



## **Sistema fotovoltaico On-Grid para el autoabastecimiento de energía en una urbanización**

*On-grid photovoltaic system for self-supply of energy in a housing development*

Ing. Maykel Ariel Palacios Arauz<sup>1</sup>



0009-0008-1840-1343

Mg. Danner Anderson Figueroa Guerra<sup>2</sup>



0000-0003-1040-5485

Mg. Samantha Marlene Puente Bosquez<sup>3</sup>



0009-0005-4102-8231

Mg. Juan Carlos Pisco Vanegas<sup>4</sup>



0000-0002-9624-7993

<sup>1</sup> Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador [mpalacios2@uteq.edu.ec](mailto:mpalacios2@uteq.edu.ec)

<sup>2</sup> Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador [dfigueroag@uteq.edu.ec](mailto:dfigueroag@uteq.edu.ec)

<sup>3</sup> Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador [spuenteb@uteq.edu.ec](mailto:spuenteb@uteq.edu.ec)

<sup>4</sup> Universidad Técnica Estatal de Quevedo, Ecuador [jpiscov@uteq.edu.ec](mailto:jpiscov@uteq.edu.ec)

**Recepción:** 14 de febrero de 2025

**Aceptación:** 19 de febrero de 2025

**Publicación:** 05 de abril de 2025

**Citación/como citar este artículo:** Palacios, M., Figueroa, D., Puente, S. & Pisco, J. (2025). Sistema fotovoltaico On-Grid para el autoabastecimiento de energía en una urbanización. Ideas y Voces, 5(1), Pág. 75-89.



## Resumen

La investigación evalúa la rentabilidad económica de instalar un parque de generación de energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos para autoabastecer la demanda habitacional de la urbanización San Ignacio, Santo Domingo. Se investigaron las condiciones climáticas de la zona, obteniendo valores de irradiación y temperatura mediante tres fuentes de PVsyst, promediados para una entrada más real al software. Se diseñó el sistema fotovoltaico conectado a la red usando PVsyst, ingresando ángulos de inclinación óptimos para los paneles solares y la demanda eléctrica del conjunto. Se eligieron componentes del sistema y se obtuvo un resumen de la distribución de los paneles solares hacia el inversor hasta el punto de inyección de energía eléctrica. La evaluación económica del proyecto incluyó detalles de precios de componentes, costos de inversión inicial y mantenimiento por limpieza de los módulos FV. El proyecto es viable gracias a la energía excedente inyectada a la red eléctrica convencional, permitiendo la recuperación de la inversión a mediano plazo y generando ganancias monetarias para el propietario. Se espera que este proyecto piloto fomente la implementación de sistemas de generación distribuida con energías renovables en urbanizaciones.

## Palabras clave

rentabilidad económica, módulos fotovoltaicos, autoabastecimiento, sistema fotovoltaico, inyección de energía eléctrica.

## Abstract

The research evaluates the economic profitability of installing an electric power generation park using photovoltaic modules to self-supply the housing demand of the San Ignacio urbanization, Santo Domingo. The climatic conditions of the area were investigated, obtaining irradiation and temperature values by means of three PVsyst sources, averaged for a more realistic input to the software. The grid-connected photovoltaic system was designed using PVsyst, entering optimal tilt angles for the solar panels and the electrical demand of the array. System components were chosen and an overview of the distribution of the solar panels to the inverter up to the point of power injection was obtained. The economic evaluation of the project included details of component prices, initial investment costs, and maintenance for cleaning the PV modules. The project is viable due to the surplus energy injected into the conventional power grid, allowing for a medium-term payback of the investment and generating monetary gains for the owner. It is expected that this pilot project will encourage the implementation of distributed generation systems with renewable energies in housing developments.

## Keywords

algorithm, economic profitability, photovoltaic modules, self-supply, photovoltaic system, electric power injection.



## Introducción

La creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de mitigar el impacto ambiental de las fuentes de energía convencionales han impulsado la búsqueda de alternativas sostenibles y eficientes (Calderón, García & Calderón, 2020). En este contexto, los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se presentan como una solución viable para el autoabastecimiento energético en áreas urbanas (Jácome, Pazuña & Corrales, 2024). Este proyecto de investigación se centra en el diseño con conexión a la red de un sistema fotovoltaico para el autoabastecimiento de energía eléctrica en la Urbanización San Ignacio, ubicada en la ciudad de Santo Domingo (Dueñas, Baena, Galván & Figueroa, 2019), (Jiménez & Díaz, 2019).

La urbanización San Ignacio, al igual que numerosas otras en Santo Domingo, se encuentra con el reto de elevados costos de energía eléctrica y una considerable dependencia de la red de distribución tradicional (Gosgot, Guevara, Espinoza, Oliva & Barrena, 2022). Con la implementación de un sistema fotovoltaico no solo tiene el potencial de reducir estos costos, sino también de contribuir a la sostenibilidad ambiental al disminuir las emisiones de carbono asociadas con el uso de combustibles fósiles (Samson, Echarri, Vera, Sartarelli & Cyrulies, 2020). Este sistema aprovechará la abundante radiación solar de la región (Veliz, Gualán, Mateo, Veléz & Gámez, (2021), transformándola en energía eléctrica que podrá ser utilizada directamente por los residentes (Fonseca, Trujillo & Morales, 2024) o inyectada a la red, generando créditos económicos para los propietarios.

En Ecuador, existe una gran necesidad de generar energía eléctrica para autoconsumo, por lo que la propuesta de diseñar sistemas de generación de electricidad por medios fotovoltaicos es una solución viable, gracias al gran potencial de radiación solar que existe (Morocho & Martínez, 2019). Para el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red, hay que tener en cuenta la demanda de energía eléctrica consumida de la residencia y la variación de irradiación solar existente en la zona de estudio, de esta manera se puede conocer la cantidad de

electricidad que se puede producir y entregar a el conjunto (Wega, 2021), (Carreño & Rossio, 2019).

El diseño realizado en el software PVsyst, detalla la capacidad de generación de energía eléctrica, de acuerdo a los cambios de la carga y de radiación solar (Sarduy, Fernández, Alén, & Gálvez, 2019). Además, de los parámetros de la configuración óptima para abastecer la demanda (Vallejo & Niveló, 2019). El diseño propuesto no solo busca ser técnicamente viable, sino también económicamente atractivo, ofreciendo un modelo replicable para otras urbanizaciones en la región. Además, al integrar un medidor bidireccional, se permitirá la inyección de excedentes de energía a la red, optimizando así el uso de los recursos energéticos y promoviendo un modelo de consumo más sostenible (Rodríguez & José, 2017).

## **Metodología**

### **A. Ubicación del sitio experimental**

La investigación, se enfoca, en el un diseño de un sistema fotovoltaico conectada a la red para el autoabastecimiento de energía eléctrica de la Urb. San Ignacio, ubicada en Ecuador, en la ciudad Santo Domingo de los Colorados, con coordenadas UTM: 17M 704370 9973606.

### **B. Alcance de la investigación**

La urbanización San Ignacio ubicada en la ciudad de Santo Domingo, Ecuador. Cumplió con los requisitos energéticos, de ubicación geográfica y condiciones climáticas para realizar el diseño, siendo un conjunto donde existen 64 viviendas teniendo como valor máximo un consumo promedio diario de 463.2 kW/día, para el cual fue realizado el diseño del sistema fotovoltaico, teniendo un sistema actual.

### **C. Recolección de los datos**

Para el diseño del sistema fotovoltaico fue necesario adquirir los valores de radiación solar y temperaturas en la Urb. San Ignacio durante un año. Se realizó la recopilación de tres fuentes

“PVGIS TMY versión 5.2, NASA-SSE y Meteonorm 8.1” para comparar y hacer un promedio de las tres fuentes para obtener valores más reales tal como se observan en la (Fig. 1).

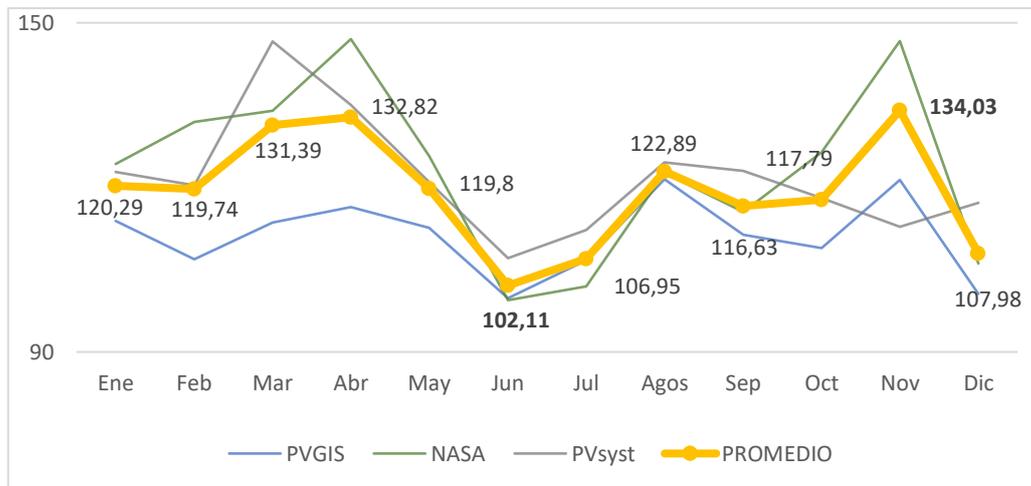


Fig. 1. Valor de irradiación máxima es en el mes de noviembre con 134.03 kW/m<sup>2</sup>, mientras que, el mes con menor irradiación es junio con 102.11 kW/m<sup>2</sup>.

De igual manera se realizó con los datos de temperatura la recopilación de tres fuentes “PVGIS TMY versión 5.2, NASA-SSE y Meteonorm 8.1” para comparar y hacer un promedio de las tres fuentes para obtener valores más reales tal como se observan en la (Fig. 2).

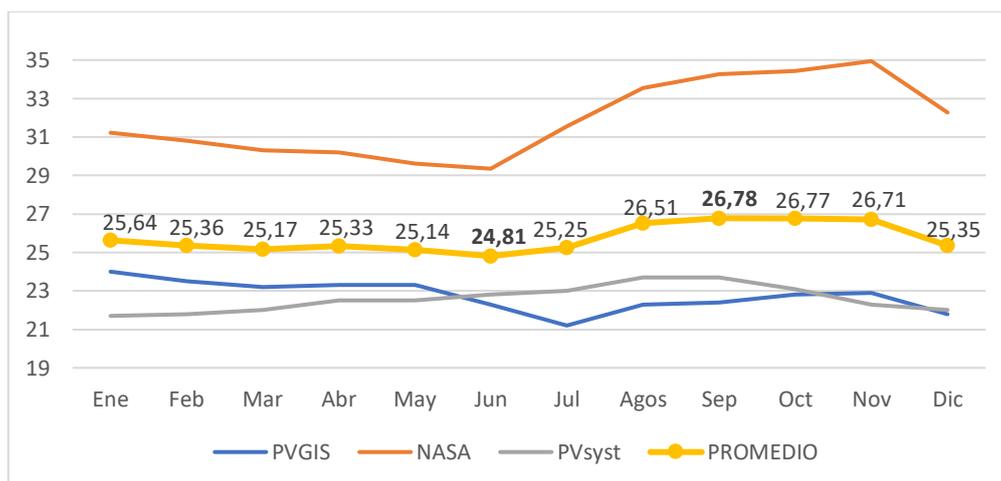


Fig. 2. Valor curva de temperatura promediada, donde, la temperatura máxima está situada en el mes de septiembre con 26.78 °C y la temperatura mínima en junio con un valor de 24.81 °C.

#### D. Análisis de calidad de los datos

Para conocer la potencia real al que fue diseñado el sistema fotovoltaico se recopilaron datos del consumo eléctrico mensual de los 64 usuarios de la urbanización durante el año 2023, siendo estos valores entregados por CENEL E.P. unidad de negocios Santo Domingo.

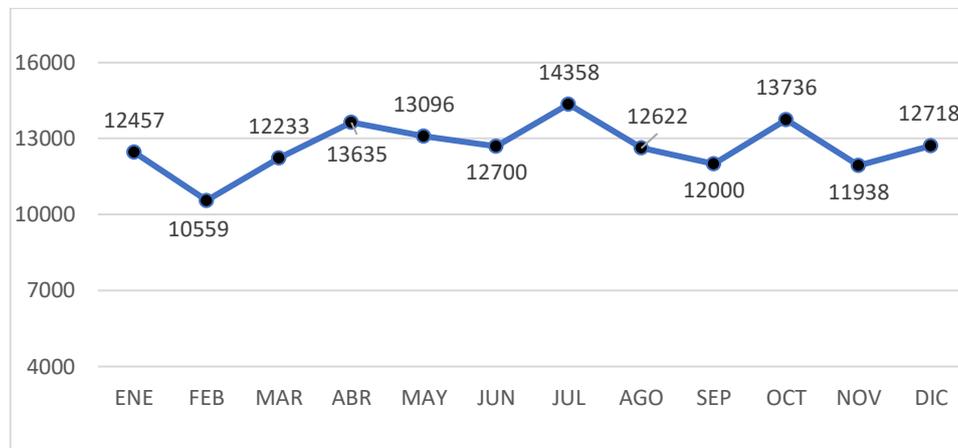


Fig. 3. Curva de carga mensual del conjunto.

#### E. Proyección del crecimiento de la demanda

Se llevó a cabo una proyección del crecimiento potencial de la demanda en un plazo de dos años, con el objetivo de determinar si el sistema fotovoltaico conectado a la red, diseñado para la urbanización San Ignacio, continuará siendo capaz de autoabastecer el consumo eléctrico de sus usuarios. Esta proyección de la demanda se realizó utilizando los métodos de regresión lineal y el modelo de Winters (Vallejo & Niveló, 2019).

##### Método Winters

$$\bar{Y}_{t+p} = (A_t + pT_t)S_{t-l+p} \quad (1)$$

Serie exponencial atenuada:  $A_t$

$$A_t = \alpha \frac{Y_t}{S_{t-L}} + (1 - \alpha)(A_{t-1} + T_{t-1}) \quad (2)$$

Estimación de la tendencia:  $T_t$

$$T_t = \beta(A_t - A_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1} \quad (3)$$

Estimación de la estacionalidad:  $S_t$

$$S_t = \gamma \frac{Y_t}{A_t} + (1 - \gamma) S_{t-L} \quad (4)$$

Donde:

$A_t$ ; Nuevo valor atenuado.

$\alpha$ ; Constante de atenuación.

$Y_t$ ; Nueva observación.

$\beta$ ; Constante de atenuación de la estimación de la tendencia.

$T_t$ ; Estimación de la tendencia.

$\gamma$ ; Constante de atenuación de la estimación de la estacionalidad.

$S_t$ ; Estimación de la estacionalidad.

$p$ ; Periodo a estimar en el futuro.

$L$ ; Longitud de la estacionalidad.

$\tilde{Y}_{t+p}$ ; Pronóstico de  $p$  periodos a futuro.

En la (Fig. 4), se especifican los valores del consumo mensual del año 2023 y el consumo mensual proyectado al año 2025. Proyectados por el método Winters.

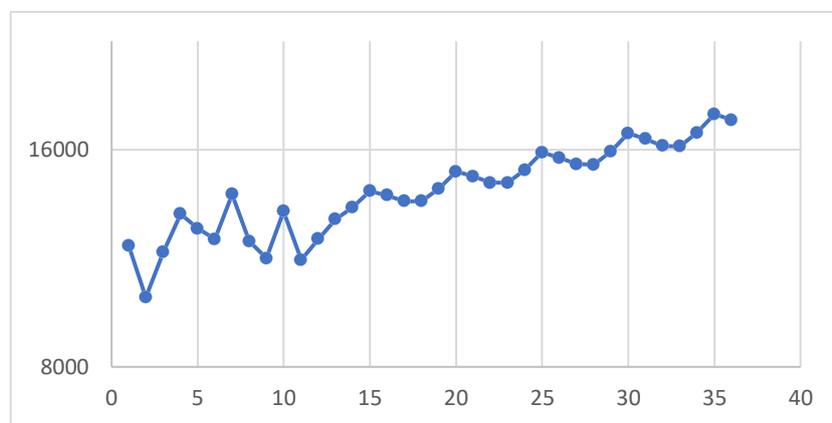


Fig. 4. Comportamiento de la demanda real en 2023 y la demanda proyectada hasta el año 2025.

## F. Diseño y simulación

Se realizó el cálculo de los parámetros necesarios para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red, los cuales posteriormente fueron ingresados al software PVsyst.

### *Ángulo de inclinación de los paneles*

$$\beta = 3.7 + (0.69 * \varphi) \quad (5)$$

Donde:  $\varphi$  = latitud

$$\beta = 3.7 + (0.69 * 0.2386)$$

$$\beta = 3.86^\circ$$

### *Ángulo de azimut.*

$$\text{sen } \theta = \frac{x}{y} \quad (6)$$

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left( \frac{x}{y} \right)$$

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left( \frac{1.8 \text{ m}}{23 \text{ m}} \right)$$

$$\theta = 5^\circ$$

El área se encuentra al Sur Este en el plano cartesiano por lo cual será restado  $-90^\circ$  al estar en sentido antihorario.

$$\theta_{Azimut} = \theta - 90^\circ \quad (7)$$

$$\theta_{Azimut} = 5 - 90^\circ$$

$$\theta_{Azimut} = -85^\circ$$

### *Hora solar pico*

$$HSP = \frac{\text{Irradiancia}_{\text{Diaria}}}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (8)$$

$$HSP = \frac{\left( \frac{118.07}{30} \right) \text{ kWh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2}$$

$$HPS = 3.93 \text{ h}$$

*Consumo fijo (kW)*

$$C_{fijo} = \frac{\frac{\text{Energía mensual req.}}{\# \text{ días del mes}}}{24h} \quad (9)$$

$$C_{fijo} = \frac{\frac{14\,358 \text{ kWh}}{31}}{24h}$$

$$C_{fijo} = \frac{463.2 \text{ kWh}}{24h}$$

$$C_{fijo} = 19.3 \text{ kW}$$

## Resultados

### A. Diseño de sistema fotovoltaico

Se realizó el diseño del SFV conectado a la red, utilizando el software PVsyst, donde se seleccionó el lugar geográfico, fueron ingresados los datos promediados de irradiación solar y temperatura y son elegidos los componentes del sistema para satisfacer la demanda mensual de la urbanización, con un total anual de 152 052 kWh.

#### a. Ángulos de orientación de los módulos FV

El diseño de la orientación de los paneles solares está en un plano inclinado fijo a un ángulo de inclinación de  $10^\circ$  y el azimut de  $-85^\circ$ , pudiendo observar que existe una pérdida del 0.3% con respecto a lo óptimo.

#### b. Potencia pico del sistema

La potencia máxima de demanda diaria en la urbanización San Ignacio mostró un valor de 463 kWh/día durante el mes de Julio, por lo que el consumo fijo es 19.30 kW siendo este valor agregado como la potencia que debe ser abastecido por la red eléctrica convencional o por el conjunto fotovoltaico, permitiendo así la inyección de electricidad al sistema eléctrico de potencia.

### c. Dimensionamiento del sistema

Para el diseño de los componentes principales del conjunto como lo son el módulo fotovoltaico se eligió un panel de alta eficiencia de tecnología bifacial con una gran potencia de 720 Wp con la finalidad de generar la cantidad necesaria de energía eléctrica usando el menor espacio posible en el terreno que cuenta con una dimensión de 110 m<sup>2</sup>.

Como lo muestra la (Fig. 5), se eligieron 32 módulos fotovoltaicos bifaciales de tecnología Luxor del tipo Si-monocristalino con una potencia nominal de 720 Wp a 37 V los cuales están distribuidos de 8 paneles por 4 strings teniendo una generación total de 23.04 kWp, con tensión de 322 V y una corriente de 67 A. También, un inversor de tecnología Huawei de 4 entradas de MPPT, con una potencia nominal de 20 kWac a un rango de voltaje de operación de 200 – 750 V a 60Hz.

The screenshot displays the PVsyst 7.4 software interface for system configuration. It is divided into several sections:

- Nombre y orientación del subconjunto:** Nombre: Generador FV; Inclinación: 10°; Azimut: -85°; Orientación: Plano inclinado fijo.
- Ayuda de pre-dimensionamiento:** Potencia planeada: 22.0 kWp; Área disponible (módulos): 96 m².
- Selección del módulo FV:** Módulo bifacial; Sistema bifacial; Luxor; 720 Wp 37V; Si-mono; LX-720-M-210-132-GG-Bifacia; Desde 2023; Dimensiones: V<sub>mpp</sub> (60°C) 39.2 V, V<sub>oc</sub> (-10°C) 54.8 V.
- Selección del inversor:** Huawei Technologies; 20 kW; 200 - 750 V TL; 50/60 Hz; SUN2000-20KTL-M3 220Vac; Desde 2020; Voltaje de salida: 220 V Tri 50Hz; Voltaje de funcionamiento: 200-750 V; Potencia del inversor utilizada: 20.0 kWac; Voltaje máximo de entrada: 800 V; Inversor con 4 MPPT.
- Diseño del conjunto:** Mód. en serie: 8; Núm. cadenas: 4; Pérdida sobrecarga: 0.0%; Proporción P<sub>nom</sub>: 1.15; Condiciones de operación: V<sub>mpp</sub> (60°C) 314 V, V<sub>mpp</sub> (20°C) 349 V, V<sub>oc</sub> (-10°C) 439 V; Irradia. plano: 1000 W/m²; I<sub>mp</sub> (STC) 66.2 A, I<sub>sc</sub> (STC) 70.2 A; Potencia de funcionamiento máx. (en 1096 W/m² y 50°C): 23.7 kW; Potencia nom. conjunto (STC): 23.0 kWp.

Fig. 5. Potencia planeada del sistema 22 kWp en un área de 96 m<sup>2</sup>. Tomado de PVsyst 7.4

### d. Resumen del sistema

Mediante el software PVsyst, el diseño del sistema fotovoltaico necesita 32 módulos los cuales estarán 8 en serie, 4 en cadena y 1 inversor a una potencia nominal de 23 kWp.

Tabla 1. Comparación de algoritmos como basados en k-means, redes neuronales y por último árboles de decisión

<b>Resumen global del sistema</b>	
Núm. de módulos	32
Área del módulo	99 m <sup>2</sup>
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	23 kWp
Potencia de CA nominal	20 kWCA
Proporción Pnom	1 152

### e. Diagrama unifilar

La (Fig. 6), se muestra el diagrama unifilar del sistema fotovoltaico según PVsyst donde muestra la cantidad de paneles solares conectados al inversor y finalmente conectados al medidor bidireccional siendo este el punto de inyección de energía eléctrica a la red convencional.

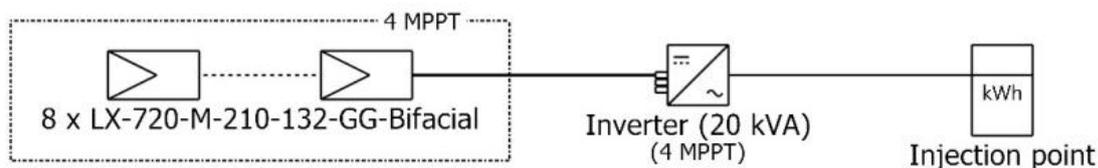


Fig. 6. Sistema fotovoltaico diseñado. Tomado de PVsyst 7.4

### f. Evaluación de energía excedente

Para conocer la cantidad de energía excedente que genera el sistema diseñado, se realizó mediante la evaluación de la energía mensual consumida por los usuarios de la urbanización San Ignacio y la cantidad total de energía generada por el sistema solar fotovoltaico, teniendo como resultado la cantidad de energía eléctrica que puede ser inyectada a la red mensualmente.

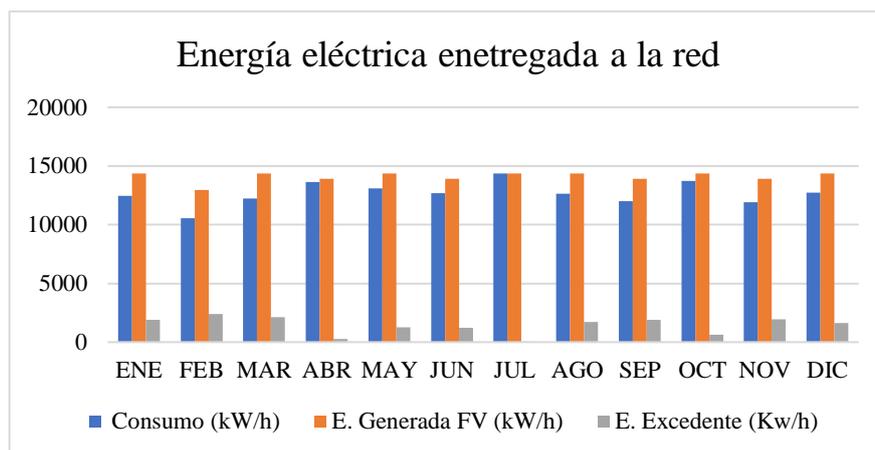


Fig. 7. Sistema fotovoltaico diseñado. Tomado de PVsyst 7.4

### g. Costos asociados al sistema solar fotovoltaico

En la tabla 2, se especifica el número de equipos y los costos relacionados con los componentes requeridos para el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red, con el fin de evaluar la viabilidad de realizar una inversión de \$13 052.20 para una posible implementación futura en la urbanización San Ignacio.

Tabla 2. Costos de los componentes del SFV

Cant.	Componente	Precio Unt.	Precio Total
32	Panel Solar LX-720-M-210-Bifacial	\$219.60	\$7 027.20
32	Estructura de soporte	\$40.00	\$1 280.00
1	Inversor SUN2000-20KTL-M3	\$3 495.00	\$3 495.00
1	M. Bidireccional EASTRON SDM630	\$287.50	\$287.50
1	Bobina de cable (1000 m)	\$1 250.00	\$1 250.00
<b>TOTAL</b>			<b>\$13 052.20</b>

### h. Retorno de la inversión

La factibilidad del proyecto está dada por la evaluación de la rentabilidad que muestre la misma, al tener una buena recuperación del capital de inversión, pudiendo también generar beneficios financieros para los inversionistas.

En la tabla 3, se observan los indicadores financieros utilizados para describir la rentabilidad que existe en el proyecto del sistema fotovoltaico conectado a la red.

Tabla 3. Costos de los componentes del SFV

<b>Retorno de inversión</b>	
Valor presente neto	81 782,92
Tasa de rendimiento interno	24,19%
Periodo de recuperación	4,1 años
Retorno de inversión	626,60%

### i. Pronóstico de demanda y energía eléctrica excedente

En la (Fig. 8), se muestran los valores de energía del consumo proyectado por el método Winters y la energía generada por el sistema fotovoltaico, teniendo como resultado que se necesita aumentar la capacidad de generación del sistema, para cubrir la demanda.

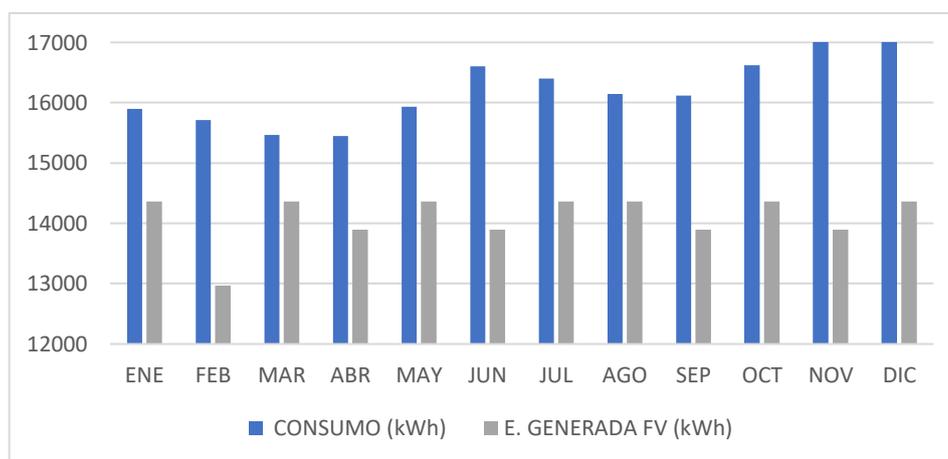


Fig. 8. Comparación de la energía eléctrica del consumo proyectado y la energía de generación fotovoltaica.

### Conclusiones

El análisis comparativo de las condiciones climáticas en la urbanización San Ignacio reveló que la irradiación solar máxima fue en noviembre con 134.03 kW/m<sup>2</sup> y la mínima en junio con 102.11 kW/m<sup>2</sup>. Las temperaturas máximas y mínimas fueron en septiembre (26.78°C) y en junio (24.81°C) respectivamente, indicando un gran potencial para la generación fotovoltaica. Las necesidades energéticas de la urbanización fueron de 152 052 kWh anuales. Se diseñó un conjunto fotovoltaico para un consumo diario de 463.2 kWh y una potencia pico de 19.3 kWp, requiriendo 32 módulos solares de 720W y un inversor de 20 kW. Esto permitirá generar 169 067 kWh anuales, con un excedente de 17 015 kWh.

La evaluación económica mostró una inversión inicial de \$15 552.20 y un costo anual de limpieza de \$100.00. El valor presente neto es de \$81 782.92 con una tasa de rendimiento de 24.19%, retorno de inversión de 626.6% y periodo de recuperación de 4.1 años. Sin embargo, se determinó que el sistema no abastecerá completamente el consumo futuro, por lo que se debe aumentar la capacidad de generación fotovoltaica.

## Bibliografía

Calderón, A. K. L., García, J., & Calderón, G. (2020). Environmental Impact of Sustainable Housing in Rural Area of Pilot Plan, Santo Domingo De Los T'sachilas, Ecuador. *International Journal of Life Sciences*, 4, 31-40. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:234547865>

Jácome Amores, J. M., Pazuña Naranjo, W. P., & Corrales Bonilla, J. I. (2024, julio). Determinación de porcentajes de la reducción de dependencia de la red eléctrica con el uso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. *Revista Ingenio Global*, 3(2), 5-21. doi: [10.62943/rig.v3n2.2024.97](https://doi.org/10.62943/rig.v3n2.2024.97)

Dueñas, L. M. O., Baena, S. A. G., Galván, G. A. V., & Figueroa, J. E. D. (2019). Aprovechamiento de la energía solar para el Área Académica de la Escuela de Aviación Policial mediante un sistema fotovoltaico con conexión a red. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:212758777>

Jiménez, M. Á. M., & Díaz, E. D. P. (2019). Diseño de un sistema solar fotovoltaico con inyección a la red en el edificio Sabio Caldas, Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:194298680>

Gosgot Angeles, W., Guevara Diaz, R., Espinoza Canaza, F., Oliva-Cruz, M., & Barrera Gurbillon, M. A. (2022, julio). Análisis energético, económico y ambiental del sistema un fotovoltaico conectado a la red bajo las condiciones climáticas de Chachapoyas. *Revista de Investigación de Agroproducción Sustentable*, 6(1), 14. doi: [10.25127/aps.20221.851](https://doi.org/10.25127/aps.20221.851)

Samson, I., Echarri, R., Vera, S., Sartarelli, A., & Cyrulies, E. (2020). Medición de la radiación solar en Santo Domingo. *Computación y Sistemas*, 35, 555-565. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:61097119>

Veliz, J. K. M., Gualán, J. F. V., Mateo, F. A. L., Veléz, A. A. G., & Gámez, M. R. (2021, enero). Isolated photovoltaic system for house: pre-sizing. *International Research Journal of Engineering, IT & Scientific Research*, 7(1), 25-32. doi: [10.21744/irjeis.v7n1.1225](https://doi.org/10.21744/irjeis.v7n1.1225)

Fonseca Vallejo, A. W., Trujillo Ronquillo, D. F., & Morales Tamayo, Y. (2024, julio). Desafíos que abarcan la integración de sistemas solares fotovoltaicos a la red eléctrica por



medio de un medidor bidireccional. *Revista Científica Kosmos*, 3(2), 17-32. doi: [10.62943/rck.v3n2.2024.86](https://doi.org/10.62943/rck.v3n2.2024.86)

Morocho, S. E. B., & Martínez, H. N. A. (2019). Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra Incorporando la Aleatoriedad de Potencia de los Sistemas Eólico y Solar Fotovoltaico. *Requir Eng*, 16. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:212912890>

Wega Energy. (2021). ¿Cuál es la diferencia entre un sistema On Grid y Off Grid? Disponible en: <https://wega-energy.com/blog/diferencia-sistema-on-grid-off-grid/>

Carreño, D., & Rossio, O. (2019). Metodología para la evaluación del desempeño anual de sistemas de concentración de energía solar. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:212950146>

Sarduy, J. R. G., Fernández, J. F. P., Alén, A. G., & Gálvez, M. G. (2019). Determinación de la radiación solar directa y difusa en la zona de la costa venezolana a partir de variables meteorológicas. *Revista Técnica De La Facultad De Ingeniería Universidad Del Zulia*, 38, 150-158. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:100832571>

Vallejo, L., & Niveló, J. J. O. (2019). Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a red para autoconsumo con sistema de almacenamiento de energía en una vivienda unifamiliar en la provincia del Guayas y análisis de viabilidad técnica y económica. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:164072976>

Rodríguez, N. P., & José, Á. (2017). Estudio de factibilidad de un sistema de generación eléctrica fotovoltaica, con conexión a la red para la reducción de costos de operación, en la fábrica de mermeladas artesanales Casa de Yegros. Disponible en: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:172072085>