

Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua

Technical and economic feasibility study of implementing a photovoltaic system in a water treatment plant

DOI: <http://dx.doi.org/10.17981/ingecuc.14.1.2018.04>

Artículo de investigación científica. Fecha de recepción: 10/04/2017-. Fecha de aceptación: 08/03/2018

Jesús Enrique García Garnica Universidad Francisco de Paula Santander. Cúcuta (Colombia).
jesusenriquegarcia@gmail.com**Sergio B. Sepúlveda Mora** Universidad Francisco de Paula Santander. Cúcuta (Colombia).
sergio.sepulveda@ufps.edu.co**Julián Ferreira Jaimes** Universidad Francisco de Paula Santander. Cúcuta (Colombia).
julianfj@ufps.edu.co

Para citar este artículo:

J. E. García Garnica, S. B. Sepúlveda Mora y J. Ferreira Jaimes, "Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua," *INGE CUC*, vol. 14, no. 1, pp. 41-51, 2018. DOI: <http://doi.org/10.17981/ingecuc.14.1.2018.04>

Resumen

Introducción– Los sistemas de iluminación basados en vapor de sodio y vapor de mercurio son ineficientes y conllevan a un mayor consumo de energía eléctrica. La iluminación LED representa una alternativa atractiva para disminuir el consumo de electricidad. Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos están siendo utilizados como una fuente de energía renovable para reducir las emisiones de dióxido de carbono, pero su implementación también depende del beneficio económico.

Objetivo– El propósito de este estudio fue evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema fotovoltaico para optimizar un circuito de iluminación, el cual pertenece a una planta de tratamiento de agua

Metodología– Se analizaron las configuraciones fotovoltaicas autónoma y conectada a red. Se analizó el circuito actual y se determinó su equivalente LED. Con base en el nuevo circuito de iluminación, se dimensionó el sistema autónomo, el cual deberá garantizar energía durante tres días en ausencia total de sol. Se tomó la nueva potencia de consumo del circuito con iluminación LED para dimensionar el sistema fotovoltaico que inyectará energía a la red de la planta. Los dos escenarios posibles son evaluados a través de la herramienta PVsyst, que permite establecer parámetros como la evaluación económica.

Resultados– Aunque el cambio de luminarias reduce el costo de funcionamiento en un 50 %, el sistema autónomo es inviable debido al alto costo de inversión inicial; mientras que el sistema conectado a la red es viable, con una tasa de retorno de inversión más elevada que la establecida por la empresa.

Conclusiones– El cambio de luminarias a tecnología LED es una decisión acertada para la empresa. En cuanto al sistema fotovoltaico conectado a la red, puede ser atractivo si se consideran los incentivos tributarios y la reciente reglamentación de los generadores a pequeña escala en Colombia.

Palabras clave– Estudios de viabilidad, energía fotovoltaica, energía solar, iluminación eléctrica, estudios de factibilidad

Abstract

Introduction– Illumination systems based on sodium and mercury vapor lamps are inefficient and consume a big amount of electrical energy. LED lamps represent an attractive alternative to decrease electricity consumption. On the other hand, photovoltaic systems are being utilized as a renewable energy source to reduce CO2 emissions, but their implementation also depends on economic considerations.

Objective– This study aims to demonstrate the technical and economic feasibility of implementing a photovoltaic system to optimize the illumination circuit of a water treatment plant.

Methodology– Two possibilities options were considered: off-grid and grid-tied systems. The current illumination circuit was analyzed and the LED equivalent circuit was calculated. Based on the new illumination circuit, a photovoltaic off-grid system was sized to power the LED luminaires during three consecutive days without sunlight. Likewise, a grid-tie system was designed to power the proposed LED illumination circuit. Both scenarios were evaluated by using PVsyst software, which allows establishing parameters for an economic assessment.

Results– Although changing luminaires reduces the operating cost by 50 %, the off-grid system is infeasible due to the high initial investment cost, meanwhile the grid-tie system is feasible, with a rate of return that is lower than the one allowed by the company.

Conclusions– Changing the current illumination system to LED technology is an economically-wise decision for the company. Regarding the PV grid-tie system, it can be economically attractive if the tax credits and the recent regulation for small-scale generators in Colombia are considered.

Keywords– Feasibility, Photovoltaic energy, Solar energy, Electrical lighting, Feasibility studies.

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la empresa Agua Kpital S.A. E.S.P. tiene un alto consumo de energía debido a los circuitos de iluminación de los diferentes sectores. Se seleccionó el circuito de iluminación del sector de captación ubicado en el Pórtico (Cúcuta, Norte de Santander) para realizar este estudio. El circuito elegido cuenta con tecnologías convencionales en iluminación, tales como vapor de sodio y vapor de mercurio. La iluminación LED tiene un gran potencial para reemplazar esas tecnologías; principalmente, por la reducción en potencia asociada al cambio de cada lámpara [1], además, proporciona una mayor vida útil, eficiencia energética y emite más lúmenes por vatios consumidos [2][3]. Sin embargo, la adopción de esta tecnología puede disminuir el factor de potencia en las redes de distribución eléctrica. Esta problemática fue abordada en un estudio realizado en Argentina, donde los autores concluyeron que la distorsión generada por la adopción masiva de lámparas fluorescentes compactas y LED no es excesiva [4]. Por otro lado, en Colombia, hoy en día, alrededor del 70% de la energía proviene de centrales hidroeléctricas [5], colocando al país en una posición de riesgo. Por esta razón, es necesario buscar otras fuentes de energía alternativa. Los sistemas fotovoltaicos permiten aprovechar la energía del sol convirtiéndolos en una gran propuesta de desarrollo, pese a su alto costo inicial [3]. Por ejemplo, un estudio técnico-económico de un sistema fotovoltaico realizado en Bogotá, Colombia [6], establece que es viable, desde el punto de vista técnico, la implementación de este tipo de sistemas, pero es poco probable obtener beneficios económicos a corto plazo. Lo anterior se debe al costo de los módulos fotovoltaicos, que pueden llegar a la mitad del precio total del sistema [7]. El dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos depende de la situación geográfica del lugar en estudio pues ésta fija los datos de radiación solar, los cuales son de gran importancia para el dimensionamiento, teniendo en cuenta las pérdidas que puedan ocurrir, afectando así la eficiencia del sistema [8].

Pese a la situación actual de la empresa, se planteó optimizar los circuitos de iluminación por el alto costo que genera su funcionamiento, lo cual implica determinar cuáles son las posibles opciones para el reemplazo de las lámparas actuales basado en la inversión inicial y el nivel de iluminación correspondiente. Una vez determinado el nuevo circuito de iluminación, se realizó el dimensionamiento del primer escenario conformado por el sistema fotovoltaico autónomo; luego, se procede a dimensionar el segundo escenario constituido por un sistema fotovoltaico conectado a la red. Los dos escenarios se evalúan económicamente con el fin de determinar si son viables de implementar, y, de ser así, cuál de ellos proporciona mayor beneficio.

Este estudio técnico sirve como soporte para la toma de decisiones financieras en la empresa Aguas Kpital S.A. E.S.P. y también como guía para futuros proyectos de energías renovables en la región del Pórtico y Norte de Santander. La posible implementación de un sistema fotovoltaico conlleva a una disminución en las emisiones de gas carbónico, reduciendo de esta manera el impacto ambiental que genera la empresa.

II. REVISIÓN LITERARIA

A continuación, se relacionan los conceptos y teorías que se requieren en esta investigación: energía y radiación solar, hora solar pico, instalaciones conectadas a red, instalaciones aisladas, elementos de instalación de un sistema fotovoltaico, software PVsyst y los conceptos económicos que permiten identificar la factibilidad de la implementación de los dos sistemas fotovoltaicos diseñados.

A. Energía solar

La energía solar se genera en el núcleo del sol a través un proceso de fusión. Esta energía es liberada en el espacio radialmente, viajando mediante ondas electromagnéticas. Por fuera de la atmósfera terrestre, se tiene una potencia promedio de 1.367 W/m^2 , siendo de gran importancia, puesto que “La energía solar que ingresa a la Tierra representa su principal fuente energética; el Sol proporciona el 99,97 % de la energía usada para todos los procesos naturales” [6].

B. Radiación solar

Es el conjunto de ondas electromagnéticas que llegan a la Tierra provenientes del Sol, se expresa en unidades de potencia por unidad de área (W/m^2). La radiación solar que llega a la atmósfera no es constante, ya que depende de la distancia máxima y mínima que alcanza la Tierra durante su trayectoria alrededor del Sol; ésta varía entre 1.325 W/m^2 y 1.412 W/m^2 [9]. La radiación solar se clasifica en tres formas: radiación directa, radiación difusa y radiación albedo (reflejada), las cuales se pueden observar en la Fig. 1.

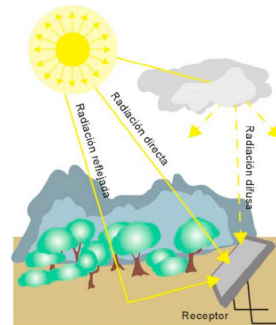


Fig. 1. Componentes de la radiación solar sobre un plano inclinado. Fuente: [10].

C. Hora solar pico

Es el número de horas de un día con una radiación supuesta de 1.000 W/m^2 . Éstas proporcionan la misma radiación solar que la real de ese día. Para calcular este valor se debe dividir la radiación solar dada en W/m^2 entre 1.000 W/m^2 ; la operación genera el número de horas solar pico.

D. Instalaciones conectadas a red

Estas instalaciones vierten su energía a la red eléctrica sin necesidad de que exista un dispositivo de acumulación. La corriente eléctrica que transmite la red debe tener una frecuencia específica, y las instalaciones de generación eléctrica, del tipo que sean, deben proporcionar la corriente con esa frecuencia para evitar perturbar el comportamiento de la red. En esta clase de instalaciones, por tanto, el dispositivo inversor cobra una importancia decisiva. Las instalaciones conectadas a la red eléctrica se suelen dividir atendiendo a dos criterios diferentes: por un lado, se distingue entre instalaciones monofásicas y trifásicas; por otro, se distingue entre instalaciones en baja tensión e instalaciones en media o alta tensión.

E. Instalaciones aisladas

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas son una forma de generar electricidad para un consumo autónomo independiente de la red eléctrica. La energía generada captada durante las horas de sol se almacena en baterías, desde donde se inyecta a la red de consumo. Sus aplicaciones son muy variadas: alumbrado público, electrificación de zonas rurales, alimentación eléctrica en viviendas situadas en lugares de difícil acceso, entre otras.

F. Elementos de instalación de un sistema fotovoltaico

Paneles fotovoltaicos: están constituidos por un conjunto de celdas fotovoltaicas de silicio; son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica a través del proceso fotoeléctrico. Las características más importantes de un panel fotovoltaico son las siguientes:

- $P_{\text{máx}}$: potencia máxima o potencia nominal; valor por el cual se clasifican comercialmente los paneles, y se especifica en condiciones de prueba estándar (STC acrónimo en inglés) de 1.000 W/m^2 a 25°C .
- V_{mp} : voltaje de máxima potencia; alcanzado cuando el panel está en el punto de máxima potencia.
- I_{mp} : corriente de máxima potencia; alcanzada cuando el panel está en el punto de máxima potencia.

- V_{oc} : voltaje de circuito abierto; es el valor máximo que se puede obtener de un panel fotovoltaico sin carga.
- I_{sc} : corriente de corto circuito; es la corriente máxima cuando el voltaje del panel es cero.

La eficiencia del panel depende de su composición, ya sea monocristalino o policristalino. En la actualidad se fabrican paneles con eficiencia de hasta un 20%. En módulos fotovoltaicos de concentración se llega hasta un 27% de eficiencia. Los paneles tienen una eficiencia media del 12%, lo que suponen 120 W/m^2 en condiciones óptimas de radiación. La vida útil de un panel solar es de 25 años [1].

Baterías: la generación de energía y el consumo de ella generalmente no coinciden. Por ello es indispensable tener elementos acumuladores de energía que permitan tener un acceso a ella en horas o días donde no se tenga un solo rayo de sol. Las baterías fijan el voltaje que manejará la instalación, pudiendo ser de 12 V, 24 V o 48 V. La vida útil de las baterías depende del número de ciclos que realicen, éstos se determinan por los siguientes factores:

- Profundidad de descarga máxima diaria; capacidad máxima que se puede extraer en Ah de la batería normalmente tiene un valor del 15 % al 25 %.
- Máxima profundidad de descarga; parámetro que establece la descarga máxima de una batería en ausencia de sol, normalmente tiene valores del 70% al 80%.

Regulador de carga: su función es la de controlar la carga de la batería interrumpiendo la conexión con el panel cuando ya esté cargada. Éste evita las sobretensiones e interrumpe la conexión con la red de consumo cuando hay un nivel demasiado bajo en la batería para evitar que, en caso de una gran demanda, ésta se dañe.

Inversor: está encargado de transformar la corriente continua que proviene de las baterías en corriente alterna, proporciona protección contra corto circuitos y reduce el contenido de armónicos. Algunos inversores pueden ser híbridos, es decir, pueden ser bidireccionales, pudiendo cargar las baterías a través un grupo electrógeno de gasolina o diesel.

Contador bidireccional: es un tipo de medidor que permite tener un control en la energía eléctrica que la compañía proporciona y la que se genera a través de energías renovables. La mayoría incorpora un sistema que permite restar la energía producida a la energía comprada para hacer claro el ahorro.

G. Software PVsyst

Es una herramienta que sirve para modelar el comportamiento de instalaciones fotovoltaicas; permite el estudio, la simulación y el análisis de datos de sistemas fotovoltaicos. Con este software, se pueden dimensionar instalaciones, teniendo en cuenta

la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del Sol durante el día. La interfaz gráfica que dispone este software para el dimensionamiento fotovoltaico permite obtener las curvas de corriente/voltaje junto con la potencia que se deberá tener en cuenta para el cálculo del inversor.

H. Factibilidad económica

El estudio de factibilidad es el análisis de una empresa para determinar si el negocio que se propone será bueno o malo, y en cuáles condiciones se debe desarrollar para que sea exitoso. Iniciar un proyecto de producción o fortalecerlo significa invertir en recursos, como tiempo, dinero, materia prima y equipos. Como los recursos siempre son limitados, es necesario tomar una decisión, y las buenas decisiones sólo pueden ser tomadas sobre la base de evidencias y cálculos correctos, de manera que se tenga mucha seguridad de que el negocio se desempeñará correctamente y que producirá ganancias.

Costo anual equivalente (CAE). Es un método para evaluar la toma de decisiones en proyectos de inversión. En él, todos los ingresos y gastos que ocurren durante un periodo se convierten en una anualidad; cuando el valor es positivo es recomendable aceptar la inversión. Permite comparar dos o más alternativas de adquisición con base en su vida útil, inversión inicial y gastos de operación.

Valor presente neto. El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El VPN permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión. El cálculo del VPN se realiza utilizando la ecuación (1). La interpretación del VPN se estima de la siguiente manera: si el valor del VPN < 0, es decir, si es negativo, significará que no se justifica la inversión en este proyecto; si el VPN > 0, es decir, si es positivo, será viable dicha inversión. En el caso de que el VPN = 0, la empresa no modificará el monto de su valor [11].

$$\text{VPN} = \text{Inversión inicial} - \sum_{n=1}^T \frac{FN_n}{(1+r)^n} \quad (1)$$

Donde, FN = flujo neto de cada periodo; r = tasa de descuento; y n = número de periodo.

Tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA). Es la tasa que representa una medida de rentabilidad, la mínima que se le exigirá al proyecto. Se utiliza como la tasa de descuento para encontrar el valor presente neto y la tasa interna de retorno. Cuando la inversión se efectúa en una empresa, la

determinación se simplifica, pues la TREMA para evaluar cualquier tipo de inversión dentro de la empresa será la misma, y, además, ya debe estar dada por la dirección general o por los propietarios de la empresa. Su valor siempre estará basado en el riesgo que corra la empresa en forma cotidiana en sus actividades productivas y mercantiles.

Tasa de descuento. Corresponde a la rentabilidad que la empresa esperará del proyecto por renunciar a un uso alternativo de esos recursos (costo de oportunidad) en proyectos con niveles de riesgos similares. Lo anterior para el caso de que la empresa sea la única que participará en la financiación del proyecto. No obstante, en general, los proyectos son financiados con recursos que provienen de la empresa y de préstamos o créditos de terceros.

III. METODOLOGÍA

Se realizaron lecturas de voltaje con un multímetro UT136A del fabricante UNIT-T, que maneja una resolución de 0,1 V y una precisión de $\pm 1,2\%$. De esta manera, se determinaron los valores máximos y mínimos que se presentan actualmente. Asimismo, se identificaron y clasificaron las actuales lámparas por tecnologías de fabricación y potencia de consumo; se realizó un cuadro comparativo donde se exponen estos resultados junto con los parámetros más importantes que caracterizan el sistema de iluminación.

Se determinó el nuevo circuito equivalente conformado por lámparas LED, teniendo en consideración los resultados económicos desarrollados a partir del costo anual equivalente (CAE) y los resultados técnicos obtenidos mediante las lecturas de un luxómetro Medid VA8050, el cual tiene una resolución de 1 Lux y precisión de $\pm 4\%$. Una vez determinada la carga se dimensionan los dos sistemas fotovoltaicos.

El sistema aislado se desarrolló con base en la localización geográfica del lugar en estudio y se determinaron los datos de radiación para una superficie horizontal plana. Con estos datos, se calculó la radiación solar para una superficie inclinada a diferentes ángulos. Dependiendo del consumo generado por la carga y el ángulo de inclinación seleccionado, se determinó la corriente de diseño. Entonces, a partir de esta corriente, se calculó el número de paneles, baterías y reguladores, teniendo en cuenta los elementos auxiliares, las pérdidas y los factores que intervienen en cada elemento del sistema fotovoltaico.

Para el sistema conectado a red, se tomaron los mismos datos de la carga, radiación, orientación y ubicación del sistema. El sistema se dimensionó para que la energía producida por el generador fotovoltaico estuviese basada en la carga calculada, esto significa que la energía producida se podría estimar como si estuviese alimentando el sector en estudio

(aunque no sea de esta manera), pues se inyectará a la red de la planta y será consumida en cualquier sector de la misma. El número de paneles se estimó como la relación entre la energía eléctrica a producir y la energía producida por el panel fotovoltaico en el peor mes de radiación solar. El número de reguladores se fijó con base en el arreglo de paneles fotovoltaicos en serie y paralelo; una vez analizada la mejor configuración, se eligió un inversor con seguidor de punto de máxima potencia, pues hará más eficiente el sistema de generación.

Para determinar cuál de los dos sistemas tendrá mayor viabilidad económica, se realizó el estudio de factibilidad usando el método VPN puesto que, este método, tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo [12]. El desarrollo se consiguió de la siguiente manera:

- Se determinó el costo de inversión inicial.
- Se estableció un periodo de tiempo a evaluar.
- Se estimó el flujo de caja o flujo de ingresos para cada periodo de tiempo.
- Se fijó la tasa de descuento correspondiente.
- Se halló el flujo de caja correspondiente para cada año dependiendo del dinero ahorrado y las reinversiones presentes por cambios de equipos.
- Se interpretó el resultado del VPN.

Estos pasos se aplicaron en cada dimensionamiento con el fin de demostrar cuál era la opción más favorable en cuanto a los beneficios económicos.

Las mediciones realizadas en las diferentes lámparas dan como resultado un máximo voltaje de 225 V y un voltaje mínimo de 220 V. En la tabla 1 se listan los parámetros más destacables del circuito de iluminación actual.

TABLA 1. PARÁMETROS DEL CIRCUITO DE ILUMINACIÓN ACTUAL.

| Descripción de lámpara | Vapor de sodio 13.000 Lm | Vapor de sodio 22.000 Lm | Vapor de mercurio 6.200 Lm | Vapor de mercurio 20.000 Lm |
|---|--------------------------|--------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Eficacia luminosa | 86,67 Lm /W | 88 Lm /W | 41,33 Lm /W | 50 Lm /W |
| Vida útil | 22.000 Horas | 22.000 Horas | 16.000 Horas | 16.000 Horas |
| Nº de lámparas | 2 | 5 | 2 | 1 |
| Potencia | 150 W | 250 W | 150 W | 400 W |
| Voltaje | 220 V | 220 V | 220 V | 220 V |
| Potencia aumentada 15% por elementos auxiliares | 345 W | 1435,5 W | 345 W | 460 W |
| Potencia total del circuito = 2.587,5 W | | | | |

Fuente: Autores.

Habiendo determinado las características principales del circuito de iluminación actual, se seleccionaron los modelos de lámparas LED comúnmente usados en sitios públicos que podrían conformar el nuevo circuito de iluminación. Se evaluó el costo anual equivalente de una lámpara de sodio de 250 W con la finalidad de tener un límite al realizar CAE a las opciones seleccionadas; para ello se aplicó la ecuación (2).

$$A = S - \left\{ (P - F) \left(\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right) + F(i) \right\} \quad (2)$$

Donde:

A = anualidad equivalente

P = inversión inicial

S = flujo efectivo neto del año

F = valor de rescate

n = número de años de vida

i = tasa de recuperación mínima

Una vez realizado este proceso, se compararon los resultados con la evaluación hecha para la lámpara de vapor de sodio. En la Fig. 2, se puede observar que todas las opciones, a excepción de lámpara de 200 W tipo COB, serían viables económicamente como reemplazo de las lámparas actuales.

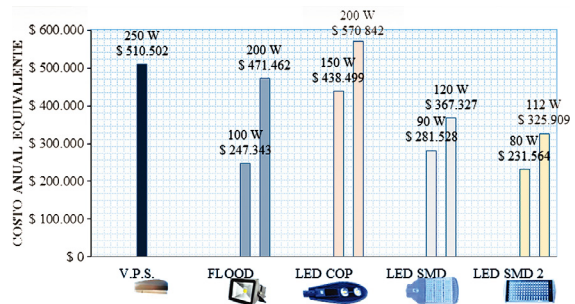


Fig. 2. Comparación de resultados del CAE para cada lámpara.

Fuente: Autores.

Como se debe tener un balance entre ahorro de energía y una buena iluminación, se procede a seleccionar qué lámpara tiene una mejor iluminación en comparación con la de vapor de sodio. Con base al reglamento técnico de iluminación y alumbrado público, se observa que la clase de iluminación del sector se puede clasificar entre C3 y C4, por lo cual, la iluminación promedio que se debe garantizar es de 10 a 15 Luxes [9]. Con los resultados obtenidos en la Fig. 1, se usó un luxómetro para comparar la iluminación emitida por una lámpara LED tipo flood de 50 W y una lámpara de vapor de sodio de 100. En el caso de la lámpara LED, se tuvo una lectura máxima de 13 Luxes y una mínima de 10 Luxes; para la lámpara de sodio, se obtuvo una medida máxima de 14 Luxes y mínima de 11 Luxes.

Con base en los resultados anteriores, en la tabla 2 se muestran cuáles son los reemplazos más adecuados dependiendo de las lámparas actuales.

TABLA 2. COMPARACIÓN DE POTENCIAS ENTRE EL CIRCUITO ACTUAL DE ILUMINACIÓN Y EL PROPUESTO.

| Circuito de iluminación actual con lámparas de vapor de sodio | | Circuito de iluminación eficiente con lámpara LED tipo FLOOD | |
|---|----------|--|----------|
| N° de lámparas | Potencia | N° de lámparas | Potencia |
| 3 | 100 W | 3 | 50 W |
| 4 | 250 W | 4 | 150 W |
| 2 | 150 W | 2 | 50 W |
| 1 | 400 W | 1 | 150 W |

Fuente: Autores.

IV. RESULTADOS

A. Dimensionamiento de sistema fotovoltaico aislado

1) Definir el consumo diario

Teniendo en cuenta el tiempo de trabajo diario de las lámparas, en este caso 12 horas, y la potencia global del circuito de iluminación eficiente 1 kW, la energía consumida diariamente es de 12 kWh.

2) Cálculo del consumo real

Para tener una estimación más real en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se utilizó la ecuación (3).

$$C_{total\ corregido} = \frac{Consumo\ Wh_{sistema}}{\eta_{inv} \cdot V_{sistema} \cdot \eta_{cableado} \cdot \eta_{bateria}} \quad (3)$$

Donde:

Consumo Wh_{sistema} = energía consumida por el sistema diariamente

V_{sistema} = voltaje del sistema

η_{inv} = eficiencia del inversor

η_{cableado} = eficiencia del cableado

η_{bateria} = eficiencia de la batería

3) Definir radiación solar incidente

Basado en el atlas de radiación global horizontal media diaria para cada mes del año, proporcionado por la estación climatológica principal de la Universidad Francisco de Paula Santander para la ciudad de Cúcuta, perteneciente al IDEAM [13], se determinaron cuáles son los meses con valores de radiación solar más bajos. En la Fig. 3, se observa que marzo es el mes con radiación solar más baja con 4,660,8 Wh/m², usando su equivalente en *horas solar pico*, se determinó que la radiación solar para este mes es de 4,66 HSP.

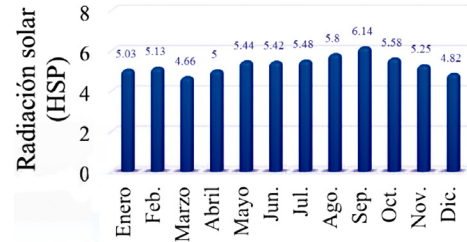


Fig. 3. Radiación solar global, promedio diario anual. Fuente: [13].

4) Ángulo de inclinación del panel

Los valores de radiación solar proporcionados por el IDEAM son expuestos para una superficie horizontal, por lo que se debe estimar cuál será la radiación global incidente sobre una superficie inclinada. Para ello, se realizó un programa en MatLab que calcula esta radiación a diferentes ángulos de inclinación [14][15]. En la fig. 4, se puede observar que al incrementar el ángulo de inclinación disminuye el promedio anual de captación solar. Este procedimiento varía dependiendo de la localización [16]; para este caso se seleccionó un ángulo de 0°.

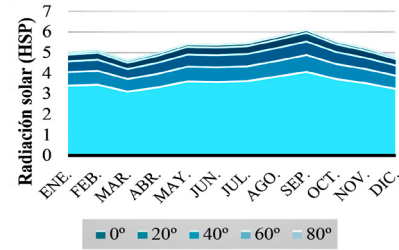


Fig. 4. Radiación solar global, promedio diario anual a diferentes ángulos de inclinación. Fuente: Autores.

Ya definida la inclinación del panel, se calcula la corriente de diseño con la ecuación (4), puesto que esta corriente varía en función del promedio de radiación solar diario, siendo máxima para el mes que presenta el índice de radiación más bajo, por tanto, la corriente de diseño máxima es 3,59 A.

$$Corriente\ de\ diseño = \frac{Corriente\ sistema}{HSP\ del\ mes\ bajo} \quad (4)$$

5) Orientación y sombras, lugar de instalación

Se usaron los programas Google Earth 7.1 y Sketchup 13.0 para ilustrar el lugar en estudio con el fin de observar el sombreado que interviene en el proceso de captación solar y que es producido por los objetos presentes en el sector. Se determinó que no es viable que el sistema fotovoltaico se instale en el mismo sector, pues el tanque de reserva y los árboles generan sombra sobre los paneles en las primeras

horas del día. Analizando los espacios disponibles de la planta, se concluyó que el mejor sitio para su instalación es la azotea del edificio de control, pues, además de poseer la ventaja de un amplio espacio sin sombras por obstáculos cercanos, el edificio posee un área disponible en el último piso que se puede utilizar para resguardar las baterías de las diferentes condiciones climáticas. En tanto a la orientación de los paneles fotovoltaicos. éstos deben estar orientados al sur para hacer máxima su función y, así, evitar los efectos ocasionados por el sombreado entre paneles [16]; se propone conectarlos juntos en una misma estructura. En la Fig. 5 se observa la orientación seleccionada.

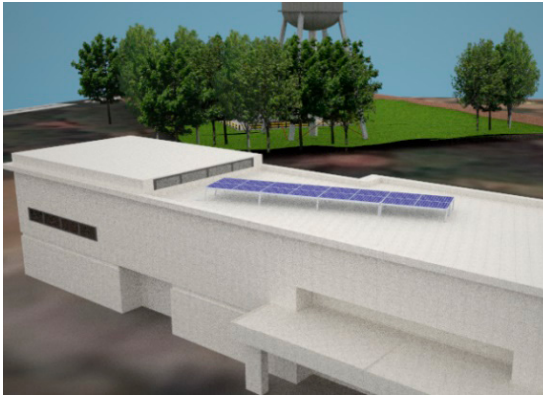


Fig. 5. Diseño previo del ángulo, orientación e inclinación seleccionados.
Fuente: Autores.

6) Cálculo de las baterías

En la determinación del número de baterías se consideraron tres días de autonomía; se utilizó un factor por corrección de temperatura de 0,9 para indicar que el sistema no siempre estará en condiciones estándar; y se asumió una máxima profundidad de descarga del 80 %, por tanto, la capacidad de almacenamiento del sistema queda definida en (5).

$$C_T = \frac{\text{Corriente de diseño} \cdot \text{Días de autonomía}}{\text{Máx. Profundidad de descarga} \cdot C_{Tem}} \quad (5)$$

Donde:

C_T = capacidad total en Ah

C_{Tem} = corrección por temperatura

De acuerdo con la capacidad calculada, se eligió la batería DC-6V-450AH GIANT POWER, puesto que a nivel nacional es la batería que proporciona un nivel de voltaje relativamente alto en relación con su capacidad de almacenamiento. Teniendo en cuenta que las baterías en serie aumentan el nivel de voltaje y las baterías en paralelo aumentan la capacidad de almacenamiento de energía, el número de baterías necesarias son 48.

7) Cálculo del generador fotovoltaico

Dado que el número de paneles en serie dependen del voltaje del sistema y el número de paneles en paralelo depende de la corriente de diseño, se utilizó el criterio de matriz de Pugh [11] para elegir el panel fotovoltaico. Para comparar las opciones seleccionadas se tuvieron en cuenta las siguientes características como línea base: corriente nominal = 8 A; voltaje nominal = 24 V; potencia nominal = 250 W; vida útil = 20 años.

El panel fotovoltaico seleccionado fue JC250M-24/Bb de Renesola con una potencia de 250 W, un voltaje nominal de 30,1 V y una corriente de máxima potencia de 8,31 A. El número de paneles necesarios son 20, dos paneles en serie calculados con la ecuación (6) y 10 paneles en paralelo calculados con la ecuación (7).

$$\text{Paneles en serie} = \frac{\text{Voltaje del sistema}}{\text{Voltaje nominal del panel}} \quad (6)$$

$$\text{Paneles en paralelo} = \frac{\text{Corriente de diseño}}{FC \cdot I_{mp}} \quad (7)$$

Donde FC es el factor de corrección e I_{mp} es la corriente de máxima potencia.

8) Cálculo del regulador

Para conocer el número de reguladores que forman parte del sistema, se aumenta en un 25% la corriente de diseño, como lo establece la norma técnica colombiana (sección 690) [17]; de este modo, el regulador debe soportar aproximadamente 91,99 A y un voltaje de 48 V. Los reguladores comerciales tienen valores de 45 A, 60 A, 80 A y 140 A, por eso, se decidió seleccionar dos reguladores en paralelo con un valor de 45 A, manteniendo el voltaje constante en la batería, pero aumentando su corriente de carga a 90 A. de esta manera, el dispositivo seleccionado fue MORNINGSTAR TriStar-45.

9) Cálculo del inversor

La potencia del inversor se determinó teniendo en cuenta el funcionamiento simultáneo de la carga [18], de modo que la potencia del inversor queda condicionada como la potencia global del nuevo circuito de iluminación, la cual es 1.000 W. Teniendo en cuenta un factor de seguridad del 20 %, la potencia nominal del inversor debe ser de 1.200 W; sabiendo que la eficiencia del inversor es mejor mientras más cerca trabaja a la potencia nominal, se seleccionó el inversor SP-1500-248 COTEK, el cual posee una potencia continua de salida de 1.500 W y ofrece una eficiencia del 94 % para el 100 % de la carga, además, permite una potencia máxima de salida de 1.500 W a 1.730 W durante 1 minuto y un pico menor de 2.650 W.

10) Simulación en PVsyst 6.4.8

El software PVsyst es una herramienta de simulación que permite predecir la producción de energía anual teniendo en cuenta los diferentes factores que impiden convertir el 100% de la energía suministrada por el Sol [19]. En la Fig. 7, se observa el diagrama de pérdidas detallado para el sistema aislado en general, lo más importante es que la energía faltante sea 0 %, de esta manera, se garantizará el funcionamiento normal en el sector bajo estudio, aunque esto implique un gran porcentaje de pérdidas por energía no utilizada.

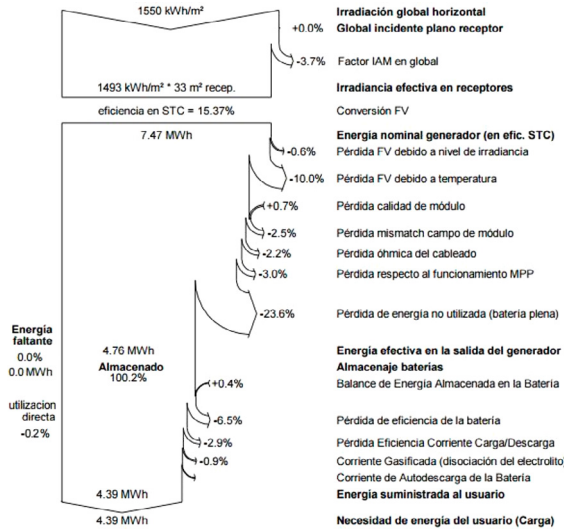


Fig. 7. Diagrama de pérdidas anuales para el sistema aislado. Fuente: Autores.

B. Dimensionamiento sistema fotovoltaico conectado a red

1) Cálculo del generador fotovoltaico

Generalmente, los dimensionamientos fotovoltaicos conectados a red son realizados con base en el área disponible por el lugar en estudio; en este caso, la superficie disponible no es un impedimento. Se observa que el consumo diario necesario para las lámparas LED será aproximadamente de 12 kWh y los cálculos de este dimensionamiento se realizaron con base en el panel fotovoltaico seleccionado anteriormente, así, para este fin se tiene: energía a generar = 12 kWh; factor de rendimiento 0,9; potencia del panel = $P_{panel} = 250$ W; y HSP= 4,66. Al reemplazar los datos anteriores en la ecuación (8) se obtiene que, al menos, deben ser 12 paneles.

$$Paneles = \frac{Energía\ a\ generar}{Factor\ rendimiento \cdot P_{panel} \cdot HSP} \quad (8)$$

Se propuso conectar los 12 paneles en serie para que el voltaje aumente y las pérdidas por corriente disminuyan. Por lo tanto, el generador fotovoltaico tiene las siguientes características:

Corriente máxima del generador en corto circuito:

$$I_{sc} = N^{\circ} \text{ paneles en paralelo} \cdot I_{sc} = 8,83 \text{ A} \quad (9)$$

Voltaje máximo del generador a circuito abierto:

$$V_{goc} = Paneles \cdot Voc = 12 \cdot 37,4 = 448,8 \text{ V} \quad (10)$$

2) Cálculo del inversor

Con base en la potencia global del generador fotovoltaico, la cual es 3.000 W, se seleccionó el inversor SUNNY BOY 3000HF, con una potencia nominal de 3.000 W. Para asegurarse de que es apropiado, se evaluó el comportamiento teórico individual del panel propuesto, esto con el objetivo de hallar los rangos máximos y mínimos de voltaje, así como la corriente máxima que el generador fotovoltaico podrá alcanzar a temperaturas críticas [20], para ello se utilizaron las ecuaciones (11) y (12), donde β y α son los coeficientes de temperatura. Las temperaturas estudiadas fueron 10 °C y 70 °C

$$V_{mpp}(T^{\circ}C) = V_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (11)$$

$$I_{sc}(T^{\circ}C) = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25) \quad (12)$$

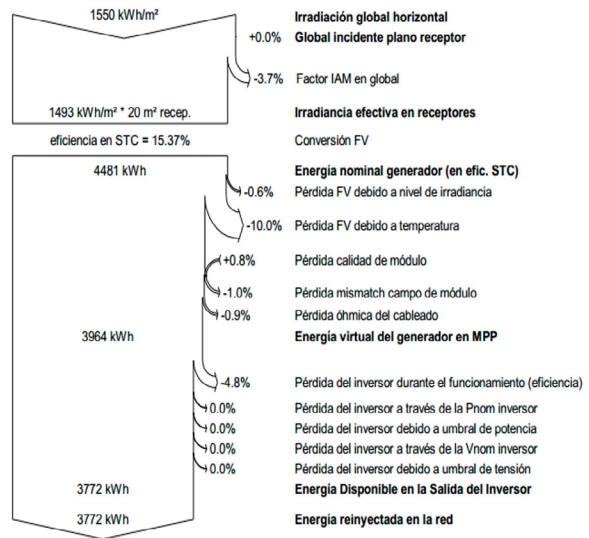


Fig. 8. Diagrama de pérdidas anuales para el sistema conectado a la red. Fuente: Autores.

Al determinar el comportamiento individual del panel, se pueden calcular los voltajes máximos y mínimos del sistema en general usando la ecuación (13), y, así, garantizar que el rango de los voltajes del sistema esté dentro del rango del seguidor del punto de máxima potencia del inversor.

$$V_{g_{mpp}(T^{\circ}C)} = N^{\circ} \text{ paneles serie} \cdot V_{m_{ppc}(T^{\circ}C)} \quad (13)$$

3) Simulación PVsyst 6.4.8

Se determinó la producción anual de energía eléctrica que el sistema puede inyectar a la planta teniendo en cuenta el sistema de pérdidas, como se puede observar en la Fig. 8; el valor de la energía reinyectada en la red es equivalente a la energía diaria que consumiría el nuevo circuito de iluminación, además, este valor permite tener una estimación más acertada para evaluar económicamente el sistema actual [21].

C. Evaluación financiera

Los dimensionamientos anteriores se determinaron a través del método de valor presente y la tasa interna de retorno; cabe aclarar que no fueron tenidos en cuenta incentivos por parte del Estado frente a inversiones en energías renovables, aunque actualmente en Colombia la ley 1715 de 2014 establezca incentivos relacionados con descuentos en el impuesto de renta, la razón es que se desconoce los valores que la empresa paga por este concepto. A continuación, se muestran las consideraciones tenidas en cuenta para la evaluación de los dos sistemas dimensionados.

La inversión inicial que se tiene que realizar para el montaje del sistema:

- El número de periodos analizados fueron 15 años, aunque normalmente para proyectos de inversión en el área fotovoltaica se tomen como número de periodos la vida útil de los paneles, la cual se estima de 25 a 30 años.
- Los ingresos generados por los dimensionamientos son el ahorro de energía eléctrica que se produce al año.
- La tasa de descuento seleccionada se fijó en un valor del 17%, pues este valor es la tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA) que la empresa utiliza comúnmente en proyectos de inversión.
- El precio del kWh que actualmente paga la empresa en su planta de tratamiento del Pórtico es de \$350; se estimó que el incremento promedio del precio de la energía eléctrica sea de 3,5% anualmente.
- Los costos de IVA ya se han agregado al valor individual de cada elemento; el costo de transporte corresponde a los elementos principales.

1) Evaluación del sistema aislado

Para llevar a cabo el funcionamiento del escenario conformado por el sistema fotovoltaico aislado, se requiere la inversión detallada en la Tabla 3.

TABLA 3. INVERSIÓN INICIAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO EN MILES DE PESOS COLOMBIANOS.

| Componentes del sistema | | | |
|---------------------------|-------------------|----------------------|-----------|
| Componentes principales | N° de componentes | Valor del componente | Subtotal |
| Lámparas LED | 10 | \$ 300 | \$ 3.000 |
| Paneles fotovoltaicos | 20 | \$ 800 | \$ 16.000 |
| Baterías | 24 | \$ 1.450 | \$ 34.800 |
| Regulador de carga | 2 | \$ 849 | \$ 1.698 |
| Inversor | 1 | \$ 1.470 | \$ 1.470 |
| Cableado y protecciones | | | \$ 2.161 |
| Montaje, bases y fijación | | | \$ 6.200 |
| Transporte | | | \$ 2.000 |
| Subtotal | | | \$ 67.329 |
| Otros | | | 10 % |
| Total | | | \$ 74.061 |

Fuente: Autores.

En la Fig. 9, se muestra cómo las constantes reinversiones en baterías afectan totalmente la viabilidad de este escenario. Los indicadores económicos obtenidos fueron un valor presente neto de -\$70.522 y una tasa interna de retorno de -13 %. Es claro que este sistema no se puede considerar como una solución, y, de llevarse a cabo, su implementación representaría un impacto muy negativo en las finanzas de la empresa.

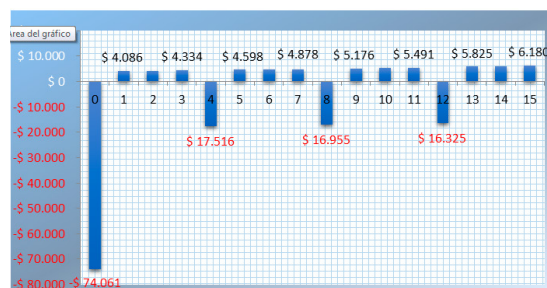


Fig. 9. Flujos de caja anuales del sistema aislado. Fuente: Autores.

2) Evaluación del sistema conectado a la red

La inversión requerida para este sistema se muestra en la Tabla 4. En comparación con el escenario anterior, este sistema proporciona un aumento gradual en el beneficio económico, además, no presenta flujos de caja negativos, como se puede observar en la Fig. 10.

Los indicadores económicos obtenidos fueron un valor presente neto de -\$4.043 y una tasa interna de retorno de 14%. Con base en las consideraciones previas y en los resultados de los indicadores, se debe considerar este sistema como inviable. Estos valores reflejan un periodo de retorno de inversión de 7,1 años, el cual está muy por debajo de los 39,7 años obtenidos en el estudio técnico-económico realizado por Ortiz para un sistema fotovoltaico de pequeña escala en Bogotá, Colombia [6]. Esta gran diferencia se debe en parte a que en la región del Pórtico hay una mayor radiación solar y también a una disminución en el valor de los equipos de los sistemas fotovoltaicos.

TABLA 4. INVERSIÓN INICIAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN MILES DE PESOS COLOMBIANOS

| Componentes del sistema | | | |
|---------------------------|-------------------|----------------------|-----------|
| Componentes principales | Nº de componentes | Valor del componente | Subtotal |
| Lámparas LED | 10 | \$ 300 | \$ 3.000 |
| Paneles | 12 | \$ 800 | \$ 9.600 |
| Inversor | 1 | \$5.000 | \$ 5.000 |
| Contador bidireccional | 1 | \$ 1.000 | \$ 1.000 |
| Cableado y protecciones | | | \$ 360 |
| Montaje, bases y fijación | | | \$ 5.160 |
| Transporte | | | \$ 1.500 |
| Subtotal | | | \$ 25.620 |
| Otros | | | 10 % |
| Total | | | \$ 28.132 |

Fuente: Autores.

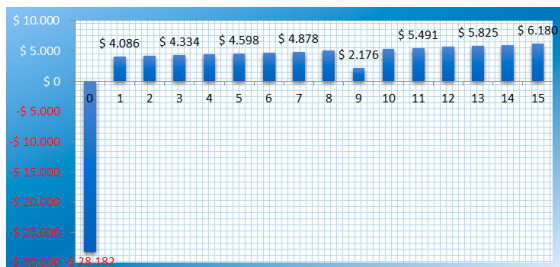


Fig. 10. Flujos de caja anuales del sistema conectado a la red. Fuente: Autores.

III. CONCLUSIONES

Si se implementa el circuito de iluminación eficiente se puede ahorrar anualmente más de la mitad de los costos que actualmente se pagan por ello.

La potencia actual instalada es de 2.587,5 W y la potencia con su equivalente LED es de 1.000 W, de tal manera que, para reducir los costos, lo primero que debe llevarse a cabo será la optimización de los circuitos de iluminación de la planta por circuitos eficientes con lámparas LED. Se demostró que estas lámparas proporcionan los niveles de iluminación adecuados consumiendo una potencia mucho menor.

Es importante tener certeza que los datos de radiación utilizados para dimensionar un sistema fotovoltaico sean confiables, pues, de lo contrario, se tendrá un sistema fotovoltaico que no concordará con los requisitos que la carga exige.

El sistema aislado se hace básicamente inviable para instalaciones con gran consumo de potencia, especialmente, si la operación de la carga es nocturna por la gran capacidad de energía que debe almacenar, lo cual implica una gran inversión en el sistema de acumulación y constantes reinversiones para reemplazar las baterías cuando estas cumplan con su ciclo de vida. Otra desventaja de este sistema se da en torno a la energía que se pierde, pues al dimensionarse el sistema para el mes con el índice de radiación más bajo, al ocurrir un índice mayor el generador fotovoltaico cargará más rápido el sistema de acumulación hasta el punto donde el regulador de carga interrumpa la conexión, dejando que el resto de la energía producida se pierda, sin embargo, es necesario realizarse de esta manera si se quiere garantizar energía en el circuito de iluminación a lo largo del año.

Las condiciones que impone la empresa para evaluar proyectos de inversión ciertamente son exigentes desde el punto de vista de proyectos fotovoltaicos, pues normalmente la tasa de interés para evaluar financieramente esta clase inversiones es de un 10% a un 12%. En cuanto a los periodos que maneja la empresa para analizar la recuperación del capital, estos son bajos en comparación con los utilizados en proyectos de energías renovables. El sistema podría hacerse viable económicamente si se tuvieran en cuenta los incentivos tributarios proporcionados por el gobierno para esta clase de proyectos de inversión, la reciente regulación para generadores de energía eléctrica de pequeña escala en Colombia y reconsiderando los factores que propone la empresa para evaluar proyectos de inversión.

FINANCIACIÓN

Artículo de investigación derivado del proyecto titulado “Estudio de factibilidad técnico-económico para reducir el consumo de energía eléctrica representado en la iluminación de la planta de tratamiento El Pórtico de la empresa Aguas Kpital Cúcuta S.A. E.S.P” y financiado por la Universidad Francisco de Paula Santander. Fecha de inicio: mayo de 2016. Fecha de finalización: noviembre de 2016.

REFERENCIAS

- [1] C. K. Gan, A. F. Sapar y Y. C. Muna, «Techno-economic Analysis of LED Lighting: A Case Study in UTeM's faculty building.» *Procedia Engineering*, no 53, pp. 208-216, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2013.02.028>
- [2] D. Nibedita, P. Nitai y K. P. Sadhu, «Economic cost analysis of LED over HPS flood lights for an efficient.» *Building and Environment*, n° 89, pp. 380-392, 2015.
- [3] A. Gago y J. Fraile, Iluminación con tecnología LED, España: Paraninfo, S. A., 2012.
- [4] J. Strack, J. Suárez, G. Di Mauro y S. Jacob, «Impacto de la Iluminación Residencial Eficiente en la Calidad de la Energía de una Red de Distribución, » *INGE CUC* , vol. 10, no. 2, pp. 9–19, 2014
- [5] J. M. Beltrán Soto, «Metodología de diseño para instalaciones solares residenciales en la ciudad de Medellín.», tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín, 2017. [En línea]. Disponible en <http://www.bdigital.unal.edu.co/58668/>
- [6] J. D. Ortiz Garcia, «Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico de pequeña escala en la universidad EAN», *Visión electrónica*, vol. 7, no 1, pp. 103-117, 2013.
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable energy technologies: cost analysis series, *Solar Photovoltaics*, vol. 1, no. 4/5, 2012. [En línea]. Disponible en https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-solar_pv.pdf
- [8] N. S. M. Aung y Z. H. Myint, «Design of Stand-Alone Solar Street Lighting System with LED.» *International Journal Of Scientific Engineering and Technology Research*, vol. III, no. 17, pp. 3518-3522, 2015.
- [9] Ministerio de minas y energía, Reglamento técnico de iluminación y alumbrado público, Colombia, 2010.
- [10] T. Markvart, Solar Electricity, Southampton: John Wiley & Sons, LTD, 2000.
- [11] W. F. Lu, J. Sun, H. Loh y C. Chua, «Concept Selection for Market Potential Using Fuzzy Selection Approach.» en *2008 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management*, 2008.
- [12] P. Yadav, N. Kumar y S. Chandel, «Simulation and Performance Analysis of a 1kWp Photovoltaic System Using PVsyst.» *Computation of Power, Energy Information and Communication (ICCPEIC)*, 2015.
- [13] Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales, «Atlas de radiación», grupo de automatización del IDEAM, octubre 2015. [En línea]. Disponible en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>
- [14] A. Kumar, N.S.Thakur, R. Makade y M. Shivhare, «Optimization of tilt angle for photovoltaic array», *International Journal of Engineering Science and Technology*, vol. III , no. 4, pp. 3153-3161, 2011.
- [15] S. Arbi y P. Pillay, «Study of optimum tilt angles for solar panels in different latitudes.» *Solar Energy*, no. 86, pp. 1920-1928, 2012.
- [16] J. Kanters y H. Davidsson, «Mutual shading of PV modules on flat roofs: a parametric study.» *Energy procedia*, no. 57, pp. 1706-1715, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.160>
- [17] Instituto colombiano de normas técnicas, Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050), Colombia, 1998.
- [18] A. Castejón y G. Santamaría, Instalaciones solares fotovoltaicas. Madrid: Editex, 2010.
- [19] Y. M. Irwan, A. R. Amelia, M. Irwanto, M. Fareq, W. Z. Leow, N. Gomesh y I. Safwati, «Stand-Alone Photovoltaic (SAPV) System Assessment using PVSYS Software.» *Energy Procedia* , no. 79, pp. 596-603, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.11.539>
- [20] A. Amelia, Y. Irwan, W. Leow, M. Irwanto, I. Safwati y M. Zhafarina, «Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance.» *International Journal on advance science engineering information technologic*, vol. VI, no. 5, pp. 682-688, 2016.
- [21] L. Liomnis y L. Reineris, «Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal.» *Ingeniería Energética*, no. 37, pp. 45-54, 2016.

Jesús E. García Garnica recibió su título de ingeniero electrónico en el 2017 de la Universidad Francisco de Paula Santander (Cúcuta, Colombia). Sus intereses en investigación incluyen sistemas embebidos, iluminación eficiente y energía solar fotovoltaica. Actualmente ocupa el cargo de Ingeniero Biomédico en DaVita Inc. <https://orcid.org/0000-0001-6923-5359>

Sergio B. Sepúlveda Mora recibió su título de ingeniero electrónico en el 2007 de la Universidad Francisco de Paula Santander (Cúcuta, Colombia). Obtuvo el título de Master of Science in Electrical and Computer Engineering en el año 2012 de la Universidad de Delaware (Newark, DE, Estados Unidos). Es profesor de tiempo completo en el Departamento de Electricidad y Electrónica en la Universidad Francisco de Paula Santander. Sus intereses en investigación incluyen sistemas embebidos, redes inalámbricas de sensores, energía solar fotovoltaica, microrredes y ciencia de los datos. Actualmente cursa un doctorado en Ingeniería Eléctrica y Computación en la Universidad de Delaware. <https://orcid.org/0000-0002-1248-7616>

Julián Ferreira Jaimes recibió su título de ingeniero electrónico en el 2002 de la Universidad Francisco de Paula Santander (Cúcuta, Colombia). Obtuvo su título de Magíster en Ingeniería Electrónica de la Universidad Nacional Experimental del Táchira (San Cristóbal, Venezuela) en el año 2008. Sus intereses en investigación incluyen inteligencia artificial, microelectrónica, energía solar fotovoltaica y robótica. Actualmente es profesor del Departamento de Electricidad y Electrónica en la Universidad Francisco de Paula Santander. <https://orcid.org/0000-0001-7660-3949>