

Análisis técnico-económico de configuraciones fotovoltaicas equivalentes de microinversores: Caso de estudio SENA Pedregal, Medellín

Technical-economic analysis of equivalent photovoltaic configurations of microinverters: Case study at the SENA Pedregal photovoltaic park, Medellín

Calle-Bedoya, David A. (1) | Villa-Rodas, Diego A. (1) | Vélez-Hoyos, Francisco J. (1) | Aristizabal-Tique, Victor H. (1)

Pertenencia institucional

(1) Universidad Cooperativa de Colombia. Medellín, Colombia.

Resumen

La eficiencia en la generación de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos es un aspecto crítico, que puede verse afectado por diferentes factores como las condiciones meteorológicas, las especificaciones técnicas de los componentes y las configuraciones de la infraestructura. Este estudio se enfoca en analizar la eficiencia de generación entre dos configuraciones fotovoltaicas equivalentes, que difieren en el uso de dos clases de microinversores (MIs) de un mismo fabricante, pero con características de potencias nominales diferentes, además de analizar el factor económico de la implementación para determinar qué configuración maximiza el retorno de inversión (ROI). Esta investigación se realizó en el parque fotovoltaico del SENA campus Pedregal, ubicado en Medellín. Para este estudio, se utilizaron los datos recopilados de energía generada por ambas configuraciones, esta información se complementó con los datos de irradiancia en el mismo periodo de 8 meses obtenidos por el SIATA. Los resultados obtenidos, bajo las mismas condiciones ambientales, indican que la configuración D1 equipada con MIs de 600 W es en promedio un 55.1% más eficiente en convertir la energía solar irradiada en energía eléctrica, lo cual se tradujo en un incremento promedio del 53.7% de la producción eléctrica, en comparación al sistema D2 que emplea MIs de 1200 W. En términos económicos, la configuración D1 de 600 W implica una inversión inicial un 34% mayor en comparación a D2; sin embargo, dicha inversión se amortiza en un período estimado de 17 meses debido a la eficiencia energética superior, mejorando así la relación costo-beneficio del sistema.

Correspondencia

vharisti@yahoo.com

ORCID

Calle-Bedoya
0009-0009-2466-4761
Villa-Rodas
0009-0005-2067-4373
Vélez-Hoyos
0000-0002-4267-042X
Aristizabal-Tique
0000-0002-7880-5883

Palabras clave:

Sistema fotovoltaico; Microinversor PV; Eficiencia energética; Irradiación solar; Generación solar fotovoltaica; Evaluación técnico-económica

Abstract

The efficiency of electrical power generation in photovoltaic systems is a critical aspect that can be affected by various factors such as weather conditions, technical specifications of components, and infrastructure configurations. In this study, we focused on analyzing the impact on generation efficiency between two equivalent photovoltaic configurations, which differ in the use of two types of microinverters (MIs) from the same manufacturer, but with different nominal power characteristics and analyzed the economics implementation factor to determine which configuration maximizes the return on investment (ROI). This research was carried out at the SENA photovoltaic park, located in Medellín. For this study, the energy generation data from both configurations were utilized. This information was supplemented with irradiance data for the same 8-month period from SIATA. The results obtained, under identical environmental conditions, indicate that the D1 configuration, equipped with 600 W MIs, is on average 55.1% more efficient in converting irradiated solar energy into electrical power. This resulted in an average 53.7% increase in electricity production compared to the D2 system, which employs 1200 W Mis. In economic terms, the D1 600 W configuration entails a 34% higher initial investment compared to D2. However, this investment is amortized within an estimated 17-month period due to its superior energy efficiency, thereby enhancing the photovoltaic system's cost-benefit ratio.

Key words:

Photovoltaic system; PV microinverter; Energy efficiency; Solar irradiation; Solar power generation; Technical-economic evaluation

Análisis técnico-económico de configuraciones fotovoltaicas equivalentes de microinversores: caso de estudio en el parque fotovoltaico SENA pedregal, Medellín

Technical-economic analysis of equivalent photovoltaic configurations of microinverters: Case study at the SENA Pedregal photovoltaic park, Medellín

David A. Calle-Bedoya¹, Diego A. Villa-Rodas², Francisco J. Vélez-Hoyos³, Victor H Aristizabal-Tique⁴

¹ Universidad Cooperativa de Colombia.
Medellín-Colombia.

david.calle@campusucc.edu.co, alejocalle@gmail.com
Identificador ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-2466-4761>

² Universidad Cooperativa de Colombia.
Medellín-Colombia.

diego.villar@campusucc.edu.co, dvilla189@gmail.com
Identificador ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-2067-4373>

³ Universidad Cooperativa de Colombia.
Medellín-Colombia.

francisco.velezh@campusucc.edu.co
Identificador ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4267-042X>

⁴ Universidad Cooperativa de Colombia.
Medellín-Colombia.

victor.aristizabalt@campusucc.edu.co
Identificador ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7880-5883>

autor de correspondencia: victor.aristizabalt@campusucc.edu.co

Evaluadores sugeridos

1. Gloria Maria Diaz Londono, gmdiazl@unal.edu.co, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia.
2. Jorge Alexis Herrera Ramírez, jorgeherrerar@itm.edu.co, IU-Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia.
3. Nelson Darío Gómez Cardona, jorgeherrerar@itm.edu.co, IU-Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia.

Resumen

La eficiencia en la generación de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos es un aspecto crítico, que puede verse afectado por diferentes factores como las condiciones meteorológicas, las especificaciones técnicas de los componentes y las configuraciones de la infraestructura.

Este estudio se enfoca en analizar la eficiencia de generación entre dos configuraciones fotovoltaicas equivalentes, que difieren en el uso de dos clases de microinversores (MIs) de un mismo fabricante, pero con características de potencias nominales diferentes, además de analizar el factor económico de la implementación para determinar qué configuración maximiza el retorno de inversión (ROI).

Esta investigación se realizó en el parque fotovoltaico del SENA campus Pedregal, ubicado en Medellín. Para este estudio, se utilizaron los datos recopilados de energía generada por ambas configuraciones, esta información se complementó con los datos de irradiancia en el mismo periodo de 8 meses obtenidos por el SIATA.

Los resultados obtenidos, bajo las mismas condiciones ambientales, indican que la configuración D1 equipada con MIs de 600 W es en promedio un 55.1% más eficiente en convertir la energía solar irradiada en energía eléctrica, lo cual se tradujo en un incremento promedio del 53.7% de la producción eléctrica, en comparación al sistema D2 que emplea MIs de 1200 W.

En términos económicos, la configuración D1 de 600 W implica una inversión inicial un 34% mayor en comparación a D2; sin embargo, dicha inversión se amortiza en un periodo estimado de 17 meses debido a la eficiencia energética superior, mejorando así la relación costo-beneficio del sistema.

Palabras clave

Sistema Fotovoltaico, Microinversor PV, Eficiencia energética, Irradiación solar, Generación solar fotovoltaica, evaluación técnico- económica.

Abstract

The efficiency of electrical power generation in photovoltaic systems is a critical aspect that can be affected by various factors such as weather conditions, technical specifications of components, and infrastructure configurations.

In this study, we focused on analyzing the impact on generation efficiency between two equivalent photovoltaic configurations, which differ in the use of two types of microinverters (MIs) from the same manufacturer, but with different nominal power characteristics and analyzed the economics implementation factor to determine which configuration maximizes the return on investment (ROI).

This research was carried out at the SENA photovoltaic park, located in Medellín. For this study, the energy generation data from both configurations were utilized. This information was supplemented with irradiance data for the same 8-month period from SIATA.

The results obtained, under identical environmental conditions, indicate that the D1 configuration, equipped with 600 W MIs, is on average 55.1% more efficient in converting irradiated solar energy into electrical power. This resulted in an average 53.7% increase in electricity production compared to the D2 system, which employs 1200 W MIs.

In economic terms, the D1 600 W configuration entails a 34% higher initial investment compared to D2. However, this investment is amortized within an estimated 17-month period due to its superior energy efficiency, thereby enhancing the photovoltaic system's cost-benefit ratio.

Keywords

Photovoltaic system, PV microinverter, energy efficiency, solar irradiation, solar power generation, technical-economic evaluation.

1. INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, la producción de energía eléctrica mediante la implementación de módulos fotovoltaicos ha venido aumentando en los últimos años, debido a que esta tecnología tiende a ser más competitiva en costos y más sostenible para la generación de energía, apuntando a la meta de suministro de energía libre de carbono [1]. Esta tecnología es impulsada por la implementación de políticas gubernamentales a nivel mundial [2] que ofrecen diversos incentivos económicos para fomentar la inversión en este tipo de energía renovable [3], [4]. Además, estas políticas han sido fundamentales para acelerar la implementación de la energía solar y para la contribución de su competitividad en el mercado energético.

En Colombia, el Plan Energético Nacional 2020-2050 [5] establece metas ambiciosas para transformar la matriz energética del país [6], con un fuerte enfoque en energías renovables [7]. Este plan se alinea con los compromisos globales de sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050, promoviendo una transición hacia una matriz energética más limpia, más eficiente y diversificada; por lo cual, la energía fotovoltaica juega un papel importante en la transición hacia el sistema energético colombiano del futuro, debido a su inagotabilidad, sostenibilidad ambiental y ser el recurso más abundante en el planeta tierra.

Muchos actores locales como empresas, organizaciones e instituciones educativas, en sectores públicos o privados, han elegido la alternativa fotovoltaica y han optado por la construcción de una o varias plantas de autogeneración eléctrica por medio de módulos [8], buscando una manera de generación para autoconsumo o para la entrega a la red pública de los excedentes de producción (Smart Grill), lo que al final se traduce en una reducción de costos operativos [9].

Al momento de implementar un sistema fotovoltaico se debe considerar, por un lado, aspectos del lugar como la irradiancia, las sombras y los obstáculos que inciden directamente en la generación de energía de los módulos, los cuales, dependiendo de su eficiencia, generan mayor o menor energía de acuerdo a las condiciones en las que se encuentran inmersos. Por otro lado, los inversores o microinversores que, dependiendo de la tecnología, pueden llegar a afectar directamente el costo de la implementación y la eficiencia de todo el sistema fotovoltaico [10].

En general, un sistema fotovoltaico puede representarse en 3 componentes básicos: módulos fotovoltaicos o solares, inversor y carga, tal como se muestra en la Figura 1 [11]. La configuración de estos sistemas se pueden definir bajo un esquema de: inversor centralizado (ver Figura 2), Inversor de cadena (ver Figura 3) y microinversor (MI) (Figura 4) [12] [13].

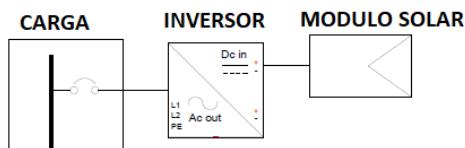


Figura 1. Esquema general de un sistema fotovoltaico. Fuente: adaptado de [11].

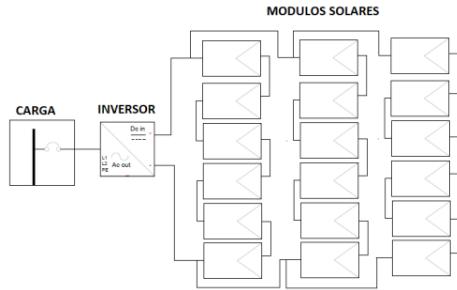


Figura 2. Sistema inversor centralizado. Fuente: adaptado de [12].

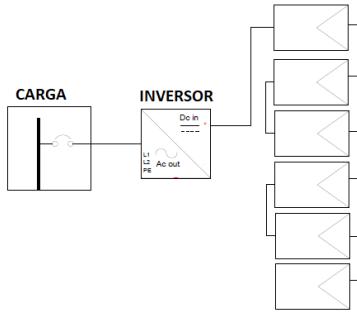


Figura 3. Sistema inversor de cadena. Fuente: adaptado [12].

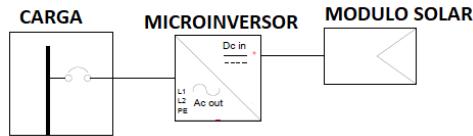


Figura 4. Sistema microinversor (MI). Fuente: adaptado [12].

Las configuraciones con inversores centralizados [14][15], se han empleado desde el inicio de la tecnología fotovoltaica, y su mayor uso es en instalaciones a gran escala. Cada inversor centralizado se encarga de transformar la energía en corriente directa (CC) a corriente alterna (AC) de un grupo de arreglos de módulos conectados en serie o strings que luego se conectan en paralelo de acuerdo con la potencia del inversor. Es necesario que los inversores centralizados sean ubicados de manera central dentro de la planta de energía, con el fin de optimizar la utilización de recursos como el cable y reducir las pérdidas asociadas a la distancia.

La configuración de inversor de cadena [14], es una variación del sistema de inversor centralizado, debido a que una serie o cadena de módulos fotovoltaicos se conectan al inversor, y la cantidad de módulos que se pueden conectar en serie dependerá de la potencia máxima del inversor, que no deberá sobrepasar la potencia pico del arreglo. Ambas configuraciones pueden presentar reducción en la generación de energía, debido a que las cadenas de módulos en serie pueden presentar fallas operacionales en algún módulo, sea por problemas físicos, por material particulado sobre ellos o por sombras [16], [17], [18].

Las configuraciones bajo microinversores (MIs) tienen características más relevantes [19], una de ellas es que es una tecnología que en los últimos años ha venido evolucionando y tomando una mayor participación en el mercado de la energía fotovoltaica[13], debido a sus características técnicas, operacionales y de fácil instalación que representan varias ventajas respecto al empleo de inversores tradicionales tipo centralizado o cadena.

La primera diferencia significativa de los MIs respecto a los inversores centralizados es su menor tamaño, facilitando su instalación y dándole más flexibilidad debido a que pueden estar ubicados al lado de cada módulo, reduciendo el consumo de cable y las pérdidas por distancia [20]. Otra de las características de estos equipos es su baja potencia, debido a que se diseñan a la potencia máxima de un módulo fotovoltaico. Como resultado, cada módulo fotovoltaico se encuentra conectado directamente a un MI, logrando optimizar su rendimiento dentro de una planta de energía fotovoltaica, dado que al no tener más módulos conectados la generación eléctrica no se afecta por fallas operacionales que se pueden ver reflejadas en el resto de los módulos, como por ejemplo, las pérdidas por sombras [9], el polvo, los rayones o las fallas en la operación por degradación del módulo [10]. Esta característica hace que los MIs permitan una operación más segura para la producción de energía, debido a que en caso de falla de un microinversor, solo queda fuera de operación un solo módulo. Por el contrario, cuando falla un inversor centralizado sale de operación todo el grupo de módulos a los que está conectado [12]. Al interconectar los MI instalados en una planta de generación eléctrica se crea un bus de transición de energía en corriente alterna (AC), que evita las pérdidas por desadaptación eléctrica que es mayor en transmisión en corriente continua (CC) a largas distancias [11].

Los MIs actualmente presentan varios cambios en sus estructuras y funcionalidades, permitiendo que en un mismo equipo se puedan conectar más de un módulo. Esto ha facilitado su comercialización, ya que el costo por módulo conectado se ha reducido de manera significativa en los últimos años. Sin embargo, el factor económico continúa siendo el problema principal de las instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño. Caso contrario ocurre en las instalaciones domiciliarias o pequeñas, que debido a sus características los hacen atractivos para este tipo de soluciones [13]. Por lo anterior, en este trabajo se propone realizar el estudio tecno-económico de dos configuraciones equivalentes en potencia de sistemas fotovoltaicos con diferentes números de MIs, para la identificación de su comportamiento y alcance. Finalmente, para la obtención de una primera aproximación de recomendaciones de uso y disposición de los MIs en un diseño e implementación de un sistema fotovoltaico.

2. METODOLOGÍA

2.1. Descripción del sistema

El Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) – campus Pedregal ubicado al norte de la ciudad de Medellín, es una de las instituciones educativas del sector público que ha implementado en su campus una planta de producción de energía solar fotovoltaica, la cual posee una capacidad instalada de 275 kWp, y que está conformada por los siguientes elementos [25]:

- 53 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 280 Wp.
- 624 módulos fotovoltaicos policristalinos de 395 Wp.
- 6 inversores a red.
- 24 microinversores.
- 3 inversores híbridos con sistema de almacenamiento en baterías de Litio, AGM y Gel.

Esta planta de producción, además de tener la finalidad de autogeneración, se construyó también para fines académicos, es por esta razón que no se implementó una sola configuración, sino que tiene 12 tipos de configuraciones diferentes [22]. Además, esta institución cuenta con información sobre la configuración de los arreglos de los microinversores y la producción energética día a día en una base de datos. Con esta información se puede establecer las características físicas y técnicas de cada arreglo [23].

2.2. Recolección y análisis de datos

2.2.1. Criterios de selección

Se realizó una visita a las instalaciones del SENA para evaluar las condiciones del sistema fotovoltaico, identificando aspectos ambientales, de configuración y de implementación. También se solicitaron las bases de datos disponibles, encontrando que la más reciente y completa corresponde al año 2023 en el periodo de enero a agosto.

Con base en las memorias de diseño [21] se seleccionaron dos sistemas con características físicas similares para el presente estudio. Estas dos configuraciones (D1 y D2), ubicadas en las coordenadas 6°18'05.9"N 75°34'07.5"W, poseen la misma área de cobertura y ubicación[23], por lo que teóricamente poseen la misma capacidad de conversión de energía solar a energía eléctrica, que para este caso es de 9.48 kWp. Las dos configuraciones se encuentran en condiciones iguales, debido a que están orientadas en sentido Norte-Sur, con similar grado de inclinación, iguales condiciones ambientales de irradiancia y temperatura, mismo tipo y cantidad de módulos. El proceso de conversión de la energía eléctrica varía en los MIs. lo que permite centrar el estudio solo en la producción de energía de cada configuración, como lo indica la Figura 5.



Figura 5. Disposición física de configuraciones. Fuente: adaptado de Google Maps.

Las características técnicas de las 2 configuraciones se muestran en la Tabla 1, y las características del módulo solar de ambas configuraciones en la Tabla 2.

Tabla 1. Configuraciones técnicas de los arreglos seleccionados para el estudio. Fuente: elaboración propia.

| Características | Configuración D1 | Configuración D2 |
|---|---------------------|---------------------|
| Nombre de Identificación | PM8 | PM9 |
| Tipo de Módulo | Monocristalino | Monocristalino |
| Referencia del Módulo | JKM395M-72H | JKM395M-72H |
| Cantidad de módulos del arreglo | 24 | 24 |
| Área del arreglo | 48.3 m ² | 48.3 m ² |
| Potencia Pico por módulo (Wp) | 395 | 395 |
| Potencia total del arreglo (Wp) | 9480 | 9480 |
| Tipo de Inversor | Microinversor | Microinversor |
| Cantidad de microinversores | 12 | 6 |
| Potencia del microinversor (kW) | 0.6 | 1.2 |
| potencia teórica total del arreglo (kW) | 7.2 | 7.2 |

Tabla 2. Características técnicas del módulo fotovoltaico. Fuente: elaboración propia.

Característica modulo solar

| | |
|---|-----------------|
| Referencia del Módulo | JKM395M-72 |
| Dimensiones | 2008X1002X40 mm |
| Número de celdas | 144 (6x24) |
| Potencia Nominal (Pmax) | 395 Wp |
| Tensión en el punto Pmax-VMPP (V) | 41.4 V |
| Corriente en el punto Paz-IMPP (A) | 9.55 A |
| Tensión en el circuito abierto. VOC (V) | 49.5 V |
| Corriente de cortocircuito-ISC (A) | 10.23 A |
| Eficiencia del módulo (%) | 0.1963 |

La diferencia entre estas 2 configuraciones se encuentra a nivel de la cantidad y tipo de los MIs que se emplean, que a pesar de ser de la misma marca (APS), son referencias que difieren en la cantidad de canales, pero ambos MIs son equivalentes, es decir teóricamente se puede emplear un (1) QS1 o dos (2) YC600B para alcanzar la misma potencia, como se observa en la Tabla 3. En el caso de estudio, ambas configuraciones tienen una capacidad de conversión teórica de 7.15 kW.

Tabla 3. Características técnicas de los microinversores presentes en las configuraciones D1 y D2. Fuente: elaboración propia.

| Características | Configuración D1 | Configuración D2 |
|------------------------------------|---|---|
| Marca del microinversor | APS | APS |
| Referencia | YC600B | QS1 |
| Número de Canales | 2 | 4 |
| Acomodación de PV | 60 y 72 celdas de hasta 375W+ | 60 y 72 celdas de hasta 375W+ |
| Potencia recomendada de módulo PV | 200Wp - 375Wp+ | 200Wp - 375Wp+ |
| Rango de voltaje MPPT | 22V - 48V | 22V - 48V |
| Corriente de entrada máxima | 12A x 2 | 12A x 4 |
| Voltaje de entrada máximo | 60V | 60V |
| Potencia máxima de salida continua | 600W | 1200W |
| Voltaje de salida nominal | 120V/95-155V | 240V/211V-264V |
| Voltaje ajustable de | 90V-160V | 160V-278V |
| Corriente de salida nominal | 4.57A | 5A |
| Unidades máximas por sucursal | 3unit per 20A AC breaker / 4units per 25A AC breaker | 3unit per 20A AC breaker / 4units per 25A AC breaker |
| Frecuencia de salida nominal | 60Hz/57-62Hz | 60Hz/59.3Hz-60.5Hz |
| Factor de potencia | >0.99 | >0.99 |
| Eficiencia máxima | 0.950 | 0.965 |

2.3. Descripción de las configuraciones

La distribución y disposición de componente del arreglo D1 se muestra en las Figuras 6 y 7, donde D1 posee 3 grupos de 4 MIs con 8 módulos, para un total de 12 MIs y 24 módulos [22][24].

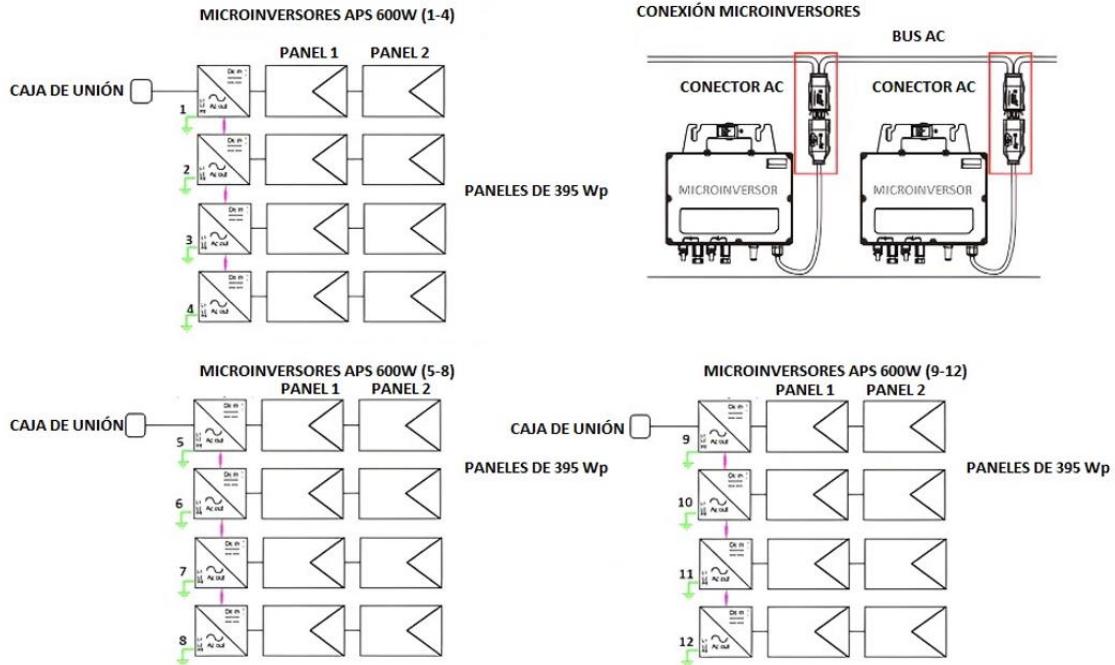


Figura 6. Configuración arreglo D1. Fuente: adaptada de [22][24]

PANELES SOLARES

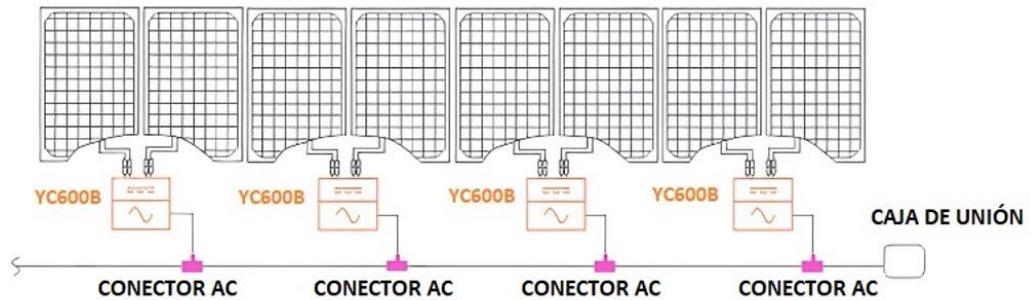


Figura 7. Conexión de los módulos en el arreglo D1. Fuente: adaptada de [24]

Por otro lado, en las Figuras 8 y 9 se presenta la distribución y disposición de componente del arreglo D2, el cual posee 3 grupos de 2 MIs con 8 módulos, para un total de 6 MIs y 24 módulos [22][25].

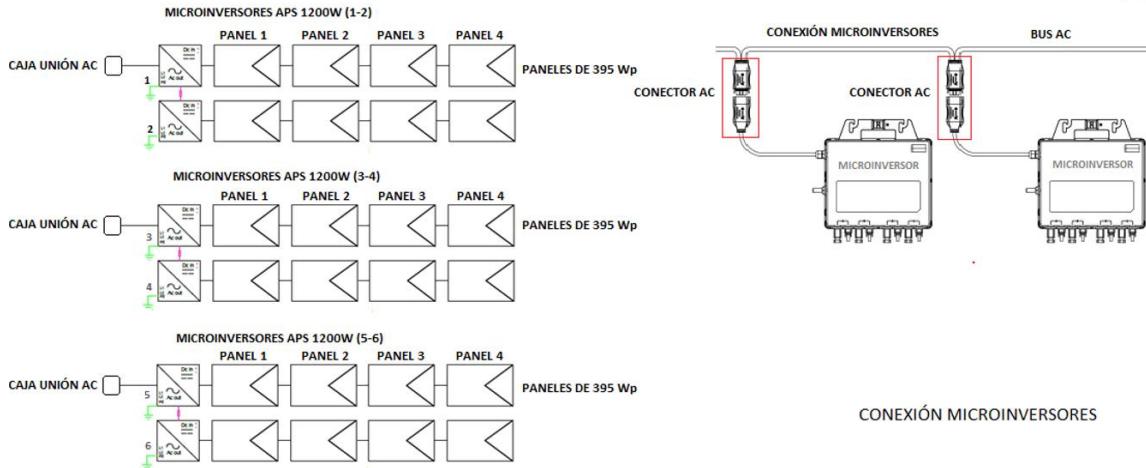


Figura 8. Configuración Disposición 2. Fuente: adaptada de[22] [25]

PANELES SOLARES

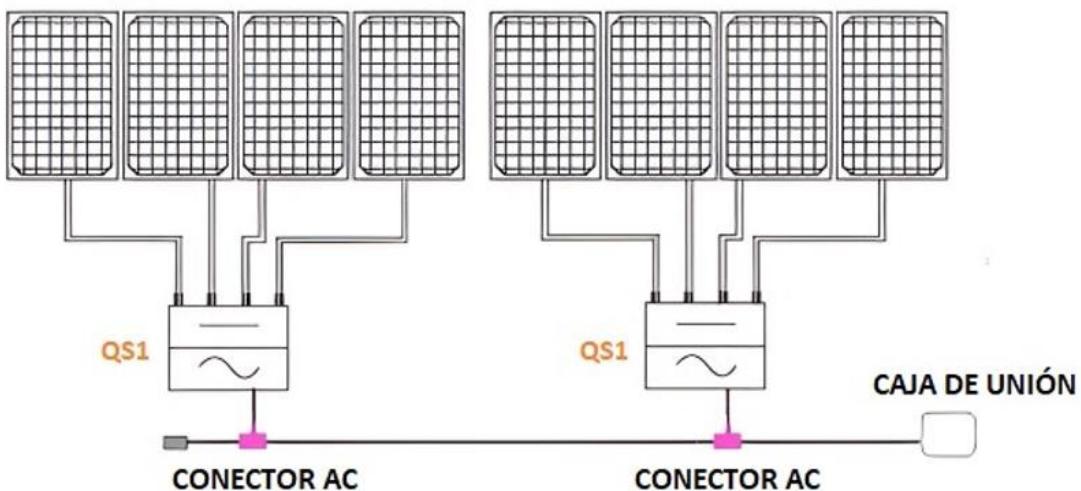


Figura 9. Conexión de los módulos en el arreglo D2. Fuente: adaptada de [25]

Una de las características técnicas de los MIs empleados en estas configuraciones consiste en que posee un MPPT (Máximo Power Point Tracking) en cada una de las entradas. De esta manera garantiza que el MI busca la máxima eficiencia para cada uno de los módulos conectados, y cada uno de los MIs en los grupos mostrados en las Figura 6 y 8, se interconectan por medio del bus AC como se muestra en las Figura 7 y 9.

2.4. Procesamiento y análisis de datos

2.4.1. Descripción del conjunto de datos y resumen de sus atributos

En esta sección, se analiza los datos de producción eléctrica de los arreglos fotovoltaicos D1 y D2, durante el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de agosto de 2023. La selección de este intervalo temporal responde a criterios de completitud y confiabilidad de los registros disponibles.

Los conjuntos de datos primarios (crudos o rowdata) provienen de dos fuentes institucionales: el Sistema de Autogeneración Fotovoltaica del SENA (ver Anexos 1 y 2) y el Sistema de Alerta Temprana de Medellín y el Valle de Aburrá (SIATA) (ver Anexo 3). La base de datos del SENA comprende registros de energía generada con una resolución temporal de 5 minutos, obtenidos mediante medidores de energía conectados directamente a cada arreglo fotovoltaico. Los valores se encuentran expresados en kilovatios·hora (kWh), y representan lecturas acumuladas del contador.

Por su parte, la base de datos del SIATA proporciona mediciones de irradiancia solar con una frecuencia de muestreo de 1 minuto, expresadas en vatios por metro cuadrado (W/m^2). Estas mediciones constituyen el parámetro meteorológico fundamental para la evaluación del recurso solar disponible.

Los atributos principales de los conjuntos de datos incluyen: marca temporal, energía generada acumulada (kWh), irradiancia solar instantánea (W/m^2), e identificación del arreglo fotovoltaico. Cada arreglo presenta un área efectiva de captación de 48.3 m^2 .

2.4.2. Limpieza e imputación de datos, e ingeniería de características

El procesamiento de los datos requirió una metodología sistemática de depuración y transformación para garantizar la coherencia y comparabilidad entre las diferentes fuentes. El procedimiento se estructuró en las siguientes etapas:

Depuración de datos del SENA: La limpieza de los registros energéticos se realizó mediante la identificación del período de máxima generación diaria, establecido entre las 10:00 y las 15:00 horas. Esta ventana temporal de 5 horas corresponde al intervalo de mayor disponibilidad del recurso solar. La energía fotovoltaica generada en cada período (día) se calculó mediante la diferencia aritmética entre las lecturas acumuladas al inicio y final del intervalo, tal como se muestra en la ecuación (1).

$$E_{\text{fotov,día}} = E(t + 5h) - E(t) \quad (1)$$

Procesamiento de datos del SIATA: Los datos de irradiancia requirieron una transformación para su integración con los registros energéticos. La irradiancia acumulada durante el período de 5 horas (irradiancia acumulada día) se obtuvo mediante la sumatoria de los valores instantáneos registrados cada minuto durante las 5 horas:

$$I_{\text{día}} = \sum I_{\text{ins}} \quad (2)$$

Posteriormente, se realizó la conversión a energía solar incidente mediante la siguiente expresión:

$$E_{\text{solar,día}} = (\sum I_{\text{ins}}) \times \Delta t \times A / (3.6 \times 10^6) \quad (3)$$

donde I_{ins} es la irradiancia instantánea (W/m^2), Δt es el intervalo de muestreo (60 s), A es el área del arreglo (48.3 m^2), y 3.6×10^6 es el factor de conversión de Joules a kWh.

El cálculo mensual de la energía fotovoltaica generada y energía solar se estiman con las ecuaciones (4) y (5), donde se suma la energía de todos los días del mes.

$$E_{\text{fotov,mes}} = \sum E_{\text{fotov,día}} \quad (4)$$

$$E_{\text{solar,mes}} = \sum E_{\text{solar,día}} \quad (5)$$

Unificación y estructuración de datos: La integración de ambas fuentes de datos resultó en un conjunto estructurado y unificado que permite el análisis comparativo de la generación eléctrica y la eficiencia de conversión de cada configuración fotovoltaica. La base de datos consolidada final (ver Anexo 4) incluye, para cada registro temporal: energía generada por arreglo D1, energía generada por arreglo D2, irradiancia acumulada y energía solar incidente.

Esta estructura de datos posibilita el análisis cuantitativo del rendimiento, la eficiencia de conversión y la comparación de la producción eléctrica de las configuraciones estudiadas durante el período de ocho meses

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Resultados y comparación de valores de generación de energía

Con los datos procesados y organizados, se procedió a realizar la comparación de energía producida entre las 2 configuraciones, tal como se muestra en la Figura 10, donde se puede observar que D1 produce en promedio alrededor de 53.7% más energía que la configuración D2.

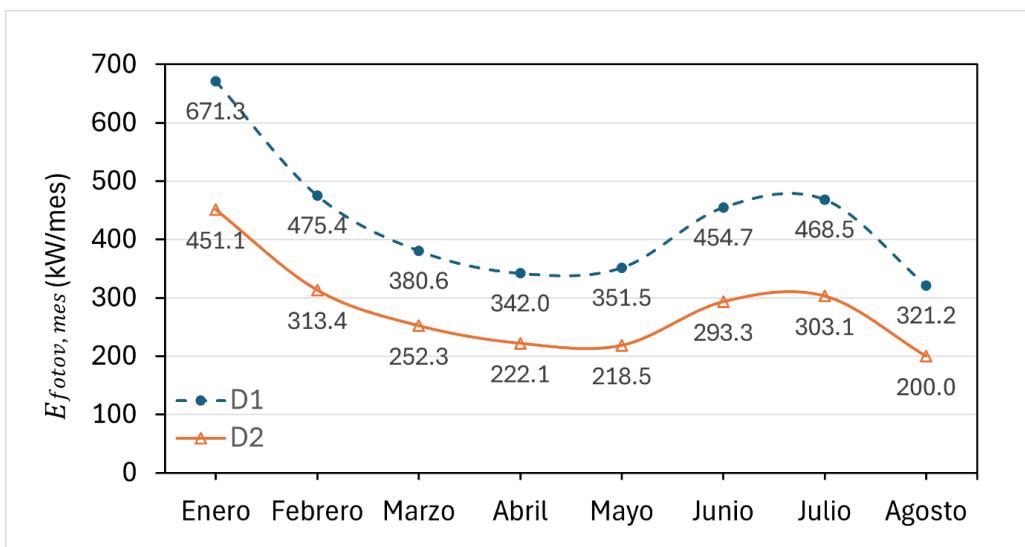


Figura 10. Curvas de generación de energía de D1 y D2 en los meses de estudio. Fuente: elaboración propia.

Es importante resaltar que la disponibilidad de operación de cada una de las configuraciones repercute directamente en su capacidad de su generación de energía en el tiempo. Esto indica que, en caso de fallar un MI QS1, la pérdida de generación de energía sería mayor que con un MI YC600B debido a la cantidad de módulos gestionados. Dicho evento, sumado a la facilidad de adquisición del equipo en el mercado, se verá reflejado en el tiempo de inoperatividad de la configuración afectada. De igual manera, sería pertinente considerar estadísticamente las posibilidades de fallo entre los dos equipos mencionados, antes de tomarlo como factor decisivo de diseño.

3.2. Resultados y comparación basado en eficiencia (Energía Generada / Energía solar Irradiada)

En la Figura 11 se muestra la eficiencia calculada, mediante la ecuación (6), para cada una de las configuraciones con los datos obtenido anteriormente. Aquí, se puede observar que D1 y D2 tienden a tener eficiencias de alrededor de 12.5% y 8.0%, respectivamente. Esta diferencia de eficiencia en la configuración D1 equivale a un 55.1% de incremento con respecto a D2, lo cual coincide con el resultado anterior.

$$Eficiencia = \frac{E_{fotov,mes}}{E_{solar,mes}} \times 100 \quad (6)$$

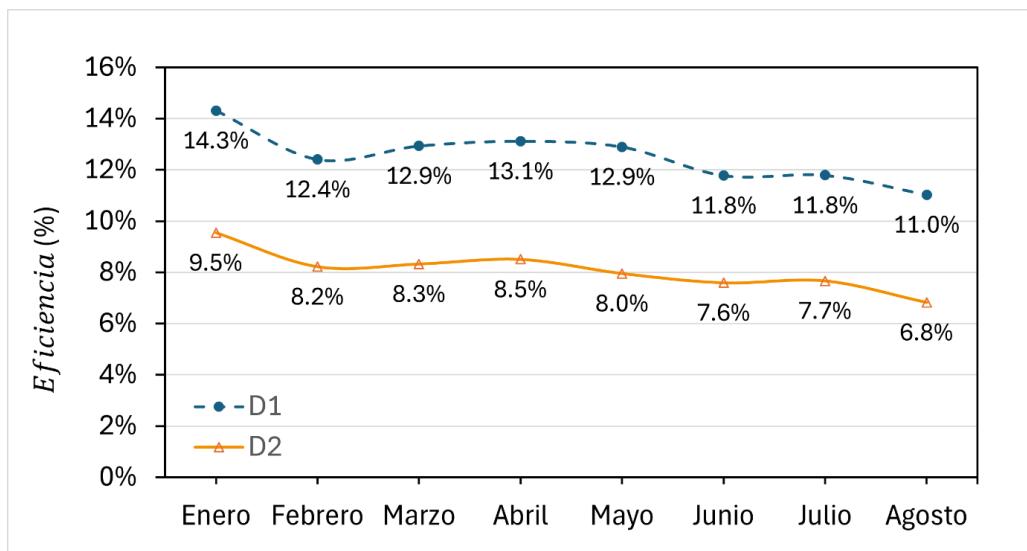


Figura 11. Curvas comparativas de eficiencia de generación D1 y D2. Fuente: elaboración propia.

Ante la diferencia en producción energética de las dos configuraciones, se descarta la hipótesis de afectación por sombra en alguno de estos, ya que una revisión física del lugar permite establecer que no hay elementos que puedan generar dicho fenómeno.

3.3. Resultados y comparación de Energía Generada por Irradiancia

Al graficar la dispersión de puntos entre la irradiancia acumulada (kW/m^2) vs la energía generada (kWh) diaria durante los meses de enero y agosto de 2023, se logra identificar en la Figura 12, las tendencias de crecimiento en la generación de energía eléctrica a medida que la irradiancia acumulada aumenta. Ambas configuraciones obtienen su punto máximo de generación alrededor de los 260 kW/m^2 acumulada por día, donde la configuración D1 obtiene una máxima generación eléctrica aproximada de 33 kWh mientras que D2 obtiene una máxima generación eléctrica aproximada de 23 kWh.

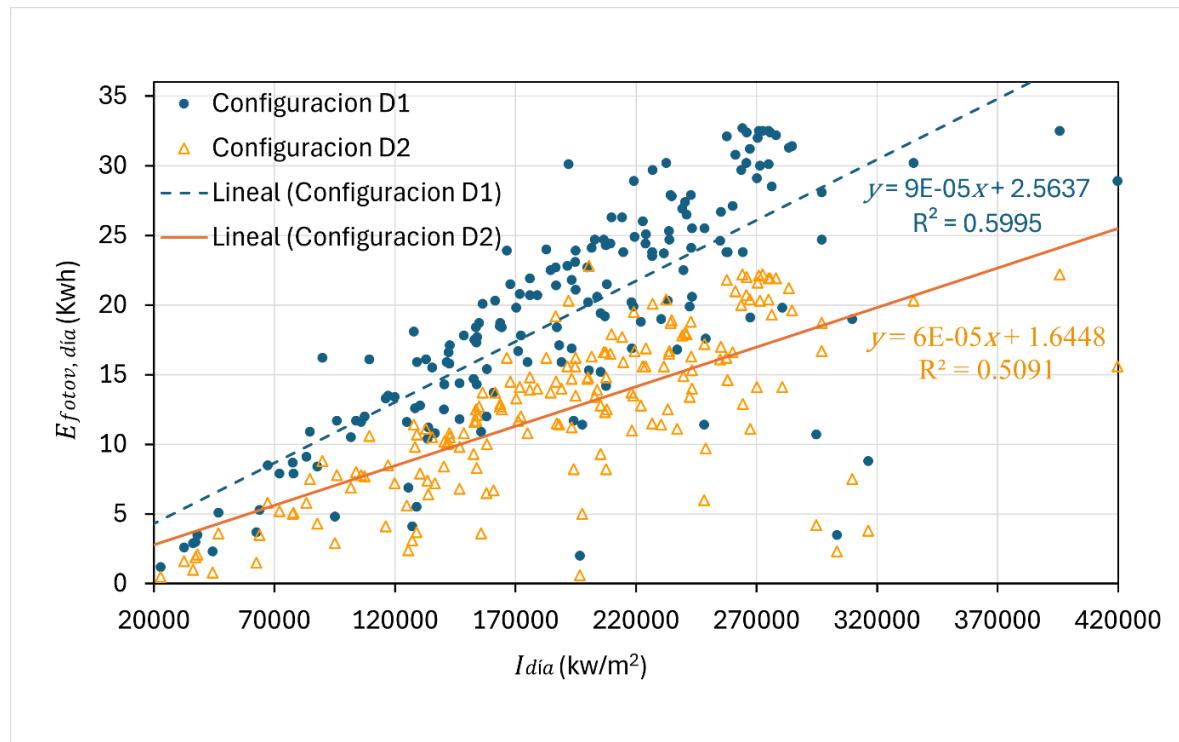


Figura 12. Dispersión de Energía solar vs Energía generada de las dos configuraciones bajo estudio.
Fuente: elaboración propia.

Al realizar la comparación entre las ecuaciones de la regresión lineal mostradas en la Figuras 12, se puede observar que la configuración D1 posee una mayor pendiente que la D2 ($9E-5$ vs $6E-5$), lo cual es coherente con los resultados anteriores de generación eléctrica y eficiencia para ambas configuraciones. Esto permite reforzar la hipótesis de que la mayor generación de energía eléctrica en D1 puede estar asociada a que la distribución de los MIs utilizado en D1 es óptimo que la distribución de D2, ya que entre ambas configuraciones la diferencia de diseño radica en el tipo de MIs instalado y como se disponen.

Las hojas técnicas indican que los dos MIs poseen semejanzas operacionales como se puede ver en las Tablas 4, 5 y 6, ya que ambos MIs posee MPPT (Maximum Power Point Tracking) por canal, que es un algoritmo de búsqueda de máxima potencia, aplicado a cada uno de los canales con los que cuentan los MIs. Sin embargo, existen algunas pequeñas diferencias en los valores teóricos a la salida de los MIs como son el voltaje, la corriente de salida y la eficiencia máxima. Estos factores podrían llegar a explicar la diferencia en la producción de energía entre D1 y D2. Para lograr una mayor claridad del porqué de la diferencia, es necesario profundizar en un estudio más a detalle sobre los MIs.

Tabla 4. Características de entrada (DC). Fuente: elaboración propia.

| Característica Entrada (DC) | YC600 | QS1 |
|---|--------------|--------------|
| Potencia de Módulo PV Recomendada (STC) | 250Wp-375Wp+ | 250Wp-440Wp+ |
| Rango de Voltaje MPPT | 22-48V | 22V-48V |
| Rango de voltaje de operación | 16-60V | 16V-55V |
| Voltaje de entrada máximo | 60V | 60V |

| | | |
|-----------------------------|---------|---------|
| Corriente de entrada máxima | 12A x 2 | 12A x 4 |
|-----------------------------|---------|---------|

Tabla 4. Características de entrada (DC). Fuente: elaboración propia.

| Característica Entrada (DC) | YC600 | QS1 |
|---|--------------|--------------|
| Potencia de Módulo PV Recomendada (STC) | 250Wp-375Wp+ | 250Wp-440Wp+ |
| Rango de Voltaje MPPT | 22-48V | 22V-48V |
| Rango de voltaje de operación | 16-60V | 16V-55V |
| Voltaje de entrada máximo | 60V | 60V |
| Corriente de entrada máxima | 12A x 2 | 12A x 4 |

Tabla 5. Características de salida (AC). Fuente: elaboración propia.

| Característica Salida (AC) | YC600 | QS1 |
|------------------------------------|--------------|----------------|
| Potencia máxima de salida continua | 550W | 1200W |
| Potencia de salida máxima | 600VA | 1250W |
| Voltaje/Rango de salida nominal | 120V/95-155V | 230V/184V-253V |
| Corriente de salida nominal | 4.57A | 5.22A |
| Frecuencia/Rango de salida nominal | 60Hz/57-62Hz | 50Hz/48Hz-51Hz |

Tabla 6. Características de eficiencia. Fuente: elaboración propia.

| Característica de eficiencia | YC600 | QS1 |
|------------------------------|--------|--------|
| Eficiencia máxima | 95% | 96.50% |
| Eficiencia Nominal MPPT | 99.50% | 99.50% |

3.4. Comparación Económica y Resultados Basados en costos

Esta comparación se realiza determinando la diferencia en el costo de implementación que se incurre al implementar un sistema fotovoltaico como el estudiado usando los MIs YC600B en vez de los QS1 (ver Tabla 7). Encontrando que el tiempo de recuperación de la diferencia en la implementación se alcanza en 17 meses de enero 2023 a mayo 2024, evaluando el ahorro por el no pago de energía debido al costo del kWh en Empresas Públicas de Medellín durante este mismo periodo [14].

Tabla 7. Costos de adquisición módulos fotovoltaicos. Fuente: elaboración propia.

| Microinversor | Valor Unitario | Cantidad | Costo implementación |
|---------------|----------------|----------|----------------------|
| YC600B 600W | \$ 952000 | 12 | \$ 11424000 |
| QS1 1200 W | \$ 1416000 | 6 | \$ 8496000 |

| | |
|---------------------------------------|------------|
| Valor Diferencia en la implementación | \$ 2928000 |
|---------------------------------------|------------|

El ahorro se calcula tomando la diferencia de la energía teórica producida para cada configuración basados en la irradiancia presentada en Medellín durante este periodo, y la eficiencia encontrada en las dos configuraciones. Luego se multiplica por el valor del kWh (ver Anexo 5) para los meses indicados en la Tabla 8.

Tabla 8. Tiempo de retorno excedente de inversión. Fuente: elaboración propia.

| Numero de mes | Mes | Irradiación (KW/m ²) | Energía D1 (kWh) | Energía D2 (kWh) | Diferencia (kWh) D1 - D2 | Costo kWh (EPM) COP \$ | Ahorro COP\$ | Acumulado COP\$ |
|---------------|------------|----------------------------------|------------------|------------------|--------------------------|------------------------|--------------|-----------------|
| 1 | Enero 2023 | 6813.8 | 685.6 | 444.3 | 241.3 | \$ 621.9 | \$ 150064.5 | \$ 150064.5 |
| 2 | Febrero | 6362.1 | 653.4 | 423.4 | 230.0 | \$ 635.9 | \$ 146257.0 | \$ 296321.5 |
| 3 | Marzo | 6947.7 | 728.1 | 471.8 | 256.3 | \$ 687.9 | \$ 176308.8 | \$ 472630.3 |
| 4 | Abril | 7592.3 | 811.4 | 525.8 | 285.6 | \$ 665.1 | \$ 189952.6 | \$ 662582.9 |
| 5 | Mayo | 6288.5 | 685.2 | 444.0 | 241.2 | \$ 636.6 | \$ 153547.9 | \$ 816130.8 |
| 6 | Junio | 6886.9 | 764.7 | 495.5 | 269.2 | \$ 673.3 | \$ 181252.4 | \$ 997383.2 |
| 7 | Julio | 7456.5 | 843.5 | 546.6 | 296.9 | \$ 668.3 | \$ 198418.3 | \$ 1195801.5 |
| 8 | Agosto | 7147 | 823.4 | 533.6 | 289.8 | \$ 648.3 | \$ 187877.3 | \$ 1383678. |
| 9 | Septiembre | 7514.3 | 881.4 | 571.1 | 310.2 | \$ 677.7 | \$ 210222.5 | \$ 1593901.3 |
| 10 | Octubre | 5455.5 | 651.3 | 422.0 | 229.2 | \$ 688.2 | \$ 157735.4 | \$ 1751636.7 |
| 11 | Noviembre | 5928.6 | 720.1 | 466.6 | 253.5 | \$ 690.4 | \$ 175016.4 | \$ 1926653.1 |
| 12 | Diciembre | 6725.4 | 830.9 | 538.4 | 292.5 | \$ 696.5 | \$ 203726.3 | \$ 2130379.4 |
| 13 | Enero 2024 | 6813.8 | 685.6 | 444.3 | 241.3 | \$ 722.6 | \$ 174363.4 | \$ 2304742.8 |
| 14 | Febrero | 6362.1 | 653.4 | 423.4 | 230.0 | \$ 698.0 | \$ 160540.0 | \$ 2465282.8 |
| 15 | Marzo | 6947.7 | 728.1 | 471.8 | 256.3 | \$ 706.9 | \$ 181178.5 | \$ 2646461.3 |
| 16 | Abril | 7592.3 | 811.4 | 525.8 | 285.6 | \$ 719.3 | \$ 205432.1 | \$ 2851893.4 |
| 17 | Mayo | 6288.5 | 685.2 | 444.0 | 241.2 | \$ 674.7 | \$ 162728.0 | \$ 3014621.4 |

4. CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó el estudio tecno-económico de dos configuraciones fotovoltaicas de potencia teórica equivalente en las mismas condiciones ambientales, pero con diferentes números y tipos de MIs y dispuestos de manera diferente. Al analizar estas dos configuraciones, se esperaría que el resultado fuera una producción energética similar entre ellas.

Después de revisar y analizar los datos recopilados por ocho meses, se encontraron resultados que divergen de la expectativa teórica de una generación energética semejante. En el caso específico de la generación de energía acumulada mensual, se observa un incremento

promedio del 53.7% en la producción energética al emplear una configuración con 12 MIs de 600 W (configuración D1), en comparación de la configuración con 6 MIs de 1200 W (configuración D2). En términos de la eficiencia mensual de cada configuración, se observa un incremento promedio del 55.1% en la configuración donde se emplean los MIs de 600 W, con respecto a la configuración donde se emplean los MIs de 1200 W.

Al revisar las características técnicas entre los MIs evaluados, se puede encontrar algunas diferencias técnicas, tanto en las condiciones de entrada en DC como es el rango de la potencia de los PV, como en las condiciones de salida en AC de voltaje y corriente y la diferencia de 1.5% en eficiencia. Estas diferencias podrían considerarse como factores para que el empleo de los MIs de 600 W resulte más eficiente que el empleo de los MIs de 1200 W. Sin embargo, los datos de este estudio se presentaron de forma agregada para las configuraciones, lo que dificulta técnicamente identificar con precisión la razón por la cual la configuración con MIs de 600 W genera más energía que la de 1200 W. Para obtener una explicación técnica más clara, sería necesario realizar un estudio más detallado que analice la producción individual de cada MI.

Desde el punto de vista económico, la implementación con los MIs de 600W representa un costo adicional de inversión, el cual es un 34% mayor en comparación con el sistema que utiliza los MIs de 1200W. Este valor excedente, se recuperaría a lo largo de 17 meses (1.4 años), gracias a la mayor eficiencia en producción energética, permitiendo una mejor relación costo beneficio, al permitir una mayor generación durante el tiempo de vida útil del parque fotovoltaico, el cual puede estar alrededor de los 25 a 30 años. De otro lado, se debe tener presente que, ante la falla de alguno de los inversores, los MIs QSI afectarían en mayor medida la generación del parque fotovoltaico, ya que cada uno de estos se encargan de controlar una mayor cantidad de módulos, lo que, aunado a la facilidad de adquisición de cada uno para el recambio, podría ser un factor determinante de diseño.

5. AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se realizó gracias a la facilidad brindada por la Cadena de Electricidad (CTMA) del Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) campus Pedregal, que amablemente dieron acceso al parque de generación de energía fotovoltaica instalada. Al Sistema de Alerta Temprana de Medellín y el Valle de Aburrá (SIATA) por disponer de los datos ambientales de manera abierta y bajo solicitud.

6. REFERENCIAS

- [1] M. Del Hoyo, R. Rondanelli, and R. Escobar, "Significant decrease of photovoltaic power production by aerosols. The case of Santiago de Chile," *Renew Energy*, vol. 148, pp. 1137–1149, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.005.
- [2] A. Podestá, M. Silvina, E. Rubén, C. Lisperguer, and R. Salgado Pavez, "Políticas de atracción de inversiones para el financiamiento de la energía limpia en América Latina," 2022. Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: www.cepal.org/apps
- [3] ACIS, "¿Qué incentivos ofrece el nuevo plan de gobierno para invertir en energías renovables? | ACIS." Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: <https://acis.org.co/portal/content/%C2%BFqu%C3%A9-incentivos-ofrece-el-nuevo-plan-de-gobierno-para-invertir-en-energ%C3%ADAs-renovables>
- [4] D. Almarza, V. Olavarria, S. Remler, and M. Silva, "GUÍA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EMPRESAS E INDUSTRIAS," 2020. Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: www.energia.gob.cl
- [5] M. D. Mesa et al., "REPÚBLICA DE COLOMBIA Ministerio de Minas y Energía".
- [6] D. Mesa Puyo and I. Duque, "Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia", Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: www.laimprentaeditores.com
- [7] UPME, "Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia," 2015. Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: <http://www1.upme.gov.co/sgic/>
- [8] Servicio Nacional de Aprendizaje SENA - Cali, "Memorias I Encuentro de Semilleros de Investigación Región Pacífico," in Diseño e implementación de un sistema de energía fotovoltaico 79 como alternativa

- de energización y método de aprendizaje para el Centro Agro Turístico, SENA-Regional Santander, Colombia, A. Castro Sánchez, Ed., Cali, Nov. 2016, pp. 73–79.
- [9] G. Gubinelli, "Autogeneración a partir de fuentes de energías renovables: los pro y contra que plantean los usuarios a la hora de inyectar energía limpia a la red - Energía Estratégica," Energia Estrategica. Accessed: Jun. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/autogeneracion-a-partir-de-fuentes-de-energias-renovables-los-pro-y-contra-que-plantean-los-usuarios-a-la-hora-de-inyectar-energia-limpia-a-la-red/>
- [10] J. Camilo Pérez Álvarez, "GUÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS Y APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018 PARA INYECTAR EXCEDENTES DE ENERGÍA A LA RED," 2019.
- [11] "¿Cuáles son los componentes básicos del sistema fotovoltaico? - sanglaíta." Accessed: Jun. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.xpowersolar.com/es/cuales-son-los-componentes-basicos-del-sistema-fotovoltaico/>
- [12] P. Cossoli, A. Firman, M. Cáceres, and A. Busso, "Micro-Inversores: principales topologías," Extensionismo, Innovación y Transferencia Tecnológica, vol. 2, p. 14, Jun. 2015, doi: 10.30972/eitt.20276.
- [13] P. Cossoli, A. Firman, M. Cáceres, and A. Busso, "Vista do MICRO-INVERTERS," in VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2016, pp. 1–8. Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1857/1845>
- [14] SESLab and Tecnologico de Costa Rica, "1.5. Inversores conectados a red: tipos." Accessed: Jun. 17, 2024. [Online]. Available: https://seslab.org/fotovoltaico/15_inversores_conectados_a_red_tipos.html
- [15] T. Gutierrez, "Análisis comparativo entre inversores y microinversores para la generación de energía solar fotovoltaica," 2022.
- [16] Z. S. Shalaw, H. A. Aso, and F. M. Fahmi, "Effect of Series and Parallel Shading on the Photovoltaic Performance of Silicon Based Solar Panels," Journal of Technology Innovations in Renewable Energy, vol. 4, pp. 152–156, 2015.
- [17] Solaredge, "Performance of PV Topologies under Shaded Conditions," 2020.
- [18] A. E. Nieto, F. Ruiz, and D. Patiño, "Characterization of electric faults in photovoltaic array systems," Dyna (Medellin), vol. 86, no. 211, pp. 54–63, Oct. 2019, doi: 10.15446/dyna.v86n211.79085.
- [19] E. Bravo, "Uso de Microinversores en Sistemas Fotovoltaicos con Radiación Solar Reflejada," Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla, 2016.
- [20] L. A. Soriano-Avendaño, J. L. Rodríguez-Cruz, R. M. Higuera-González, and J. N. Rivera-Olvera, "Una nueva topología de bajo costo para microinversores," Revista del Desarrollo Tecnológico, pp. 7–15, Dec. 2019, doi: 10.35429/jtd.2019.12.3.7.15.
- [21] S. Ambeinte, "Memorias de cálculo SENA," Medellin, May 2020.
- [22] J. Echavarria, "Diagrama unifilar-Sena," Medellin , May 2020.
- [23] J. Echaverria, "Planos Arquitectónico-SENA," Medellin, May 2020.
- [24] "APsystems YC600B - APsystems Latin America | El líder global en la tecnología multi-plataforma MLPE." Accessed: Jun. 16, 2024. [Online]. Available: <https://latam.apsystems.com/portfolio-item/apsystems-yc600/>
- [25] "Installation / User Manual Rev 2.3 APsystems QSI Microinverter." Accessed: Jun. 16, 2024. [Online]. Available: www.APsystems.com.

ANEXOS

- Anexo1_BaseDatos_ConfiguracionD1_EneroAgosto2023.xlsx
- Anexo2_BaseDatos_ConfiguracionD2_EneroAgosto2023.xlsx
- Anexo3_BaseDatos_SIATA_EneroAgosto2023.xlsx
- Anexo4_BaseDatos_EstructuradaUnificadaFinal_EneroAgosto2023.xlsx
- Anexo5_BaseDatosCostosEnergiaEPMEnero2021-Mayo2024.xlsx

CONFLICTO DE INTERÉS

Los autores declaramos que no existe ningún conflicto de interes, ya sea de carácter financiero, profesional o personal que haya incidido en los resultados obtenidos.

CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

Alejandro Calle: diseño metodológico, visitas en campo, depuración y procesamiento de la base de datos, análisis de datos, interpretación de resultados y redacción inicial del manuscrito.

Diego A Villa Rodas: diseño metodológico, visitas en campo, depuración y procesamiento de la base de datos, análisis de datos, interpretación de resultados y redacción inicial del manuscrito.

Francisco Javier Vélez Hoyos: conceptualización, revisión de metodología, análisis de datos, interpretación resultados y revisión del artículo.

Víctor H Aristizábal Tique: conceptualización, diseño metodológico, análisis de datos, interpretación resultados, redacción y revisión del artículo.

DECLARACIÓN IA

Durante la preparación de este manuscrito, los autores usaron Google Gemini para mejorar la redacción de las ideas presentadas. Los autores han revisado, editado y curado cuidadosamente el contenido generado, y asumen la responsabilidad total por la integridad y precisión de esta publicación.