

Estudio de alternativas de sistemas fotovoltaicos para la Aeronáutica Civil en el Aeropuerto Camilo Daza

Study of Photovoltaic system alternatives for the Civil Aeronautics Administration in the Camilo Daza Airport

^aSebastián Loaiza-Elejalde, ^b* Sergio Basilio Sepúlveda-Mora

 a. Ingeniero Electrónico, sebloel18@gmail.com, Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta, Colombia

 b.* Master of Science in Electrical and Computer Engineering, sergio.sepulveda@ufps.edu.co, Universidad Francisco de Paula Santander, Cúcuta, Colombia

Recibido: Julio 20 de 2021 **Aceptado:** Noviembre 18 de 2021

Forma de citar: S. Loaiza-Elejalde, S.B. Sepúlveda-Mora "Estudio de alternativas de sistemas fotovoltaicos para la Aeronáutica Civil en el Aeropuerto Camilo Daza", *Mundo Fesc*, vol 12, no. 23 pp. 7-22, 2022.

Resumen

Considerando el gran desarrollo y aceptación que ha tenido la implementación de sistemas fotovoltaicos como soluciones en el sector empresarial, en este trabajo se estudiaron las condiciones, costos y beneficios de implementar dos alternativas de sistemas fotovoltaicos en el edificio de soporte técnico de la Aeronáutica Civil en el Aeropuerto Camilo Daza. Un sistema fotovoltaico conectado a la red, y un sistema fotovoltaico híbrido con baterías para la iluminación. Para esto, se recopiló información acerca de las condiciones meteorológicas, el consumo eléctrico en el edificio, se realizaron diseños y simulaciones en HOMER Grid y PVSyst. Finalmente se evaluaron los beneficios y costos para cada caso, mediante el análisis del valor presente neto y el retorno de la inversión. Como resultado, se obtiene que el sistema fotovoltaico conectado a la red es más rentable, ya que presentó un valor presente neto de \$ 63.910.000 COP y un retorno de inversión de 6 años, mientras que el sistema alterno solo registró un valor presente neto de \$12.800.000 COP y 12 años de retorno de inversión. Sin embargo, implementar el sistema híbrido permitiría al edificio contar con electricidad para la iluminación en casos de cortes de energía, lo que representa una gran ventaja técnica frente al otro sistema.

Palabras clave: Sistema Fotovoltaico, pre-factibilidad, proyecto de inversión, Metodología General Ajustada

Autor para correspondencia:

*Correo electrónico: sergio.sepulveda@ufps.edu.co



Abstract

Considering the growing adoption and success of photovoltaic systems in the industry, this paper studied the conditions, cost, and benefits of implementing two alternatives of these systems. A grid-tied photovoltaic system, and a hybrid grid-tied photovoltaic system with batteries, for the Civil Aeronautic technical support building, located in the Camilo Daza Airport. For this, information related to meteorological conditions and electric load profiles were compiled. Then, the systems were designed and simulated with HOMER Grid and PVSyst software. Finally, the benefits and costs for each case were evaluated by analyzing the Net Present Cost and the payback period. As a result, implementing the grid-tied photovoltaic system is more profitable, due to its Net Present Cost of \$63.910.000 COP and a payback period of 6 years, while the alternative system has a net present value of \$12.800.000 COP and 12 years of payback period. On the other hand, by implementing the hybrid system, the building would have backup power for the lighting during an outage which represents an important technical advantage for this system.

Keywords: Photovoltaic System, Pre-feasibility study, investment project, MGA methodology

Introducción

La implementación de energías renovables ha tenido un gran crecimiento en los últimos años, gracias al desarrollo tecnológico y el amplio mercado de equipos disponibles actualmente. En Colombia, la ley 1715 de 2014 [1] busca incentivar la implementación de sistemas que aprovechen estas fuentes de energía, por lo que, en este tiempo el desarrollo de proyectos con sistemas fotovoltaicos se ha vuelto de interés general en diversos sectores. Por ejemplo, para la estación de la Aerocivil en Araracuara, departamento del Amazonas, A. Charry y L. Álvarez realizaron un estudio preliminar para la implementación de un sistema fotovoltaico, como fuente alternativa de generación energética para los equipos que allí operan [2]. En el caso del Aeropuerto internacional Camilo Daza, en la ciudad de Cúcuta, se han implementado sistemas fotovoltaicos pequeños para suministrar energía a algunos sensores en pista. Ya que la ciudad de Cúcuta cuenta con un alto índice de recurso solar, de hasta 6.179 Hora Solar Pico mensual [3], se han llevado a cabo algunos estudios para la evaluación técnico-económica de implementar sistemas fotovoltaicos en algunas empresas de la ciudad. Por ejemplo, en Aguas Kpital Cúcuta S.A E.S.P., los autores en [4] describen un

estudio que contemplaba la instalación de un sistema fotovoltaico autónomo en una planta de tratamiento de agua. Otro caso es presentado en [5] para la empresa Arcilobillos S.A.S. donde el autor desarrolló un análisis similar, pero contemplando la instalación de un sistema conectado a la red. En ambos casos se utilizó la herramienta de simulación para sistemas fotovoltaicos PVSyst.

En los últimos años, el estudio de sistemas fotovoltaicos se ha extendido significativamente, abordando temas de mayor complejidad y utilidad en el uso de la energía que disponemos. Con la implementación de sistemas fotovoltaicos, ahora no solo se busca aprovechar un nuevo recurso energético, también se busca generar avances tecnológicos y económicos que representen una mejora sustancial en el uso de la energía. Por ejemplo, Sharma y Kolhe desarrollaron un estudio tecno-económico para el caso de un sistema en la India, donde se observa que son muchos los factores que afectan el rendimiento operacional de un sistema fotovoltaico, no solo desde el punto de vista tecnológico, sino económico, ya que se concluyó que sus estudios ofrecen información útil para la promoción y

adecuada regulación en la implementación de sistemas fotovoltaicos [6]. En varios casos, como en el trabajo realizado por Duman y Guler en Turquía [7], se encuentra que los estudios actuales no son lo suficientemente detallados para poder determinar la viabilidad de implementar un sistema fotovoltaico en un lugar específico, ya que se encuentra que dicha viabilidad cambia drásticamente dependiendo la región donde se implementa. Lo anterior lleva a pensar en la necesidad de desarrollar estudios para sistemas fotovoltaicos focalizados en una región, generando una contribución a la base de información sobre la implementación de sistemas fotovoltaicos para una región en específico, en este caso para la ciudad de Cúcuta en Norte de Santander.

Entonces estudiar la viabilidad de un sistema fotovoltaico conlleva analizar y tener en cuenta variables, técnicas y económicas. Por ejemplo, Culaba et al. [8] al igual que en trabajos similares como el de Sepúlveda y Hegedus [9] se utilizan conceptos de retorno de inversión y valor presente neto para obtener resultados cuantitativos que permitan concluir desde puntos de vista de innovación tecnológica y viabilidad económica. En este trabajo también se pretende estudiar el impacto técnico-económico de implementar un sistema fotovoltaico en el edificio de soporte técnico de la Aerocivil en el Aeropuerto Camilo Daza, pero analizando dos posibles alternativas de sistemas fotovoltaicos: un sistema conectado a la red y un sistema híbrido con baterías, empleando dos herramientas de simulación; el ya mencionado PVSyst y el más reciente software HOMER Grid, utilizado por muchos de los autores antes expuestos, ya que permite simular sistemas fotovoltaicos de mayor complejidad como el segundo sistema propuesto en este trabajo. En este estudio, se siguió un modelo basado en la MGA (Metodología General Ajustada) del DPN (Departamento Nacional de Planeación)

para la evaluación de proyectos de inversión [10].

Materiales y métodos

En primer lugar, era importante conocer la demanda energética del edificio de soporte técnico, también denominado edificio tecnológico, y las condiciones presentes en él para la generación de energía eléctrica con un sistema fotovoltaico. Por esto, a partir de medidas experimentales y actividades de geo-referenciación en el edificio, se determinó de manera previa la siguiente información.

Demanda energética y distribución de cargas

A partir de la distribución de tableros eléctricos encontrada en el edificio, se pudieron estimar los consumos diarios y mensuales presentados en cada servicio. En la Tabla I se resume esta información, concluyendo que el edificio posee un consumo estimado mensual de 17.203 kWh/mes.

Tabla I. Consumos estimados edificio tecnológico

Servicio	Consumo kWh/mes
TA1 (Iluminación)	638,64
TN1 (Tomas No reguladas)	194,70
TR1 (Tomas Reguladas)	5353,20
TAA1 (Aires Acondicionados)	10976,90
TNA1 (Tomas sala de equipos)	39,60
Totales Edificio Tecnológico	17203,04

Espacio disponible y pérdidas por sombreado

El edificio tecnológico tiene techo plano sobre el cual se encuentran algunos equipos de comunicaciones y aire acondicionado. Allí se pudo medir un área libre total de 127,6 m² de la cual se puede utilizar hasta 80 m² para paneles fotovoltaicos, dejando los 47,6 m² restantes, libres para las actividades de mantenimiento y libre maniobrabilidad a los

técnicos que deban intervenir los equipos situados en el techo de la edificación o el mismo arreglo fotovoltaico.

Por otro lado, para determinar las pérdidas por sombreado en el área predispuesta, se realizaron mediciones con el instrumento Solar PathFinder [11]. Estas mediciones permitieron calcular las pérdidas porcentuales en las Horas Solar Pico (HSP) correspondientes a cada mes del año, datos que fueron extraídos de la investigación realizada en [3], dando como resultado la información expuesta en la Tabla II

Tabla II. Pérdidas en HPS por sombreado en el edificio tecnológico

Mes del año	HSP disponible (horas)	Pérdidas por sombreado (% de HSP)	HSP en edificio Tecnológico
Enero	5,036	1,0	4,986
Febrero	5,129	0,5	5,103
Marzo	4,709	0,0	4,709
Abril	5,092	1,0	5,041
Mayo	5,429	7,0	5,049
Junio	5,471	7,0	5,088
Julio	5,483	7,0	5,099
Agosto	5,810	1,0	5,752
Septiembre	6,179	7,5	5,716
Octubre	5,580	0,5	5,552
Noviembre	5,253	1,0	5,200
Diciembre	4,761	1,0	4,713

Fuente: HSP [3]; Pérdidas Autores

Una vez que se cuenta con información previa suficiente para el planteamiento de los diseños y las simulaciones de los sistemas fotovoltaicos, se procede a analizar las dos alternativas planteadas, denominándolas como: Sistema A, sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a red; y Sistema B, sistema híbrido con baterías para proporcionar energía a la iluminación del edificio.

Análisis del Sistema A

Se plantea como Sistema A, un sistema fotovoltaico conectado a la red y de autoconsumo, lo que significa que no se entregan excedentes de energía al operador de red, y se espera que toda la energía producida sea consumida por las cargas del edificio. Atendiendo a este planteamiento, y a la norma establecida por el operador de red para este caso donde, si se decide no entregar excedentes de energía, la instalación debe incluir un limitador de potencia [12]; el diseño se plantea fijando como limitantes que la energía producida no puede superar los 17.203 kWh/mes y el espacio para instalación fotovoltaica puede ser de hasta 80 m².

Empleando (1), se calcula la cantidad de energía producida en kWh/mes por un arreglo fotovoltaico de 80 m² conformado por paneles de aproximadamente 2 m² y 285 Wp.

$$E = P_{arreglo} * f_{temp} * HSP * d \quad (1)$$

De donde:

$P_{arreglo}$ es la potencia de la instalación (kWp)
 f_{temp} es el factor de temperatura (Adimensional)
 HSP son las horas solar pico (h)
 d son los días del mes, generalmente 30 (días/mes)

Para determinar el factor de temperatura se usaron datos de temperatura de los sensores de pista del aeropuerto, con lo cual se pudieran establecer temperaturas del aire presentes en el aeropuerto y calcularlo mediante (2) y (3).

$$f_{temp} = 1 - T_{coef}(T_{cel} - 25^{\circ}C) \quad (2)$$

Donde:

T_{coef} es el coeficiente de temperatura del panel (%/°C)
 T_{cel} es la temperatura de la celda solar (°C)

$$T_{cel} = T_{amb} + \left[\left(\frac{P_{in}}{0.8} \right) * (NOCT - 20^{\circ}C) \right] \quad (3)$$

Donde:

T_{amb} es la temperatura del ambiente (°C)
 P_{in} es la potencia incidente, generalmente de 0,8 kW/m²
 NOCT es la temperatura normal de operación del panel (°C)

Así se obtiene que el sistema A, se conforma de un arreglo fotovoltaico de 11,4 kWp el cual tendría una capacidad de producción de 1743,65 kWh/mes.

Para la simulación del sistema A, se emplea la herramienta especializada PVSyst, ya que permite realizar un análisis completo del funcionamiento de un sistema fotovoltaico, teniendo en cuenta las propiedades de los equipos seleccionados, las pérdidas por conductividad y eficiencia y las condiciones medioambientales. No obstante, el software está limitado solamente a simular sistemas fotovoltaicos de tipo autónomo, conectado a red o de bombeo.

Simulación en PVSyst. El proceso de simulación en PVSyst consiste en consignar toda la información posible acerca de las condiciones y los equipos que tendrá el sistema fotovoltaico en cuestión.

En primer lugar, se ingresa la información meteorológica. PVSyst requiere datos meteorológicos horarios de por lo menos un año de referencia. Por lo que se complementa la información obtenida con datos meteorológicos satelitales tomados de PVGIS, una base de datos publicada por la Comisión Europea de la ciencia al servicio del conocimiento (The European Commission's science and knowledge service) [13]. Mediante el formato de conversión para archivos meteorológicos ASCII de la herramienta, se importan datos de radiación global horizontal, temperatura ambiente, velocidad del viento y humedad relativa para un año de referencia.

Posteriormente se seleccionan los equipos que componen el sistema dentro de la base de datos del software. Para los paneles se selecciona un arreglo de 40 paneles fotovoltaicos policristalinos Canadian Solar referencia CS6k – 285p. Como inversor se opta por una red de 10 micro inversores APSsystems referencia YC1000-3 208.

Dentro de la herramienta de análisis de sombreado y perspectiva de PVSyst, se construye un modelo 3D del edificio tecnológico, basado en las dimensiones obtenidas de los planos cedidos por la Aerocivil. En la Figura 1 se muestra el modelo en cuestión, donde se aprecia además la disposición del arreglo fotovoltaico en el techo de la edificación.

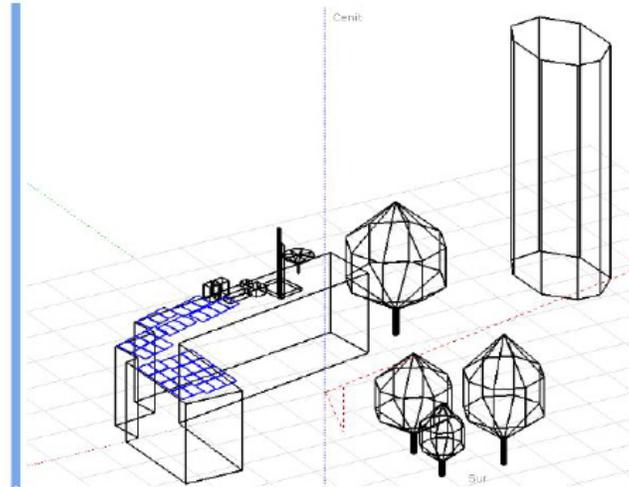


Figura 1. Construcción de perspectiva 3D del edificio tecnológico en PVSyst 6.8.5

Análisis del sistema B

Un sistema fotovoltaico híbrido, con respaldo de baterías es un sistema conectado a la red, pero con la capacidad de almacenar energía para ser utilizada en eventos adversos como apagones o picos de consumo en la carga. La industria ha estado implementando estas topologías en vista de los beneficios técnicos que se obtienen y la progresiva reducción en los precios de las baterías [14]. Por otro lado, un sistema de este tipo puede presentar dos subtipos, que se diferencian por el modo de conexión de las baterías al sistema. Este puede ser acople AC (AC coupling) y acople DC (DC coupling). Generalmente un sistema en acople AC tiene una eficiencia energética del 96%, mayor que el 93.1% de eficiencia que posee el acople DC [15], pero este último posee una distribución de equipos más asequibles. Este diseño es pensado para suministrar energía principalmente a la iluminación del edificio. En la Figura 2, se muestra la distribución de equipos y conexión con la carga del sistema B, optando por utilizar una conexión de acople DC mediante un inversor híbrido. Para el diseño del sistema B se tienen en cuenta las ecuaciones (4), (5) y (6)

$$p_{\text{arreglo}} = \left(\frac{DemAC}{*n_{inv} *n_{cont} HSP *n_{bat} *n_{perd} *n_{temp} *d} \right) \quad (4)$$

Donde:

n_{bat} es la eficiencia de las baterías

n_{cont} es la eficiencia del controlador

f_{perd} es el factor de pérdida

$$C_{diaria} = \left(\frac{Dem_{AC}}{n_{inv}} \right) * \frac{1}{V_{sist}} \quad (5)$$

Donde:

C_{diaria} es la energía almacenada diaria en Ah/día

n_{inv} es la eficiencia del inversor

Dem_{AC} es la energía a entregar por las baterías

V_{sist} es el voltaje nominal de batería

$$C_{banco} = \left(\frac{C_{diaria} * da}{DoD} \right) \quad (6)$$

Donde:

C_{banco} es la capacidad del banco en Ah

da son los días de autonomía

DoD es la profundidad de descarga

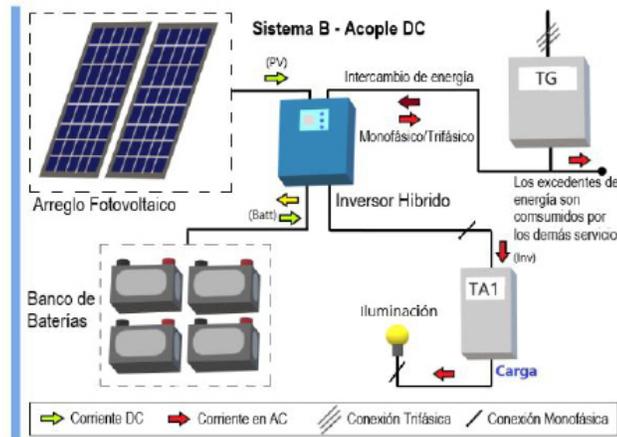


Figura 2. Equipos y distribución del sistema B en acople DC. TG (Tablero General)

La ecuación (4) se emplea para calcular la potencia del arreglo fotovoltaico en un sistema fotovoltaico autónomo, y tiene en cuenta la eficiencia de las baterías y del controlador de carga. Las ecuaciones (5) y (6) permiten determinar el tamaño del banco de baterías con base a una capacidad determinada en Ah. La energía recolectada puede considerarse como dos paquetes de energía a entregar, uno para ser almacenado y consumido principalmente en horas de poca radiación o eventualidades, y otra para ser entregada directamente a la red durante las HSP más altas. Se puede estimar entonces el arreglo fotovoltaico sumando (1) y (4), mientras que, para calcular el banco de baterías se emplean (5) y (6). Así, se obtiene que el sistema B está conformado por un arreglo fotovoltaico de 5.7 kWp y un banco de baterías de 48 V_{DC} y 250Ah.

Simulación en HOMER Grid. Esta herramienta está especializada en el análisis técnico económico de micro-redes. Concepto empleado actualmente para referirse a sistemas de generación eléctrica a pequeña y mediana escala, que se caracterizan por aprovechar principalmente energías renovables, localizarse cerca de la carga e interactuar con la red comercial [16].

Por consiguiente, el sistema B puede ser simulado como una micro-red para el suministro de energía a la iluminación del edificio. A partir del consumo estimado y descrito anteriormente en la Tabla I, se crea un modelo de carga fijando consumos diarios de 1.197 kW para horas laborales y 0.647 kW en horarios de baja actividad. Para complementar el modelo se le agrega una variabilidad del $\pm 20\%$ mensual, dando como resultado los consumos mensuales mostrados en la Figura 3.

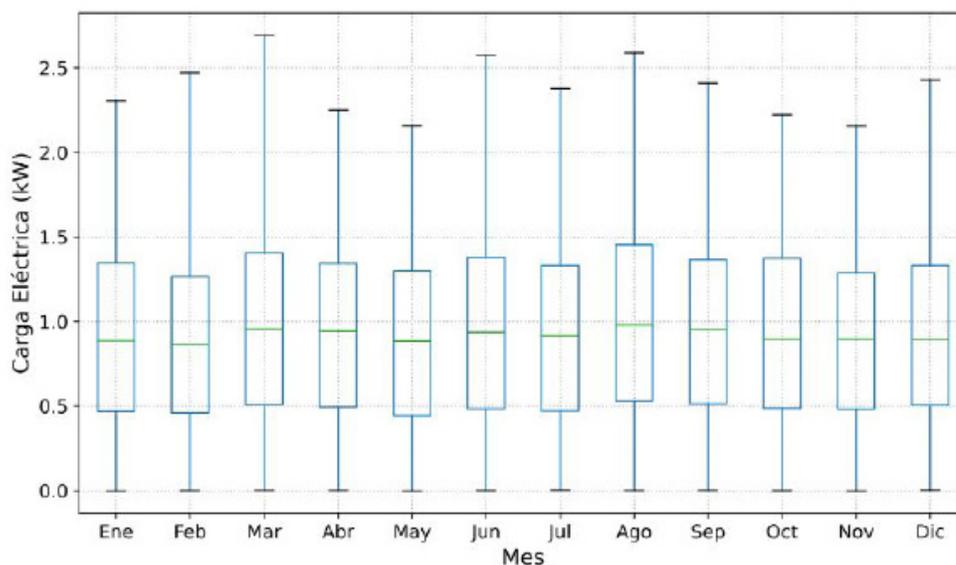


Figura 3. Perfil de carga de la iluminación en el Edificio Tecnológico.

Posteriormente se ingresan los datos meteorológicos en HSP mostrados en la Tabla 2 para crear el modelo de recurso solar dentro de la simulación. Los datos de temperatura son tomados de un histórico mensual tomado en la estación meteorológica del IDEAM en el Aeropuerto Camilo Daza [17].

Para poder realizar el análisis económico mediante el software se establece una tarifa para la energía ofrecida por el operador de red, promediando la tarifa cobrada por CENS a la Aerocivil desde agosto del 2018 hasta agosto del 2019, donde se obtiene un cargo de \$500 COP $\pm 10\%$. HOMER Grid está programado para simular la utilidad del proyecto según el tiempo de vida de los equipos; siendo 25 años lo establecido para sistemas fotovoltaicos; por lo que es necesario indicar la tasa de descuento y el ritmo de inflación que se percibe en el peso colombiano. Según un estudio realizado para el DNP, la tasa de descuento para el 2019 se puede fijar en 9% [18]; mientras que la inflación se puede establecer del 3.18% [19].

Cabe resaltar que en otros países existen otros tipos de tarifas, denominadas tarifas dinámicas. Estas tarifas no son fijas, y varían durante las horas del día a la que se consume la energía eléctrica, siendo por lo general más alta en horas del día con mayor demanda y menor a otras horas. Las tarifas dinámicas pueden cambiar drásticamente las condiciones y el enfoque en la implementación de un sistema fotovoltaico, pudiendo llegar a ser incluso beneficiosas desde un punto de vista tecno-económico, tal como concluyen Sepúlveda y Hegedus [9]. Para la simulación, se toma como referencia el mismo modelo de panel solar utilizado en el sistema A, el convertidor por defecto de HOMER y un modelo de batería del catálogo ASM modelo de almacenamiento avanzado (Advanced Storage Model) [20], que permite simular de manera precisa la degradación de la batería por el paso del tiempo y su

USO.

Análisis financiero

A partir de los datos obtenidos en la simulación, se procede a evaluar la viabilidad económica de implementar las alternativas de sistemas fotovoltaicos propuestos. Este análisis se centra en estudiar dos variables importantes dentro de la planeación de proyectos de inversión. El VPN (valor presente neto) y el retorno de la inversión. Antes que todo, se debe calcular el factor de descuento f_d que representa la devaluación de la moneda durante la operación del proyecto. En (8) se establece la relación entre la inflación f y la tasa de descuento i' para determinar la tasa real de descuento, que se considera como una tasa de interés efectiva anual dentro del análisis del proyecto [21], [22]. Posteriormente, se obtiene el factor multiplicativo de descuento (9), que representa la devaluación del dinero a un número N de años.

$$i = \frac{i-f}{1+f} \quad (8)$$

$$f_d = \frac{1}{(1+i)^n} \quad (9)$$

Valor Presente Neto. Este se puede obtener al pasar todos los flujos de efectivo futuros asociados al proyecto, a dinero actual. Matemáticamente se define como la diferencia entre los beneficios y los costos de la alternativa analizada, como se plantea en (10). Donde I_o es la inversión inicial, F_t flujos netos de efectivo, k la tasa de descuento o de oportunidad y n número de periodos de duración [21].

$$VPN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_o + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (10)$$

Ajustando (10) a la nomenclatura del proyecto, y reemplazando (9) en (10), se obtiene la ecuación que expresa el flujo de caja del proyecto en sus 25 años de duración, donde su resultado será igual al VPN.

$$VPN = -I_o + \sum_{N=1}^{25} F_N f_{d_N} = -I_o + \left(F_1 f_{d_1} + F_2 f_{d_2} + \dots + F_{25} f_{d_{25}} \right) \quad (11)$$

Retorno de inversión. Para obtener el tiempo de retorno con exactitud, es necesario tener en cuenta la pérdida de valor del dinero en el tiempo, y la dinámica del capital a lo largo de la operación del proyecto. Por esto, se plantea calcular el retorno de la inversión a partir de la amortización de la deuda generada por realizar la inversión en el proyecto. Así, este puede ser analizado como una deuda adquirida que se paga con 25 cuotas anuales iguales a los flujos netos de efectivo FN y una tasa de interés efectiva anual igual a i obtenida de (8).

Si se construye una tabla de amortización como se ilustra en la tabla 3, donde se calcule el capital acumulado para pagar la deuda adquirida, siguiendo la secuencia expresada en (12), donde se establece como capital en el año 0 al negativo de la inversión realizada, se espera que antes de los 25 años dicho capital acumulado sea mayor o igual a cero, lo que indicaría que la deuda fue pagada.

Tabla III. Modelo de tabla de amortización para el análisis financiero

Año	Interés	Flujo neto anual	Amortizado	Capital acumulado
0	-	-	-	$C_0 =$ - Inversión
1	$C_0 * i$	F_1	$A_1 = (C_0 * i) + F1$	$C_1 = A_1 + C0$
2	$C_1 * i$	F_2	$A_2 = (C_1 * i) + F2$	$C_2 = A_2 + C1$
...
25	$C_{24} * i$	F_{25}	$A_{25} = (C_{24} * i) + F_{25}$	$C_{25} = A_{25} + C_{24}$

$$C_N = F_N - (C_{N-1} * i) + C_{N-1} \text{ para } N = 0, 1, 2, 3, \dots, 25 \quad (12)$$

Visto desde otro punto de vista, si se calcula la tasa de retorno de inversión ROI para cada año N empleando (13), el tiempo de retorno de la inversión será igual a la cantidad de años N transcurridos para obtener un ROI \approx 100%.

$$ROI = \frac{\text{Inversión} - C_N}{\text{Inversión}} * 100 \quad (13)$$

Tras el análisis, se puede concluir que el sistema con un VPN positivo, un menor tiempo de retorno y un ROI mayor es la alternativa económicamente más viable.

Resultados y discusión

Para exponer los resultados obtenidos, es necesario seguir la misma estructura planteada en la metodología. Por esto, primero se presentan los resultados de simulación para cada sistema por separado, PVSyst para el sistema A y HOMER Grid para el sistema B. Luego, se expone la evaluación económica concerniente al análisis del VPN y el retorno de la inversión en cada sistema, lo que finalmente permite deducir sobre su viabilidad económica.

Resultados del sistema A

A partir del modelo 3D expuesto en la metodología y en la Figura 1, se comprueba que las pérdidas lineales por sombreado más significativas se presentan en los meses de mayo, junio y julio; en concordancia con los resultados obtenidos en el estudio con el Solar PathFinder.

Tabla IV. Energía promedio mensual generada por el sistema A

Mes del año	Radiación global solar recolectada (kWh/m2)	Energía producida arreglo FV (MWh)	Energía entregada a la red Edificio Tec. (MWh)
Enero	171,0	1,624	1,529
Febrero	165,2	1,509	1,420
Marzo	179,4	1,622	1,526
Abril	163,6	1,511	1,422
Mayo	193,5	1,741	1,638
Junio	158,5	1,516	1,426
Julio	177,4	1,679	1,578
Agosto	198,9	1,806	1,699
Septiembre	217,0	1,919	1,805
Octubre	183,5	1,761	1,657
Noviembre	147,6	1,465	1,378
Diciembre	169,8	1,665	1,567

Posteriormente, se obtiene que el sistema tiene una capacidad de producción anual de 18,64 MWh/año y unos balances de producción mensuales como se muestran en la Tabla IV Con base en las condiciones meteorológicas y de pérdidas para cada mes.

Si se relaciona la energía máxima que puede generar el sistema A, de hasta 1,8 MWh/mes, con los 17 MWh/mes que consume el edificio tecnológico, se obtiene una penetración de energía renovable de hasta el 10 %, que es equivalente a la energía consumida por la iluminación y las tomas del edificio, como se observa en la Tabla 1.

Resultados del sistema B

Dadas las capacidades de gestión energética de este sistema, se ven involucradas más variables que en el sistema A. En la figura 4 se exponen dos gráficas que muestran el funcionamiento del sistema B para una muestra de 3 días de operación, extraídas del reporte de resultados de simulación de HOMER Grid.

El sistema funciona normalmente como un sistema conectado a la red, pero cuando la carga presenta picos de consumo, el convertidor utiliza la energía almacenada en las baterías, produciendo eventualmente un ahorro extra de energía. Esta técnica en la industria se conoce como “Peak Shaving” [23]. Otra característica importante por evaluar en el sistema B es la resiliencia. Este es un concepto anglosajón recientemente adoptado en nuestro idioma, y que en el campo de la energía se refiere a la capacidad de un sistema para responder ante un eventual corte de energía [24]. En HOMER Grid se simuló un corte de energía programado de 1 día, para analizar la resiliencia del sistema. Allí se observa que el sistema tiene la capacidad de suplir energía a la iluminación del edificio durante las 24 horas del corte, terminando con las baterías a un 50 % de profundidad de descarga.

En la Tabla V se muestran los balances de energía relacionados al funcionamiento del sistema B durante 25 años de operación, al igual que el sistema anteriormente analizado.

Tabla V. Energía producida y consumida en el funcionamiento del sistema B

Parámetro de HOMER Grid	Resultado
Energía generada por el arreglo FV (MWh/año)	8,6
Energía importada del OR (MWh/año)	2,954
Energía consumida por carga TA1 (MWh/año)	7,771
Energía exportada a TG (MWh/año)	3,343
Fracción de energía renovable (%)	73,4
Total energía renovable entregada (MWh/año)	8,158

$$Total E_{renovable} = (E_{consumida\ carga} + E_{exportada}) * \left(\frac{Fraccion_{renovable}}{100} \right) \quad (14)$$

Evaluación económica

Para poder calcular el VPN y el retorno de inversión de los sistemas fotovoltaicos, se deben estimar los presupuestos de inversión, y los gastos anuales de mantenimiento y reemplazo de equipos durante los 25 años de operación, estos parámetros se estiman con ayuda de los catálogos de PVSyst y HOMER Grid.

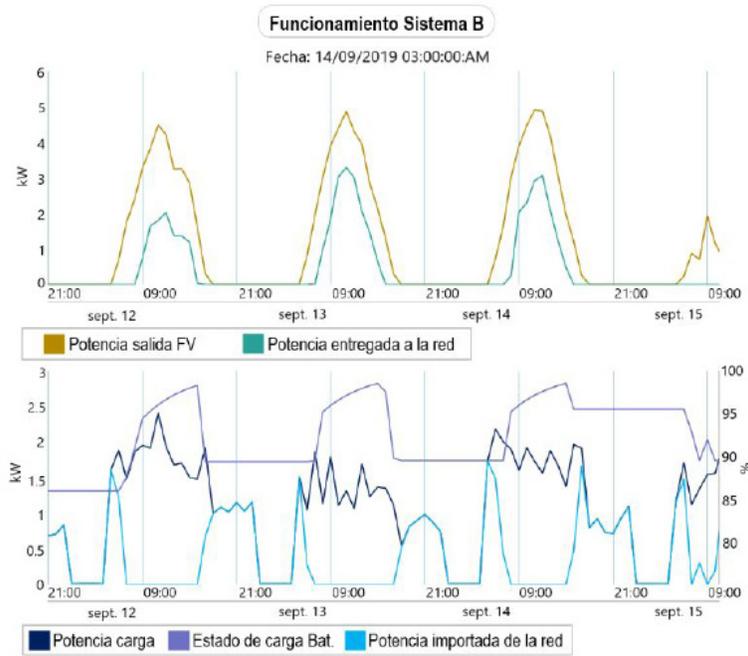


Figura 4. Muestra de operación del sistema B en HOMER Grid.

Rentabilidad de los sistemas (VPN). Al analizar la rentabilidad del sistema A, se obtiene el flujo de caja y el VPN expuesto en la figura 5.

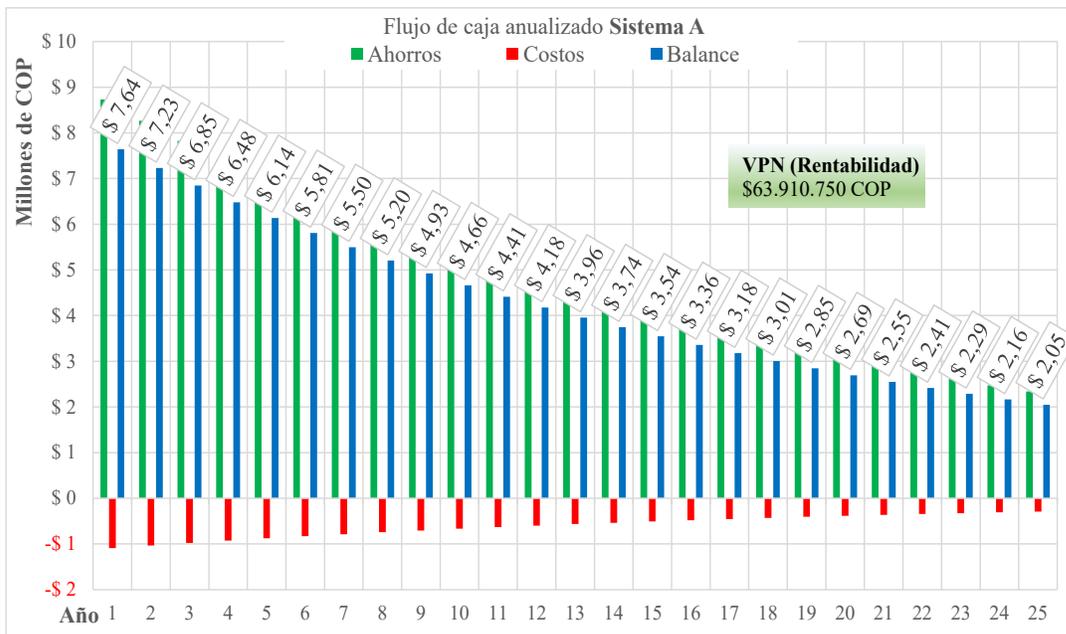


Figura 5. Flujo de caja y VPN del sistema A

Se observa que el sistema A posee una rentabilidad favorable, considerando que obtuvo un VPN positivo y mayor a la inversión relacionada de \$42.900.000 COP. Este sistema al no contar con baterías, y garantía en sus equipos de 25 años, no necesita reemplazo de equipos durante su operatividad. Por otro lado, el sistema B posee un flujo de caja diferente, tal como se aprecia en la figura 6, teniendo en cuenta una inversión de \$24.817.300 COP.

En la gráfica, se observan balances negativos mayores debido a que cada 8 años se deben cambiar las baterías, considerando que esto puede variar dependiendo la tecnología y calidad seleccionada. En este caso para baterías de ciclo profundo y tecnología AGM.

Es de resaltar que dichos balances y rentabilidades obtenidas se expresan como ganancias ya que son los ahorros en los gastos de energía eléctrica obtenidos, a consecuencia de la implementación de los sistemas fotovoltaicos analizados.

Retorno de inversión. Una vez se conoce la rentabilidad de los sistemas A y B, se calcula el tiempo de retorno de inversión y la tasa de rendimiento de las alternativas con base en la amortización del capital, como se expuso en la metodología. Se considera como capital inicial a la deuda generada al invertir en cada uno de los sistemas: -\$42.900.000 COP para el sistema A, y -\$24.817.300 COP para el sistema B; y los balances anuales del flujo de caja de cada sistema, se toman como los pagos anuales respectivos a dicha deuda. El interés que se emplea en los procesos de amortización se calcula con (8). Así se obtiene un interés efectivo anual de 5.6 %. En el gráfico de la figura 7, se muestra el rendimiento y tiempo de retorno del capital para el caso del sistema A. Como se observa en la figura 7, el tiempo de retorno que se obtiene para el sistema A es de 6 años, lo que indica que, a este periodo de tiempo, la inversión realizada para la instalación de este sistema ha sido devuelta con la acumulación de los ahorros de energía eléctrica obtenidos.

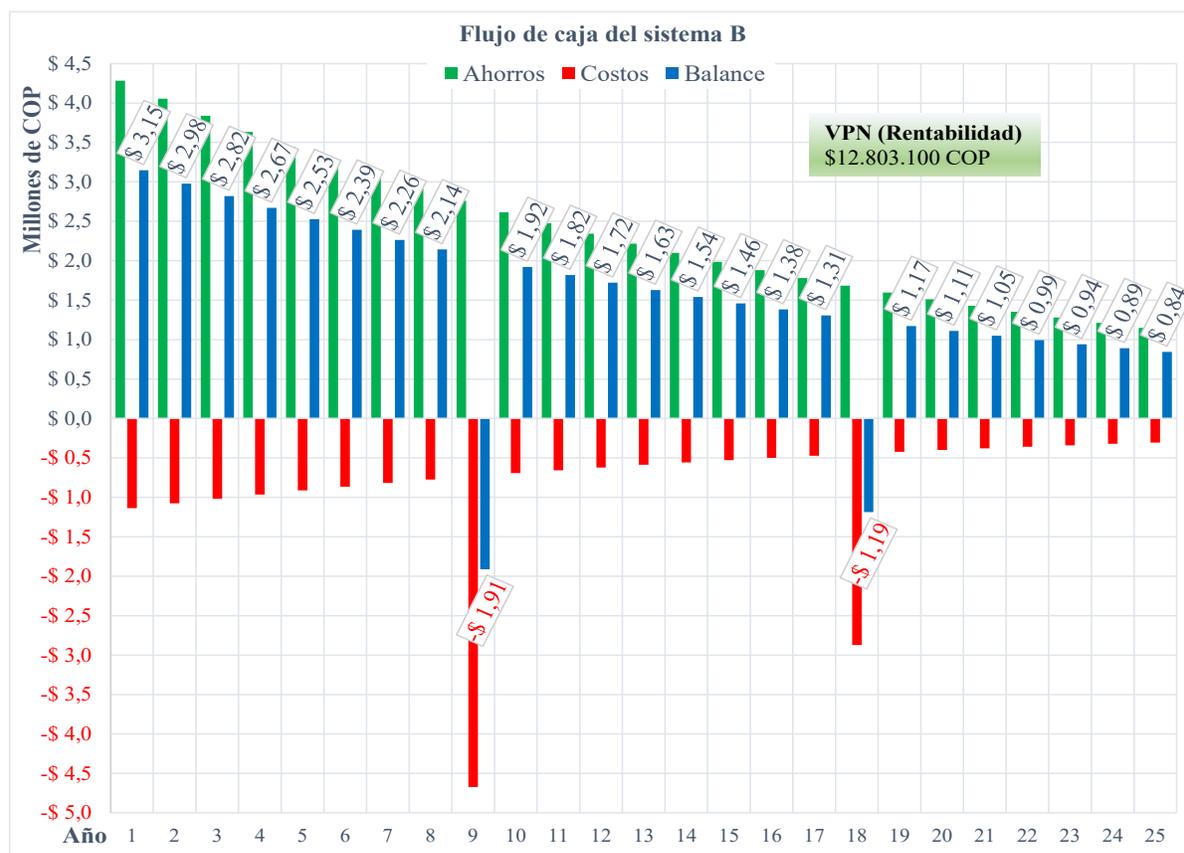


Figura 6. Flujo de caja y VPN para el sistema B

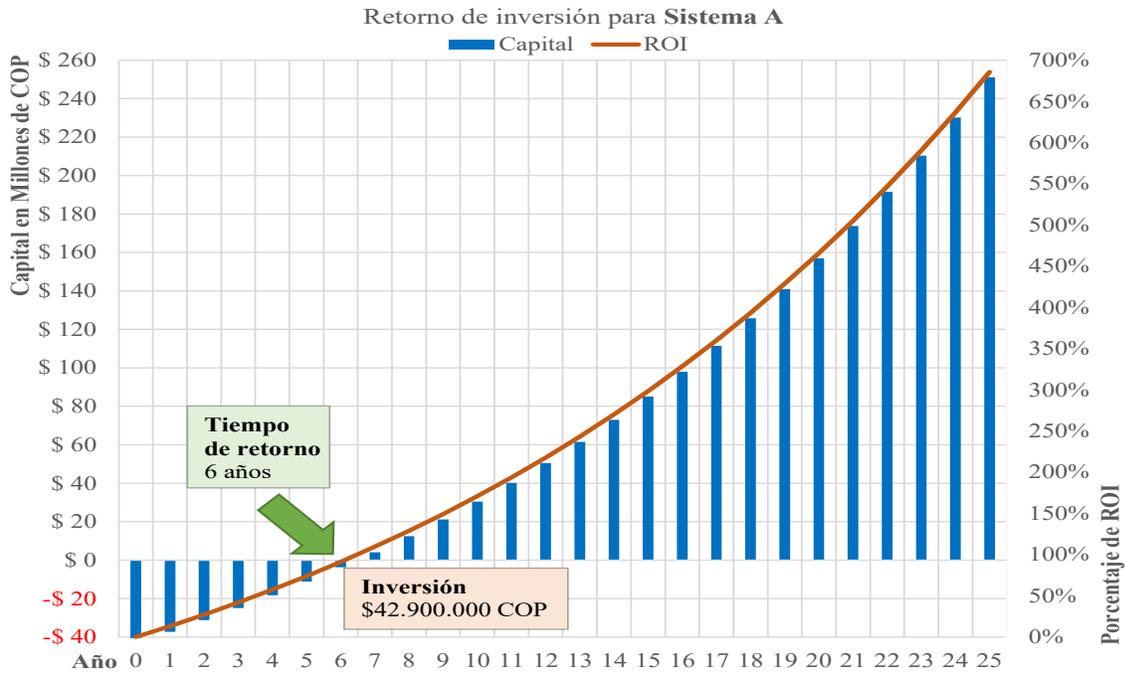


Figura 7. Retorno de inversión y tasa de rendimiento para el sistema A

Para el caso del sistema B, se obtiene un tiempo de retorno de 12 años, como se aprecia en la figura 8.

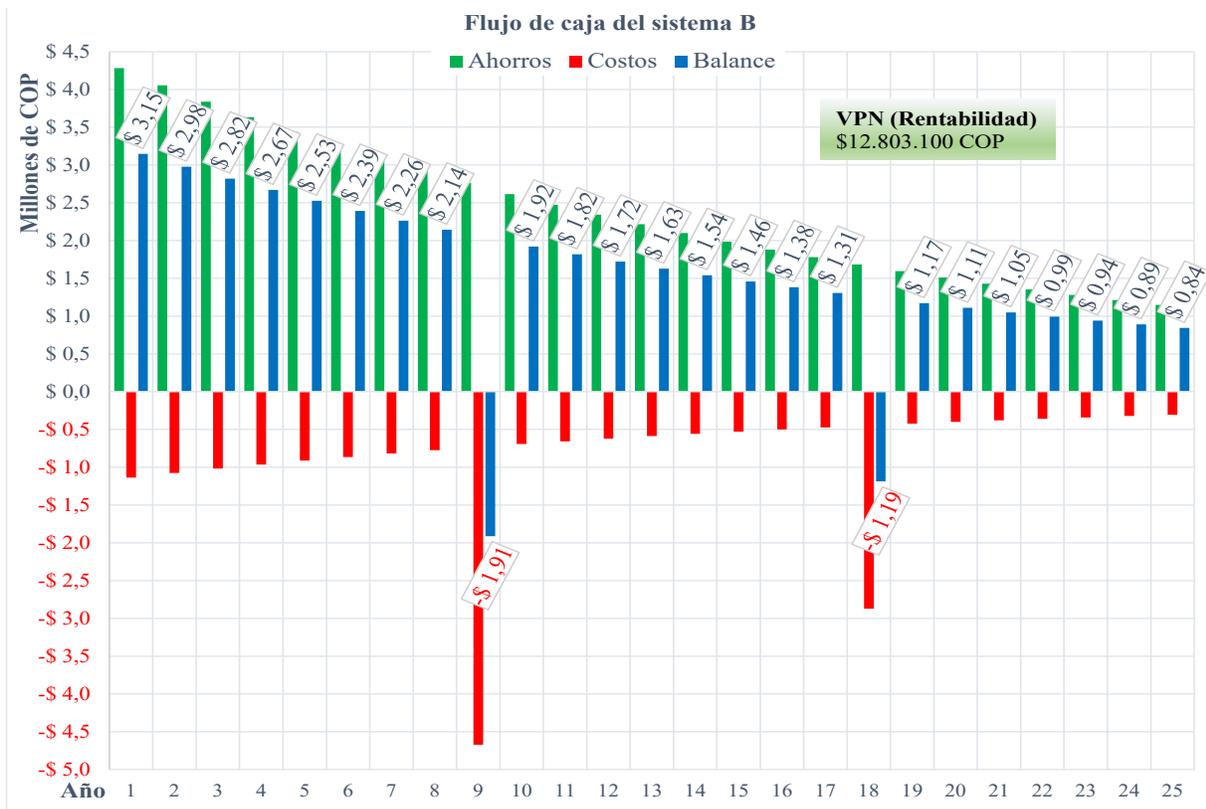


Figura 8. Retorno de inversión y tasa de rendimiento para el sistema B

Cabe resaltar que la tasa de rendimiento del sistema B se ve afectada por el reemplazo de las baterías durante su tiempo de operación, ya que se considera que para cubrir estos gastos se toma el capital acumulado hasta la fecha por concepto de ahorros en la energía eléctrica, tal y como se paga la deuda de inversión.

Conclusiones

La infraestructura física y eléctrica del edificio tecnológico, las condiciones meteorológicas y operativas dentro de la empresa, son favorables para la implementación de un sistema FV conectado a la red, ya sea en una configuración híbrida o convencional. Además, el recurso solar, en función al espacio disponible en el edificio tecnológico, es suficiente para instalar un sistema fotovoltaico capaz de suministrar una cantidad de energía equivalente al 10% de la energía total consumida por el edificio.

Para el caso del sistema A, donde se obtuvo el mayor porcentaje de penetración de renovables con respecto a la carga total del edificio, se puede observar que, para modelos de consumo industrial, a pesar de que se aprovecha casi la totalidad del espacio disponible, la cantidad de energía renovable que se puede generar es muy baja en comparación al enorme consumo del edificio. Sin embargo, el incentivo económico mensual obtenido de aproximadamente \$785.000 COP representaría un incentivo significativo para la implementación de este sistema por parte de la empresa.

El sistema B ofrece mayores beneficios a la operatividad del edificio, ya que además de generar un ahorro económico, representa un sistema de suministro energético ininterrumpido para la iluminación del edificio durante alguna eventualidad, como se comprobó en la simulación el sistema demostró una capacidad de 1 día de

autonomía sin llegar a dañar las baterías, lo cual, junto al beneficio del peak shaving, representa una mejora sustancial en la calidad y resiliencia del suministro de energía en el edificio.

Comparando los resultados, se puede concluir que para el caso de un edificio de tipo industrial/comercial en Cúcuta, sigue siendo más rentable implementar sistemas fotovoltaicos “Grid Tied” de autoconsumo o conectados a la red, a contraparte de otras configuraciones donde se involucre el almacenamiento de energía, ya que el sistema A presentó un retorno de inversión de 6 años y un VPN \$63.910.000 COP, mientras que el sistema B posee un ROI de 12 años y un VPN de \$12.800.000 COP. Esto también tiene mucha relación con el hecho de que, en la región, la tarifa de la energía eléctrica suministrada por la red es constante, y por lo tanto posibles aplicaciones del sistema B en la inyección de renovables durante horas del día con tarifas mayores, pierden relevancia, lo que comprueba que la viabilidad de los sistemas sigue siendo altamente dependiente de las condiciones locales de operación, no solo geográficas, sino económicas y legales.

Referencias

- [1] Congreso de la República, “Ley 1715 de 2014,” 13 de mayo, 2014. [En línea]. Disponible en: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html
- [2] L. Mayerly and A. Jimenez, “Diseño de un Sistema Solar Fotovoltaico Autónomo para la Estación Aeronáutica Araracuara de la Aeronáutica Civil de Colombia”, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2017
- [3] W. Contreras, M. G. Galban, and S. B. Sepúlveda, “Análisis estadístico de la radiación solar en la ciudad de Cúcuta”, *Entre Cienc. e Ing.*, vol. 12, no. 23, p. 16,

Mar. 2018

1115–1119

- [4] J. E. García Garnica, S. B. Sepúlveda Mora, and 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, Jan. 2018
- [5] D. A. Carrillo, “Estudio de factibilidad técnico-económico para la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red en la empresa Arcilobillos S.A.S.”, Universidad Francisco de Paula Santander, 2014
- [6] Departamento Nacional de Planeación, “Documento guía del módulo de capacitación en teoría de proyectos”, 2016
- [7] Solar PathFinder TM, “Instruction Manual For The SolarPathfinder UnitTM Item number: PF, and PF-TC”, Linden, TN 37096, 2016
- [8] EPM, Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) y Generación Distribuida (GD). Colombia: CREG, 2018, p. 17
- [9] The European Commission’s science and knowledge service, “JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission,” European Commission, 2019. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#MR
- [10] C. Thompson, “AC vs DC coupling in utility-scale solar plus storage projects”, Cleveland, EATON Inc., 2016
- [11] W. Suponthana, “AC Coupling Vs DC Coupling,” in 7th Meeting of the ASIA SOLAR ENERGY FORUM, 2014, p. 16
- [12] A. Chiş and V. Koivunen, “Collaborative approach for energy cost minimization in smart grid communities”, in 2017 IEEE Global Conference on Signal and Information Processing, GlobalSIP 2017 - Proceedings, 2018, vol. 2018-Janua, pp. 1115–1119
- [13] IDEAM, “Cartas Climatológicas-Medias Mesuales Aeropuerto Camilo Daza”, 1999. [Online]. Available: <http://bart.ideam.gov.co/cliciu/cucuta/temperatura.htm>. [Accessed: 24-Feb-2020]
- [14] G. Piraquive, M. Matamoros, E. Cespedes, and J. Rodríguez, “Actualización de la tasa de rendimiento del capital en Colombia bajo la metodología de Harberger,” 2018
- [15] R. Ortega, “Inflación total en Colombia 2018 IPC,” *Revista Dinero*, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.dinero.com/economia/articulo/inflacion-total-en-colombia-2018-ipc/265860>. [Accessed: 24-Feb-2020]
- [16] HOMER Energy, “Advanced Storage Module,” HOMER Pro 3.13 Glossary, 2018. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/advanced_storage_module.html. [Accessed: 27-Feb-2020]
- [17] L. Blank and A. Traquin, “Ingeniería Económica,” Mc. Graw Hill, vol. 6, p. 846, 2006
- [18] HOMER energy, “Discount Factor,” HOMER Pro 3.13 Glossary, 2018. [Online]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/discount_factor.html. [Accessed: 26-Feb-2020]
- [19] Y. Li, W. Gao, and Y. Ruan, “Performance investigation of grid-connected residential PV-battery system focusing on enhancing self-consumption and peak shaving in Kyushu, Japan”, *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 514–523, Nov. 2018
- [20] HOMER Energy, “Resilience,” HOMER Grid 1.2 Glossary, 2019. [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/1.2/resilience.html>