

Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano
Departamento de Ambiente y Desarrollo
Ingeniería en Ambiente y Desarrollo



Proyecto Especial de Graduación
**Comparación del desempeño de las fases 1 y 2 del parque solar durante
el periodo 2021-2022 en la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano**

Estudiante

Catherinne Arlette Mejía Melara

Asesores

Victoria Cortés, Dra.

José Fernando Tercero, M.Sc.

Honduras, agosto 2022

Autoridades

TANYA MÜLLER GARCÍA

Rectora

ANA MARGARITA MAIER

Vicepresidenta y Decana Académica

ERIKA TENORIO MONCADA

Directora de Ambiente y Desarrollo

HUGO ZAVALA MEMBREÑO

Secretario General

Contenido

Índice de Cuadros	5
Índice de Figuras	6
Índice de Anexos	6
Resumen.....	8
Abstract	9
Introducción.....	10
Metodología	15
Sitio de Estudio	15
Evaluación del Desempeño en la Generación Energética por Unidad de Área	17
Cuantificación de la Producción de Energía	17
Estimación del Área Requerida Para la Operación de las Fases I y II del Parque Solar	18
Impacto en la Dinámica Energética de la Institución a partir de la implementación de la Fase II	18
Energía Exportada a la Red Nacional	19
Costos de la Energía Exportada.....	20
Energía aprovechada	21
Demanda Energética Total y Suplida por la Red	22
Porcentaje de Cobertura Energética.....	23
Comparación de la Generación Energética Horaria por Área para Cada Fase	23
Resultados y Discusión.....	25

	4
Generación de Energía por Unidad de Área.....	25
Impacto en la Dinámica Energética del Sistema de Distribución de la Institución	28
Exportación Energética a la Red Pública y Costos Asociados	30
Demanda Energética de la Red Pública y Total	32
Exportación y Demanda Energética Total	33
Cobertura Energética	34
Exportación de Energía Horaria	35
Generación Energética por Metro Cuadrado Horaria	36
Conclusiones	44
Recomendaciones	45
Referencias	46
Anexos.....	48

Índice de Cuadros

Cuadro 1	Generación de energía por fase (2021-2022)	26
Cuadro 2	Generación energética por metro cuadrado por fase (2021-2022)	26
Cuadro 3	Exportación energética y costos evaluados (2021-2022).....	31
Cuadro 4	Energía aprovechada y demanda energética de la red y total (2021-2022)	32

Índice de Figuras

Figura 1 Delimitación por fase del parque solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano ...	16
Figura 2 Dinámica de generación energética por metro cuadrado por fase (2021-2022).....	28
Figura 3 Exportación y demanda energética de la red pública para el 15 de julio del 2021.....	29
Figura 4 Exportación y demanda energética de la red pública para el 10 de octubre del 2021	30
Figura 5 Producción y demanda horaria del 15 de julio del 2021	30
Figura 6 Exportación a la red, energía aprovechada y demanda energética total (2021-2022)	34
Figura 7 Porcentaje de cobertura de la demanda energética a partir de la energía aprovechada del parque solar (2021-2022)	35
Figura 8 Exportación energética horaria promedio en los meses de mayor, media y menor generación de energía (2021).....	36
Figura 9 Producción energética horaria promedio anual en fase 1 y 2 (2021-2022).....	38
Figura 10 Producción energética horaria promedio para marzo en fase 1 y 2 (2021).....	39
Figura 11 Producción energética horario promedio para abril en fase 1 y 2 (2021)	40
Figura 12 Irradiancia y producción energética horaria promedio para junio en fase 1 y 2 (2021)	41
Figura 13 Producción energética horaria promedio para diciembre en fase 1 y 2 (2021).....	42

Índice de Anexos

Anexo A Generación energética operacional	48
Anexo B Irradiancia promedio mensual (2021-2022).....	49
Anexo C Horas pico solares diarias (Histórico, 2001-2020).....	50
Anexo D Nubosidad en febrero de 2022 en Francisco Morazán, Honduras	51
Anexo E Promedio diario de irradiancia (2021-2022)	52
Anexo F Sumatoria mensual de exportación energética según categoría de producción	53
Anexo G Generación energética horaria por metro cuadrado (2021-2022)	54

Resumen

El sector energético contribuye al 73.2% de las emisiones de GEI a nivel global, requiriendo para su mitigación de una transición energética a fuentes limpias y sostenibles como los sistemas fotovoltaicos. Desde el año 2016, la Escuela Agrícola Panamericana Zamorano ha implementado la energía solar fotovoltaica en su matriz energética, ampliando su potencia en el año 2021 con la fase 2 del parque solar que incorporó tecnologías de rastreo solar. Se realizó el análisis de la dinámica de generación energética entre el 1 de marzo del 2021 al 28 de febrero del 2022. Con los datos registrados en el portal de monitoreo del parque solar y delimitación del terreno, se evaluó el desempeño de ambas fases comparando la energía por metro cuadrado y promedio horaria. A partir de los datos obtenidos del medidor bidireccional conectado a la red nacional, se calculó la demanda energética total del campus, la energía exportada a red y cobertura de la demanda por los parques. Estas se compararon con datos históricos para evaluar el impacto de la implementación de la fase 2 en la dinámica energética del campus. La fase 1 y 2 generó 119.01 kWh/m² y 122.23 kWh/m² respectivamente para el periodo evaluado. La generación de energía anual de ambas fases fue de 2,140.21 MWh, alcanzando una cobertura del 36.36% a la demanda del campus. Sin embargo, 14.48% fue exportado a la red nacional como resultado del incremento en la producción de energía y la reducción en la demanda en temporada de pandemia.

Palabras clave: Conexión a red, energía fotovoltaica, energía renovable, irradiancia, rastreo solar.

Abstract

The energy sector contributes to 73.2% of GHG emissions globally, requiring for its mitigation an energy transition to clean and sustainable sources such as photovoltaic systems. Since 2016, the Pan-American Agricultural School Zamorano has implemented photovoltaic solar energy in its energy matrix, expanding its power in 2021 with phase 2 of the solar park that incorporated solar tracking technologies. The analysis of the dynamics of energy generation was carried out between March 1, 2021, and February 28, 2022. With the data recorded in the solar park monitoring and land delimitation portal, the performance of both phases was evaluated by comparing the energy per square meter and hourly average. From the data obtained from the bidirectional meter connected to the national grid, the total energy demand of the campus, the energy exported to the grid and coverage of the demand by the parks were calculated. These were compared with historical data to assess the impact of phase 2 implementation on campus energy dynamics. Phase 1 and 2 generated 119.01 kWh/m² and 122.23 kWh/m² respectively for the period evaluated. The annual power generation of both phases was 2,140.21 MWh, reaching a coverage of 36.36% to the demand of the campus. However, 14.48% was exported to the national grid because of the increase in energy production and the reduction in demand in the pandemic season.

Keywords: Grid connected, irradiance, photovoltaic energy, renewable energy, solar tracking.

Introducción

Los patrones de consumo y generación de energía contribuyen al 73.2% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI) (Ritchie, 2020). Asimismo, en 2019, el 63.1% de la energía mundial utilizada provenía de la quema de combustibles fósiles, ya sea petróleo, carbón o gas natural (International Energy Agency [IEA], 2021). A pesar de ello, para ese año se tuvo una contribución del 27% de fuentes renovables en la generación eléctrica mundial, siendo el aporte de la energía solar de un 2.67% (Organización Latinoamericana de Energía [OLADE], 2021).

A partir del año 2020, existió un cambio en la dinámica de generación eléctrica a través de la energía solar fotovoltaica, la cual ha tenido su mayor crecimiento como resultado de la reducción de costos de la tecnología y políticas nacionales favorables para su implementación. Según Beyond Petroleum [BP] (2021), los costos de la energía solar se redujeron en un 40% en los últimos cinco años. En el año 2021, la generación de energía solar creció un 23% a nivel mundial, pasando de 188 TWh a 1023 TWh generados interanualmente. Asimismo, el aporte de la energía solar aumentó a 3.7% en la matriz de generación eléctrica mundial, 2.6% más desde el 2015 (EMBER, 2022).

Existen ciertas condiciones que influyen sobre la eficiencia de un sistema fotovoltaico, dentro de las cuales se incluyen el material de las celdas, metodología de fabricación, sistemas de almacenamiento, integración de la red, uso de rastreo solar, entre otros (Ferdous et al., 2018). La eficiencia y costos de implementación suelen ser los principales factores limitantes al establecer un arreglo fotovoltaico, ya que la inversión de una planta de energía renovable suele ser superior al de un sistema operado con combustibles fósiles.

Otro factor para considerar es que la generación de electricidad es menor e intermitente, ya que las condiciones climáticas varían con el tiempo. La cantidad de radiación recibida por un panel solar puede variar conforme a la temporada del año, ubicación del proyecto y el ángulo de incidencia entre el panel solar y los rayos del sol (Edward et al., 2019). Además, existen factores como la temperatura o la intensidad del espectro de iluminación que limitan la eficiencia en la conversión

energética de los paneles. Usualmente, las celdas fotovoltaicas son capaces de convertir entre el 3% y 30% de la energía solar incidente en electricidad, dependiendo tanto del modelo y/o tipo de panel (Ferdous et al., 2018).

Según Iordan (2018), los módulos fotovoltaicos pueden ser instalados en estructuras fijas y móviles. Las estructuras fijas consisten en paneles donde no se permite el movimiento del módulo fotovoltaico, por lo cual, la inclinación de este debe ser la óptima conforme a la latitud para captar la mayor radiación solar posible a lo largo del año. Las estructuras móviles, aunque de mayor costo, permiten el movimiento del módulo para aprovechar la rotación del sol para incrementar la generación de energía eléctrica.

Dupraz et al. (2011) establecen que usualmente los paneles fijos se colocan a distancias de 1.6 metros entre panel, mientras que los paneles móviles deben tener un mayor distanciamiento por la mayor sombra superficial generada que puede afectar los rendimientos en la producción energética (Iordan, 2018). Las estructuras móviles pueden ser de uno o dos ejes, y usualmente se localizan en zonas con radiaciones medias o altas. En los paneles de un eje, el giro se puede hacer horizontal, vertical e inclinado (Racharla y K. Rajan, 2017). Según Urdaneta et al. (2020), el giro horizontal con rotación este-oeste es ideal para latitudes bajas, lo cual también aumenta en 40% la producción de energía en paneles con giro vertical (Lorenzo et al., 2002). Los de eje inclinado están limitados a reducciones energéticas por la fuerza del viento. El rastreo de un eje móvil es menos complejo y costoso, pero está limitado debido a que solamente puede rastrear el azimut o la inclinación solar, pero no ambos (Mejía et al., 2010).

Un estudio realizado por Wibowo et al. (2021), comparó el rendimiento energético al utilizar paneles solares fijos y móviles en Indonesia desde mayo a septiembre en el 2017. Los resultados demostraron que los paneles solares móviles generaron una menor cantidad de energía eléctrica y un menor rendimiento (2.3%) que los paneles fijos (3.3%). Ellos explican que esto sucedió debido a que, principalmente, la localización del sitio de estudio poseía un rango de tiempo solar suficiente para

generar la mayor cantidad de energía con paneles fijos, ya que los paneles móviles consumieron parte de la energía para mover su eje con el sol, entregando una menor cantidad de energía al sistema de distribución.

A pesar de las diferencias en tecnología de los sistemas fotovoltaicos, hay investigaciones como la de Chowdhury et al. (2017) donde no se encontraron diferencias significativas entre sistemas fotovoltaicos fijos y rastreadores de uno y dos ejes. Ellos compararon el rendimiento entre los tres tipos de paneles en Bangladesh, a través de la energía total y potencia de salida en un periodo de doce meses. Al analizar la potencia de salida (W/m^2), observaron que los sistemas con rastreo solar generaban mayor potencia que los paneles fijos, pero que las curvas de producción se acercaban entre las 10:00 a.m. y 2:00 p.m. También, calcularon la cantidad total de energía por área anual (MWh/m^2), encontrando una menor producción de energía en paneles fijos ($10.03 MWh/m^2$) a comparación de los valores reportados para rastreadores de un eje ($12.37 MWh/m^2$) y dos ejes ($12.80 MWh/m^2$).

En un estudio MacKay (2013), analizó el uso, transporte y almacenamiento de energía solar, a través de una perspectiva enfocada en la energía producida por unidad de área. El investigador analizó la potencia producida por unidad de área en diversos parques solares. Por ejemplo, en Vermont, Estados Unidos, encontró que se generaban $3.8 W/m^2$ anuales en el primer año de operación del parque solar ($0.1 km^2$) con rastreadores de dos ejes (capacidad máxima de 2.1 MW). También, realizó el gráfico de la producción energética (W/m^2) de un año de funcionamiento del parque solar, obteniéndose que la mayor producción de energía concordaba con los meses de mayor irradiancia (verano, $>175 W/m^2$). Por último, estableció que para irradiancias superiores a $160 W/m^2$ en Estados Unidos, la potencia por unidad de área estaba entre 4.3 y $11.4 W/m^2$ anuales.

En estudios anteriores, se han estimado parámetros y variables del desempeño del parque solar de la EAP Zamorano. Ortiz (2020), realizó un análisis técnico-financiero en el periodo 2019-2020 para la fase 1 del parque solar. El investigador encontró que en el año 2020 la fase 1 del parque tenía un coeficiente de rendimiento (PR) de 66.29%, 7.9% menor al primer año de operación del parque.

Asimismo, encontró que la cobertura energética fue de 22.8%, valor inferior al obtenido en el año 1 debido al incremento en la demanda energética y la reducción en generación de energía del parque. En cuanto a la energía inyectada a la red nacional, se reportó que el 1.8% (22,368 kWh) de la energía producida era exportada, aún en horarios en donde no se cubría el 100% de la demanda de energía. De acuerdo con Ortiz (2020), esto sucedió porque el sistema de distribución de cargas en la universidad presentó un desbalance energético en sus fases al momento de realizar el estudio.

La inclusión de un sistema de rastreo solar y su eficiencia depende de la configuración de la tecnología seleccionada. La efectividad de los rastreadores fue evaluada por Edward et al. (2019), quienes compararon la cantidad de energía producida entre paneles fijos y móviles de un eje en Indonesia. Los resultados concluyeron que los paneles fijos y los paneles de seguimiento producen su máxima cantidad de energía entre las 10:00 a.m. y las 2:00 p.m., pero el sistema de paneles fijos reportó una generación diaria superior (7.7 kWh) a la del sistema con rastreadores (6.2 kWh), debido al consumo energético del sistema de seguimiento solar.

Como hallazgo principal, el uso de sistemas de seguimiento solar no justificó una necesidad, ya que es menos eficiente que un sistema fijo de paneles. Los autores no recomiendan el seguimiento solar en zonas cercanas al Ecuador, así como recomiendan que el panel solar se coloque de forma estática/fija, con la posición del panel solar hacia arriba y una ligera pendiente para la caída del agua (Edward et al., 2019). La EAP Zamorano, aunque no específicamente como Indonesia, se encuentra relativamente cerca al Ecuador, lo cual disminuye las diferencias en producción energética entre paneles fijos y solares.

Esta investigación se encuentra alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) planteados por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), particularmente con el de energía asequible y no contaminante. Asimismo, la investigación ayudó a conocer a profundidad el desempeño energético del parque solar de la EAP Zamorano. Además, se amplió la base de datos energéticos en la universidad, incluyendo el primer año de operación de la fase 2. La información

generada podrá ser utilizada en la toma de decisiones que conduzcan hacia la transición energética para impulsar prácticas sostenibles dentro de Zamorano. En este contexto, se realizó el análisis del desempeño de las fases 1 y 2 del parque solar en la Escuela Agrícola Panamericana. Para ello, los objetivos específicos del estudio fueron: Evaluar el desempeño energético de la fase 1 y 2 a partir del análisis de la generación eléctrica por área (metro cuadrado), analizar el impacto de la implementación de la fase 2 de parque solar sobre la dinámica energética del sistema de distribución de la EAP Zamorano y comparar la generación eléctrica horaria por área en la fase 1 y fase 2 y su relación con la irradiancia.

Metodología

Sitio de Estudio

El estudio se realizó en las fases 1 y 2 del parque solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, que se ubica en el kilómetro 30 de la carretera de Tegucigalpa a Danlí, Valle del Yegüare, San Antonio de Oriente, Francisco Morazán, Honduras (14.01605, -87.00179). La temperatura e irradiancia histórica promedio del sitio es de 23.65 °C y 4.36 kWh/m²-día.

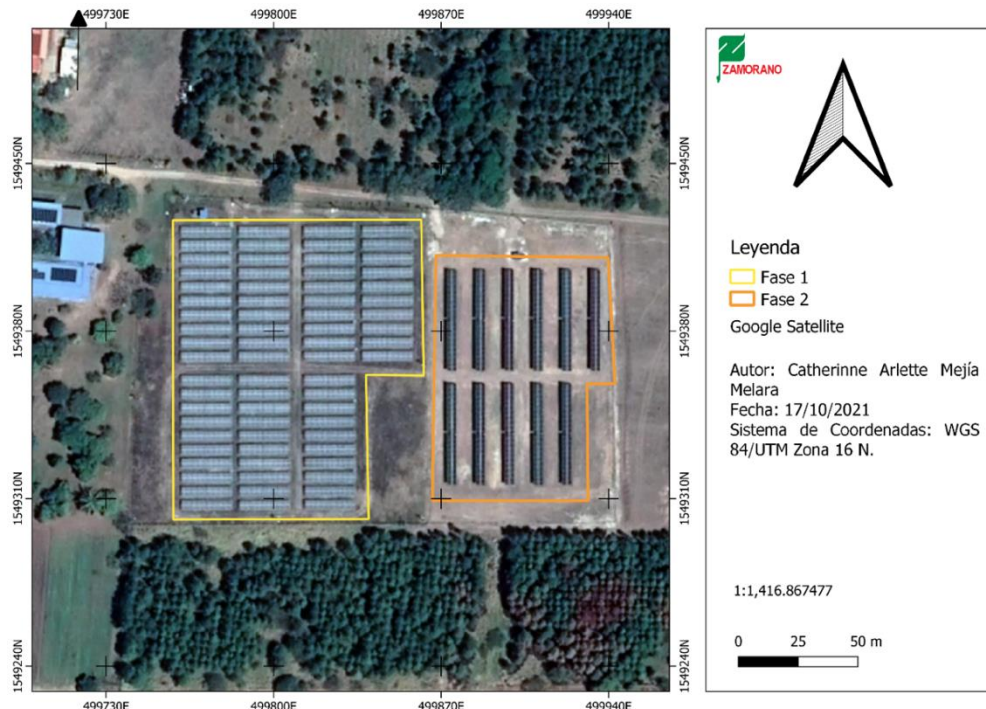
La fase 1 del parque solar ocupa un área de 1.1 hectáreas donde se ubican 2,940 paneles solares policristalinos de eje fijo, con potencia de 315 W marca Jinko Solar y orientación hacia el sur (Figura 1). Esta fase posee una potencia pico instalada de 926.4 kWp y 840 kWn de potencia nominal con 14 inversores de 60 kW. Asimismo, tuvo una inversión inicial de \$1.4 millones de dolares para su implementación.

Por el otro lado, la fase 2 (Figura 1) se compone de 864 paneles de media celda monocristalinos con una potencia de 465 W marca Jinko Solar. A diferencia de la fase 1, esta cuenta con un sistema de rastreo solar de un eje, con seguimiento este-oeste. Esta fase posee una potencia instalada de 402 kWp y 300 kWn de potencia nominal con inversores de 60 kW. La fase 2 tuvo una inversión inicial de \$384,000 dólares para su implementación.

Es importante resaltar que la fase 1 del parque solar comenzó su funcionamiento en junio del 2016 y la fase 2 en febrero del 2021. Ambas fases están configuradas como un sistema de autoconsumo conectado a la red nacional con medidor bidireccional, en donde se prioriza el consumo de la energía producida para abastecer la demanda del campus de la EAP Zamorano. A través del medidor bidireccional de la red de distribución del campus, se registran la energía exportada y demandada de la red nacional.

Figura 1

Delimitación por fase del parque solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano



Esta investigación es de índole cuantitativa, ya que se enfocó en el análisis de la generación energética de la fase 1 y 2 del parque solar de Zamorano. Asimismo, se cuantificaron y compararon datos sobre los kWh producidos por día, mes y año, así como se analizó la energía generada por área (metro cuadrado) y la energía entregada a la red nacional posterior al consumo del campus (porcentaje). Se aplicó estadística descriptiva, sumas y promedios de energía, estimaciones y análisis de gráficos para la explicación de tendencias y el desempeño general de ambos sistemas.

Del mismo modo, esta investigación se enmarca en un alcance descriptivo, con enfoque en el análisis de datos y variables relacionadas a la generación energética de ambas fases del parque solar en Zamorano. El análisis de las variables no plantea asociaciones entre estas, sino que se limita a conocer con precisión las características de un contexto (parque solar) para la comprensión y posterior toma de decisiones con respecto a los valores encontrados en las variables energéticas que determinan su desempeño.

Evaluación del Desempeño en la Generación Energética por Unidad de Área

Para calcular el desempeño energético de ambas fases se cuantificó la energía producida mensual y anualmente en el periodo comprendido entre el 1 de marzo del año 2021 al 28 de febrero del 2022. Posteriormente, se calculó la relación entre la electricidad producida y el área o territorio ocupado requerido para su generación utilizando la Ecuación 1. Por último, se hizo una comparación entre la energía anual y mensual por área producida por la fase 1 y 2, a través de cuadros comparativos y estadística descriptiva.

$$E_{mpa} = \frac{E_{mp}}{A} \quad [1]$$

E_{mpa} = Energía mensual producida por unidad de área (kWh/m²-mes)

E_{mp} = Energía mensual producida (kWh/mes)

A = Área total (m²)

Cuantificación de la Producción de Energía

Se utilizó el portal “Green Power Monitor”, para extraer el registro de la generación de energía diaria durante el periodo de análisis por fase. En esta plataforma se encuentran los registros automáticos de diversas variables asociadas al parque solar, como la energía generada, variables climáticas u otros indicadores relacionados al desempeño del parque. Asimismo, se encuentran los informes resumen sobre la producción de energía del parque solar y demás variables. La generación de energía horaria para cada día del periodo establecido se tabuló en “Microsoft Excel” versión 16.0 . Posteriormente, se realizó la sumatoria de energía diaria para cada mes, y luego de la energía mensual para obtener la energía anual total producida por fase.

Asimismo, se analizaron los datos de energía generada por la fase 1 del parque en los años de funcionamiento anteriores para observar los cambios en el desempeño, partiendo de la disponibilidad de información en estudios previos. Para ello, se comparó la generación anual de energía reportada

en años anteriores por Chacón (2017) y Ortiz (2020) con la calculada (fase 1), a través del porcentaje de incremento energético calculado con la ecuación 2.

Estimación del Área de Generación Activa de las Fases 1 y 2 del Parque Solar

Para poder obtener con precisión el área correspondiente a cada una de las fases del parque solar en Zamorano, se hizo un mapeo a través de la aplicación QGIS versión 3.16.3 (Sistema de Información Geográfica de código abierto). Se realizó una delimitación de cada una de las fases solares con ayuda de las imágenes de “Google Satellite” (Figura 1). Posteriormente, se calculó el área en hectáreas y metros cuadrados a través de la calculadora de campos en la tabla de atributos del polígono delimitado para cada fase.

El área utilizada en este estudio corresponde al área de generación activa de energía, que corresponde únicamente al terreno ocupado por los paneles solares, excluyendo caminos, cercado, entre otras estructuras. Dichos elementos pertenecen al área operacional de cada fase del parque solar, la cual se delimitó como referencia, pero no se utilizó en el estudio (Anexo A).

Impacto en la Dinámica Energética de la Institución a Partir de la Implementación de la Fase II

El análisis de los cambios en la dinámica energética se realizó a partir del monitoreo de las diferentes variables que interactúan en el sistema de distribución de energía de la institución. Dentro de esta se encuentran la demanda energética suplida por el parque solar y red nacional, la producción de energía del parque solar y la inyección de energía a la red. Para estimar el impacto que se produjo por la implementación de la fase II, fue necesario comparar dichas variables con investigaciones previas. Esta comparación se realizó entre el periodo de análisis (2021-2022) con el primer año de operación (2016-2017) y cuarto año operacional (2019-2020), obtenido de las investigaciones de Chacón (2017) y Ortiz (2020) respectivamente. Para ello, se calculó el porcentaje de diferencia para cada variable energética: generación de energía eléctrica, exportación a red y costos, demanda y cobertura energética a través de la Ecuación 2:

$$D_{ve} = \frac{Ve_1 - Ve_2}{Ve_1} \times 100 \quad [2]$$

D_{ve} = Diferencia en variable energética (kWh o Lempira).

Ve_1 = Valor anual actual de la variable energética (kWh o Lempira).

Ve_2 = Valor anual previo de la variable energética (kWh o Lempira).

Energía Exportada a la Red Nacional

La energía que se exporta a la red nacional consiste en la cantidad de kWh que no fueron consumidos en la red de distribución de Zamorano, y puede ser causado por un exceso en la producción de energía que no es consumido en campus. Esta energía es inyectada directamente a la red nacional y actualmente no se percibe una compensación, por lo que este recurso no aporta al retorno de la inversión.

La cuantificación de la energía exportada a la red nacional por ambas fases se realizó en un periodo de doce meses, desde marzo (2021) a febrero (2022). Se utilizó el portal de Altos Consumidores de la Empresa Energía Honduras (EEH), quien registra mediante un contador bidireccional las variables asociadas al consumo y exportación de electricidad de la red de distribución del Campus Zamorano. Se descargaron los perfiles de carga diarios para el periodo de evaluación mencionado, y se utilizó la Ecuación 3 para obtener los valores diarios de exportación:

$$Ex = (uEax - pEax) \times 1,200 \quad [3]$$

Ex = Energía exportada (kWh).

$uEax$ = Último registro de energía activa exportada (kW).

$pEax$ = Primer registro de energía activa exportada (kW).

1,200 = Coeficiente proporcionado por la EEH para convertir la potencia exportada en energía exportada.

Se tabuló y organizó la información diaria por horas en la aplicación “Microsoft Excel” versión 16.0, así como se realizaron tablas resumen para obtener la sumatoria de la exportación de energía a la red nacional por cada mes. Posteriormente, se realizaron gráficas comparativas para dos días específicos, con el fin de observar las tendencias de exportación horarias y la demanda energética de la red pública. Los días elegidos fueron representativos, es decir, tenían exportaciones y demandas energéticas cercanas al promedio anual.

Asimismo, se contrastó a través de gráficas la energía exportada con la distribución del consumo energético del campus (demanda total y energía aprovechada), para identificar congruencias entre las variables. También, se calculó el porcentaje que representa la energía exportada del total producido anualmente, a través de la división del total de energía exportado sobre el total producido. El porcentaje de energía exportada a la red fue comparado con los hallazgos en el cuarto año reportados por Ortiz (2020), y el porcentaje de diferencia se calculó con la Ecuación 2.

Asimismo, se hizo un análisis de la cantidad de energía promedio exportada por hora a la red nacional través de gráficas para tres categorías de producción energética (mayor, media y menor). Para establecer las categorías de producción, se utilizaron las sumatorias energéticas mensuales, y se categorizó en rangos según las producciones obtenidas. Posteriormente, se hicieron tablas resumen que detallaban el promedio de exportación por hora diario para cada mes según la categoría de producción y se procedió a graficar las curvas de producción energética. Se obtuvo el horario de mayor exportación de energía eléctrica a través de la observación de las curvas de producción energética y sumatoria de energía en los horarios de mayor exportación a red identificados. También, se calculó la energía total exportada en los horarios de mayor exportación identificados por categoría de producción.

Costos de la Energía Exportada

Se calculó el costo de la energía exportada mensual y anualmente. Para ello, se descargaron las facturas mensuales a través del portal EEH, las cuales proporcionan información sobre el cobro

mensual de diversas fuentes de demanda energética, así como se establece la tarifa mensual que se factura por cada kWh demandado de la red (HNL/kWh). Posteriormente se procedió a utilizar la ecuación 4 para el cálculo del costo total. Por último, se compararon los costos asociados a la exportación energética del periodo evaluado con los costos en el cuarto año de operación reportados por Ortiz (2020). Se calculó el porcentaje de incremento en los costos a través de la Ecuación 2.

$$Ctxm = Exm \times Tme \quad [4]$$

Ctxm = Costo total de la energía exportada mensual (HNL).

Exm = Energía exportada mensual (kWh/mes).

Tme = Tarifa mensual energía (HNL/kWh).

Energía Aprovechada

La energía aprovechada corresponde a la porción de la demanda energética que es cubierta por las fases 1 y 2 del parque solar. Esta variable es sumamente importante, ya que define cuanta energía de la producida se está utilizando para el consumo en el campus y este valor a su vez es utilizado como ahorro económico para amortizar la inversión realizada. Esta es calculada a partir de la energía que se genera por el parque solar y la cantidad de energía que se exporta a la red nacional a través de la Ecuación 5. Esta variable fue utilizada posteriormente para el cálculo de la demanda energética total del campus, y se graficó junto a la exportación mensual de energía a la red y la demanda total, para identificar congruencias entre las variables.

$$Ema = Emg - Emx \quad [5]$$

Ema = energía mensual aprovechada (kWh/mes).

Emg = energía mensual generada (kWh/mes).

Emx = energía mensual exportada (kWh/mes).

Demanda Energética Total y Suplida por la Red Nacional

La demanda energética que suple la red nacional consiste en los kWh que se compran a la empresa distribuidora de energía (EEH), para poder suplir la demanda de energía en la universidad en los horarios donde el parque solar no produce lo suficiente para cubrir dicha demanda. Esta suele distribuirse en horas iniciales de la mañana, finales de tarde y noche, donde la radiación solar no es suficiente para que los paneles solares produzcan la energía necesaria para suplir la demanda total.

La cuantificación de la demanda energética de la red pública se realizó a través de la descarga de los perfiles de carga diarios del portal EEH. Se utilizó la Ecuación 6 para obtener los valores diarios de demanda:

$$Ed = (uEad - pEad) \times 1,200 \quad [6]$$

Ed = Energía demandada (kWh).

uEad = Último registro de energía activa demandada (kW).

pEad = Primer registro de energía activa demandada (kW).

1,200 = Coeficiente proporcionado por la EEH para convertir la potencia demandada en energía demandada.

Posteriormente, se tabuló y organizó la información para cada mes del periodo establecido a evaluar. Asimismo, se graficó la demanda de la red pública con la energía exportada para dos días representativos (demanda y exportación energética promedio), con el fin de observar la dinámica entre las variables durante el día.

La demanda energética total representa la cantidad de energía que fue consumida en la universidad para satisfacer todas las necesidades energéticas. Esta variable fue calculada a partir de los valores de energía aprovechada y demanda de la red pública a través de la Ecuación 7:

$$Dt = Ed + Ea \quad [7]$$

Dt = demanda mensual total (kWh/mes)

E_d = energía mensual demandada de la red pública (kWh/mes)

E_a = energía mensual aprovechada del parque solar (kWh/mes)

Para conocer el impacto de la fase 2 en la magnitud de la demanda energética total, es necesario analizar esta variable a través del tiempo. Por ello, esta se comparó con las demandas energéticas en años anteriores donde no estaba en funcionamiento la fase 2. Esto se realizó mediante el cálculo de los porcentajes de diferencia entre demandas según año de operación del parque (ecuación 2). Posteriormente, se procedió a graficar la demanda energética total con las exportaciones de energía a la red pública, donde se pudieron observar las congruencias entre ambas variables.

Porcentaje de Cobertura Energética

El porcentaje de cobertura energética es la porción de la demanda energética total del campus que se cubre con la generación del parque solar. Esta es calculada a partir de la energía aprovechada mensual y la demanda mensual energética total con la Ecuación 8. Por último, se realizaron gráficos de barra para observar la dinámica mensual de cobertura energética del parque solar, así como se plasmó en estos la demanda de la red y energía aprovechada.

$$\%C = \left(\frac{E_a}{D_t} \right) \times 100 \quad [8]$$

$\%C$ = porcentaje de cobertura

E_a = energía aprovechada mensualmente (kWh/mes)

D_t = demanda total mensualmente (kWh/mes)

Comparación de la Generación Energética Horaria por Área para Cada Fase

Para conocer el desempeño en la generación energética del parque durante el día, se realizó un análisis de los 12 meses a lo largo de un año de funcionamiento para cada fase del parque solar. Para ello, se extrajeron los datos por hora diarios del portal "Green Power Monitor" para cada fase, se tabularon y organizaron para realizar un promedio de la generación de energía de cada hora a lo

largo de cada mes. Asimismo, se realizó el promedio de generación energética horaria anual a partir de los promedios mensuales horarios para cada fase.

Debido a que la fase 1 posee una mayor potencia instalada, se estimó una relación entre la energía promedio horaria y el área requerida para su generación. Para ello, se dividió la generación energética mensual y anual entre el área de cada fase del parque solar. Luego, se graficó la curva de producción energética a partir de los promedios horarios por metro cuadrado para el año de estudio establecido, así como mensualmente. Posteriormente, a través de la comparación de gráficas, se determinó el horario donde la energía que se produce en una fase difiere con respecto a la otra a través del día. Se calculó el porcentaje de diferencia en la generación entre la fase 1 y 2, a través de la Ecuación 9:

$$D_g = \frac{E_{F1} - E_{F2}}{E_{F1}} \times 100\% \quad [9]$$

D_g: Diferencia en la generación horaria (%)

E_{F1} = Energía horaria producida por la fase 1 (kWh)

E_{F2} = Energía horaria producida por la fase 2 (kWh)

Por último, se realizó un análisis descriptivo a través de la comparación entre las curvas de producción anuales y mensuales para cada una de las fases, para así observar la dinámica en la generación energética por área en el día según el tipo de tecnología solar. Asimismo, se establecieron los horarios de mayor producción horaria para cada una de las fases y se establecieron los picos de producción energética por área máxima.

Resultados y Discusión

Generación de Energía por Unidad de Área

La producción anual del parque solar (ambas fases) para el periodo de análisis del 1 de marzo del 2021 al 28 de febrero del 2022 fue de 2,140.21 MWh (Cuadro 1). La fase 1, luego de 6 años de operación, generó un total anual de 1,368.10 MWh. La fase 2 generó 772.11 MWh en su primer año de operación. La fase 1 generó 3.66% menos energía que en su primer año operativo (Chacón, 2017). También, se observó que la producción de energía de fase 1 aumentó 7.53% con respecto al cuarto año de operación, como resultado de actividades de mantenimiento en septiembre de 2020, donde se remplazaron dos inversores dañados que causaban pérdidas energéticas.

Los meses de mayor producción del parque solar (ambas fases) fueron mayo, septiembre y marzo, con una producción mensual de 196,404.26 kWh, 195,399.35 kWh y 194,480.14 kWh respectivamente. Se hace notar que durante los meses de marzo y septiembre se realizó mantenimiento preventivo, lo cual explica un alza en la producción energética. Asimismo, estos meses coinciden con los valores más altos de irradiancia en el año (Anexo B), lo cual se asocia con una mayor producción energética (Chacón, 2017; Ortiz, 2020). El alza en la producción energética de mayo se relaciona con las horas pico solares para dicho mes, reportando un valor de 5.30 el cual es superior al promedio anual (Anexo C).

La menor producción del parque solar fue en los meses de agosto, diciembre, y febrero, con una producción mensual de 148,451.74 kWh, 161,179.10 kWh y 167,091.80 respectivamente. Dichos meses concuerdan con Chacón (2017), a excepción de agosto. La baja productividad de agosto se atribuye a la falta de datos registrados en el portal "Green Power Monitor". De igual forma, febrero presentó baja producción energética debido a que la nubosidad incrementó por variaciones en el clima, especialmente en las horas de mayor producción energética (Anexo D). Esto se confirma al observar que la irradiancia pico promedio en febrero (2022) disminuyó en los horarios de mayor producción energética (Anexo E).

Cuadro 1*Generación de energía por fase (2021-2022)*

Mes	Fase 1 (kWh)	Fase 2 (kWh)	Ambas fases (kWh)
Marzo	125,618.39	68,861.75	194,480.14
Abril	121,693.15	67,610.71	189,303.86
Mayo	124,201.08	72,203.18	196,404.26
Junio	104,574.03	62,517.77	167,091.80
Julio	115,226.11	70,346.23	185,572.34
Agosto*	80,615.20	67,836.54	148,451.74
Septiembre	125,900.50	69,498.85	195,399.35
Octubre	116,501.40	67,013.20	183,514.60
Noviembre	112,521.80	58,691.60	171,213.40
Diciembre	107,391.20	47,728.70	155,119.90
Enero	127,775.80	64,705.40	192,481.20
Febrero	106,080.40	55,098.70	161,179.10
Total (kWh)	1,368,099.06	772,112.63	2,140,211.69
Total (MWh)	1,368.10	772.11	2,140.21

Nota. *Datos incompletos en el portal Green Power Monitor

El área de generación activa delimitada correspondiente a la fase 1 es de 11,495.36 m² y de fase 2 es de 9,701.65 m². La generación de energía por área anual durante el sexto año de operación de la fase 1 del parque solar fue de 119.01 kWh/m²-año mientras que la generación de energía para el primer año de operación de la fase 2 fue de 122.23 kWh/m²-año (Cuadro 2). Asimismo, para fase 1, se determinó una mínima generación de energía por área de 9.10 kWh/m²-mes en junio y máxima de 11.12 kWh/m²-mes en enero. Debido a la falta de datos para agosto, no se consideró como el mes de menor generación por metro cuadrado en fase 1. Para fase 2, el mínimo de generación fue de 7.56 kWh/m²-mes en diciembre y un máximo de 11.43 kWh/m²-mes para mayo.

Cuadro 2*Generación energética por metro cuadrado por fase (2021-2022)*

Mes	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Total
Fase 1	10.93	10.59	10.80	9.10	10.02	7.01*	10.95	10.13	9.79	9.34	11.12	9.23	119.01
Fase 2	10.90	10.70	11.43	9.90	11.14	10.74	11.00	10.61	9.29	7.56	10.24	8.72	122.23

Nota. Energía por unidad de área (kWh/m²). * Datos incompletos en el portal Green Power Monitor

La generación de energía por unidad de área entre ambas fases anualmente es muy similar, existiendo una diferencia de 3.92 kWh/m²-año en un año, siendo un 2.63% inferior la fase 1 en

comparación a la fase 2. Un factor que influyó en la generación por área es el tiempo de operación, ya que la fase 1 se encuentra en su sexto año de operación, y presentó una reducción de 7.53% en la producción de energía respecto al primer año. Asimismo, la fase 1 posee un coeficiente PR de 79%, el cual es inferior al de fase 2 (96%).

Asimismo, la eficiencia de un panel solar está definida por cantidad de energía incidente sobre el panel que es transformada en energía eléctrica (potencia) (Torres et al., 2018). Los paneles policristalinos de fase 1 tienen una eficiencia de 16.23%, mientras que los paneles de media celda de fase 2 poseen 20.04% de eficiencia. Además, la potencia instalada por área por cada fase difiere, la fase 1 posee 80.58 Wp/m² y 73.07 Wn/m², mientras que la fase 2 posee 63.64 Wp/m² y 47.49 Wn/m².

La menor potencia en fase 2 se atribuye a un menor número de paneles por área, con el fin de evitar producir sombra entre los arreglos fotovoltaicos. Esto es respaldado por Jordan (2018), quien mencionó que los paneles móviles deben disponerse a mayores distancias entre panel, debido a que estos generan mayores superficies de sombra y afectan la producción de energía.

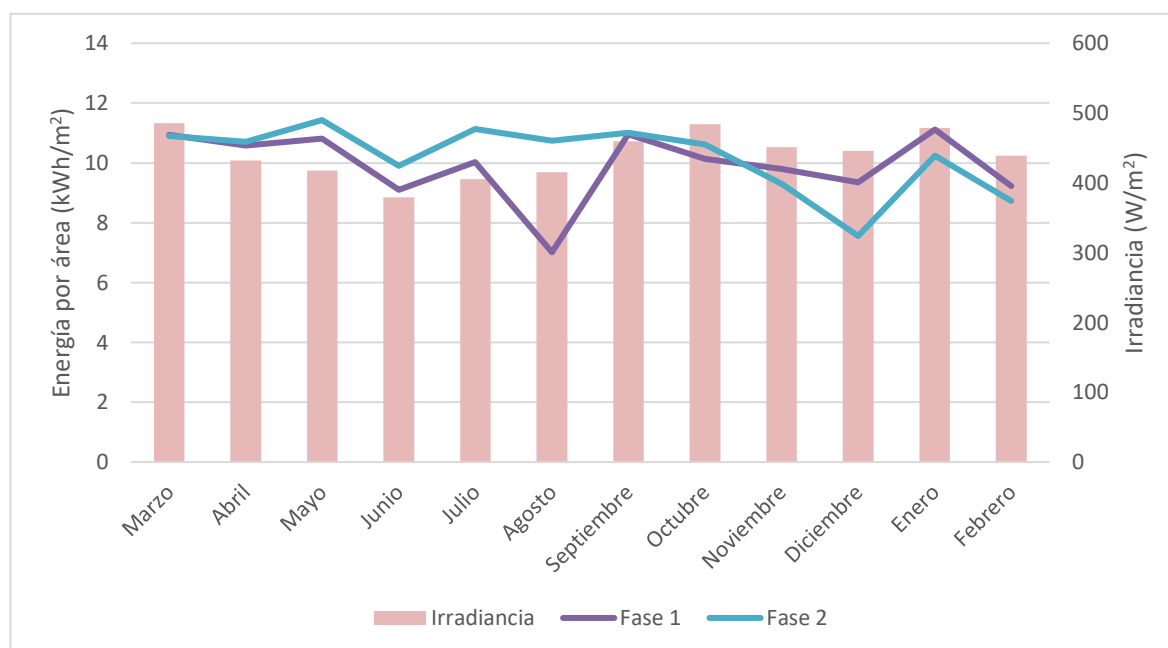
Asimismo, el sistema de rastreo solar en fase 2 permite incrementar la producción energética frente a la fase 1, ya que genera un ángulo perpendicular entre el panel y los rayos del sol a través del día, lo cual incrementa el aprovechamiento de radiación solar por panel (Torres et al., 2018). Estos factores se ven reflejados en la producción energética por panel, ya que la fase 1 genera 465.33 kWh/panel-año, mientras que la fase 2 produce 893.65 kWh/panel-año.

En la Figura 2, se observa la dinámica de generación energética anual por área conjunto a la irradiancia promedio mensual. La menor irradiancia mensual promedio fue en junio, julio y agosto con 379.49 W/m²-mes, 405.11 W/m²-mes y 415.52 W/m²-mes respectivamente. Por otro lado, la mayor irradiancia mensual promedio fue en marzo, octubre y enero con 485.67 W/m²-mes, 483.96 W/m²-mes y 478.58 W/m²-mes respectivamente.

Esto concuerda con los meses de menor y mayor irradiancia encontrados por Chacón (2017). En los meses de menor irradiancia, la fase 2 generó mayor energía por área, mientras que, en los meses de mayor irradiancia, ambas fases poseen una producción energética por área similar.

Figura 2

Dinámica de generación energética por metro cuadrado por fase (2021-2022)



Impacto en la Dinámica Energética del Sistema de Distribución de la Institución

Como resultado de la puesta en marcha de la segunda fase del parque solar, la producción energética incrementó 33.64 y 40.83% (Cuadro 1) en comparación al primer y cuarto año de operación respectivamente, en donde solamente se contaba con la primera fase (Chacón, 2017; Ortiz, 2020). La dinámica del parque solar y el sistema de distribución energética en Zamorano están diseñados para que el campus utilice inicialmente la energía que producen ambas fases del parque solar para suplir la demanda en campus. Si la generación del parque solar no satisface la demanda del campus, se utiliza energía proveniente de red pública para suplir la demanda de la institución. Del mismo modo, cuando la energía que se produce por el parque solar excede la demanda energética en campus, esta fracción se exporta a la red nacional.

Aun cuando la dinámica esperada en un sistema de autoconsumo es que un escenario de exportación de energía no exista cuando hay consumo de red, esta situación se continúa registrando luego del incremento en la generación de electricidad. Esto se observa en la Figura 3, donde se exportó un valor de 512.04 kWh/día en los horarios entre las 9:00 a.m. y 2:00 p.m. para el 15 de julio del 2021, pero también se reportó una demanda de la red pública de 198.36 kWh/día. Asimismo, se exportaron 683.52 kWh/día el 10 de octubre del 2021 entre las 9:00 a.m. y 3:00 p.m., así como se reportó una demanda de red pública de 368.04 kWh/día en el mismo horario (Figura 4). Aunque se observa una reducción clara en la demanda energética de la red, esta no desaparece incluso frente al incremento en la energía exportada.

Esta dinámica es provocada por un desbalance energético dentro de la red de distribución energética en Zamorano. Según Ortiz (2020), la inyección a la red ocurre en una de las tres fases activas de la red eléctrica de Zamorano, en la cual está conectado aproximadamente el 50% de la carga eléctrica del campus. Esto provoca el desbalance en la red de distribución energética en la universidad, lo cual a su vez permite que, a pesar de tener excedentes de energía producida, se siga consumiendo energía de la red pública.

Figura 3

Exportación y demanda energética de la red pública para el 15 de julio del 2021

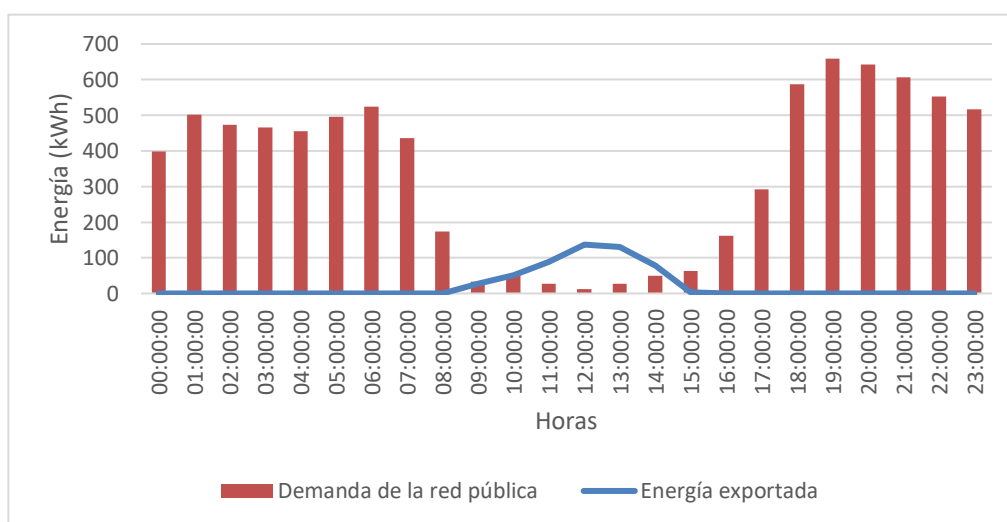
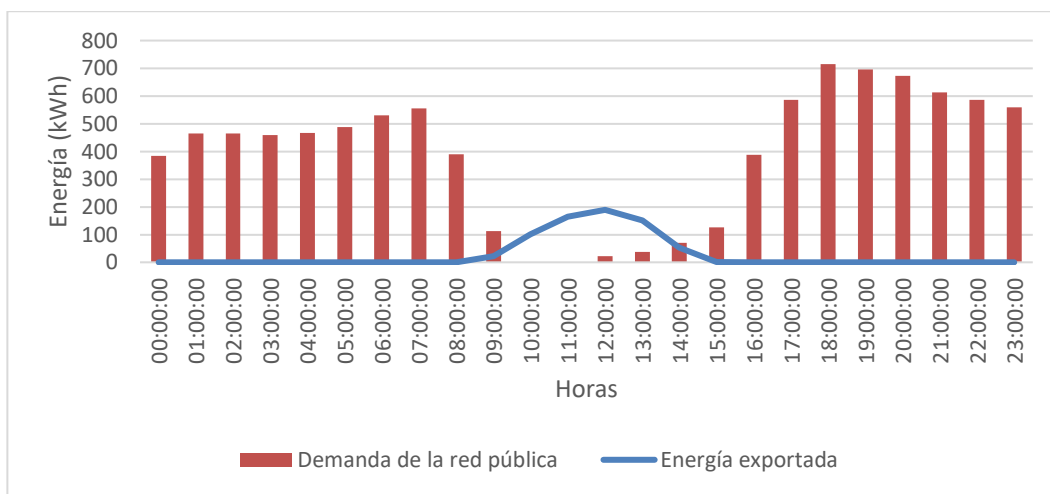


Figura 4

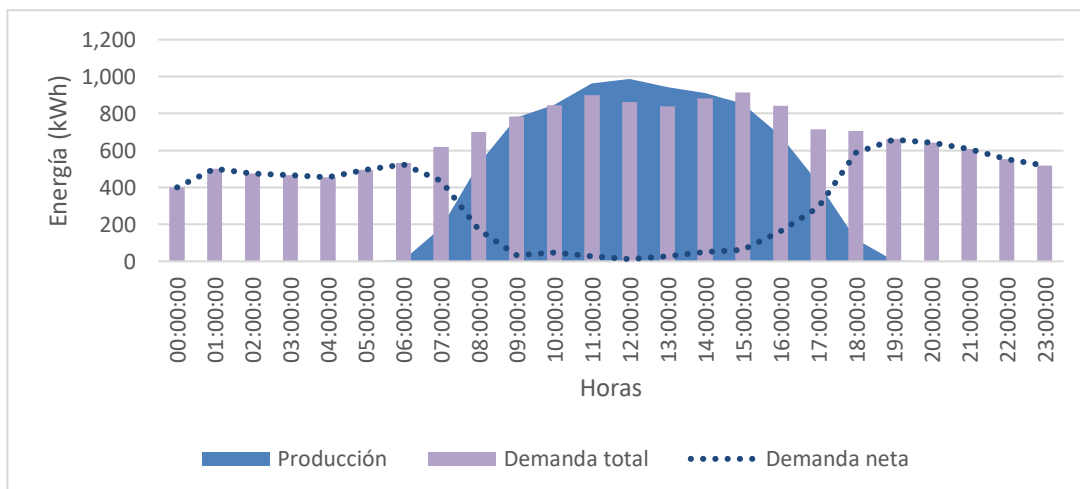
Exportación y demanda energética de la red pública para el 10 de octubre del 2021



Con la implementación de la fase 2, se aumentó la potencia fotovoltaica instalada lo que causó que los picos de producción energética, especialmente en las temporadas de alta irradiancia, superando la demanda total en horarios específicos. Esto se traduce en el incremento del registro de energía exportada a lo largo del primer año de operación de la segunda fase. En la Figura 5, se observa que la producción del parque alcanzó un pico máximo de producción de 987.17 kWh el 15 de julio del 2021, superando la demanda total de la universidad, por lo cual el excedente de energía es exportado a la red nacional.

Figura 5

Producción y demanda horaria del 15 de julio del 2021



Exportación Energética a la Red Pública y Costos Asociados

Durante el periodo de análisis se exportaron 309,942.36 kWh, equivalente al 14.48% del total producido por el parque solar (Cuadro 3). De acuerdo con Ortiz (2020), en el periodo 2019-2020, se exportaron 22,368 kWh (1.8% de la producción del parque). La cantidad de energía exportada aumentó en 92.78%, y se atribuyó principalmente al incremento en la potencia instalada al implementar la segunda fase. En adición, se mantuvo el desbalance energético encontrado en el sistema de distribución energético en la universidad reportado previamente por Ortiz (2020).

La tarifa del costo de energía varía según el mes, pero debido a que no existía registro de facturación en el portal EEH para los meses de febrero, julio, octubre y diciembre, se utilizaron como referencia las del mes anterior o posterior. El costo total que representó la energía exportada a la red en el periodo de marzo del 2021 a febrero del 2022 fue de HNL 956,270.48 (USD 39,037.02). Esto representa un incremento del 89.56%, ya que los costos de exportación de energía en el cuarto año fueron de USD 4,074.34 (Ortiz, 2020). La tarifa para convertir de lempira a dólar utilizada (HNL 24.4965/dólar) correspondió a la última tarifa brindada por la universidad en el mes de febrero del 2022.

Cuadro 3

Exportación energética y costos evaluados (2021-2022)

Mes	Energía exportada (kWh)	Costo unitario (HNL/kWh)	Costo total (HNL)
Marzo	40,356.6	2.71	109,338.14
Abril	38,280	2.64	101,200.84
Mayo	23,398.2	2.64	61,857.82
Junio	11,967.48	2.64	31,638.43
Julio	17,479.08	3.00	52,430.25
Agosto	12,507.48	3.00	37,517.44
Septiembre	20,295.6	3.00	60,878.68
Octubre	22,253.64	3.00	66,752.02
Noviembre	22,453.8	3.00	67,352.42
Diciembre	38,734.2	3.00	116,187.11
Enero	44,422.08	4.04	179,296.40
Febrero	17,794.2	4.04	71,820.95
Total	309,942.36		956,270.48

Demanda Energética de la Red Pública y Total

Durante el periodo de análisis del 1 de marzo del 2021 al 28 de febrero del 2022, la demanda total de la universidad fue de 4,985.74 MWh (Cuadro 4), de los cuales 3,155.47 MWh fueron cubiertos por la red nacional y 1,830 MWh por el parque solar. La demanda total ha disminuido 9.25 y 11.23% en comparación al primer y cuarto año de operación respectivamente (Chacón, 2017; Ortiz, 2020). La disminución en la demanda energética se le atribuye principalmente a la reducción en el porcentaje de la población dentro del campus a raíz del SARS-CoV-2 durante el 2021. Asimismo, la demanda de la red pública disminuyó en 21.63 y 26.67% en comparación al primer y cuarto respectivamente (Chacón, 2017; Ortiz, 2020). También, la energía aprovechada aumentó en 32.10% con respecto al cuarto año (Ortiz, 2020). Esto sucedió debido a que la cantidad de energía generada por el parque solar (Fase 1 y 2) aumentó.

Cuadro 4

Energía aprovechada y demanda energética de la red y total (2021-2022)

Mes	Demanda de la red pública (kWh)	Energía aprovechada (kWh)	Demanda total (kWh)
Marzo	216,047.88	154,123.54	370,171.42
Abril	231,843.24	151,023.86	382,867.10
Mayo	280,248.96	173,006.06	453,255.02
Junio	282,022.44	155,124.32	437,146.76
Julio	287,658.12	168,093.26	455,751.38
Agosto	303,001.08	135,944.26	438,945.34
Septiembre	275,795.52	175,103.75	450,899.27
Octubre	293,895.60	161,260.96	455,156.56
Noviembre	270,259.20	148,759.60	419,018.80
Diciembre	211,212.48	116,385.70	327,598.18
Enero	222,254.04	148,059.12	370,313.16
Febrero	281,235.48	143,384.90	424,620.38
Total (kWh)	3,155,474.04	1,830,269.33	4,985,743.37
Total (MWh)	3,155.47	1,830.27	4,985.74

Exportación y Demanda Energética Total

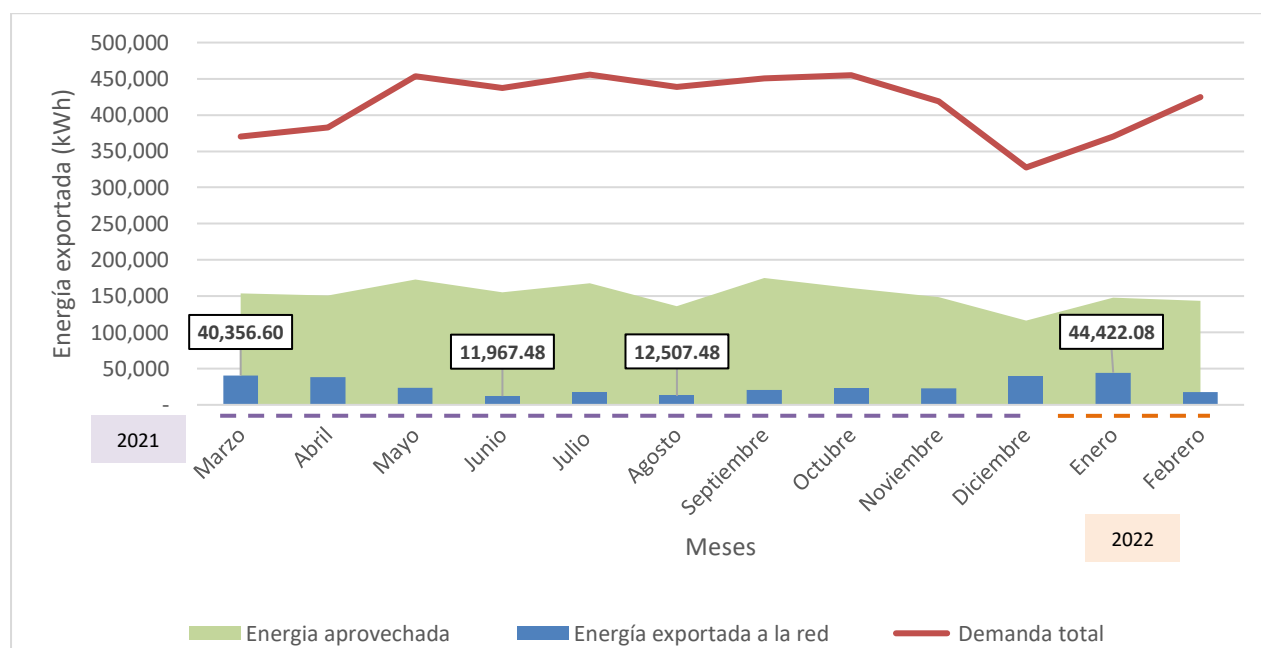
Las mayores exportaciones energéticas se produjeron en enero (2022) y marzo (2021), con 44,422.08 kWh/mes y 40,356.60 kWh/mes respectivamente (Figura 6). Los meses de mayor exportación energética son congruentes con los meses de menor demanda en la universidad, lo cual concuerda con lo establecido por Ortiz (2020). El descenso en la demanda en marzo se atribuye a la disminución en la población estudiantil a raíz del brote de SARS-CoV-2 en 2021.

Asimismo, el descenso en la demanda total en enero se atribuye a la reducción en la población estudiantil, ya que el periodo de vacaciones abarcó desde diciembre y finalizó el domingo 9 de enero. Posteriormente, el ingreso de los estudiantes fue gradual, comenzando con actividades de forma virtual, hasta completar la totalidad de la población estudiantil y retorno de actividades presenciales en febrero, lo cual se evidenció en el incremento gradual de la demanda. Por otro lado, los meses de menor exportación a la red fueron en junio (11,967.48 kWh/mes) y agosto (12,506.48 kWh/mes), los cuales concuerdan con los meses de menor exportación reportados por Ortiz (2020) y con los meses con mayor demanda total.

El mes de mayor demanda del campus fue mayo (453,255.02 kWh/mes), y se atribuye al retorno a campus de la población faltante en el periodo escolar 2021, quienes pasaron por un proceso de cuarentena por el SARS-CoV-2, incrementando los consumos energéticos. Diciembre fue el mes de menor demanda energética (327,598.18 kWh/mes), ya que se reduce casi en su totalidad la población estudiantil en campus por las vacaciones de fin de año. Aunque en diciembre se tuvo la menor demanda, enero y marzo reportaron una mayor exportación de energía, ya que diciembre es el segundo mes con menor producción energética (Cuadro 1). Sin embargo, a pesar de que existen pérdidas por la exportación energética de todos los meses, se observa que la energía aprovechada del parque solar siempre es mayor que la exportación y es utilizada para suplir la demanda del campus en Zamorano.

Figura 6

Exportación a la red, energía aprovechada y demanda energética total (2021-2022)



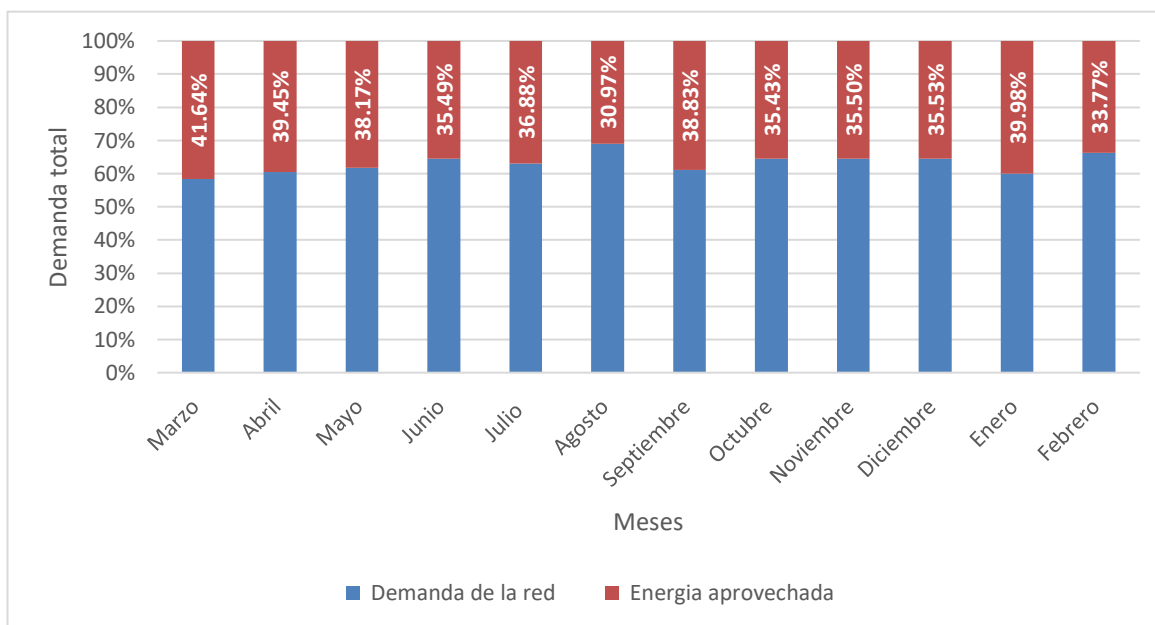
Cobertura Energética

La cobertura energética anual a partir de la implementación de la fase 2 del parque solar fue de 36.36% (Figura 7), valor que es 10.29 y 13.56% mayor al reportado en el primer y cuarto año por Chacón (2017) y Ortiz (2020) respectivamente. El aumento en la cobertura energética anual está relacionado directamente con el incremento en la producción de energía por la puesta en marcha de la fase 2, así como el incremento en la producción energética de la fase 1 por las medidas de mantenimiento y la reducción en la demanda total del campus.

Los meses de mayor cobertura fueron marzo (2021) y enero (2022) con valores de 41.64 y 39.98% respectivamente (Figura 7), lo cual concuerda con lo establecido por Chacón (2017) y Ortiz (2020). Asimismo, el periodo de mayor cobertura es congruente con el de menor demanda energética. El mes de menor cobertura energética fue agosto (30.97%), lo cual se atribuye principalmente a que es el mes de menor producción energética del parque (Cuadro 1), por lo cual la demanda de la red pública aumentó.

Figura 7

Porcentaje de cobertura de la demanda energética a partir de la energía aprovechada del parque solar (2021-2022)



Nota. % corresponden al porcentaje de cobertura de la demanda energética total cubierto por el parque solar

Exportación de Energía Horaria

Para el análisis de exportación energética horaria, se tomaron en cuenta los dos meses de mayor, media y menor producción energética. El rango de mayor producción va de 207,000-195,000 kWh/mes, el de media entre 187,000-175,000 kWh/mes y el de menor producción entre 157,00-145,000 kWh/mes. Al realizar las sumatorias de producción energética mensual entre fase 1 y 2, se encontró que los dos meses de mayor producción son mayo y septiembre, los de media producción son julio y octubre, y los de menor producción agosto y diciembre, todos situados en el año 2021 (Cuadro 1).

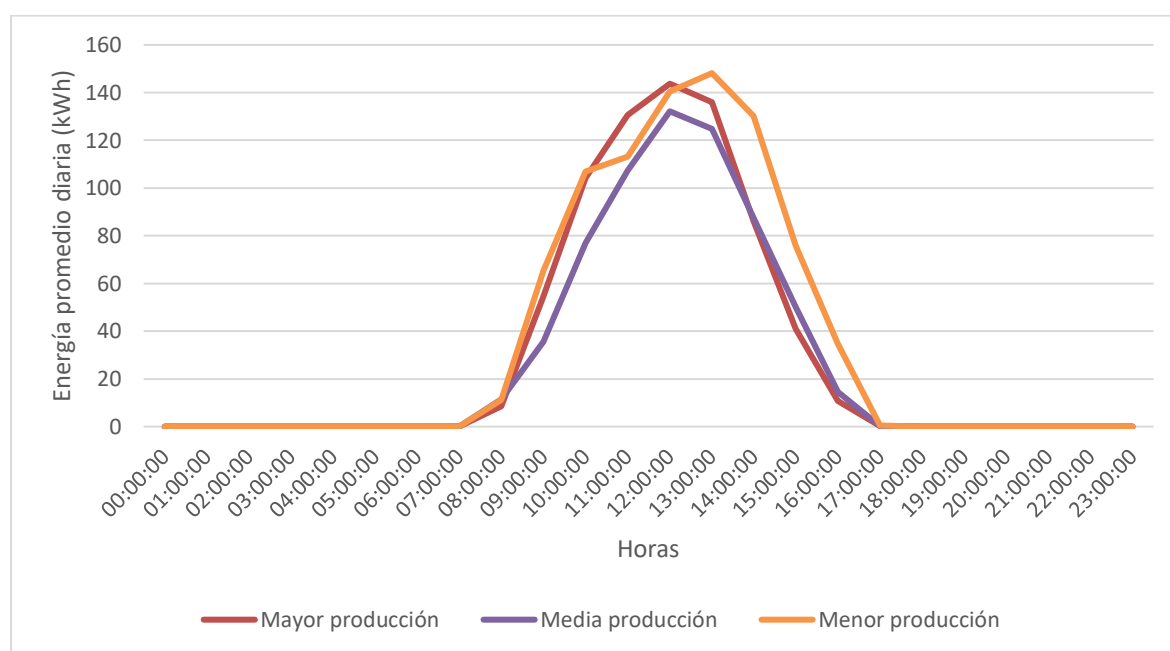
Al analizar los perfiles horarios de conexión con la red nacional se puede observar que existen ciertas horas donde la exportación energética se concentra. En la Figura 8, se detalla la exportación horaria promedio diaria para el periodo de análisis antes mencionado, donde se observa que aproximadamente el 80% de la energía exportada se inyecta en los horarios de 10:00 a.m. a 2:00 p.m.

Para cada categoría de producción (mayor, media y menor) existe una cantidad de cantidad de kWh/día inyectado a la red. Por ejemplo, en el mismo horario (10:00 a.m.-2:00 p.m.), en los meses de media producción se exportaron 528.81 kWh/día, en los de mayor producción se exportaron 600.63 kWh/día, y en los de menor producción 638.99 kWh/día.

A pesar de que el análisis se realizó con un enfoque en la cantidad de energía diaria promedio que se exporta, se calculó la energía total exportada horariamente en las mismas categorías (Anexo F). Se obtuvo que la cantidad total de energía exportada de 10:00 a.m. a 2:00 p.m. para la categoría de menor producción fue de 39,617.52 kWh/mes, seguida de la media producción (32,786.04 kWh/mes) y mayor producción (17,316.84 kWh/mes).

Figura 8

Exportación energética horaria promedio en los meses de mayor, media y menor generación de energía (2021)



Comparación del Desempeño Horario por Área en la Generación de Energía entre la Fase 1 y 2

La generación de energía por área horaria promedio anual difirió para cada una de las fases del parque solar. La fase 1 tuvo una curva de producción energética más alta, con un pico de

producción de $46.58 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$ a las 12 p.m. (Figura 9). Asimismo, el 74% de su producción ocurrió entre las 10:00 a.m. y 3:00 p.m. La fase 2 también tuvo su pico de producción energética por área a las 12:00 p.m., con una generación menor a fase 1 de $38.29 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$, produciendo el 76% de la energía entre las 9:00 a.m. y 3:00 p.m. Así también, la curva de producción energética para la fase 2 tuvo una forma más aplanada en comparación a la fase 1, ya el rango horario de producción es más amplio durante el día, aunque con un pico de generación inferior a fase 1.

La reducción en la generación energética de la fase 2 es explicada por Wibowo et al. (2021), ya mencionan que los sistemas de rastreo solar consumen electricidad para realizar el movimiento de los ejes durante el día. Esta energía se supe directamente de la generación energética de los paneles solares y no se contabiliza como parte de la producción neta del parque.

La curva de producción energética por área de la fase 1 y 2 tuvo diversas confluencias a través del día. Entre las 5:00-9:00 a.m. y las 3:00-7:00 p.m. la fase 2 generó más energía por metro cuadrado al ser comparado con la fase 1. De acuerdo con Machado et al. (2015), la función de los seguidores solares es orientar la superficie de los paneles solares generando un ángulo perpendicular a los rayos de irradiación directa durante el día. Esta dinámica cambia entre las 10:00 a.m. y las 3:00 p.m., donde la fase 1 registró una mayor producción por área.

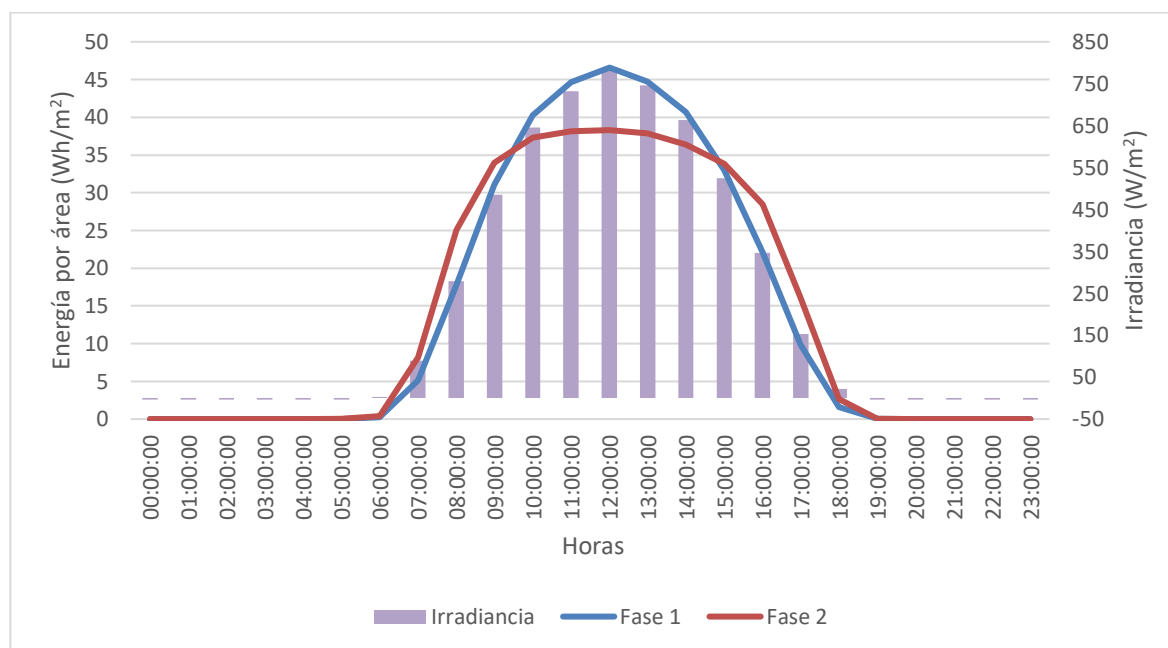
Lo establecido por los investigadores se puede observar en la Figura 9, donde a menores irradiancias, la fase 2 generó más energía que la fase 1, ya que posee la capacidad de orientar el panel perpendicularmente a los rayos solares. Por ejemplo, se observó que a las 8:00 a.m. la fase 2 produjo $7.22 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$ más que la fase 1, donde la irradiancia promedio ($279.53 \text{ W/m}^2\text{-día}$) es menor que a la hora de máxima radiación ($780.68 \text{ W/m}^2\text{-día}$). La misma dinámica se presentó a las 5:00 a.m., ya que solo la fase 2 fue capaz de producir energía, a pesar de la irradiancia registrada ($88.79 \text{ W/m}^2\text{-día}$).

Al comparar la producción anual por área entre las dos fases, se observó que al inicio de la mañana (5:00-9:00 a.m.) y final de la tarde (3:00-7:00 p.m.), la fase 2 generó 19.67 y 17.82% más

energía respectivamente. Del mismo modo, la fase 1 produjo 13.36% más energía entre las 10:00 a.m. y 3:00 p.m.

Figura 9

Producción energética horaria promedio anual en fase 1 y 2 (2021-2022)



Al realizar el análisis de la curva de producción energética promedio mensual, se observaron diferencias al comparar con la curva promedio anual. Se realizaron las gráficas de exportación horaria energética para todos los meses del año, pero se analizaron los cuatro meses de mayor interés o con particularidades importantes (Anexo G).

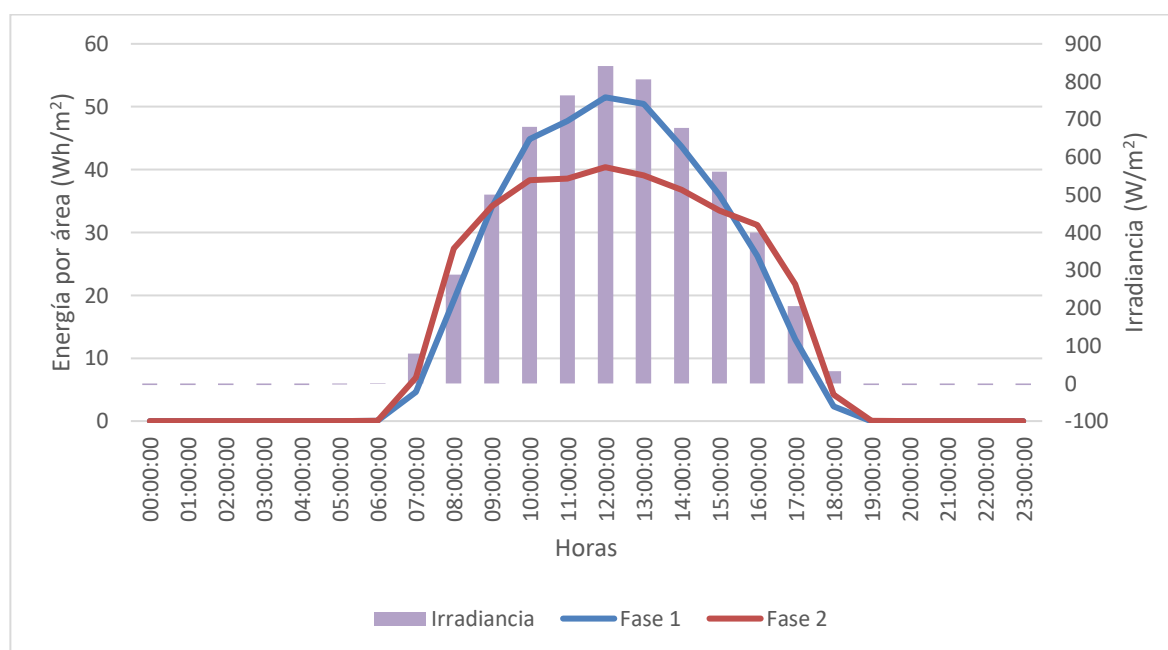
Se eligió marzo ya que es el mes que posee mayor cantidad de horas pico de sol e irradiancia promedio durante el año (Anexo B y C). El pico de producción para fase 1 fue a las 12:00 p.m. con 51.49 Wh/m²-día y el de fase 2 a la misma hora con 40.38 Wh/m²-día (Figura 10). El pico de producción de fase 1 fue el mayor reportado en todo el periodo, y se atribuye que la irradiancia promedio en ese horario (841.34 W/m²-día) fue la mayor reportada en el periodo evaluado (Anexo E).

La fase 2 produjo 37.49% más energía en los horarios de 6:00-9:00 a.m. y 4:00-6:00 p.m. en comparación a la fase 1. Por otro lado, la fase 1 generó 17.33% más energía que fase 2 entre las 10:00 a.m. y 3:00 p.m. Se mantuvieron las 10:00 a.m. y 3:00 p.m. como los puntos donde ambas fases

generan la misma cantidad de energía por área. Además, se observó que cuando la fase 1 genera más energía por área que la fase 2 se alcanzan irradiancias de aproximadamente $550 \text{ W/m}^2\text{-día}$.

Figura 10

Producción energética horaria promedio para marzo en fase 1 y 2 (2021)



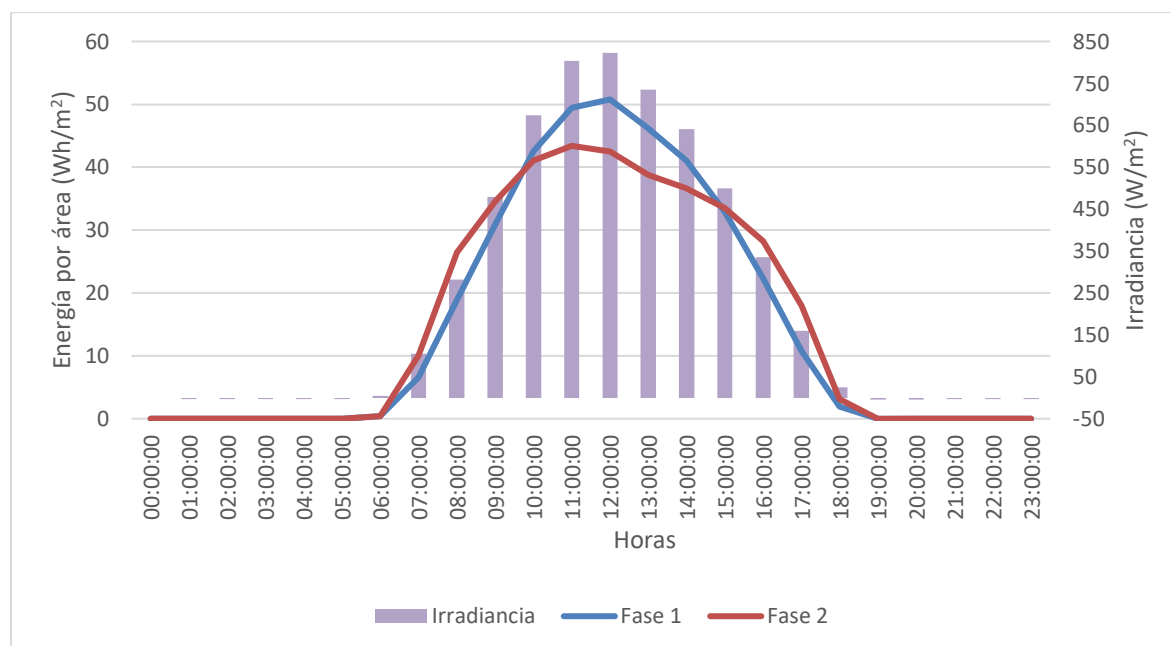
Se seleccionó abril ya que, después de marzo, posee la mayor cantidad de horas pico de sol en el periodo de análisis (Anexo C). Para el mes de abril, el pico de producción para la fase 2 se situó a las 11:00 a.m., produciendo un máximo de $43.39 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$, mientras que para la fase 1 se mantuvo el pico de producción a las 12:00 p.m. con una producción de $50.77 \text{ Wh/m}^2\text{-día}$ (Figura 11). Este aumento de energía se debe principalmente a que abril posee 5.83 horas pico de sol al día, lo que permitió incrementar el aprovechamiento de condiciones óptimas para generar energía a lo largo del día (Anexo C). Asimismo, los niveles de irradiancia son mayores, con picos promedio de hasta $822.71 \text{ W/m}^2\text{-día}$, lo cual incrementa las producciones energéticas.

Asimismo, se observa que la fase 2 genera un 19.26% más energía por área en un horario de 6:00-9:00 a.m. y 3:00-7:00 p.m., especialmente en el inicio del día. Por el otro lado, la fase 1 genera 11.99% más energía entre las 10:00 a.m. y 2:00 p.m., manteniendo los traslapes en las curvas de

producción entre ambas fases en las 10:00 a.m. y 3:00 p.m. En general, en el mes de abril la fase 1 y 2 generaron casi la misma cantidad de energía, generando 0.6% más en promedio diario en fase 2 al comparar con fase 1.

Figura 11

Producción energética horario promedio para abril en fase 1 y 2 (2021)



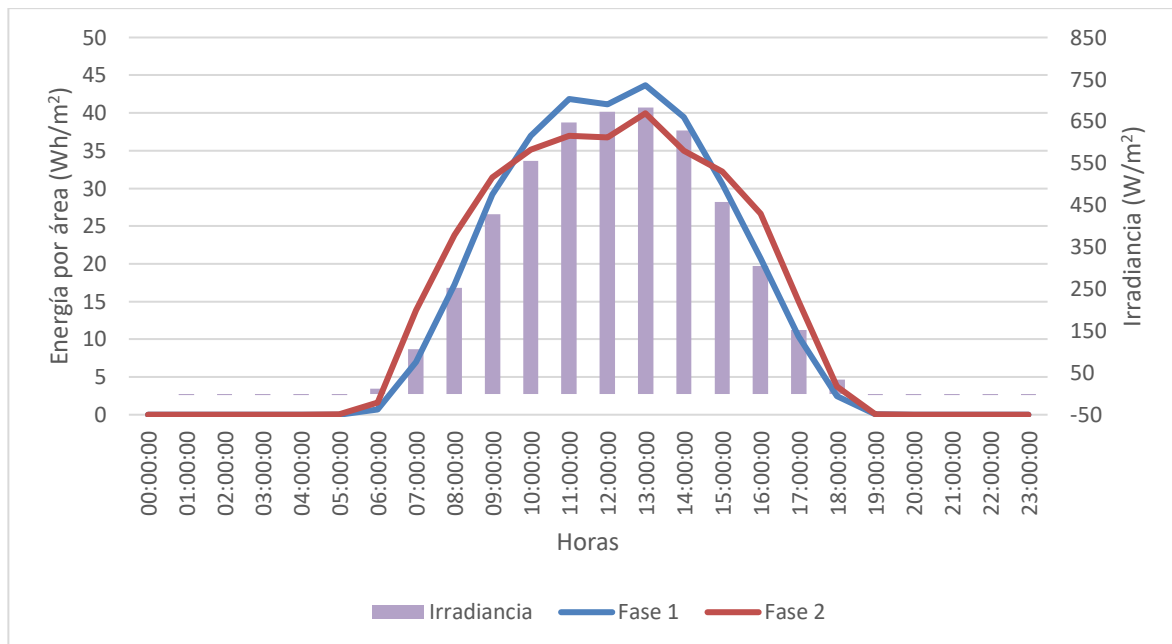
Para el mes de junio se observó una dinámica ligeramente diferente entre las curvas de producción energética, ya es el mes con la menor irradiancia promedio del periodo evaluado (Anexo B). Ambas fases reportaron su pico de mayor producción a la 1:00 p.m., la fase 1 con un promedio mensual de 43.67 Wh/m²-día y la fase 2 con 39.95 Wh/m²-día (Figura 12). Este cambio en el horario pico de mayor producción se atribuye a que la irradiancia pico promedio en junio fue mayor a la 1:00 p.m. (682.39 W/m²-día), que a las 12:00 p.m. (673.15 W/m²-día), lo cual difiere a la dinámica promedio anual, donde las 12:00 p.m. se sitúa como el horario con la mayor irradiancia y producción por área.

A pesar de junio tuvo la menor irradiancia promedio de todo el periodo anual evaluado (379.49 W/m²-día), se reportan 5.30 horas pico de sol durante el mes, sin embargo, se redujo la producción de energía en comparación a los meses de marzo y abril. Para junio, la fase 1 generó 9.45% más energía por área entre las 10:00 a.m. y 2:00 p.m. que la fase 2. Mientras que la fase 2, generó

20.3% más energía por metro cuadrado entre las 5:00-9:00 a.m. y 3:00-7:00 p.m. Se mantuvieron las 10:00 a.m. y 3:00 p.m. como los puntos de confluencia entre las curvas de producción energética, en irradiancias de aproximadamente 550 W/m²-día

Figura 12

Irradiancia y producción energética horaria promedio para junio en fase 1 y 2 (2021)



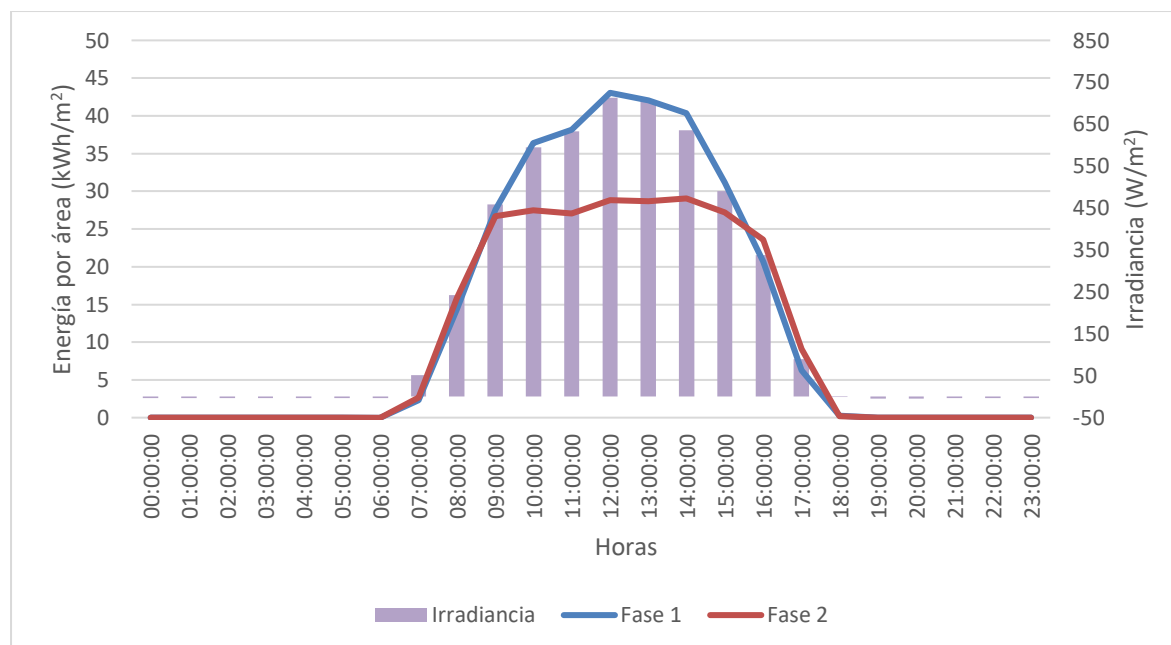
El mes de diciembre fue elegido, ya que posee la menor cantidad de horas pico de sol al día. La generación de energía pico se situó a las 12:00 p.m. con una producción de 43.05 Wh/m²-día para la fase 1, y a las 2:00 p.m. con 29.05 Wh/m²-día para fase 2 (Figura 13). En este caso, la fase 2 solo produjo 14% más energía por metro cuadrado en un horario entre las 6:00-8:00 a.m. y 4:00-5:00 p.m. La fase 1 generó 24.62% más energía entre las 9:00 a.m.- 3:00 p.m que fase 2. Asimismo, se observa que existe un pequeño cambio a las 6:00 p.m., donde la fase 1 si genera más energía por área que la fase 2. Esto pudo deberse a que solo hubieron 4.13 horas pico de sol en el mes (Anexo C), por lo que, el movimiento de los paneles solares de fase 2 al final del día consumió parte de la energía que se podía generar con la baja irradiancia.

Al analizar las irradiancias pico, se registró un valor de 713.50 W/m²-día a las 12:00 p.m. pero la generación de la fase 2 es de 28.81 Wh/m²-día en ese momento, el más bajo registrado en el año.

La baja generación y la curva de producción energética con forma más aplanada en sus horas de máxima producción difiere con el promedio anual. Esto, de acuerdo con Chowdhury et al. (2017), sucede porque los paneles de un eje solo son capaces de rastrear una dimensión del movimiento solar, es decir, que puede rastrear el movimiento del sol a través del día, pero no el cambio en la posición de este a través del año. En diciembre el sol posee un ángulo menor de incidencia sobre el sitio donde ubica el parque.

Figura 13

Producción energética horaria promedio para diciembre en fase 1 y 2 (2021)



En resumen, se establece que de 10:00 a.m. a 3:00 p.m. la fase 1 genera más energía por área, el resto del día la generación por área de la fase 2 es superior. Las horas donde ambas fases generan la misma cantidad de energía se asocian a valores de irradiancia de aproximadamente 550 W/m²-día. El inicio de producción energética comienza a las 5:00 a.m. para la fase 2, y 6:00 a.m. para la fase 1. El horario final de producción se ubica a las 6:00 p.m. para fase 1 y 7:00 p.m. para fase 2. Dichos rangos horarios permiten conocer el efecto de poseer paneles rastreadores de sol, ya que se puede generar más energía por área en horarios donde la radiación solar no tiene el ángulo perpendicular óptimo en paneles fijos.

Para los momentos de mayor irradiancia en el día, la fase 1 genera más energía por área. De acuerdo con Bazyari et al. (2014), esta dinámica es contradictoria, ya que ellos encontraron que los horarios de mayor irradiancia, las curvas de producción se acercaban. Esta diferencia se debe a que, en el estudio, se evaluó en base a paneles con las mismas potencias, pero el parque solar en Zamorano posee diferentes potencias por área y eficiencias de conversión en los paneles instalados entre fase 1 y 2. Asimismo, se observa que los cambios en la posición del sol a través del año también tienen influencias en las curvas de producción energética, especialmente en los sistemas operados con rastreo solar, ya que modifican el ángulo de incidencia de los rayos solares con el panel.

Conclusiones

A pesar de que la tecnología de rastreo solar en fase 2 tiene una mayor eficiencia de conversión de energía y capacidad de generación en horarios de baja irradiancia, la generación anual por área fue solamente 2.63% superior a fase 1. Esto se atribuye a la mayor demanda de área para la generación de energía y el consumo energético necesario para la operación del sistema de rastreo.

La implementación de la fase 2 del parque solar incrementó en 13.56% la cobertura de la demanda energética con respecto al cuarto año de operación del parque. La adición de potencia con la implementación de la segunda fase del parque solar provocó un aumento del 92.78% en la exportación de energía a la red nacional, siendo esta equivalente al 14.48% de la producción del parque solar.

En horarios de baja irradiancia, el sistema de rastreo solar representa una opción más eficiente en producción por área, pero al superarse los 550 W/m^2 la fase 1 produce más energía por metro área, por lo que para las condiciones geográficas de la EAP Zamorano, los sistemas fotovoltaicos con eje fijo continúan siendo la mejor alternativa para futuros proyectos.

Recomendaciones

Realizar un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema de almacenamiento con baterías para no perder los excedentes de energía producidos por el parque solar en la EAP Zamorano.

Analizar los impactos adicionales provocados por el desbalance en el sistema de distribución de energía, para justificar la inversión necesaria para su corrección.

Realizar una evaluación técnico-financiera de la fase 2 del parque solar en la EAP Zamorano para contrastar con fase 1.

Monitorear las variables energéticas continuamente para evaluar el efecto del tiempo en la producción energética fotovoltaica del parque solar, incluyendo el coeficiente PR para fase 1 y 2.

Mantener un sistema preventivo de mantenimiento con registros para evitar pérdidas en la producción energética del parque solar en Zamorano y facilitar el acceso a la información

Referencias

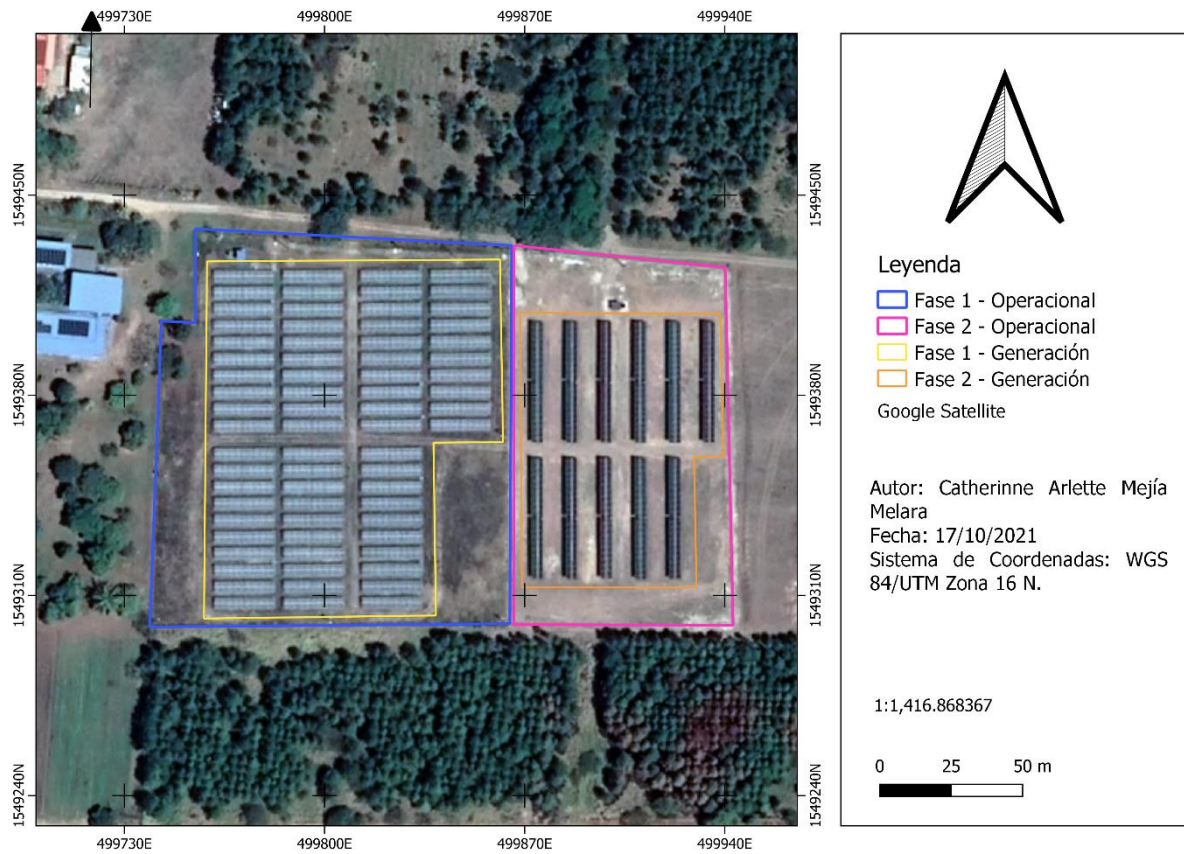
- Bazyari, S., Keypour, R., Farhangi, S., Ghaedi, A. y Bazyari, K. (2014). A Study on the Effects of Solar Tracking Systems on the Performance of Photovoltaic Power Plants. *Journal of Power and Energy Engineering*, 02(04), 718–728. <https://doi.org/10.4236/jpee.2014.24096>
- BP. (2021). *Statistical Review of World Energy 2021*. Reino Unido. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- Chacón, R. A. (2017). *Validación de estudios de factibilidad frente al desempeño técnico del parque solar de Zamorano, Honduras* [Tesis de grado]. Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, Honduras. <https://digital.zamorano.edu/bitstream/11036/5966/1/IAD-2017-011.pdf>
- Chowdhury, K., Alam, M. y Bakshi, P. (2017). *Performance Comparison Between Fixed Panel, Single-axis and Dual-axis Sun Tracking Solar Panel System* [Tesis de grado]. Universidad Brac, Bangladesh. http://dspace.bracu.ac.bd/xmlui/bitstream/handle/10361/9118/12221046%2c%2012221071%2c%2012121101_EEE.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Dupraz, C., Marrou, H., Talbot, G., Dufour, L., Nogier, A. y Ferard, Y. (2011). Combining solar photovoltaic panels and food crops for optimising land use: Towards new agrivoltaic schemes. *Renewable Energy*, 36(10), 2725–2732. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.03.005>
- Edward, A., Dewi, T. y Rusdianasari (2019). The effectiveness of Solar Tracker Use on Solar Panels to The Output of The Generated Electricity Power. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 347(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/347/1/012130>
- EMBER. (2022). *Global Electricity Review 2022*. Reino Unido. https://ember-climate.org/app/uploads/2022/03/SP_Report-GER22.pdf
- Ferdous, S. M., Moin Oninda, M. A., Maruf, H., Islam, A. y Rahman, F. (2018). Energy efficiency constraints in photovoltaic power generation systems. *Journal of Research in Engineering and Applied Sciences*, 3(2), 41–47. <https://doi.org/10.46565/jreas.2018.v03i02.001>
- International Energy Agency. (2021). *Key World Energy Statistics 2021*. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>
- Iordan, S. (2018). *Análisis comparativo de plantas solares fotovoltaicas conectadas a la red* [Tesis]. Universitat Rovira i Virgili, Cataluña, España. <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1286pub.pdf>
- Lorenzo, E., Pérez, M., Ezpeleta, A. y Acedo, J. (2002). Design of tracking photovoltaic systems with a single vertical axis. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 10(8), 533–543. <https://doi.org/10.1002/pip.442>
- Machado Toranzo, N., Lussón Cervantes, A., Leysdian Oro Carralero, L., Bonzon Henríquez, J. y Escalona Costa, O. (2015). Seguidor Solar, optimizando el aprovechamiento de la energía solar. *Ingeniería Energética*, 36(2), 190–199. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329138826008>

- MacKay, D. J. C. (2013). Solar energy in the context of energy use, energy transportation and energy storage. *Philosophical Transactions. Series A, Mathematical, Physical, and Engineering Sciences*, 371(1996). <https://doi.org/10.1098/rsta.2011.0431>
- Mejía, A., Holguín Lodoño, M. y Osorio, J. C. (2010). Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico. *Scientia Et Technica*, 16(44), 245–250. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84917316046>
- Organización Latinoamericana de Energía. (2021). *Generación eléctrica mundial y para América Latina y el Caribe (ALC) y su impacto en el sector energético por la pandemia producida por el COVID – 19*. https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/01/Generacion-electrica-mundial-y-para-America-Latina-y-el-Caribe-ALC_01-12-2020.pdf
- Ortiz, G. B. (2020). *Evaluación Técnica-Financiera del Parque Solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, durante su cuarto año de operación* [Tesis de grado]. Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, Honduras. <https://revistas.usfq.edu.ec/index.php/avances/article/view/231>
- Racharla, S. y K. Rajan (2017). Solar tracking system – a review. *International Journal of Sustainable Engineering*, 10(2), 72–81. <https://doi.org/10.1080/19397038.2016.1267816>
- Ritchie, H. (2020). *Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?* <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector#licence>
- Torres, S., Jurado, F., Granados, D. y Lozano, A. (2018). Eficiencia en paneles solares. *Revista Del Diseño Innovativo*, 2(2), 9–21. https://www.ecorfan.org/taiwan/research_journals/Diseno_Innovativo/vol2num2/Revista_Diseno_Innovativo_V2_N2_2.pdf
- Urdaneta, L., Padrón, L., Pentón, H. L. y La Incera Núñez, C. de (2020). Sistemas de ajuste manual de inclinación de paneles fotovoltaicos y de seguimiento automático horizontal de un eje. *Ingeniería Energética*, 41(2). <http://scielo.sld.cu/pdf/rie/v41n2/1815-5901-rie-41-02-e1001.pdf>
- Wibowo, H., Bow, Y. y Sitompul, C. R. (2021). Performance Comparison Analysis of Fixed and Solar-Tracker Installed Panel at PV System. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 709(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/709/1/012003>

Anexos

Anexo A

Generación energética operacional



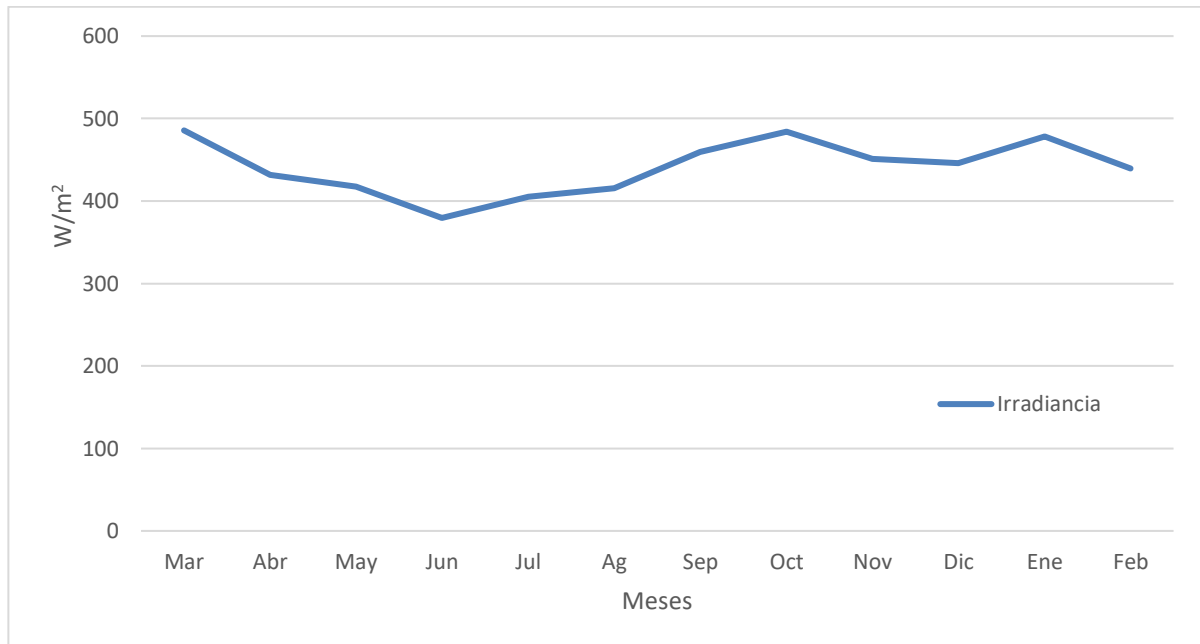
Nota. Delimitación de ambas fases del parque solar en Zamorano (generación y operacional)

Anexo B

Irradiancia promedio mensual (2021-2022)

Mes	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb
W/m ²	485.6	431.9	417.6	379.4	405.1	415.5	459.7	483.9	451.4	445.7	478.5	439.2
	7	8	7	9	1	2	6	6	2	6	8	5

Nota: Irradiancia mensual promedio (W/m²)



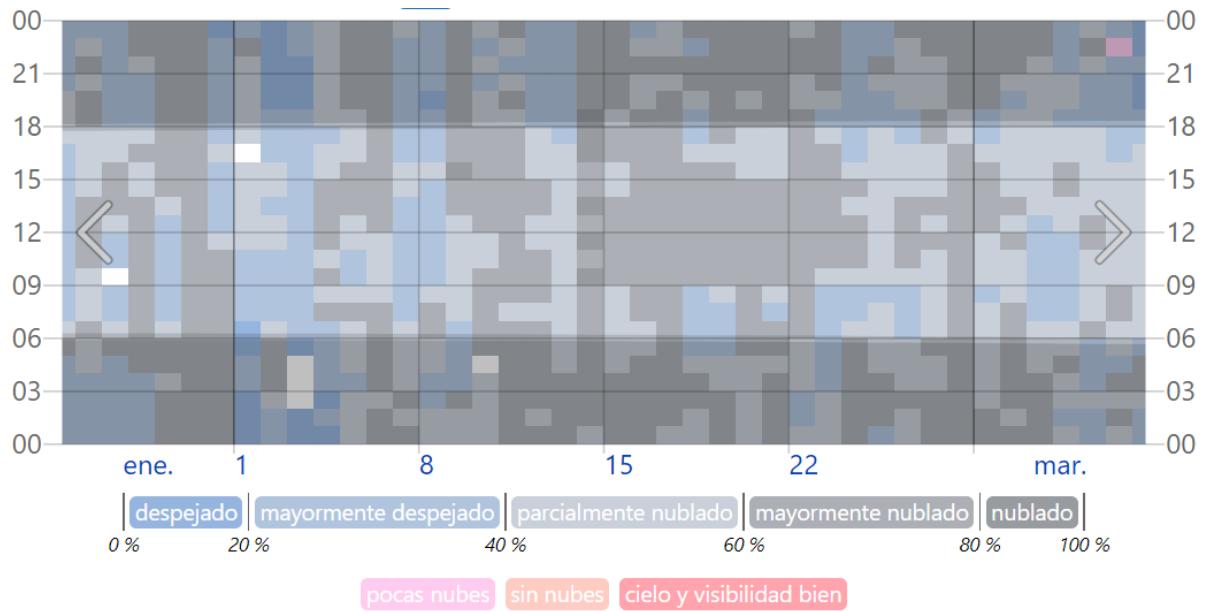
Anexo C*Horas pico solares diarias (Histórico, 2001-2020)*

Parámetro	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anua
Horas solares	4.39	5.30	5.91	5.83	5.30	5.30	5.47	5.66	5.36	4.60	4.13	4.13	5.11

Nota. Fuente: NASA (2022)

Anexo D

Nubosidad en febrero de 2022 en Francisco Morazán, Honduras



Nota. Fuente: Weather Spark (2022)

Anexo E

Promedio diario de irradiancia (2021-2022)

Hora	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Anual
00:00	-3.87	-3.54	-3.87	0.00	-3.34	-3.28	-3.06	-3.08	-3.39	-3.54	-3.69	-3.82	-2.91
01:00	-4.07	-3.57	-3.74	-3.27	-3.26	-3.23	-3.02	-3.11	-3.57	-3.21	-3.57	-3.54	-3.43
02:00	-3.92	-3.56	-3.62	-3.45	-3.33	-3.26	-2.93	-2.91	-3.67	-3.26	-3.53	-3.56	-3.42
03:00	-4.14	-3.59	-3.63	-3.27	-3.28	-3.29	-2.97	-2.92	-3.61	-3.37	-3.64	-3.68	-3.45
04:00	-3.87	-3.33	-3.51	-3.34	-3.33	-3.11	-2.80	-3.13	-3.60	-3.63	-3.78	-3.50	-3.41
05:00	-3.45	-3.33	-3.55	-3.62	-3.42	-3.01	-3.03	-3.10	-3.59	-3.40	-3.52	-3.68	-3.39
06:00	-1.91	4.60	12.24	11.64	6.27	4.31	4.10	2.64	-0.99	-3.04	-3.60	-3.58	2.72
07:00	78.55	105.60	122.78	105.83	90.20	94.97	112.88	121.45	111.21	51.91	33.75	36.38	88.79
08:00	287.95	282.41	289.78	252.47	251.73	273.69	325.91	330.33	345.24	241.84	238.95	234.13	279.53
09:00	500.06	479.44	478.42	428.41	425.93	447.15	568.00	530.13	559.18	458.70	489.76	457.66	485.24
10:00	679.27	673.37	627.01	555.96	552.34	617.68	740.99	756.49	704.48	594.58	642.09	607.89	646.01
11:00	763.21	803.21	717.79	647.07	652.56	696.63	841.19	844.00	773.72	633.22	745.20	672.07	732.49
12:00	841.34	822.71	757.04	673.16	746.32	738.12	867.42	867.47	778.03	713.50	819.97	743.04	780.68
13:00	805.66	734.82	735.75	682.40	703.98	734.95	758.44	860.80	724.86	705.64	800.31	701.19	745.73
14:00	676.82	640.52	660.30	627.59	646.54	714.57	709.27	703.84	580.52	636.00	755.69	609.46	663.43
15:00	560.70	499.69	500.36	457.79	533.22	559.13	522.82	536.17	440.73	490.74	615.49	574.01	524.24
16:00	399.60	334.90	325.82	304.24	392.44	341.04	348.15	312.45	234.42	337.73	423.63	403.63	346.50
17:00	204.77	159.91	168.72	152.67	210.33	166.02	142.53	109.31	61.56	89.30	168.89	205.51	153.29
18:00	32.80	25.41	33.74	34.14	54.58	32.74	10.44	0.20	-2.33	-0.71	9.18	26.07	21.36
19:00	-5.06	-4.38	-4.56	-3.21	-2.50	-3.54	-3.88	-3.80	-4.03	-4.66	-5.07	-4.56	-4.10
20:00	-4.73	-3.99	-4.44	-3.71	-3.88	-3.75	-3.50	-3.43	-3.93	-4.08	-4.49	-4.45	-4.03
21:00	-4.11	-3.76	-4.08	-3.49	-3.57	-3.42	-3.38	-3.25	-3.38	-3.98	-3.80	-4.09	-3.69
22:00	-4.13	-3.64	-3.92	-3.47	-3.47	-3.37	-3.17	-2.99	-3.43	-3.78	-3.75	-3.76	-3.57
23:00	-4.05	-3.74	-3.79	-3.65	-3.46	-3.30	-3.26	-3.05	-3.56	-3.28	-3.68	-3.66	-3.54

Nota. W/m²

Anexo F

Sumatoria mensual de exportación energética según categoría de producción

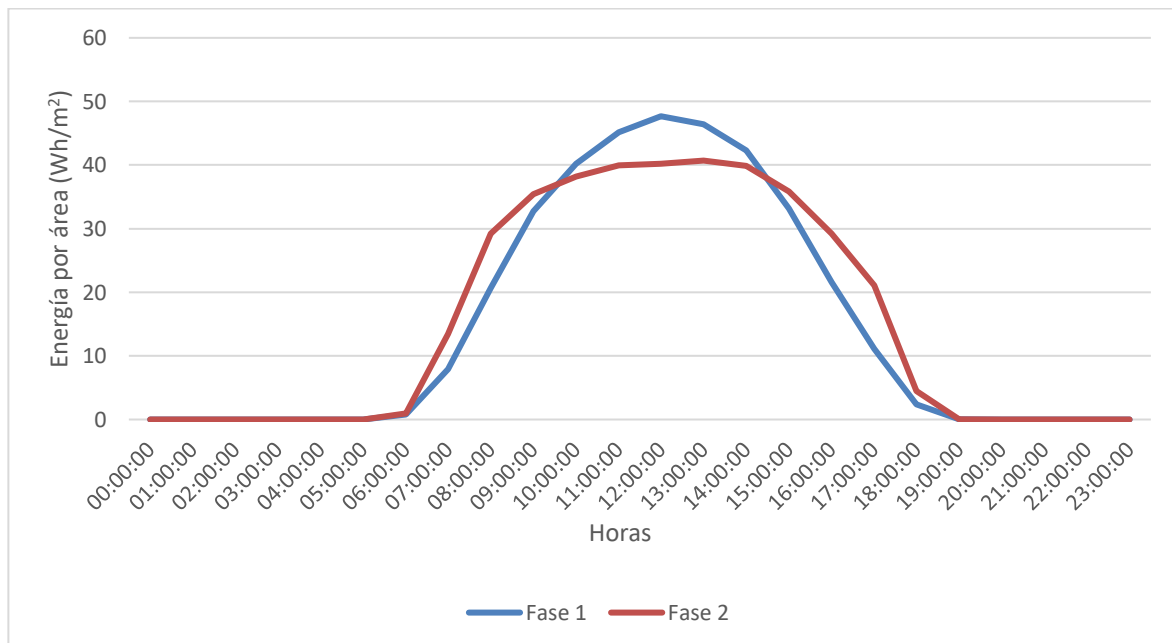
Hora	May	Sept	(+) P	Jul	Oct	(±) P	Ag	Dic	(-) P
00:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
01:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
02:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
03:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
04:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
05:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
06:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
07:00	1.1	0.0	1.1	0.0	4.3	4.3	0.0	0.0	0.0
08:00	384.2	134.2	518.4	55.7	651.6	707.3	223.2	467.2	690.4
09:00	1732.9	1603.2	3336.1	514.6	1687.8	2202.4	739.4	3310.6	4050.0
10:00	3229.8	3121.9	6351.7	1514.4	3258.1	4772.5	1540.0	5087.9	6627.8
11:00	4070.0	3904.0	7974.0	2698.3	3963.7	6662.0	1821.7	5198.2	7019.9
12:00	4596.4	4176.1	8772.5	3956.8	4237.2	8194.0	2063.6	6650.2	8713.8
13:00	4370.0	3933.6	8303.6	3583.2	4156.6	7739.8	2527.1	6659.6	9186.7
14:00	3078.5	2181.2	5259.7	2710.1	2707.7	5417.8	2203.1	5866.2	8069.3
15:00	1545.7	959.4	2505.1	1735.8	1374.4	3110.2	1074.2	3623.6	4697.9
16:00	382.3	277.0	659.3	691.0	212.3	903.2	308.0	1843.7	2151.7
17:00	7.2	5.0	12.2	19.3	0.0	19.3	7.1	27.1	34.2
18:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23:00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Nota. (+) Sumatoria mayor producción energética, (±) Sumatoria media producción energética, (-) Sumatoria menor producción energética.

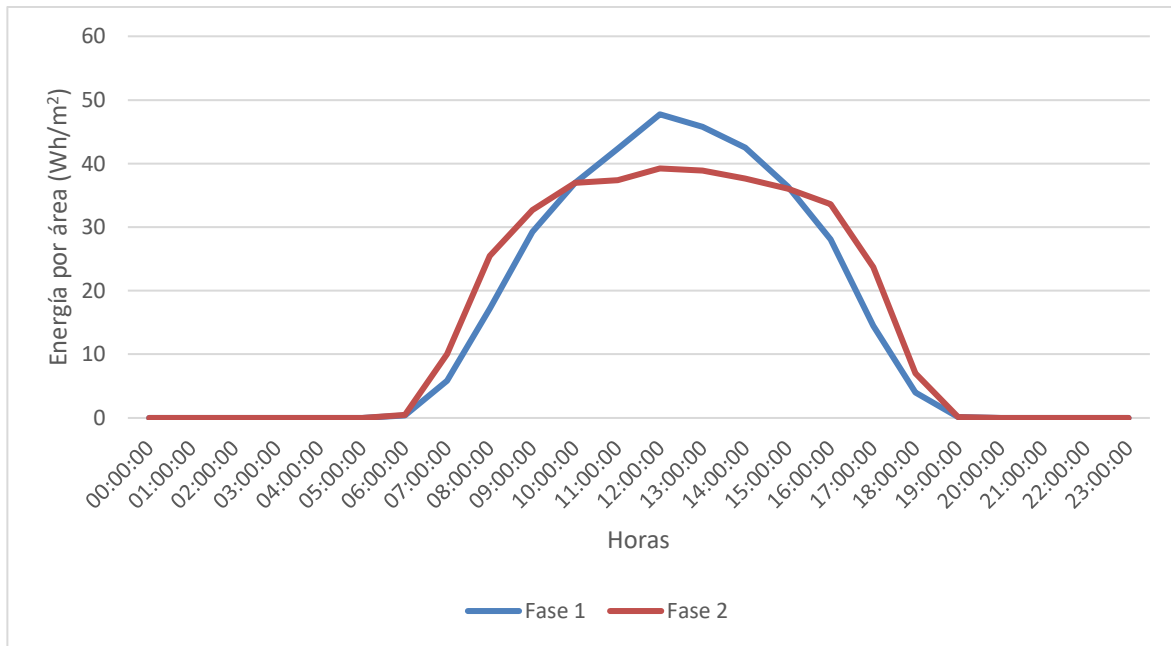
Anexo G
Generación energética horaria por metro cuadrado (2021-2022)



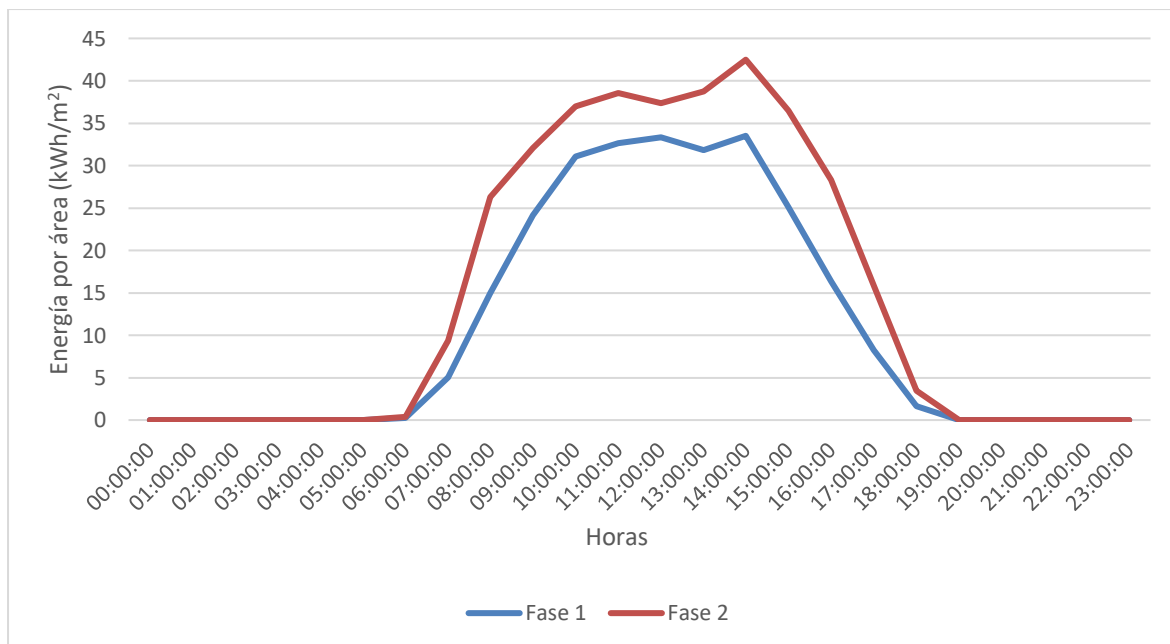
Nota. Generación energética horaria promedio de marzo (2021)



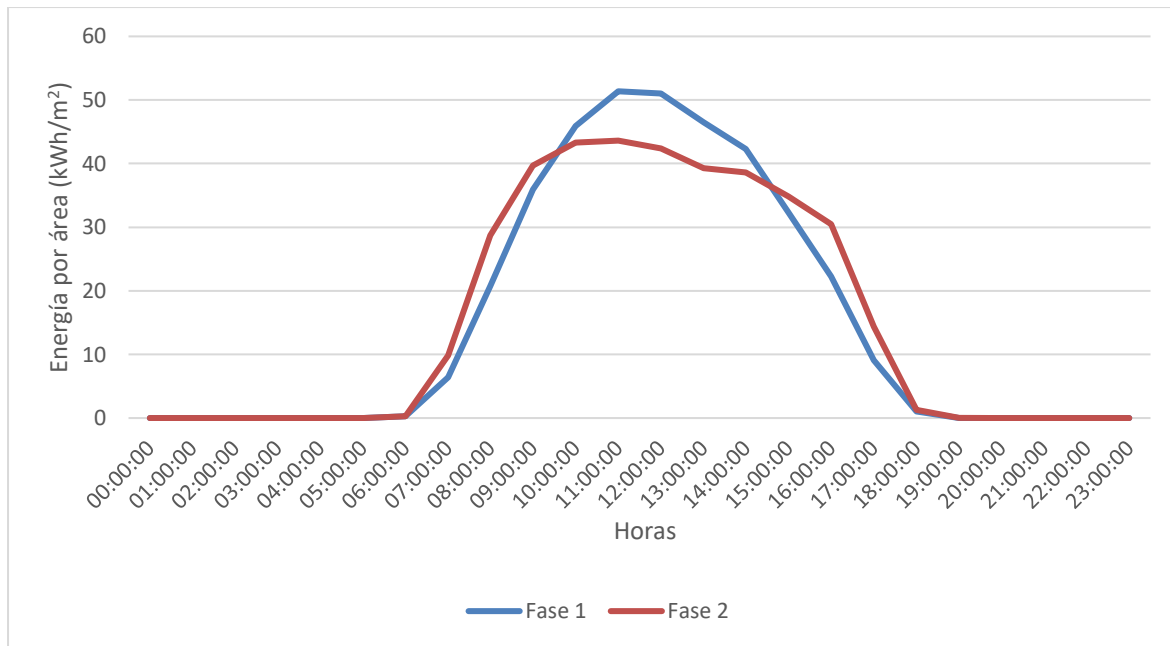
Nota. Generación energética horaria promedio de mayo (2021)



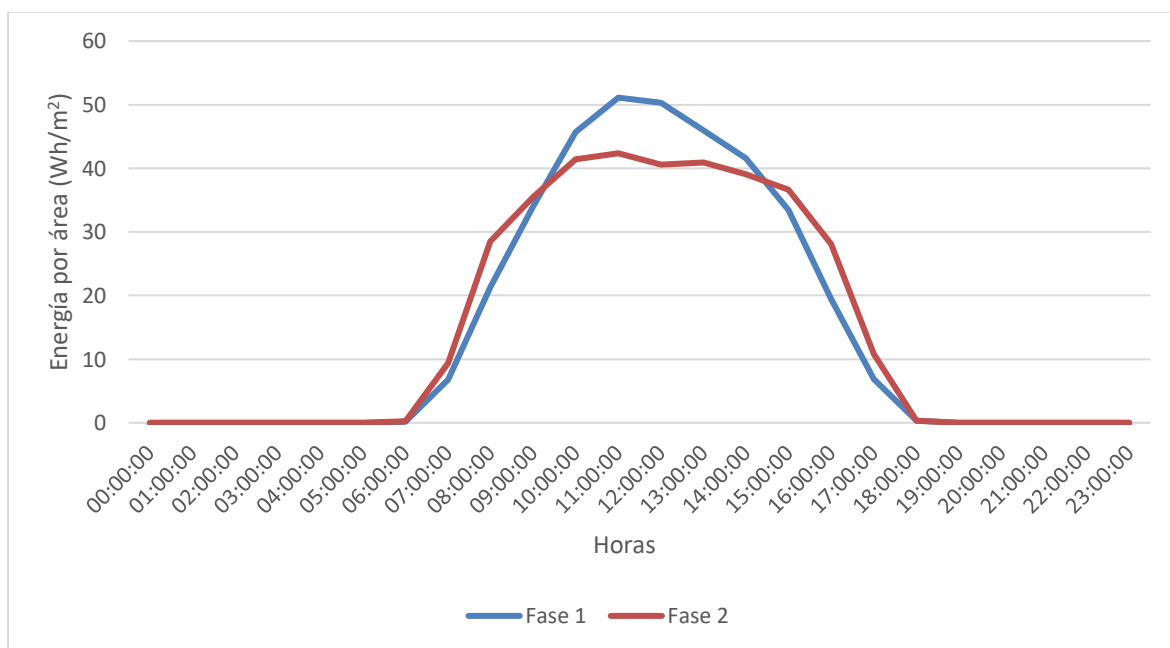
Nota: Generación energética horaria promedio de julio (2021)



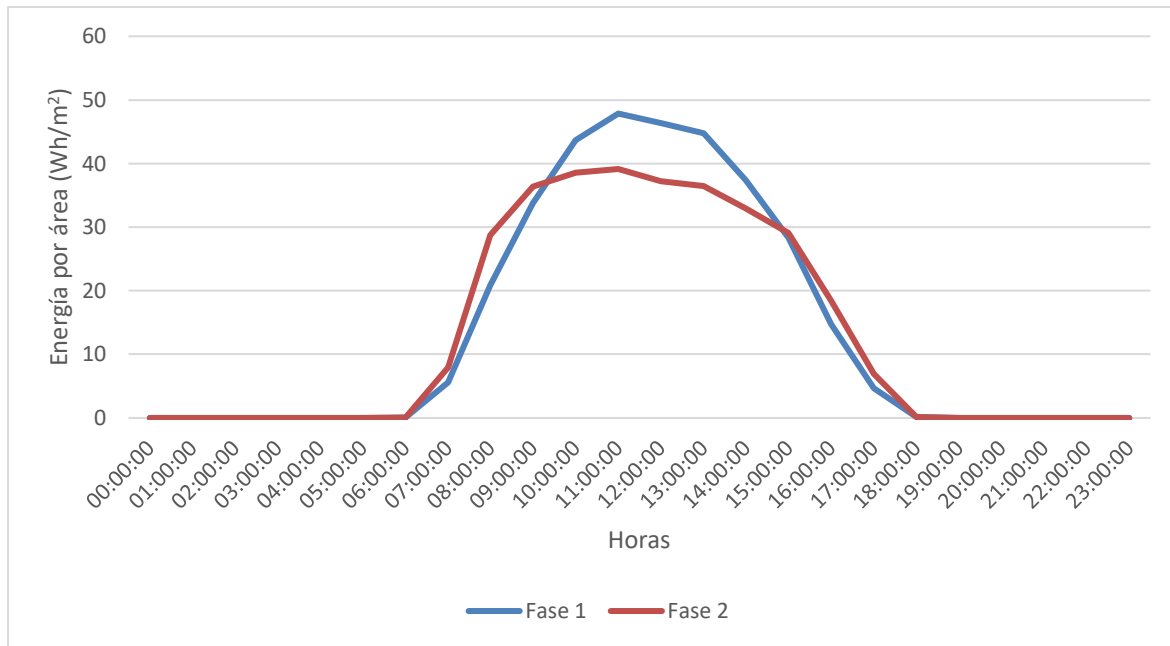
Nota: Generación energética horaria promedio de agosto (2021)



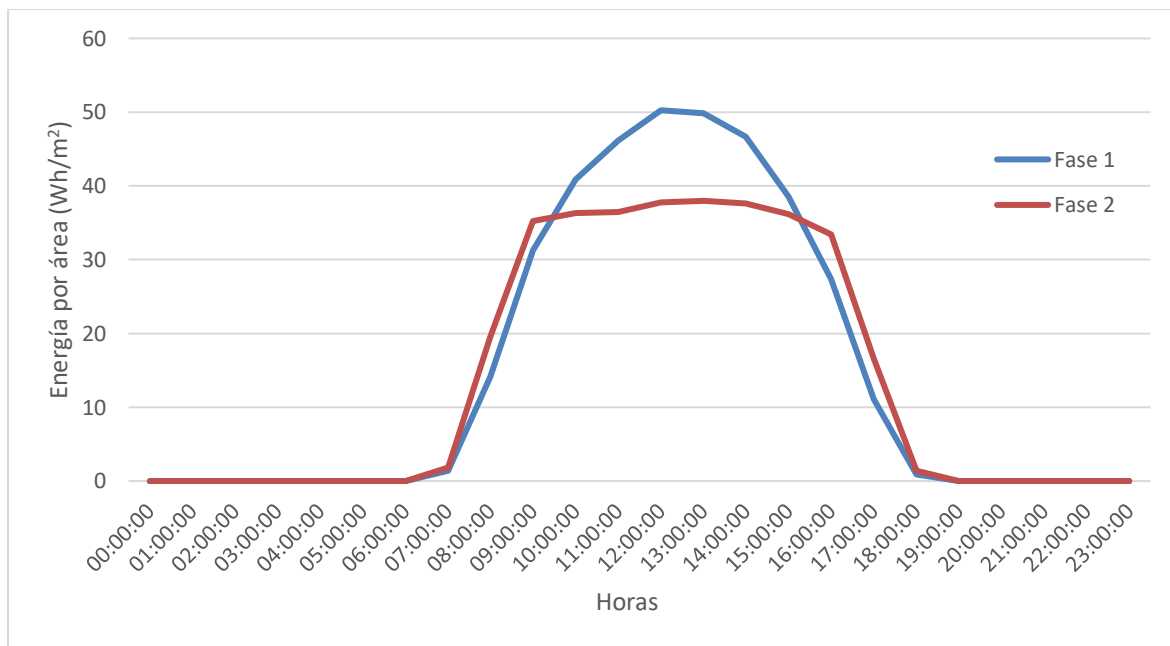
Nota: Generación energética horaria promedio de septiembre (2021)



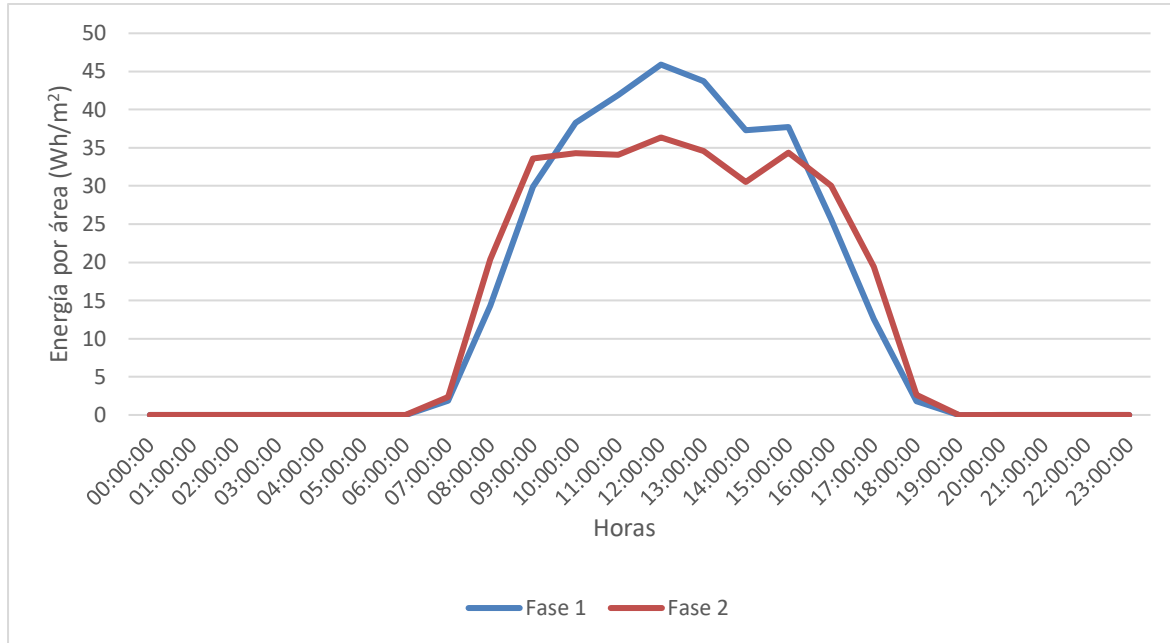
Nota: Generación energética horaria promedio de octubre (2021)



Nota: Generación energética horaria promedio de noviembre (2021)



Nota: Generación energética horaria promedio de enero (2022)



Nota: Generación energética horaria promedio de febrero (2022)