

# Energía solar fotovoltaica en instituciones educativas: caso de estudio ITM campus Robledo\*

Recibido: 23 de noviembre de 2020 • Aprobado: 08 de diciembre de 2021  
<https://doi.org/10.22395/seec.v24n57a2>

Carlos E. Aristizábal\*\*  
José L. González\*\*\*

## RESUMEN

El trabajo muestra un análisis técnico, ambiental y económico de la integración de tecnología solar fotovoltaica con la red interconectada que le suministra energía eléctrica en la actualidad al Instituto Tecnológico Metropolitano campus Robledo (ITM), para el periodo 2015-2019. Se consideran tres escenarios: 80.000, 100.000 y 120.000 kWh de demanda mensual cubierta con esta fuente renovable. Para la instalación se utilizaron módulos solares policristalinos que evitan la emisión de CO<sub>2</sub>. Para el sistema de 80.000 kWh/mes se logra una reducción del 75,79 % de las emisiones de gases efecto invernadero asociadas al consumo de electricidad del Sistema Interconectado Nacional. Con 100.000 kWh/mes, se alcanza una reducción del 95,41 % y con 120.000 kWh/mes, una del 95,58 %. En términos económicos, se calcula el indicador financiero TIR (Tasa Interna de Retorno), para un horizonte de tiempo de cinco años y considerando los ahorros en la compra de energía eléctrica como ingresos. El mejor escenario sería el de 100.000 kWh/mes, ya que este presenta la TIR más alta, inversión inicial, costos de instalación y mantenimiento más bajos, mientras que el de los 120.000 kWh/mes presenta una TIR menor y costos operativos más altos.

## PALABRAS CLAVE

Análisis técnico-económico; Energía renovable; Sistema fotovoltaico; Huella de carbono; Colombia.

## CLASIFICACIÓN JEL

I23, O13, Q42, Q56

## CONTENIDO

Introducción; 1. ¿Por qué energía solar fotovoltaica (FV)?; 2. Consideraciones sobre el diseño de un sistema fotovoltaico sin almacenamiento, para la generación de energía eléctrica; 3. Condiciones para el diseño de un sistema fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en el ITM; 4. Consumo de electricidad en el ITM campus Robledo; 5. Diseño conceptual y análisis de prefactibilidad técnico, económico y ambiental; Conclusiones; y Referencias

\* Este artículo de investigación nace de un genuino interés de los autores en investigar como las energías renovables aplicadas a una institución universitaria pueden traer beneficios para la sostenibilidad y las finanzas del ITM simultáneamente.

\*\* Ingeniero químico, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Docente e investigador de la Facultad de Ciencias Exactas y Aplicadas, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia. Miembro del Grupo de Investigación Química Básica y Ambiente (Alquimia), Medellín, Colombia. Correo electrónico: [carlosaristizabal207157@correo.itm.edu.co](mailto:carlosaristizabal207157@correo.itm.edu.co). Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-8970-6389>.

\*\*\* Ingeniero civil, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Ingeniero sanitario, Universidad de Antioquia, Medellín, Colombia. Especialista en Gestión Ambiental, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. Investigador y jefe del Departamento de Ciencias Ambientales y de la Construcción, Facultad de Ciencias Exactas y Aplicadas, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia. Miembro del Grupo de Investigación Química Básica y Ambiente (Alquimia), Medellín, Colombia. Correo electrónico: [josegonzalez@itm.edu.co](mailto:josegonzalez@itm.edu.co). Orcid: <https://orcid.org/0000-0002-0625-3362>.

# Photovoltaic solar energy in educational institutions: case study ITM campus Robledo

## ABSTRACT

The work shows a technical, environmental and economic analysis of the integration of photovoltaic solar technology, with the interconnected network that currently supplies electricity to the Metropolitan Technological Institute, Robledo campus, for the 2015-2019 period, and considering three scenarios; 80,000, 100,000 and 120,000 kWh of monthly demand covered with this renewable source. The installation, using polycrystalline solar modules, avoids the emission of large amounts of CO<sub>2</sub>. For the 80,000 kWh / month system, a 75,79 % reduction in greenhouse gasses emissions associated with electricity consumption from the national interconnected system is achieved. With 100,000 kWh / month, a reduction of 95,41 % is achieved and with 120,000 kWh / month, a reduction of 95,58 %. In economic terms, the financial indicator IRR (internal rate of return) is calculated for a time horizon of 5 years and considering the savings in the purchase of electricity as income. The best scenario would be 100,000 kWh / month, since this presents the highest IRR, initial investment, lower installation and maintenance costs, while that of 120,000 kWh / month presents a lower IRR and higher operating costs.

## KEYWORDS

Techno-economic analysis; renewable energy; photovoltaic system; carbon footprint; university.

## JEL CLASSIFICATION

I23, O13, Q42, Q56

## CONTENTS

Introduction; 1. Why photovoltaic solar energy (PV) ?; 1.1 Technologies available for PV systems; 2. Considerations on the design of a photovoltaic system without storage, for the generation of electrical energy; 3. Conditions for the design of a photovoltaic system for the generation of electrical energy at the ITM; 4. Electricity consumption in the ITM campus Robledo; 5. Conceptual design and technical, economic and environmental pre-feasibility analysis; Conclusions; References.

# Energía solar fotovoltaica em instituições de ensino: estudo de caso ITM campus Robledo

## RESUMO

O trabalho apresenta uma análise técnica, ambiental e econômica da integração da tecnologia solar fotovoltaica, com a rede interligada que atualmente fornece energia elétrica para o Instituto Tecnológico Metropolitano (ITM), campus Robledo, para o período 2015-2019, e considerando três cenários; 80.000, 100.000 e 120.000 kWh de demanda mensal coberta com esta fonte renovável. A instalação através de módulos solares policristalinos, evita a emissão de grandes quantidades de CO<sub>2</sub>. Para o sistema de 80.000 kWh / mês, obtém-se uma redução de 75,79 % nas emissões de gases de efeito estufa associadas ao consumo de energia elétrica do sistema interligado nacional. Com 100.000 kWh/mês, consegue-se uma redução de 95,41 % e com 120.000 kWh/mês, uma redução de 95,58 %. Em termos econômicos, é calculado o indicador financeiro TIR (taxa interna de retorno), para um horizonte de tempo de 5 anos e considerando a economia na compra de energia elétrica como receita. O melhor cenário seria o de 100.000 kWh/mês, pois apresenta a maior TIR, investimento inicial, menores custos de instalação e manutenção, enquanto o de 120.000 kWh/mês apresenta menor TIR e maiores custos operacionais.

## PALAVRAS-CHAVE

Análise técnico-econômica; energia renovável; sistema fotovoltaico; pegada de carbono; faculdade

## CLASSIFICAÇÃO JEL

I23, O13, Q42, Q56

## CONTEÚDO

Introdução; 1. Por que energia solar fotovoltaica (PV)? 1.1 Tecnologias disponíveis para sistemas fotovoltaicos; 2. Considerações sobre o projeto de um sistema fotovoltaico sem armazenamento, para a geração de energia elétrica; 3. Condições para o projeto de um sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica no ITM; 4. Consumo de energia elétrica no campus Robledo da ITM; 5. Projeto conceitual e Análise de pré-viabilidade técnica, econômica e ambiental; Conclusões; Referências.

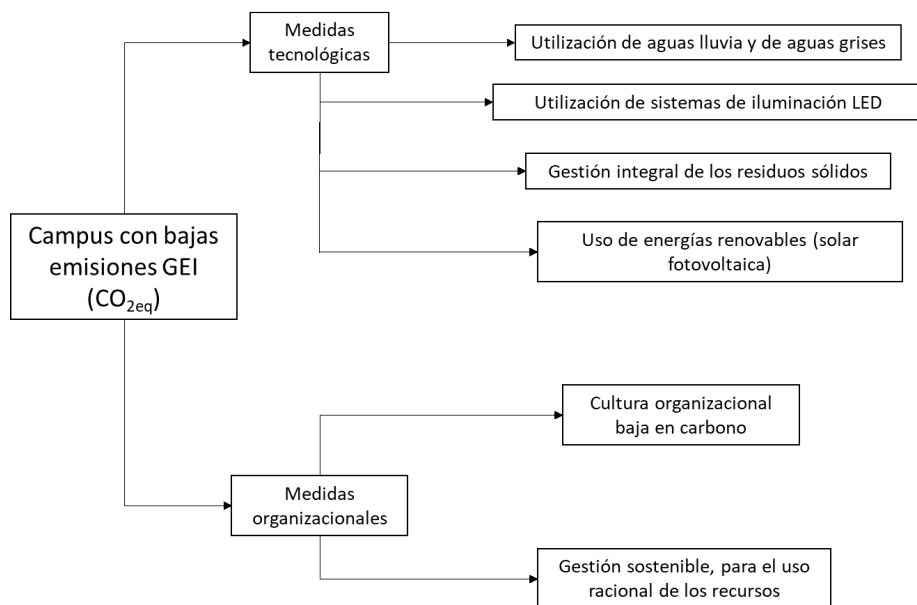
## INTRODUCCIÓN

La globalización se enfrenta al desafío de satisfacer la creciente demanda mundial de bienes de capital y bienes de consumo, garantizando una evolución sostenible de la existencia humana en sus dimensiones social, ambiental y económica (Stock y Seliger, 2016). La energía es un recurso fundamental, para satisfacer algunas necesidades básicas y otras relacionadas con el bienestar humano, tales como la calefacción, refrigeración, iluminación, movilidad y funcionamiento de una gran diversidad de dispositivos (Aristizábal, 2017; Strantzali y Aravossis, 2016; To y Lee, 2017), sobretodo en las ciudades, en donde las personas pasan la mayoría del tiempo al interior de las edificaciones y se necesita de equipos electrónicos, tales como aires acondicionados, computadores, entre otros (To y Lee, 2017). Sin embargo, el uso de este recurso está relacionado con las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) (Mikulčić et al., 2016; Strantzali y Aravossis, 2016), siendo el consumo de energía eléctrica uno de los generadores de estos gases (To y Lee, 2017).

El cambio del uso de métodos convencionales para la generación de energía eléctrica, por tecnologías que utilizan recursos energéticos renovables, tales como la energía fotovoltaica, energía eólica, biomasa, energía mareomotriz, entre otras, traen beneficios económicos, sociales y ambientales, y para la sostenibilidad de las organizaciones y la comunidad en general (Lee et al., 2016; Strantzali y Aravossis, 2016) y de contribuir al logro de los objetivos del desarrollo sostenible (Swain y Karimu, 2020). Además, de permitirle al ente implementador una autonomía y sostenibilidad en términos energéticos y de operación (Lang, 2016). Por lo tanto, es imperativo proponer políticas públicas e iniciativas que maximicen el uso de las energías renovables, como es el caso de la solar (Becerra-Pérez et al., 2020).

Es por estas razones que las universidades alrededor del mundo han emprendido iniciativas y esfuerzos en reducir su huella ecológica en pro de ser más competitivas y sostenibles (Disterheft et al., 2012; Liu et al., 2017). Por ejemplo, muchas de ellas han implementado sistemas de gestión ambiental (SGA), en los cuales por lo general lo que se busca con su aplicación, es hacer un uso racional y sostenible de los recursos másicos y energéticos (Liu et al., 2017). En la figura 1 se ilustran los esfuerzos que se ha decidido realizar en la Universidad Politécnica de Tianjin (TJPU) y que son similares a las que ha aplicado el ITM.

**Figura 1. Acciones innovadoras en pro de la disminución de la Huella de Carbono en el TJPU**



Fuente: Liu et al. (2017).

Este documento se enfoca en la explicación sobre la posible implementación de la energía solar fotovoltaica en el ITM, campus Robledo, como alternativa para disminuir su huella de carbono, ser autónomo en términos energéticos y reducir costos de operación. Todo esto, acudiendo a literatura disponible para identificar referentes, criterios de selección y aplicación de las diferentes tecnologías en energía solar, costos, conocer las barreras y oportunidades, entre otros aspectos técnico-económicos de relevancia.

La metodología planteada puede extrapolarse a cualquier otra organización con características similares al ITM. Por lo tanto, ayuda a promover la consecución de resultados en pro de los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS), sobretodo aquellos como:

- 7. Energía asequible y no contaminante
- 11. Ciudades y comunidades sostenibles
- 13. Acción por el clima.

## **1. ¿POR QUÉ ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA (FV)?**

La energía solar es un recurso que por sus características es limpio e inagotable. Además, es una muy buena alternativa, debido a la continua disminución en los precios de los módulos solares y otros componentes del sistema fotovoltaico; su instalación es fácil; los costos de operación y mantenimiento son muy bajos; su funcionamiento es silencioso, ya que no generan ruido y su operación es libre de emisiones de contaminantes (Ayop et al., 2018; Bhandari et al., 2015; Liu et al., 2017; Mewes et al., 2017). Por otro lado, al ser los sistemas fotovoltaicos una tecnología descentralizada de generación de energía, estos permiten una mayor autonomía e independencia de la infraestructura eléctrica tradicional (Al-najideen y Alrwashdeh, 2017). Sin embargo, este tipo de energía depende de las condiciones climáticas del lugar de instalación, lo que hace que la energía entregada por el sistema solar fotovoltaico sea variable y con un comportamiento que puede ser no lineal. Adicionalmente, se recomienda el uso de dispositivos de almacenamiento de energía (por ejemplo, las baterías), para que se almacene el exceso de energía generada, la cual no es consumida por la demanda en determinado tiempo, de modo tal que esta sea utilizada cuando el usuario lo requiera (Ayop et al., 2018).

Por múltiples razones las instituciones universitarias son los lugares idóneos para implementar tecnologías con energía solar fotovoltaica, ya que actúan como incubadoras de nuevas ideas y se desarrolla la investigación básica y aplicada, educan a las generaciones futuras, tanto en sus respectivas disciplinas, como en conciencia por el entorno físico al que están expuestos y como las energías renovables, ayudan a ser más sostenibles. Por lo tanto, la aplicación y exposición en las instituciones universitarias, combinada con una comunicación efectiva sobre las tasas de generación y la factibilidad del sistema, contribuiría a superar las barreras sociales y económicas relacionadas con el uso de tecnologías de energía solar fotovoltaica (Lee et al., 2016).

Por otro lado, el ITM al estar ubicado en Colombia, un país que se encuentra en toda la zona Ecuatorial, no se ve sometido a las fluctuaciones de la irradiación solar, lo que permite mantener una generación de energía eléctrica casi continua y que satisfaga las necesidades operacionales de la institución (Mewes et al., 2017)

### **1.1 Tecnologías disponibles para sistemas FV**

El aprovechamiento de la energía solar para la generación de energía eléctrica se hace mediante el uso de módulos solares, los cuales han mejorado su eficiencia gracias a la investigación continua. En los años 1990 las celdas a base de silicio

tenían una eficiencia en la transformación de energía de entre un 12 y un 15 %, y en la actualidad está puede llegar al 25 % (Ghaib y Ben-Fares, 2017). A continuación, en la figura 2, se ilustra un arreglo de paneles fotovoltaicos en una granja solar.

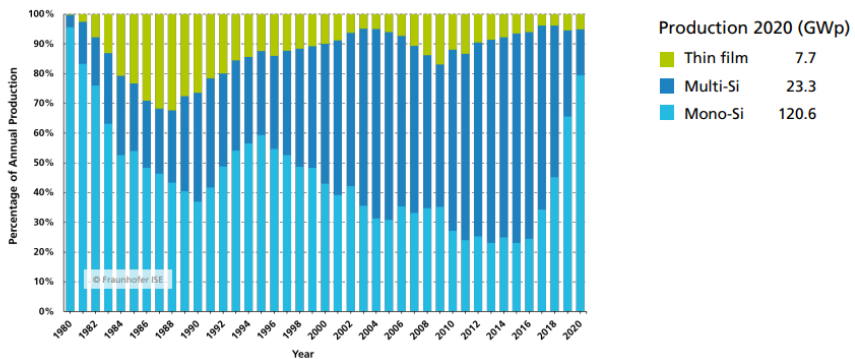
**Figura 2.** Imagen de ilustra un arreglo de módulos fotovoltaicos



**Fuente:** ISE (2017)

La tecnología más utilizada fue la de módulos solares poli-cristalinos de silicio (Si) y de sistema de inclinación fijo, debido a sus bajos costos de inversión y mantenimiento (Sukumaran y Sudhakar, 2017). Sin embargo, en años más recientes ha repuntado la producción de módulos policristalinos. Esta tendencia puede evidenciarse en la figura 3, la cual ilustra la producción por año de las diferentes tecnologías disponibles en módulos fotovoltaicos.

**Figura 3.** Producción global por año para las tecnologías fotovoltaicas

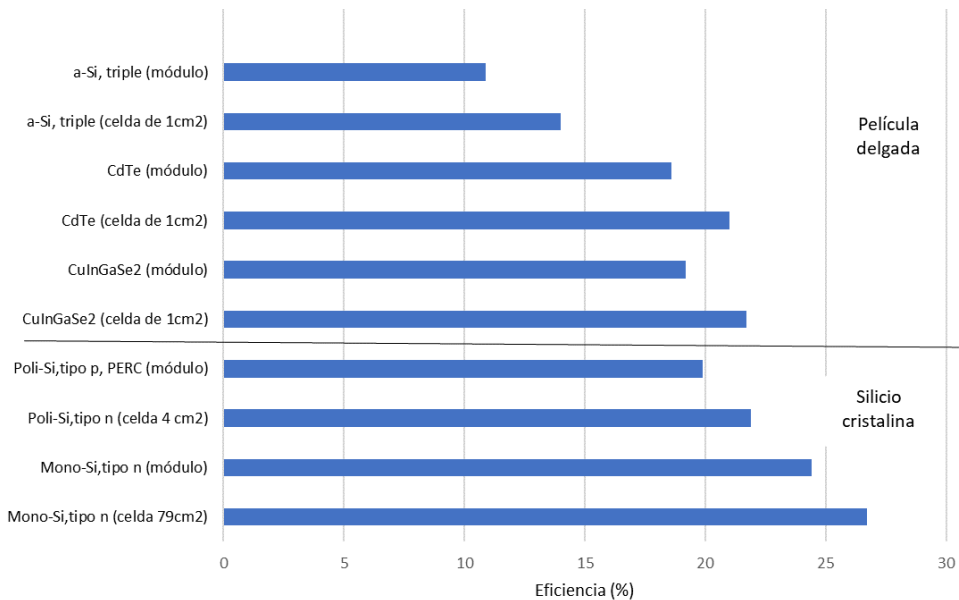


**Fuente:** ISE (2021).

Dado que en el presente estudio se quiere demostrar los beneficios de la implementación de esta tecnología en el ITM con datos de consumos de electricidad del 2015-2019, se hace énfasis en la tecnología más utilizada para ese entonces, la cual es la Multi-Si o policristalina. Según la figura 3, para el 2015 un porcentaje de la producción mundial de cerca del 25 % para módulos mono-cristalinos, 60 % para los policristalinos y un 5 % para los de película delgada.

En cuanto a las eficiencias de estas tecnologías, para instalaciones fotovoltaicas situadas en un país como India, se tiene que por  $1\text{MW}_p$  instalado en módulos solares se generará la energía equivalente a una planta generadora de 0,18 MW de potencia (Sukumaran y Sudhakar, 2017). Sin embargo, en la figura 4, se muestran las eficiencias alcanzadas en laboratorio de diferentes celdas fotovoltaicas para los módulos disponibles en el mercado. Además, se observa que las tecnologías que poseen las mayores eficiencias en la transformación de la energía son a base de silicio, presentándose el valor más alto en el mono cristalinos tipo n, con un 26,7 %.

**Figura 4.** Eficiencia en tecnologías solares para diferentes tecnologías

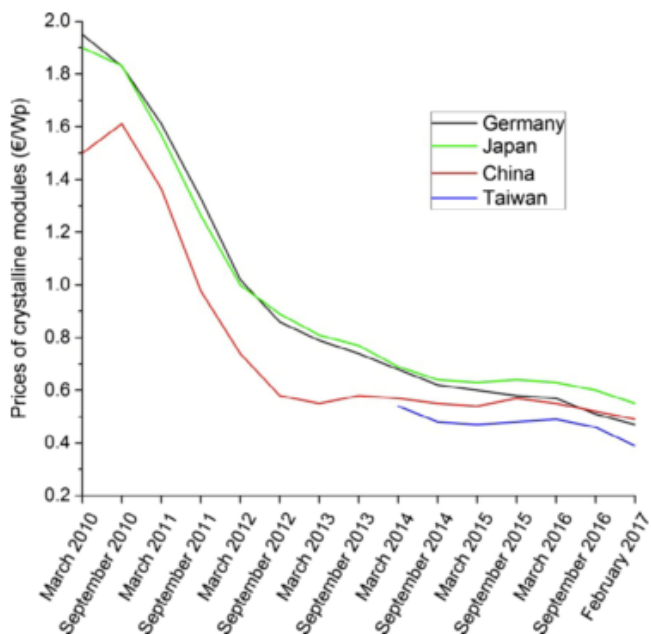


**Fuente:** ISE (2017).

En la figura 5 se ilustra el desarrollo del precio de los módulos solares cristalinos en algunos mercados, ya que, de acuerdo a la figura 3, se evidencia que los módulos cristalinos presentan una mayor participación en el mercado, con cerca del 91 %.



**Figura 5.** Precios de sistemas fotovoltaicos para algunos mercados



**Fuente:** Ghaib y Ben-Fares (2017).

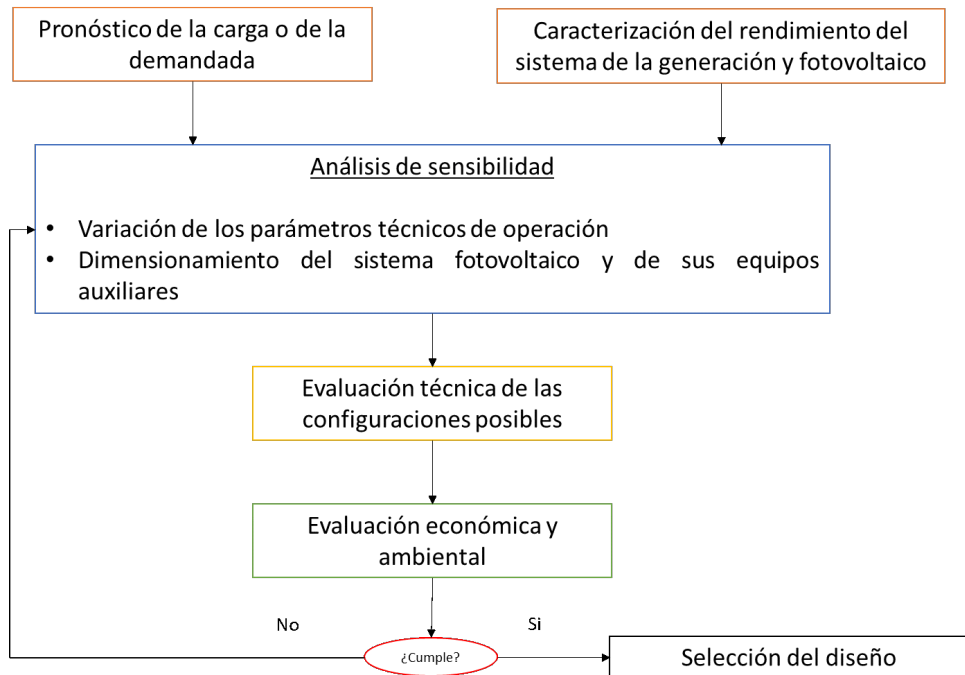
Según la figura 5, se puede inferir que la tecnología fotovoltaica de módulos a base de silicio tuvo una acelerada caída de sus precios de venta y continua con una reducción año a año, lo que convierte a los sistemas solares fotovoltaicos en una excelente propuesta, para realizar reconversión tecnológica y convertir al ITM en un "autogenerador".

## 2. CONSIDERACIONES SOBRE EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO SIN ALMACENAMIENTO, PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la figura 6 se ilustra el diagrama de flujo del proceso de diseño de un sistema de generación de energía usando tecnología fotovoltaica. En primer lugar, se prevé el perfil de carga y se caracteriza el rendimiento de la instalación fotovoltaica en el emplazamiento, para establecer si la instalación de un sistema de generación fotovoltaico es viable en términos técnicos y económicos (Ayop et al., 2018; Ghaib y Ben-Fares, 2017). Tomando estas como condiciones de contorno, se realiza un análisis de sensibilidad bajo la variación de los parámetros técnicos pertinentes de las tecnologías, donde los tamaños de los módulos solares (PV), inversores y unidades de acondicionamiento de potencia se determinan como funciones de

estos parámetros. Utilizando los resultados del análisis, se forman configuraciones técnicas posibles de los sistemas fotovoltaicos autónomos (SPPS), y posteriormente se realiza una evaluación ambiental y económica para seleccionar la configuración óptima de SPPS (Ghaib y Ben-Fares, 2017; Strantzali y Aravossis, 2016).

**Figura 6.** Pasos para el diseño de un sistema fotovoltaico



**Fuente:** Ghaib y Ben-Fares (2017).

Otro aspecto importante y necesario para el correcto dimensionamiento del sistema autónomo de generación fotovoltaico, es la caracterización del lugar que aprovechará este sistema, el cual debe incluir una descripción de los equipos que consumen electricidad, el perfil de carga horaria, los datos horarios de irradiación y temperatura promedio del mes (Ayop et al., 2018; Lee et al., 2016).

### 3. CONDICIONES PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ITM

Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m<sup>2</sup>, presentando en la Guajira, el potencial más alto con 6,0 KWh/m<sup>2</sup> y en la región de la Orinoquia un valor

un poco menor a este. En la tabla 1 se muestra una aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones.

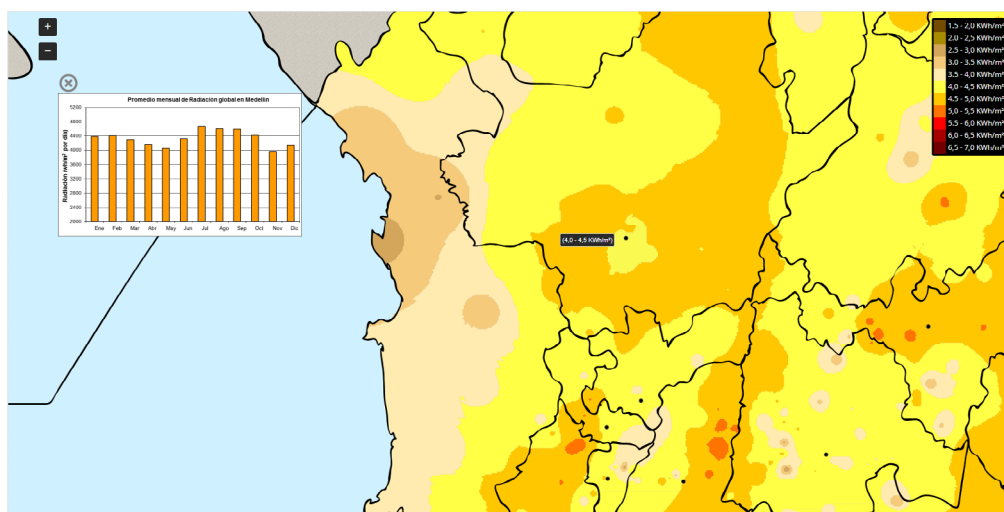
**Tabla 1.** Disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones de Colombia

Región	KWh/m <sup>2</sup> /año
Guajira	2.190
Costa Atlántica	1.825
Orinoquía	1.643
Amazonia	1.551
Andina	1.643
Costa Pacífica	1.278

**Fuente:** UPME e Ideam (2005).

El Instituto Tecnológico Metropolitano está ubicado (ITM) en la ciudad de Medellín, según el Atlas de radiación solar de Colombia del Ideam, tiene entre 4,0 y 4,5 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación solar global (ver figura 7).

**Figura 7.** Mapa de irradiación solar de Colombia y datos de la ciudad de Medellín



**Fuente:** Ideam (2015).

Por otro lado, la misma entidad determinó el promedio horario de irradiación global para Medellín por mes y para el año 2015. Esta información puede verse en la figura 8.

**Figura 8.** Promedio horario de irradiación global para Medellín

ESTACION METROMEDELLIN (MEDELLIN)												
PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m <sup>2</sup> )												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	0,5	0,7	0,3	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,3
1-2	0,3	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
2-3	0,5	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2
3-4	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
4-5	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1
5-6	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,3	0,2	0,3	0,6	0,6	0,1
6-7	15,6	15,8	23,2	36,3	42,7	43,8	38,2	35,5	43,7	44,0	40,6	25,6
7-8	105,1	105,3	108,5	154,0	165,4	166,4	159,3	151,4	165,5	173,9	174,4	152,9
8-9	252,6	266,6	265,3	315,5	328,5	337,7	331,2	333,5	342,6	354,6	345,6	323,0
9-10	399,7	431,2	423,0	505,6	486,9	487,8	492,6	509,3	526,5	502,9	501,5	461,7
10-11	501,0	577,1	546,1	613,7	587,7	567,4	612,3	644,6	643,2	602,5	598,9	577,0
11-12	539,3	589,9	614,5	642,5	590,6	617,1	647,3	653,6	685,9	616,1	614,0	609,5
12-13	602,2	624,1	664,2	614,0	579,4	658,7	683,3	668,1	682,4	610,8	624,8	645,3
13-14	571,4	610,4	570,9	537,4	503,3	609,2	633,9	613,6	583,9	503,9	506,8	553,8
14-15	480,1	493,2	460,1	424,0	416,3	502,6	526,8	498,1	457,2	354,0	370,6	420,0
15-16	345,5	328,7	292,7	239,8	279,9	350,5	377,6	367,4	303,2	216,5	224,1	260,5
16-17	179,4	185,3	146,4	114,2	142,0	196,4	207,2	213,5	155,2	100,5	95,4	107,2
17-18	40,6	52,5	43,6	28,8	33,9	51,2	60,3	58,1	33,9	12,3	11,4	17,5
18-19	2,1	3,3	2,2	1,1	0,9	1,7	2,8	2,1	1,3	0,6	0,6	1,0
19-20	1,2	1,5	0,7	0,5	0,4	0,5	0,8	0,6	0,7	0,5	0,4	0,7
20-21	1,0	1,2	0,6	0,4	0,3	0,3	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,6
21-22	0,9	1,1	0,5	0,3	0,2	0,3	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,5
22-23	0,7	1,0	0,4	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,2	0,4	0,5
23-0	0,6	0,8	0,4	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,4
Acumulada diaria	4034,7	4283,4	4160,8	4227,1	4157,9	4590,9	4773,3	4749,0	4624,8	4093,2	4109,3	4155,0

Entre 0 y 200 (Wh/m<sup>2</sup>)

Entre 200 y 400 (Wh/m<sup>2</sup>)

Entre 400 y 600 (Wh/m<sup>2</sup>)

Entre 600 y 800 (Wh/m<sup>2</sup>)

Maior a 800 (Wh/m<sup>2</sup>)

Fuente: Ideam (2015).

De la figura 8 se puede inferir que para Medellín en promedio las horas de sol por día para la ciudad se estiman entre cinco y seis, ya que cumplen con la condición del dato de irradiación solar para Medellín, presentado en la figura 7; que alcancen por lo menos los 4 kWh/m<sup>2</sup> por día o 400 Wh/m<sup>2</sup> por hora.

De acuerdo con la metodología establecida por Mewes et al. (2017), la selección de las zonas adecuadas para la ubicación de los módulos solares se hace basados en los resultados obtenidos mediante el uso de la ecuación [1].

$$E_{min} = P_{min} * h_{Medellin} \tag{1}$$

Donde,  $E_{min}$  es la energía solar mínima disponible,  $P_{min}$  es la irradiación global mínima y  $h_{Medellin}$  son las horas de sol de Medellín. En la tabla 2, se ilustran los resultados para esta ecuación, utilizando la información suministrada por la figura 7 y la figura 8.

**Tabla 2.** Energía solar disponible en Medellín por año

		Horas de sol en Medellín (h/año)	
		1.825	2.190
Irradiación global mínima (kWh/m <sup>2</sup> /día)	4,5	8.212,5	9.855

Fuente: elaboración propia

Se toman en cuenta para la ubicación de la tecnología fotovoltaica, las zonas en el ITM que presenten valores superiores a los 8.212,5 kWh/m<sup>2</sup>\*año, es decir, aquellas zonas donde la irradiación solar disponible son mayores que este valor presentado. Por lo tanto, y para el diseño del sistema fotovoltaico, se toman los valores mínimos de estos parámetros medioambientales, para el cálculo del área total de módulos solares necesaria, cumpliendo con lo estipulado en los diferentes escenarios propuestos.

Para determinar la cantidad de área y de módulos necesarios y establecer la demanda de la energía eléctrica contemplada en los distintos escenarios, se utilizan las ecuaciones [2] y [3].

$$P_{solar} = h_{sol} * R_{solar Med.} \quad (2)$$

Donde,  $P_{solar}$  es la energía solar teórica (kWh/m<sup>2</sup>\*día),  $h_{sol}$  son las horas de sol por día (h),  $R_{solar Med.}$  es la irradiación solar (KWh/m<sup>2</sup>). Toda esta información depende del sitio de ubicación del proyecto, el cual en este caso es para Medellín.

$$A_{ideal} = \frac{CI_{ideal}}{P_{solar}} \quad (3)$$

Donde,  $A_{ideal}$  es el área mínima requerida de módulos solares (m<sup>2</sup>) sin incluir las eficiencias de los equipos,  $CI_{ideal}$  es la capacidad instalada dependiendo del escenario considerado (KWh/día) y  $P_{solar}$  es la energía solar teórica (KW/m<sup>2</sup>\*día).

Para el cálculo del número de módulos reales que se necesitan para cubrir la demanda de energía fotovoltaica establecida en los diferentes escenarios, se hace uso de la ecuación [4]

$$N_{módulos} = \frac{A_{ideal}}{\eta * A_{panel und.}} \quad (4)$$

Donde,  $N_{módulos}$  corresponde al número total de módulos necesarios,  $A_{ideal}$  es el área mínima requerida de módulos solares (m<sup>2</sup>),  $\eta$  es la eficiencia del panel y  $A_{panel und.}$  es el área de un módulo (m<sup>2</sup>).

Por otro lado, para conocer el costo de la inversión en esta tecnología, se utiliza la ecuación [5]

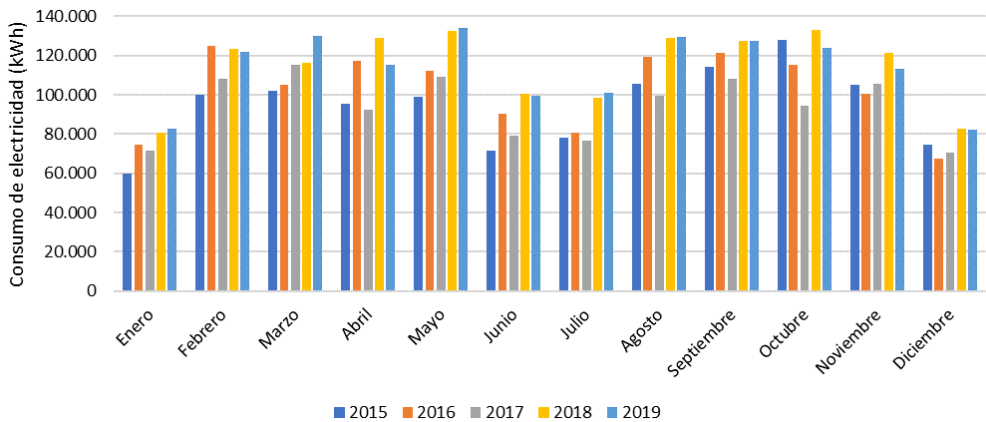
$$C_{módulos} = N_{módulos} * P_{módulo} * C_w \quad (5)$$

Donde,  $C_{módulos}$  corresponde a la inversión del sistema planteada en cada escenario (\$ USD),  $N_{módulos}$  es el número de módulos,  $P_{módulo}$  es la potencia de cada módulo ( $W_p$ ) y  $C_w$  es el costo por vatio instalado (\$ USD/W).

#### 4. CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN EL ITM CAMPUS ROBLEDO

En esta sección se describen los consumos de electricidad para la institución, los cuales son extraídos de las facturas emitidas mensual por los proveedores de los distintos servicios mencionados para el período 2015-2019. La información se encuentra plasmada en la figura 9.

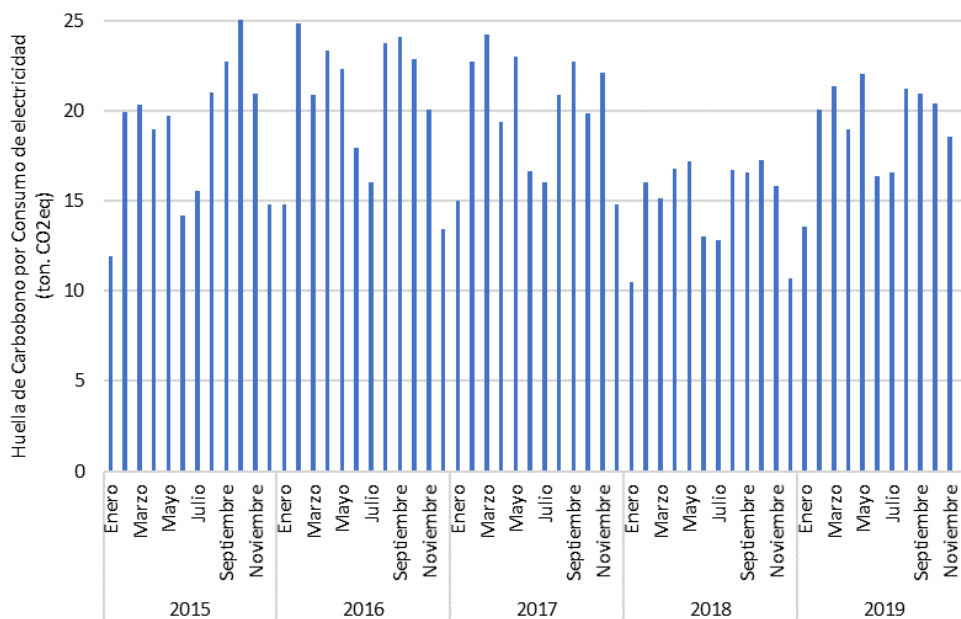
**Figura 9.** Consumo de Energía Eléctrica (KWh) del ITM sede Robledo



**Fuente:** elaboración propia

En la figura 10 se ilustra las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) ( $kgCO_2eq/año$ ) causadas por el consumo de este recurso, las cuales son calculadas utilizando el factor de emisión para este recurso en Colombia ( $0,1990 kgCO_{2eq}/kWh$ ) (UPME, 2016). Sin embargo, para la energía eléctrica suministrada por el sistema interconectado el factor de emisión considerado para el cálculo de la huella de carbono varía año a año, debido a que la matriz energética colombiana es susceptible a los fenómenos naturales adversos (Álvarez-Espinosa et al., 2017) y a los periodos de sequía y lluvias por su gran dependencia de las plantas hidroeléctricas, ya que este tipo de generación se acerca casi al 70 %. Por lo tanto, en la tabla 3 se ilustran los factores de emisión para la generación de energía eléctrica en Colombia.

**Figura 10.** Emisión de GEI (TonCO2eq) asociado al consumo de electricidad (kWh/mes) del ITM sede Robledo



Fuente: elaboración propia

**Tabla 3.** Factores de emisión para la generación de energía eléctrica en Colombia (2015-2019)

Concepto	Alcance	g CH <sub>4</sub> /und	g N <sub>2</sub> O/und	Kg CO <sub>2</sub> /und.	Fuente
Energía Eléctrica (KWh)	2	-	-	0,199 (2015, 2016)	(UPME, 2016)
				0,21 (2017)	(Bonilla Madriñan y Herrera
				0,13 (2018)	Flórez, 2019)
				0,1644 (2019)	(XM, 2020)

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, se tienen en cuenta las pérdidas de energía eléctrica por su transporte y distribución, que para el caso de Colombia el factor de pérdidas es del 20 % (Jiménez et al., 2014). Para la cuantificación de dichas pérdidas se hace uso de la ecuación [6].

$$E_{TD} = E_i \left( \frac{1}{1 - FPTD} - 1 \right) \tag{6}$$

Donde  $E_{TD}$  es la pérdida de electricidad por transporte y distribución en kWh,  $E_i$  es el consumo eléctrico por campus en kWh y FPTD es el factor de pérdida para Colombia por el transporte y distribución de energía eléctrica.

Aunque es poco común incluir este aspecto en la determinación de la huella de carbono de una organización, se tiene en cuenta dado que valora más en detalle el análisis de ciclo de vida para la energía eléctrica (Clabeaux et al., 2020). Adicionalmente, si se tiene en cuenta este aspecto para el cálculo de la línea base del cálculo de la HC y se tiene pensado la mitigación de GEI mediante iniciativas de autonomía energética con energías renovables, estas emisiones de pérdidas por transporte y distribución de electricidad no se presentarían, ya que los sistemas de autogeneración funcionan como sistemas de generación distribuida (Chanda y Bose, 2020), debido a que la energía eléctrica producida se consume en el mismo lugar en donde se genera y este tipo de sistemas tienen beneficios técnicos, ambientales y tributarios que pueden mejorar la viabilidad de este tipo de proyectos, tal como se establece en la Ley 1715 (2014).

Esta generación de emisiones de GEI puede mitigarse mediante la implementación de tecnologías relacionadas con fuentes energías renovables, como es el caso de los sistemas fotovoltaicos de generación de energía eléctrica (Lee et al., 2016; Schropp et al., 2016; Sukumaran y Sudhakar, 2017). Por cada duplicación de la capacidad instalada de energía fotovoltaica, el uso de energía disminuye en un 12-13 % y las emisiones de gases de efecto invernadero se reducen entre un 17 y 24 % los consumos de energía eléctrica, suministrada por fuentes convencionales (Schropp et al., 2016).

## **5. DISEÑO CONCEPTUAL Y ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL**

### **5.1 Análisis técnico**

El análisis técnico, económico y ambiental de la implementación de sistemas fotovoltaicos se elabora con el estudio de tres escenarios:

1. Sistema de generación fotovoltaica que cubre la demanda del consumo de electricidad del ITM en el campus Robledo hasta los 80.000 kWh/mes.
2. Sistema de generación fotovoltaica que cubre que cubre la demanda del consumo de electricidad del ITM en el campus Robledo hasta los 100.000 kWh/mes.
3. Sistema de generación fotovoltaica que cubre la demanda del consumo de electricidad del ITM en el campus Robledo hasta los 120.000 kWh/mes.



En la tabla 4 se ilustra de manera detallada el número de meses entre el 2015 y el 2019, y el porcentaje de estos que cubre la generación de electricidad propuesta en los distintos escenarios para satisfacer la demanda de energía eléctrica del ITM sede Robledo.

**Tabla 4.** Descripción de los escenarios considerados, para el análisis propuesto

Escenario	Generación energía eléctrica (kWh/mes)	Generación energía eléctrica (kWh/día)	Meses con demanda cubierta (2015-2019)	Porcentaje de meses con demanda cubierta (%)
Esc 1.	80.000	2.666,67	10	16,67 %
Esc 2.	100.000	3.333,33	23	38,33 %
Esc 3.	120.000	4.000	44	73,33 %

**Fuente:** elaboración propia

Cabe resaltar que el porcentaje de la demanda de la electricidad que no pueda ser satisfecha por el sistema de generación fotovoltaico, es provisto por el sistema convencional.

Posteriormente, se establece el tipo de tecnología a utilizar, incluyendo sus principales características, las cuales son ilustradas en la tabla 5.

**Tabla 5.** Características de diseño y funcionales para módulos solares policristalinos (módulo manufacturado en China)

Precio	\$ (US) 0,38/W (FOB)	
Tipo	PW300-156-72M	
Potencia pico ( $W_p$ )	305 $W_p$	
Eficiencia	15,46 %	
Tolerancia	$\pm 3$ %	
Tamaño del módulo	1956×992×40 mm (1,94 m <sup>2</sup> )	
Tipo de celda	Poli-cristalino	
Temperaturas de operación	-40°C ~ +90 °C	

**Fuente:** Qingdao Power World Co., Ltd., (2019).

En la tabla 6 se muestran los resultados de acuerdo a las condiciones ambientales de Medellín, de la cantidad de módulos que son necesarios para satisfacer la

condición de generación de energía eléctrica considerada en los escenarios. Además, se ilustra el costo de los módulos, los de instalación y los costos operativos.

**Tabla 6.** Información del número de módulos necesarios y la inversión para el estudio de los escenarios considerados

CI ideal (kw/mes)	CI ideal (kw/día)	Aideal (m <sup>2</sup> )	Areal (m <sup>2</sup> )	Nmodulos	Costo de los modulos (\$ US)
80000	2666,67	118,52	766,61	395	\$ 45.799
100000	3333,33	148,15	958,27	494	\$ 57.249
120000	4000	177,78	1149,92	593	\$ 68.699

**Fuente:** elaboración propia

Respecto a los costos de instalación se encontró que la instalación cuesta un 15 % del monto total del proyecto. Además, los costos operación y mantenimiento son aproximadamente de un 0,5 % para sistemas grandes, y para sistemas pequeños o menores a 1 MW se toma del 1 % (EPRI y Sandia Laboratories, 2015; NREL, 2017; NREL et al., 2016).

De acuerdo a un informe sobre análisis de costos de sistemas PV del National Renewable Energy Laboratory (NREL), los costos operativos y de mantenimiento para estos sistemas y todas sus escalas, rondan los 23,9 \$ (USD)/kW<sub>p</sub>\*año y los 93,6 \$ (USD)/kW<sub>p</sub>\*año (EPRI y Sandia Laboratories, 2015). Para el presente estudio se selecciona un valor medio entre este intervalo de costos (58,75 \$ (USD)/kW<sub>p</sub>\*año), ya que los casos propuestos de capacidad instalada no superan 1 MW<sub>p</sub>. En la tabla 7, se muestran los costos de instalación, operacionales y de mantenimiento específicos por año para las diferentes capacidades instaladas.

**Tabla 7.** Costos de instalación operación y mantenimiento para los casos estudiados

Generación ideal (kWh/mes)	N <sub>módulos</sub>	Capacidad instalada (kW <sub>p</sub> )	Costo instalación (\$ USD)	Costos operativos y de mantenimiento (\$ USD/año)
80.000	395	120,48	\$ 6.870	\$ 7.078,20
100.000	494	150,67	\$ 8.587	\$ 8.851,86
120.000	593	180,87	\$ 10.305	\$ 10.625,82

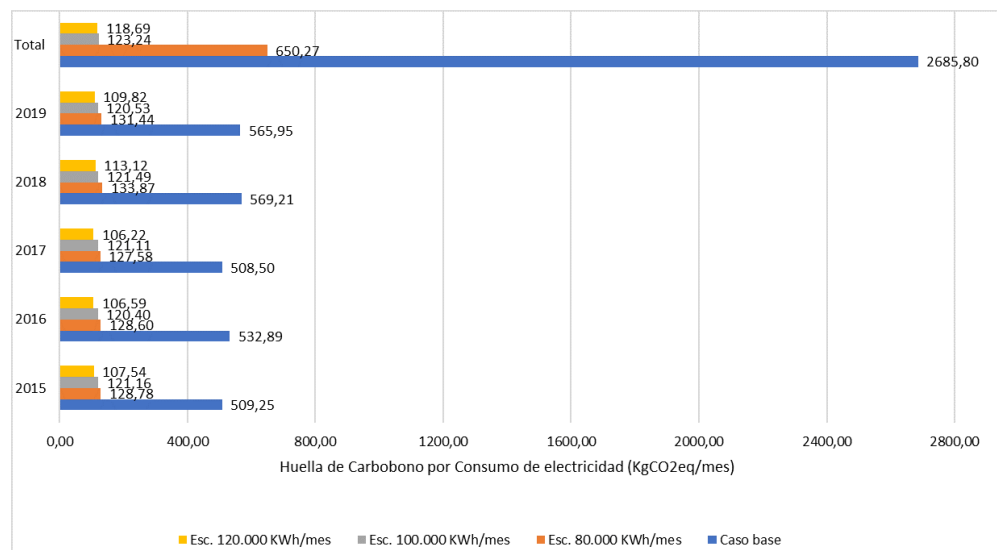
**Fuente:** elaboración propia

## 5.2 Análisis ambiental

En cuanto al análisis ambiental, se procede a revisar la sostenibilidad de los distintos escenarios, considerando una Huella de Carbono para módulos solares de Si policristalinos con un factor de emisión de 0,104 KgCO<sub>2</sub> por kWh de electricidad producida por el sistema, ya que un análisis evidenció que estudios similares concluyen que las huellas de carbono para diferentes sistemas FV alrededor del mundo tienen como techo este valor (Stylos y Koroneos, 2014).

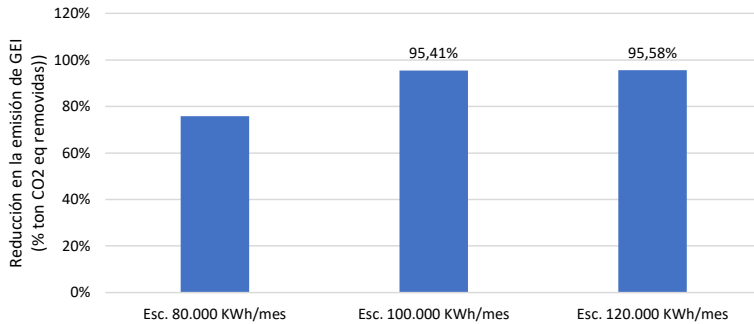
En la figura 11 se muestra la huella de carbono (TonCO<sub>2</sub>/año) para los escenarios estudiados.

**Figura 11.** Emisión de GEI (TonCO<sub>2eq</sub>) asociado al consumo de electricidad (kWh/mes) del ITM sede Robledo, para el 2015-2019 y los escenarios estudiados



Fuente: elaboración propia

En figura 12 se ilustra la reducción en porcentaje de las emisiones de GEI (TonCO<sub>2eq</sub>), si fuesen considerados los distintos escenarios, para el periodo 2015-2019.

**Figura 12.** Porcentaje (%) de reducción en las emisiones de GEI, para los diferentes escenarios en función de la generación fotovoltaica

Fuente: elaboración propia

La reforma tributaria del 2016 y la DIAN establecieron que a partir del 31 de diciembre de 2017 la tarifa del impuesto al carbono sería de \$ 15.000 por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida, y que proyectos en energías renovables y/o de mitigación de emisiones de GEI al interior de organizaciones, podrán descontar del pago de este impuesto o vender los excedentes de esta mitigación como bonos de carbono (Aristizábal y González, 2019; DIAN, 2017). Adicionalmente, se estableció en la Reforma Tributaria del 2016 que su incremento anual sería el valor del IPC más el 1 % hasta que sea equivalente a una unidad de valor tributario (UVT).

Este instrumento económico-ambiental permitiría al ITM tener otra forma de solventar la posible inversión en tecnología fotovoltaica.

En la tabla 8 se ilustran los flujos de caja asociados a este impuesto para los distintos escenarios estudiados.

**Tabla 8.** Flujos de caja (\$ USD) asociados a la venta de bonos de carbono en Colombia, para los casos estudiados

Año	Esc. 80.000 kWh/mes	Esc. 100.000 kWh/mes	Esc. 120.000 kWh/mes
2015	\$ 2.078	\$ 2.120	\$ 2.194
2016	\$ 1.986	\$ 2.026	\$ 2.094
2017	\$ 2.067	\$ 2.102	\$ 2.183
2018	\$ 2.478	\$ 2.548	\$ 2.596
2019	\$ 2.373	\$ 2.380	\$ 2.491
Total	\$ 10.982	\$ 11.176	\$ 11.558

Fuente: elaboración propia

Dado la naturaleza de esta venta de bonos de carbono, se trata este dinero como ingresos del proyecto, ya que pueden ser vendidos a entidades que en virtud de su razón social quemen combustibles fósiles para la obtención de energía térmica.

### 5.3 Análisis económico

El criterio de valoración económica de un proyecto basado en el VPN y la TIR, dice que estos deben tomar un valor positivo para que el proyecto sea viable financieramente. Sin embargo, el proyecto de instalar módulos solares fotovoltaicos en el ITM, al ser uno que busca mitigar la emisión de GEI y acercar a la institución a ser Carbono Neutro, no necesariamente debe tener indicadores financieros de evaluación con valores que indiquen viabilidad económica (Zografidou et al., 2017), ya que estos posibilitan tener otros beneficios, como autonomía en términos energéticos, ahorro en costos operacionales y de mantenimiento, prestigio y buena imagen, ente otros. Adicionalmente, la importancia de las plantas fotovoltaicas irá creciendo con el aumento de las tarifas de electricidad (Chandel et al., 2014).

El análisis desarrollado comprende un estudio de los tres escenarios propuestos, más el que contempla la situación actual del ITM sede Robledo (caso base). Así mismo, tiene en cuenta las inversiones iniciales por la compra de equipos de aprovechamiento de la energía solar, su instalación y su mantenimiento, la venta de bonos de carbono, compensaciones por mitigación de GEI y la compra de energía eléctrica faltante al sistema convencional para suplir la demanda de determinado mes.

Por otro lado, se utilizan los datos históricos anuales para la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en US Dollar y del Índices de los Precios al Consumidor (IPC) para el 2015-2019. En la tabla 9 se muestran los egresos asociados al pago de energía eléctrica para los escenarios propuestos.

**Tabla 9. Egresos por compra de energía eléctrica (\$ USD) para los escenarios propuestos**

Año	Caso base	Esc. 80.000 kWh/mes	Esc. 100.000 kWh/mes	Esc. 120.000 kWh/mes
2015	\$ 171.623	\$ 32.006	\$ 8.599	\$ 1.218
2016	\$ 189.593	\$ 44.382	\$ 17.962	\$ 899
2017	\$ 177.713	\$ 30.475	\$ 7.391	\$ 0
2018	\$ 227.800	\$ 68.745	\$ 35.214	\$ 9.194
2019	\$ 215.847	\$ 63.780	\$ 31.268	\$ 7.463

Fuente: elaboración propia

Adicionalmente, se incluye como alternativa la implementación de un sistema de pagos ambientales por compensación de las emisiones de GEI, mediante el uso del aplicativo del BancO2, el cual establece un valor de \$ (COL) 10.500,00 por TonCO<sub>2</sub>, para compensar a través de la conservación de bosques en Colombia. En la tabla 10 se ilustra el pago por la compensación y mitigación de GEI para los escenarios considerados en el presente estudio.

**Tabla 10.** Flujos de dinero (\$ USD) asociados al pago por compensación y mitigación de GEI's para los escenarios considerados

Año	Caso base	Esc. 80.000 kWh/mes	Esc. 100.000 kWh/mes	Esc. 120.000 kWh/mes
2015	\$ 1.947	\$ 492	\$ 463	\$ 411
2016	\$ 1.832	\$ 442	\$ 414	\$ 367
2017	\$ 1.809	\$ 454	\$ 431	\$ 378
2018	\$ 2.022	\$ 475	\$ 431	\$ 402
2019	\$ 1.811	\$ 421	\$ 386	\$ 351

Fuente: elaboración propia

Además, en la tabla 11, se ilustran los ahorros en dinero para los diferentes escenarios. En este trabajo dichos ahorros son considerados como ingresos, dado que la institución dispondría de esos recursos para aprovecharlos de la manera que más beneficios le cause a la comunidad educativa y en general.

**Tabla 11.** Ahorros alcanzados (\$ USD) para los diferentes escenarios

Año	Caso base	Esc. 80.000 kWh/mes	Esc. 100.000 kWh/mes	Esc. 120.000 kWh/mes
2015	\$ 0	\$ 139.618	\$ 163.025	\$ 170.405
2016	\$ 0	\$ 145.211	\$ 171.630	\$ 188.694
2017	\$ 0	\$ 147.239	\$ 170.323	\$ 177.713
2018	\$ 0	\$ 159.055	\$ 192.586	\$ 218.606
2019	\$ 0	\$ 152.067	\$ 184.579	\$ 208.385

Fuente: elaboración propia

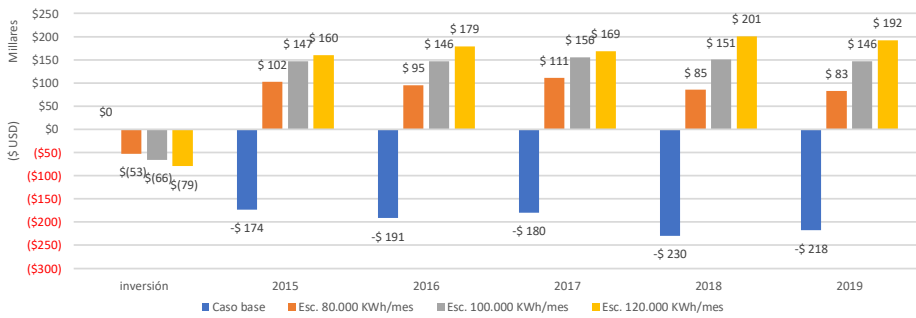
Cabe resaltar que se valoran los ahorros en costos operacionales por el cese del consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como ingresos para la institución (ver tabla 11), dado que estos recursos pueden ser redireccionados y utilizados para el mejoramiento en el desarrollo de sus

objetivos misionales (incremento de la cobertura estudiantil, inversión en planta física y equipos, etc).

Los ingresos y egresos asociados a los diferentes escenarios se usan para contruir los flujos de caja y con estos determinar los indicadores financieros y de evaluación de proyectos, tales como TIR y VPN, para la toma de decisiones y el análisis económico.

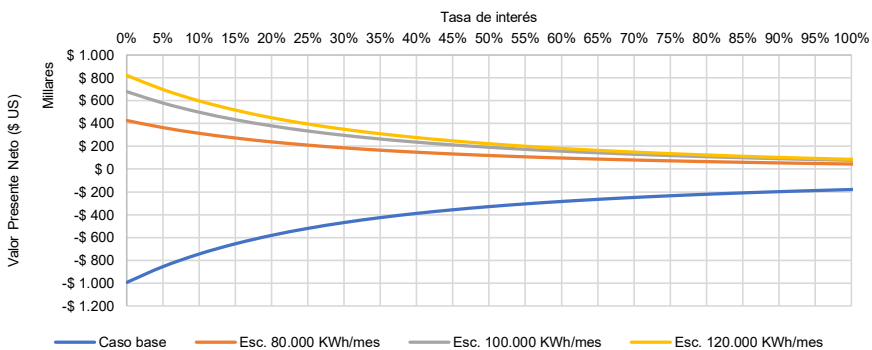
En la figura 13 se muestra el flujo de caja para la situación en que los ahorros en compra de energía eléctrica son considerados e incluidos como ingresos. La figura 14 muestra el VPN para los diferentes escenarios estudiados y su variación con diferentes tasas de descuento para realizar la evaluación económica y financiera del proyecto.

**Figura 13.** Flujo de caja para los diferentes escenarios estudiados, considerando los ahorros como ingresos



Fuente: elaboración propia

**Figura 14.** Valor presente neto (VPN) vs la Tasa de interés para los diferentes escenarios estudiados, considerando los ahorros como ingresos



Fuente: elaboración propia

Según la figura 14, el escenario base presenta valores negativos de VPN, por lo que lo convierte en un escenario de pérdidas. Sin embargo, los escenarios que presentan mejor desempeño y valor de VPN son el de 120.000 y 100.000 kWh/mes, siendo el valor del VPN más alto para el escenario de mayor generación hasta una tasa de descuento del 55 %, después de esta ambos VPN son muy similares. Además, este escenario intermedio tiene un VPN similar al de 120.000 kWh/mes.

Dado que las tasas de descuento o de interés, para proyectos con energías renovables, están entre el 10 y el 15 % (Chandel et al., 2014); el escenario recomendable, basado en este indicador, es el de 100.000 kWh/mes con un VPN, para este caso estaría entre USD \$ 434.260 y los USD \$ 499.866 o para el de 120.000 kWh/mes que estaría ente USD \$ 517.333 y USD \$ 598.264, porque estos, a diferencia del de 80.000 kWh/mes, posibilitarían una mayor generación de energía eléctrica y mayor autonomía, con un mejor desempeño financiero.

A continuación, en la tabla 12 se muestra la Tasa Interna de Retorno (TIR) para los escenarios considerados, teniendo en cuenta los ahorros en el consumo de electricidad y compra a la red convencional como ingresos.

**Tabla 12.** Tasa Interna de Retorno (TIR), considerando los ahorros como ingresos

Tasa Interna de Retorno (TIR). (%)	
Esc. 80.000 kWh/mes	186,96 %
<b>Esc. 100.000 kWh/mes</b>	<b>221,27 %</b>
Esc. 120.000 kWh/mes	207,55 %

**Fuente:** elaboración propia

## CONCLUSIONES

El presente artículo muestra cómo sería la integración de energía solar fotovoltaica, con la red interconectada que le suministra energía eléctrica en la actualidad al ITM mediante un análisis técnico, ambiental y económico.

El pago por la compensación de las emisiones de GEI es una alternativa para mitigar las emisiones y llevar a la institución a ser carbono neutro. Sin embargo, el presente estudio demuestra que es más rentable y sostenible la implementación de proyectos que busquen disminuir y/o mitigar la emisión de GEI, sin afectar la calidad y normalidad de la operación de la institución, por ejemplo, el cambio del suministro de electricidad convencional por energía solar fotovoltaica.



Adicionalmente, la instalación de un sistema de generación de energía eléctrica, utilizando módulos solares, evita la emisión de grandes cantidades de CO<sub>2</sub>. Por ejemplo, si esta tecnología se hubiera instalado a principios de 2015, se evitarían, hasta finales de 2019, un total del 75,79 % de las emisiones de GEI asociadas al consumo de electricidad del Sistema Nacional Interconectado; si el sistema de generación fotovoltaico tiene una generación de electricidad de 80.000 kWh/mes. Con 100.000 kWh/mes, se lograría una reducción del 95,41 % y con 120.000 kWh/mes, una del 95,58 %, lo que ayudaría a cumplir la visión institucional del ITM de ser sostenible y respetuosa con el medio ambiente, al fomentar el uso de energías limpias, que ayuden a mitigar en parte los efectos del cambio climático.

En términos económicos, el mejor escenario basado en el cálculo del VPN y la TIR, y evaluando un horizonte de tiempo de cinco años, es aquel que presente valores mayores a cero para ambos indicadores. Pero, para este periodo y considerando los ahorros como ingresos y por las razones ya expuestas en términos de la sostenibilidad, el escenario de 100.000 kWh con una TIR de 221,27 % sería el más indicado, ya que presenta la TIR más alta y a pesar de que el VPN para el caso de 120.000 kWh es mayor para todas las tasas, este valor no está muy alejado del caso de 100.000 kWh/mes. Además, se concluye que este es el mejor escenario, debido a que, en términos de inversión inicial, de sostenibilidad y de mitigación de GEI, la instalación de esta capacidad en energía fotovoltaica tendría desempeños económicos y ambientales comparables al escenario de mayor generación de energía eléctrica (120.000 kWh/mes), y con un menor requerimiento de espacio.

## REFERENCIAS

- Al-najideen, M. I. y Alrwashdeh, S. S. (2017). Resource-Efficient Technologies Design of a Solar Photovoltaic System to Cover the Electricity Demand for the Faculty of Engineering- Mu'tah University in Jordan. *Resource-Efficient Technologies*, 3(4), 440–445. <https://doi.org/10.1016/j.refit.2017.04.005>
- Álvarez-Espinosa, A. C., Ordóñez, D. A., Nieto, A., Wills, W., Romero, G., Calderón, S. L., Hernández, G., Argüello, R. y Delgado-Cadena, R. (2017). Evaluación económica de los compromisos de Colombia en el marco de COP21. *Desarrollo y Sociedad*, (79), 15–54. <https://doi.org/10.13043/dys.79.1>
- Aristizábal, C. E. y González, J. L. (2019). Impuesto al carbono en Colombia: un mecanismo tributario contra el cambio climático. *Semestre Económico*, 22(52), 179–202. <https://doi.org/10.22395/seec.v22n52a8>
- Aristizábal, C. (2017). La gestión energética industrial como transición entre el uso desmedido de los recursos y la aplicación de modelos económicos basados en la eficiencia y la sostenibilidad. *La Técnica*, 92(6)

- Ayop, R., Isa, N. M. y Tan, C. W. (2018). Components Sizing of Photovoltaic Stand-Alone System Based on Loss of Power Supply Probability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, April, 81, 2731-2743. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.079>
- BancO2. (s.f.). <https://banco2.com/>
- Becerra-Pérez, L. A., González-Díaz, R. R. y Villegas-Gutiérrez, A. C. (2020). *Photovoltaic solar energy, cost benefit analysis of projects in Mexico*. 5(2), 600–623.
- Bhandari, K. P., Collier, J. M., Ellingson, R. J. y Apul, D. S. (2015). Energy Payback Time (EPBT) and Energy Return on Energy invested (EROI) of Solar Photovoltaic systems: A Systematic Review and Meta-Analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 133–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>
- Bonilla Madriñan, M. y Herrera Flórez, H. H. (2019). El cálculo del Factor de Emisión del Sistema Interconectado Nacional. [https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos\\_normativos/Factores\\_emision\\_del\\_S.I.N.docx#:~:text=El cálculo del Factor de,de Emisión de la Generación](https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Proyectos_normativos/Factores_emision_del_S.I.N.docx#:~:text=El%20c%C3%A1lculo%20del%20Factor%20de%20Emisi%C3%B3n%20de%20la%20Generaci%C3%B3n)
- Chanda, C. K. y Bose, D. (2020). Challenges of Employing Renewable Energy for Reducing Greenhouse Gases (GHGs) and Carbon Footprint. *Encyclopedia of Renewable and Sustainable Materials*, 3, 346-365. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-803581-8.11170-1>
- Chandel, M., Agrawal, G. D., Mathur, S. y Mathur, A. (2014). Techno-Economic Analysis of Solar Photovoltaic Power Plant for Garment Zone of Jaipur City. *Case Studies in Thermal Engineering*, 2, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2013.10.002>
- Clabeaux, R., Carbajales-dale, M., Ladner, D. y Walker, T. (2020). Assessing the Carbon Footprint of a University Campus Using a Life Cycle Assessment Approach. *Journal of Cleaner Production*, 273. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122600>
- Congreso de la República de Colombia. (2014, 13 de mayo). Ley 1715 de 2014. *Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Diario Oficial n. ° 49.150. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/1687143>
- DIAN. (2017). *Concepto Impuesto al Carbono Ley 1819 de 2016*. Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.
- Disterheft, A., Ferreira, S., Ramos, M. y Ulisses, D. M. (2012). Environmental Management Systems (EMS) implementation processes and practices in European higher education institutions e Top-down versus participatory approaches. *Journal of Cleaner Production*, 31, 80–90. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.02.034>
- EPRI y Sandia Laboratories. (2015). *Budgeting for Solar PV Plant O&M: Practices & Pricing*. <https://prod.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2016/160649r.pdf>
- Ghaib, K. y Ben-Fares, F.-Z. (2017). A design methodology of stand-alone photovoltaic power systems for rural electrification. *Energy Conversion and Management*, 148, 1127–1141. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.06.052>
- Ideam. (2015). *Atlas de Radiación Solar – Interactivo*. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). (2017). *Photovoltaics Rerport – 2017*. <https://www.ise.fraunhofer.de/>
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE). (2021). *Photovoltaics Rerport - 2021. July*. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- Jiménez, R., Serebrisky, T. y Mercado, J. (2014). Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe - Reporte del Banco Interamericano de Desarrollo. *Banco Interamericano de Desarrollo*. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Electricidad-perdida-Dimensionando-las-pérdidas-de-electricidad-en-los-sistemas-de-transmisión-y-distribución-en-América-Latina-y-el-Caribe.pdf>
- Lang, M. (2016). From Industry 4.0 to Energy 4.0: Future Business, Models and Legal Relations. *Bird & Bird LLP*. 38. <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c9a01959-824b-494b-83e6-1a5b3e3c10cc>.
- Lee, J., Chang, B., Aktas, C. y Gorthala, R. (2016). Economic Feasibility of Campus-Wide Photovoltaic Systems in New England. *Renewable Energy*, 99, 452–464. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.07.009>
- Liu, H., Wang, X., Yang, J., Zhou, X. y Liu, Y. (2017). The Ecological Footprint Evaluation of Low Carbon Campuses Based on Life Cycle Assessment: A case Study of Tianjin, China. *Journal of Cleaner Production*, 144, 266–278. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.01.017>
- Mewes, D., Monsalve, P., Gustafsson, I., Hasan, B., Palén, J., Nakakido, R., Capobianchi, E. y Österlund, B. (2017). Evaluation Methods for Photovoltaic Installations on Existing Buildings at the KTH Campus in Stockholm, Sweden. *Energy Procedia*, 115, 409–422. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.038>
- Mikulčić, H., Cabezas, H., Vujanović, M. y Duić, N. (2016). Environmental assessment of different cement manufacturing processes based on Emergy and Ecological Footprint analysis. *Journal of Cleaner Production*, 130, 213–221. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.01.087>
- NREL. (2017). *New Best-Practices Guide for Photovoltaic System Operations and Maintenance*. National Laboratory of the U.S. Department of Energy.
- NREL, Sandia, Sunspec Alliance SuNLaMP y PV O&M Working Group. (2016). *Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance*. [https://www.scrip.org/\(S\(lz5mqp453edsnp55rrgct55.\)\)reference/referencespapers.aspx?referenceid=2622110](https://www.scrip.org/(S(lz5mqp453edsnp55rrgct55.))/reference/referencespapers.aspx?referenceid=2622110).
- Qingdao Power World Co., Ltd. (2019). *Solar Panel Polycrystalline for Off Grid System*. [https://www.pwsolarpower.com/product/solar-panel/product\\_show\\_320.html](https://www.pwsolarpower.com/product/solar-panel/product_show_320.html)
- Schropp, R. E. I., Louwen, A., Wilfried, G. y Faaij, A. (2016). Re-assessment of Net Energy Production and Greenhouse Gas Emissions Avoidance after 40 Years of Photovoltaics Development. *Nature Communications*, 7, 1–9. <https://doi.org/10.1038/ncomms13728>
- SolarReviews. (s.f.). *Energy Informative*. <https://www.solarreviews.com/>
- Stock, T. y Seliger, G. (2016). Opportunities of Sustainable Manufacturing in Industry 4 . 0. *Procedia CIRP*, 40, 536–541. <https://doi.org/10.1016/j.procir.2016.01.129>

- Strantzali, E. y Aravossis, K. (2016). Decision making in renewable energy investments: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, 885–898. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.021>
- Stylos, N. y Koroneos, C. (2014). Carbon Footprint of Polycrystalline Photovoltaic Systems. *Journal of Cleaner Production*, 64, 639–645. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.10.014>
- Sukumaran, S. y Sudhakar, K. (2017). Resource-Efficient Technologies Fully solar powered Raja Bhoj International Airport: A feasibility. *Resource-Efficient Technologies*, 3(3), 309–316. <https://doi.org/10.1016/j.refit.2017.02.001>
- Swain, R. B. y Karimu, A. (2020). Renewable electricity and sustainable development goals in the EU. *World Development*, 125, 104693. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2019.104693>
- To, W. M. y Lee, P. K. C. (2017). GHG Emissions from Electricity Consumption: A Case Study of Hong Kong from 2002 to 2015 and Trends to 2030. *Journal of Cleaner Production*, 165, 589–598. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.07.181>
- UPME e Ideam. (2005). Atlas de radiación solar de Colombia. In *Ministerio de Minas y Energía -Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*. <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Atlas+de+Radiaci+n+Solar+de+Colombia#0>
- UPME. (2016). *La calculadora FECOC 2016*. [http://www.upme.gov.co/calculadora\\_emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html)
- XM. (2020). *En Colombia Factor de emisión de CO2 por generación eléctrica del Sistema Interconectado: 164.38 gramos de CO2 por kilovatio hora*. Comunicados. <https://www.xm.com.co/Paginas/detalle-noticias.aspx?identificador=2383>
- Zografidou, E., Petridis, K., Petridis, N. E. y Arabatzis, G. (2017). A Financial Approach to Renewable Energy Production in Greece Using Goal Programming. *Renewable Energy*, 108, 37–51. <https://doi.org/10.1016/j.RENENE.2017.01.044>