y 2018 se crean las divisiones de Construcción y Mayoreo respectivamente, y se añaden al portafolio marcas importantes como Schneider Electric, PEMSA, Prysmian, Viakon, Legrand, Pemsa, que permitieron consolidar aún más estas divisiones y las ya creadas.

Inicialmente Enersys pasó de tener 30 empleados a 120 empleados en 2023, lo que eso implicó una limitante de espacio, por lo que se decidió pasar en el 2017 al Centro de Comercio Internacional Alajuela, en el que fue el antiguo Mas x Menos. Debido a problemas de espacio de almacenamiento, en 2020, se compra la propiedad de los antiguos cines en la misma ubicación, y así; iniciar el Centro de servicios técnicos y Taller para ensamble de tableros eléctricos hasta 4000 amperios.

El crecimiento acelerado ha implicado en retos e inversiones grandes en manejos de inventarios, disminución de costos, limitantes de espacio y remodelaciones en instalaciones con más de 20 años de antigüedad, así como los costos fijos principalmente en el recibo eléctrico.

1.2. Justificación e Importancia de la investigación

Un sistema de Gestión de Energía se implementa con el fin de mejorar el desempeño energético de una empresa. Su importancia es a nivel principalmente organizacional, porque se reducen costos

y se incrementa la competitividad. El impacto también es global ya que se contribuye a la mitigación del cambio climático (Díaz, 2021).

La temática de generación de energía ha sido un tema de discusión durante muchos años, pero en las últimas décadas ha tenido una mayor relevancia a nivel global, especialmente por el impacto ambiental desfavorable que puede ocasionar, lo que da mucho auge a las energías renovables y/o energías verdes, dentro de las cuales se destaca la energía proveniente del recurso solar que, al igual que otros recursos como el hídrico, geotérmico, eólico, permite la generación de energía a gran escala, pero con la particularidad de brindar el modelo de generación a menor escala, lo cual revoluciona el esquema tradicional al introducir sistemas para el autoconsumo de energía en industrias, comercios y residencias.

Es por lo anterior que el análisis de la generación de energía distribuida obtenida de la irradiación solar para el autoconsumo es una temática que se encuentra en la vanguardia en los últimos años; además de ser amigable con el ambiente, es una opción que ofrece una facilidad de desarrollo social al brindarles un beneficio económico a los consumidores.

Los costos energéticos en Costa Rica son cada año más elevados. Según el INEC (tabla 1), en su índice de precios al consumidor enero 2023, la electricidad tuvo un aumento de un 12.61%.

Tabla 1: Bienes y servicios con mayor efecto en la variación mensual del índice general enero 2023. Fuente ((INEC, 2023).

Bienes y servicios	Variación porcentual	Efecto	Bienes y servicios	Variación porcentual	Efecto
Subieron de precio			**Bajaron de precio**		
Electricidad	12.61	0.322	Automóviles nuevos	-6.04	-0.237
Telefonía Móvil	5.45	0.155	boleto aéreo	-17.37	-0.153
Cebolla	16.09	0.069	gasolina	-2.6	-0.125
Educación Universitaria	1.83	0.052	Tomate	-11.13	-0.063
alquiler de vivienda	0.98	0.052	zanahoria	-24.41	-0.043
Papa	7.32	0.045	Diésel	-4.85	-0.032
Servicio doméstico	1.03	0.024	Televisor	-6.1	-0.017
Servicios municipales	3.62	0.024	Bistec de res	-1.78	-0.015
papel higiénico	3.69	0.02	Vainica	-23.78	-0.013
Papaya	6.37	0.018	Chile Dulce	-5.89	-0.013
Otros que subieron	0.83	0.293	Otros que bajaron	-78	-0.202

El costo de energía eléctrica en Costa Rica ha sido considerado una desventaja competitiva en relación con otros países de Latinoamérica, lo cual ha provocado que cada día el analizar opciones de generación de energía sea de interés para las investigaciones de universidades, organizaciones e instituciones, artículos de revistas, periodistas y la población a nivel general.

En vista del potencial que presenta la generación de energía distribuida para el autoconsumo, Enersys podría beneficiarse reduciendo los costos eléctricos, y a su vez; mejorar la rentabilidad. Adicionalmente, el país también se vería beneficiado debido a que se contribuye con el objetivo de generación a partir de 100% energías renovables.

De no realizarse, se puede perder competitividad tomando en cuenta el crecimiento acelerado de la empresa, así como la huella de carbono a nivel mundial.

1.3. Planteamiento del problema

El costo del recibo eléctrico, representa un gran reto para mejorar la competitividad en el mercado eléctrico. El presente trabajo consiste en definir un sistema de gestión de energía para reducir costos eléctricos por medio de generación distribuida. Se procederá con el diseño de un sistema fotovoltaico de paneles solares y se evaluará su rentabilidad, retorno de inversión y factibilidad, así como su respectivo plan de implementación.

1.3.1. Pregunta de investigación

¿Es posible la reducción de costos eléctricos en un 10% para Enersys a través de generación solar distribuida?

1.3.2. Objetivo general

Desarrollar una solución energética para la gestión de la demanda eléctrica de la empresa Enersys, de manera que se logre una reducción de facturación eléctrica de un 10% mínimo mediante la utilización de generación distribuida.

1.3.3. Objetivos específicos

Objetivo 1

Evaluar el potencial energético para la generación distribuida en la búsqueda de reducción de costos en un 10% mínimo, mediante la utilización de recursos fotovoltaicos.

Objetivo 2

Diseñar una propuesta de generación eléctrica mediante el dimensionamiento de un sistema de fotovoltaico que se ajuste a los requerimientos de demanda eléctrica de Enersys, para la obtención del sistema adecuado que se ajuste en tamaño y costo.

Objetivo 3

Realizar un estudio financiero mediante la utilización de indicadores económicos para la determinación de los beneficios.

Objetivo 4

Establecer un plan de implementación para la toma de decisiones gerenciales mediante el análisis de riesgos y administración de proyectos.

1.4. Viabilidad

Actualmente Enersys atiende el mercado eléctrico donde se tiene acceso a proveedores directos de suministro de Sistemas fotovoltaicos, así como se tiene clientes en el mercado nacional dedicados a este giro de negocio, por lo que se tiene disponibilidad de asesoría y suministro de equipos.

Respecto a las competencias necesarias, se tienen estudios en Ingeniería eléctrica de la Universidad de Costa Rica, así como conocimientos previos en sistemas de energías renovables. Adicionalmente, hay mucha fuente bibliográfica y casos de éxito donde se pueden replicar las buenas prácticas.

El tiempo disponible es cuarto de tiempo, el cual es aceptable, tomando en cuenta que se trabaja en la misma empresa. Adicionalmente, se tienen recursos propios en equipo, así como personal calificado en la compañía para realizar mediciones de la energía con equipo calibrado; también se cuenta con recursos financieros debido a que Enersys podría asumir la inversión o la asociación de empleados ASE-Enersys.

1.5. Alcance

El alcance de este proyecto abarcará la definición y diseño del sistema de gestión de energía, la evaluación financiera y el plan de implementación de todo el sistema de gestión.

Se procederá a evaluar el sistema energético actual, análisis de consumo y cargas para encargarse de diseñar el sistema de generación distribuida, tomando en cuenta área de trabajo, horario laboral de la compañía y cuando se tenga dimensionado el sistema y el costo, se realizará una evaluación financiera y tasa de retorno, para finalmente el plan de implementación con las bases de administración de proyectos.

La instalación y puesta en marcha de los equipos a instalar no estará dentro del alcance

1.6. Limitaciones

La instalación y puesta en marcha no se implementará, solamente se hará una propuesta para ser valorada por la gerencia de Enersys. Adicionalmente, la instalación de los equipos puede durar

hasta un año dependiendo del equipo dimensionado, así como la aprobación del crédito y trámites municipales.

1.7. Resumen de capítulos

El objetivo de la presente tesis es analizar la factibilidad técnica y financiera de un sistema fotovoltaico en la empresa Enersys ubicada en Montserrat de Alajuela.

En el capítulo I se menciona un poco de historia de la compañía, así como la justificación e importancia del proyecto, el objetivo general y los específicos. Es importante mencionar la viabilidad, limitaciones y alcance donde la implementación y puesta en marcha no están dentro del alcance del proyecto.

El capítulo II trata sobre el marco contextual del proyecto, empezando con el marco referencial, el cual da perspectiva de proyectos e investigaciones asociadas a sistema fotovoltaicos. En el marco teórico, da toda la información bibliográfica del proyecto y bases para el desarrollo práctico del proyecto. El marco legal, permite analizar las leyes asociadas para contemplar en la viabilidad financiera y técnica.

En el capítulo III se define la metodología de la investigación donde se establece un estudio descriptivo y un paradigma de investigación cuantitativo. Adicionalmente, de acuerdo con el objetivo específico se desarrollan los instrumentos de recolección de datos y las técnicas para presentación y análisis de la información.

El capítulo IV determina factores determinantes en un sistema fotovoltaico como hora solar pico, ángulo de inclinación, ubicación geográfica y todos los componentes respectivos de un sistema solar fotovoltaico. Adicionalmente, se materializan toda la información correspondiente a consumo eléctrico proveniente de los recibos eléctricos y medidor de variables eléctricas.

El capítulo V consiste en el diseño del sistema fotovoltaico a partir de la información obtenida del capítulo anterior. Se analizan los casos con inyección a la red sin almacenamiento de energía y el otro caso híbrido con inyección a la red con almacenamiento de energía.

El capítulo VI analiza la factibilidad financiera de los dos casos mencionados en el capítulo V. Se calculan aspectos importantes como la tasa de retorno (TIR), VAN (Valor actual neto) y PRI (período de recuperación).

El capítulo VII, desarrolla una gestión de riesgos y oportunidades desde la perspectiva de una gestión de administración de proyectos con el fin de garantizar el 100 % de éxito del proyecto.

El capítulo VIII finaliza con las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

2. Capítulo II

MARCO CONTEXTUAL

2.1. Marco Referencial

Según el estudio *del potencial solar en Costa Rica* (Wright, 2009), Costa Rica al ser un país cerca del Ecuador y tener un clima tropical, tiene un gran potencial para aprovechar la energía solar durante todo el año. Los factores que afectan el potencial de la energía solar son: la latitud del lugar, topografía del lugar, reflectividad del suelo, cantidad de cielo cubierto por nubes, día del año, contenido de vapor de agua. La potencia solar teórico del país es de 10000 MWh, y para el 2018 contaba con apenas 27 MWh instalados, representando un 0.27% del aprovechamiento (J. Guzmán, 2021).

El potencial energético solar no se ha desarrollado lo suficiente debido a la existencia de contradicciones entre la agenda política y la realidad de la normativa, lo cual representa un gran desafío para el país. El Banco Interamericano de Desarrollo, realizó el estudio denominado la Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica, ahí indica:

> "En los hechos, los marcos normativos sobre Generación distribuida para autoconsumo no son necesariamente coherentes en términos de objetivos de política. Es posible encontrar esquemas normativos sobre Generación distribuida para autoconsumo que resultan contradictorios en cuanto a los objetivos generales que promueven. Por ejemplo, mecanismos que, por una parte, imponen barreras injustificadas a la expansión de la Generación distribuida para autoconsumo y por otra establecen cargos por acceso o interconexión que resultan inferiores a los costos correspondientes a esos rubros, o fijan precios excesivamente generosos por la electricidad vendida". (BID, 2017)

Los sistemas fotovoltaicos han pasado de ser poco rentables, a ser la energía renovable con menor bajo costo y mayor retorno de inversión, con ahorros de hasta más de un 80% en el recibo eléctrico (Wright, 2009). En el artículo *Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias* (Bolaños & Gustavo, 2023), se muestra un claro ejemplo de una metodología para implementar un sistema fotovoltaico en una industria o comercio, donde empieza desde un análisis de cargas, diseño, selección de equipos (paneles, inversores, baterías) cálculo de rendimientos energético, hasta finalizar con el análisis económico del sistema. Se concluye retornos de

inversión entre 5 a 9 años y ahorros de costos de electricidad entre 428 y 825 USD. El estudio también analiza el impacto del ahorro ambiental medido en toneladas de dióxido de carbono.

De acuerdo a (Romero, 2021), nos da un ejemplo claro como a partir del 2011 al 2015 se da un cambio abrupto en la tecnología de los paneles solares, donde se tiene mayor rendimiento a un mejor costo. En 2011 se gestó un proyecto solar de 1000 millones dólares para una planta solar en las Vegas llamada Crescent Dunes. Para cuando la planta abrió en 2015, la mayor eficiencia de otros paneles ya había superado su tecnología, que hoy día está completamente obsoleta. La energía costaba $135/MWh en comparación con una nueva planta en Nevada que genera hoy día a $30/MWh.

La utilización de un recurso renovable e infinito como la energía solar, permite invertir e innovar. En Arabia Saudita se creó un sistema de paneles solares que logra cultivar con éxito espinacas utilizando agua extraída del aire, al mismo tiempo que genera electricidad con un hidrogel especial. Es un avance importante para mejorar la seguridad alimentaria y del agua de las personas que viven en zonas secas (Romero, 2022).

El suelo fotovoltaico *FloorPV* es un nuevo concepto de suelo desarrollado por Next City Labs. Básicamente son baldosas con celdas fotovoltaicas para ser colocadas en suelos (Labs, 2022). El material principal es Telururo de Cadmio el cual permite tener una película delgada de semiconductor que absorbe y convierte luz solar en electricidad de una manera más eficiente que el silicio. El equipo sirve como piso muy estético, se le pueden colocar luces led, y se puede sumergir por lo que se pueden colocar en fuentes de agua. De igual manera, se utilizan paneles solares del mismo material para colocar como ventanal, los cuales son transparentes y estéticos permitiendo generación eléctrica no solamente utilizando la parte de la azotea.

De acuerdo con (López, 2022), se fabricó el primer avión solar llamado Skydweller. El mismo está en proceso de pruebas para viabilidad comercial, ya que tiene autonomía ilimitada, y se han realizado pruebas de 90 días en el aire. Las posibles aplicaciones que se están validando son para inteligencia militar, monitorizar el clima, satélite con tecnología 5G para lugares remotos, estudios oceánicos, estudiar calidad de aire, entre otras aplicaciones.

Los principales fabricantes de paneles solares Risen Energy y Trina Solar (PV_MAGAZINE, 2020), presentaron los primeros módulos fotovoltaicos de 500W y 72 células. A gran escala, es un importante avance ya que se pueden usar menor cantidad de módulos, reduciendo los costos en estructuras y seguidores por modulo; implicando reducción también en mano de obra asociada.

2.2. Marco Teórico

2.2.1. Energía Solar

La energía solar es la que llega a la tierra en forma de radiación electromagnética que proviene del sol. Es importante recordar que la energía solar es una fuente renovable ya que la produce la naturaleza sin ningún tratamiento previo realizado por el hombre.

2.2.1.1. Tipos de energía solar para transformar energía eléctrica.

De acuerdo con (ForoNuclear, 2021), el aprovechamiento de la energía solar puede hacerse por dos vías:

-Energía solar térmica: Transforma la energía proveniente del sol en energía calorífica. Esta transformación puede darse a baja, media y alta temperatura. La transformación a baja temperatura se emplea generalmente, para calefacción doméstica, climatización de locales, calentamiento de agua en hospitales, piscinas, etc. Se utilizan unos colectores planos principalmente de cobre, que alojan un circuito con un fluido que absorbe la radiación solar y lo transmite en forma de calor al sistema de calefacción. Estos sistemas aprovechan la energía solar a temperaturas que oscilan entre 35 y 90 grados centígrados, siendo actualmente la principal aplicación de la energía solar térmica.

Los colectores pueden ser de circuito abierto o cerrado. A través de un circuito abierto el agua de consumo pasa directamente por los colectores solares y en el cerrado, el agua caliente se almacena en un depósito para su uso posterior. Este sistema es más eficiente y reduce costos, pero presenta problemas en zonas con temperaturas bajas, así como la alta concentración de sales que acaban obstruyendo los paneles.

Debido a que la radiación solar no es siempre suficiente para calentar agua todos los días durante el año, es recomendable conectar el sistema solar con un sistema convencional de calentamiento de agua.

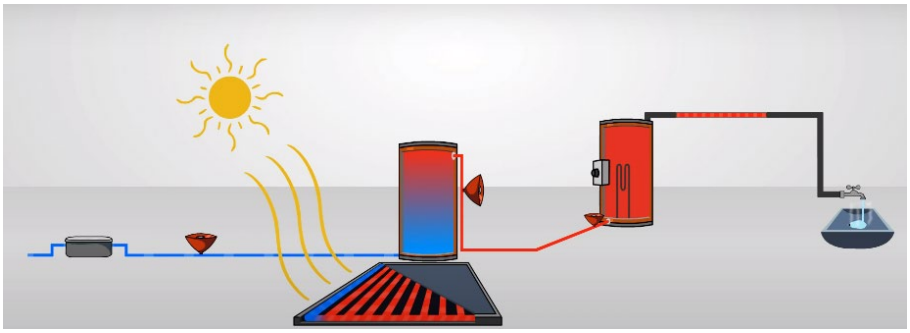


Figura 1 Detalle de un Sistema térmico convencional. Fuente (Energía solar térmica página web TEC).

2.2.1.2. Beneficios de la energía solar.

Según (Melendez, 2021), la energía solar es una de las principales y más populares fuentes de transformación de energía natural a eléctrica hoy en día, que resuelven parcialmente los principales problemas energéticos mundiales como son el gran crecimiento de consumo y los recursos limitados. A su vez evita la problemática medio ambiental ocasionada por las energías no renovables como son las emisiones del CO_2, efecto invernadero y lluvias ácidas.

Según (TEC, s.f.), en la energía solar térmica se dan los siguientes beneficios:

- Reducción directa del costo asociado al calentamiento de agua, ya sea de electricidad o combustibles como gas o leña.
- Los sistemas solares pueden lograr ahorros en el costo de preparación del agua caliente de aproximadamente de 70% respecto a los sistemas convencionales.
- En la mayoría de los casos, tanto en viviendas unifamiliares como en edificios, las instalaciones de energía solar térmica pueden proporcionar entre un 50% y un 70% del agua caliente demandada. El resto de la demanda puede ser suplida por sistemas convencionales de producción de agua caliente (caldera de gas o gasóleo, calefón doméstico, etc.)

2.2.2. Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos y componentes que aprovechan la energía solar para generar electricidad. Estos sistemas utilizan paneles solares fotovoltaicos para convertir la luz solar directamente en electricidad. Los paneles solares están compuestos por celdas fotovoltaicas que capturan los fotones de la luz solar y generan una corriente eléctrica a través del efecto fotovoltaico.

Un sistema fotovoltaico, se compone del panel solar, estructuras del panel, regulador de carga, batería o acumulador y el inversor (alusinsolar, 2022).

2.2.2.1. Efecto fotoeléctrico y fotovoltaico

El efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico son dos fenómenos relacionados con la interacción de la luz con los materiales, pero tienen diferencias significativas en sus aplicaciones y mecanismos.

El efecto fotoeléctrico es el fenómeno mediante el cual los electrones son liberados de la superficie de un material cuando se expone a la luz. Cuando la luz, en forma de fotones, incide sobre un material, la energía de los fotones es transferida a los electrones en el material. Si la energía de los fotones es suficientemente alta para superar la energía de enlace de los electrones en la superficie del material, los electrones pueden ser liberados y se convierten en electrones libres conocidos como electrones de valencia (Rodríguez, E., 2020). Estos electrones libres pueden ser recolectados y utilizados para generar corriente eléctrica en un circuito externo. Este fenómeno es la base del funcionamiento de los dispositivos fotoeléctricos, como las células fotoeléctricas utilizadas en sensores, detectores y algunas aplicaciones de generación de energía.

El efecto fotovoltaico es el proceso mediante el cual la luz se convierte directamente en electricidad mediante el uso de células fotovoltaicas (también conocidas como paneles solares. A diferencia del efecto fotoeléctrico, donde los electrones son liberados y recogidos para generar electricidad, en el efecto fotovoltaico, los electrones se excitan en la estructura cristalina del material fotovoltaico y generan una corriente eléctrica sin ser liberados del material.

Las células fotovoltaicas están compuestas por materiales semiconductores, como el silicio, que tienen una estructura cristalina especial que permite que los electrones se muevan bajo la influencia de la luz. Cuando los fotones de la luz solar inciden en la célula fotovoltaica, la energía

de los fotones es absorbida por los electrones, lo que crea una diferencia de potencial eléctrico entre las dos capas del material. Esta diferencia de potencial crea un flujo de corriente eléctrica en un circuito externo conectado a la célula, y así se genera electricidad. La imagen a continuación detalla el funcionamiento del efecto fotovoltaico, a través de uniones P-N:

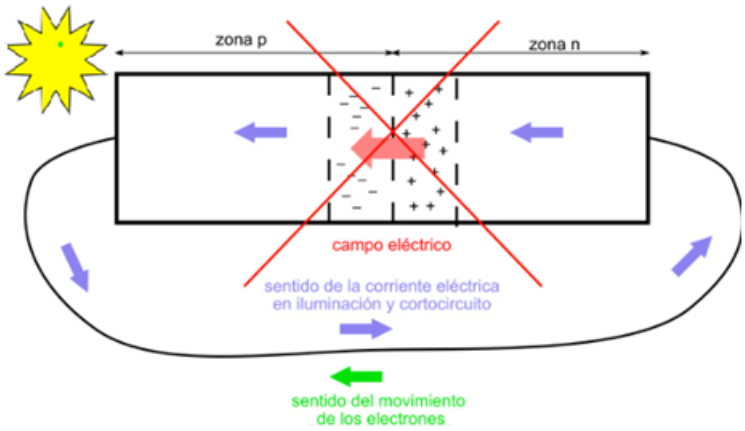


Figura 2 Efecto Fotovoltaico. Fuente (Rodríguez, 2020).

2.2.2.1. Rendimiento en sistemas fotovoltaicos.

El rendimiento (R) del sistema fotovoltaico se calcula de acuerdo con los sistemas conectados al mismo, como: el inversor, cableado, panel, sombreado, etc. Se utiliza el método propuesto por (Vega, 2019) en la siguiente ecuación:

$$R = (1 - Kb - Kc - Kv) * (1 - Ka * \frac{N}{Pd}) \qquad \text{ecuación (1)}$$

Donde:

- Kb: coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador.
  0.05 en sistemas que no producen descargas profundas.
  0.1 en sistemas con descargas profundas.

- Kc: coeficiente de pérdidas del inversor.
  0.05 para inversor de salida sinodal pura en condiciones óptimas de operación.

0.1 para condiciones de trabajo lejos de las óptimas.

- Kv: coeficiente de pérdidas varias.

  $0.05 < kv < 0.15$

- Ka: coeficiente de auto descarga diaria de las baterías.

  0.002 batería de baja auto descarga (Ni-Cd).

  0.005 baterías de plomo-ácido.

  0.12 batería de alta auto descarga (SLI).

- N: días de autonomía de la instalación.

- PD: profundidad de descarga.

2.2.2.2. Regulador o controlador de carga.

Según (Insa, Monosolar, 2022), un regulador de carga se coloca entre el campo fotovoltaico y el sistema de baterías y se encarga de controlar el flujo de energía entre ambos equipos. Este control se realiza mediante el control de parámetros de corriente (I) y voltaje (V) al que se inyecta a la batería. El flujo de energía depende del estado de carga de las baterías y de la energía generada por los paneles donde el regulador controla constantemente el estado de carga de las baterías para hacer el llenado óptimo y así alargar la vida útil de la misma.

Los reguladores de carga también pueden incluir otras características como protección contra sobretensiones, protección contra descargas excesivas, visualización del estado del sistema y, en algunos casos, capacidades de comunicación para la integración con sistemas de monitoreo.

Al seleccionar un regulador de carga para un sistema fotovoltaico, es importante considerar la capacidad del sistema (la corriente y tensión máximas del regulador), el tipo de baterías que se utilizarán y las condiciones ambientales del lugar donde se instalará el sistema. Además, es esencial asegurarse de que el regulador de carga sea compatible con el voltaje y la potencia del panel solar que se utilizará.

Existen dos tipos de reguladores de carga para instalaciones fotovoltaicas: los reguladores PWM (Modulación por anchura de pulsos) y los reguladores MPPT (Seguidor del Punto de Máxima Potencia), donde el último es el más utilizado y eficiente, asegurando que el sistema

fotovoltaico genere la máxima cantidad de energía posible en cualquier condición de iluminación.

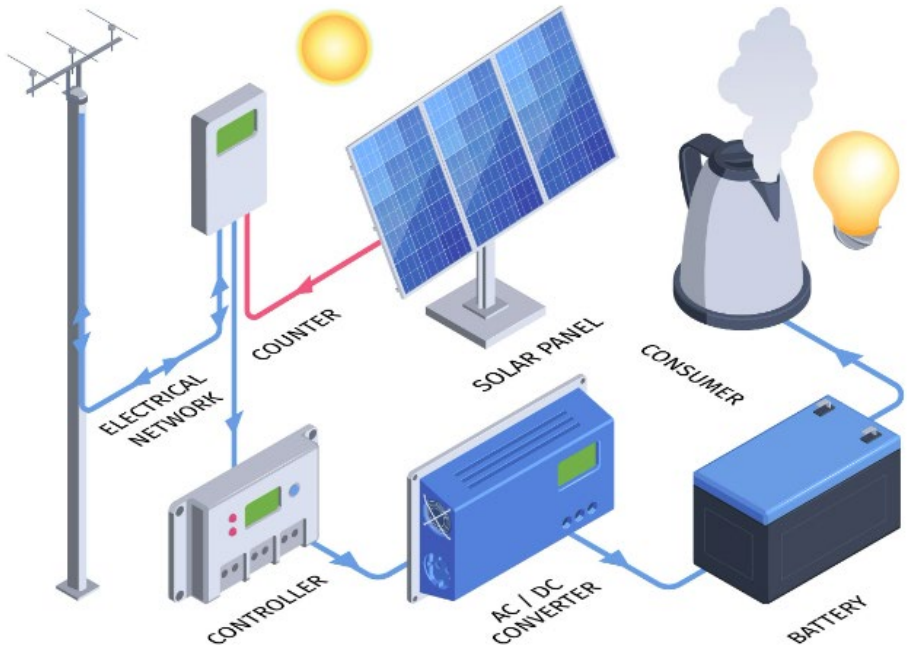


Figura 3 Sistema fotovoltaico y sus componentes. Fuente (Rodríguez, 2020)

2.2.2.3. Inversor de Voltaje CD-CA

Un inversor de voltaje CD-CA (Corriente Continua a Corriente Alterna) es un componente fundamental en los sistemas fotovoltaicos, también conocidos como sistemas solares, ya que convierte la energía generada por los paneles solares, que es en forma de corriente continua (DC), en corriente alterna (AC) utilizable para alimentar dispositivos eléctricos y para la conexión a la red eléctrica si es necesario.

El proceso de conversión del inversor de voltaje DC-AC implica tomar la energía en forma de corriente continua proveniente de los paneles solares y convertirla en corriente alterna de la misma frecuencia y voltaje que la red eléctrica o los dispositivos conectados. Esto permite que la energía generada por los paneles solares se integre fácilmente con el sistema eléctrico convencional o se utilice directamente para alimentar cargas eléctricas en el hogar, empresa o instalación.

2.2.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres categorías principales según su conexión a la red eléctrica y la presencia de sistemas de almacenamiento de energía. Estas categorías son: sistemas fotovoltaicos On-Grid (conexión a red), Off-Grid (fuera de red) e híbridos.

2.2.3.1. Sistemas fotovoltaicos On Grid

Este sistema está conectado a la red eléctrica del proveedor de la zona. Los paneles generan energía que por lo general es consumida directamente en la empresa o residencia. Los excedentes pueden ser entregados a la red, por lo general a través de un medidor bidireccional. Estos sistemas no requieren sistemas de baterías, ya que cuando no hay generación, se abastece de la red eléctrica.

Figura 4 Sistema fotovoltaico conectado a la red On Grid. Fuente (Peña, 2023).

2.2.3.2. Sistemas fotovoltaicos autónomos (Off Grid)

Los sistemas fotovoltaicos autónomos, también conocidos como sistemas fuera de red o sistemas aislados, son configuraciones en las que los paneles solares generan energía eléctrica que se almacena en baterías para su uso posterior. Estos sistemas son especialmente útiles en áreas donde no hay acceso a la red eléctrica convencional o donde se busca independencia energética.

Es importante tener en cuenta que los sistemas autónomos requieren un mayor nivel de planificación y mantenimiento en comparación con los sistemas conectados a la red. El tamaño adecuado

de la batería, el mantenimiento regular y la gestión eficiente del consumo de energía son esenciales para garantizar un funcionamiento confiable y sostenible del sistema. (QKsol, 2023)

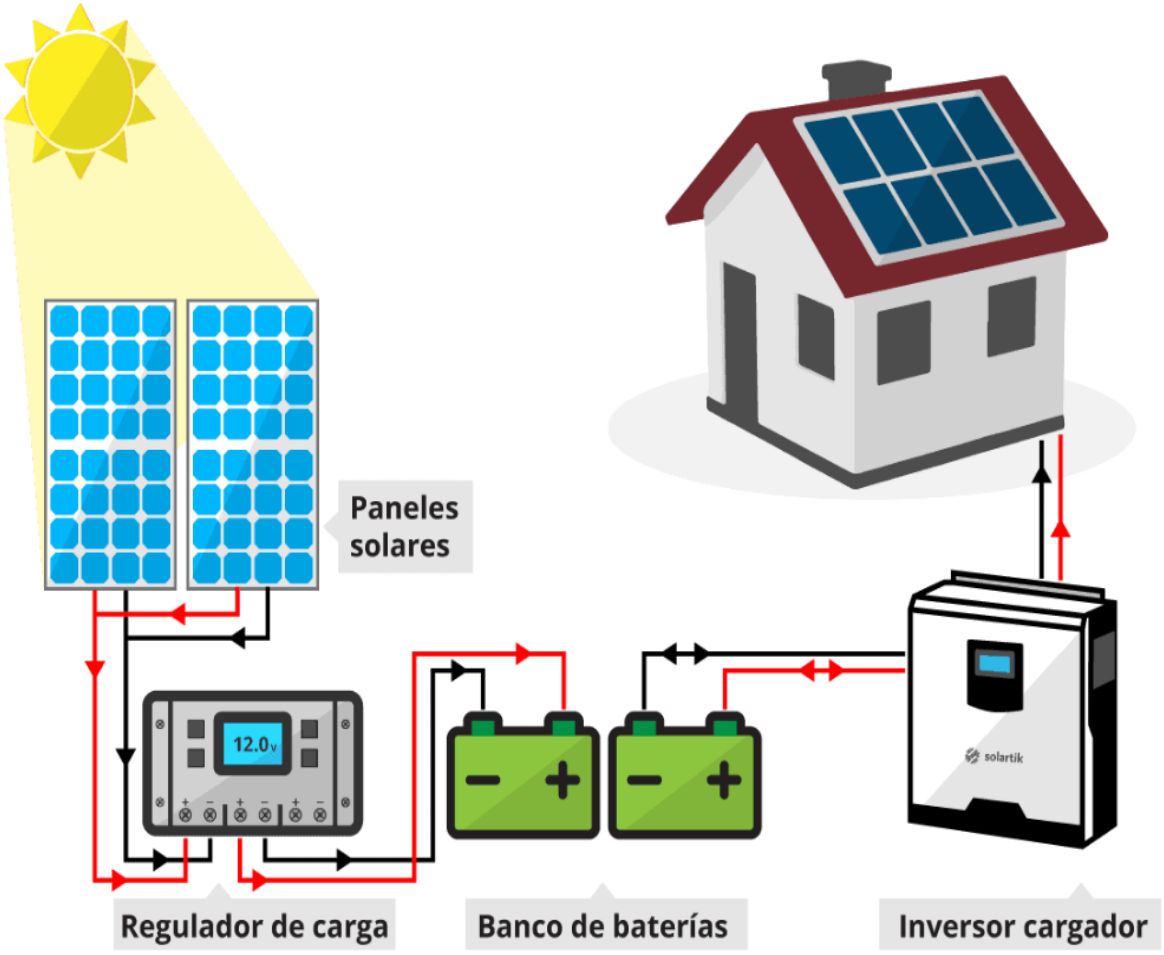


Figura 5 Sistema fotovoltaico Off Grid. Fuente (QKsol, 2023).

2.2.3.3. Sistemas híbridos de generación eléctrica.

Un sistema fotovoltaico híbrido es una combinación de dos o más fuentes de energía que trabajan juntas para proporcionar electricidad. Por lo general, los sistemas fotovoltaicos híbridos incluyen paneles solares fotovoltaicos junto con otras fuentes de energía, como generadores diésel, turbinas eólicas, sistemas de almacenamiento de baterías y, en algunos casos, conexiones a la red eléctrica convencional. El objetivo principal de un sistema fotovoltaico híbrido es maximizar la eficiencia energética y la confiabilidad del suministro eléctrico.

Los sistemas fotovoltaicos híbridos son especialmente útiles en áreas donde las fuentes de energía convencionales son costosas o limitadas, así como en aplicaciones comerciales, industriales y residenciales que requieren un suministro eléctrico confiable y eficiente.

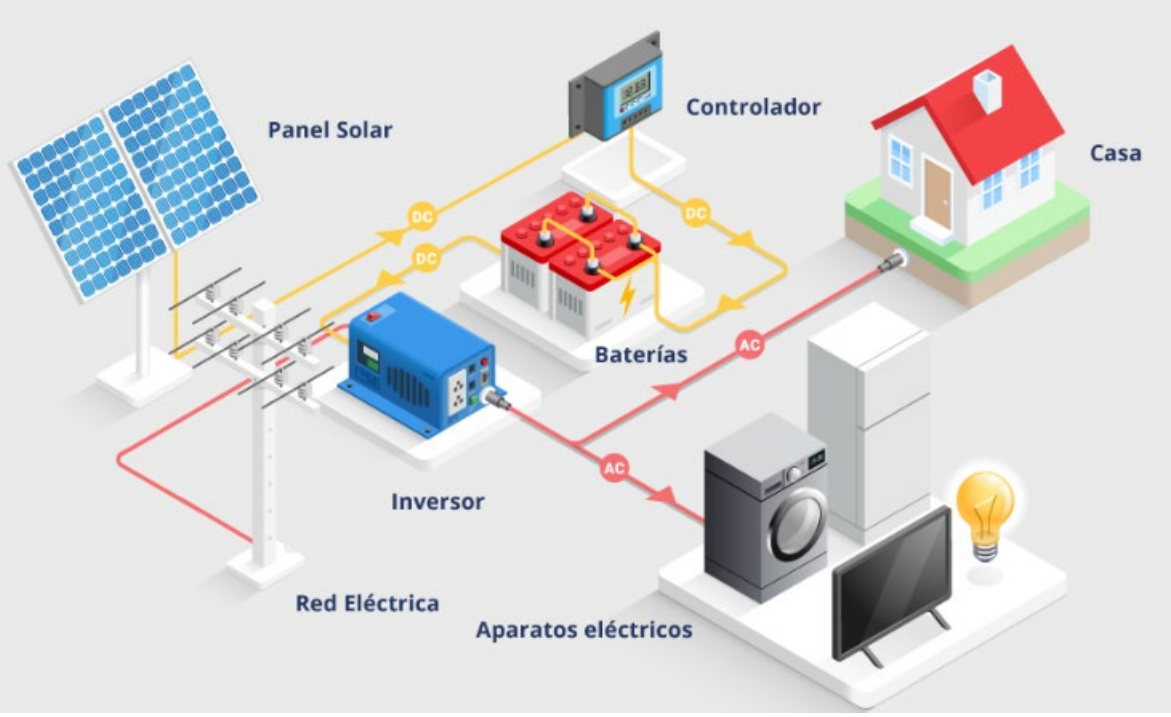


Figura 6 Sistema fotovoltaico híbrido. Fuente (QKsol, 2023).

En la siguiente tabla se muestra el porcentaje de aprovechamiento de un sistema Off-Grid versus un sistema híbrido.

Tabla 2: Aprovechamiento y rendimiento energético de un sistema solar con inversor híbrido On Grid versus Sistema Off Grid . Fuente (QKsol, 2023).

Descripción	Inversores híbridos On Grid	Inversores cargadores Off Grid
Rendimiento global de la energía solar	80%	55%
Aprovechamiento de la energía	100%	40-60%

2.2.4. Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas y se genera en las reacciones del hidrógeno en el núcleo del Sol por fusión nuclear y es emitida por la superficie solar. Esa energía es el motor que determina la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima.

El Sol emite energía en forma de radiación de onda corta. Después de pasar por la atmósfera, donde sufre un proceso de debilitamiento por la difusión, reflexión en las nubes y de absorción por las moléculas de gases (como el ozono y el vapor de agua) y por partículas en suspensión, la radiación solar alcanza la superficie terrestre oceánica y continental que la refleja o la absorbe. La cantidad de radiación absorbida por la superficie es devuelta en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmósfera (IDEAM, 2020). Las ondas viajeras están caracterizadas por longitudes de onda, frecuencia y velocidad, las cuales posibilitan su determinación de energía. Todas las ondas electromagnéticas se desplazan a una velocidad de 299,792 km/h.

La radiación solar que llega a la tierra se puede dividir en 3 componentes, los cuales están relacionados con la forma en que la radiación interactúa con la atmósfera y la superficie terrestre:

- Radiación solar directa: Es la radiación que llega directamente del sol sin ser dispersada ni desviada por la atmósfera.
- Radiación sola difusa: es la radiación que ha sido dispersada en todas las direcciones por las partículas de la atmósfera, moléculas de aire, vapor de agua y partículas de polvo. Esta radiación proviene de todas las áreas del cielo, no solo del sol.
- Albedo o reflexión: Corresponde a la radiación reflejada de superficies blancas o similares. Es la energía aprovechada en módulos bifaciales.

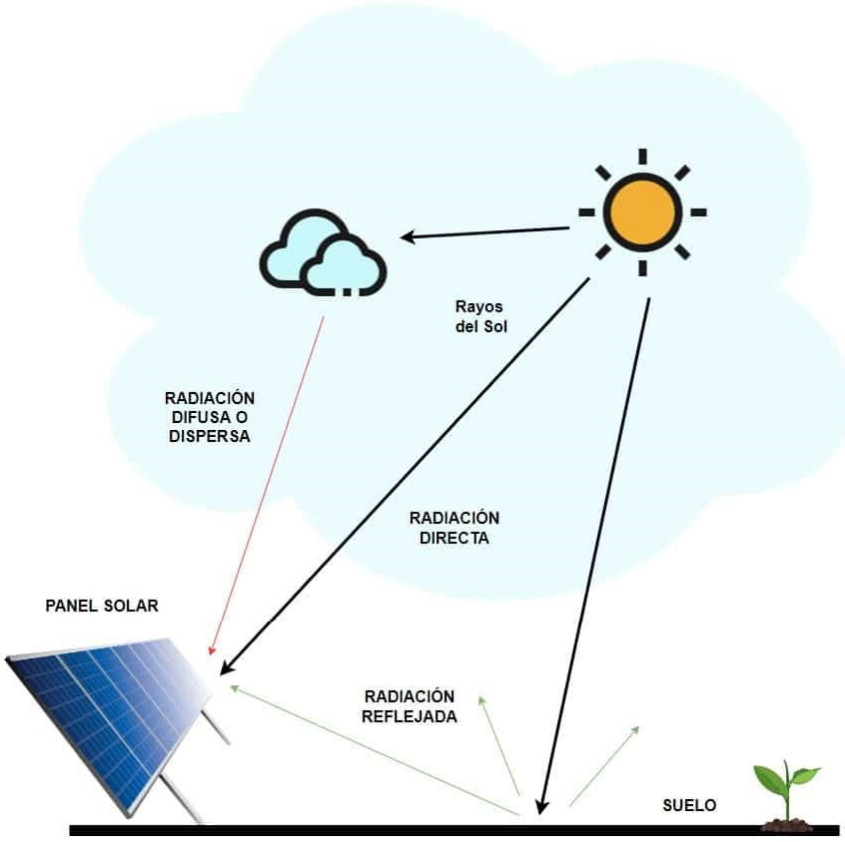


Figura 7 Tipo de radiación solar. Fuente (IDEAM, 2020)**.**

Irradiancia: magnitud que describe la radiación que llega a la tierra, medida como una potencia instantánea por unidad de superficie. Su unidad son W/m^2 ; mientras que la irradiación es la cantidad de irradiancia recibida en un período de tiempo definido, por unidad de tiempo y unidad de superficie y se mide en wh/m^2 /día.

Un parámetro importante para tomar en cuenta, es la constante solar (B_0), la cual se define como la irradiancia que recibe una superficie perpendicular al sol en el exterior de la atmósfera. El resultado es un valor promedio de 1367 W/m^2 .

2.2.4.1. Ángulo solar

La inclinación y la dirección de los paneles solares es un parámetro de gran importancia, ya que influye directamente en la cantidad de luz solar que se aprovecha durante el día y, por ende, la

cantidad de electricidad que se genera. A continuación, se detallan los ángulos solares más importantes (electricidad, 2021):

- **Altitud Solar o inclinación ($\boldsymbol{\beta opt}$):** La altitud solar es el ángulo formado por los rayos solares dirigidos al centro de la bóveda celeste y el plano horizontal; se mide a partir del plano del horizonte hacia al zenit de 0° a 90°. Una buena aproximación del ángulo de inclinación se muestra en la ecuación 2:

$$\boldsymbol{\beta opt = 3.7 + 0.69 * |\varphi|} \qquad \textbf{Ecuación 2}$$

$\boldsymbol{\beta opt}$: inclinación óptima en grados sexagesimales.

φ: latitud del sitio en grados sexagesimales.

- **Ángulo Cenital (θz):** El ángulo entre la vertical y la línea al sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación del haz en una superficie horizontal. El ángulo de elevación más el ángulo cenital forma un ángulo de 90 grados.
- **Ángulo Azimutal (ϒ):** Es el ángulo que forma el sol y el Norte, medido en sentido de rotación de las agujas de un reloj alrededor del horizonte del observador. El ángulo de acimut es la dirección de la brújula que señala de donde proviene la luz del sol. El ángulo de acimut varía durante todo el día. Además, este ángulo varía con la latitud y la época del año.

2.2.4.2. Curva de aprovechamiento solar

La curva de aprovechamiento solar, también conocida como curva de carga solar o curva de generación solar es una representación gráfica que muestra cómo la energía solar generada por un

sistema fotovoltaico (paneles solares) varía a lo largo del día. Esta curva es importante para comprender cómo se aprovecha la radiación solar disponible para la generación de energía eléctrica.

La curva de aprovechamiento solar generalmente tiene el tiempo en el eje horizontal y la generación de energía en el eje vertical. Aquí hay algunas características clave que suelen observarse en esta curva:

1. Pico de generación: La hora en que se alcanza el pico de generación solar, es decir, cuando los paneles solares están generando la mayor cantidad de energía eléctrica debido a una alineación óptima con la luz solar directa.
2. Generación durante condiciones nubladas: En días nublados o con cambios climáticos, la generación solar puede ser menos constante y tener picos más bajos. Esto se reflejará en la curva de aprovechamiento solar.
3. Ausencia de generación por la noche: Durante la noche, la curva mostrará que la generación solar es cero, ya que no hay luz solar disponible.

La forma de la curva de aprovechamiento solar dependerá de factores como la ubicación geográfica del sistema solar, la inclinación y orientación de los paneles solares, las condiciones climáticas locales y la capacidad de los paneles. Por ejemplo, los sistemas con seguimiento solar (paneles que siguen el movimiento del Sol) pueden tener curvas de generación más suaves y extendidas a lo largo del día en comparación con los sistemas fijos.

Comprender la curva de aprovechamiento solar es fundamental para diseñar sistemas de energía solar eficientes, planificar el uso de energía a lo largo del día y optimizar el rendimiento general de la instalación solar. En la figura 8 se aprecia claramente la curva de aprovechamiento solar dependiendo del sistema por utilizar.

2.2.5. Sistemas de almacenamiento de energía.

Una de las principales desventajas de las energías renovables es que estas dependen de los fenómenos atmosféricos para generar electricidad. Por ejemplo, en algunos casos es de la luz del sol, en otros de la intensidad del viento e, incluso, del movimiento del agua. El problema es que, por naturaleza, todos ellos son impredecibles y no están bajo nuestro control. En este punto, los sistemas de almacenamiento de energía se presentan como un aliado clave dentro del futuro de las energías renovables (Endesa, 2023).

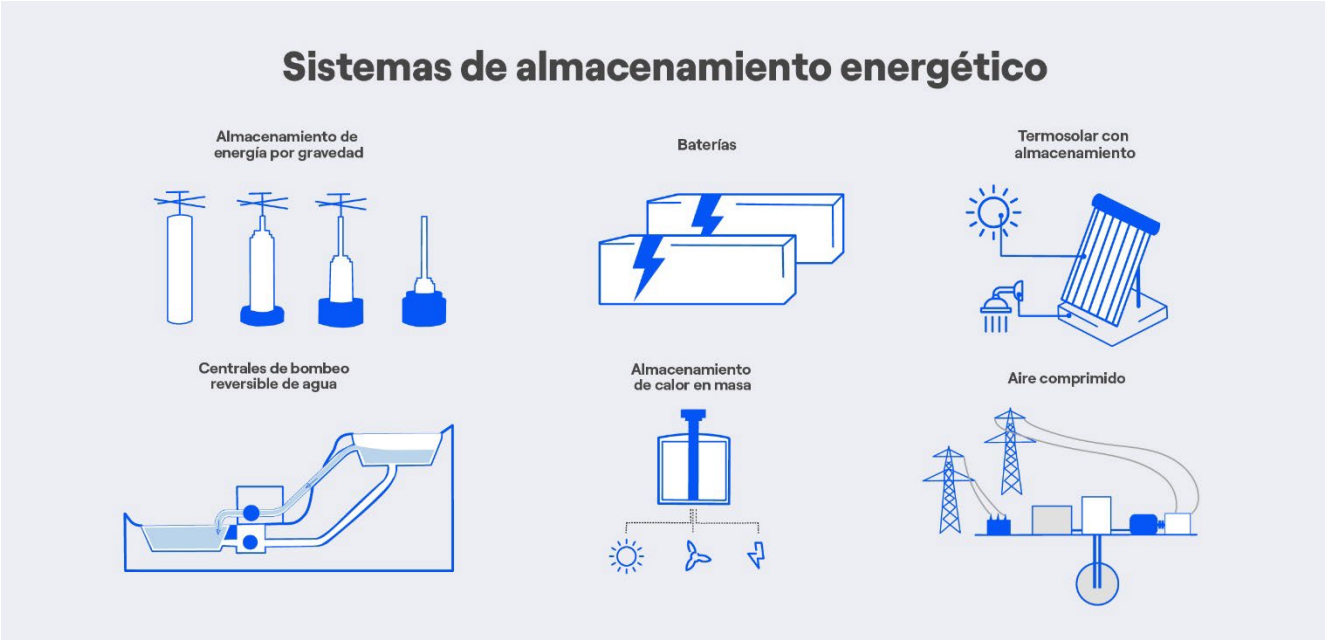


Figura 8 Sistemas de almacenamiento de energía. Fuente (Endesa, 2023)

De acuerdo con (Gómez-Ramírez, Meza, & Morales-Hernández, 2021), los principales sistemas de almacenamiento de energía son:

- Bombeo Hidráulico: Representa el 96% de la capacidad instalada de almacenamiento de energía en el mundo. La primera planta se construyó en 1929.

- Aire comprimido: Hay solo dos plantas comerciales con aire comprimido en el mundo, las cuales funcionan a través de una descompresión de un gas previamente comprimido por medio de una turbina para recuperar esa misma energía.
- Volante de inercia: consiste en un almacenamiento cinético en una masa giratoria. Las capacidades rondan entre 3 kWh y 133 kWh.
- Hidrógeno electrolisis: La electrolisis es el proceso en donde el agua se divide en hidrógeno y oxígeno, el cual puede utilizarse para generación de electricidad.
- Baterías de sales fundidas: Batería electroquímica que opera a altas temperaturas superiores a los 300ºC.
- Baterías electroquímicas: El principal problema de este sistema de almacenamiento, es que se convertirán en desechos tóxicos a futuro. Los vehículos eléctricos utilizan este tipo de baterías donde existen diferentes tipos de acuerdo con los componentes.

2.2.5.1. Principales características de las baterías

Las baterías convierten y almacenan la energía eléctrica en forma química, y posteriormente dicha energía es suministrada a un sistema o artefacto eléctrico cuando sea requerido (Guerra, 2013). A continuación, se presentan diferentes conceptos a conocer de las baterías:

- Ciclo: El tiempo que demora una batería en descargarse hasta el mínimo para luego cargarse hasta el 100%.
- Tensión de carga: Tensión necesaria para superar la resistencia de la batería a ser cargada.
- Capacidad nominal (Ah): Cantidad de energía eléctrica que se obtiene al realizar una descarga total de una batería 100 % cargada.

- Profundidad de descarga (DOD): Porcentaje de energía eléctrica utilizada respecto a la capacidad total de la batería.
- Estado de carga (SOC): Porcentaje de energía eléctrica acumulada respecto de la capacidad total de la batería.
- Eficiencia global: razón entre la energía que entrega la batería en la descarga y la energía que absorbe en el proceso de carga.
- Auto descarga: factor que indica que tanto se descarga la batería sin uso conforme para el tiempo. Entre menor sea por unidad de tiempo, mejor será la capacidad de la batería.

2.2.5.2. Tipos de baterías.

De acuerdo con (Gómez-Ramírez, Meza, & Morales-Hernández, 2021), los sistemas de baterías más utilizados son:

a) Plomo-ácido (Pb): Tecnología antigua. Presentan un alto riesgo por utilizar sustancias ácidas.

b) Alcalinas: de Níquel- Cadmio (Ni Cd): tiene una vida útil alta, su principal aspecto negativo es el Cadmio, el cual es un metal pesado muy contaminante.

c) Polímero Ion Litio (Li PO): estas baterías tienen un ciclo de vida mayor que las de Li-ion, sin embargo; su estabilidad se ve comprometida cuando se dan sobrecargas en sus ciclos de carga y descarga, por lo que requieren de una circuitería electrónica adicional para evitar problemas.

d) Litio: Ion Litio: tiene una gran capacidad de almacenamiento de energía, sin embargo; su costo es muy elevado y baja vida útil.

e) Cloruro de Níquel Sódico (Na Ni Cl): se conoce comercialmente como batería cebra. Tiene un amplio rango de temperatura de operación, así como una alta densidad de energía almacenada.

2.3. Marco Legal

De acuerdo con el decreto 43879 de la Gaceta Costa Rica del 1 de febrero 2023, se emite un reglamento a la ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables No 10086 del 7 de enero 2022. El objetivo es regular estos recursos con el sistema eléctrico nacional, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad. Continuidad, seguridad y sostenibilidad según las reglamentaciones del MINAE y ARESEP.

De acuerdo con el artículo 8 del mismo decreto, se establece las modalidades de operación para generación distribuida de autoconsumo:

a) Operación en isla.
b) Operación sin entrega de excedentes de energía a la red
c) Operación con entrega de excedentes.

En el artículo 9 se detallan las responsabilidades y obligaciones del propietario del sistema de los recursos distribuidos en operación en paralelo con o sin entrega de excedentes a la red. Entre los más importantes destacan:

- El cumplimiento del código eléctrico, y el diseño, inspección y construcción por un profesional debidamente incorporado en el CFIA.
- Para operación con excedentes, se deberá obtener la autorización por parte de la empresa eléctrica para su instalación.

En el artículo 10 se desglosan las responsabilidades y obligaciones de la empresa eléctrica al gestionar solicitudes de interconexión de acuerdo con las modalidades de operación antes mencionadas. Las más destacadas son:

- Informar mensualmente al propietario los excedentes entregados al sistema eléctrico nacional de acuerdo con ARESEP.
- Instalar según sea el caso un medidor de energía bidireccional según establezca ARESEP.

Dentro del capítulo 3 del decreto, se detalla la reglamentación de los sistemas de almacenamiento de energía (baterías), sus modos de operación y utilización.

2.4. Hipótesis

Se escoge una hipótesis de investigación del tipo causal direccional, donde hay una relación de causa-efecto entre las variables Se plantea por lo tanto la siguiente hipótesis de investigación:

¨Será factible técnica y financieramente, la utilización de sistemas fotovoltaicos sin sistemas de almacenamiento de energía; logrando beneficios económicos a empresas de bienes y servicios eléctricos".

3. Capítulo III

METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

3.1. Tipo de estudio

El presente es una investigación cuantitativa con tipo de estudio descriptivo, ya que se especifican las propiedades y características del fenómeno bajo estudio.

3.2. Paradigma de investigación

Es estudio de investigación es de paradigma cuantitativo. Se orienta a la recopilación, proceso y análisis de los datos definidos con el objetivo de brindar un panorama financiero aterrizado para la toma de decisiones gerenciales.

3.3. Instrumentos de recolección de datos

Tabla 3:Instrumentos de recolección de datos

Objetivo Planteado	Instrumento de medición	Fuente de Información	Forma de recolección	Forma análisis de los datos
Objetivo 1: Identificar el potencial energético para la generación distribuida en la búsqueda de reducción de costos mediante la utilización de recursos fotovoltaicos	Observación. Análisis de datos	Recopilación de la variable energía consumida por mes facturado desde la empresa comercializadora de energía ICE, así como la lectura de medición de energía de las cargas más importantes.	Se solicitará un reporte de facturas de consumo eléctrico mensual, durante 12 meses, asociado al consumo de Enersys. La medición de las cargas más importantes se realizará a través de equipos de medición de calidad de energía.	Análisis comparativo de los datos históricos de consumo y la información recolectada por los equipos de medición
Objetivo 2: Diseñar una propuesta de generación eléctrica mediante el dimensionamiento de un sistema de fotovoltaico que se ajuste a los requerimientos de demanda eléctrica de Enersys, para obtener el sistema adecuado que se ajuste en tamaño y costo	Observación. Análisis de parámetros y ecuaciones. Estimación y pronóstico.	Mediante la información recopilada a partir de cálculos mediante ecuaciones, PVSyst, NREL	Recopilación de hojas de datos de fabricantes y análisis de información.	Matriz de datos y cálculos para análisis de dimensionamiento de sistema.
Objetivo 3: Realizar un estudio mediante la utilización de indicadores económicos para la definición del retorno de inversión y a partir de qué año se obtienen realmente la disminución de costos eléctricos.	Análisis de indicadores, fórmulas y ecuaciones.	Con la información recopilada, se calculará mediante ecuaciones todos los indicadores financieros para un posterior análisis	Recopilación y análisis de información	Matriz de datos y cálculos para análisis de indicadores financieros.
Objetivo 4: Establecer un plan de implementación para la toma de decisiones gerenciales mediante el análisis de riesgos y administración de proyectos	Observación. Análisis de indicadores	A partir de la información de los indicadores financieros y teoría de administración de proyectos e información bibliográfica de otras investigaciones	Tabulación de riesgos y oportunidades asociados a la implementación del sistema fotovoltaico mediante información de fabricantes e investigación bibliográfica	Matrices de datos con ponderación de impacto y acciones a tomar.

3.4. Definición de prueba piloto

Para esta investigación en particular, no aplica una prueba piloto.

3.5. Técnicas para presentación y análisis de la información

En la siguiente tabla, se proponen las técnicas de presentación y análisis de información a desarrollar para cada objetivo.

Tabla 4: Técnicas para presentación y análisis de la información (Fuente: elaboración propia)

Objetivo	**Unidad de Análisis**	**Variable Dimensión**	**Indicador de logro**	**Tipo**	**Fuente**	**Técnica de análisis**
Objetivo 1: Identificar el potencial energético para la generación distribuida en la búsqueda de reducción de costos mediante la utilización de recursos fotovoltaicos	Consumo energético de la empresa	Energía y demanda en KWh	Identificar y analizar el 100% de la carga instalada.	Intervalo	Método de observación mediante la solicitud de histórico de consumo eléctrico de 12 meses al ICE.	Matriz de datos. Análisis comparativo de consumo energético mensual
Objetivo 2: Diseñar una propuesta de generación eléctrica mediante el dimensionamiento de un sistema de fotovoltaico que se ajuste a los requerimientos de demanda eléctrica de Enersys, para obtener el sistema adecuado	Costo de la demanda eléctrica mensual. Costos de instalación.	Costo de consumo de energía eléctrica mensual (col/mes). Área de instalación en metros cuadrados.	Un sistema de generación y almacenamiento mediante un sistema fotovoltaico que permita disminuir en un 25% las condiciones actuales de costo eléctrico mensual.	Intervalo	Fórmulas y ecuaciones. Hojas de datos de fabricantes. PVSyst, NREL, instituto meteorológico nacional.	Matriz de datos, Análisis comparativo de los parámetros más importantes

que se ajuste en tamaño y costo						
Objetivo 3: Realizar un estudio mediante la utilización de indicadores económicos para la definición del retorno de inversión y a partir de qué año se obtienen realmente la disminución de costos eléctricos.	Indicadores de financieros	Valor de la tasa Interna de retorno % (TIR)	TIR ≥ 13%.. Cuatro puntos porcentuales por encima de la TPM del Banco Central (2022)	Intervalo	Análisis de indicadores, fórmulas y ecuaciones.	Matriz de datos. Cálculo de indicadores, fórmulas y ecuaciones. Flujo de Caja.
Objetivo 4: Establecer un plan de implementación para la toma de decisiones gerenciales mediante el análisis de riesgos y administración de proyectos	Gestión de proyectos, análisis de riesgos Cumplimiento de proveedores	Riesgos y acciones de contingencia. Prioridad de acciones	Garantizar el éxito del proyecto en su totalidad (100%)	Ordinal	Método de observación. Hojas de evaluación a proveedores contra hitos del proyecto.	Matriz de datos. Análisis comparativo de riesgos.

3.6 Mapa Conceptual del Trabajo

A continuación, se presenta un mapa conceptual del proyecto de investigación:

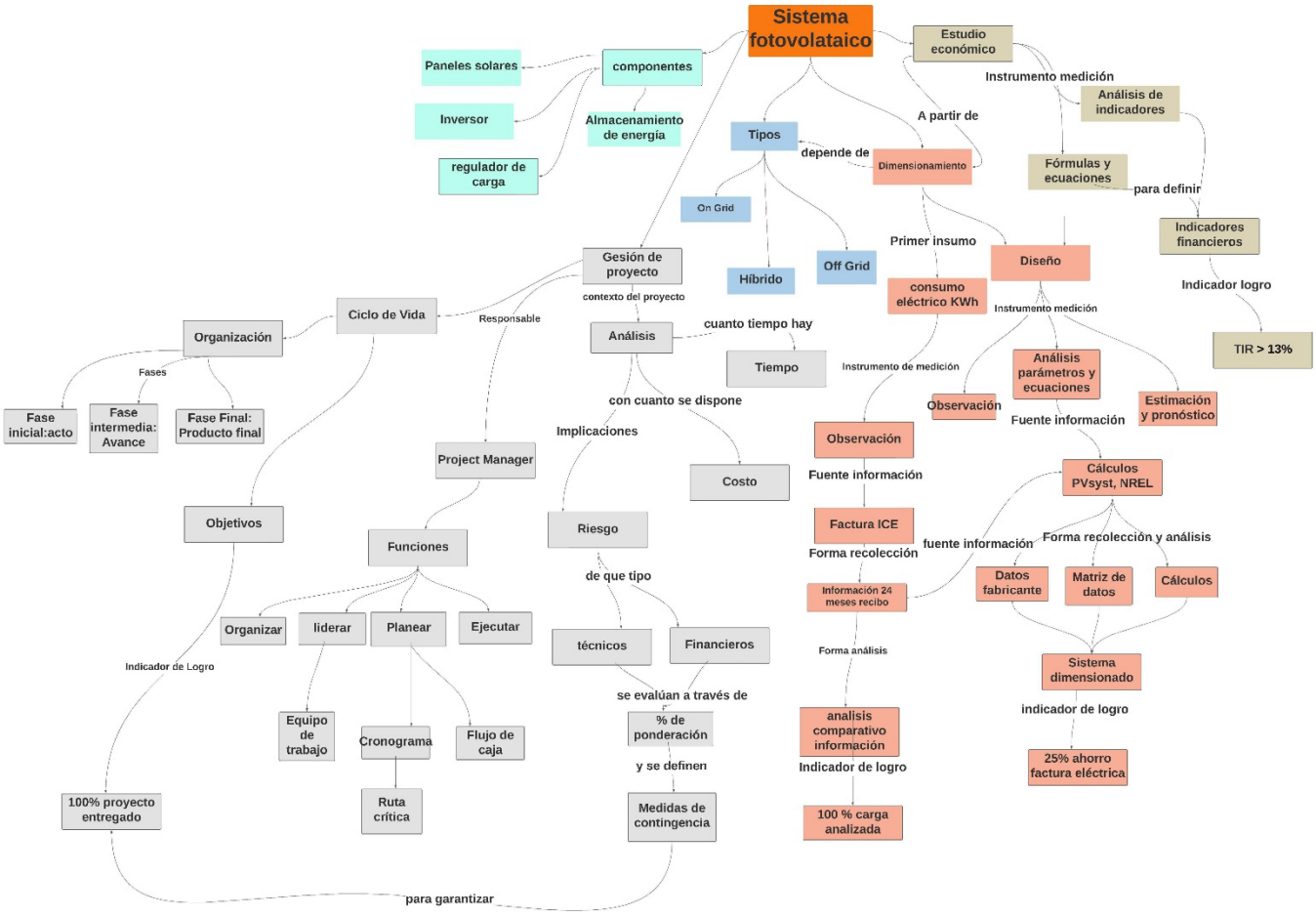


Figura 9 Mapa Conceptual de trabajo de Anteproyecto TFG. Fuente (Elaboración propia).

3.7 Cronograma de ejecución

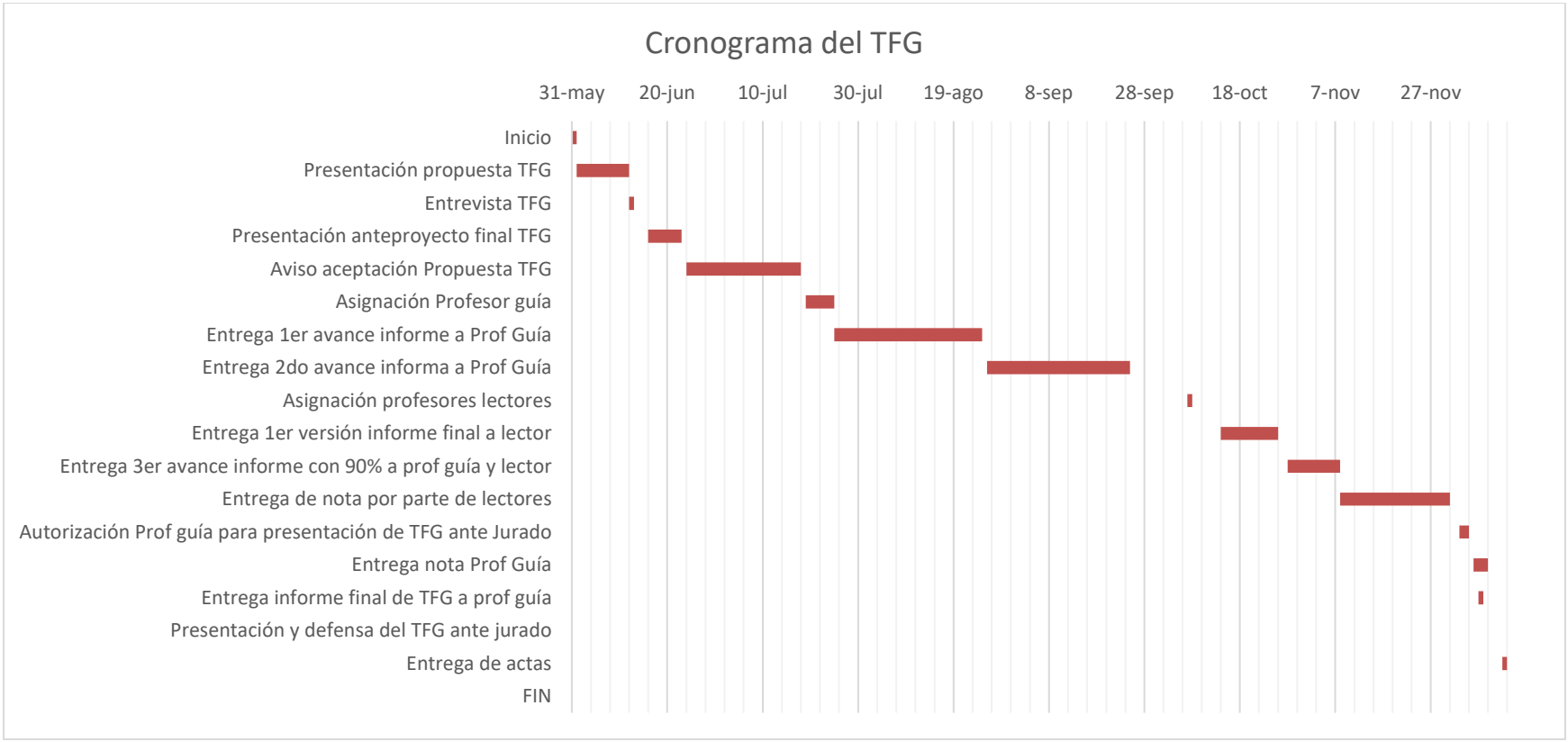


Figura 10 Cronograma de trabajo de Anteproyecto TFG. Fuente (Elaboración propia).

4. Capítulo IV

Análisis consumo y potencial eléctrico

4.1. Potencial eléctrico.

4.1.1. Ubicación geográfica.

Enersys se encuentra ubicada en el Centro de Comercio Internacional de Alajuela y actualmente tiene dos medidores, el de mayor consumo es en las oficinas y bodega (local #1negro 3883m^2); y el segundo es el local del el taller y la bodega secundaria (Local #2 verde 1286.45m^2), los cuales se pueden apreciar en la figura 11.

Tabla 5: Ubicación geográfica Enersys (Fuente: Google maps)

Latitud	10.00709
Longitud	-84.21274
Altitud (msn)	909
Temperatura (°C)	19-28

Figura 11 Ubicación de local principal y local secundario Enersys. Fuente (Elaboración propia).

Se revisa la estructura de los techos en los dos locales y se encuentran en buen estado para soportar la instalación de los paneles solares, donde el área efectiva disponible es de 2700 m^2 en local #1 y 900 m^2 en el local #2.

4.1.2. Ángulo de acimut e inclinación.

Los módulos fotovoltaicos reciben la mayor cantidad de energía cuando los rayos del sol inciden de manera perpendicular. Costa Rica está al norte del hemisferio, por lo que su ángulo de acimut es el óptimo si los paneles son orientados hacia el sur, por lo tanto, 180°. El ángulo también depende de la ubicación del local, techo y la caída del agua. Al utilizar la aplicación PVsyst, el ángulo acimut idóneo para la ubicación de los paneles es -20°.

En el ángulo de inclinación, y conociendo el valor de la latitud de la tabla 5, usamos la ecuación 2:

$$\boldsymbol{\beta_{opt}} = 3.7 + 0.69 * |10.00709|$$

$$\boldsymbol{\beta opt} = 10.604 \approx 11°$$

A partir de este valor, usamos el siguiente flujograma para obtener el $\boldsymbol{\beta_{opt}}$ final para el proyecto:

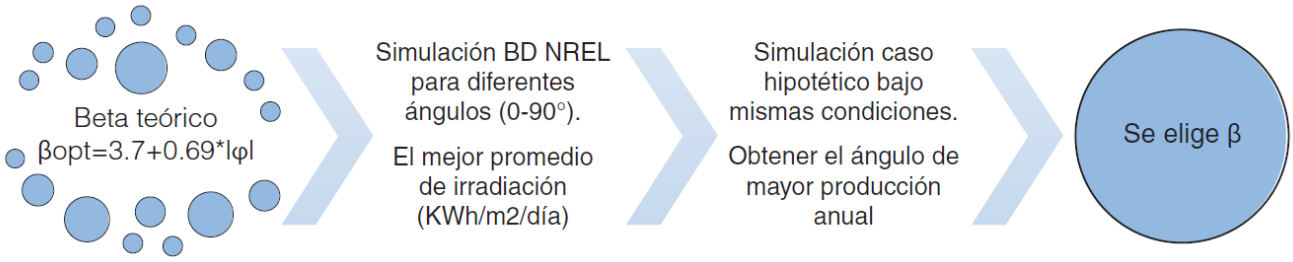


Figura 12 Flujograma para determinar el ángulo de inclinación óptimo Beta $\boldsymbol{\beta}$. Fuente (Bolaños & Gustavo, 2023).

4.2. Recurso solar

Se obtienen los valores de irradiación solar y energía kWh/año para distintos ángulos utilizando la página NREL (NREL, 2021). El mejor ángulo de elevación va directamente relacionado con la producción anual de energía, por lo que, en un caso hipotético, se procede a calcular con diferentes valores de ángulo de inclinación. Las condiciones del sistema son:

- Capacidad del sistema: 4 kW
- Pérdidas del sistema: 14.08 %
- Ángulo Acimut: -20 °.
- Eficiencia del inversor: 96%.

Tabla 6: Irradiación solar en kWh/m2/día y producción anual en kWh/año sobre Alajuela para distintas inclinaciones (Fuente: (NREL, 2021).

Ángulo inclinación/Mes	Ener	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual	Energía kWh/año
β: 0°	5.72	6.49	6.82	6.19	5.26	4.85	4.94	4.99	4.96	4.63	4.51	4.73	5.34	5649.00
β: 5°	6.03	6.74	6.92	6.15	5.16	4.74	4.85	4.94	4.98	4.73	4.69	4.99	5.41	5728.00
β: 7°	6.14	6.83	6.95	6.13	5.11	4.68	4.80	4.91	4.98	4.75	4.76	5.08	5.43	5745.00
β: 9°	6.24	6.91	6.96	6.09	5.05	4.62	4.75	4.87	4.97	4.78	4.82	5.17	5.44	5758.00
β: 11°	6.34	6.98	6.97	6.05	4.99	4.55	4.69	4.83	4.96	4.80	4.87	5.26	5.44	5763.00
β: 12°	6.39	7.01	6.97	6.03	4.96	4.52	4.66	4.80	4.95	4.80	4.90	5.29	5.44	5763.00
β: 13°	6.43	7.04	6.97	6.00	4.93	4.48	4.62	4.78	4.94	4.81	4.92	5.33	5.44	5762.00
β: 14°	6.47	7.07	6.97	5.98	4.89	4.45	4.59	4.75	4.93	4.81	4.94	5.37	5.44	5760.00
β: 15°	6.51	7.10	6.97	5.95	4.86	4.41	4.55	4.72	4.92	4.81	4.96	5.40	5.43	5753.00
β: 17°	6.59	7.14	6.95	5.89	4.78	4.33	4.48	4.67	4.89	4.82	5.00	5.47	5.42	5741.00
β: 20°	6.68	7.19	6.92	5.78	4.66	4.20	4.36	4.57	4.84	4.81	5.04	5.55	5.38	5707.00
β: 45°	6.79	6.92	5.96	4.42	3.27	2.87	3.06	3.41	3.99	4.32	4.93	5.69	4.64	4937.00
β: 90°	4.52	3.94	2.34	1.24	1.25	1.24	1.28	1.29	1.62	2.39	3.26	3.99	2.36	2463.00

De la tabla anterior podemos apreciar del ángulo β 9 al 14 la irradiación solar anual es la misma, sin embargo; en el ángulo 11 y 12 es donde se obtiene la mayor energía producida. Aunque los dos ángulos dan exactamente los mismos resultados, se elige ángulo de inclinación óptimo el β: 12°, ya que en verano tiene mejores resultados en irradiancia.

4.1. Hora solar pico (HSP)

La irradiación global diaria **"G_{dm}"** se obtiene de la página NREL, SOLARGIS o estaciones meteorológicas locales. El valor promedio obtenido de las bases de datos consultadas, da un valor de 5440 Wh/m^2 por día. El valor de hora solar pico se calcula de la siguiente manera:

$$HSP = \frac{Gdm[\frac{Wh}{m2}/día]}{1000[W/m2]} \qquad \textbf{Ecuación 3}$$

$$HSP = \frac{5440[\frac{Wh}{m2}/día]}{1000[W/m2]} = 5.440[horas/día]$$

$$HSP = 5.440[horas/día]$$

Se utilizará como parámetro de hora solar pico 5.44 horas/día.

4.2. Análisis consumo eléctrico

Se realizó una recolección de datos de los recibos de 12 meses de los dos locales y se pueden apreciar en las tablas 7 y 8 respectivamente. La tarifa por utilizar es la T-CO de comercio y servicios.

Tabla 7: Detalle consumo eléctrico de 12 meses local #1(Fuente: recibos ICE).

Fecha	Consumo (kWh)	Demanda Máxima (kW)	Costo demanda (₡)	IVA (₡)	Bomberos(₡)	Total Facturado
20/1/22	7589	40.15	₡416 145.52	₡115 963.44	₡1 920.40	₡1 032 450.00
27/2/22	8813	38	₡494 098.26	₡140 272.22	₡2 032.60	₡1 249 432.50
28/3/22	8813	45.04	₡522 772.16	₡148 415.91	₡2 150.65	₡1 323 265.00
28/4/22	10526	47.98	₡571 441.80	₡74 287.53	₡2 206.86	₡1 519 462.00
26/5/22	9302	43.82	₡521 896.20	₡135 693.02	₡2 206.85	₡1 383 620.00
26/6/22	9547	42.35	₡507 602.61	₡155 996.12	₡2 221.00	₡1 394 390.00
22/7/22	9058	40.64	₡44 898.84	₡137 071.01	₡2 046.90	₡1 221 380.00
22/8/22	8568	44.06	₡478 270.86	₡135 321.08	₡2 011.15	₡1 204 140.00
21/9/22	8813	39.17	₡378 547.50	₡116 696.24	₡1 790.55	₡1 035 395.00
21/10/22	8950	39.9	₡385 425.00	₡118 394.29	₡1 850.00	₡1 053 469.23
21/11/22	9058	40.88	₡374 211.02	₡113 859.60	₡1 696.00	₡1 014 315.40
22/12/22	8813	38.5	₡349 587.06	₡108 894.63	₡1 696.00	₡970 540.00

Tabla 8: Detalle consumo eléctrico de 12 meses local #2(Fuente: recibos ICE).

Fecha	Consumo (kWh)	Costo consumo (₡)	Alumbrado (₡)	IVA(₡)	Bomberos(₡)	Total Facturado
1/9/22	3180	₡ 349 036.80	₡ 9 603.60	₡ 45 374.80	₡ 3 361.40	₡ 407 375.00
1/10/22	2640	₡ 288 252.80	₡ 7 929.68	₡ 37 472.86	₡ 3 343.85	₡ 337 000.00
1/11/22	3660	₡ 338 769.00	₡ 9 259.20	₡ 44 040.05	₡ 2 834.65	₡ 394 905.00
1/12/22	2760	₡ 302 937.60	₡ 8 335.20	₡ 39 381.89	₡ 3 361.40	₡ 354 015.00
1/1/23	2280	₡ 212 387.15	₡ 5 816.94	₡ 27 610.33	₡ 2 852.80	₡ 248 665.00
1/2/23	3420	₡ 379 346.40	₡ 10 909.80	₡ 49 315.03	₡ 3 396.90	₡ 442 970.00
1/3/23	2520	₡ 279 518.40	₡ 8 038.40	₡ 36 337.39	₡ 3 396.90	₡ 327 290.00
1/4/23	2820	₡ 313 658.00	₡ 9 040.37	₡ 50 775.62	₡ 3 406.30	₡ 376 880.29
1/5/23	2400	₡ 289 008.00	₡ 8 832.00	₡ 37 571.04	₡ 3 687.85	₡ 339 100.00
1/6/23	3540	₡ 426 286.80	₡ 13 027.20	₡ 55 417.28	₡ 3 687.85	₡ 498 420.00
1/7/23	3120	₡ 375 824.80	₡ 11 498.24	₡ 48 857.22	₡ 3 689.00	₡ 439 870.00
1/8/23	3000	₡ 364 560.00	₡ 11 520.00	₡ 47 392.80	₡ 3 721.55	₡ 427 195.00

De acuerdo con la tabla 7, se puede apreciar que en local#1, se tiene un costo por demanda en kW adicional al consumo, lo que implica un análisis de calidad de energía para conocer en que lapsos sucede el pico de demanda.

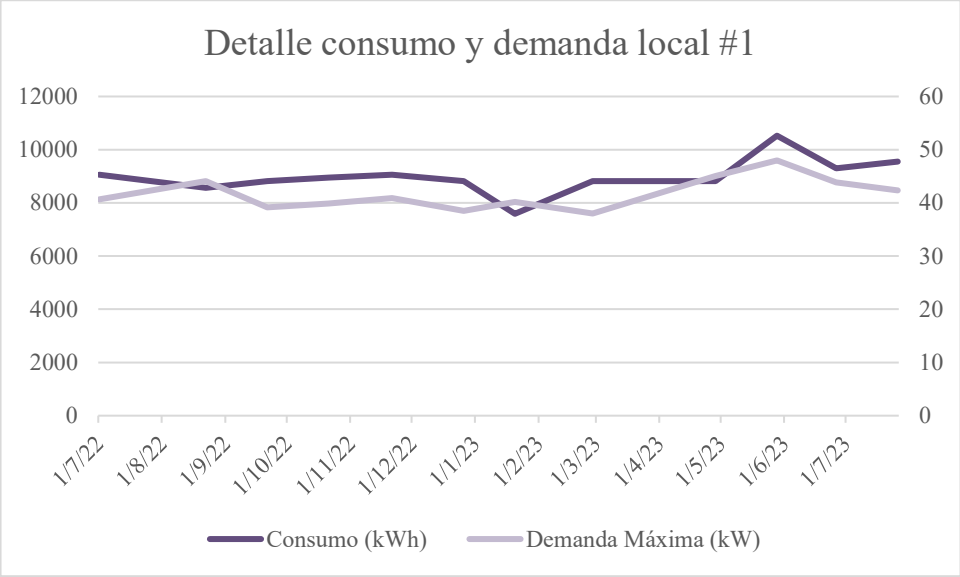


Figura 13 Detalle consumo y demanda local #1. Fuente (Recibos ICE).

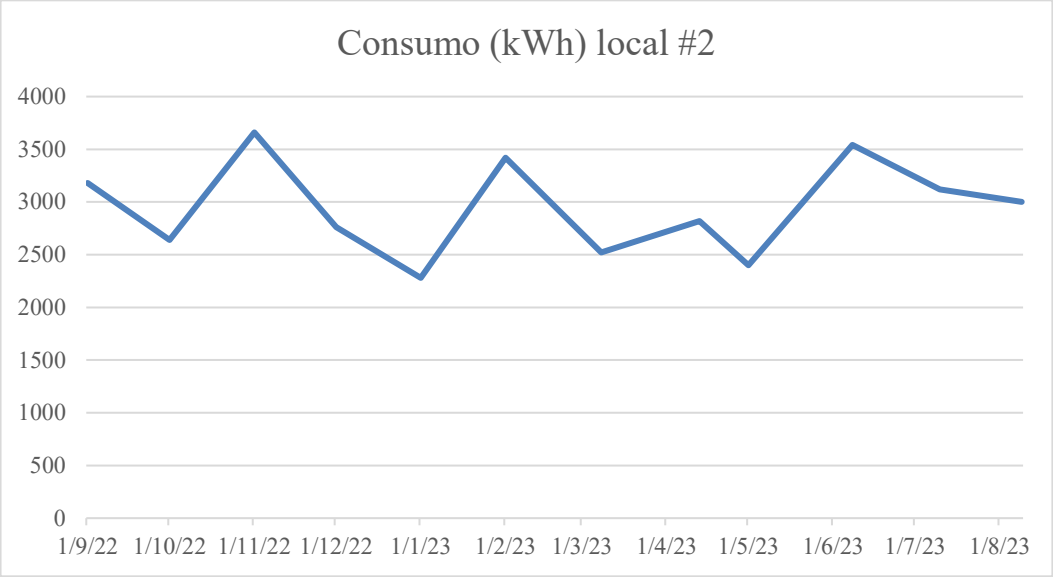


Figura 14 Detalle consumo local #2. Fuente (Recibos ICE).

4.2.1. Medición de energía y demanda local#1 con medidor de variables.

Para analizar la demanda máxima del recibo del local #1 se colocó un medidor de variables marca Circutor modelo AR6 durante 7 días naturales en el mes de setiembre 2023, donde los valores más altos se dan entre las 8 am y 5 pm, lo que significa una excelente noticia debido a que el 80% del consumo coincide con los picos de generación solar. El valor máximo de demanda medido fue 42.4 kW. En la comparativa contra el recibo eléctrico del mes de setiembre del ICE, el valor máximo de demanda fue de 42.7 kW.

Durante esa medición, se puede rescatar que la curva de carga semanal es:

- Lunes a viernes: 418.95 kWh promedio que es el horario de oficina.
- Sábado: 200.65 kWh promedio, solamente trabaja bodega.
- Domingo: 131.9 kWh promedio, es día descanso salvo alguna emergencia.

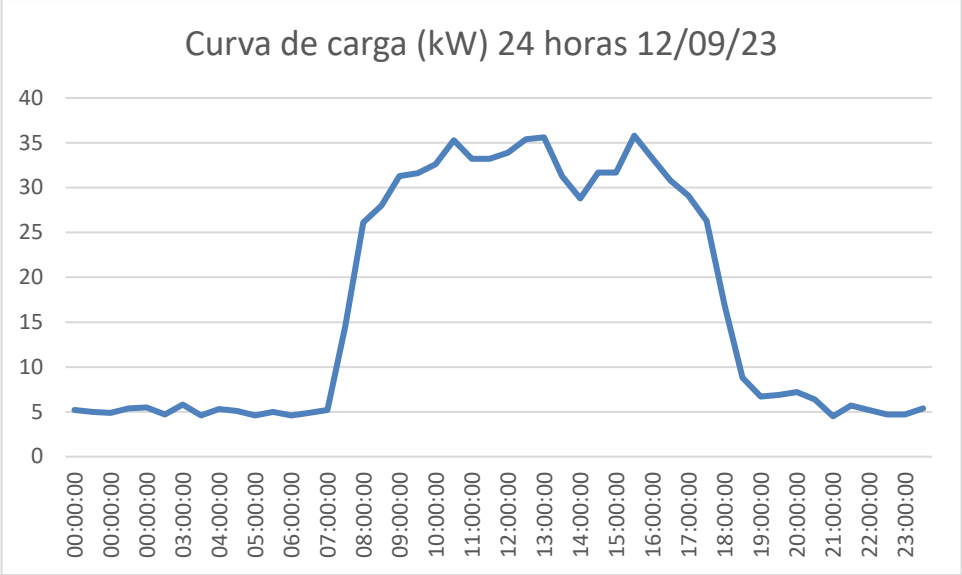


Figura 15 Curva de carga en kW 12/09/23 local #1. Fuente (Medidor de Variables Circutor AR6).

5. Capítulo V

Diseño sistema solar fotovoltaico

En el siguiente capítulo se procede a partir de la información obtenida del capítulo IV, a diseñar los siguientes sistemas fotovoltaicos:

- Sistema solar fotovoltaico con inyección a la red sin almacenamiento de energía (On-Grid).
- Sistema solar fotovoltaico híbrido, con inyección a la red y almacenamiento de energía.

5.1. Diseño Sistema Solar fotovoltaico con inyección a la red sin almacenamiento de energía (On Grid).

Este es el sistema más simple y de menor costo, ya que está conformado por paneles solares, inversores, protecciones, cables y estructuras. Se procederá con el diseño del sistema para posterior elegir los componentes.

5.1.1. Cálculo del rendimiento del sistema.

Se calcula mediante la ecuación (1):

$$R = (1 - Kb - Kc - Kv) * (1 - Ka * \frac{N}{Pd}) \qquad \text{ecuación (1)}$$

Donde:

- Kb: coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador. Este valor es 0 ya que no se posee acumulador de energía (baterías).
- Kc: coeficiente de pérdidas del inversor. Se elige 0.05 tomando en cuenta una eficiencia de 96% del inversor.
- Kv: coeficiente de pérdidas varias. Se elige 0.1 contemplando pérdidas atmosféricas, de cableado, sombreado, tolerancia de paneles, y pérdidas por temperatura.
- Ka: coeficiente de auto descarga diaria de las baterías. El valor es 0 ya que no se tiene banco de baterías.

- N: días de autonomía de la instalación. Se elige 0 ya que el sistema no va a tener energía almacenada.
- PD: profundidad de descarga. Se escoge 100 % debido a que el sistema no obtiene pérdidas por almacenamiento de energía.

Por lo tanto:

$$R = (1 - 0 - 0.05 - 0.1) * (1 - 0 * \frac{0}{1}) = 0.85$$

Lo que implica un rendimiento del sistema del 85%.

Del capítulo anterior, se obtiene que el consumo promedio de energía teórica mensual de 8987.5 kWh en el local #1 y 2945 kWh en el local #2, por lo que diario sería 299.58 kWh/día y 98.16 kWh/día respectivamente. La energía real sería:

$$E = \frac{ET(\frac{kWh}{día})}{R} \qquad \text{Ecuación (4)}$$

Para el local #1 es:

$$E = \frac{299.58(\frac{kWh}{día})}{0.85} = 352.44 \text{ kWh/día}$$

Y para el local #2 es:

$$E = \frac{98.16(\frac{kWh}{día})}{0.85} = 115.48 \text{ kWh/día}$$

Por lo tanto, se requiere una energía real de 352.44 kWh/ día para el local #1, y 115.49 kWh/día para abastecer el consumo energético.

5.1.2. Panel solar fotovoltaico.

El panel solar es el elemento más importante del sistema fotovoltaico, ya que es el que produce la corriente eléctrica para abastecer el consumo. Se define a continuación, una tabla de puntuación para escoger el mejor panel solar para el proyecto.

Tabla 9: Criterios para selección de Panel solar fotovoltaico (Fuente: Propia).

Criterio	**Puntaje**
% Eficiencia	10
Tecnología células	2.5
Garantía fabricación	5
Garantía potencia 25 años	5
Tolerancia potencia (W)	2.5
(Potencia/área) w/m2	10
Tipo Conector	5
Respaldo y presencia local	5
Coeficiente temperatura (%/ C)	15
Tensión máxima del sistema	5
Certificaciones	10
Relación costo/W2	25
Total	**100**

A partir de estos criterios, se escogen varios paneles para analizar en la tabla siguiente, donde a partir del puntaje el escogido es el JASOLAR JAM72S30-555/MR con una potencia máxima de 555 W. (ver hoja de datos en Anexo 10.1):

Tabla 10: Puntajes aplicados para selección de Panel solar fotovoltaico (Fuente: Propia).

Criterio	Puntaje	LONGI		Trina Solar		JASOLAR		PEIMAR	
Modelo Panel		LR5-72HPH-540	Pts	TSM-DE19R 575	Pts	JAM72S30-555/MR	Pts	OR10H550M	Pts
Eficiencia %	10	21.1	9.59	21.6	9.82	21.5	9.78	21.28	9.67
Tecnología células	5	Mono (Half-Cut cell , 9BB)	4	Mono (Half-Cut cell , 9BB)	4	Mono (Half-Cut cell , 11BB)	5	Mono (Half-Cut cell , 9BB)	4
Garantía fabricación (años)	5	12	4	12	4	12	4	20	5
Garantía potencia 25 años	5	84.80%	3	85%	3	85%	3	50%	2
Tolerancia potencia (W)	2.5	0+-5%	2.5	0+-5%	2.5	0+-5%	2.5	0+-5%	2.5
(Potencia/área)w/m2	10	211.26	9.6	216.38	9.84	215.11	9.82	192.7	8.75
Tipo Conector	2.5	MC4	2.5	MC4	2.5	QC4	2.5	MC4	2.5
Respaldo y presencia local	5	SI	5	NO	4	SI	5	SI	5
Coeficiente temperatura (%/ C	15	0.34	11	0.34	11	0.35	10	0.37	9
Tensión máxima del sistema	5	1500 VDC	5	1500 VDC	5	1500 VDC	5	1500VDC	5
Certificaciones	10	IEC 61730/IEC 61215	9	IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716	10	IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716	10	IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716	10
Relación costo/W2	25	0.203	19	0.174	25	0.177	24.5	0.2	19
Costo Unitario		110		100		98		110	
total	**100**		84.19		90.66		91.1		82.42

5.1.3. Cálculo de paneles fotovoltaicos.

Con el panel seleccionado JASOLAR del anexo 10.2, se procede a calcular la cantidad total de paneles requeridos para suministrar,

$$\boldsymbol{Np = \frac{E}{0.9 * Wp * HPS}} \qquad \text{Ecuación 5}$$

Donde W_p corresponde a la potencia máxima del panel a instalar. El 0.9 considera un 10% menor a las HSP de la base de datos elegida. Por lo tanto, los valores son para el local #1:

$$\boldsymbol{Np = \frac{352.44 kWh/día}{0.9 * 555W * 5.44h} = 129.7} \approx 130 \text{ paneles}$$

El panel tiene un tamaño de 2.583 m^2 por panel, por lo que sería en total 335.82 m^2, lo que es 12.6% del tamaño del local.

Para el local #2, se define:

$$\boldsymbol{Np = \frac{115.48 kWh/día}{0.9 * 555W * 5.44h} = 42.50} \approx 43 \text{ paneles}$$

Donde serían 111.07 m^2 a instalar en paneles, el cual también es un 12.6% del área total del local #2.

5.1.4. Selección de inversor.

A continuación, se analizan diferentes inversores en el mercado, los cuales tengan conexión a la red, y así como en los paneles solares, se definen en la tabla 11. La potencia total de salida requerida se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$PI = \frac{Et\left[\frac{kWh}{día}\right]}{HSP[\frac{h}{día}]} \text{ [kW]} \qquad \text{Ecuación 6}$$

Por lo que para el local #1, sería:

$$PI = \frac{352.44\left[\frac{kWh}{día}\right]}{5.44[\frac{h}{día}]}\text{ [kW] =64.78 kW}$$

Para el local #2:

$$PI = \frac{115.48\left[\frac{kWh}{día}\right]}{5.44[\frac{h}{día}]}\text{ [kW] =21.23 kW}$$

Por lo tanto, la potencia de salida de los inversores debe de ser de 64.78kW para el local #1 y 21.23 kW para el local #2.

El inversor a elegir, tiene que ir directamente relacionado con las características del panel fotovoltaico antes seleccionado, donde el rango de voltaje nos indica la cantidad de paneles a colocar en serie. Por un tema de protecciones, la corriente de corto circuito (ISC) del inversor tiene que ser mayor a las ISC del panel.

Tabla 11: Comparación de parámetros de inversores para local #1. (Fuente: Propia)

Marca	**SMA**	**Solís**	**Fronius**
Número de inversor	Inversor #1	Inversor #2	Inversor #3
Modelo	Sunny Highpower PEAK1	Solís-(75)K-5G-US	AGILO 75.0-3
N de MPPT	1	8	4
Máx. tensión MPPT (V)	1000V	1000V	950V
Tensión arranque	720V	195V	475V
Ran. De Volt MPPT (V)	685-800V	180-1000V	460-820V
Máx. corriente por MPPT(A)	4*35 A	8*26A	4*42.5 A
Max ISC (A)	4*52.5 A	8*40A	4*56.25A
Potencia nominal CA	75 KW	75 KW	75 KW
Tensión nominal CA	480 V	480V	400 V / 230 V
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Tipo conexión CA	trifásico	trifásico	trifásico
Costo	$ 10 815.00	$ 10 300.00	$ 13 600.00

Para definir la marca del inversor a elegir en el local #1, tiene que cumplir con todos los siguientes criterios, los cuales tienen que ser congruentes con el panel solar seleccionado.

Tabla 12: Criterios selección inversor local #1. (Fuente: Propia).

Criterio de selección	**Sunny Highpower PEAK1 SMA**	**Solís-(75)K-5G-US**	**AGILO 75.0-3 Fronius**
Potencia ≥65 kW	Cumple	Cumple	Cumple
Isc≥Isc panel(14.07A)	Cumple	Cumple	Cumple
Voc≥Voc panel (50.02V)	Cumple	Cumple	Cumple
Voltaje salida CA 208V	No cumple	No cumple	No Cumple

El voltaje de salida se soluciona con un transformador seco que, lo transforme al voltaje de operación del sistema 120/208V.

Al cumplir los inversores antes mencionados con los criterios de la tabla anterior, se escoge el modelo Solís-(75)K-5G-US, por lo siguiente:

- Menor costo.
- Mayor rango de voltaje MPPT, lo que permite más flexibilidad en la cantidad de paneles en serie a colocar.

Tabla 13: Comparación de parámetros de inversores para local #2. (Fuente: Propia)

Marca	SMA	Solís	Fronius
Número de inversor	Inversor #1	Inversor #2	Inversor #3
Modelo	Sunny Boy 7.7-US	S5-GR1P(8)K	Primo 8.2-3
N de MPPT	3	3	2
Máxima tensión MPP (V)	600V	600v	600v
Tensión arranque	125V	120V	80V
Ran. De Volt MPPT (A)	100-550V	100-500V	270-480V
Máxima corriente por MPPT(A)	10/10/10 A	14/14/14A	18/18 A
Máxima Isc (A)	18/18/18	22/22/22A	22.5/22.5 A
Potencia nominal CA	6660W	8000W	8200W
Tensión nominal CA	208V	220V	208/240V
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Tipo conexión CA	Monofásico	Monofásico	Monofásico
Costo	$ 1 980.00	$ 1 350.00	$ 2 200.00

Para escoger el inversor del local #2, los inversores tienen que cumplir los siguientes parámetros:

Tabla 14: Criterios selección inversor local #2. (Fuente: Propia)

Criterio de selección	Sunny Boy 7.7-US SMA	S5-GR1P(8)K Solís	Primo 8.2-3 Fronius
Potencia ≥22 kW	No cumple	Cumple	Cumple
Isc≥Isc panel(14.07A)	Cumple	Cumple	Cumple
Voc≥Voc panel (50.02V)	Cumple	Cumple	Cumple
Voltaje salida CA 208V	Cumple	Cumple	Cumple

Para potencias pequeñas, se puede trabajar con inversores monofásicos, los cuales, en las sumas de las cargas por fase, se dé la potencia deseada en el sistema trifásico.

El inversor marca SMA no cumple con lo solicitado. Con los criterios de la tabla anterior, se escoge el modelo Solís S5-GR1P(8)K(ver anexo 10.4), por lo siguiente:

- Menor costo.
- Mayor rango de voltaje MPPT, lo que permite más flexibilidad en la cantidad de paneles en serie a colocar

5.1.5. Cálculo de tensión, corriente máxima y corriente nominal para protecciones.

La tensión máxima de un sistema fotovoltaico en el circuito de salida de CD, se deberá calcular con la suma de la tensión de circuito abierto (Voc) de los módulos fotovoltaicos conectados en serie, multiplicada por un factor de corrección según la temperatura ambiente más baja esperada. Este parámetro se calculará con el objetivo de determinar la tensión nominal de

los cables, desconectadores, dispositivos de protección contra sobre corrientes y otros equipos. (NFPA70, 2014). Tomando en cuenta los factores de corrección del anexo 10.2, se define como facto 1.04, según la temperatura más baja esperado del sitio bajo estudio (19-33 °C).

Con respecto a la corriente máxima, se tiene que su valor máximo se calcula mediante la suma de las corrientes nominales de cortocircuito (Isc) de los módulos fotovoltaicos conectados en paralelo, y multiplicado por el 125%. Para el caso del valor nominal ($Inom$) de los dispositivos contra sobre corrientes, se calculará mediante la multiplicación de la corriente máxima por el 125%.

Local #1:

El inversor Solís-(75)K-5G-US tiene un rango de tensión CD MPPT de 180-1000V con un valor nominal de 600V, por lo que la cantidad de paneles en serie a conectar sería:

máxima cantidad de $\boldsymbol{Paneles\ serie}$= $\frac{1000V}{VmpV}$=$\frac{1000}{42.11}$=23.75≈24 $\boldsymbol{paneles\ en\ serie}$ Ecuación 7

mínima cantidad de $\boldsymbol{Paneles\ serie}$= $\frac{180V}{VmpV}$=$\frac{180}{42.11}$=4.27≈5 $\boldsymbol{paneles\ en\ serie}$ Ecuación 8

Donde:
Vmp: Tensión a máxima potencia del panel.

Según las ecuaciones 7 y 8, se debe elegir una cantidad entre 24 y 5 paneles en serie para conectar el inversor Solís-(75)K-5G-US, por lo que se eligen 16.25 paneles, redondeando a 17 paneles en serie. Para completar los 136 paneles, serían 8 MPPT a utilizar. Para cada MPPT (26 A), siendo el Voc del panel elegido 50.02 V, en un arreglo de 16 paneles sumaría 850.34 V, el cual es inferior al 1000V.

$Vmax = tensión\ de\ circuito\ abierto * Factor\ de\ corrección$ Ecuación 9

Donde:

$$Tensión\ de\ circuito\ abierto = \text{Voc panel} * \text{cantidad Paneles serie} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

Factor de corrección = 1.04

Voc panel =50.02 V

$$Vmax = 50.02 * 17 * 1.04 = 884.35 \approx 885\text{V}$$

Según el panel escogido, la máxima corriente I_{mp} que estaría entrando por MPPT es de 13.18 A y una corriente de corto circuito I_{sc} de 14.07 A, el cual es un valor inferior a la corriente que soporta por MPPT que es de 26 A.

En el caso de I_{max} se calcula:

$$Imax = Isc * 1.25 \quad \text{Ecuación 11}$$

$$Imax = 14.07 * 1.25 = 17.58\ A$$

Adicionalmente, se calcula la corriente nominal para definición de protecciones por sobre corriente:

$$Inom = Isc * 1.25 \quad \text{Ecuación 12}$$

$$Inom = 17.58 * 1.25 = 21.97 \approx 22\ \text{A}$$

Aplicando los mismos conceptos para el local #2, los rangos de tensión del inversor SOLÍS S5-GR1P(8)K, son de 100-500V, por lo que:

máxima cantidad de *Paneles serie* $= \frac{500V}{VmpV} = \frac{500}{42.11} = 11.87 \approx 12$ ***paneles en serie*** Ecuación 7

mínima cantidad de *Paneles serie* $= \frac{100V}{VmpV} = \frac{100}{42.11} = 2.37 \approx 3$ ***paneles en serie*** Ecuación 8

Como son 3 inversores en total, usaremos 8 paneles por MPPT, utilizando solo 2 MPPT de cada inversor para un total de 48 paneles solares,), siendo el Voc del panel elegido 50.02 V, en un arreglo de 8 paneles sumaría 400.16 V, el cual es inferior al 500V.

$$Vmax = 50.02 * 8 * 1.04 = 416.16 \approx 417V$$

Al ser el mismo panel, los valores de I_{max} e I_{nom}, son los mismos.

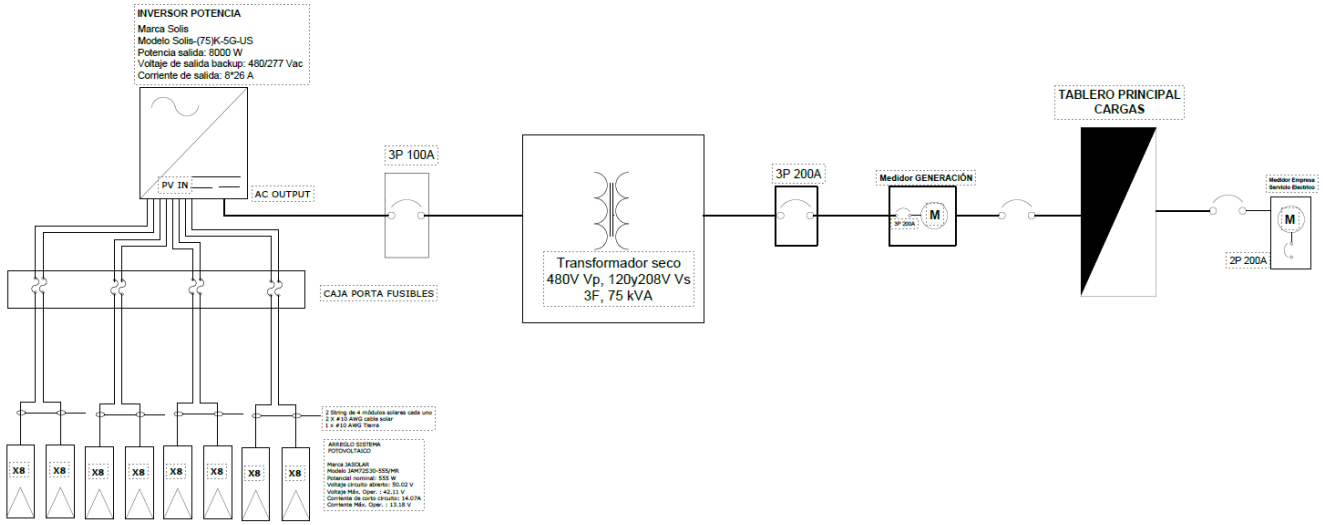


Figura 16 Esquema de conexión local #1 Sistema On-Grid. Fuente (Propia)

Figura 17 Distribución paneles en techo local #1 y #2 Sistema On-Grid. Fuente (PVSyst)

A continuación, se muestra la lista de materiales y el costo del proyecto:

Tabla 15: Desglose costos instalación sistema fotovoltaico local #1. (Fuente: Propia)

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
1	Paneles solares	136	$ 98.00	$ 13 328.00
2	Inversor	1	$ 6 500.00	$ 6 500.00
3	Caja protecciones DC	1	$ 270.00	$ 270.00
4	Transformador Seco 75 KVA 480 Vp/120/208V	1	$ 3 900.00	$ 3 900.00
5	Breaker en caja Nema 3R 480 V	1	$ 1 500.00	$ 1 500.00
6	Breaker en caja Nema 3R 208V	1	$ 980.00	$ 980.00
7	Breaker 100 AMPS a breaker existente	1	$ 500.00	$ 500.00
8	Cable solar #6 mm2	3060	$ 1.30	$ 3 978.00
9	Cable eléctrico AC	1	$ 3 900.00	$ 3 900.00
10	Tubería PVC AC	1	$ 800.00	$ 800.00
11	Soportería paneles solares	1	$ 2 500.00	$ 2 500.00
12	Canasta canalización cable solar	30	$ 65.00	$ 1 950.00
13	Gabinete medición producción	1	$ 500.00	$ 500.00
14	Mano de obra instalación y puesta en marcha	800	$ 6.00	$ 4 800.00
15	Gastos administrativos proveedor eléctrico	1	$ 600.00	$ 600.00
16	Conectores MC4	544	$ 1.50	$ 816.00
17	Utilidad empresa vendedora	1	$ 11 305.00	$ 11 305.00
			total sin IVA	**$ 58 127.00**
			Costo $/W	**$ 0.74**

Tabla 16: Desglose costos instalación sistema fotovoltaico local #2. (Fuente: Propia)

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
1	Paneles solares	48	$ 98.00	$ 4 704.00
2	Inversor	3	$ 1 350.00	$ 4 050.00
3	Caja protecciones DC	1	$ 270.00	$ 270.00
4	Breaker en caja Nema 3R 208 V	1	$ 1 100.00	$ 1 100.00
5	Breaker 70 AMPS a breaker existente	1	$ 500.00	$ 500.00
6	Cable solar #6 mm2	1080	$ 1.30	$ 1 404.00
7	Cable eléctrico AC	1	$ 1 350.00	$ 1 350.00
8	Tubería PVC AC	1	$ 420.00	$ 420.00
9	Soportería paneles solares	1	$ 925.00	$ 925.00
10	Canasta canalización cable solar	10	$ 65.00	$ 650.00
11	Gabinete medición producción	1	$ 500.00	$ 500.00
12	Mano de obra instalación y puesta en marcha	320	$ 6.00	$ 1 920.00
13	Gastos administrativos proveedor eléctrico	1	$ 600.00	$ 600.00
14	Conectores MC4	192	$ 1.50	$ 288.00
15	Utilidad empresa vendedora	1	$ 4 679.00	$ 4 679.00
			total sin IVA	**$ 23 360.00**
			Costo $/W	**$ 0.85**

5.2. Diseño Sistema Solar fotovoltaico híbrido con inyección a la red y almacenamiento de energía.

Los sistemas híbridos además de poder conectarse a la red, también ofrecen la posibilidad de almacenar energía de manera local con las siguientes ventajas, donde la única parte negativa es la parte económica, la cual analizaremos en el siguiente capítulo:

- Energía solar de más generada: se puede enviar al banco de baterías, y utilizar en el momento de no generación, lo que implica no pagar la respectiva tarifa de acceso.
- Altos costos de electricidad, con inflación anual. Con el sistema híbrido, prácticamente se puede trabajar Off-Grid, solamente en caso de los paneles ni las baterías puedan abastecer el sistema. Al poder conectarse a la red en casos de emergencia, nos permite no sobredimensionar el sistema, implicando costos adicionales.

- Cortes de suministro eléctrico: Con un buen sistema de respaldo, los cortes eléctricos no son un problema, y prácticamente se garantiza disponibilidad de electricidad en un porcentaje bastante alto.

Para efectos de análisis, solamente se contemplará el comparativo técnico y financiero con el local #1.

5.2.1. Cálculo del rendimiento del sistema.

Se calcula mediante la ecuación (1):

$$R = (1 - Kb - Kc - Kv) * (1 - Ka * \frac{N}{Pd}) \qquad \text{ecuación (1)}$$

Donde:

- Kb: coeficiente de pérdidas debidas al rendimiento del acumulador. Este valor es 0.05 ya que el sistema no produce descargas profundas.
- Kc: coeficiente de pérdidas del inversor. Se elige 0.05 tomando en cuenta una eficiencia de 96% del inversor.
- Kv: coeficiente de pérdidas varias. Se elige 0.09 contemplando pérdidas atmosféricas, de cableado, sombreado, tolerancia de paneles, y pérdidas por temperatura.
- Ka: coeficiente de auto descarga diaria de las baterías. El valor es 0.02, porque se estarían utilizando baterías de litio de muy baja auto descarga.
- N: días de autonomía de la instalación. Se elige 0.3 días de autonomía, ya que, al ser un sistema conectado a la red, se consideran 5 horas de respaldo y trabajar en un horario de día.
- PD: profundidad de descarga. Se escoge 80 % de PD

Por lo tanto:

$$R = (1 - 0.05 - 0.05 - 0.09) * (1 - 0.02 * \frac{0.2}{0.8}) = 0.7695$$

Lo que implica un rendimiento del sistema del 76.95%.

Del capítulo anterior, se obtiene que el consumo promedio de energía teórica mensual de 8987.5 kWh en el local #1 y 2945 kWh en el local #2, por lo que diario sería 299.58 kWh/día y 98.16 kWh/día respectivamente. La energía real sería:

$$E = \frac{ET(\frac{kWh}{día})}{R} \qquad \text{Ecuación (4)}$$

Para el local #1 es:

$$E = \frac{299.58(\frac{kWh}{día})}{0.7695} = 389.31 \text{ kWh/día}$$

Por lo tanto, se requiere una energía real de 389.31 kWh/ día para el local #1, para abastecer el consumo energético.

5.2.2. Cálculo de paneles fotovoltaicos.

Utilizando el mismo panel JASOLAR del anexo 10.1, se procede a calcular la cantidad total de paneles requeridos para suministrar,

$$\boldsymbol{Np = \frac{E}{0.9 * Wp * HPS}} \qquad \textbf{Ecuación 5}$$

Donde W_p corresponde a la potencia máxima del panel a instalar. El 0.9 considera un 10% menor a las HSP de la base de datos elegida. Por lo tanto, los valores son para el local #1:

$$\boldsymbol{Np = \frac{389.31 kWh/día}{0.9 * 555W * 5.44h} = 143.27} \approx 144 \text{ paneles}$$

El panel tiene un tamaño de 2.583 m^2 por panel, por lo que sería en total 371.95 m^2 y una potencia de 79.92 kW.

5.2.3. Cálculo de acumulador o banco de baterías.

La tensión del sistema a utilizar depende del consumo diario, entre mayor consumo se diseña a un voltaje mayor, con el fin de no utilizar tantas baterías para alcanzar la potencia necesitada:

- De 1 a 2000 Wh de consumo diario, se recomienda usar 12V.
- De 2001 a 4000 Wh de consumo diario, se recomienda usar 24V.
- De 4001 Wh en adelante, se recomienda utilizar 48V
- También en el mercado hay ciertas baterías que pueden utilizar voltajes altos, con potencias de 10 y 15 kWh, las cuales permiten menor corriente en las protecciones DC de las baterías.

Antes de escoger las baterías, es importante si son compatibles con el inversor híbrido. Se elige la batería de litio-ferro fosfato (LFP) marca GSL ENERGY modelo GSL 10000U-10kWh (ver Anexo 10.5), con las siguientes características:

- Capacidad nominal ($C_{baterías}$): 200 Ah.
- Profundidad de descarga Pd %: 80 %
- Voltaje nominal Vb: 51.2 V
- Tipo de batería: Litio LFP.

El parámetro de la batería Ah/día se calcula de la siguiente manera:

$$C=\frac{E\left[\frac{kWh}{día}\right]*N[días]}{Vb[V]*Pd[\%]}[\text{Ah}] \qquad \text{Ecuación (13)}$$

Para el local #1, sería:

$$C=\frac{389310*0.2}{51.2*0.8}[\text{Ah}]=1900.92\ \text{AH}$$

Seguidamente se calcula la cantidad de baterías requeridas:

$$\text{No de Baterías}=\frac{C[Ah]}{Cbaterías\ [Ah]} \qquad \text{Ecuación 14}$$

Donde,

$C_{baterías:}$ es la capacidad de las baterías en Ah.

$$\text{No de Baterías}=\frac{1900.92[Ah]}{200\ [Ah]}=9.5\approx 10 \text{ baterías}$$

5.2.4. Selección del inversor híbrido.

Para la selección del inversor, tiene que cumplir con los siguientes parámetros:

- Tensión del sistema: 48 VDC.
- Número de paneles: 144 paneles
- Demanda máxima: 47 kW
- Energía teórica: 389.31kWh/día.

  Se debe elegir el inversor que mejor se adapte a los requerimientos anteriores, la potencia del inversor se calcula de acuerdo con la ecuación 6, y adicionalmente que cumpla con la demanda máxima de 47 kW.

$$Pinv = \frac{389.31\ kwH/día}{5.44\ h/día} = 71.56.KW$$

Se elige el inversor S5-EH1P(6)K-L (Anexo 10.6) de marca Solís, el cual es compatible con la batería seleccionada. Los inversores al ser monofásicos se tienen que distribuir 4 inversores por fase para lograr la potencia requerida, por lo que se redondea a 12 baterías en total para que sean 1 batería por inversor.

5.2.5. Cálculo de tensión, corriente máxima y corriente nominal para protecciones.

El inversor Solís- S5-EH1P(6)K-L tiene un rango de tensión CD MPPT de 90-520V con un valor nominal de 3V, por lo que la cantidad de paneles en serie a conectar sería:

máxima cantidad de $\boldsymbol{Paneles\ serie}$= $\frac{520V}{VmpV}$=$\frac{520}{42.11}$=12.34≈12 $\boldsymbol{paneles\ en\ serie}$ Ecuación (7)

mínima cantidad de $\boldsymbol{Paneles\ serie}$= $\frac{90V}{VmpV}$=$\frac{90}{42.11}$=2.13≈3 $\boldsymbol{paneles\ en\ serie}$ Ecuación 8

Donde:
Vmp: Tensión a máxima potencia del panel.

Según las ecuaciones 7 y 8, se debe elegir una cantidad entre 12 y 3 paneles en serie para conectar el inversor S5-EH1P(6)K-L, por lo que se eligen 6 paneles por MPPT, en serie por inversor. Para completar los 120 paneles, sería 2 MPPT a utilizar por inversor. Para cada MPPT (15 A), siendo el V_{oc} del panel elegido 50.02 V, en un arreglo de 5 paneles sumaría 250.1 V, el cual es inferior al 520V.

$$\text{Vmax} = \text{tensión de circuito abierto} * \text{Factor de corrección} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

$$Tensión\ de\ circuito\ abierto = \text{Voc panel} * \text{cantidad Paneles serie} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

Factor de corrección = 1.04

VOC Panel =50.02 V

$$Vmax = 50.02 * 5 * 1.04 = 260.1 \approx 261\text{V}$$

Según el panel escogido, la máxima corriente I_{mp} que estaría entrando por MPPT es de 13.18 A y una corriente de corto circuito I_{sc} de 14.07 A, el cual es un valor inferior a la corriente que soporta por MPPT que es de 15 A.

En el caso de IMAX se calcula:

$$Imax = Isc * 1.25 \qquad \text{Ecuación 11}$$

$$Imax = 14.07 * 1.25 = 17.58\ A$$

Adicionalmente, se calcula la corriente nominal para definición de protecciones por sobre corriente:

$$Inom = Isc * 1.25 \qquad \text{Ecuación 12}$$

$$Inom = 17.58 * 1.25 = 21.97 \approx 22\ \text{A}$$

A continuación, se presenta en la siguiente tabla, el desglose de costos de instalar un sistema fotovoltaico On-Grid con sistema de almacenamiento:

Tabla 17: Desglose costos instalación sistema fotovoltaico local #1 con baterías. (Fuente: Propia)

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Total
1	Paneles solares	144	$ 98.00	$ 14 112.00
2	Inversor	12	$ 2 350.00	$ 28 200.00
3	Caja protecciones DC	2	$ 270.00	$ 540.00
4	Baterías 48 VDC 200AH 10 KW	12	$ 2 000.00	$ 24 000.00
5	Tablero Inversores	1	$ 950.00	$ 950.00
6	Breaker en caja Nema 3R 208V	1	$ 980.00	$ 980.00
7	Breaker 200 AMPS a breaker existente	1	$ 650.00	$ 650.00
8	Cable solar #6 mm2	4320	$ 1.30	$ 5 616.00
9	Cable eléctrico AC	1	$ 5 900.00	$ 5 900.00
10	Tubería PVC AC	1	$ 2 450.00	$ 2 450.00
11	Soportería paneles solares	1	$ 2 700.00	$ 2 700.00
12	Canasta canalización cable solar	45	$ 65.00	$ 2 925.00
13	Gabinete medición producción	1	$ 500.00	$ 500.00
14	Mano de obra instalación y puesta en marcha	1	$ 5 500.00	$ 5 500.00
15	Gastos administrativos proveedor eléctrico	1	$ 600.00	$ 600.00
16	Conectores MC4	48	$ 1.50	$ 72.00
17	Utilidad empresa vendedora	1	$ 18 668.00	$ 18 668.00
			total sin IVA	**$ 114 363.00**
			Costo $/W	**$ 1.46**

En la siguiente gráfica se puede ver en detalle el sistema híbrido, con batería On Grid. El detalle es de 4 inversores por fase, por lo que en la gráfica se coloca 1 inversor y este se multiplica x4 por cada fase. Posteriormente, cada inversor se conecta a un tablero de inversores para conectarse de manera trifásica al medidor de generación.

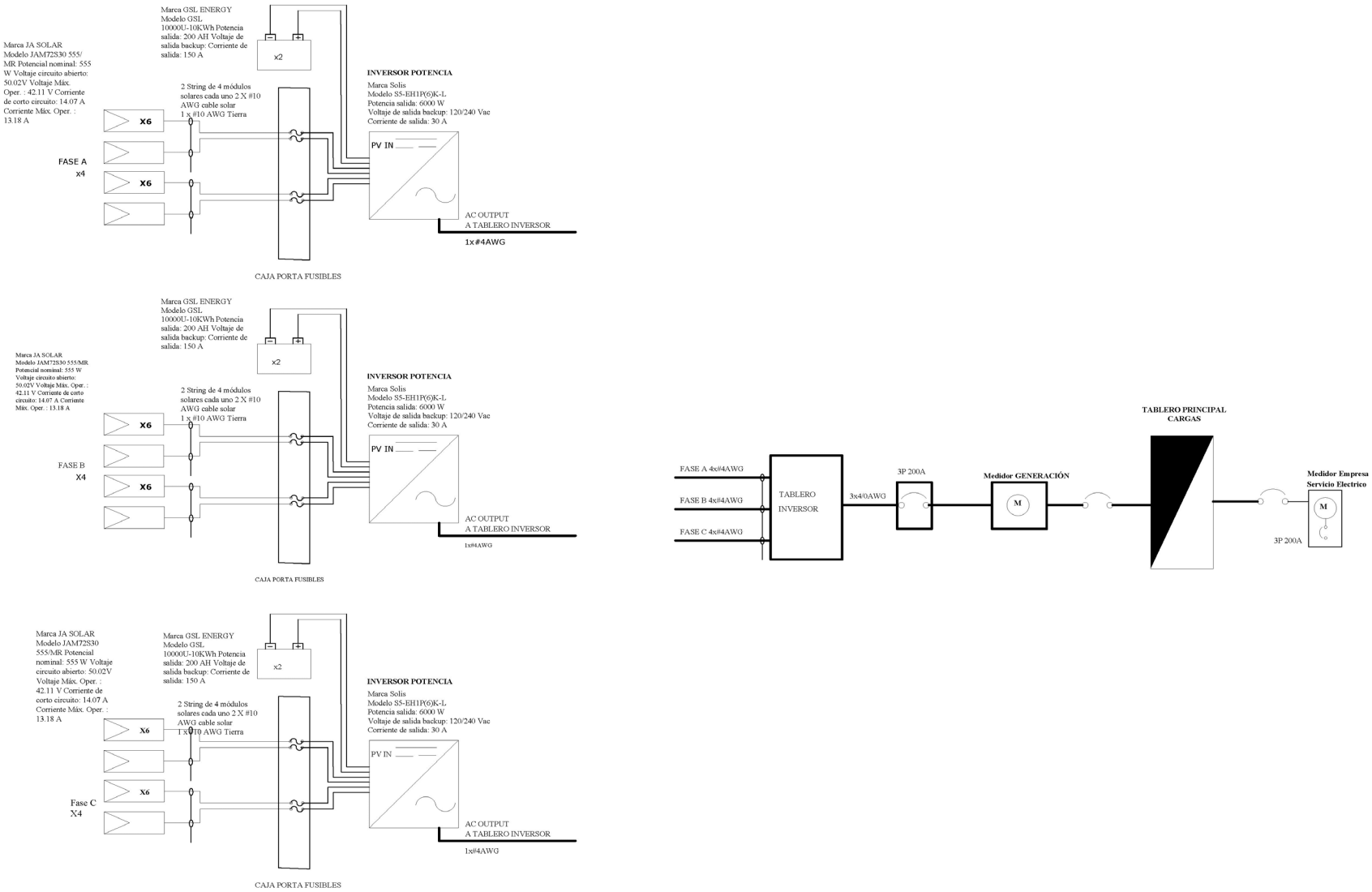


Figura 18 Distribución sistema fotovoltaico On Grid con almacenamiento. Fuente (Propia)

6. Capítulo VI

Estudio financiero.

En la siguiente sección se determinará la viabilidad del proyecto para los dos escenarios propuestos, desde el punto de vista financiero. Se analiza los costos asociados del proyecto, así como los ahorros esperados, permitiendo de esta manera proyectar la rentabilidad de este. A continuación, se utilizarán los principales indicadores financieros para determinar la viabilidad económica del proyecto:

- Valor Actual Neto (VAN): es un concepto financiero que se utiliza para evaluar la rentabilidad de una inversión o proyecto. Se calcula al descontar los flujos de efectivo futuros generados por la inversión a una tasa de descuento específica y luego sustraer el costo inicial de la inversión. El VAN es una medida fundamental en la toma de decisiones de inversión, ya que indica si un proyecto generará o no un retorno positivo para los inversionistas.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): Representa la tasa de rendimiento a la que el valor presente de los flujos de efectivo futuros de un proyecto es igual al costo inicial de la inversión. En otras palabras, la TIR es la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto sea igual a cero. La TIR se utiliza para determinar si un proyecto o inversión es atractivo. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento utilizada para evaluar el proyecto (generalmente el costo de capital de la empresa o el rendimiento mínimo requerido), el proyecto se considera rentable. Si la TIR es igual o menor que la tasa de descuento, el proyecto podría no ser atractivo.

- Periodo de recuperación de la inversión (PRI): es el tiempo que se tarda en obtener de vuelta la cantidad de dinero que se invirtió inicialmente en un proyecto o activo.

- Periodo de recuperación de inversión descontado (PRID): evalúa el tiempo que se necesita para recuperar el costo inicial de una inversión teniendo en cuenta el valor temporal del dinero.

6.1. Análisis Sistema Solar fotovoltaico con inyección a la red sin almacenamiento de energía (On Grid).

Primeramente, se analizará el sistema fotovoltaico con inyección a la red sin almacenamiento; donde se estima el ahorro anual, donde posteriormente se calcularán indicadores financieros.

6.1.1. Rendimiento energético estimado.

A continuación, se presenta una tabla que muestra la producción energética del sistema fotovoltaico versus el consumo actual. En la tabla se observa una generación mínima en Junio de 9142 kWh y una máxima en Marzo 14014 kWh.

Tabla 18: Desglose rendimiento sistema On Grid sin almacenamiento local #1. (Fuente: PvSyst)

Fecha	Generación solar (kWh)	Consumo (kWh)	Energía consumida directamente paneles Wh)	Energía enviada a la red (kWh)	Energía consumida de la red (kWh)	Diferencia entregada vrs consumido red (kWh)	Costo tarifa acceso ($0.042xkWh)	Consumo anual eléctrico evitado (kWh)
20/1/22	13174	7589	6071.2	2900	1517.8	1382.2	$ 121.80	7453.4
27/2/22	12845	8813	7050.4	2900	1762.6	1137.4	$ 121.80	8187.8
28/3/22	14014	8813	7050.4	2900	1762.6	1137.4	$ 121.80	8187.8
28/4/22	11828	10526	8420.8	2900	2105.2	794.8	$ 121.80	9215.6
26/5/22	10244	9302	7441.6	2802.4	1860.4	942	$ 117.70	8383.6
26/6/22	9142	9547	7637.6	1504.4	1909.4	-405	$ 63.18	7232.6
1/7/22	9638	9058	7246.4	2391.6	1811.6	580	$ 100.45	7826.4
22/8/22	9938	8568	6854.4	2900	1713.6	1186.4	$ 121.80	8040.8
21/9/22	10069	8813	7050.4	2900	1762.6	1137.4	$ 121.80	8187.8
21/10/22	10162	8950	7160	2900	1790	1110	$ 121.80	8270
21/11/22	9983	9058	7246.4	2736.6	1811.6	925	$ 114.94	8171.4
26/12/22	11073	8813	7050.4	2900	1762.6	1137.4	$ 121.80	8187.8
Total	**132110**	**107850**	**86280**	**32635**	**21570**	**11065**	**$ 1 370.67**	**97345**

Cálculo de CO_2 equivalente:

$$CO_2[\text{Ton}]=\frac{Consumo\ anual\ eléctrico\ evitado[kWh]*Factor\ de\ emisión\ (kg\ de\ CO2\frac{eq}{kWh})}{1000} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

Factor de emisión CO_2: 0.0557[Kg/kWh]. Ver anexo 10.7

$$CO_2=\frac{97345*0.0557}{1000}=5.42\ Ton$$

Aplicando lo mismo para el local #2, tenemos:

Tabla 19: Desglose rendimiento sistema On Grid sin almacenamiento local #2. (Fuente: PvSyst)

Fecha	Generación solar (kWh)	Consumo (kWh)	Energía consumida directamente paneles kWh)	Energía enviada a la red (kWh)	Energía consumida de la red (kWh)	Diferencia entregado vrs consumido red (kWh)	Costo tarifa acceso ($0.042xkWh)	Consumo anual eléctrico evitado (kWh)
1/1/23	4529	2280	1824	2705	456	2249	$ 113.61	4073
1/2/23	4456	3420	2736	1720	684	1036	$ 72.24	3772
8/3/23	4930	2520	2016	2914	504	2410	$ 122.39	4426
13/4/23	4212	2820	2256	1956	564	1392	$ 82.15	3648
1/5/23	3677	2400	1920	1757	480	1277	$ 73.79	3197
8/6/23	3292	3540	2832	460	708	-248	$ 19.32	2584
10/7/23	3469	3120	2496	973	624	349	$ 40.87	2845
9/8/23	3555	3000	2400	1155	600	555	$ 48.51	2955
1/9/22	3550	3180	2544	1006	636	370	$ 42.25	2914
1/10/22	3549	2640	2112	1437	528	909	$ 60.35	3021
1/11/22	3449	3660	2928	521	732	-211	$ 21.88	2717
1/12/22	3798	2760	2208	1590	552	1038	$ 66.78	3246
Total	**46466**	**35340**	**28272**	**18194**	**7068**	**11126**	**$ 764.15**	**39398**

Cálculo de CO_2 equivalente:

$$CO_2[\text{Ton}]=\frac{Consumo\ anual\ eléctrico\ evitado[kWh]*Factor\ de\ emisión\ (kg\ de\ CO2\frac{eq}{kWh})}{1000} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

Factor de emisión CO_2: 0.0557[Kg/kWh]. Ver anexo 7

$$CO_2=\frac{39398*0.0557}{1000}=2.19\ Ton$$

6.1.2. Análisis de ahorro.

En las siguientes tablas, se muestran los detalles del ahorro tanto en dinero como Ton equivalentes en CO_2 anualmente, donde se puede apreciar un ahorro de un 93.18% en el costo del recibo eléctrico y 5.42 Ton en CO_2 en el local #1 y un 89.55% de ahorro y 2.19 Ton en CO_2

Tabla 20: Análisis de ahorro anual sistema fotovoltaico On Grid sin almacenamiento local #1.

(Fuente: Propia).

Facturación con sistema fotovoltaico		Antes	Después
Demanda de factura anual kW		500.49	
Consumo de energía anual kWh		107850	107850
Generación anual de energía		0	132110
Cargo anual por energía < 3000 kWh	$0.21	$0.00	$83.43
Cargo anual por energía > 3000 kWh	$0.12	$11 749.00	$0.00
Costo por tarifa acceso	$0.04	$0.00	$1 370.67
Cargo anual por demanda	$20.38	$9 430.00	
Cargo por alumbrado público	$0.26	$628.00	$3.14
Impuesto valor agregado IVA		$2 805.36	$189.03
Tributo Bomberos		$44.54	$35.00
Total		$24 656.89	$1 681.28
Ahorro anual	93.18%	$22 975.62	
Ahorro ambiental	5.42 Ton CO_2 equivalente		

Para el local #2, realizamos lo mismo:

Tabla 21: Análisis de ahorro anual sistema fotovoltaico On Grid sin almacenamiento local #2. (Fuente: Propia).

Facturación con sistema fotovoltaico		Antes	Después
Demanda de factura anual kW		0	0
Consumo de energía anual kWh		35340	35340
Generación anual de energía		0	46466
Cargo anual por energía < 3000 kWh	$0.21	7258	$ 51.09
Cargo anual por energía > 3000 kWh	$0.12	$0.00	$0.00
Costo por tarifa acceso	$0.04	$0.00	$764.15
Cargo anual por demanda	$20.38	$0.00	$0.00
Cargo por alumbrado público	$0.26	$628.00	$3.14
Impuesto valor agregado IVA		$962.12	$105.98
Tributo Bomberos		$75.44	$8.15
Total		$ 8 923.56	$932.51
Ahorro anual	89.55%	$	7 991.05
Ahorro ambiental	2.19 Ton CO_2 equivalente		

6.1.3. Inversión.

De la tabla 14 del capítulo anterior, se obtiene que la inversión inicial para el local #1 sin almacenamiento es de 58 127 USD y de la tabla 15 se obtiene para el local #2, 23 360 USD.

6.1.4. Indicadores financieros.

A la hora de analizar los indicadores financieros en la planta fotovoltaica, hay que tomar las siguientes condiciones:

- Con la nueva ley, no hay límite de energía enviada a la red.
- Tarifa más reciente publicada por el ICE ((ICE, 2024)
- Incremento anual en costos de energía de 4.4%
- Degradación anual en la producción solar 0.75%

- Incremento anual en costo por mantenimiento 2%
- Prima de riesgo 10%.
- Se procede con un flujo financiero a 10 años, tomando en cuenta el equipo con menor periodo de garantía más bajo el cual es el inversor.

En las siguientes tablas, se presentará el flujo financiero después de la simulación de la simulación del sistema fotovoltaico On Grid sin financiamiento y con financiamiento

Tabla 22: Flujo financiero a 10 años de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid sin financiamiento local #1 (fuente: propia)

Concepto	Año 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión total	-$58 127.00										
Mantenimiento		$900.00	$918.00	$937.00	$956.00	$976.00	$996.00	$1 015.00	$1 037.00	$1 058.00	$1 079.50
Ingresos		$22 975.62	$23 846.00	$24 749.35	$25 686.92	$26 660.01	$27 669.96	$28 718.18	$29 806.10	$30 935.24	$32 107.15
Flujo Neto de Efectivo	-$58 127.00	$22 075.62	$22 928.00	$23 812.35	$24 730.92	$25 684.01	$26 673.96	$27 703.18	$28 769.10	$29 877.24	$31 027.65
VA		$21 145.23	$21 036.09	$20 926.70	$20 817.96	$20 709.06	$20 600.82	$20 493.97	$20 385.54	$20 278.50	$20 171.76
PRID		-$36 981.77	-$15 945.68	**$4 981.02**	$25 798.98	$46 508.04	$67 108.86	$87 602.83	$107 988.37	$128 266.88	$148 438.64

TIR	40%
VAN	$148 438.64
PRI	2.19 años
PRID	2.25 años
TMAR	15%

Tabla 23: Flujo financiero a 10 años de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid sin financiamiento local #2 (fuente: propia)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión total	$-23 360.00										
Mantenimiento		$400.00	$408.16	$416.49	$424.99	$433.67	$442.52	$451.55	$460.76	$470.17	$479.76
Ingresos		$7 991.05	$8 293.77	$8 607.96	$8 934.05	$9 272.50	$9 623.77	$9 988.34	$10 366.73	$10 759.45	$11 167.04
Flujo Neto de Efectivo	$-23 360.00	$7 591.05	$7 885.61	$8 191.47	$8 509.06	$8 838.83	$9 181.25	$9 536.79	$9 905.96	$10 289.28	$10 687.28
VA		$7 271.12	$7 234.93	$7 198.80	$7 162.75	$7 126.76	$7 090.86	$7 055.03	$7 019.28	$6 983.62	$6 948.04
PRID		$-16 088.88	$-8 853.96	**$-1 655.15**	$5 507.59	$12 634.36	$19 725.22	$26 780.25	$33 799.53	$40 783.15	$47 731.19
TIR	34%										
VAN	$47 731.19										
PRI	2.99 años										
PRID	3.06 años										
TMAR	15%										

Se procede a simular el financiamiento de 10 años con banco a una tasa de 8% anual.

Tabla 24: Simulación de financiamiento con banco local #1 sin almacenamiento (fuente: propia)

Financiamiento Banco local #1						
Inversión total	$58 127	**Año**	**Saldo deuda**	**Cuota**	**Interés**	**Amortización**
Préstamo	$46 502	2 025	$46 502	$6 770	$3 606	$3 165
Interés	$0	2 026	$43 337	$6 770	$3 343	$3 427
Plazo	$10	2 027	$39 910	$6 770	$3 059	$3 712
Cuota anual	$6 770	2 028	$36 198	$6 770	$2 751	$4 020
Monto	USD	2 029	$32 178	$6 770	$2 417	$4 353
		2 030	$27 825	$6 770	$2 056	$4 715
		2 031	$23 110	$6 770	$1 664	$5 106
		2 032	$18 004	$6 770	$1 241	$5 530
		2 033	$12 475	$6 770	$782	$5 989
		2 034	$6 486	$6 770	$285	$6 486
				Total	$21 202	$46 502

Tabla 25: Simulación de financiamiento con banco local #2 sin almacenamiento (fuente: propia)

Financiamiento Banco local #2						
Inversión total	$ 23 360	**Año**	**Saldo deuda**	**Cuota**	**Interés**	**Amortización**
Préstamo	$ 18 688	2 025	$ 18 688	$ 2 718	$ 1 448	$ 1 270
Interés	$ 0	2 026	$ 17 418	$ 2 718	$ 1 342	$ 1 376
Plazo	$ 10	2 027	$ 16 042	$ 2 718	$ 1 228	$ 1 490
Cuota anual	$ 6 770	2 028	$ 14 552	$ 2 718	$ 1 104	$ 1 614
Monto	USD	2 029	$ 12 938	$ 2 718	$ 970	$ 1 748
		2 030	$ 11 190	$ 2 718	$ 825	$ 1 893
		2 031	$ 9 298	$ 2 718	$ 668	$ 2 050
		2 032	$ 7 248	$ 2 718	$ 498	$ 2 220
		2 033	$ 5 028	$ 2 718	$ 314	$ 2 404
		2 034	$ 2 624	$ 2 718	$ 114	$ 2 604
				total	**$ 8 511**	**$ 18 668**

Tabla 26: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid con financiamiento local #1 (fuente: propia)

Concepto	Año 0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión total	-$58 127.00										
Mantenimiento		$900.00	$918.00	$937.00	$956.00	$976.00	$996.00	$1 015.00	$1 037.00	$1 058.00	$1 079.50
Pago intereses		$3 603.00	$3 343.00	$3 059.00	$2 751.00	$2 417.00	$2 056.00	$1 664.00	$1 241.00	$782.00	$285.00
Ingresos		$22 975.62	$23 846.00	$24 749.35	$25 686.92	$26 660.01	$27 669.96	$28 718.18	$29 806.10	$30 935.24	$32 107.15
Crédito	$46 501.60										
Pago Principal		$3 165.00	$3 427.00	$3 712.00	$4 020.00	$4 353.00	$4 715.00	$5 106.00	$5 530.00	$5 989.00	$6 486.00
Flujo Neto de Efectivo	-$11 625.40	$15 307.62	$16 158.00	$17 041.35	$17 959.92	$18 914.01	$19 902.96	$20 933.18	$21 998.10	$23 106.24	$24 256.65
VA		$14 662.47	$14 824.72	$14 976.23	$15 118.28	$15 250.40	$15 371.45	$15 485.73	$15 587.67	$15 682.84	$15 769.78
PRID		$3 037.07	$17 861.79	$32 838.01	$47 956.29	$63 206.69	$78 578.14	$94 063.86	$109 651.53	$125 334.37	$141 104.16
TIR	**137%**										
VAN	**$141 104.16**										
PRI	**0.76 años**										
PRID	**0.79 años**										
TMAR	**9%**										

Tabla 27: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid con financiamiento local #2 (fuente: propia)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión total	-$23 360.00										
Mantenimiento		$900.00	$918.00	$937.00	$956.00	$976.00	$996.00	$1 015.00	$1 037.00	$1 058.00	$1 079.50
Pago intereses		$148.00	$1 342.00	$1 228.00	$1 104.00	$970.00	$825.00	$668.00	$498.00	$314.00	$114.00
Ingresos		$7 991.05	$8 293.77	$8 607.96	$8 934.05	$9 272.50	$9 623.77	$9 988.34	$10 366.73	$10 759.45	$11 167.04
Crédito	$18 688.00										
Pago Principal		$1 270.00	$1 376.00	$1 490.00	$1 614.00	$1 748.00	$1 893.00	$2 050.00	$2 220.00	$2 404.00	$2 604.00
Flujo Neto de Efectivo	-$4 672.00	$5 673.05	$4 657.77	$4 952.96	$5 260.05	$5 578.50	$5 909.77	$6 255.34	$6 611.73	$6 983.45	$7 369.54
VA		$5 433.95	$4 273.43	$4 352.75	$4 427.80	$4 497.95	$4 564.23	$4 627.51	$4 685.01	$4 739.86	$4 791.10
PRID		$761.95	$5 035.39	$9 388.13	$13 815.93	$18 313.89	$22 878.12	$27 505.63	$32 190.64	$36 930.50	$41 721.60
TIR	**114%**										
VAN	**$41 721.60**										
PRI	**0.82 años**										
PRID	**1.67 años**										
TMAR	**9%**										

A continuación, se presenta una tabla resumen de ambos flujos financieros:

Tabla 28: Resumen de flujos de financiamiento a 10 años plazo local #1. (fuente: elaboración propia)

Detalle	Sin financiamiento	80% financiamiento
TMAR	15%	9%
Inversión inicial	-$58 127.00	-$11 625.00
VAN Proyecto	$148 438.64	$141 104.16
TIR	40%	137%
PRI	2.19	0.76
PRID	2.25	0.79
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$1 914.63
Cuota mensual préstamo	$ -	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$1 349.63

Tabla 29: Resumen de flujos de financiamiento a 10 años plazo local #2. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento	80% financiamiento
TMAR	15%	9%
Inversión inicial	-$23 360.00	-$4 672.00
VAN Proyecto	$47 731.19	$41 721.60
TIR	34%	114%
PRI	2.99	0.82
PRID	3.06	1.67
Ahorro mensual en factura	$665.95	$665.95
Cuota mensual préstamo	$ -	$226.49
Ahorro mensual en factura	$665.95	$439.46

De las tablas anteriores, se puede apreciar que con un sistema fotovoltaico On Grid sin almacenamiento, tanto sin financiar como financiado, su TIR supera la tasa mínima de retorno aceptable (12%). Para el

local #1 ofrece un TIR de 137% y un periodo de recuperación de 0.76 años financiado. Para el local #2, un TIR de 114% y un PRI de 0.82 años financiado.

6.1.5. Análisis de sensibilidad.

A continuación, se somete a evaluación financiera los siguientes escenarios que se pueden dar durante la operación del proyecto.

6.1.5.1. Producción solar 20% inferior al esperado.

A continuación, se realiza un análisis donde los paneles generen un 20 % menos de lo esperado tanto en local #1 y #2.

Tabla 30: indicadores financieros para una producción solar de un 20 % menor al esperado local #1. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórica**	**20 % menos**	**Teórica**	**20 % menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$58 127.00	-$58 127.00	-$4 672.00	-$4 672.00
VAN Proyecto	$148 438.64	$145 845.18	$141 104.16	$138 510.69
TIR	40%	39%	137%	135%
PRI	2.19	2.20	0.76	0.77
PRID	2.25	2.26	0.79	0.81
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$1 891.47	$1 914.63	$1 891.47
Cuota mensual préstamo	$0.00	$ -	$565.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$1 891.47	$1 349.63	$1 326.47

Tabla 31: indicadores financieros para una producción solar de un 20 % menor al esperado local #2. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**teórico**	**20 % menos**	**teórico**	**20 % menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$23 360.00	-$23 360.00	-$4 672.00	-$4 672.00
VAN Proyecto	$54 659.95	$53 212.55	$69 180.33	$67 732.93
TIR	37%	37%	178%	174%
PRI	2.24	2.26	0.60	0.61
PRID	2.31	2.32	1.14	1.15
Ahorro mensual en factura	$665.95	$652.99	$665.95	$652.99
Cuota mensual préstamo	$0.00	$0.00	$226.49	$226.49
Ahorro mensual en factura	$665.95	$652.99	$439.46	$426.50

Si se reduce un 80 % la generación, en las tablas anteriores, se puede apreciar que los valores son similares, por lo que se puede concluir que en un rango de 20 % superior o inferior de la generación teórica, los indicadores financieros son muy favorables.

6.1.5.1. Producción solar 30% inferior al esperado.

A continuación, se realiza un análisis donde los paneles generen un 30 % menos de lo esperado tanto en local #1 y #2; tomando en cuenta como factores de daños de paneles solares y eventos meteorológicos.

Tabla 32: indicadores financieros para una producción solar de un 30 % menor al esperado local #1. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórica**	**30% menos**	**Teórica**	**30% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$58 127.00	-$58 127.00	-$11 625.00	-$11 625.00
VAN Proyecto	$148 438.64	$86 643.81	$141 104.16	$79 309.33
TIR	40%	27%	137%	81%
PRI	2.19	3.21	0.76	1.34
PRID	2.25	3.32	0.79	1.40
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$1 362.69	$1 914.63	$1 362.69
Cuota mensual préstamo	$0.00	$ -	$565.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$1 362.69	$1 349.63	$797.69

Tabla 33: indicadores financieros para una producción solar de un 30 % menor al esperado local #2. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórico**	**30% menos**	**Teórico**	**30% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$23 360.00	-$23 360.00	-$4 672.00	-$4 672.00
VAN Proyecto	$47 731.19	$37 165.82	$141 104.16	$31 156.24
TIR	34%	28%	137%	88%
PRI	2.99	3.12	0.76	1.03
PRID	3.06	3.20	0.79	1.04
Ahorro mensual en factura	$665.95	$665.95	$1 914.63	$665.95
Cuota mensual préstamo	$ -	$ -	$565.00	$226.49
Ahorro mensual en factura	$665.95	$665.95	$1 349.63	$439.46

Si se reduce un 70 % la generación, en las tablas anteriores, se puede apreciar que los valores son rentables, por lo que se puede concluir que en un rango de 20 % a 30% inferior de la generación teórica, los indicadores financieros son muy favorables.

6.1.5.1. Producción solar esperada para punto equilibrio.

A continuación, se presenta un escenario de generación donde todo a partir de este punto es ganancia, lo que implica un TIR mínimo de 12%.

Tabla 34: indicadores financieros para una producción solar para punto equilibrio local #1. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad punto equilibrio	**Teórico**	**67 % menos**	**Teórico**	**71% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$58 127.00	-$58 127.00	-$11 625.00	-$11 625.00
VAN Proyecto	$148 438.64	$24 438.29	$141 104.16	$6 307.09
TIR	40%	12%	137%	12%
PRI	2.19	5.44	0.76	6.42
PRID	2.25	6.33	0.79	7.31
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$807.58	$1 914.63	$710.65
Cuota mensual préstamo	$ -	$ -	$565.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 914.63	$807.58	$1 349.63	$145.65

En la tabla anterior, para llegar al punto de equilibrio de un TIR 12% para el local #1, se tiene que generar un 67 % menos sin financiamiento, y un 71% con un 80 % de financiamiento por parte de un banco para el local #1.

Tabla 35: indicadores financieros para una producción solar para punto equilibrio local #2. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórico**	**69 % menos**	**Teórico**	**71.3% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$23 360.00	-$23 360.00	-$4 672.00	-$4 672.00
VAN Proyecto	$47 731.19	$10 509.77	$41 721.60	$2 181.07
TIR	34%	12%	114%	12%
PRI	2.99	5.20	0.82	6.12
PRID	3.06	5.36	1.67	6.26
Ahorro mensual en factura	$665.95	$333.46	$665.95	$312.75
Cuota mensual préstamo	$ -	$ -	$226.49	$226.49
Ahorro mensual en factura	$665.95	$333.46	$439.46	$86.26

De acuerdo a la tabla anterior, el punto de equilibrio para un TIR 12 %, la generación solar se tiene que reducir un 69% menos sin financiamiento y un 71.3 % con financiamiento de un 80 %, para el local #2.

6.2. Análisis Sistema Solar fotovoltaico con inyección a la red y almacenamiento de energía e inversor híbrido (On Grid).

A continuación, se presentará el análisis financiero de un sistema fotovoltaico con inyección a la red y almacenamiento de energía con un inversor híbrido.

6.2.1. Rendimiento energético estimado.

A continuación, se presenta una tabla que muestra la producción energética del sistema fotovoltaico versus el consumo actual. En la tabla se observa una generación mínima en junio de 9755 kWh y una máxima en marzo 14644 kWh.

Tabla 36: Desglose rendimiento sistema On Grid con almacenamiento local #1. (Fuente: PvSyst)

Fecha	Generación solar (kWh)	Consumo (kWh)	Energía consumida directamente paneles KWh)	Energía enviada a la batería (kWh)	Energía enviada a la red (kWh)	Energía consumida de la red (kWh)	Consumo anual eléctrico evitado (kWh)	Costo tarifa acceso ($0.042xkWh)
20/1/22	13449	7589	6071.2	2880	2950	265.615	7437.22	$123.90
27/2/22	13230	8813	7050.4	2880	2950	308.455	8636.74	$123.90
28/3/22	14644	8813	7050.4	2880	2950	308.455	8636.74	$123.90
28/4/22	12507	10526	8420.8	2880	1206.2	368.41	10315.48	$50.66
26/5/22	10901	9302	7441.6	2880	579.4	325.57	9115.96	$24.33
26/6/22	9755	9547	7637.6	2117.4	0	334.145	9356.06	$0.00
1/7/22	10290	9058	7246.4	2880	163.6	317.03	8876.84	$6.87
22/8/22	10545	8568	6854.4	2880	810.6	299.88	8396.64	$34.05
21/9/22	10548	8813	7050.4	2880	617.6	308.455	8636.74	$25.94
21/10/22	10546	8950	7160	2880	506	313.25	8771	$21.25
21/11/22	10240	9058	7246.4	2880	113.6	317.03	8876.84	$4.77
26/12/22	11269	8813	7050.4	2880	1338.6	308.455	8636.74	$56.22
Total	**137924**	**107850**	**86280**	**33797.4**	**14185.6**	**3774.75**	**105693**	**$595.80**

Cálculo de CO_2 equivalente:

$$CO_2[\text{Ton}]=\frac{Consumo\ anual\ eléctrico\ evitado[kWh]*Factor\ de\ emisión\ (kg\ de\ CO2\frac{eq}{kWh})}{1000} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

Factor de emisión CO_2: 0.0557[Kg/kWh]. Ver anexo 7

$$CO_2=\frac{105693*0.0557}{1000}=5.88\ Ton$$

6.2.2. Análisis de ahorro.

En la siguiente tabla, se muestra el detalle del ahorro tanto en dinero como Ton equivalentes en CO_2 anualmente, donde se puede apreciar un ahorro de un 97.25% en el costo del recibo eléctrico y 5.88 Ton en CO_2.

Tabla 37: Análisis de ahorro anual sistema fotovoltaico On Grid con almacenamiento local #1.

(Fuente: Propia)

Demanda de factura anual kW		500.49	
Consumo de energía anual kWh		107850	107850
Generación anual de energía		0	137924
Cargo anual por energía < 3000 kWh	$ 0.21	0	$ -
Cargo anual por energía > 3000 kWh	$ 0.12	$ 11 749.00	$ -
Costo por tarifa acceso	$ 0.04	$ -	$ 595.80
Cargo anual por demanda	$ 20.38	$ 9 430.00	
Cargo por alumbrado público	$ 0.26	$ 628.00	$ 3.14
Impuesto valor agregado IVA		$ 2 805.36	$ 77.45
Tributo Bomberos		$ 44.54	$ 2.00
Total		$ 24 656.89	$ 678.39
Ahorro anual	97.25%	$	23 978.50
Ahorro ambiental	5.88 Ton CO_2 equivalente		

6.2.3. Inversión.

De la tabla 15 del capítulo anterior, se obtiene que la inversión inicial para el local #1 sin almacenamiento es de 114 363 USD.

6.2.4. Indicadores financieros.

A la hora de analizar los indicadores financieros en la planta fotovoltaica, hay que tomar las siguientes condiciones:

- Con la nueva ley, no hay límite de energía enviada a la red.
- Tarifa más reciente publicada por el ICE (ICE, 2024).
- Incremento anual en costos de energía de 4.4%
- Degradación anual en la producción solar 0.75%
- Incremento anual en costo por mantenimiento 2%
- Prima de riesgo 10%.
- Se procede con un flujo financiero a 10 años, tomando en cuenta el equipo con menor periodo de garantía más bajo el cual es el inversor.

En las siguientes tablas, se presentará el flujo financiero después de la simulación de la simulación del sistema fotovoltaico On Grid con almacenamiento, sin financiamiento y con financiamiento.

Tabla 38: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid con almacenamiento sin financiamiento local #1 (fuente: propia)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión total	$114 363.00										
Mantenimiento		$900.00	$918.00	$937.00	$956.00	$976.00	$996.00	$1 015.00	$1 037.00	$1 058.00	$1 079.50
Ingresos		$23 978.50	$24 886.87	$25 829.65	$26 808.15	$27 823.72	$28 877.76	$29 971.72	$31 107.13	$32 285.56	$33 508.62
Flujo Neto de Efectivo	-$114 363.00	$23 078.50	$23 968.87	$24 892.65	$25 852.15	$26 847.72	$27 881.76	$28 956.72	$30 070.13	$31 227.56	$32 429.12
VA		$22 105.84	$21 991.08	$21 876.09	$21 761.79	$21 647.36	$21 533.62	$21 421.31	$21 307.44	$21 195.00	$21 082.89
PRID		-$92 257.16	-$70 266.07	-$48 389.98	-$26 628.19	-$4 980.83	$16 552.79	$37 974.10	$59 281.54	$80 476.54	$101 559.44
TIR	19%										
VAN	$101 559.44										
PRI	4.17 años										
PRID	5.04 años										
TMAR	15%										

En un escenario sin financiamiento, el TIR es un 19%, lo cual es aceptable ya que es mayor a 12 %, con un período de recuperación de 4.17 años

Se procede a simular el financiamiento de 10 años con banco a una tasa de 8% anual.

Tabla 39: Simulación de financiamiento con banco local #1 con almacenamiento. (fuente: propia)

Inversión total	$ 58 127	**Año**	**Saldo deuda**	**Cuota**	**Interés**	**Amortización**
Préstamo	$ 46 502	2025	$ 46 502	$ 6 770	$ 3 606	$ 3 165
Interés	$ 0	2026	$ 43 337	$ 6 770	$ 3 343	$ 3 427
Plazo	$ 10	2027	$ 39 910	$ 6 770	$ 3 059	$ 3 712
Cuota anual	$ 6 770	2028	$ 36 198	$ 6 770	$ 2 751	$ 4 020
Monto	USD	2029	$ 32 178	$ 6 770	$ 2 417	$ 4 353
		2030	$ 27 825	$ 6 770	$ 2 056	$ 4 715
		2031	$ 23 110	$ 6 770	$ 1 664	$ 5 106
		2032	$ 18 004	$ 6 770	$ 1 241	$ 5 530
		2033	$ 12 475	$ 6 770	$ 782	$ 5 989
		2034	$ 6 486	$ 6 770	$ 285	$ 6 486
					$ 21 202	$ 46 502

Tabla 40: Flujo financiero de implementación sistema solar fotovoltaico On Grid híbrido con almacenamiento y financiamiento local #1 (fuente: propia)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión total	-$114 363.00										
Mantenimiento		$900.00	$918.00	$937.00	$956.00	$976.00	$996.00	$1 015.00	$1 037.00	$1 058.00	$1 079.50
Pago intereses		$7 094.23	$6 577.46	$6 017.80	$5 411.69	$4 755.27	$4 044.38	$3 274.47	$2 440.27	$1 537.66	$559.70
Ingresos		$23 978.50	$24 886.87	$25 829.65	$26 808.15	$27 823.72	$28 877.76	$29 971.72	$31 107.13	$32 285.56	$33 508.62
Crédito	$91 490.40										
Pago Principal		$6 226.15	$6 742.91	$7 302.57	$7 908.68	$8 565.10	$9 276.00	$10 045.90	$10 879.90	$11 782.71	$12 760.67
Flujo Neto de Efectivo	-$22 872.60	$9 758.12	$10 648.50	$11 572.28	$12 531.78	$13 527.35	$14 561.38	$15 636.35	$16 749.96	$17 907.19	$19 108.75
VA		$9 346.86	$9 769.84	$10 169.92	$10 548.99	$10 907.12	$11 246.03	$11 567.30	$11 868.88	$12 154.10	$12 423.02
PRID		-$13 525.74	-$3 755.90	$6 414.02	$16 963.01	$27 870.13	$39 116.17	$50 683.47	$62 552.35	$74 706.45	$87 129.47
TIR	49%										
VAN	$87 129.47										
PRI	2.08 años										
PRID	2.13 años										
TMAR	9%										

Con el escenario con financiamiento del 80%, el escenario mejora sustancialmente, con un 49% de TIR y un PRI de 2.08 años.

A continuación, se presenta una tabla resumen de ambos flujos financieros:

Tabla 41: Resumen de flujos de financiamiento a 10 años plazo sistema fotovoltaico con baterías.

(fuente: elaboración propia)

Detalle	Sin financiamiento	80% financiamiento
TMAR	15%	9%
Inversión inicial	-$114 363.00	-$22 872.60
VAN Proyecto	$101 559.44	$87 129.47
TIR	19%	49%
PRI	4.17	2.08
PRID	5.04	2.13
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 998.21
Cuota mensual préstamo	$0.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 433.21
Ahorro factura anual en %	97.25%	97.25%

En la comparativa, definitivamente la opción con financiamiento de 80% es la solución más viable analizando solo el contexto del local #1 con baterías híbrido On Grid.

6.2.1. Análisis de sensibilidad.

A continuación, se somete a evaluación financiera los siguientes escenarios que se pueden dar durante la operación del proyecto.

6.2.1.1. Producción solar 20% inferior al esperado.

A continuación, se realiza un análisis donde los paneles generen un 20 % menos de lo esperado en local #1.

Tabla 42: Resumen de flujos de sistema fotovoltaico con baterías con 20% menos de generación solar. (fuente: elaboración propia)

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórico**	**20% menos**	**Teórico**	**20% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$114 363.00	-$114 363.00	-$22 872.60	-$22 872.60
VAN Proyecto	$101 559.44	$100 295.00	$87 129.47	$86 892.00
TIR	19%	19%	49%	49%
PRI	4.17	4.18	2.08	2.09
PRID	5.04	5.05	2.13	2.15
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 990.00	$1 998.21	$1 990.00
Cuota mensual préstamo	$0.00	$0.00	$565.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 990.00	$1 433.21	$1 425.00
Ahorro anual en %	97.25%	96.51%	97%	96.51%

En la tabla anterior, los resultados son muy similares con un 20% menos, son muy similares a un 100% de generación.

6.2.1.1. Producción solar 30% inferior al esperado.

A continuación, se realiza un análisis donde los paneles generen un 30 % menos de lo esperado en local #1.

Tabla 43: Resumen de flujos de sistema fotovoltaico con baterías con 30% menos de generación solar. (fuente: elaboración propia)

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórico**	**30% menos**	**Teórico**	**30% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$114 363.00	-$114 363.00	-$22 872.60	-$22 872.60
VAN Proyecto	$101 559.44	$72 970.35	$87 129.47	$58 540.39
TIR	19%	15%	49%	36%
PRI	4.17	5.06	2.08	3.01
PRID	5.04	5.26	2.13	3.08
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 742.85	$1 998.21	$1 742.85
Cuota mensual préstamo	$0.00	$0.00	$565.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 742.85	$1 433.21	$1 177.85
Ahorro anual en %	97.25%	84.82%	97%	84.82%

En la tabla anterior, se puede apreciar, que con un 30% menos sin financiamiento, el TIR es de un 15%, lo que significa ya una tasa interna de retorno un poco riesgosa.

6.2.1.1. Producción solar esperada para punto equilibrio.

A continuación, se presenta un escenario de generación donde todo a partir de este punto es ganancia, lo que implica un TIR mínimo de 12%.

Tabla 44: indicadores financieros para una producción solar para punto equilibrio local #1 con sistema de almacenamiento. (fuente: elaboración propia).

Detalle	Sin financiamiento		80% financiamiento	
Sensibilidad	**Teórico**	**40% menos**	**Teórico**	**50% menos**
TMAR	15%	15%	9%	9%
Inversión inicial	-$114 363.00	-$114 363.00	-$22 872.60	-$22 872.60
VAN Proyecto	$101 559.44	$52 294.53	$87 129.47	$13 381.90
TIR	19%	12%	49%	12%
PRI	4.17	5.15	2.08	6.09
PRID	5.04	5.16	2.13	6.26
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 558.18	$1 998.21	$1 339.50
Cuota mensual préstamo	$0.00	$0.00	$565.00	$565.00
Ahorro mensual en factura	$1 998.21	$1 558.18	$1 433.21	$774.50
Ahorro anual en %	97%	75.83%	97.25%	65.19%

De la tabla anterior, se define que con una generación de un 40% menos sin financiamiento, y 50% menos con un 80% de financiamiento, se obtienen los puntos de equilibrio con un TIR de 12%.

6.3. Resumen estudio financiero.

Del análisis económico se resume, la factibilidad para el proyecto sin almacenamiento de energía, la rentabilidad persistente esperada en caso de que la irradiación percibida varíe hacia abajo un 20% y 30%, tanto para el local #1 y #2. Se detectó hasta un 71.3% a la baja de irradiación para mantener un TIR de 12% y PRI de 0.76 años con financiamiento del 80% como valores máximos.

Para el caso con almacenamiento de energía en el local #1, se detectó una factibilidad financiera y técnica; sin embargo, aunque el ahorro en factura es mayor en porcentaje (97.25% versus 93.18%), ese valor es despreciable comparado con el costo de colocar sistemas de baterías, implicando un TIR más bajo y un PRI más largo, por conclusión mayor riesgo.

7. Capítulo VII

Análisis de riesgos.

El Project Management Institute (PMI) establece estándares y prácticas para la gestión de proyectos (Meléndez, 2007). En relación con la administración de riesgos, el PMI proporciona un marco detallado en su Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (PMBOK, por sus siglas en inglés). A continuación, un resumen de los aspectos clave en la administración de riesgos según el PMI:

7.1. Proceso de administración de riesgos.

7.1.1. Planificación de la gestión de riesgos.

Define cómo se llevará a cabo la gestión de riesgos en el proyecto. Establece el enfoque, los roles y responsabilidades, el calendario y los recursos necesarios.

Con el fin de definir, una buena gestión de riesgos en el proyecto, en la siguiente tabla se define los encargados, roles y responsabilidades y sus respectivos recursos asignados.

Tabla 45: Personal involucrado en él proyecto y sus roles. (fuente: elaboración propia).

Puesto	Nombre	Responsabilidades
Gerente de Proyecto	Rodolfo Líos	• Identificar posibles riesgos con anterioridad que puedan afectar el desarrollo del proyecto. • Administrar y controlar los recursos financieros de acuerdo con el presupuesto. • Negociar en conjunto con proveeduría para tener los equipos en el momento que el proyecto lo requiera. • Elaboración de informes periódicos a la presidencia.
Director financiero	Sergio Solano	• Aprobación de desembolsos a proveedores. • En conjunto con el administrador de proyecto, velar por la factibilidad financiera del proyecto. • Buscar financiamiento con los bancos.
Jefe de Compras	Arturo Matamoros	• Escoger en conjunto con el administrador de proyecto, el proveedor y las formas de pago adecuado para el suministro e instalación del sistema.
Proveedor de equipos fotovoltaicos	Por definir	• Garantiza técnica y financieramente los equipos cotizados, con su respectivo ahorro y PRI. • Cumplir con el cronograma establecido. • Gestionar los permisos respectivos ante entes estatales.
Proveedor de servicio eléctrico	Instituto Costarricense de Electricidad	• Colocar medidor bidireccional y sus respectivos permisos. • Resolver cualquier avería que afecte el servicio eléctrico.
Presidencia	Marco Vargas	• Aprobación final del proyecto.
Ingeniería	Josimar Navarro	• Validación y supervisión técnica del proyecto.

7.1.2. Identificación de riesgos.

A continuación, en la siguiente tabla se muestra un detalle de evaluación de la matriz de riesgos a realizar en el proyecto, donde se realiza la siguiente ecuación:

$$Impacto\ del\ Riesgo = Gravedad * Probabilidad \qquad \text{Ecuación 15}$$

Tabla 46: Criterios de la matriz de riesgos. Fuente (Asana, 2022)

Gravedad	Probabilidad	Impacto del Riesgo
Insignificante (1)	Muy improbable (1)	Bajo (1 – 6)
Menor (2)	No es probable (2)	Medio (7 – 12)
Moderada (3)	Posible (3)	Alto (13 -25)
Importante (4)	Probable (4)	
Catastrófica (5)	Muy Probable (5)	

A partir de esta tabla se identifican los respectivos riesgos, los cuales pueden ser:

- Riesgo estratégico: los riesgos estratégicos implican errores de rendimiento o de decisión, como elegir un proveedor o software incorrecto para el proyecto.
- Riesgo operativo: los riesgos operativos son errores de proceso o de procedimiento, como una mala planificación o la falta de comunicación entre los equipos.
- Riesgo financiero: puede involucrar varios eventos que causen una pérdida de ganancias para la empresa, como los cambios en el mercado, las demandas judiciales o los competidores.
- Riesgo técnico: puede incluir cualquier aspecto relacionado con la tecnología de la empresa, como una violación de la seguridad, un corte de energía, la interrupción del servicio de Internet o daños a la propiedad.
- Riesgo externo: los riesgos externos están fuera de tu control, como las inundaciones, los incendios, los desastres naturales o las pandemias.

Tabla 47: Matriz de riesgos identificados. Fuente (propia).

Riesgo	Gravedad	Probabilidad	Impacto del riesgo
Reducción de la irradiación percibida en paneles solares mayor a un 71%	5	1	5 (bajo)
Problemas de causa mayor: pandemias, huracanes. Daños a equipos	5	2	10 (medio)
Cambios del diseño original, factores sin detectar o cambios en el lugar de instalación, techos sin condiciones requeridas.	4	4	16 (alto)
Impacto social. Imagen social por implementación de tecnología amigable con el ambiente.	2	5	10 (medio)
Deficiencias logísticas. Fallas en la programación, mala planificación.	3	3	9 (medio)
Garantía de los fabricantes de equipos, no operan en condiciones adecuada.	4	4	16 (alto)
Requisitos técnicos adicionales, los cuales pueden ser solicitados por el ICE.	4	3	12 (medio)
Problemas de funcionamiento del sistema durante la operación.	3	4	12 (medio)
Personal no cualificado, falta de experiencia. Mal instalación.	4	4	16 (alto)
Problemas de permisos municipales y dentro del condominio comercial.	5	3	15(alto)
Accidentes al personal debido a la maniobras y trabajos realizados durante la instalación.	5	3	15(alto)

A continuación, se analizan los riesgos de impacto alto. En la siguiente tabla, se define la consecuencia económica del mismo, así como la medida de contingencia para reducir el riesgo al máximo.

Tabla 48: Matriz de medidas de contingencia para riesgos de impacto alto. Fuente (propia).

Riesgo	Impacto económico	Medida de contingencia	Responsable
Cambios del diseño original, factores sin detectar o cambios en el lugar de instalación, techos sin condiciones requeridas.	$ 10 000.00	Someter a licitación con diferentes oferentes, con propuestas de ingenierías de valor con el fin de mantenerse dentro de los resultados o incluso mejorarlos.	• Jefe Compras • Gerente Proyecto • Ingeniería
Garantía de los fabricantes de equipos, no operan en condiciones adecuada.	$ 25 000.00	Los oferentes tienen que ofrecer equipos de fabricantes con garantía de 20 años, así como experiencia de más de 5 años instalando esos equipos.	• Jefe Compras • Gerente Proyecto • Ingeniería
Personal no cualificado, falta de experiencia. Mala instalación.	$40 000.00	Inspección de la obra eléctrica por empresa externa con experiencia de más de 5 años en instalaciones similares.	• Ingeniería • Gerente Proyecto
Problemas de permisos municipales y dentro del condominio comercial.	$5 000.00	Director financiero es presidente de la junta directiva del condominio. Dentro de la licitación, la empresa contratada, debe tener experiencia con trámites municipales en Alajuela y el ICE.	• Director financiero • Proveedor equipos • ICE • Gerente Proyecto
Accidentes al personal debido a la maniobras y trabajos realizados durante la instalación	$10 000.00	Exigir un ingeniero de seguridad ocupacional, así como definir implementos de seguridad mínimos para ingresar a la obra.	• Jefe Compras • Ingeniería • Gerente Proyecto • Proveedor equipos

7.1.3. Plan de implementación.

A continuación, se presenta un detalle de acciones a realizar, su responsable y lapso de tiempo aproximado para llegar hasta la ejecución del proyecto.

Tabla 49:Acciones a seguir para implementación proyecto. Fuente (propio).

Descripción	**Responsable**	**Tiempo**
Presentación de proyecto a junta directiva	• Gerente de proyecto	15 días
Aprobación de proyecto por parte de junta directiva	• Junta directiva	30 días
Elaboración de licitación privada y financiamiento.	• Gerente Proyecto • Ingeniería • Compras. • Director financiero	60 días
Invitación y visita de oferentes	• Compras • Ingeniería	30 días
Selección del proveedor de equipos y servicio.	• Gerente proyecto • Compras • Ingeniería	30 días
Elaboración y firma de contrato	• Compras • Proveedor equipos y servicio. • Gerente de proyecto	30 dias

8. Capítulo VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

- El levantamiento de cargas eléctricas mediante la investigación del histórico de consumo medido por el proveedor de servicio para el local #1, brindó datos confiables de consumo y demanda, siendo estos de 8987.5 kWh y 41.71 KW de demanda máxima en promedio mensual. Se verificaron los datos con un medidor de variables con el fin de validar y, se corrobora la curva de carga es de 7:30 am a 5:30 pm.
- El levantamiento de cargas eléctricas mediante la investigación del histórico de consumo medido por el proveedor de servicio para el local #2, brindó datos confiables de consumo y demanda, siendo estos de 2945 kWh y 0 KW de demanda máxima en promedio mensual.
- Durante la etapa de diseño del sistema solar fotovoltaico, se logró comprobar la factibilidad técnica, para ambas opciones valoradas, con y sin almacenamiento de energía local.
- El diseño del sistema solar fotovoltaico con inyección a la red, con y sin almacenamiento de energía local, permitió dar pie al análisis financiero posterior, el cual permite la toma de decisiones gerenciales.
- El estudio económico permitió determinar qué, la implementación del sistema solar fotovoltaico con inyección a la red del local #1, sin almacenamiento de energía local, representaría un ahorro en el pago de la factura eléctrica mensual de 1 914.62 USD para el caso sin apalancamiento y 1 349.63 USD para el financiado. Sus TIR son del 40% y 137% respectivamente. Mientras que los PRI serían de 2.19 y 0.76 años correspondientemente. Además, representaría la reducción de

la huella de carbono de 5.42 toneladas de $CO2$ equivalente anuales. Por lo tanto, su implementación es financieramente factible.

- El estudio económico permitió determinar qué, la implementación del sistema solar fotovoltaico con inyección a la red del local #2, sin almacenamiento de energía local, representaría un ahorro en el pago de la factura eléctrica mensual de 665.95 USD para el caso sin apalancamiento y 439.46 USD para el financiado. Sus TIR son del 34% y 114% respectivamente. Mientras que los PRI serían de 2.99 y 0.86 años correspondientemente. Además, representaría la reducción de la huella de carbono de 2.19 toneladas de CO_2 equivalente anuales. Por lo tanto, su implementación es financieramente factible.
- El estudio económico permitió determinar qué, la implementación del sistema solar fotovoltaico con inyección a la red del local #1, con almacenamiento de energía local, representaría un ahorro en el pago de la factura eléctrica mensual de 1 998.21 USD para el caso sin apalancamiento y 1 433.21 USD para el financiado. Sus TIR son del 19% y 49% respectivamente. Mientras que los PRI serían de 4.17 y 2.08 años correspondientemente. Además, representaría la reducción de la huella de carbono de 5.88 toneladas de $CO2$ equivalente anuales. Por lo tanto, su implementación es financieramente factible.
- El estudio de riesgos logró definir un marco para gestionar los riesgos operacionales de un proyecto solar fotovoltaico, es decir, se identificaron, analizaron y valoraron los riesgos del caso aplicado, con base en la metodología del Project Management Institute (PMI), respecto del proceso de administración de riesgos. La aplicación de esta metodología permitirá maximizar la rentabilidad y continuidad de la operación del sistema bajo estudio, contribuyendo de esta manera a la toma de decisiones dentro de la empresa que adquiere el proyecto fotovoltaico.

- El análisis de riesgos, posibilitó la construcción de la matriz de riesgos, identificando 11 factores, que pueden afectar el presupuesto, diseño, producción y tiempo destinado para el proyecto, los cuales fueron clasificados y priorizados mediante la creación de escalas de gravedad, probabilidad e impacto. Posteriormente se definieron estrategias que puedan aportar al control de los riesgos identificados, en caso de llegar a materializarse.

8.2. Recomendaciones

- Se recomienda la implementación del diseño del sistema solar fotovoltaico con inyección a la red, sin almacenamiento de energía local, mediante la opción de financiamiento, pues ofrece mayor atractivo financiero tanto para el local #1, como local #2. Adicionalmente, este diseño ofreció mayor flexibilidad de generación solar manteniendo rentabilidades aceptables.
- La implementación del diseño del sistema solar fotovoltaico con inyección a la red en el local#1, con almacenamiento de energía local, mediante la opción de financiamiento, es muy atractiva; sin embargo, la diferencia en porcentaje de ahorro versus el sistema sin almacenamiento de energía es poco significativa (97.25% versus 93.18%). Cabe mencionar que, comparando ambos casos con financiamiento, el TIR es de un 49% y un PRI de 2.08 años, mientras que el otro es de un TIR 137% y un PRI de 0.76 años. Por lo tanto, no se recomienda la opción de sistema con almacenamiento de energía sobre la opción sin almacenamiento, debido a la poca diferencia en ahorro, y los valores de TIR son mucho más favorables en la opción sin almacenamiento.
- La investigación sobre la disponibilidad de potencia en el circuito bajo estudio es indispensable para iniciar la implementación del sistema solar fotovoltaico.

- Dar un seguimiento exhaustivo a la administración de riesgos, ya que los mismos pueden variar su impacto de acuerdo con el avance del proyecto y seguir un proceso de comunicación de los mismos a todos los involucrados.

9. Bibliografía

(s.f.). Obtenido de http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/ladi/alonso_r_s/capitulo4.pdf

alusinsolar. (diciembre de 2022). *alusinsolar*. Obtenido de https://alusinsolar.com/cuales-son-los-componentes-de-un-sistema-solar-fotovoltaico/

Asana. (9 de Octubre de 2022). *Matriz de riesgos: cómo evaluar los riesgos para lograr el éxito del proyecto (incluye ejemplos)*. Obtenido de https://asana.com/es/resources/risk-matrix-template

BID. (Abril de 2017). *La generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica, oportunidades y desafíos.* Obtenido de https://publications.iadb.org/es/publicacion/13971/generacion-distribuida-paraautoconsumo-en-costa-rica-oportunidades-y-desafios

Bolaños, C., & Gustavo, R. (2023). *Metodología para la implementación de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento para pequeñas industrias.*

Díaz, H. (2021). Qué es un sistema de gestión de energía? *Energética Hoy*.

Dounce Villanueva , E. (2014). *La productividad en el Mantenimeinto Industrial* (Tercera ed.). México: Grupo Editorial Patria.

electricidad, S. (2021). Obtenido de Ángulos Solares y su importancia para el diseño de Sistemas Fotovoltaicos.

Endesa. (2023). *Sistemas de almacenamiento de energía: los mejores aliados cuando el sol y el viento nos dejan.* Obtenido de https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/sistemas-almacenamiento-energia-aliados-descarbonizacion

ForoNuclear. (2021). *Foro Nuclear*. Obtenido de https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia-solar-y-como-se-aprovecha/

García, Garrido , & Santiago. (2009). *La contratación del mantenimiento industrial: procesos de externalización, contratos y empresas de mantenimiento.* Ediciones Días de Santos .

Gómez-Ramírez, G., Meza, C., & Morales-Hernández, S. (julio-setiembre de 2021). *Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas.Tecnología en Marcha. Vol. 34-3*. Obtenido de https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352

Guadamuz. (Septiembre de 2018). *Inventario de gases efecto invernadero de diez instalaciones de una institución pública costarricense*. Obtenido de https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/10089/inventario_gases_efecto_inventario_diez_instalacones_institucion_sector.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

Guerra, L. (2013). *Estudio de factibilidad técnico/Económica de un sistema Híbrido de generación de energía eléctria para escuelas de Quinchao*. Obtenido de http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/115291

ICE. (Setiembre de 2024). *Grupo ICE*. Obtenido de https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES

IDEAM. (2020). Obtenido de http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/caracteristicas-de-la-radiacion-solar

INEC. (Enero de 2023). *INEC*. Obtenido de https://inec.cr/noticias/incrementos-costos-electricidad-telefonia-movil-cebolla-contribuyen-al-alza-los-precios

Insa, J. (2022). Obtenido de Monosolar: https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/

Insa, J. (2022). *Monosolar*. Obtenido de ¿Qué es y qué hace un regulador de carga solar?: https://www.monsolar.com/blog/que-es-y-que-hace-un-regulador-de-carga-solar/

J. Guzmán, F. A. (2021). *Uso de tecnología solar en actividades agropecuarias de la Región Huetar Norte de Costa Rica (Parte I y II).*

Jiménez Castro, M. A. (2017). Modelo de gestión de mantenimiento para el Hotel Papagayo Secrets Resorts & Spa. Cartago , Costa Rica .

Labs, N. C. (2022). *nextcitylabs.com*.

López Campos, M., & Crespo Márquez , A. (s.f.). UN MODELO DE REFERENCIA PARA LA GESTIÓN DEL. Sevilla.

López, C. (2022). *Xataca*.

Meléndez, F. (12 de septiembre de 2021). *Advance*. Obtenido de https://somosadvance.com/expertise/energia-solar/?gad=1&gclid=CjwKCAjw2K6lBhBXEiwA5RjtCY-heP7jMI2gxYrqRFxt18SjkNWNOrQqxOw9hiCJ-QY7P4JzZLDJmxoCYG4QAvD_BwE#01

Meléndez, M. G. (2007). *Managing projects and analyzing risks. Paper presented at PMI® Global Congress 2007—Latin America, Cancún, Mexico. Newtown Square,*. Obtenido de https://www.pmi.org/learning/library/es-gestionando-proyectos-analizando-riesgos-7166

Meneses Fernández, F. (2016). Diseño de un Modelo de Gestión de Mantenimiento. Cartago , Costa Rica.

Montoya, C. A. (2011). *SciELO*. Obtenido de http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1668-87082011000200003

NFPA70. (2014). *Código Eléctrico Nacional*. Obtenido de https://www.academia.edu/42674546/C%C3%B3digo_El%C3%A9ctrico_Nacional_2014_NFPA_70_Espa%C3%B1ol.

(1993). *Norma COVENIN 2500-93 Manual Para Evaluar Los Sistemas De Mantenimiento En La Industria. Venezuela.*

NREL. (2021). Obtenido de https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php

Parra Márquez, C. A., & Crespo Márquez, A. (2015). Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos .

Peña, L. (2023). *Ilumin* . Obtenido de https://ilumin.online/sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red-on-grid-interactivo/

PV_MAGAZINE. (2020). *PV MAGAZINE*. Obtenido de https://www.pv-magazine-latam.com/2020/03/06/como-afectara-a-la-industria-solar-la-nueva-generacion-de-paneles-de-500-w/

QKsol. (2023). *QKsol*. Obtenido de https://qksol.com/diferencias-entre-inversores-hibridos-y-inversores-cargadores/

Rodríguez. (2020). *areatecnologia*. Obtenido de https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html

Rodríguez, E. (2020). *Aerotecnología.* Obtenido de https://www.areatecnologia.com/electricidad/regulador-de-carga-solar.html

Rodríguez, E. (2020). *Areatecnología*. Obtenido de https://www.areatecnologia.com/electricidad/efecto-fotoelectrico.html#:~:text=Podemos%20decir%20que%20el%20efecto,o%20en%20los%20paneles%20solares.

Romero, S. (Octubre de 2021). *Energiza.* Obtenido de https://www.energiza.org/index.php/es/renovables/tipos-renovables/fotovoltaica/planta-solar

Romero, S. (marzo de 2022). *Energiza*. Obtenido de https://www.energiza.org/index.php/es/renovables/tipos-renovables/fotovoltaica/nuevos-paneles-solares-que-producen-electricidad-y-agua-para-cultivar-en-el-desierto

Santillán, A. (2016). *http://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/101966/1/TFM_MERSE_Alberto Santillán.pdf*. Obtenido de http://diposit.ub.edu/dspace/bitstream/2445/101966/1/TFM_MERSE_Alberto Santillán.pdf

TEC. (s.f.). Obtenido de https://www.tec.ac.cr/energia-solar-termica

Vega, K. &. (2019). *Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos mediante una interfaz gráfica.* Obtenido de https://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/view/4480/4076

Wright, J. (2009). Estudio del potencial solar en Costa Rica.

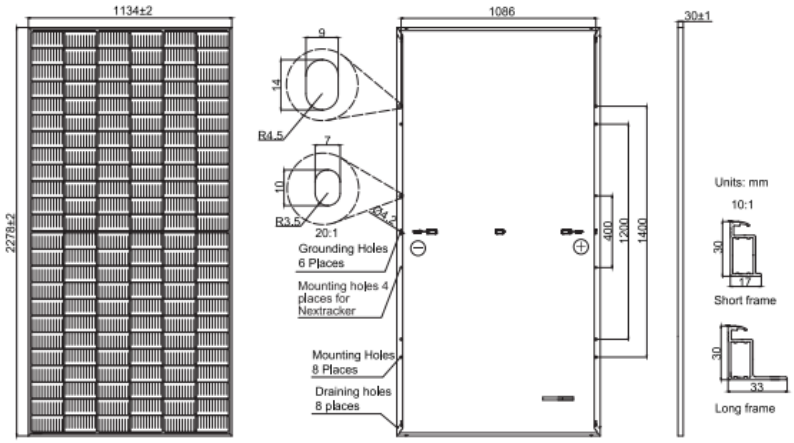
10. Anexos

10.1. Anexo 1. Hoja técnica panel JA solar

JA SOLAR

JAM72S30 530-555/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	27.3kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 720pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11	13.18
Module Efficiency [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	46.85
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	39.66
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21
Max Power Current(Imp) [A]	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	10.59
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

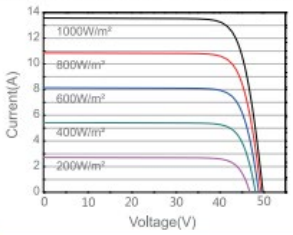
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40℃~+85℃
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112lb/ft²) 2400Pa(50lb/ft²)
NOCT	45±2℃
Safety Class	Class Ⅱ
Fire Performance	UL Type 1

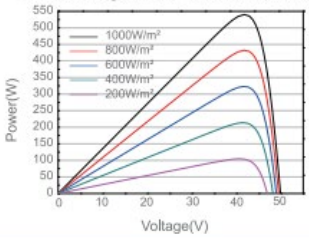
*For Nextracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and Nextracker for reference.

CHARACTERISTICS

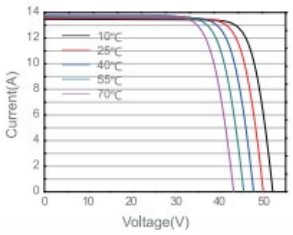
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20221121A

10.2. Anexo 2. Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multi cristalinos. (Fuente: NFPA 70 español, 2014)

Tabla 690.7 Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalinos y multicristalinos

Factores de corrección para temperaturas ambiente inferiores a 25° C (77° F) (Se multiplica la tensión nominal de circuito abierto por el factor de corrección adecuado que se muestra a continuación.)		
Temperatura ambiente (°C)	Factor	Temperatura ambiente (°F)
24 a 20	1.02	76 a 68
19 a 15	1.04	67 a 59
14 a 10	1.06	58 a 50
9 a 5	1.08	49 a 41
4 a 0	1.10	40 a 32
–1 a –5	1.12	31 a 23
–6 a –10	1.14	22 a 14
–11 a –15	1.16	13 a 5
–16 a –20	1.18	4 a –4
–21 a –25	1.20	–5 a –13
–26 a –30	1.21	–14 a –22
–31 a –35	1.23	–23 a –31
–36 a –40	1.25	–32 a –40

10.3. Anexo 3. Ficha técnica Inversor Solís para local #1 sin almacenamiento de energía.

Solis-(75-100)K-5G-US

Inversores Solis trifásicos

Eficiente

- 8/9/10 MPPT, 98.8% de eficiencia máxima
- > relación CC/CA del 150 %
- Compatible con módulos bifaciales

Seguro

- IP66
- Cumplimiento con UL 1741, IEEE1547
- Recuperación PID incorporada para un mejor rendimiento del módulo (opcional)
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Componentes de marca reconocidos mundialmente para una mayor vida útil

Inteligente

- Función nocturna SVG
- Monitorización inteligente de strings, exploración inteligente de curvas I-V
- Actualización a distancia del firmware con un funcionamiento sencillo

Económico

- Admite conexión tipo «Y» en el lado de CC

Modelo:

Solis-75K-5G-US

Solis-80K-5G-US

Solis-90K-5G-US

Solis-100K-5G-US

Vista 360º

Tabla de datos

Solis-(75-100)K-5G-US

Modelo	75K	80K	90K	100K
Entrada (CC)				
Voltaje máxima de entrada	1000 V			
Voltaje de nominal	600 V			
Voltaje de arranque	195 V			
Rango de voltaje MPPT	180-1000 V			
Corriente máxima de entrada	8*26 A	9*26 A	10*26 A	
Corriente máxima de cortocircuito	8*40 A	9*40 A	10*40 A	
Número de MPPT/Número máxima de cadenas de entrada	8/16	9/18	10/20	
Salida (CA)				
Potencia nominal de salida	75 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Potencia máxima de salida aparente	75 kVA	80 kVA	90 kVA	100 kVA
Potencia máxima de salida	75 kW	80 kW	90 kW	100 kW
Voltaje nominal de la red	3Φ/PE, 480 V			
Frecuencia nominal de la red	60 Hz			
Corriente máxima de salida	90.2 A	96.2 A	108.3 A	120.3 A
Factor de potencia	>0.99 (0.8 que lleva a 0.8 de retraso)			
THDI	<3%			
Eficiencia				
Eficiencia máxima	98.7%		98.8%	
Eficiencia EU	98.3%		98.2%	
Protección				
Protección contra polaridad inversa DC	Sí			
Monitoreo de fallos a tierra	Sí			
Detección Anti-Isla	Sí			
Protección contra sobretensiones	Tipo II CC/ Tipo II CA			
Monitoreo de cadenas	Sí			
Escaneo de curvas I/V	Sí			
AFCI Integrado (Protección de circuito de falla de arco CC)	Sí [1]			
Recuperación PID Integrada	Sí			
Interruptor de CC Integrado	Sí			
Interruptor de CA Integrado	Sí			
Datos generales				
Dimensiones (longitud*altura*ancho)	1065*567*344.5 mm			
Peso	85 kg			
Topología	Sin Transformador			
Consumo propio (noche)	<2 W			
Humedad relativa	0-100%			
Rango de temperatura de funcionamiento	-30 ~ +60°C			
Nivel de protección	TYPE 4X			
Enfriamiento	Ventilador redundante inteligente			
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m			
Conformidad	UL 1741, IEEE 1547, UL 1699B, UL 1998, FCC, UL 1741SA, California Rule 21			
Características				

10.4. Anexo 4. Ficha técnica Inversor Solís para local #2 sin almacenamiento de energía.

Solis-1P(7-8)K-5G

Solis Single Phase Inverters

>> Models:

Solis-1P7K-5G

Solis-1P8K-5G

360° View

Features:

- Max. efficiency 98.1%
- Wide voltage range and low startup voltage
- 2 MPPT design with precise MPPT algorithm
- Intergrated Export Power Manager (EPM)
- AFCI protection, proactively reduces fire risk
- Compact and lightweight
- Friendly and adaptable connection to the grid

Models	7K	8K
Input DC		
Recommended max. PV power	10.5 kW	12 kW
Max. input voltage	600 V	
Rated voltage	330 V	
Start-up voltage	120 V	
MPPT voltage range	90-520 V	
Max. input current	12.5 A / 25 A	
Max. short circuit current	19.5 A / 30 A	
MPPT number/Max. input strings number	2/3	
Output AC		
Rated output power	7 kW	8 kW
Max. apparent output power	7.7 kVA	8 kVA
Max. output power	7.7 kW	8 kW
Rated grid voltage	1/N/PE, 220 V / 230 V	
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz	
Rated grid output current	30.4 A	34.8 A
Max. output current	33.5 A	34.8 A
Power factor	>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)	
THDi	<3%	
Efficiency		
Max. efficiency	98.1%	
EU efficiency	97.3%	
Protection		
DC reverse-polarity protection	Yes	
Short circuit protection	Yes	
Output over current protection	Yes	
Surge protection	Yes	
Grid monitoring	Yes	
Anti-islanding protection	Yes	
Temperature protection	Yes	
Integrated AFCI (DC arc-fault circuit protection)	Yes [5]	
Integrated DC switch	Optional	
General Data		
Dimensions (W*H*D)	310*543*180 mm	
Weight	13.3 kg	
Topology	Transformerless	
Self-consumption (night)	<1 W	
Operating ambient temperature range	-25 ~ +60°C	
Relative humidity	0-100%	
Ingress protection	IP65	
Cooling concept	Natural convection	
Max. operation altitude	4000 m	
Grid connection standard	G99, EN 50549-1, RD 1699 / RD 244 / UNE 206006 / UNE 206007-1, IEC 62116, IEC 61727, IEC60068, IEC 61683, EN 50530	
Safety/EMC standard	IEC/EN 62109-1/-2, IEC/EN 61000-6-1/-2/-3/-4	

10.5. Anexo 5. Ficha técnica Batería GSL ENergy

10.6. Anexo 6. Ficha técnica Inversor Híbrido Solís

Battery Specifications			
Model No	GSL 5000U - 5KWH	GSL 7000U - 7KWH	GSL 10000U - 10KWH
Nominal Parameters			
Voltage	51.2V	51.2V	51.2V
Capacity	100Ah	150Ah	200Ah
Energy	5.12KwH	7.68KwH	10.24 KwH
Dimensions (L x W x H)	680 x480 x180(220)mm	680 x480 x180(220)mm	680x480x180(220)mm
Weight	60.5kg	79.5kg	102.5kg
Basic Parameters			
Life time(25°C)	10 years		
Life cycles(80% DOD, 25°C)	6000Cycles		
Storage time / temperature	5 months @ 25°C; 3 months @ 35°C; 1 month @ 45°C		
Operation temperature	-20°C to 60°C @60+/-25% Relative Humidity		
Storage temperature	0°C to 45°C @60+/-25% Relative Humidity		
Lithium Battery Standard	UL1642,IEC62619,UN38.3,ROHS,CE-EMC		
Enclosure protection rating	IP21		
Electrical Parameters			
Operation voltage	44-58 Vdc	44-58 Vdc	44-58 Vdc

S5-EH1P(3-6)K-L

Inversores Solis para almacenamiento de energía

Características:

- Corriente de string hasta 15 A
- Fuente de alimentación ininterrumpida, reacción de 20 ms
- 5 kW de energía de respaldo para soportar más cargas críticas
- Múltiples modos de operación para maximizar el autoconsumo, aumentar el beneficio
- Mayor eficiencia de carga-descarga, mejorando los beneficios económicos
- Compatible con baterías de litio y plomo-ácido, incrementando las opciones en diferentes mercados
- Diseño sin ventilador, larga vida útil
- Protección AFCI, reduce activamente el riesgo de incendio
- Función de EMS inteligente, mejorando la confiabilidad de la batería
- Gestión de energía totalmente inteligente las 24 horas, seguimiento en tiempo real del estado de la planta FV
- Función de control y actualización remota, lo que hace que el mantenimiento digital de la planta de energía esté al alcance de su mano

Modelo:

S5-EH1P3K-L / S5-EH1P3.6K-L

S5-EH1P4.6K-L / S5-EH1P5K-L

S5-EH1P6K-L

Vista 360°

Hoja de datos

S5-EH1P(3-6)K-L

Modelo	3K	3.6K	4.6K	5K	6K
Entrada DC (lado FV)					
Potencia FV máxima de entrada recomendada	4.8 kW	5.7 kW	8 kW	8 kW	8 kW
Voltaje máximo de entrada			600 V		
Voltaje nominal			330 V		
Voltaje de arranque			120 V		
Rango de voltaje MPPT			90-520 V		
Corriente máxima de entrada			15 A / 15 A		
Corriente máxima de cortocircuito			22.5 A / 22.5 A		
Número de MPPT/Número máximo de cadenas de entrada			2/2		
Batería					
Tipo de Batería			Ion-litio / Plomo-ácido		
Rango de voltaje de la batería			42 - 58 V		
Capacidad de la batería			50 - 2000 Ah		
Potencia máxima de carga / descarga	3 kW			5 kW	
Corriente máxima de carga / descarga	62.5 A			100 A	
Comunicación			CAN		
Salida AC (backup)					
Potencia nominal de salida	3 kW			5 kW	
Potencia aparente máxima de salida	4.5 kVA, 10 sec			7 kVA, 10 sec	
Tiempo de respuesta en respaldo			<20 ms		
Voltaje nominal de la red			1/N/PE, 220 V / 230 V		
Frecuencia nominal			50 Hz / 60 Hz		
Corriente nominal de salida	14 A / 13.5 A			23 A / 22 A	
THDv (@carga lineal)			<2%		
Entrada AC (Red)					
Rango de voltaje de entrada			187-265 V		
Corriente máxima de entrada	20.5 A / 20 A	25 A / 23.5 A	31.5 A / 30 A	34.5 A / 33 A	34.5 A / 33 A
Rango de frecuencia			45-55 Hz / 55-65 Hz		
Salida AC (Red)					
Potencia nominal de salida	3 kW	3.6 kW	4.6 kW	5 kW	6 kW
Potencia aparente máxima de salida	3.3 kVA	4 kVA	4.6 kVA	5.5 kVA	6.6 kVA
Fases de operación			1/N/PE		
Voltaje nominal de la red			220 V / 230 V		
Frecuencia nominal de la red			50 Hz / 60 Hz		
Corriente nominal de salida de red	13.7 A / 13.1 A	16.4 A / 15.7 A	20.9 A / 20 A	22.8 A / 21.7 A	27.3 A / 26.1 A
Corriente máxima de salida	15 A	18.5 A	21 A	25 A	30 A
Factor de potencia			>0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo)		
THDi			<2%		
Eficiencia					
Eficiencia máxima			>97.1%		
Eficiencia EU			>96.5%		
Protección					
Protección contra polaridad inversa DC			Sí		
Protección contra cortocircuito			Sí		
Protección de sobrecorriente de salida			Sí		
Protección contra sobretensiones			DC Tipo II / AC Tipo II		
Monitorización de fallas a tierra			Sí		
AFCI integrado (Protección de falla de arco DC)			Sí *		
Clase de protección / Categoría de sobrevoltaje			I/II		
Datos generales					
Dimensiones (longitud*altura*ancho)			333*505*249 mm		
Peso			18.3 kg		

10.7. Anexo 7. Factores de emisión del INM utilizados. (Fuente: (Guadamuz, 2018)

Fuente emisión	Gas emitido	Factor de emisión	
Consumo combustibles fósiles	CO_2	Diésel	2,613 kg/L
		Gasolina	2,231 kg/L
	CH_4	Diésel	0,149 g/L
		Gasolina	0,907g/L
	N_2O	Diésel	0,154g/L
		Gasolina	0,283g/L
Consumo LPG	CO_2	1,611 kg/L	
	CH_4	0139 g/L	
	N_2O	0,002745 g/L	
Uso de la electricidad	CO_2	0,0557 kg/kWh	