

Universidad Zamorano
Departamento de Ambiente y Desarrollo
Ingeniería en Ambiente y Desarrollo



Proyecto Especial de Graduación
**Análisis del retorno de inversión y desempeño operativo de la Fase I
del parque fotovoltaico en la Universidad Zamorano durante el periodo
2016-2024**

Estudiante

Jonatan Josue Granados Pérez

Asesores

Victoria Cortes Matamoros, Dra.

Jacob Vásquez, M.Sc.

Honduras, agosto 2025

Autoridades

KEITH ANDREWS

Rector i.a.

ANA MAIER ACOSTA

Vicepresidenta y Decana Académica

VICTORIA CORTÉS MATAMOROS

Directora del Departamento de Ambiente y Desarrollo

JULIO NAVARRO

Secretario General

Agradecimientos

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento al pueblo salvadoreño por brindarme la oportunidad de cursar mis estudios en la Universidad Zamorano, a través del respaldo del Instituto Salvadoreño de Formación Profesional (INSAFORP/INCAF). De igual manera, extendo mi gratitud a la Universidad Zamorano por todo el apoyo proporcionado durante mi formación.

Contenido

Agradecimientos	3
Índice de Cuadros.....	6
Índice de Figuras.	7
Índice de Anexos.....	8
Resumen	9
Abstract.....	10
Introducción.....	11
Metodología.....	16
Recopilación y Organización de Datos.....	18
Datos de Variación de Energía	18
Datos del Coeficiente de Rendimiento	19
Datos de energía de Inversores	19
Análisis de Datos y Estimación de Variación de Energía.....	20
Evaluación del Desempeño del Parque Fotovoltaico	20
Evaluación del Coeficiente de Rendimiento (PR).....	21
Análisis y Comparación de Inversores	22
Documentación de Actividades de Mantenimiento Preventivo y Correctivo del Parque Solar	22
Análisis de Inversión	23
Recolección de Datos.....	23
Construcción de flujo de caja.....	24
Cálculo de Retorno Sobre el Capital	24
Resultados y Discusión.....	25
Variación en la generación de energía eléctrica del parque solar (2016–2024)	25
Análisis de Variables que Afectaron el Desempeño del Parque Fotovoltaico	29

Análisis de Desempeño de Inversores	31
Análisis de Coeficiente de Rendimiento (PR).....	35
Análisis Financiero	37
Conclusiones	42
Recomendaciones	43
Referencias.....	44
Anexos.....	47

Índice de Cuadros

Cuadro 1 Periodos de Operación del Parque Fotovoltaico.....	17
Cuadro 2 Datos de Generación de Energía Generada Registrada y Estimada.....	26
Cuadro 3 Máximos y Mínimos Encontrados en Cada Estudio	28
Cuadro 4 Evolución del Indicador VAN en el periodo de operación.....	40
Cuadro 5 Evolución anual de la producción energética, ingresos netos y rentabilidad financiera del proyecto (VAN y ROE)	41

Índice de Figuras

Figura 1 Ubicación del Parque Fotovoltaico de la Universidad Zamorano	16
Figura 2 Aporte Por Inversor en los 8.5 Años de Operación.....	32
Figura 3 Desempeño Operativo de Inversor 3,4 y 9 en Comparación con Inversor 5	34
Figura 4 Valores PR con Todos los Inversores Operando (may-2021).....	34
Figura 5 Valores PR con Días e Inversores Inoperantes (nov-2019)	35
Figura 6 Valores Promedio Anuales de PR del Parque Fotovoltaico.....	36
Figura 7 Retorno de la Inversión.....	38
Figura 8 Comparación de Rendimiento entre Inversión en el Parque Solar y Bonos de Caja	39

Índice de Anexos

Anexo A Instructivo para la descarga, organización y gestión de datos.....	47
Anexo B Entrevista	51
Anexo C Producción mensual kWh-mes con datos Registrados en GPM.....	52
Anexo D Aporte mensual kWh-mes con datos estimados, valores mín. y máx.....	53
Anexo E Aporte mensual kWh-año por cada inversor	54
Anexo F Tasa de cambio mensual Lps/USD.	55
Anexo G Ingresos Anuales.....	56
Anexo H PR promedio mensual	57
Anexo I Egresos	58
Anexo J Flujo de Caja	59
Anexo K Evolución del precio kWh/mes en Honduras 2016-2024	61

Resumen

En el contexto de la transición energética global, las instituciones educativas también enfrentan el reto de adoptar soluciones sostenibles y económicamente viables para reducir su dependencia de fuentes fósiles. Este estudio analiza el desempeño operativo y la rentabilidad financiera de la Fase I del parque solar fotovoltaico de la Universidad Zamorano, con una capacidad instalada de 840 kWn y en operación entre 2016 y 2024. El análisis se centra en tres objetivos: evaluar la variación de la generación de energía en el periodo mencionado, analizar el desempeño técnico mediante indicadores como el Coeficiente de Rendimiento (PR), y determinar la viabilidad financiera mediante herramientas como el Valor Actual Neto (VAN) y el Retorno sobre el Patrimonio (ROE). Se utilizaron datos de generación registrados en el sistema de monitoreo contratado a la empresa Green Power Monitor (GPM), complementados con estimaciones realizadas a partir de datos históricos. Los resultados evidencian que la producción energética del parque mostró variaciones interanuales, principalmente atribuibles a fallas técnicas en inversores y limitaciones logísticas en el mantenimiento correctivo. A pesar de ello, el PR promedio anual fue de 72.22%, y la generación de energía se mantuvo dentro de los rangos aceptables para sistemas de escala similar. El análisis financiero muestra una recuperación de la inversión en 7.4 años, con un VAN positivo y un ROE superior al costo promedio de capital en América Latina (6.6%), lo que respalda su rentabilidad. En conclusión, el parque fotovoltaico representa una solución técnicamente sólida y económicamente viable en el contexto institucional.

Palabras claves: Análisis técnico, generación de energía, PR, rentabilidad, ROE

Abstract

In the context of the global energy transition, educational institutions also face the challenge of adopting sustainable and economically viable solutions to reduce their dependence on fossil fuels. This study analyzes the operational performance and financial profitability of Phase I of the Zamorano University solar photovoltaic park, with an installed capacity of 840 kWn and in operation between 2016 and 2024. The analysis focuses on three objectives: evaluating the variation in energy generation during this period, analyzing technical performance using indicators such as the performance ratio (PR), and determining financial viability using tools such as net present value (NPV) and return on equity (ROE). Data on energy generation recorded in the GreenPower Monitor system was used, supplemented with estimates based on historical data. The results show that the park's energy production exhibited interannual variations due mainly to technical failures in inverters and logistical limitations in corrective maintenance. Despite this, the average annual PR was 72.22%, and energy generation remained within acceptable ranges for similar scale systems. The financial analysis shows investment recovery in 7.4 years, with a positive NPV and a ROE higher than the average cost of capital in Latin America (6.6%), supporting its profitability. In conclusion, the photovoltaic park represents a technically sound and economically viable solution in the institutional context.

Keywords: Energy generation, performance ratio (PR), profitability, return on equity (ROE), technical analysis

Introducción

La creciente dependencia global de los combustibles fósiles para la generación de electricidad, junto con el aumento de la población, ha elevado significativamente la demanda energética, proyectándose un crecimiento de la producción actual de 2,700 TWh anuales a 70,000 TWh en 2050 (U.S. Energy Information Administration, 2023). Con el objetivo de avanzar hacia una sociedad sustentable y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), muchas naciones buscan transformar sus economías basándose en fuentes de energía renovable. Este proceso ha impulsado tanto la investigación en este campo como la inversión. En 2023, la inversión global en energías renovables alcanzó USD 300 mil millones (Savchenko y Romanets, 2024). Entre las principales fuentes se destacan la solar, eólica, hidráulica, mareomotriz, biomasa y geotérmica (Ellabban et al., 2014).

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7) de la ONU busca lograr que, para el año 2030, todas las personas en el mundo tengan acceso a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna. Este objetivo es fundamental para el desarrollo de sectores como la agricultura, la educación y la salud. Sin embargo, según datos de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), actualmente se estima que para 2030 alrededor de 660 millones de personas continuarán sin acceso a la electricidad y casi 2,000 millones dependerán de combustibles y tecnologías contaminantes para cocinar (Organización de las Naciones Unidas [ONU], 2022).

La inversión en energía fotovoltaica a nivel global ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, impulsada por la disminución de costos tecnológicos, políticas de descarbonización y la necesidad de diversificar la matriz energética. En el 2022 la energía solar aportó el 31% de la potencia instalada a nivel global entre las energías renovables, siendo la segunda energía renovable más utilizada (Pourasl et al., 2023). Ese mismo año Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) reportó que los países que encabezaron la lista de los mayores inversores a nivel global fueron China, Estados Unidos y la Unión Europea (España, Alemania, Suecia, Dinamarca y Reino Unido) (IEA Internacional Energy Agency, 2023).

En la actualidad la generación de electricidad, a través de energía solar, puede darse a partir de la implementación de plantas termosolares y fotovoltaicas. Estas pueden conectarse a la red o pueden funcionar en sistemas cerrados mediante un banco de baterías. Las centrales termosolares concentran la radiación directa del sol a través de espejos, transfiriendo esta energía mediante fluidos utilizados posteriormente para generar vapor. Las plantas fotovoltaicas contienen celdas que absorben la irradiancia del sol que a través del efecto foto eléctrico convierte en energía eléctrica (Osman y Qureshi, 2025).

La tecnología más explorada a nivel mundial en relación con el aprovechamiento del sol es la energía solar fotovoltaica (Ghasemi-Mobtaker et al., 2020). La conversión fotovoltaica utiliza dispositivos basados en semi conductores eléctricos llamados celdas solares, fabricadas comúnmente a partir de silicio cristalino (c-Si). Las celdas solares pueden ser monocristalinas (c-Si-SC) con una eficiencia entre el 15 - 22% o policristalinos con un rango de 13 - 16%. Estas últimas son celdas solares generalmente con un rendimiento mejor que otros tipos a grandes temperaturas (Dallaev et al., 2023).

Actualmente, los sistemas fotovoltaicos se clasifican en dos tipos principales según la configuración de los módulos, los sistemas de montaje fijo y sistemas de seguimiento solar (Al-Ezzi y Ansari, 2022). Los paneles de tipo fijo se instalan en ángulos de inclinación constante, generalmente optimizado para la latitud del sitio, ya sea sobre superficies planas o inclinadas. Los paneles de seguimiento están diseñados para ajustar su orientación a lo largo del día con el fin de maximizar la captación de radiación solar. Estos se dividen en sistemas de rotación de un eje y rotación de doble eje.

La degradación de los paneles solares ocurre a una tasa promedio anual del 0.6 y 0.7%. De los factores más influyentes en la degradación de los paneles solares es la exposición constante a la radiación solar, que afecta directamente los materiales que componen los módulos. Factores ambientales y mecánicos también tienen influencia en la degradación: el polvo puede llegar a reducir el rendimiento hasta en un 7.4%, la humedad puede reducir la potencia hasta en un 36.22% y la

decoloración puede causar pérdidas de hasta un 24.6%. Estos efectos combinados impactan directamente el rendimiento de un parque solar (Rahman et al., 2023).

Los indicadores de desempeño clave (KPIs, por sus siglas en inglés), se utilizan para el monitoreo de sistemas de plantas fotovoltaicas. Entre ellos están el indicador coeficiente de rendimiento (PR, por sus siglas en inglés), rendimiento de energía entregada (PEY, por sus siglas en inglés), porcentaje de polvo (SR, por sus siglas en inglés), tiempo de respuesta de mantenimiento, tasa de degradación (Rd, por sus siglas en inglés) y tasa de pérdida de rendimiento (PLR, por su sigla en inglés), son algunos de los KPIs. Todos estos indicadores son de ámbito técnico, estas métricas proporcionan información sobre la planta fotovoltaica en su estado de operación (Lindig et al., 2024).

El PR es un parámetro fundamental para evaluar la eficiencia global de los sistemas fotovoltaicos bajo condiciones reales, ya que permite comparar el rendimiento entre distintas tecnologías más allá de su capacidad instalada. En el caso específico de los módulos policristalinos, un estudio demostró que su comportamiento varía notablemente según la orientación del sistema. Los módulos orientados al sur alcanzaron un PR promedio de 79%, mientras que los dispuestos en configuración Este/Oeste presentaron el valor más bajo de todos los sistemas analizados, con 72.3% (Ayadi et al., 2022). Esta diferencia de más de seis puntos porcentuales refleja que, a lo largo del tiempo, condiciones como la orientación, la irradiancia disponible y factores ambientales pueden generar disminuciones sostenidas en la eficiencia relativa del sistema, aun cuando los módulos mantengan una operación estable. Por lo tanto, esto refleja la importancia de mantener condiciones óptimas de operación para garantizar la estabilidad del rendimiento.

El análisis financiero en proyectos energéticos es fundamental porque permite evaluar no solo la viabilidad económica inicial, sino también la sostenibilidad y rentabilidad a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Indicadores como el costo nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) permiten comparar el costo nivelado de la energía generada frente a otras tecnologías, considerando todos los costos asociados (inversión, operación, mantenimiento, financiamiento y desmantelamiento) por cada kilovatio-hora producido, ofreciendo así una medida directa de

competitividad. Además, el Retorno sobre el capital (ROE, por sus siglas en inglés) resulta crucial para comprender el retorno que obtienen los inversionistas sobre su capital aportado, vinculando el rendimiento técnico del parque con su impacto financiero (Delapiedra-Silva et al., 2022). Incorporar indicadores financieros en la evaluación técnica, como lo hace esta investigación en su metodología, permite identificar de manera integral las áreas de oportunidad para optimizar el desempeño económico del parque solar, garantizando la maximización de los beneficios y la reducción de los riesgos operacionales.

Otro aspecto relevante del análisis financiero en proyectos solares es la capacidad de anticipar escenarios de riesgo y variabilidad. Los modelos financieros permiten simular diferentes condiciones, como fluctuaciones en los precios de la energía, variaciones climáticas que afectan la generación, o cambios en las tasas de interés de financiamiento (Mijakovski y Mijakovski, 2011). Al incorporar estas proyecciones, los indicadores como el LCOE y el ROE no solo reflejan un estado actual, sino que permiten evaluar la resiliencia financiera del proyecto frente a condiciones adversas, garantizando que las decisiones de operación y mantenimiento sean informadas y alineadas con la rentabilidad a largo plazo.

Además, los análisis financieros son clave para la toma de decisiones estratégicas tanto a nivel técnico como gerencial. Indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) permiten cuantificar el beneficio neto esperado frente al costo de capital, y ayudan a priorizar inversiones en ampliaciones, mejoras tecnológicas o reemplazo de equipos (Erba et al., 2017). Al incluir estos indicadores en la evaluación de parques solares, es posible no solo medir el impacto financiero de cada decisión técnica, sino también optimizar la asignación de recursos, minimizando costos operativos innecesarios y maximizando el retorno para los inversionistas y propietarios del proyecto.

En 2016, la Universidad Zamorano realizó una inversión de USD 1.4 millones para la instalación de la primera fase de su parque solar, compuesto por 2,940 paneles fotovoltaicos con una capacidad instalada de 926.1 kWp. Este proyecto fue diseñado para aprovechar las altas tasas de irradiancia de

la región, contribuir a la sostenibilidad institucional y reducir los costos energéticos. Según Chacon Banegas (2017), el rendimiento inicial del parque alcanzó un 96.92% (1,420 MWh-año) con respecto al estudio de prefactibilidad, mostrando un desempeño técnico prometedor. Sin embargo, las evaluaciones posteriores, identificaron una degradación acumulativa de los paneles, con una disminución anual promedio del 0.7% en su rendimiento, atribuida a factores de variaciones climáticas como polvo, temperatura, irradiancia, sumado a la degradación interna de los paneles (Mejía Melara, 2022; Ortiz Peralta, 2020).

La primera fase del parque solar fotovoltaico de la Universidad Zamorano cumplió 8.5 años de operación en diciembre del 2024, lo que hace indispensable evaluar si su rendimiento ha cumplido con las expectativas proyectadas desde su instalación. Esta evaluación debe considerar tanto los factores técnicos como las actividades de mantenimiento que implementadas, ya que ambos influyen directamente en la eficiencia operativa del sistema. Este análisis no solo permitirá estimar el retorno de sobre el capital a partir del ahorro generado acumulado, sino que también proporcionará información para orientar futuras decisiones de operación, mantenimiento y posibles ampliaciones al sistema.

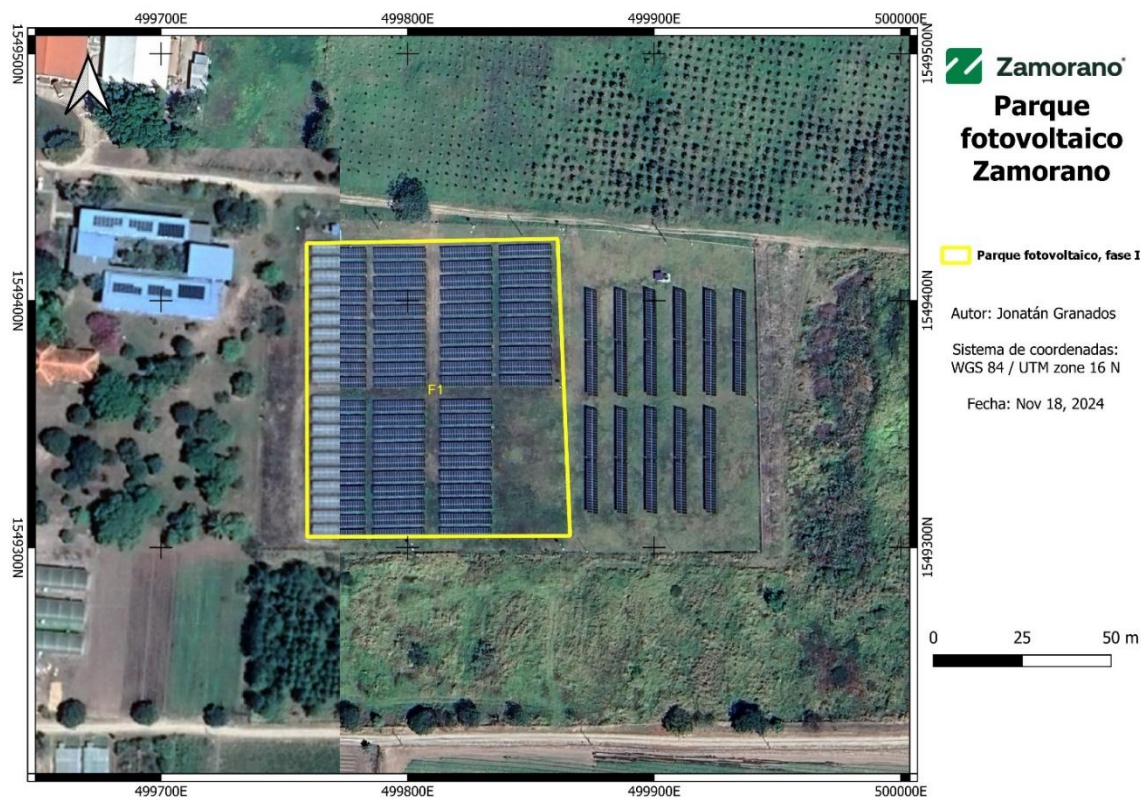
En este contexto, la presente investigación se planteó como objetivo general evaluar el rendimiento actual de la Fase I del parque solar, considerando los aspectos técnicos y de mantenimiento, a partir de los siguientes objetivos específicos: 1) Analizar la variación en generación de energía de la primera fase del parque solar durante el periodo de 2016-2024; 2) Evaluar los aspectos técnicos y de mantenimiento que afectaron el desempeño del parque fotovoltaico frente a los rangos descritos en el estudio de prefactibilidad; y, 3) Analizar el retorno de la inversión realizada a partir del ahorro económico generado durante el periodo de operación 2016-2024.

Metodología

El estudio se llevó a cabo en la Universidad Zamorano, ubicada en el kilómetro 30 de la carretera que conduce de Tegucigalpa hacia Danlí, en el municipio de San Antonio de Oriente, departamento de Francisco Morazán, Honduras ($14^{\circ}00'57.8''N$, $87^{\circ}00'06.4''W$). Actualmente el parque solar está compuesto por dos fases, sin embargo, esta investigación se enfoca exclusivamente en la fase I, la cual inició operaciones en junio de 2016 y fue implementada con base en el estudio de prefactibilidad realizado por la empresa Generación de Energía Centro Americana S.A. [GENERA (2015)]. La zona de estudio presenta una temperatura media anual de $22.67^{\circ}C$ y una irradiancia promedio diaria de $5.22 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, de acuerdo con datos climáticos obtenidos de la plataforma (NASA POWER, s.f.). La Figura 1 muestra la ubicación del parque fotovoltaico y la fase I como objeto de este estudio.

Figura 1

Ubicación del Parque Fotovoltaico de la Universidad Zamorano



El estudio es de carácter cuantitativo y se limita al análisis del desempeño técnico y económico de la fase I del parque fotovoltaico, que consiste en un sistema de autoconsumo conectado a la red. Está cuenta con 2,940 paneles solares policristalinos de eje fijo, con una potencia individual de 315 W, marca Jinko solar. El sistema ocupa un área de 1.1 ha y los módulos están organizados en arreglos conectados a 14 inversores modelo SMA-60 kW alcanzando una potencia nominal de 840 kWn. El Cuadro 1 detalla los periodos de operación de la fase I del parque fotovoltaico de Zamorano.

Cuadro 1

Periodos de Operación del Parque Fotovoltaico

Año de operación	Periodo
1	17 de junio de 2016 a 31 de mayo de 2017
2	1 de junio de 2017 a 31 de mayo de 2018
3	1 de junio de 2018 a 31 de mayo de 2019
4	1 de junio de 2019 a 31 de mayo de 2020
5	1 de junio de 2020 a 31 de mayo de 2021
6	1 de junio de 2021 a 31 de mayo de 2022
7	1 de junio de 2022 a 31 de mayo de 2023
8	1 de junio de 2023 a 31 de mayo de 2024
9	1 de junio de 2024 a 31 de diciembre de 2024

Diversos estudios han cuantificado la variabilidad interanual en la generación de energía fotovoltaica. Por ejemplo, en un análisis realizado durante 17 años para distintas localidades, se observó que el factor de capacidad anual de plantas FV puede oscilar típicamente entre un 2 - 3% de un año a otro, alcanzando diferencias de hasta alrededor 10% en regiones con condiciones climáticas más variables (Tavares et al., 2024). Estas discrepancias reflejan la influencia combinada de factores ambientales como la irradiancia solar disponible, la nubosidad, la temperatura ambiente y otros fenómenos meteorológicos sobre la producción fotovoltaica.

En este contexto, enfocar el análisis únicamente en la energía generada es válido, siempre que no se busque analizar causas específicas de pérdida, ya que esta métrica integra el efecto conjunto de todas esas variables ambientales sobre el rendimiento real del sistema. Además, si estudios previos han examinado por separado la irradiancia y la temperatura, centrar el análisis en la energía producida evita redundancias y se apoya en las conclusiones establecidas por aquellas investigaciones,

aprovechando que la energía anual generada resume el comportamiento interanual del sistema en función de las variaciones climáticas ya conocidas.

Para el análisis de la variación en generación de energía, se construyó una base de datos a partir de los registros de generación de energía almacenados en el portal Green Power Monitor (GPM). Este portal proporciona variables como el coeficiente de rendimiento (Performance Ratio, PR por sus siglas en inglés) y la potencia activa de los 14 inversores, contando con registros diarios, mensuales y anuales.

Recopilación y Organización de Datos

Para el presente estudio, se seleccionaron variables directamente relacionadas con el desempeño operativo y energético del parque fotovoltaico, tales como la energía generada por el sistema, el coeficiente de rendimiento (PR) y la potencia activa por cada inversor. Estas variables son fundamentales para analizar la variación energética del sistema, ya que permiten evaluar no solo la cantidad de energía entregada, sino también la eficiencia con la que los equipos convierten la irradiancia disponible en energía útil.

Datos de Variación de Energía

La energía considerada en este estudio corresponde a la energía generada por el sistema fotovoltaico y entregada a la red. Esta energía es medida directamente a la salida del inversor, expresándose en unidades de kilovatios-hora (kWh). Los datos de generación fueron obtenidos en registros horarios, desde las 00:00 hasta las 23:00 horas, dado que la plataforma utilizada no permite la selección de rangos personalizados para la descarga de información.

La información fue descargada desde el portal en formato CSV, el cual contiene encabezados tales como: "Medida", "Fecha", "Energía", "Irradiancia" y "PR del sistema". Para facilitar el manejo y organización de los datos, se estructuraron carpetas por año, abarcando el periodo comprendido entre 2016 y 2024, y a su vez, subdivididas por mes (enero a diciembre), tal como se muestra en el Anexo A.

En primer lugar, los valores horarios se consolidaron mediante sumatorias para obtener los datos de generación diaria. Posteriormente, la sumatoria de los valores diarios permitió conformar las tablas de generación mensual. Finalmente, la suma de los valores mensuales dio como resultado las tablas de generación anual, utilizadas para los análisis estadísticos y energéticos del presente estudio.

Datos del Coeficiente de Rendimiento

El coeficiente del rendimiento (PR), un indicador normalizado según la Comisión Electrotécnica Internacional (2021). Estos datos fueron descargados en intervalos horarios, desde las 00:00 hasta las 23:00 horas, ya que el portal de GPM no permite seleccionar rangos específicos de descarga. Los valores de PR se expresan en porcentaje (%) y reflejan la eficiencia operativa del sistema fotovoltaico en cada hora del día, al relacionar la energía efectivamente generada con la energía teórica esperada según la irradiancia disponible. Dado que el PR es una variable que cambia a lo largo del día según las condiciones ambientales y el desempeño del sistema, se trata de un indicador horario y no constante. Para su organización y posterior análisis, los datos fueron clasificados en carpetas por año (2016–2024) y por mes (enero–diciembre) (Anexo A).

Datos de Energía de Inversores

Los datos de los inversores fueron descargados con una frecuencia de cinco minutos, desde las 00:00 hasta las 23:00 horas. Los datos son descargados del portal en un formato de CVS, el archivo CVS contiene encabezados como “Medida”, “Fecha”, “Dispositivo” y “Potencia Activa (kW)”. Se organizó la información en carpetas por año (2016–2024) y por meses (enero–diciembre). Se utilizaron tablas dinámicas para gestionar los datos de los inversores, aplicando algunas modificaciones para facilitar su visualización (Anexo A).

La energía de los inversores representa la energía eléctrica en corriente alterna (AC) que es entregada por cada inversor individual al sistema, y se expresa en kilovatios-hora (kWh). Esto se diferencia de los datos de generación total de energía, que suelen referirse a la suma consolidada de todos los inversores del parque. Se eligió evaluar la energía generada por cada inversor de forma desagregada porque permite identificar el aporte individual de cada equipo, detectar posibles fallas

técnicas, desequilibrios entre dispositivos, y cuantificar pérdidas específicas por desconexiones o degradaciones. Este enfoque detallado es fundamental para un diagnóstico técnico más preciso del rendimiento del sistema fotovoltaico.

Análisis de Datos y Estimación de Variación de Energía

Con el objetivo de evaluar la generación de energía del sistema, se sumaron los valores diarios correspondientes al intervalo horario de 6:00 a 18:00 horas, extraídos de la columna Energía de Fase I (kWh), para el período comprendido entre el 16 de junio de 2016 y el 31 de diciembre de 2024. A partir de estos datos, se generaron tablas diarias, mensuales y anuales, lo que permitió obtener una visión más detallada y representativa del comportamiento de la variación de energía en el parque. Además, se estimaron valores de variación de energía con valores históricos, ya que los datos presentaron periodos de registros incorrectos en el cual faltaban o no existían datos.

Posteriormente se hizo comparación entre los valores reportados por los estudios anteriores de GENERA (2015) respectivamente en la variación de energía mensual y anual. Además, se hicieron comparación con los estudios concluidos por Chacon Banegas (2017), Mejía Melara (2022) y Ortiz Peralta (2020) en el ámbito de variación de energía. Esta comparación permitió validar la precisión de las proyecciones iniciales y evaluar el desempeño real del sistema.

Evaluación del Desempeño del Parque Fotovoltaico

El desempeño y la cantidad de energía generada por un parque solar están determinados por una combinación de variables operativas y ambientales. Entre las más influyentes se encuentran la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, el nivel de irradiación solar recibida, la temperatura de operación y la acumulación de suciedad en los módulos.

Asimismo, factores como el estado y mantenimiento de los inversores, la frecuencia y calidad de la limpieza de los paneles, la degradación de los materiales con el tiempo, posibles fallos técnicos y los tiempos requeridos para la reparación o reemplazo de componentes, fueron considerados como elementos que pueden afectar el rendimiento real del parque fotovoltaico. Para analizar estos aspectos, se empleó el indicador Coeficiente de Rendimiento (PR) como medida técnica principal, con

base en registros históricos de generación y funcionamiento del sistema. Además, se complementó el análisis técnico con información recopilada a través de entrevistas semiestructuradas al personal encargado de la operación del parque (Anexo B). Estas entrevistas permitieron identificar eventos operativos relevantes y características del mantenimiento aplicado, lo que contribuyó a contextualizar las fluctuaciones observadas en el comportamiento del sistema durante el período de análisis.

Evaluación del Coeficiente de Rendimiento (PR)

Para el análisis de este indicador se utilizó estadística descriptiva, calculando el promedio sucesivo a escalas temporales. Inicialmente, se calculó un promedio diario simple a partir de los datos registrados, estructurando tablas de carácter diario. Posteriormente, se calculó un promedio simple de los valores diarios obtenidos para generar tablas temporales de valor mensual. A continuación, se efectuó un proceso análogo para la obtención de promedios anuales, permitiendo evaluar la evolución del PR en temporalidad anual. Esta metodología también fue utilizada por Shiva Kumar y Sudhakar (2015), quienes aplicaron el mismo procedimiento para analizar el desempeño de una planta fotovoltaica de 10 MW en India, donde calcularon PR diario, mensual y anual, con el fin de observar las variaciones operativas en diferentes escalas temporales y su comportamiento frente a factores climáticos y operativos.

En este estudio, el análisis se llevó a cabo a nivel mensual con el fin de lograr un mayor alcance y comprensión de los datos operativos a lo largo del período de evaluación. Para ello, se elaboraron gráficos de control de producción energética, los cuales permitieron visualizar las fluctuaciones mensuales en relación con los rangos de desempeño esperados. Estos rangos se establecieron a partir de dos referencias: el valor técnico reportado por, quien identificó una producción esperada de 1,360 MWh/año, y el valor definido en el estudio de prefactibilidad elaborado por (1,465 MWh/año). Estos valores de referencia fueron utilizados para definir los límites superiores e inferiores del comportamiento esperado del sistema, permitiendo así identificar desviaciones relevantes durante los años de operación.

Análisis y Comparación de Inversores

El inversor es un componente esencial en una planta fotovoltaica, ya que convierte la energía de corriente continua generada por los módulos solares en energía de corriente alterna utilizable por la red. Dada su importancia, cualquier fallo, desconexión o pérdida de eficiencia afecta directamente el rendimiento general del parque. Por ello, este análisis se enfocó en evaluar el comportamiento individual de cada inversor, con el propósito de identificar desviaciones operativas, cuantificar su contribución a la generación total y detectar posibles anomalías que puedan impactar el desempeño global del sistema.

El estudio se realizó utilizando los datos proporcionados por el portal GPM, el cual registra información cada cinco minutos. Se tomó como referencia el horario de generación activa del parque, comprendido entre las 6:00 a.m. y las 6:00 p.m. El parámetro analizado fue la Potencia Activa (kW), la cual se convirtió en energía (kWh) mediante la integración de los datos en cada intervalo de tiempo. Posteriormente, se sumaron los valores horarios para obtener la generación diaria de cada inversor, lo que permitió evaluar su desempeño a lo largo del tiempo y detectar diferencias operativas entre ellos.

Para evaluar el desempeño del parque solar a partir de estos datos, aplicó estadística descriptiva. Su rendimiento fue comparado con respecto a su ficha técnica y al inversor con mejor rendimiento. Con los resultados se hicieron gráficos anuales por cada inversor con el objetivo de observar anomalías en su rendimiento. Al encontrarse anomalías significativas se hizo un análisis aislado del inversor, este análisis se hizo hasta la temporalidad "día", se tomaron en cuenta los días sin operación de cada inversor.

Documentación de Actividades de Mantenimiento Preventivo y Correctivo del Parque Solar

El mantenimiento del parque solar fue considerado un aspecto crítico dentro de los procesos operativos del parque, abarcando dos enfoques: el mantenimiento correctivo y el preventivo. Ambos enfoques tienen implicaciones tanto positivas como negativas en la producción de energía del parque. La calidad de la operación de mantenimiento influye directamente en los tiempos requeridos para su

ejecución, pudiendo aumentar o disminuir según la eficiencia de los procedimientos implementados. Por este motivo, se decidió priorizar este aspecto como parte fundamental del análisis operativo.

Con el fin de recopilar información detallada sobre las prácticas de mantenimiento del parque, se realizó una consulta al personal técnico responsable de su operación, adscrito a la Gerencia de Mantenimiento de la Unidad de Infraestructura de la Universidad Zamorano. Para ello, se llevó a cabo una entrevista semiestructurada con el ingeniero encargado del departamento de mantenimiento, utilizando una guía de preguntas abiertas diseñada específicamente para este propósito (Anexo B). Además, se recopiló información sobre costos de mantenimiento y de operación del sistema.

Análisis de Inversión

El análisis del retorno de inversión se limitó al período comprendido entre el 1 de junio de 2016 a 31 diciembre de 2024. Para ello, se evaluó el indicador de Retorno sobre el Capital (ROE, por sus siglas en inglés), debido a que este considera tanto el capital invertido como los ingresos generados por la actividad económica, proporcionando así una medida clara de la rentabilidad de la inversión. Se utilizó una tasa de descuento del 9% para evaluar el indicar Valor Actual Neto (VAN), conforme a lo establecido en el documento « Empresa Nacional de Energía Eléctrica (s.f) » elaborado por Operador de Sistema (OS) y aprobado por el gobierno de Honduras. Esta tasa se eligió porque representa el costo de capital medio del sector energético nacional de Honduras y es comparable con las tasas utilizadas en estudios de prefactibilidad del mismo rubro que analizan proyectos de generación eléctrica bajo las condiciones regulatorias y económicas similares en Centro América. Además, se elaboró un flujo de caja de los 8.5 años de operación, para determinar el estatus financiero del proyecto (Anexo C).

Recolección de Datos

Las tarifas por KWh se extrajeron de facturas de pagos proporcionadas por el departamento de Finanzas de Zamorano en conjunto con los registros del departamento de Infraestructura. Además, se tomaron en cuenta las facturas de pago por mantenimiento interno por parte de Zamorano, pago por mantenimiento externo por parte de la empresa Enertiva, pago por compra de componentes, los

cuales incluyeron los costos de envíos. Para los cálculos financieros se trabajó en la divisa del dólar estadounidense (USD).

Construcción de Flujo de Caja

Para la construcción del flujo de caja se tomó en cuenta todos los aspectos financieros relevantes, incluyendo inversión inicial, ingresos y egresos operativos. El análisis cubrió una temporalidad de 8.5 años correspondiente al periodo de operación entre junio del 2016 y diciembre del 2024. Los ingresos se estimaron a partir de la energía generada por el parque fotovoltaico, y el monto facturado por consumo de electricidad a Zamorano. Para cada mes, el cálculo se ajustó con base en la tasa de cambio correspondiente al momento de emisión de la factura (Anexo F, G y K).

En cuanto al cálculo de egresos, se tomaron en cuenta los siguientes aspectos: mantenimiento, compra de inversores, compra de paneles, mantenimiento interno, compra de componentes, pago por envíos, pago por licencias ambiental. Estos elementos permitieron reflejar de forma realista la estructura de costos operativos del sistema y su impacto en la rentabilidad global del proyecto (Anexo I). No se consideró el gasto por arrendamiento de terreno, ya que este es propiedad de la Universidad Zamorano. Asimismo, no se incluyeron tasas de interés debido a que el proyecto fue financiado con fondos propios. Por esta razón, se empleó el indicador ROE para evaluar el retorno de la inversión sobre el capital aportado directamente por la institución.

Cálculo de Retorno Sobre el Capital

Se calculó el ROE de forma anual con el objetivo de obtener una visión más precisa sobre las tendencias de rentabilidad a lo largo del tiempo. Para ello, se aplicó la Ecuación 1, que permitió determinar el retorno sobre el patrimonio con base en los ingresos netos generados por la operación del parque.

$$ROE = \frac{\text{Ingresos netos anuales}}{\text{Patrimonio neto}} \quad [1]$$

Resultados y Discusión

Variación en la Generación de Energía Eléctrica del Parque Fotovoltaico (2016–2024)

La información disponible de la variación anual del parque es el total del 8.5 años de operación con un total de 9.345 MWh acumulados, esto representa un promedio anual de 1,038 MWh/año y una variación de 78.8 MWh/año. Sin embargo, existen periodos en donde el portal no registró la generación de energía debido a fallas en la comunicación del sistema de monitoreo con el portal GPM.

Específicamente, el tercer año se registró una interrupción de 2 meses (enero y febrero de 2019), el séptimo año con 5 meses (octubre a diciembre de 2022, enero y mayo 2023) y el octavo año con 4 meses (junio a septiembre de 2023), sumando un total de 11 meses sin registro de datos. Sin embargo, de acuerdo con información proporcionada por el ingeniero responsable de la Dirección de infraestructura, el parque mantuvo la operación sin interrupciones en los periodos mencionados, por lo que, para fines de esta investigación se realizó una estimación de la cantidad de energía generada a partir de datos históricos registros en años previos sin pérdida de información, con el fin de mantener la coherencia del análisis técnico y financiero.

La estimación de datos se hizo a partir de datos históricos previos al año (Anexo D). En el tercer año se utilizaron los datos del año 1 y 2 en el periodo de febrero y marzo. Para el año 7 y 8 se utilizaron datos históricos a partir del cuarto año. El total acumulado después de la estimación fue de 10,517 MWh. El sexto año registra el mayor aporte con una generación de 1,356 MWh que superó en 14 MWh al primer año de operación (aproximadamente 1% superior). Por otro lado, el octavo año fue el de menor aporte con una generación total de 1,108 MWh, lo que representa un descenso en 248 MWh en comparación al sexto año y 233 MWh con respecto al primero. En general, el promedio de generación anual fue de 1,168 MWh con una desviación estándar de 88 MWh, que indica una variación moderada entre los diferentes años evaluados. Estos datos permiten visualizar de forma clara cómo la generación de energía puede fluctuar anualmente como se observar en el Cuadro 2, resaltando la importancia de estrategias operativas que mantengan la estabilidad en la producción.

Cuadro 2*Datos de Generación de Energía Generada Registrada y Estimada*

Año	MWh registrado en GPM	MWh Estimado	Total, Generado MWh/año
1	1,342		1,341.90
2	1,225		1,225.14
3	946	227	1,173.06
4	1,229		1,228.91
5	1,262		1,262.00
6	1,356		1,355.54
7	757	424	1,180.25
8	586	522	1,108.19
8.5	643		642.57
\bar{X}	1,038.38		1,168.62
Total	9,345.46		10,517.55

El sexto año de operación registró un valor notablemente superior en comparación con los demás periodos, con una generación promedio de 9% mayor que en años anteriores y un 1% por encima del primer año. Este comportamiento se considera atípico para plantas fotovoltaicas, aunque coincide con la ejecución de actividades de mantenimiento enfocadas en el reemplazo de inversores que presentaban deficiencias, las cuales fueron identificadas durante el cuarto año de operación. La generación anual en el sexto año fue de 1,356 MWh, valor muy cercano al reportado por Mejía Melara (2022) , quien estimó una producción de 1,368 MWh-año para un periodo similar. Esta diferencia se debe a los periodos de evaluación en el cual se trabajó el estudio (marzo-febrero), no obstante, valida la consistencia de los resultados obtenidos en esta investigación.

Si bien es cierto que las plantas fotovoltaicas con el tiempo tienden a degradarse y a entregar una menor energía en comparación a los primeros años de operación y que un valor superior en años posteriores al primer año de operación sea atípico, esto puede pasar cuando se hace un reemplazo de componentes como los inversores, así lo demuestra un análisis de centrales fotovoltaicas utilitarias de Estados Unidos en donde se encontró que algunas instalaciones con 7 años de operaciones mostraron un repunte de 5% en su generación después de realizar reparaciones en inversores (Fitzgerald Weaver, 2022).

Por otro lado, los registros del séptimo y octavo año muestran una caída importante en la generación de energía, no obstante, los registros en estos años están altamente influenciados por problemas de comunicación de transmisión de datos entre los dispositivos de monitoreo ambientales y el administrador de inversores con la plataforma GMP, esto por daños ocasionados luego de un evento de tormenta eléctrica registrado en noviembre de 2022. Al estimar los valores del octavo año, solamente presenta un 4% menos en la producción con respecto al séptimo año, sin embargo, el séptimo año presenta un 15% menos que el sexto año. Aunque, estos valores son estimados por lo que la producción real de energía del parque fotovoltaico puede ser mayor a lo presentado en este estudio.

Durante el periodo de operación de 8.5 años, el parque fotovoltaico no alcanzó la generación anual estimada en el estudio de prefactibilidad, el cual proyectaba una capacidad de 1,465 MWh/año. Los valores más cercanos los presentan el primer año de operación y el sexto año. El primero con 1,342 MWh en el cual se contaba con todos los componentes del parque en óptimas condiciones y el sexto año con 1,356 MWh que en este año se hizo el reemplazo de un inversor que estaba causando problemas.

Además, se encontró un incremento sostenido de la producción desde el cuarto año de operación. Esta tendencia positiva coincide con periodos de mayor estabilidad operativa y reducción de fallas en inversores, a partir del cuarto año se hizo un mejor seguimiento en el mantenimiento preventivo. Esto coincide con los datos encontrados por, en su estudio se menciona que en este año de operación se hicieron reparaciones y actividades de mantenimiento.

La variación de la planta fotovoltaica de Zamorano en comparación con otras plantas denota que su producción energética se encuentra en rangos aceptables. Un estudio realizado en el sur de Italia, en un sistema fotovoltaico de 960 kWp 1,132 MWh/año en corriente alterna, durante un periodo de 43 meses (3.58 años) (M. Malvoni et al., 2017). Otro estudio llevado a cabo en 2014 en donde se evaluaban parques con diferentes dimensiones (< 1,000 kWp - >10 MWp) en un periodo de

5 años (2008-2012) revela que las plantas fotovoltaicas de 0.1 - 1 MWp tienen un rango de producción entre 1,056 - 2,013 MWh-año (Nordmann et al., 2015).

Durante el análisis mensual de la producción energética del parque solar, se identificó que el mes de marzo fue el mes con mayor producción en cuatro de los ocho años evaluados. Esto refuerza la tendencia observada tanto en el estudio de prefactibilidad de GENERA (2015), que proyectó a marzo como el mes de mayor generación con una estimación de 141,562 kWh, como en la tesis de Mejía Melara (2022), que también reporta a marzo como el mes más productivo durante el cuarto año de operación. A nivel de unidad de área (kWh/m²), destacó igualmente a marzo como uno de los meses más eficientes en la Fase I.

Sin embargo, no en todos los años marzo fue el mes de mayor generación como se muestra en el Cuadro 3. En el análisis realizado por Mejía Melara (2022), reportó que en enero se registró el valor más alto de generación, con 127,775.80 kWh, lo cual es atípico en comparación con las tendencias generales. Este comportamiento se asocia principalmente a condiciones operativas particulares y no necesariamente a la irradiancia estacional. De igual manera, se registraron meses con caídas notorias en producción, como agosto (80,615.20 kWh) en el mismo estudio, y diciembre (93,053 kWh) según Chacon Banegas (2017), reflejando tanto la estacionalidad climática como los impactos operativos.

Cuadro 3

Máximos y Mínimos Encontrados en Cada Estudio

Fuente	Max	Min
GENERA 2015	Marzo (141,562 kWh)	Julio (111,953 kWh)
CHACÓN 2017	Octubre (130,737 kWh)	Diciembre (93,053 kWh)
ORTIZ 2020	Marzo (129,306 kWh)	Mayo (93,726 kWh)
MEJÍA 2022	Enero (127,775.80 kWh)	Agosto (80,615.20 kWh) †

Nota. † El autor recalca la falta de datos en su resultado.

La variabilidad mensual observada demuestra que, si bien la irradiancia solar es un factor determinante en la generación energética, no es el único que define el rendimiento del parque fotovoltaico. La consistencia de marzo como mes pico en varios años respalda las proyecciones de generación basadas en modelos climatológicos, como lo establece el estudio de GENERA. Sin embargo,

las desviaciones observadas en algunos años, donde meses como enero, abril o incluso octubre alcanzaron valores superiores, demuestran que las condiciones operativas, como el funcionamiento adecuado de los inversores, el mantenimiento oportuno y la disponibilidad del sistema, juegan un rol igual o incluso más relevante.

La presencia de años con datos incompletos o registros nulos en determinados meses no implica necesariamente una interrupción en la generación de energía, sino una limitación en la disponibilidad de datos para su análisis. Estas pérdidas de información, derivadas principalmente de fallas en el sistema de monitoreo, generan incertidumbre sobre el comportamiento real del sistema durante esos periodos, lo que obliga al uso de estimaciones en lugar de registros reales. Este hallazgo refuerza la importancia de no solo considerar la variabilidad climática, sino también los factores técnicos y de gestión operativa al momento de analizar el desempeño energético de la planta. Por lo tanto, si bien las condiciones climáticas permiten establecer tendencias, es la estabilidad operativa la que finalmente determina la capacidad del parque para alcanzar o superar sus niveles óptimos de producción.

A pesar de las interrupciones en los registros y ciertos eventos operativos adversos, el parque fotovoltaico mantuvo un desempeño técnico aceptables en comparación con otras plantas fotovoltaicas de similar potencia instalada. Estas observaciones respaldan su eficiencia como parte de la estrategia institucional de transición energética de la Universidad Zamorano. Además, los hallazgos obtenidos proporcionan una base técnica para orientar futuras decisiones relacionadas con la operación, el mantenimiento y la posible expansión del parque.

Análisis de Variables que Afectaron el Desempeño del Parque Fotovoltaico

El desempeño técnico del parque solar de Zamorano ha estado directamente influenciado por el tipo y frecuencia de las actividades de mantenimiento aplicadas. Según lo expresado en la entrevista con el personal del Departamento de Infraestructura, el mantenimiento especializado se realiza de manera periódica cada 6 meses. Sin embargo, el departamento realiza actividades programadas como las necesidades operativas que surgen. Las labores no siguen un protocolo preventivo formalizado

bajo un sistema digital o estandarizado, pero sí cumplen con intervenciones periódicas y correctivas que buscan mantener la continuidad operativa del parque. El equipo técnico del departamento mantiene un monitoreo regular y lleva a cabo inspecciones semanales, lo que permite identificar rápidamente cualquier anomalía y atender los eventos que puedan comprometer el desempeño del sistema.

De acuerdo con la Comisión Electrotécnica Internacional (2021) normativa IEC 62446, se recomienda la realización de inspecciones periódicas, limpieza calendarizada y registros del historial de mantenimiento. Actualmente, el parque cuenta con un contrato activo con la empresa Enertiva, que realiza mantenimientos mayores cada seis meses, donde, lavado de módulos, inspección de conexiones, chequeo de tableros eléctricos y termografías. Adicionalmente, el personal del Departamento de Infraestructura realiza labores internas de mantenimiento complementario, especialmente durante la época lluviosa, cuando la vegetación crece más rápido y se requiere mayor frecuencia en las limpiezas, adaptándose a las condiciones climáticas y operativas.

La importancia del mantenimiento preventivo se discute en un estudio realizado por Ortiz Peralta (2020), donde reporta que la falta de mantenimiento oportuno contribuyó directamente a la caída del coeficiente de rendimiento (PR), alcanzando valores de 66.29%. En este análisis se evidenció que la acumulación de polvo y la falta de respuesta técnica inmediata redujeron el rendimiento de varios inversores por periodos prolongados. Este hallazgo se alinea con lo expresado en la entrevista realizada para esta investigación.

Por otro lado, el estudio de Mejía Melara (2022) destaca que los años en los que se reportaron limpiezas profundas o intervenciones técnicas externas, coinciden con repuntes en la generación eléctrica, lo que sugiere que incluso pequeñas acciones correctivas tienen un impacto positivo y medible. Además, el hecho de que la respuesta de mantenimiento en el reemplazo de componentes indica una falta de eficiencia en el mantenimiento correctivo que impacta negativamente en la eficiencia global del parque.

A pesar de los esfuerzos de la unidad para mantener la operación del parque, durante los años de funcionamiento se presentaron daños en algunos componentes, situación que es común en instalaciones fotovoltaicas de larga operación. Entre los incidentes más frecuentes se reportaron paneles quebrados, sin embargo, suelen ser reemplazados de manera inmediata o en un plazo no mayor a 24 horas, siempre que el inventario lo permite. En el caso de los inversores, el proceso de reposición puede ser más prolongado, debido a la gestión de la adquisición de un nuevo inversor o los trámites de reemplazo por garantía. El tiempo de espera puede extenderse hasta aproximadamente cuatro meses, no debido a fallas en la gestión local, sino a los plazos logísticos asociados con la importación de equipos especializados y los trámites requeridos con proveedores internacionales

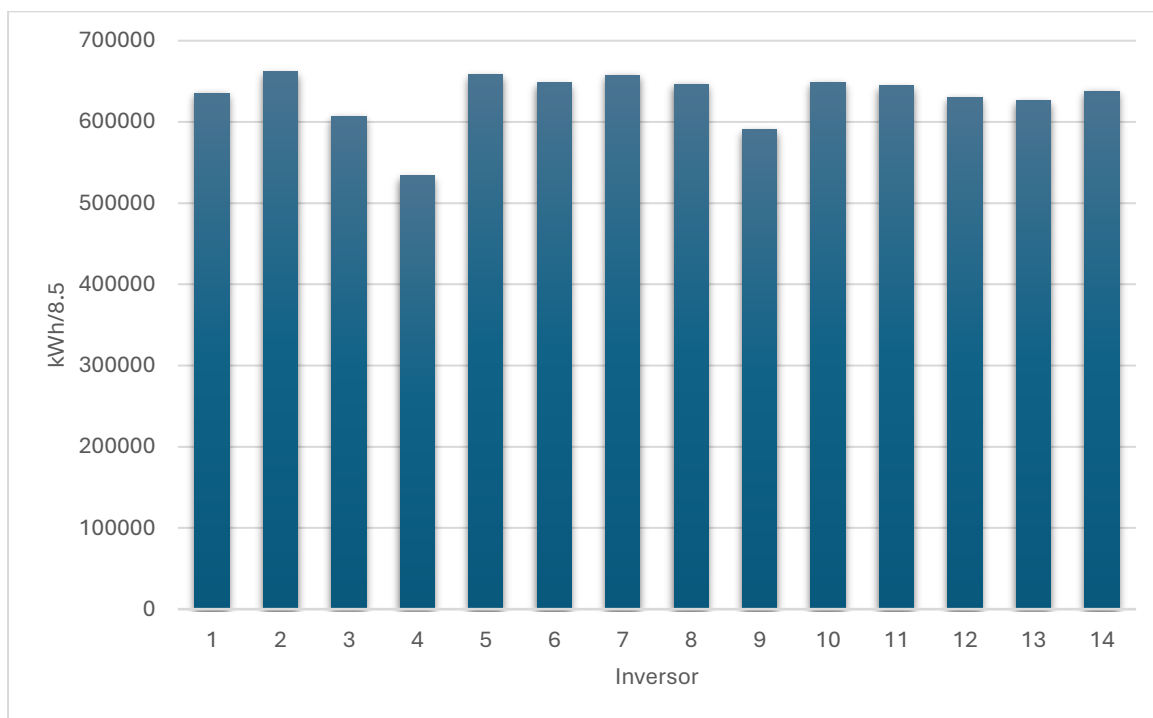
Análisis de Desempeño de Inversores

De acuerdo con su ficha técnica, cada inversor tiene la capacidad nominal de 60 kW y una eficiencia en la conversión 98%. En teoría, todos los inversores deberían de trabajar bajo las mismas condiciones de carga y eficiencia. En el estudio de GENERA (2015), se asumió una distribución equitativa de 210 módulos para cada inversor, lo que, en términos energéticos, implicaría una producción equilibrada entre unidades.

El análisis de datos reales mostró que la energía aportada por cada inversor presentó variaciones numéricas. En promedio, cada inversor aportó 630,426.80 kWh/año con una desviación 2,723 kW/año, siendo el Inversor 2 (I2) el más eficiente con un total de 661,901.43 kWh/año (Anexo E), mientras que el inversor 4 (I4) fue el de menor aportación con 533,834.33 kWh siendo 20% menos que I2. La diferencia entre estos es de 128,067 kWh lo que equivale a 3 meses de operación promedio de estos inversores. Esto repercute directamente en el rendimiento del parque afectando directamente al indicador PR y además aporta al retraso en el retorno de inversión. La Figura 2 muestra el aporte total por inversor.

Figura 2

Aporte Por Inversor en los 8.5 Años de Operación



Los periodos inoperantes en el parque fotovoltaico se intensificaron en la transición del tercer al cuarto año, en el periodo enero-diciembre de 2019 (enero-mayo pertenecen al tercer año de operación y junio-diciembre al cuarto año de operación) se encontró que los dispositivos no operaron en un total de 67 días, dispersados en todo el año, esto sin tomar en cuenta que los meses de febrero y marzo no existen datos de generación de energía. Sumado a esto el inversor (I9) dejó de operar el día 3 de enero de ese mismo año retomando operaciones hasta el 25 de julio. Por otro lado, el inversor 4 (I4) dejó de operar el por 11 meses desde junio/01/2019 hasta septiembre/01/2020 donde fue reemplazado. Otro gran periodo sin datos de operación que se encontró fue en la transición entre el año 7 y 8, 2023 solo cuenta con datos de febrero, marzo, abril y diciembre.

El hallazgo de I9 y los datos faltantes de la transición, coinciden con la tesis de Ortiz Peralta (2020) en donde se identificó que al menos un inversor (I9) dejó de funcionar. El inicio de operación del I4 concuerda con Mejía Melara (2022) en donde se menciona que hubo actividades de reemplazo

en su año de estudio. En cuanto al estudio de GENERA (2015), no contempla fallas diferenciales entre inversor ni la degradación rápida de algunos componentes.

Un estudio donde se evaluaron 15 plantas fotovoltaicas ubicadas en España e Italia durante un periodo de 15 meses se identificó que los inversores fueron responsables del 28.03% del total de fallas detectadas, y que dichas fallas contribuyeron con el 27.55% del total de las pérdidas energéticas por fallos, cuyo mal funcionamiento generó interrupciones parciales de producción prolongadas. Los inversores fueron la segunda causa más relevante en términos de impacto energético. El estudio enfatiza que los fallos en inversores no solo causan pérdidas directas, sino que también pueden pasar desapercibidos si no se implementa un sistema de monitoreo detallado por unidad (Lillo-Bravo et al., 2018). Además, los autores advierten que el rendimiento desigual entre inversores puede persistir durante meses sin ser corregido, afectando negativamente al indicador PR y a la eficiencia global de la planta. Estos hallazgos coinciden con lo observado en el sistema de Zamorano, donde las fallas prolongadas en los inversores 4 y 9 generaron pérdidas significativas y afectaron el comportamiento global del sistema.

Los resultados afirman que el mal rendimiento de los inversores afecta directamente al indicador PR global del parque como se observa en la Figura 4 y 5, prueba de ello son los periodos en donde el PR mostró valores por debajo del 70%. Esto señala que el seguimiento individual de los inversores no solo permite detectar fallas técnicas puntuales como muestra la Figura 3 en donde se muestra el comportamiento de 3 inversores con mayores problemas en comparación con un inversor estable, sino también que es esencial para diagnosticar desviaciones globales del sistema y anticiparse a caídas de rendimiento y aplicar medidas correctivas.

Figura 3

Desempeño Operativo de Inversor 3,4 y 9 en Comparación con Inversor 5



Figura 4

Valores PR con Todos los Inversores Operando (may-2021)

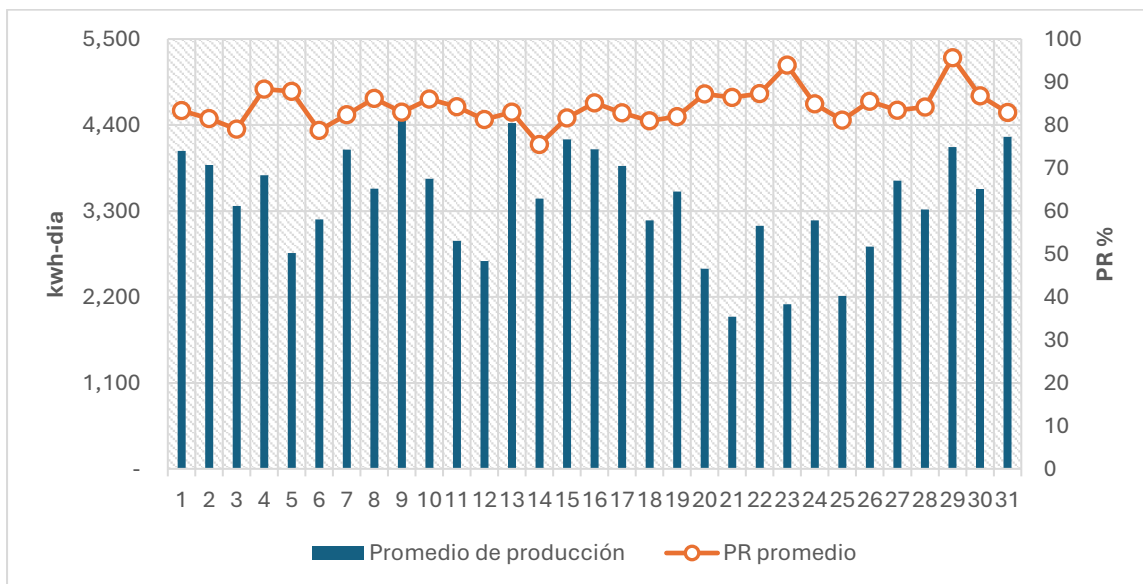
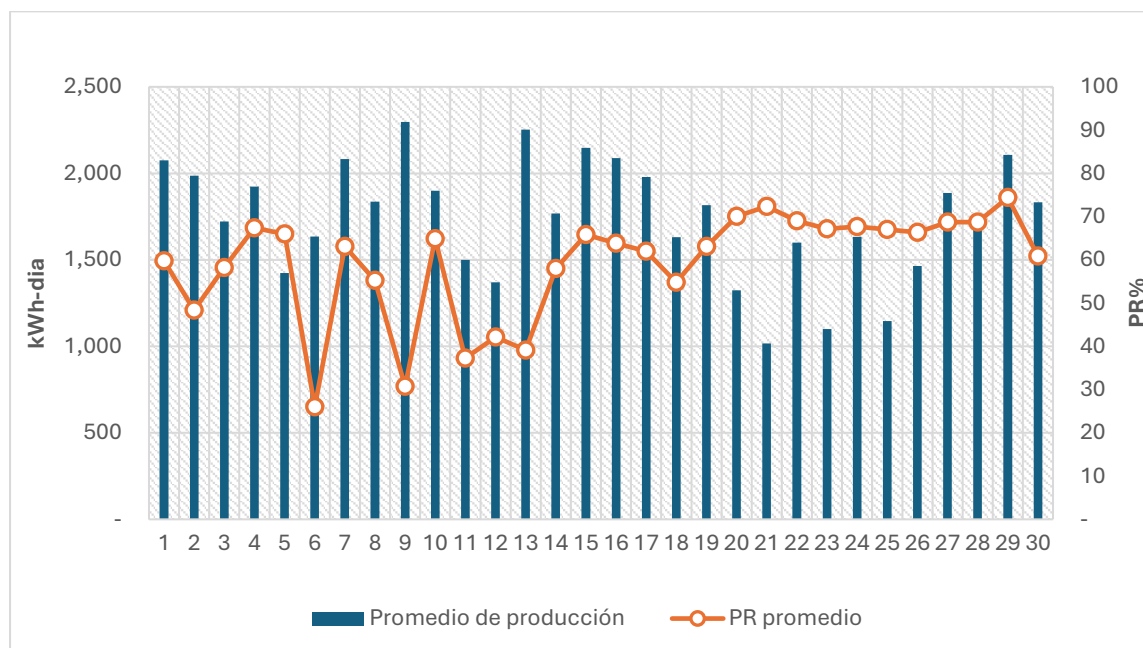


Figura 5

Valores PR con Días e Inversores Inoperantes (nov-2019)



El rendimiento de los inversores incide directamente en la cantidad de energía útil que se inyecta a la red y por lo tanto impactará en el periodo de retorno de la inversión. Un estudio realizado en una planta fotovoltaica de 1 MW conectada a la red eléctrica de una fábrica en Marruecos concluyó que las pérdidas asociadas a los inversores representan una fracción significativa de las pérdidas totales del sistema. El análisis demostró que una adecuada selección y dimensionamiento de los inversores contribuye a optimizar el rendimiento energético global del parque, mejorando la eficiencia de conversión y la estabilidad de la producción a largo plazo (Eddahbi et al., 2023).

Análisis de Coeficiente de Rendimiento (PR)

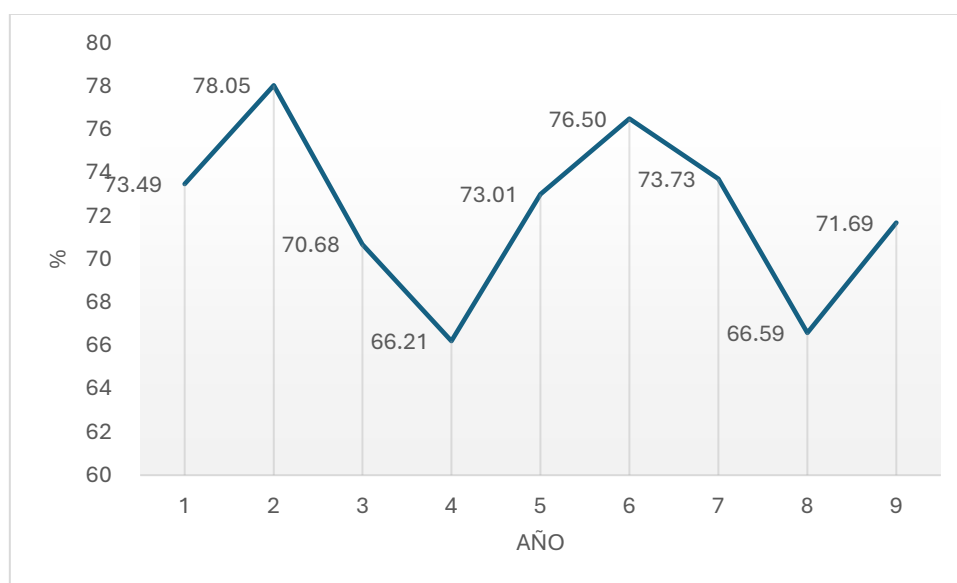
Para la evaluación del parque solar se utilizó el indicador técnico Coeficiente de Rendimiento (PR), según los lineamientos establecidos por la Comisión Electrotécnica Internacional (2021), que recomienda un rango aceptable entre el 60 y 90% en condiciones operativas reales.

Durante los ocho años de operación del parque, el promedio general del PR fue de 72.22%, un valor con poca desviación a 76.2% reportado por el estudio de GENERA (2015). En particular, los años

2 y 6 superaron dicha proyección como se muestra en la Figura 6, alcanzando promedios de 78.05 y 76.50% respectivamente, lo que coincide con periodos donde se implementaron actividades correctivas significativas de mantenimiento, como limpieza y reparación de inversores, según los registros históricos (Anexo H).

Figura 6

Valores Promedio Anuales de PR del Parque Fotovoltaico



El valor mínimo mensual de PR se registró en febrero del año 4, con un PR de 66.21%, asociado a fallos técnicos. Además, en este periodo de operación el I4 no operó por 11 meses, siendo 7 meses del año 4. Otro valor similar es el del año 8 con un valor de 66.59%, sin embargo, este valor está fuertemente influenciado por fallas técnicas se deben la falta de datos por problemas en la comunicación entre el parque y el portal GPM.

Por otro lado, se observó que los meses de junio a agosto concentraron los valores más altos, con un promedio mensual de hasta 86.94%, lo que concuerda con las proyecciones mensuales del estudio GENERA (2015), donde también se preveía una mayor producción y rendimiento en estos meses.

Estos valores coinciden con el estudio de Ortiz Peralta (2020), quien reportó un PR anual de 66.29% en el cuarto año de operación, con un PR máximo en diciembre (71.19%) y un mínimo en septiembre (60.50%), atribuyendo la caída a la inoperancia parcial de inversores y retrasos en mantenimiento. Por su parte, Mejía Melara (2022) no reporta el %PR en su estudio, pero identifica una mayor generación en el mes de enero (11.12 kWh/m²), lo que complementa el análisis técnico con indicadores alternativos. Finalmente, el estudio de Chacon Banegas (2017) no reportó el análisis de PR, pero sí validó una generación estable durante los primeros meses de operación, compatible con un PR cercano al proyectado en estudio de prefactibilidad.

El PR de parque de Zamorano se encuentra en un rango estándar definido por la norma IEC 61724, según un reporte técnico de “National Renewable Energy Laboratory” en 2013 (Dierauf T., 2013) el rango es de 0.6 - 0.9 (60 - 90%). En ese mismo reporte se menciona que el PR puede variar hasta $\pm 10\%$. Además, en un estudio similar en al sur de Tenerife, Islas Canarias encontró que el PR de un parque solar de 8 años de operación tenían desviaciones de hasta 15% (Montes et al., 2022). Otro estudio llevado a cabo en India en un parque solar de 1 MWp en un periodo de 3 años, contó con resultados de valores PR $\pm 20\%$ de diferencia (Min: 67, Max: 82) (Maria Malvoni et al., 2020).

Análisis Financiero

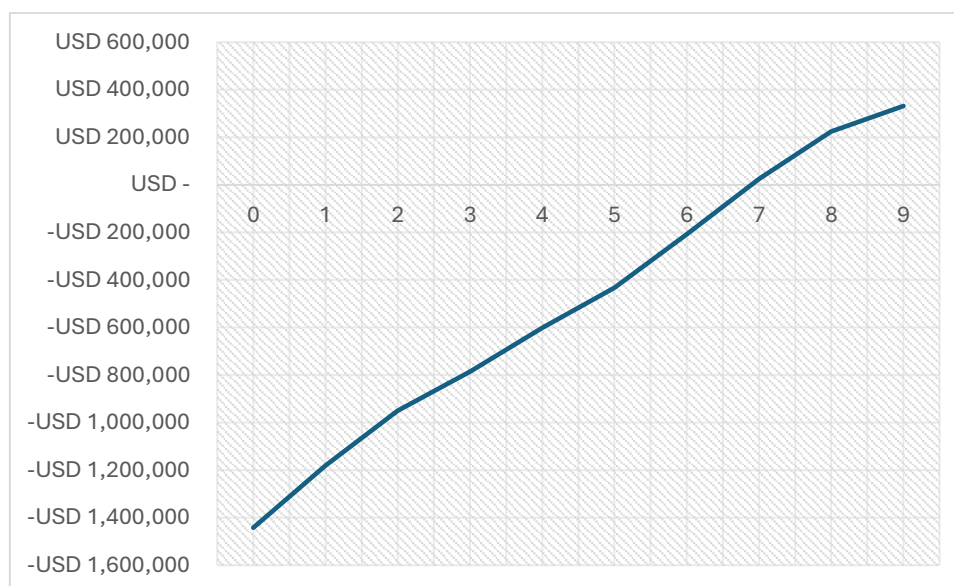
El análisis financiero se realizó para un periodo de 8.5 años de operación, correspondiente a la primera fase del parque solar fotovoltaico. Se compararon las proyecciones establecidas en el estudio realizado por GENERA (2015) y Chacon Banegas (2017) con los datos reales registrados durante el periodo evaluado. En los años de ausencia de información, se estimaron datos de generación con base a registros históricos. Además, se hizo una comparación de los resultados obtenidos para los indicadores financieros ROE y VAN con respecto a otras alternativas de inversión (Anexo J).

El análisis financiero del proyecto fotovoltaico evidenció un desempeño sólido en términos de rentabilidad y recuperación de inversión. El flujo neto acumulado positivo de USD 1,773,923.84 confirma que los ahorros generados por la sustitución de energía convencional con producción

fotovoltaica no solo cubrieron los costos operativos del sistema, sino que generaron excedentes económicos durante el periodo de 8.5 años de operación. El retorno de inversión se logró en 7.4 años, un resultado consistente con las proyecciones iniciales del estudio de prefactibilidad realizado por GENERA S.A. (2015), que estimaba una recuperación en 7.1 años como muestra la Figura 7. Este comportamiento real demuestra que, a pesar de los retos técnicos enfrentados como periodos de inactividad por fallas en inversores y retrasos en el mantenimiento correctivo, el proyecto mantuvo una estabilidad financiera que valida el modelo implementado.

Figura 7

Retorno de la Inversión



En el análisis del Retorno de Inversión sobre el Capital (ROE) se determinó que el proyecto alcanzó el 100% de recuperación del capital invertido al completar 7.4 años de operación. Esto representa un retraso marginal de apenas tres meses respecto a la proyección realizada por GENERA (2015), que estimaba un periodo de retorno de 7.1 años. Para el séptimo año, el ROE fue del 16%, lo que indica una rentabilidad considerable en comparación con otras opciones de inversión disponibles en el mercado financiero hondureño.

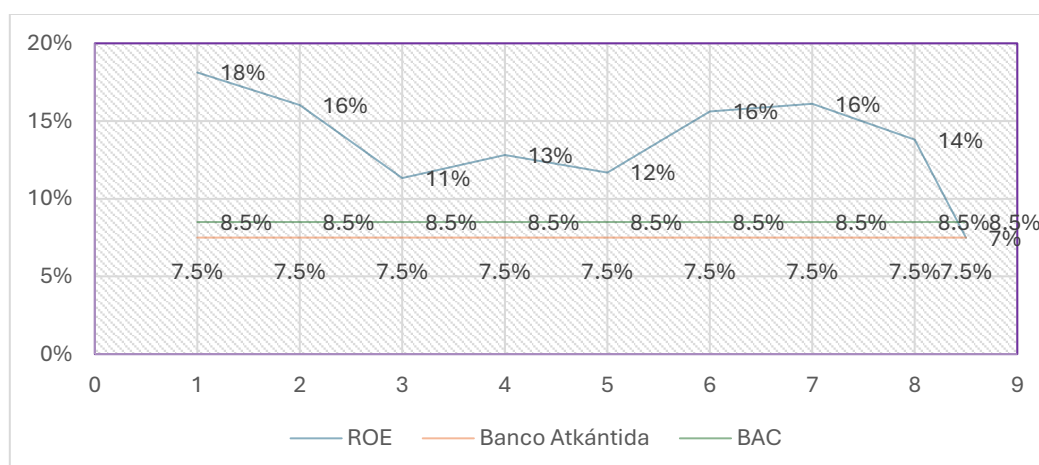
En términos globales, los proyectos solares fotovoltaicos suelen ofrecer un ROE dependiendo del contexto regulatorio y financiero. Una revisión amplia sugiere que el retorno mínimo aceptable

para inversionistas institucionales se sitúa en torno al 6 - 8% para justificar la viabilidad del proyecto (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2023; Nyer et al., 2019). En la práctica, un ROE cercano al 7 – 8 % es comparable al rendimiento histórico del mercado bursátil, mientras que valores que superan el 10% anual son considerados altamente atractivos frente a otras formas tradicionales de inversión. En este contexto, el proyecto evaluado en Zamorano presenta un ROE superior al 8 – 10%, se puede considerar que su desempeño financiero no solo cumple con los estándares internacionales, sino que lo ubica como una inversión rentable y competitiva dentro del sector de energías limpias en América Latina.

Al comparar este resultado con los rendimientos ofrecidos por bonos de caja en instituciones financieras como Banco Atlántida, Banco Ficohsa y Banco América Central (BAC), cuyo rendimiento máximo es del 8.5% anual para BAC y 7.5% para Banco Atlántida, queda en evidencia en la Figura 8 que la inversión en el parque fotovoltaico genera un retorno significativamente más alto. Este comportamiento demuestra que, pese a los desafíos operativos enfrentados en algunos años, el proyecto mantiene una rentabilidad atractiva, posicionándose como una alternativa financiera superior frente a inversiones tradicionales de renta fija disponibles en el mercado nacional.

Figura 8

Comparación de Rendimiento entre Inversión en el Parque Solar y Bonos de Caja



En cuanto a la rentabilidad, el indicador Valor Actual Neto (VAN) como muestra el Cuadro 4, presenta valores positivos a partir del cuarto año de operación, lo que evidencia que el proyecto es

financieramente rentable desde ese momento. Este resultado refleja que el proyecto no solo logró recuperar la inversión inicial, sino que a partir de ese punto comenzó a generar excedentes económicos después de cubrir la inversión, consolidándose como un proyecto sostenible y con capacidad de generar beneficios netos en los años siguientes. Este comportamiento confirma que, pese a los retos operativos enfrentados en algunos periodos, el modelo de ahorro energético mediante la operación del parque solar es económicamente sólido y competitivo frente a otras alternativas de inversión.

Cuadro 4

Evolución del Indicador VAN en el periodo de operación

Año	VAN (USD)
1	-211,330.14
2	-111,253.22
3	-23,755.42
4	52,534.12
5	122,193.80
6	182,869.57
7	235,087.00
8	273,400.96
8.5	295,980.89

Nota. Cálculo realizado con base en flujos netos de caja anuales descontados, considerando una tasa de interés del 9% según el plan 2024-2033 de ENEE.

Aunque el proyecto logra alcanzar el retorno de inversión en el séptimo año de operación, tres meses después de la proyección importante desglosar las causas principales que provocaron este retraso. La principal causa identificada fue el incremento significativo en los costos de mantenimiento. El estudio de factibilidad estimaba un gasto acumulado de USD 74,088 para los 8 años de operación (considerando USD 9,261 por año); sin embargo, los registros reales muestran que los costos asociados a mantenimiento ascendieron a USD 174,464 en ese mismo periodo, lo que representa un aumento del 62% respecto a lo proyectado inicialmente.

Estos altos costos se explican principalmente por la dependencia de proveedores internacionales, que incrementan los costos de importación de repuestos y extienden los tiempos de respuesta para la reposición de equipos críticos como inversores. Esto recalca la importancia

estratégica de encontrar un proveedor regional. Además, la ausencia de un inventario local de componentes ha derivado en tiempos de inactividad prolongados, afectando tanto la generación de energía como la acumulación de ingresos proyectados.

Estudios recientes Olgar et al. (2021) identifican que los principales problemas asociados a los parques solares a nivel global están relacionados precisamente con los costos elevados de mantenimiento correctivo, derivados de fallas no anticipadas, degradación acelerada de componentes y falta de mantenimiento preventivo. Por ello, robustecer las estrategias de mantenimiento preventivo, en lugar de centrarse solo en lo correctivo, resulta esencial para reducir costos, mejorar la disponibilidad operativa y garantizar la sostenibilidad financiera a largo plazo.

A pesar de estos desafíos, el proyecto demuestra una rentabilidad superior al de alternativas de inversión nacionales, con un ROE promedio de 14%. Este indicador, junto con el flujo de caja positivo observado a partir del séptimo año, sugiere que, una vez superadas las limitaciones, la planta tiene la capacidad mantener márgenes financieros estables en los siguientes años. El año 8.5 muestra un valor del 7% por el motivo que solo cuenta con los datos de medio año operativo, en próximas evaluaciones el valor ROE debería de alcanzar mínimo 11%. El Cuadro 5 muestra un resumen de la actividad del parque fotovoltaico de Zamorano.

Cuadro 5

Evolución anual de la producción energética, ingresos netos y rentabilidad financiera del proyecto

(VAN y ROE)

Año	Generación de energía (MWh)	Ingresos netos (USD)	VAN (USD)	ROE (%)
1	1,341.90	261,430.86	211,330.14	18
2	1,225.14	231,117.20	111,253.22	16
3	1,168.81	163,450.49	23,755.42	11
4	1,228.91	184,734.29	52,534.12	13
5	1,262.00	168,576.32	122,193.80	12
6	1,355.54	225,303.61	182,869.57	16
7	1,159.36	232,318.77	235,087.00	16
8	1,117.54	199,056.23	273,400.96	14
8.5	642.57	107,936.07	295,980.89	7

Conclusiones

La variación en la generación de energía a lo largo de los 8.5 años de operación estuvo influenciada principalmente por fallas técnicas asociadas a los inversores. No obstante, dicha variabilidad se mantuvo dentro de rangos aceptables y comparables con los reportados por plantas fotovoltaicas de capacidad similar, lo que indica un desempeño operativo adecuado considerando las condiciones del sistema.

Las principales limitaciones en el desempeño operativo del parque están asociadas a retrasos en la atención de fallas críticas, especialmente en los inversores. La falta de inventario de repuestos estratégicos y la dependencia de procesos de importación han afectado la continuidad operativa del sistema. Estas limitaciones han dificultado el cumplimiento sostenido de los parámetros de generación establecidos en el estudio de prefactibilidad, lo que resalta la necesidad de fortalecer la planificación del mantenimiento y la gestión de componentes clave.

El análisis financiero realizado permitió confirmar la rentabilidad del parque solar, posicionándolo como una alternativa de inversión competitiva frente a otras opciones disponibles en el mercado financiero nacional. Estos resultados respaldan su viabilidad técnica y económica, y evidencian el potencial de este tipo de proyectos en el contexto de la institución.

Recomendaciones.

Implementar la sustitución progresiva de los dispositivos de registro de datos del parque por equipos con mayor resistencia a condiciones climáticas adversas, con el fin de reducir pérdidas de información y mejorar la confiabilidad del monitoreo.

Realizar una extracción de datos in situ periódicamente, para garantizar la preservación de la mayor parte de datos posibles para los siguientes análisis del parque solar.

Realizar una evaluación sobre la viabilidad de un inventario local con respecto a componentes como inversores y dispositivos de registro con el objetivo de disminuir los costos envíos y tiempo de reemplazo en el parque.

Para próximos estudios, en el manejo de datos usar POWER BI, si bien "Microsoft Excel®" es un buen gestor de datos, su comunicación con QUERY es lenta. Al igual que pedir datos ya descargados de la base de datos ahorraría tiempo.

Referencias

- Al-Ezzi, A. S. y Ansari, M. N. M. (2022). Photovoltaic Solar Cells: A Review. *Applied System Innovation*, 5(4), 67. <https://doi.org/10.3390/asi5040067>
- Ayadi, O., Shadid, R., Bani-Abdullah, A., Alrbai, M., Abu-Mualla, M. y Balah, N. (2022). Experimental comparison between Monocrystalline, Polycrystalline, and Thin-film solar systems under sunny climatic conditions. *Energy Reports*, 8, 218–230. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.06.121>
- Chacon Banegas, R. A. (2017). *Validación de estudios de factibilidad frente al desempeño técnico del parque solar de Zamorano, Honduras* [Proyecto Especial de Graduación]. Escuelas Agrícola Panamericana, Zamorano, Honduras. <https://bdigital.zamorano.edu/handle/11036/5966>
- Comisión Electrotécnica Internacional (2021). *IEC 61724-1:2021 - Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring*. <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/c9f32a26-b82a-4956-910c-4ede09fc6222/iec-61724-1-2021>
- Dallaev, R., Pisarenko, T., Papež, N. y Holcman, V. (2023). Overview of the Current State of Flexible Solar Panels and Photovoltaic Materials. *Materials (Basel, Switzerland)*, 16(17). <https://doi.org/10.3390/ma16175839>
- Delapedra-Silva, V., Ferreira, P., Cunha, J. y Kimura, H. (2022). Methods for Financial Assessment of Renewable Energy Projects: A Review. *Processes*, 10(2), 184. <https://doi.org/10.3390/pr10020184>
- Dierauf T. (2013). *Weather-Corrected Performance Ratio*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. <http://www.osti.gov/bridge>
- Eddahbi, H., Benaouinate, L., Khafallah, M. y El Afia, A. (2023). Performance Assessment and Analysis of a 1 MW Three-Phase Photovoltaic Power Station Connected to a Factory's Electrical Grid in Morocco. *Energies*, 16(21), 7414. <https://doi.org/10.3390/en16217414>
- Ellabban, O., Abu-Rub, H. y Blaabjerg, F. (2014). Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 748–764. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (s.f). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033*. <https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/G01-PIEG-2024-2033-Aprobado.pdf>
- Erba, S., Causone, F. y Armani, R. (2017). The effect of weather datasets on building energy simulation outputs. *Energy Procedia*, 134, 545–554. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.561>
- Fitzgerald Weaver, J. (2022). *Newer and larger solar plants perform better, while older plants pick up steam with repowering*. <https://pv-magazine-usa.com/2022/03/16/newer-and-larger-solar-plants-perform-better-while-older-plants-pick-up-steam-with-repowering/#:~:text=Newer%20and%20larger%20solar%20plants,pick%20up%20steam%20with%20repowering>
- GENERA. (2015). *Factibilidad para proyecto solar fotovoltaica en la EAP, de 840 KWn*. GENERACIÓN ENERGÉTICA CENTRO AMÉRICA, S.A.

- Ghasemi-Mobtaker, H., Mostashari-Rad, F., Saber, Z., Chau, K. y Nabavi-Pelesaraei, A. (2020). Application of photovoltaic system to modify energy use, environmental damages and cumulative exergy demand of two irrigation systems-A case study: Barley production of Iran. *Renewable Energy*, *160*, 1316–1334. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.047>
- IEA Internacional Energy Agency. (2023). *Renewables 2023 Analysis and forecast to 2028*. IEA Internacional Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf
- Lillo-Bravo, I., González-Martínez, P., Larrañeta, M. y Guasumba-Codena, J. (2018). Impact of Energy Losses Due to Failures on Photovoltaic Plant Energy Balance. *Energies*, *11*(2), 363. <https://doi.org/10.3390/en11020363>
- Lindig, S., Deckx, J., Herz, M., Ascencio-Vasquez, J., Theristis, M., Herteleer, B., & Anderson, K. S. (2024). *Best practice guidelines for the use of economic and technical KPIs* [No. SAND2024-16932R]. Sandia National Laboratories (SNL-NM).
- Malvoni, M [M.], Leggieri, A., Maggiotto, G., Congedo, P. M. y Giorgi, M. G. de (2017). Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kW P photovoltaic system in the Mediterranean climate. *Energy Conversion and Management*, *145*, 169–181. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.075>
- Malvoni, M [Maria], Kumar, N. M., Chopra, S. S. y Hatzigaryriou, N. (2020). Performance and degradation assessment of large-scale grid-connected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India. *Solar Energy*, *203*, 101–113. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.04.011>
- Mejía Melara, C. A. (2022). *Comparación del desempeño de las fases 1 y 2 del parque solar durante el periodo 2021-2022 en la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano* [Proyecto Especial de Graduación, Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, Honduras]. [bdigital.zamorano.edu](https://bdigital.zamorano.edu/items/125cc53d-1dbe-4660-b6ba-1e511cf3ecc3). <https://bdigital.zamorano.edu/items/125cc53d-1dbe-4660-b6ba-1e511cf3ecc3>
- Mijakovski, V. y Mijakovski, N. (2011). Review of current position and perspectives of renewable energy in the Republic of Macedonia with focus on electricity production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *15*(9), 5068–5080. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.049>
- Montes, C., Dorta-Guerra, R., González-Díaz, B., González-Pérez, S., Ocaña, L. y Larena, E. (2022). Study of the Evolution of the Performance Ratio of Photovoltaic Plants Operating in a Utility-Scale Installation Located at a Subtropical Climate Zone Using Mixed-Effects Linear Modeling. *Applied Sciences*, *12*(21), 11306. <https://doi.org/10.3390/app122111306>
- Nordmann, T., Clavadetscher, L., van Sark, W., & Green, M. (2015). *Analysis of Long-Term Performance of PV Systems: Different Data Resolution for Different Purposes*. IEA Internacional Energy Agency.
- Olgar, M. A., Sarp, A. O., Seyhan, A. y Zan, R. (2021). Impact of stacking order and annealing temperature on properties of CZTS thin films and solar cell performance. *Renewable Energy*, *179*, 1865–1874. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.08.023>
- Organización de las Naciones Unidas. (2022). *SDG indicators: United Nations Statistics Division*. <https://unstats.un.org/sdgs/report/2023/Goal-07/>
- Ortiz Peralta, G. B. (2020). *Evaluación Técnica-Financiera del Parque Solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, durante su cuarto año de operación* [Proyecto Especial de

- Graduación]. Escuelas Agrícola Panamericana, Zamorano, Honduras.
<https://bdigital.zamorano.edu/handle/11036/6774>
- Osman, M. y Qureshi, I. (2025). Review of photovoltaic and concentrated solar technologies including their performance, reliability, efficiency and storage. *Results in Engineering*, 25, 104424. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104424>
- Pourasl, H. H., Barenji, R. V. y Khojastehnezhad, V. M. (2023). Solar energy status in the world: A comprehensive review. *Energy Reports*, 10, 3474–3493. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.10.022>
- Rahman, T., Mansur, A., Hossain Lipu, M., Rahman, M., Ashique, R., Houran, M., Elavarasan, R. y Hossain, E. (2023). Investigation of Degradation of Solar Photovoltaics: A Review of Aging Factors, Impacts, and Future Directions toward Sustainable Energy Management. *Energies*, 16(9), 3706. <https://doi.org/10.3390/en16093706>
- Savchenko, M. V. y Romanets, T. P. (2024). Investments in Renewable Energy: Global Trends and Modern Tools. *Business Inform*, 3(554), 23–30. <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2024-3-23-30>
- Shiva Kumar, B. y Sudhakar, K. (2015). Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Reports*, 1, 184–192. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2015.10.001>
- Tavares, A. M., Conceição, R., Lopes, F. M. y Silva, H. G. (2024). Effect of Solar Irradiation Inter-Annual Variability on PV and CSP Power Plants Production Capacity: Portugal Case-Study. *Energies*, 17(21), 5490. <https://doi.org/10.3390/en17215490>
- U.S. Energy Information Administration. (2023). *International Energy Outlook 2023*. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook. https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/IEO2023_narrative.pdf

Anexos

Anexo A

Instructivo para la descarga, organización y gestión de datos

Descarga de datos

Datos de generación de energía.

Los datos de generación de energía fueron descargados en valores horarios, desde las 00:00 hasta las 23:00 horas, debido a que el portal no permite la selección de rangos específicos de descarga. Para organizar los datos, se crearon carpetas por años (2016-2024) y por meses (enero-diciembre).

1. Acceder al portal Monitor Green Powers a través del navegador Chrome.
2. Seleccionar la Fase 1, objeto de evaluación en este estudio.
3. En la parte superior izquierda, hacer clic en la pestaña "Consulta rápida".
4. En la ventana de "Consultas rápidas", se encuentran los siguientes ítems: "Tipología de elementos", "Elementos" y "Parámetros".
5. En la pestaña "Tipología de elementos", seleccionar las variables. En "Elementos", elegir "Fase 1", y en "Parámetros", seleccionar:
 - Irradiancia del plano inclinado
 - Temperatura de la planta (ambiente, °C)
 - Temperatura de la planta (panel, °C)
 - Energía generada por la planta - Fase 1 (kWh)
 - PR Fase 1 (%)
 - Potencia de la planta - Fase 1 (kW)
6. En la parte central, seleccionar "Todo el día", ya que el portal no permite filtrar por horas específicas.
7. Para descargar los datos, cambiar la visualización de "Gráfico" a "Tabla" en la parte superior derecha y descargar en formato CSV.

Datos de generación de energía de inversores.

Los datos de los inversores fueron descargados con una frecuencia de minutos, desde las 00:00 hasta las 23:00 horas. Se organizó la información en carpetas por año (2016-2024) y por meses (enero-diciembre).

1. Acceder al portal Monitor Green Powers a través del navegador Chrome.
2. Seleccionar la Fase 1.
3. Hacer clic en la pestaña "Consulta rápida".
4. En la ventana de "Consultas rápidas", seleccionar:
 - "Tipología de elementos": Inversor.
 - "Elementos": Fase 1.
 - "Parámetros": Potencia activa.
5. Seleccionar "Todo el día".
6. Cambiar la visualización de "Gráfico" a "Tabla" y descargar en formato CSV.
7. Descargar cada día del mes y almacenar los archivos en sus carpetas respectivas.

Organización De Datos

Datos de generación de energía

Para la manipulación de datos se utilizó Excel (versión 16, idioma inglés). Se crearon plantillas para cada año con hojas separadas por mes. Los datos en formato CSV fueron extraídos mediante la función "Get Data".

1. Abrir una plantilla en Excel y crear hojas con los nombres de los meses del año.
2. Utilizar "Get Data" en la pestaña "Data".

3. Seleccionar "From File" y luego "From Folder".
4. Elegir la carpeta del mes de interés y hacer clic en abrir.
5. En la ventana emergente, hacer clic en la flecha del botón "Combine" y seleccionar "Combine & Load to".
6. Confirmar la previsualización de los datos y hacer clic en "OK".
7. En la ventana "Import Data", seleccionar "Table" y definir la celda de inicio.

Datos de generación de inversores

Se aplicó el mismo procedimiento descrito anteriormente para extraer los datos.

Gestión de datos

Generación de energía

Se crearon tablas con la suma de kW generados entre las 6:00 y las 18:00 horas de cada día. Se utilizó la función "SUM" y se automatizó el proceso con la herramienta "Automate". Posteriormente, se filtraron los datos con la condición "kW > 1000". Se crearon tablas con encabezados "kW" y "PR" para cada mes. Además, se generó una hoja resumen en cada plantilla anual con la suma de kW y los promedios de PR por mes. Finalmente, se consolidaron todas las tablas en una única plantilla de Excel para facilitar el análisis.

Generación de energía por inversores

Se utilizaron tablas dinámicas para gestionar los datos de los inversores, con algunas modificaciones para mejorar la visualización. Se agregaron columnas para "Dispositivo" y "Hora".

1. En la pestaña "Data", seleccionar "From range/table", lo que abre la ventana "Power Query Editor".
2. En "Add Column", seleccionar la columna "Fecha" y extraer solo las horas con la opción "Hour".
3. Duplicar la columna "Dispositivo".
4. Insertar una tabla dinámica y organizar las variables:

- "Filters": Dispositivo.
- "Columns": Hour.
- "Rows": Dispositivo (copia) y Fecha.
- "Values": Potencia (ajusta a SUMA).

5. Copiar las sumas de cada mes en una tabla resumen para su análisis posterior.

Anexo B

Entrevista

Fecha:

Hora:

Lugar:

Entrevistador:

Introducción: Analizar la planificación, supervisión y asignación de recursos en las actividades de mantenimiento, así como identificar oportunidades de mejora en la gestión del área.

Tiempo: 10 min

Los datos recopilados no serán expuestos al público.

- ¿Qué tipo de mantenimiento se le aplican al parque y cuál es su frecuencia?
- ¿Cómo organiza y prioriza las actividades de mantenimiento del parque solar? (Factores que considera más importantes para establecer prioridades)
- ¿Con qué frecuencia realiza mantenimiento preventivo? ¿En cuáles meses del año son más frecuentes?
- ¿Han ocurrido fallos importantes en los equipos o interrupciones de energía? ¿Cuánto tiempo llevo corregir este fallo o interrupción?
- ¿Existen desafíos relacionados con la logística o disponibilidad de recursos en el caso de un mantenimiento correctivo en el parque? Si sí, ¿cuáles fueron los desafíos y cómo fueron superados? ¿Cuánto fue el costo?
- ¿Dan mantenimiento al sistema de monitoreo o solo al parque? ¿Cuál es la vida útil del sistema de monitoreo, tiene garantía o repuestos? ¿Han usado los repuestos?
- ¿Qué tipo de capacitaciones o entrenamientos reciben los operarios de mantenimiento? ¿Qué medidas implementa para asegurar que el equipo de mantenimiento cuente con los recursos necesarios?
- ¿Qué cambios o mejoras propondría para optimizar las actividades del área de mantenimiento?

Anexo C

Producción mensual kWh-mes con datos Registrados en GPM

Mes	Año								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Junio	59,652.91	101,385.81	107,154.52	92,340.54	76,180.50	104,560.90	101,070.70	-	91,263.83
Julio	125,040.03	108,850.54	118,883.01	100,708.14	89,899.30	114,915.59	110,789.10	-	107,853.05
Agosto	118,117.68	122,403.41	120,561.65	103,000.99	100,284.20	77,452.40	108,042.30	-	127,957.60
Septiembre	121,203.33	121,606.65	54,940.32	104,791.02	102,021.39	125,906.00	112,551.10	-	105,372.16
Octubre	132,386.24	111,109.88	119,968.18	112,003.06	111,795.69	116,501.50	-	-	108,134.87
Noviembre	109,402.15	120,769.42	113,630.34	94,523.06	77,767.16	97,002.70	-	19,276.90	101,987.52
Diciembre	90,536.12	100,208.25	110,118.34	111,162.13	117,180.34	107,391.20	-	190,249.30	-
Enero	127,812.11	104,886.87	76,207.74	96,420.19	101,243.93	127,775.80	-	206,392.70	-
Febrero	114,434.51	85,888.94	-	109,048.90	117,385.05	106,082.50	103,544.60	63,106.92	-
Marzo	129,328.78	123,751.50	-	123,967.20	122,432.67	135,992.40	119,689.90	102,525.62	-
Abril	127,043.45	121,351.97	22,345.48	93,607.80	121,693.37	126,058.70	100,973.00	81,952.73	-
Mayo	86,943.23	104,310.92	102,549.12	87,335.60	124,115.10	115,899.90	-	107,704.35	-

Anexo D

Aporte mensual kWh-mes con datos estimados, valores mín. y máx.

Mes	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
	Año								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Junio	59,652.91	101,385.81	107,154.52	92,340.54	76,180.50	104,560.90	101,070.70	91,701.21	91,263.83
Julio	125,040.03	108,850.54	118,883.01	100,708.14	89,899.30	114,915.59	110,789.10	109,617.35	107,853.05
Agosto	118,117.68	122,403.41	120,561.65	103,000.99	100,284.20	77,452.40	108,042.30	109,727.53	127,957.60
Septiembre	121,203.33	121,606.65	54,940.32	104,791.02	102,021.39	125,906.00	112,551.10	106,049.00	105,372.16
Octubre	132,386.24	111,109.88	119,968.18	112,003.06	111,795.69	116,501.50	100,537.79	114,054.65	108,134.87
Noviembre	109,402.15	120,769.42	113,630.34	94,523.06	77,767.16	97,002.70	90,338.82	19,276.90	101,987.52
Diciembre	90,536.12	100,208.25	110,118.34	111,162.13	117,180.34	107,391.20	106,099.40	106,099.40	-
Enero	127,812.11	104,886.87	76,207.74	96,420.19	101,243.93	127,775.80	105,724.44	105,724.44	-
Febrero	114,434.51	85,888.94	99,927.35	109,048.90	117,385.05	106,082.50	103,544.60	63,106.92	-
Marzo	129,328.78	123,751.50	122,526.87	123,967.20	122,432.67	135,992.40	119,689.90	102,525.62	-
Abril	127,043.45	121,351.97	22,345.48	93,607.80	121,693.37	126,058.70	100,973.00	81,952.73	-
Mayo	86,943.23	104,310.92	102,549.12	87,335.60	124,115.10	115,899.90	103,525.65	107,704.35	-
kWh-año	1,341,900.54	1,326,524.16	1,168,812.91	1,228,908.63	1,261,998.70	1,355,539.59	1,262,886.79	1,117,540.09	642,569.03
MWh-año	1,341.90	1,326.52	1,168.81	1,228.91	1,262.00	1,355.54	1,262.89	1,117.54	642.57

Valor Estimado	
Mínimo	
Máximo	

Anexo E

Aporte mensual kWh-año por cada inversor

Inversor	Año							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	97,029.57	93,761.37	68,806.92	99,839.04	90,743.82	95,565.70	52,668.81	36,995.01
2	98,732.98	95,105.09	70,093.04	102,491.39	93,231.83	97,595.14	54,622.22	50,029.74
3	94,941.29	92,496.20	64,063.01	80,517.47	93,457.92	98,456.51	54,166.55	29,135.49
4	98,498.34	95,584.42	59,127.37	-	73,861.37	101,862.58	55,392.87	22,250.61
5	97,696.56	95,048.65	70,221.74	101,621.38	92,985.65	98,313.17	54,510.17	47,837.55
6	98,015.20	95,405.55	69,944.22	92,574.22	93,617.36	97,369.13	52,990.94	48,175.94
7	97,285.55	94,681.50	70,603.04	102,445.57	92,451.87	98,853.66	52,998.99	48,067.46
8	96,309.05	93,512.03	70,218.87	101,821.50	91,293.11	91,880.67	53,317.37	48,040.15
9	94,876.14	94,610.62	41,346.66	72,992.11	89,486.20	96,195.84	52,616.69	48,192.29
10	96,879.01	94,708.35	67,913.13	99,118.60	89,866.42	96,805.56	54,851.88	48,457.14
11	90,322.01	93,453.73	70,068.10	101,608.43	90,234.70	97,344.14	53,439.47	48,123.73
12	93,832.08	85,261.29	67,512.08	97,577.87	89,147.56	97,195.91	51,613.38	47,902.62
13	93,417.83	92,486.90	63,816.46	96,394.29	88,567.72	96,461.02	47,710.72	47,430.85
14	98,273.99	95,341.31	66,213.87	95,111.44	85,933.80	95,467.51	53,386.76	47,918.72

Anexo F

Tasa de cambio mensual Lps/USD.

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	22.6120	23.7525	23.7641	24.5076	24.8221	24.2650	24.5998	24.7085	24.7657	25.5759
Febrero	22.7456	23.7323	23.7288	24.5542	24.8441	24.2447	24.6627	24.6780	24.7865	25.6834
Marzo	22.7845	23.6964	23.7816	24.5939	24.8882	24.1973	24.5458	24.6989	24.7958	25.7374
Abril	22.7484	23.6266	23.8170	24.6041	24.9795	24.1819	24.5077	24.6890	24.7909	
Mayo	22.7662	23.6345	23.9682	24.6287	25.0042	24.1663	24.5469	24.6815	24.8159	
Junio	22.9009	23.6078	24.1202	24.6769	24.9489	24.1323	24.5636	24.7165	24.8305	
Julio	22.9993	23.5990	24.1541	24.6710	24.8517	23.9309	24.6024	24.7141	24.8680	
Agosto	23.0492	23.5360	24.1656	24.7124	24.7128	23.9262	24.5795	24.7114	24.8753	
Septiembre	23.1264	23.5464	24.2076	24.7778	24.6542	24.2272	24.7116	24.7469	24.9115	
Octubre	23.2431	23.6304	24.2426	24.8074	24.5688	24.2563	24.7957	24.7837	25.0235	
Noviembre	23.3427	23.7332	24.3920	24.8093	24.4552	24.2756	24.7920	24.7978	25.1987	
Diciembre	23.6202	23.7229	24.4989	24.8179	24.3177	24.4136	24.7337	24.7694	25.4195	
Promedio	22.9949	23.6515	24.0701	24.6801	24.7539	24.1848	24.6368	24.7247	24.9235	25.6655

Nota. Fuente: Banco Central de Honduras

Anexo G

Ingresos Anuales

Mes	Año								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Junio	\$ 9,067.13	\$ 25,392.39	\$ 15,372.04	\$ 15,527.34	\$ 10,584.60	\$ 15,043.52	\$ 20,923.91	\$ -	\$ 18,627.14
Julio	\$ 17,606.60	\$ 27,475.59	\$ 16,416.25	\$ 15,729.26	\$ 12,589.02	\$ 18,246.06	\$ 22,656.86	\$ -	\$ 21,853.66
Agosto	\$ 18,344.22	\$ 29,787.02	\$ 17,017.70	\$ 17,332.04	\$ 13,931.38	\$ 12,172.26	\$ 20,548.01	\$ -	\$ 26,926.15
Septiembre	\$ 18,477.24	\$ 28,455.88	\$ 8,825.39	\$ 17,299.22	\$ 14,508.10	\$ 17,545.83	\$ 23,835.67	\$ -	\$ 21,722.79
Octubre	\$ 40,744.48	\$ 25,605.05	\$ 18,946.27	\$ 18,259.22	\$ 15,579.33	\$ 18,705.45	\$ -	\$ -	\$ 22,495.68
Noviembre	\$ 17,191.91	\$ 17,216.69	\$ 18,132.40	\$ 15,753.78	\$ 11,058.04	\$ 16,385.90	\$ -	\$ 3,719.29	\$ 21,915.39
Diciembre	\$ 17,982.52	\$ 15,177.68	\$ 16,064.59	\$ 20,987.08	\$ 18,074.51	\$ 23,455.17	\$ -	\$ 41,663.19	\$ -
Enero	\$ 27,100.98	\$ 15,706.28	\$ 12,052.33	\$ 17,064.11	\$ 15,485.51	\$ 23,223.35	\$ -	\$ 42,906.64	\$ -
Febrero	\$ 27,566.74	\$ 12,730.02	\$ -	\$ 18,895.35	\$ 19,116.83	\$ 21,588.20	\$ 21,240.37	\$ 12,988.23	\$ -
Marzo	\$ 31,292.75	\$ 18,327.94	\$ -	\$ 21,415.69	\$ 18,694.87	\$ 29,847.23	\$ 21,612.98	\$ 20,630.56	\$ -
Abril	\$ -	\$ 15,461.31	\$ 3,858.59	\$ 13,396.19	\$ 19,130.40	\$ 24,463.22	\$ 17,865.97	\$ 16,330.49	\$ -
Mayo	\$ -	\$ 15,210.01	\$ 17,737.10	\$ 12,397.38	\$ 18,077.72	\$ 22,213.20	\$ -	\$ 21,520.91	\$ -
Ingresos	\$ 225,374.58	\$ 246,545.87	\$ 144,422.64	\$ 204,056.66	\$ 186,830.32	\$ 242,889.39	\$ 148,683.77	\$ 159,759.32	\$ 133,540.82

Anexo H

PR promedio mensual

Mes	Año								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Junio	73.49	92.53	78.11	68.39	68.68	82.63	86.33	-	79.72
Julio	89.01	84.79	80.78	67.03	74.61	82.92	86.80	-	83.88
Agosto	74.26	83.55	87.24	63.04	76.38	85.24	79.20	-	77.73
Septiembre	70.56	85.30	54.45	62.41	71.80	78.31	79.63	-	53.38
Octubre	71.64	77.28	74.33	68.02	72.87	73.16	-	-	75.75
Noviembre	69.40	67.39	63.70	57.36	59.71	69.10	-	66.00	64.49
Diciembre	65.97	71.38	64.70	62.77	68.80	67.58	-	127.75	-
Enero	76.42	86.01	60.03	73.38	71.38	80.49	-	132.44	-
Febrero	73.77	63.26	-	66.90	71.89	75.31	62.47	35.27	-
Marzo	76.65	66.80	-	65.44	74.98	67.47	64.30	48.09	-
Abril	82.79	78.13	66.11	69.70	80.79	75.24	71.85	53.30	-
Mayo	57.93	80.19	79.02	70.11	84.27	80.59	-	72.37	-
\bar{x}	73.49	78.05	59.04	66.21	73.01	76.50	44.21	44.60	36.25

Anexo I

Egresos

Año	LPS/\$ promedio	Contrato de Monitoreo y mantenimiento preventivo	Servicio de S.M.		Compra de inversor en 2024	Compra de paneles	Mantenimiento interno	Compra de componentes	Pago por envíos	Pago por licencias ambiental	Mantenimiento de cabras	Total, a pagar
16	22.9949						26.64	-	-	-	-	
		14,809.81	1,030.00	15,839.81	-	-						15,889.44
17	23.6515						-	-	-	-	-	
		14,398.66	1,030.00	15,428.66	-	-						15,452.32
18	24.0701						-	-	-	-	-	
		14,148.26	1,030.00	15,178.26	-	-						15,202.33
19	24.6801						-	2,517.56				
		13,798.57	1,030.00	14,828.57	-	-			744.80	42.54		18,158.15
20	24.7539						3,311.96	171.00				
		13,757.43	1,030.00	14,787.43	-	-			1,010.84	-		19,305.98
21	24.1848						698.19	-				
		14,081.16	1,030.00	15,111.16	-	-			2,768.38	-		18,601.91
22	24.6368						2,474.62	-				
		13,822.82	1,030.00	14,852.82	-	-			-	-		17,352.08
23	24.7247						4,587.07	5,975.36				
		13,773.68	1,030.00	14,803.68	-	-			-	-		25,390.83
24	24.9235						3,521.34	-			583.03	
		13,663.81	1,030.00	14,693.81	10,910.93	-			-	-		29,734.04

Anexo J

Flujo de Caja

Descripción	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Inversión	\$ - 1,442,392.52									
Ingresos										
Ahorro por pago de electricidad	\$ 277,297.31	\$ 246,545.87	\$ 181,933.65	\$ 204,056.66	\$ 186,830.32	\$ 242,889.39	\$ 257,734.02	\$ 217,964.28	\$ 133,540.82	
Egresos										
Mantenimiento	\$ 15,839.81	\$ 15,428.66	\$ 15,178.26	\$ 14,828.57	\$ 14,787.43	\$ 15,111.16	\$ 14,852.82	\$ 14,803.68	\$ 14,693.81	
Compra de inversores	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 10,910.93	
Compra de paneles	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Mantenimiento interno	\$ 26.64	\$ -	\$ -	\$ 3,311.96	\$ 698.19	\$ 2,474.62	\$ 4,587.07	\$ 3,521.34	\$ -	
Compra de componentes	\$ -	\$ -	\$ 2,517.56	\$ 171.00	\$ -	\$ -	\$ 5,975.36	\$ -	\$ -	
Pago por envios	\$ -	\$ -	\$ 744.80	\$ 1,010.84	\$ 2,768.38	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Pago por licencias ambiental	\$ -	\$ -	\$ 42.54	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
Mantenimiento de cabras	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 583.03	\$ -	
TOTAL GASTOS	\$ 15,866.45	\$ 15,428.66	\$ 18,483.16	\$ 19,322.36	\$ 18,254.00	\$ 17,585.78	\$ 25,415.24	\$ 18,908.05	\$ 25,604.75	

Total NETO		\$ 261,430.86	\$ 231,117.20	\$ 163,450.49	\$ 184,734.29	\$ 168,576.32	\$ 225,303.61	\$ 232,318.77	\$ 199,056.23	\$ 107,936.07
	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	1,442,392.52	1,180,961.66	949,844.46	786,393.97	601,659.68	433,083.36	207,779.75	24,539.02	223,595.25	331,531.32

ROE	18%	16%	11%	13%	12%	16%	16%	14%	7%
TIR	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	0.82	0.50	0.33	0.20	0.12	0.04	0.00	0.03	0.05
VAN	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	211,330.14	111,253.22	23,755.42	52,534.12	122,193.80	182,869.57	235,087.00	273,400.96	295,980.89

Anexo K

Evolución del precio kWh/mes en Honduras 2016-2024

