

Análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos: una  
revisión de la literatura

Carlos Andrés Pineda Ortiz  
Jairo Armando Rosales Acosta

Universidad Cesmag  
Facultad de Ingeniería  
Programa de Ingeniería Electrónica  
San Juan de Pasto  
2026

Análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos: una  
revisión de la literatura

Carlos Andrés Pineda Ortiz  
Jairo Armando Rosales Acosta

Informe Final de Trabajo de Grado, en la modalidad de Monografía, presentado al Comité  
Curricular del Programa de Ingeniería Electrónica para optar por el título de Ingeniero  
Electrónico

Asesor  
Mg. Francisco Javier Eraso Checa

Universidad Cesmag  
Facultad de Ingeniería  
Programa de Ingeniería Electrónica  
San Juan de Pasto  
2026

## Nota de Aceptación

Aprobado por el Comité de Investigación y  
Proyección Social en Cumplimiento de los  
Requisitos exigidos por la Universidad CESMAG  
Para optar al título de Ingeniería Electrónica.

Francisco Eraso Checa

---

Asesor

---

Jurado

---

Jurado

Página de Nota de Exclusión de Responsabilidad Intelectual

“El pensamiento que se expresa en esta obra es exclusivamente responsabilidad de sus autores y no compromete la ideología de la Universidad CESMAG”

### **Dedicatoria**

Este proyecto de grado se lo dedico, de manera muy especial y desde lo más sincero de mi corazón, a mi novia. Ha sido una compañera de vida fundamental durante todo este camino y este proceso. No puedo dejar de resaltarla porque, más allá del apoyo emocional, también hizo parte activa de este proyecto: me ayudó a gestionarlo, a estructurarlo, a mejorarlo y, sobre todo, a crecer como persona.

Estuvo conmigo en los momentos buenos, en los complicados y, por supuesto, en los malos. Le agradezco profundamente por nunca perder la fe en mí, incluso cuando yo mismo dudaba. Es y seguirá siendo una persona muy importante en mi vida, pese a nuestras diferencias, porque incluso en medio de ellas, siempre estuvo ahí. Gracias por tu cariño, tu paciencia y tu comprensión. Gracias por todo, amor mío.

También quiero dedicar este logro a mi padre y a mi abuela, quienes, con mucho esfuerzo, me apoyaron económicamente e hicieron todo lo que estuvo en sus manos para que este momento llegara. Sé que no fue fácil, que esta carrera costó bastante, pero aun así nunca dejaron de respaldarme.

A mi madre, gracias por estar pendiente, por preguntar constantemente cómo iba todo y por preocuparse por mí, incluso cuando a veces se sentía como presión. Y al resto de mi familia, que siempre preguntaba si ya me iba a graduar o no... aunque generaban estrés, también reflejaban interés y acompañamiento. Gracias por estar.

Este proyecto no fue fácil. Aunque es una monografía, implicó mucho tiempo, dedicación y esfuerzo: largas horas de lectura, análisis y organización de información. Fue un proceso exigente, pero también muy formativo.

Y, por último, pero no menos importante, le dedico este logro a mi bicicleta, que me acompañó durante los seis años de carrera. Fiel como pocas, estuvo presente en cada trayecto, en cada ida y vuelta, sin importar las dificultades. Aunque me hizo renegar más de una vez cuando se pinchaba, siempre cumplió con llevarme y traerme. También hace parte de este camino.

Gracias a todos los que hicieron parte de este logro.

*Carlos Andrés Pineda Ortiz*

### **Dedicatoria**

A mis padres, Blanca Acosta y Armando Rosales, por su amor, esfuerzo y apoyo incondicional a lo largo de toda mi formación. Gracias por ser mi base, por enseñarme a no rendirme y por creer en mí incluso en los momentos más difíciles. Este logro también es de ustedes.

En especial a mi mamá, Nelly Guerrero, quien desde el cielo me acompañó en cada paso de este camino. Su amor, sus enseñanzas y su recuerdo han sido mi mayor motivación para seguir adelante y no rendirme.

A mi novia, por ser mi apoyo constante, por su comprensión, motivación y por estar a mi lado en cada momento, especialmente en los días más difíciles. Su compañía y confianza fueron clave para seguir adelante.

Gracias a todos los que hicieron parte de este logro y me brindaron su apoyo en este camino.

*Jairo Armando Rosales Acosta*

### **Agradecimientos**

A la Universidad CESMAG, por brindarnos la formación académica y los espacios necesarios para desarrollar este proceso. Reconocemos su compromiso con el fortalecimiento de la educación a través de iniciativas y programas orientados al crecimiento de sus estudiantes.

A los profesores que hicieron parte de nuestra formación, por compartir sus conocimientos, experiencias y exigencias, las cuales fueron fundamentales en nuestro proceso académico y personal.

Hago un llamado para que por favor la universidad, mejore sus convenios con herramientas como: *IEEE*, *Scopus* y *Web Of Science* para que los estudiantes como nosotros no sufran buscando artículos ni tener que pedir una cuenta prestada del asesor para buscarlos.

De igual manera, agradecemos a nuestro asesor, Francisco Eraso Checa, por su acompañamiento, orientación y disposición durante el desarrollo de este proyecto.

Finalmente, expresamos nuestro reconocimiento a la universidad por su constante esfuerzo en mejorar las herramientas y recursos académicos disponibles, fundamentales para el desarrollo de la investigación y el acceso a información científica de calidad.

## Contenido

Introducción .....	13
1. Problema de investigación .....	14
1.1. Objeto o tema de investigación .....	14
1.2. Línea de investigación.....	14
1.3. Sub-línea de investigación.....	14
1.4. Planteamiento o descripción del problema.....	14
1.5. Formulación del problema.....	15
1.6. Objetivos .....	16
1.6.1. <i>Objetivo general</i> .....	16
1.6.2. <i>Objetivos específicos</i> .....	16
1.7. Justificación.....	16
1.8. Viabilidad.....	17
1.9. Delimitación.....	17
2. Tópicos del marco teórico.....	19
2.1. Antecedentes .....	19
2.1.1. <i>Revisión de sistemas híbridos de energía solar fotovoltaica y eólica para estrategias de dimensionamiento, técnicas de optimización y metodologías de análisis de costos</i> .....	19
2.1.2. <i>Revisión de políticas y análisis económico de energía solar fotovoltaica para instalaciones residenciales conectadas a la red Instalaciones en Filipinas</i> .....	20
2.1.3. <i>Guidelines for Performing Systematic Literature Reviews in Software Engineering</i> .....	22
2.1.4. <i>El trabajo colaborativo como estrategia didáctica para la</i>	

	<i>enseñanza/aprendizaje de la programación: una revisión sistemática de literatura</i> .....	23
2.1.5.	<i>A systematic literature review of the solar photovoltaic value chain for a circular economy</i> .....	25
2.1.6.	<i>Climate change cognition and biodiversity conservation awareness facilitate household clean energy consumption: Evidence from a biodiversity hotspot</i> ....	26
2.2.	Enunciados de supuestos teóricos .....	27
2.2.1.	<i>Costo nivelado de la energía (LCOE)</i> .....	27
2.2.2.	<i>Evolución del LCOE</i> .....	29
2.2.3.	<i>Evolución mundial de la capacidad instalada en sistemas fotovoltaicos</i> .....	31
3.	Metodología .....	34
3.1.	Tipo de revisión.....	34
3.2.	Protocolo de revisión.....	34
3.2.1.	<i>Planificación</i> .....	34
3.2.2.	<i>Búsqueda</i> .....	34
3.2.3.	<i>Selección de artículos</i> .....	35
3.2.4.	<i>Evaluación de artículos</i> .....	35
3.2.5.	<i>Extracción y síntesis</i> .....	35
3.3.	Universo y muestra .....	36
3.4.	Técnicas de recolección de muestreo .....	36
3.5.	Instrumentación de recolección de información.....	36
4.	Resultados .....	38
4.1.	Selección de artículos mediante revisión de literatura .....	38
4.1.1.	<i>Planificación</i> .....	38
4.1.2.	<i>Búsqueda</i> .....	39

4.1.3.	<i>Selección de artículos</i> .....	39
4.1.4.	<i>Evaluación de resultados</i> .....	39
4.2.	Análisis documental de la Revisión Sistemática de Literatura .....	45
4.2.1.	<i>Factores principales para estimar el LCOE</i> .....	45
4.2.2.	<i>Métodos de estimación del LCOE entre diferentes regiones o países</i> .....	48
4.2.3.	<i>Limitaciones al estimar el LCOE en energía fotovoltaica</i> .....	51
4.2.4.	<i>Diferencia del LCOE entre la energía fotovoltaica y convencional por región</i> .....	55
5.	Discusión de resultados.....	59
	Conclusiones .....	62
	Recomendaciones.....	64
	Referencias.....	66
	Anexos .....	77

**Lista de Figuras**

Figura 1. Mix de generación eléctrica de Filipinas 2016, [5] .....	21
Figura 2. Porcentaje de generación de electricidad renovable por tecnología 2000-2030, [13] .....	30
Figura 3. Capacidad Instalada Solar Fotovoltaica 2000-2030, [10] .....	33
Figura 4. Esquemático PRISMA de la RSL .....	40
Figura 5. Distribución espacial de los estudios revisados.....	41

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Políticas en energías renovables, [12] .....	28
Tabla 2. Síntesis de información de la región africana.....	42
Tabla 3. Síntesis de información de la región asiática.....	43
Tabla 4. Síntesis de información de la región europea .....	44
Tabla 5. Síntesis de información de la región de América .....	44
Tabla 6. Síntesis de información de otras regiones .....	45
Tabla 7. Factores determinantes del LCOE.....	48
Tabla 8. Métodos de estimación del LCOE entre diferentes regiones o países.....	51
Tabla 9. Limitaciones al estimar el LCOE en energía fotovoltaica .....	55

## Introducción

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las principales fuentes de energía renovable a nivel mundial, debido a su bajo impacto ambiental, su facilidad de implementación y la significativa reducción de los costos de instalación registrada durante la última década, cercana al 50 % desde el año 2010 [1]. Estas características la convierten en una alternativa estratégica para atender la creciente demanda global de electricidad y contribuir a la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles. En este contexto, se proyecta que la energía solar tendrá una participación cada vez mayor dentro del mix energético mundial, lo que ha impulsado su expansión en el mercado y el aumento del interés científico por su estudio.

El aumento en la demanda global de energía limpia ha posicionado a la energía solar como una solución fundamental para reducir el impacto del cambio climático. Como consecuencia, la instalación de paneles fotovoltaicos (PV) ha crecido de manera acelerada. Para 2022, la capacidad total instalada de energía fotovoltaica llegó a unos 1185,5 GW, con China, EE. UU., Japón, India y Alemania como los mayores impulsores de esta fuente de energía [2].

En la actualidad, la creciente demanda energética y la necesidad de reducir la dependencia de fuentes fósiles han impulsado el desarrollo de sistemas fotovoltaicos (FV) como una alternativa sostenible. Sin embargo, la viabilidad económica de estos sistemas sigue siendo un factor clave en su adopción masiva. En esta revisión de literatura, se analizan los principales estudios sobre el costo de la energía basada en sistemas fotovoltaicos, considerando variables como la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento y eficiencia de conversión. Además, se examinan metodologías utilizadas para calcular el *Levelized Cost of Energy* (LCOE) y su impacto en diferentes escenarios, desde aplicaciones residenciales hasta proyectos a gran escala. Esta revisión de literatura busca proporcionar una visión integral de las tendencias actuales en costos y su proyección futura, con el fin de que estudios posteriores contribuyan al diseño de estrategias más eficientes para la implementación de energía fotovoltaica (EFV).

## 1. Problema de investigación

### 1.1. Objeto o tema de investigación

Revisión de la literatura del análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos: una revisión de la literatura.

### 1.2. Línea de investigación

**Potencia y energía:** El área de Potencia y Energía del programa de Ingeniería Electrónica de la Institución Universitaria CESMAG enfoca su trabajo en el estudio de la generación, transformación, intercambio, transporte, distribución, almacenamiento y consumo de energía eléctrica de manera absoluta o por unidad de tiempo, incluyendo el diseño, análisis, control y optimización de sistemas de electrónica de potencia. Las líneas de investigación incluyen Calidad de la Energía y Energías Alternativas [3].

### 1.3. Sub-línea de investigación

**Energías alternativas:** Las energías alternativas son aquellas que se obtienen mediante procesos alternativos a los tradicionales (quemado de combustibles fósiles o en el caso de Colombia la hidroeléctrica a gran escala), estas se dividen en renovables o limpias, las cuales se obtienen de fuentes naturales capaces de regenerarse de manera más rápida de lo que se consumen o ser virtualmente infinitas; y en no renovables cuya fuente se consume más rápido de lo que se regenera pero que a diferencia las fuentes tradicionales el impacto ambiental es menor [3].

### 1.4. Planteamiento o descripción del problema

El crecimiento de la energía solar fotovoltaica (FV) en las últimas décadas ha consolidado su papel como una de las principales fuentes renovables en la transición energética global. Entre las herramientas más utilizadas para evaluar su viabilidad económica se encuentra el *Levelized Cost of Energy* (LCOE), una métrica que permite estimar el costo promedio por unidad de energía generada durante la vida útil de un sistema. Esta métrica, aunque ampliamente aceptada, se ha convertido en un punto crítico dentro del análisis técnico-económico de los proyectos solares.

El problema radica en la alta variabilidad observada en los valores de LCOE reportados en la literatura científica y técnica, la cual se origina principalmente por diferencias metodológicas en su estimación. Esta heterogeneidad metodológica incluye la diversidad de supuestos financieros (tasas de descuento, inflación, periodos de análisis), escalas de los proyectos (residencial, comercial, industrial), tecnologías empleadas y condiciones locales particulares. Como resultado, el LCOE no siempre es comparable entre estudios o contextos geográficos, lo que dificulta su uso como criterio único y confiable para la toma de decisiones.

Además, algunos estudios incorporan o excluyen aspectos clave como los costos de desmantelamiento, reciclaje, subsidios o beneficios fiscales, lo que contribuye aún más a la inconsistencia de los resultados. Por ejemplo, el impacto de los procesos de reciclaje de módulos fotovoltaicos sobre los costos de ciclo de vida depende de factores como los materiales utilizados, la existencia de normativas específicas o los incentivos económicos, los cuales varían significativamente entre regiones [1].

A pesar de la existencia de múltiples investigaciones que estiman el LCOE en sistemas fotovoltaicos, no siempre se presenta una clasificación clara de los factores metodológicos considerados, ni un análisis comparativo que permita identificar cuáles variables generan mayor impacto en la variación de los resultados. En muchos casos, los estudios se enfocan en contextos específicos o en condiciones particulares de implementación, pero se desconoce el estado del arte relacionado con los criterios generales que faciliten la interpretación homogénea del LCOE, tales como metodologías para la estimación del LCOE, los factores que más inciden en sus variaciones, las limitaciones en su estimación y la diferencia del valor con respecto a la energía comercial.

### **1.5. Formulación del problema**

¿Cuál es el estado del arte relacionado con el análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos?

## **1.6. Objetivos**

### **1.6.1. Objetivo general**

Determinar el estado del arte relacionado con el análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos.

### **1.6.2. Objetivos específicos**

Seleccionar documentos científicos relevantes relacionados con el cálculo y los factores determinantes del LCOE en sistemas de generación fotovoltaica, de acuerdo con criterios de inclusión y exclusión previamente definidos.

Examinar sistemáticamente los documentos seleccionados en función de las preguntas de investigación, enfocándose en los factores que inciden en el análisis de factores determinantes del LCOE en proyectos fotovoltaicos.

Sintetizar la información analizada para establecer tendencias, hallazgos y vacíos en la literatura sobre el análisis de factores determinantes del LCOE en proyectos de energía fotovoltaica, en relación con las preguntas de investigación.

## **1.7. Justificación**

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las principales alternativas para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y menos dependiente de los combustibles fósiles. En este contexto, comprender el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) es fundamental para evaluar la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos y compararlos con otras fuentes de generación eléctrica.

La revisión de literatura sobre el LCOE en sistemas fotovoltaicos permite identificar los principales factores que afectan su variabilidad, como los avances tecnológicos, las condiciones geográficas, los costos de instalación, operación y mantenimiento, así como los marcos regulatorios y financieros. Esta información es clave para la planificación energética de largo plazo, ya que proporciona una base técnica y económica para tomar decisiones estratégicas en el diseño e implementación de políticas públicas y proyectos de energía renovable.

Además, el análisis de tendencias y proyecciones futuras del LCOE contribuye a entender el potencial de reducción de costos y mejora en la competitividad de la energía solar frente a

tecnologías convencionales. Por lo tanto, este estudio resulta crucial para fomentar el desarrollo de sistemas fotovoltaicos más accesibles y sostenibles.

### **1.8. Viabilidad**

El proyecto es viable, ya que se basa en una revisión bibliográfica de artículos disponibles en bases de datos académicas especializadas, como IEEE, *Web of Science* y *Scopus*. Estas plataformas ofrecen acceso a investigaciones relevantes sobre la generación de energía mediante sistemas fotovoltaicos. La monografía se enfocará en recopilar, organizar y analizar estudios clave con el objetivo de responder preguntas fundamentales sobre las metodologías utilizadas para estimar el LCOE en tecnologías fotovoltaicas y los factores que influyen en su variabilidad.

### **1.9. Delimitación**

Este documento presenta una Revisión Sistemática de Literatura (RSL) enfocada en los modelos y metodologías utilizadas para estimar el Costo Nivelado de la Energía (LCOE) en sistemas fotovoltaicos. El estudio se centra en artículos científicos publicados en bases de datos indexadas como *IEEE Xplore*, *Scopus* y *Web of Science*, seleccionados mediante criterios de inclusión y exclusión previamente definidos.

#### Criterios de Inclusión

- Artículos entre 2020 – 2025.
- Artículos de revista científica.
- Áreas: Energía, Ingeniería, Economía, Finanzas.
- Relación directa con LCOE.
- Responden preguntas de investigación.

#### Criterios de Exclusión

- Revisiones de literatura.
- *Proceedings*.
- Eventos científicos.
- Áreas no relacionadas (Química, Odontología).
- Artículos sin enfoque en LCOE.
- Artículos que no responden a las preguntas de investigación

Las preguntas de investigación que delimitan el alcance del estudio son:

- ¿Qué factores se utilizan para estimar el LCOE en sistemas fotovoltaicos?
- ¿Cómo varían los métodos de estimación del LCOE entre diferentes regiones o países?
- ¿Qué limitaciones presentan las actuales al estimar el LCOE en energía fotovoltaica?
- ¿Cuál es la diferencia del LCOE en energía fotovoltaica y la energía convencional por región?

## 2. Tópicos del marco teórico

### 2.1. Antecedentes

#### *2.1.1. Revisión de sistemas híbridos de energía solar fotovoltaica y eólica para estrategias de dimensionamiento, técnicas de optimización y metodologías de análisis de costos.*

El trabajo presentado por [4], reúne una revisión bastante completa sobre los sistemas híbridos que combinan energía solar fotovoltaica y energía eólica. Su objetivo principal fue identificar cómo se están dimensionando estos sistemas, qué técnicas de optimización se utilizan y qué métodos se han aplicado para analizar sus costos, con el fin de entender qué tan viables son desde el punto de vista técnico y económico.

Dentro de las técnicas de optimización, los autores destacan que la mayoría de las investigaciones recurren a métodos capaces de manejar sistemas con muchas variables y alta incertidumbre. Entre las más empleadas se encuentran:

Algoritmos Genéticos (GA), muy usados por su capacidad de explorar una amplia variedad de configuraciones posibles y encontrar combinaciones de componentes que reducen costos.

Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), adecuada para problemas donde se necesita converger rápidamente hacia parámetros eficientes de operación.

Algoritmos híbridos, que combinan técnicas heurísticas con métodos matemáticos para lograr soluciones más estables y evitar caer en mínimos locales.

Métodos multiobjetivo, como NSGA-II, que permiten evaluar escenarios donde no solo se busca minimizar costos, sino también mejorar la confiabilidad o incrementar el aporte renovable.

Modelos estocásticos de simulación, especialmente útiles en contextos donde la variación climática influye de manera significativa en la generación.

Estas estrategias no solo ayudan a seleccionar el tamaño ideal de los paneles, aerogeneradores y sistemas de almacenamiento, sino que permiten analizar cuál proporción entre fuentes renovables resulta más conveniente para el lugar donde se instalará el sistema.

En cuanto a las metodologías de análisis de costos, la revisión muestra que hay una serie de herramientas ya consolidadas para evaluar la viabilidad económica. Las más utilizadas son:

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE), que es el indicador más recurrente por permitir comparar de manera directa el costo por unidad de energía frente a otras tecnologías.

El Costo del Ciclo de Vida (LCC), que analiza desde la inversión inicial hasta los reemplazos y el mantenimiento durante toda la operación del sistema.

El Valor Presente Neto (VPN), empleado para determinar si el proyecto genera beneficios económicos cuando se descuentan los flujos a lo largo del tiempo.

El Costo Total Anualizado (TAC), útil para convertir los costos globales en un valor anual y facilitar la comparación entre alternativas de diseño.

Análisis de sensibilidad, que permite identificar qué variables como el precio de las baterías o la tasa de descuento tienen mayor impacto en la economía del sistema.

Simulaciones con herramientas especializadas, como HOMER, que facilitan la evaluación técnica y financiera de múltiples configuraciones para seleccionar la más adecuada.

En general, el estudio resalta que combinar técnicas de optimización avanzadas con metodologías sólidas de evaluación económica ha permitido que los sistemas híbridos FV-eólico se diseñen de forma más precisa y eficiente. Esto se refleja directamente en una reducción del LCOE, lo que mejora la competitividad de estos proyectos frente a otras alternativas energéticas. El análisis también deja claro que la calidad del dimensionamiento influye de manera decisiva en el costo final, por lo que la elección de la metodología adecuada resulta fundamental desde las primeras etapas del diseño.

### ***2.1.2. Revisión de políticas y análisis económico de energía solar fotovoltaica para instalaciones residenciales conectadas a la red Instalaciones en Filipinas.***

En el estudio [5] se analiza la viabilidad económica de los sistemas solares fotovoltaicos residenciales conectados a la red en Filipinas, un país que en los últimos años ha impulsado la adopción de energías renovables mediante diferentes herramientas regulatorias y esquemas de incentivo. Entre las políticas más relevantes se encuentran la tarifa de alimentación (FIT) y la medición neta (NM), dos mecanismos que han tenido un impacto directo en la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas.

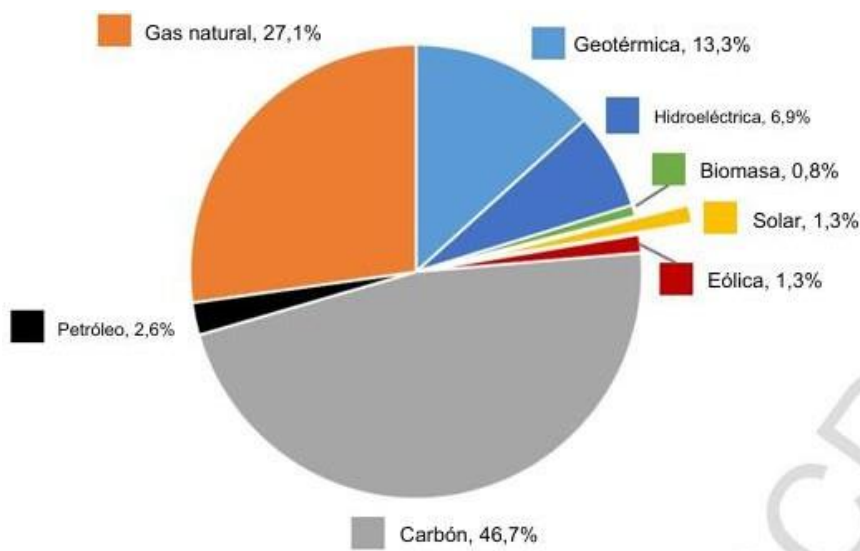
**La tarifa de alimentación (FIT)** es un esquema en el que el gobierno garantiza al propietario del sistema solar un pago fijo por cada kilovatio-hora generado y entregado a la red eléctrica. Es decir, quien instala paneles solares recibe una retribución económica estable y

asegurada, independientemente de las variaciones del mercado eléctrico. En Filipinas, este mecanismo permitió que muchos hogares y pequeños proyectos confiaran en la inversión, ya que ofrecía una manera clara de recuperar el capital inicial en un plazo razonable.

Por otro lado, **la medición neta (NM)** funciona bajo un principio diferente. En este caso, el usuario consume la energía que genera su sistema solar y solo paga a la empresa eléctrica por la energía adicional que necesita. Si en algún momento genera más energía de la que consume, esta se inyecta a la red y se descuenta en forma de créditos en la factura eléctrica. El beneficio no proviene de un pago directo por la generación, sino del ahorro en la factura mensual. Aunque este esquema sigue siendo atractivo, su rentabilidad depende más del consumo del usuario y de las tarifas locales de electricidad.

Para evaluar la eficiencia económica de ambos mecanismos, el estudio utilizó la herramienta RETScreen, que permite simular el desempeño energético y financiero de sistemas renovables incluyendo indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Costo Beneficio (RCB) y el Costo Nivelado de la Energía (LCOE). Los resultados evidenciaron que, aunque los dos esquemas pueden ser viables, la tarifa de alimentación ofrece un retorno económico mayor, gracias a que garantiza ingresos más estables a lo largo del tiempo.

**Figura 1.** Mix de generación eléctrica de Filipinas 2016, [5]



La Figura 1 muestra cómo estaba distribuida la generación eléctrica en Filipinas durante el año 2016. En esta gráfica se aprecia que, en ese momento, el país dependía en gran medida de

las fuentes fósiles principalmente carbón y gas natural, que representaban una parte importante del total de la electricidad producida. Las energías renovables tenían una participación mucho menor, y dentro de estas, la energía solar aún ocupaba un porcentaje reducido.

En términos generales, el artículo muestra que las políticas públicas juegan un papel decisivo en la adopción de la energía fotovoltaica en Filipinas. La FIT permitió acelerar el crecimiento inicial del sector al ofrecer pagos seguros por la energía generada, mientras que la NM promovió el autoconsumo y la reducción de gastos en la factura eléctrica. Ambos mecanismos, cada uno desde su enfoque, demuestran cómo el marco regulatorio puede influir de forma directa en la rentabilidad y la aceptación de las tecnologías solares en contextos residenciales.

### ***2.1.3. Guidelines for Performing Systematic Literature Reviews in Software Engineering***

El documento desarrollado por [6], conocido comúnmente como el informe de Keele, constituye uno de los referentes metodológicos más importantes para la realización de Revisiones Sistemáticas de Literatura (RSL) en el campo de la ingeniería de software. Este trabajo surge a partir de la necesidad de adaptar los principios de la revisión sistemática, ampliamente utilizados en disciplinas como la medicina y las ciencias sociales, a las particularidades propias de la investigación en ingeniería de software.

Los autores definen la revisión sistemática de literatura como un estudio secundario que utiliza una metodología explícita, rigurosa y reproducible para identificar, evaluar e interpretar toda la evidencia disponible relacionada con una pregunta de investigación específica. A diferencia de las revisiones narrativas tradicionales, el enfoque propuesto busca reducir el sesgo del investigador mediante la planificación previa del proceso, el uso de criterios claros de inclusión y exclusión, y la documentación detallada de cada una de las etapas del estudio.

El informe estructura el proceso de revisión sistemática en tres fases principales: planificación, conducción y reporte de la revisión. En la fase de planificación se enfatiza la formulación precisa de las preguntas de investigación y el diseño de un protocolo que defina las estrategias de búsqueda, los criterios de selección de estudios, los métodos de evaluación de calidad y las técnicas de síntesis de la información. Esta etapa resulta fundamental para garantizar la transparencia y la validez de los resultados obtenidos.

Durante la fase de conducción, el documento establece lineamientos para la identificación de estudios primarios, la evaluación de su calidad metodológica y la extracción sistemática de los datos relevantes. Así mismo, se reconoce la diversidad de diseños experimentales presentes en la ingeniería de software, lo que obliga a adoptar enfoques flexibles para la síntesis de resultados, incluyendo métodos cualitativos y cuantitativos según la naturaleza de la evidencia disponible.

Finalmente, en la fase de reporte, los autores destacan la importancia de presentar los resultados de manera clara y estructurada, permitiendo que otros investigadores evalúen la rigurosidad del proceso y repliquen el estudio si es necesario. El documento también resalta el papel de las revisiones sistemáticas como una herramienta clave para identificar vacíos de investigación, consolidar conocimiento existente y servir como base sólida para futuros trabajos científicos.

En el contexto de la presente investigación, el informe de [6] proporciona el sustento metodológico para la realización de una revisión sistemática orientada al análisis del Costo Nivelado de la Energía (LCOE) en sistemas fotovoltaicos. Este método de investigación permite estructurar de manera ordenada el proceso de selección, evaluación y síntesis de la literatura, asegurando que los resultados obtenidos sean consistentes, comparables y útiles para comprender los factores que influyen en la estimación del LCOE desde una perspectiva técnica y económica.

#### ***2.1.4. El trabajo colaborativo como estrategia didáctica para la enseñanza/aprendizaje de la programación: una revisión sistemática de literatura***

El estudio [7] presenta una revisión sistemática de literatura orientada a analizar el uso del trabajo colaborativo como estrategia didáctica en la enseñanza y el aprendizaje de la programación. Este trabajo surge ante la ausencia de estudios que recopilaran y sintetizaran, de manera sistemática, la evidencia existente sobre la aplicación de estrategias colaborativas en cursos de programación, un área reconocida por su alta complejidad conceptual y técnica.

Los autores adoptan un enfoque metodológico riguroso basado en la investigación sustentada en evidencias, siguiendo lineamientos ampliamente aceptados en la ingeniería de software y en las ciencias de la computación. El proceso de revisión se estructura en fases claramente definidas que incluyen la planificación del protocolo, la búsqueda exhaustiva en bases de datos científicas, la selección de estudios mediante criterios de inclusión y exclusión, la

evaluación de calidad de los documentos y, finalmente, la extracción y síntesis de los datos relevantes.

A partir de la revisión de publicaciones científicas indexadas en bases de datos como *Scopus*, *IEEE Xplore*, *ACM Digital Library* y *ScienceDirect*, los autores identifican un conjunto significativo de estudios primarios que abordan el trabajo colaborativo desde diferentes enfoques pedagógicos. Como resultado, se logra una clasificación de diversas Técnicas de Aprendizaje Colaborativo (TAC), las cuales son organizadas en categorías según su naturaleza y propósito, tales como escritura colaborativa, enseñanza recíproca entre compañeros, resolución de problemas y uso de entornos virtuales colaborativos.

Uno de los principales aportes del estudio es la sistematización de las técnicas colaborativas más empleadas en la enseñanza de la programación, destacándose estrategias como la programación en pares, el uso de entornos de desarrollo colaborativos, la evaluación de código por pares y el aprendizaje basado en problemas y proyectos. Los autores señalan que estas estrategias favorecen la interacción entre estudiantes, promueven la construcción colectiva del conocimiento y contribuyen a mejorar la comprensión de conceptos abstractos propios de la programación.

Así mismo, la revisión evidencia que el trabajo colaborativo no solo impacta positivamente en el desempeño académico, sino que también fortalece habilidades transversales como la comunicación, el pensamiento crítico, la autonomía y el sentido de comunidad entre los estudiantes. En este sentido, el estudio concluye que el trabajo colaborativo se consolida como una estrategia didáctica válida y pertinente, no solo en el ámbito de la programación, sino también en otras áreas del conocimiento relacionadas con las ciencias de la computación.

En relación con la presente investigación, este antecedente resulta relevante al proporcionar un marco metodológico y conceptual sólido sobre la aplicación de revisiones sistemáticas de literatura y la síntesis de evidencia científica. Además, refuerza la importancia de utilizar metodologías estructuradas para analizar de manera objetiva el estado del arte, lo cual contribuye a respaldar el análisis comparativo de estudios relacionados con la evaluación del LCOE en sistemas fotovoltaicos desde una perspectiva técnica y académica.

### ***2.1.5. A systematic literature review of the solar photovoltaic value chain for a circular economy***

El trabajo desarrollado [8] presenta una revisión sistemática de literatura enfocada en el análisis de la cadena de valor de los sistemas fotovoltaicos desde la perspectiva de la economía circular. El estudio fue realizado mediante una búsqueda estructurada en las bases de datos *Web of Science* y *Scopus*, con criterios de inclusión y exclusión claramente definidos, lo que permitió depurar un conjunto inicial de 371 artículos hasta obtener una muestra final de 129 estudios relevantes. Esta metodología rigurosa garantiza la representatividad y calidad de la evidencia analizada.

Uno de los aportes más relevantes del estudio es el análisis de cómo los distintos componentes de la cadena de valor como fabricación de módulos, instalación, operación, mantenimiento y gestión al final de la vida útil influyen en la estimación del LCOE. Los autores destacan que la escasez de datos estadísticos consistentes sobre las tasas de falla de los módulos fotovoltaicos y los costos asociados a su reparación representa una limitación importante para obtener estimaciones de LCOE más precisas, tanto en sistemas nuevos como en sistemas reutilizados. Esta observación resulta particularmente relevante para la presente investigación, ya que pone de manifiesto que la falta de información homogénea es una de las fuentes de incertidumbre más frecuentes en la literatura especializada.

El estudio concluye que, para que un sistema fotovoltaico de segunda vida sea económicamente atractivo, su LCOE debe ser igual o inferior al de un sistema instalado con componentes nuevos. Esta condición depende directamente de variables como el costo de los módulos, la eficiencia residual de los paneles y el horizonte temporal del análisis, factores que coinciden con los identificados en la presente revisión como determinantes principales del LCOE en sistemas fotovoltaicos.

En relación con esta monografía, el antecedente aporta una perspectiva metodológica sólida sobre el uso de revisiones sistemáticas de literatura para sintetizar evidencia sobre modelos económicos en el sector fotovoltaico, y refuerza la importancia de incluir variables de ciclo de vida completo en la estimación del LCOE, especialmente los costos de reemplazo y desmantelamiento, que en numerosos estudios analizados en esta investigación son omitidos o tratados de forma incompleta.

### ***2.1.6. Climate change cognition and biodiversity conservation awareness facilitate household clean energy consumption: Evidence from a biodiversity hotspot***

Este estudio [9] desarrolla una revisión de literatura orientada al análisis de las tendencias de expansión de la energía solar fotovoltaica en las tres principales economías del mundo: China, Estados Unidos e India. El estudio examina de manera sistemática los instrumentos de política pública implementados en cada país, la evolución histórica de la capacidad instalada y la trayectoria del LCOE en sistemas fotovoltaicos de escala de servicios públicos durante el periodo 2010–2023.

Entre los hallazgos más relevantes, los autores documentan que el LCOE de los sistemas fotovoltaicos a escala global experimentó una reducción del 83% entre 2010 y 2018, aunque la tasa de caída se desaceleró entre 2018 y 2023, llegando al 43%. Este comportamiento evidencia que, si bien la reducción de costos continúa, su ritmo responde cada vez más a factores estructurales como la madurez de las cadenas de suministro, las políticas de subsidio y las condiciones de financiamiento, más que exclusivamente al avance tecnológico.

El estudio también destaca que la tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) de la capacidad fotovoltaica global fue del 42% entre 2010 y 2015, y del 25% entre 2015 y 2021, lo que refleja una expansión sostenida, aunque progresivamente más gradual. Los autores señalan que los instrumentos de política como la medición neta y las tarifas de alimentación en países europeos y estados de EE. UU. fueron determinantes en la reducción acelerada de costos al estimular la demanda y favorecer la entrada de fabricantes chinos en el mercado internacional.

En relación con la presente investigación, este antecedente resulta especialmente relevante porque documenta de forma comparativa cómo las políticas energéticas y las condiciones de mercado de cada región condicionan la trayectoria del LCOE, lo cual refuerza directamente el análisis desarrollado en la sección de resultados sobre la variación de los métodos de estimación del LCOE entre diferentes países. Además, la revisión proporciona evidencia cuantitativa sobre la reducción histórica del indicador, lo que contribuye a contextualizar la competitividad actual de la energía fotovoltaica frente a fuentes convencionales de generación eléctrica.

## 2.2. Enunciados de supuestos teóricos

### 2.2.1. Costo nivelado de la energía (LCOE)

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE) por cada una de las fuentes, entendido como el costo de generación [10], se compone de los elementos relacionados con el costo de implementación y el costo de mantenimiento y operación, este último incluye elementos como costo del combustible y logística de este. Estos costos se cuantifican por año y se dividen entre la energía generada por año. La ecuación 1 presenta los componentes del costo de manera más detallada teniendo en cuenta diferentes modelos.

$$LCOE = \frac{\left(\frac{CI}{\text{año}} + \frac{COM}{\text{año}}\right)}{\frac{EG}{\text{año}}} \quad (1)$$

En donde:

CI: Costo de la implementación del sistema. Incluye la adquisición de módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, cableado, obra civil y los gastos asociados a ingeniería y puesta en marcha.

COM: Costo de operación y de mantenimiento. Comprende las actividades periódicas de mantenimiento preventivo y correctivo, limpieza de módulos, seguros, mano de obra especializada y reposición de componentes menores durante la vida útil del sistema.

EG: Energía generada. Corresponde a la producción eléctrica anual del sistema, expresada en kilovatios-hora (kWh), determinada por la irradiación solar disponible, la eficiencia de los componentes y las pérdidas técnicas del sistema.

Las políticas gubernamentales, principalmente de naturaleza económica, social, de seguridad y ambiental, son factores que inciden directamente en el costo de la energía. Cada país determina sus propias políticas, reglamentaciones, y tasas impositivas, por ejemplo: Europa cuenta con un mercado energético desregularizado y liberalizado, evitando el control de los monopolios [11], [12] hace un detallado análisis de las políticas regulatorias para la inserción de energías renovables que se describen en la tabla 1.

*Tabla 1. Políticas en energías renovables, [12]*

Categoría	Política
Renewable energy promotion policies	Price-setting and quantity-forcing policies
	Cost reduction policies
	Public investments and market facilitation activities
	Power grid access policies
Transport biofuels policies	Biofuels mandates
	Biofuel tax policies
Emissions reduction policies	Renewable energy set asides
	Emissions cap and trade policies
	Greenhouse gas mitigation policies
Power sector restructuring policies	Competitive wholesale power markets
	Self-generation by end users
	Privatization and/or commercialization of utilities
	Unbundling of generation, transmission and distribution
	Competitive retail power markets
Distributed generation policies	Net metering
	Real-time pricing
	Capacity credit
	Interconnection regulations
Rural electrification policies	Rural electrification policy and energy service concessions
	Rural business development and microcredit
	Comparative line extension analyses

Las barreras para la integración de energías renovables pueden ser de tipo financiero, regulatorio o de mercados [12], principalmente se relacionan con:

El alto costo de inversión de capital, correspondiente a la inversión inicial, que, sin embargo, se compensa con los bajos costos de operación, pues se evita la compra constante y continua y de combustible.

También juegan en contra de las energías renovables, los subsidios otorgados para la adquisición de combustibles fósiles, que abaratan el costo de las energías convencionales.

Las restricciones en los sitios de ubicación y construcciones de los elementos de generación.

Dificultades en el acceso a la etapa de transmisión de la energía y, por lo tanto, de acceso a los mercados energéticos.

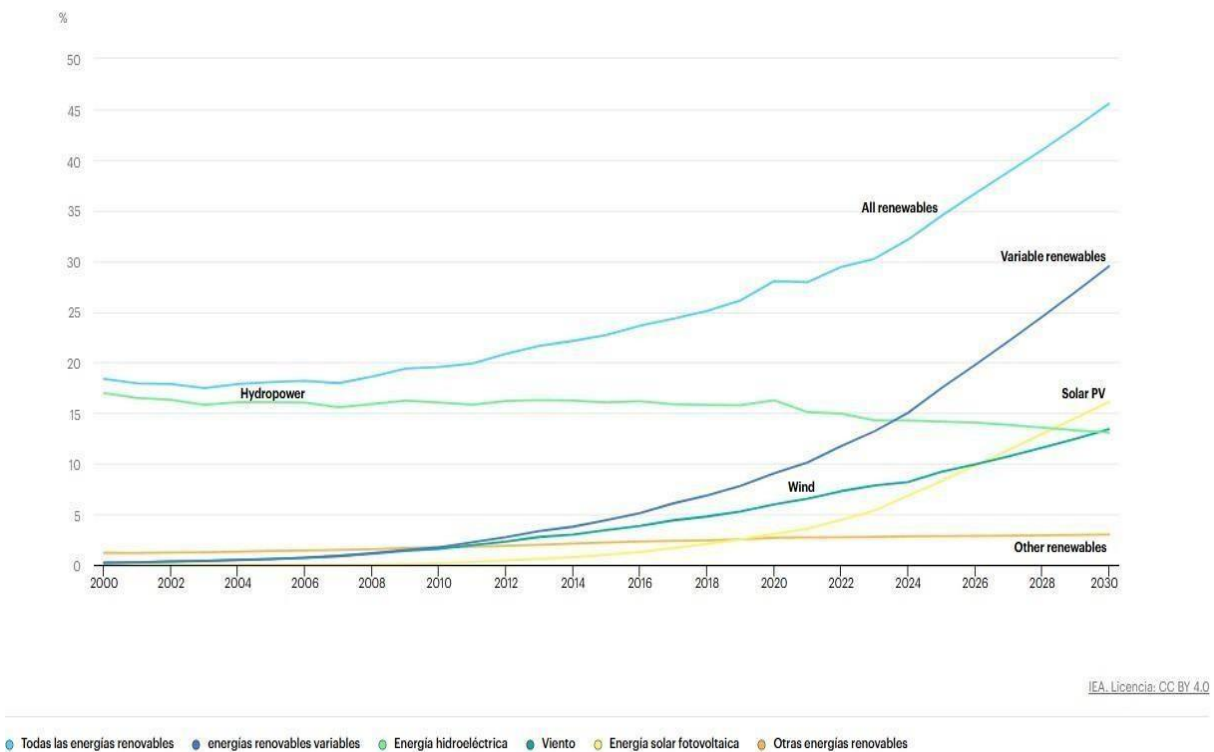
Percepción de ser un mercado riesgoso y falta de capacidades técnicas para llevar a cabo la instalación y operación de estas tecnologías.

### **2.2.2. Evolución del LCOE**

En los últimos años, el costo nivelado de la energía (LCOE) de las tecnologías solares ha mostrado una reducción considerable gracias al avance en los materiales, la fabricación a gran escala y la optimización de los diseños. Varios organismos internacionales, entre ellos la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), han establecido metas de referencia para orientar el desarrollo de estas tecnologías y evaluar qué tan competitivas pueden ser frente a las fuentes convencionales.

La meta del LCOE a la que se hace referencia en la literatura proviene de los programas de investigación del DOE *SunShot Initiative*, que planteó como objetivo reducir el LCOE de la energía solar concentrada (CSP) a valores cercanos a 20 USD/MWh en el mediano plazo. Este valor se fijó como un punto de comparación para medir el progreso tecnológico y determinar en qué condiciones una planta solar de concentración podría competir directamente con plantas térmicas basadas en combustibles fósiles [10].

**Figura 2.** Porcentaje de generación de electricidad renovable por tecnología 2000-2030, [13]



La Figura 2 muestra cómo ha cambiado y cómo se proyecta que seguirá cambiando la participación de las distintas tecnologías renovables en la generación eléctrica desde el año 2000 hasta el 2030. La gráfica compara varias fuentes como la energía hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, biomasa y otras tecnologías menores [13].

En la parte inicial del periodo (alrededor del año 2000), la energía hidroeléctrica domina claramente la generación renovable. Esto era lo normal en la mayoría de los países porque las presas y centrales hidroeléctricas ya estaban consolidadas y representaban prácticamente toda la oferta renovable. A partir de 2010 se observa un crecimiento importante de la energía eólica, que comienza a ganar participación debido a la reducción de costos, el desarrollo de turbinas más grandes y la expansión de parques eólicos en regiones con buen recurso de viento.

La energía solar fotovoltaica muestra una curva ascendente mucho más marcada a partir de 2015. Su crecimiento acelerado está asociado a la caída global de los precios de los paneles, a las políticas de incentivo y a la facilidad para instalar sistemas tanto en techos como en plantas a gran escala. En la proyección hacia 2030, la solar es la tecnología con el aumento más rápido

dentro del conjunto renovable. Por su parte, tecnologías como la biomasa, la energía geotérmica o pequeñas centrales hidroeléctricas se mantienen relativamente estables: aportan una fracción menor y su crecimiento es lento, pero constante.

En conjunto, la figura deja claro que la estructura de la generación renovable ha cambiado profundamente: se pasa de un sistema dominado casi por completo por la hidroeléctrica a una matriz diversificada donde la eólica y, sobre todo, la solar ganan espacio cada año. Las proyecciones hacia 2030 indican que la tendencia seguirá en esa dirección, con la energía solar como la tecnología renovable de mayor crecimiento relativo [13].

### ***2.2.3. Evolución mundial de la capacidad instalada en sistemas fotovoltaicos***

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) [10], presenta información sobre la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica por regiones entre 2014 y 2023, considerando África, Asia, Europa, Oceanía, Centroamérica, Norteamérica y Sudamérica.

A escala global, los datos muestran un aumento continuo y significativo de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica. En 2014, la potencia mundial alcanzaba 175,039 MW, mientras que en 2023 llegó a 1,411,139 MW [10]. Este comportamiento evidencia el creciente protagonismo de la energía solar fotovoltaica como una de las fuentes renovables con mayor desarrollo en la última década, favorecida por la disminución de costos, los avances tecnológicos y el impulso de políticas energéticas enfocadas en la reducción de emisiones de carbono.

En comparación con el panorama global, África muestra un incremento más moderado en valores absolutos de capacidad instalada. La potencia fotovoltaica pasó de 1,465 MW en 2014 a 12,353 MW en 2023, lo que evidencia un crecimiento importante frente a los niveles iniciales, aunque todavía representa una proporción pequeña del total mundial [10]. Este comportamiento coincide con lo señalado por IRENA, donde se indica que, pese al elevado potencial solar del continente, persisten desafíos asociados a la infraestructura, el acceso a financiamiento y el desarrollo de marcos regulatorios adecuados.

En Asia se observa un crecimiento rápido y constante durante el periodo analizado. La capacidad instalada aumenta de 60,285 MW en 2014 a 838,411 MW en 2023, lo que equivale a un incremento de más de diez veces en menos de una década. Este resultado evidencia el rol de Asia como el principal impulsor de la expansión global de la energía solar fotovoltaica, de

acuerdo con las tendencias reportadas por IRENA y la Agencia Internacional de la Energía [10], [14].

Para Centroamérica y el Caribe, los datos muestran una capacidad instalada significativamente menor en comparación con la registrada en Asia. La región pasa de cerca de 295 MW en 2014 a 4,767 MW en 2023 [10], lo que evidencia un crecimiento gradual, aunque reducido en términos absolutos. Este resultado se relaciona con el tamaño de los sistemas eléctricos de los países, las condiciones de financiamiento disponibles y la importancia que tradicionalmente han tenido otras fuentes de generación, como la energía hidroeléctrica.

En Europa, a nivel regional, se observa un crecimiento sostenido de la capacidad instalada, que pasa de 88,783 MW en 2014 a 286,323 MW en 2023. Este incremento refleja la consolidación de la energía solar fotovoltaica como una de las principales fuentes renovables en el sistema eléctrico europeo, impulsada por políticas de descarbonización, objetivos climáticos vinculantes y esquemas de apoyo a la generación distribuida y a gran escala [10].

En general, los valores mostrados en la tabla coinciden con la gráfica de evolución y con la información reportada por IRENA. Durante el periodo 2014–2023, Europa presenta un crecimiento constante de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, posicionándose como una de las regiones con mayor participación a nivel mundial y contribuyendo de manera importante al cumplimiento de metas climáticas internacionales.

En América del Norte se evidencia un aumento constante de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, pasando de 18,728 MW en 2014 a 154,503 MW en 2023. Este crecimiento está impulsado principalmente por Estados Unidos, que concentra la mayor parte de la potencia regional. A partir de 2018 se observa una expansión más marcada, alcanzando 137,725 MW en 2023, lo que demuestra el fortalecimiento tanto de proyectos de gran escala como de sistemas de generación distribuida [10].

La región de Oceanía presenta un incremento progresivo en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica a lo largo del periodo analizado. La potencia total pasa de 4,206 MW en 2014 a 33,414 MW en 2023, lo que refleja una incorporación constante de esta tecnología, aun cuando el mercado regional es más pequeño en comparación con otras regiones del mundo.

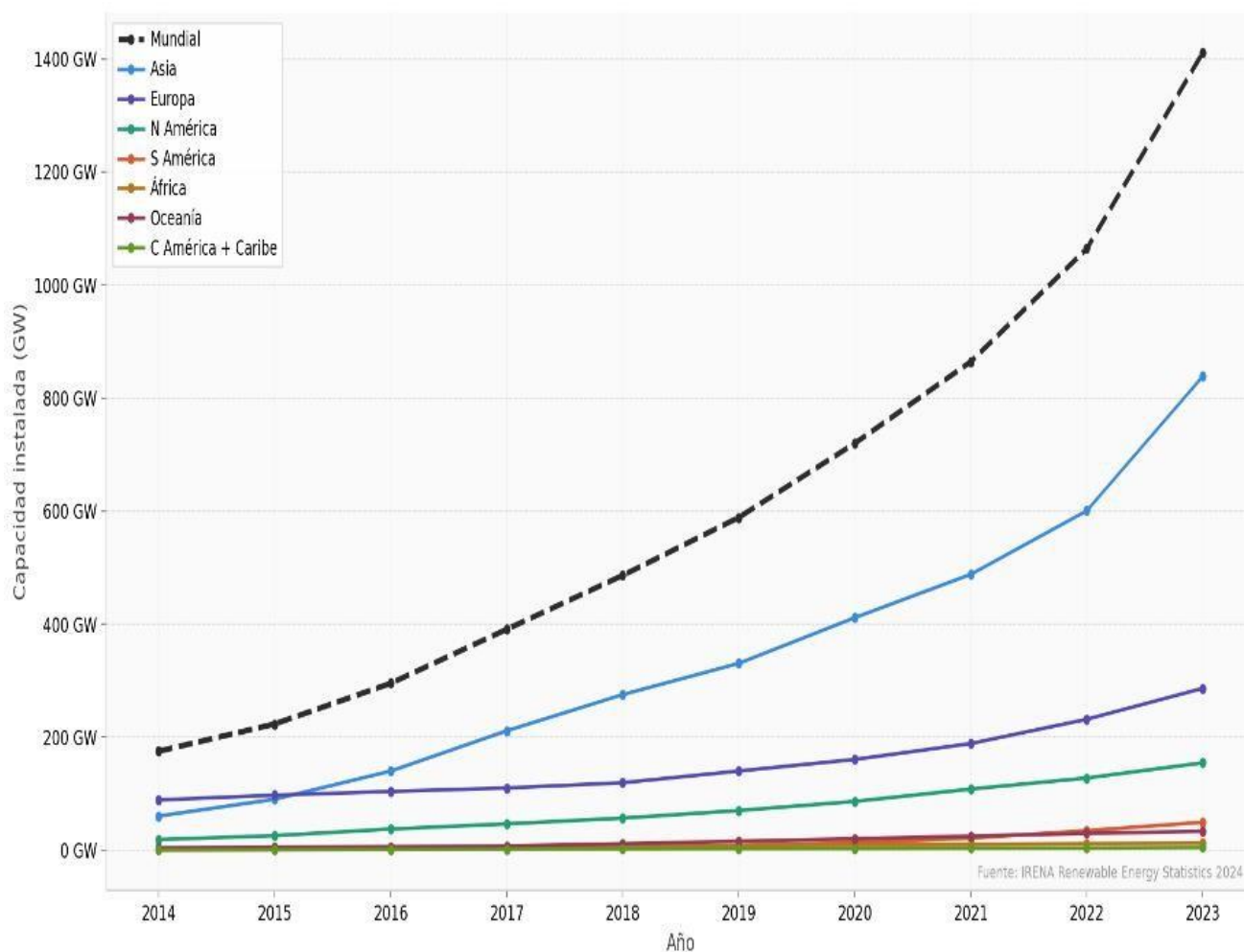
En América del Sur se observa un crecimiento importante de la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, con una aceleración más notable a partir de 2017. La potencia regional

aumenta de 453 MW en 2014 a aproximadamente 49,284 MW en 2023, lo que evidencia la incorporación progresiva de esta tecnología en la matriz energética sudamericana.

De manera general, los datos presentados en la tabla coinciden con la gráfica de evolución y con los reportes oficiales de IRENA. Las regiones analizadas muestran tendencias de crecimiento favorables entre 2014 y 2023, aunque con diferentes ritmos según las condiciones económicas, regulatorias y energéticas de cada país, lo que confirma la creciente relevancia de la energía solar fotovoltaica en el contexto energético mundial.

De manera complementaria, se presenta una gráfica general que integra todas las regiones, con el fin de facilitar su análisis y comparación. Para un estudio más detallado de la capacidad instalada por país y su relación con cada región, se recomienda consultar el Anexo 1, (“Evolución de la energía solar fotovoltaica”) donde se incluyen las tablas completas.

**Figura 3. Capacidad Instalada Solar Fotovoltaica 2000-2030, [10]**



### 3. Metodología

#### 3.1. Tipo de revisión

La investigación es de carácter descriptiva, pues tiene como objetivo reseñar la literatura existente relacionada con los costos energéticos basados en sistemas fotovoltaicos. Utilizando bases de datos académicas como IEEE, *Web Of Science* y *Scopus*. Se revisarán y seleccionarán los artículos científicos relevantes para obtener una visión completa del estado actual de estas tecnologías en términos de costos y viabilidad, comparándolas con los sistemas tradicionales basados en combustibles fósiles, en cumplimiento con los objetivos de la investigación.

#### 3.2. Protocolo de revisión

El diseño se fundamenta en la Revisión Sistemática de Literatura (RSL) propuesta por la Universidad de Keele [6]. Este proceso sigue un protocolo establecido que incluye la formulación de preguntas de investigación claras, la definición de criterios de inclusión y exclusión, una búsqueda exhaustiva en distintas fuentes, la evaluación crítica de los estudios seleccionados y la síntesis de sus resultados para obtener conclusiones sólidas.

En Keele, la RSL se emplea para asegurar la validez y confiabilidad del análisis, evitando omisiones y garantizando la inclusión de toda la evidencia relevante. Este enfoque permite a los investigadores obtener una visión completa del estado del conocimiento, detectar vacíos en la investigación y aportar significativamente al desarrollo del área estudiada.

##### 3.2.1. Planificación

En primer instante se debe crear una cadena de búsqueda la cual debe incluir conectores lógicos AND y OR, esta debe contener palabras claves que crean un patrón de búsqueda en las bases de datos a utilizar, las palabras deben tener como principal tema de búsqueda la variabilidad del LCOE en proyectos desarrollados con EFV, esta búsqueda se realiza en inglés ya que la mayoría de los artículos publicados son en este idioma.

##### 3.2.2. Búsqueda

Para la búsqueda se debe determinar los sitios web de donde se van a extraer los artículos de la variabilidad del LCOE en proyectos desarrollados con EFV, en internet existen diferentes

plataformas de base de datos de donde se puede extraer información publicada que aporten a la investigación algunas de las plataformas son IEEE, *Web Of Science* y *Scopus*.

### **3.2.3. Selección de artículos**

Para los artículos de selección se crea unos criterios de inclusión y exclusión los cuales son: documentos publicados en los últimos cinco años, área de ingeniería, inclusión de revistas y exclusión de artículos repetidos, artículos, y luego se descarta por título, *abstract*,

La selección cuidadosa de fuentes, junto con la aplicación de criterios definidos, no solo asegura la calidad y pertinencia de los documentos considerados, sino que también mejora la eficiencia del proceso de revisión al minimizar la inclusión de información irrelevante. Esto permite optimizar la identificación de investigaciones científicas relevantes y refuerza la base sobre la cual se llevarán a cabo los análisis críticos y la integración de la literatura en el ámbito de la ingeniería.

### **3.2.4. Evaluación de artículos**

Para evaluar los artículos, es fundamental realizar una lectura detallada, centrada en hallar respuestas a las preguntas de investigación formuladas en la definición del problema. Este procedimiento facilita la identificación de aquellos estudios que ofrecen información valiosa y pertinente, lo cual resulta esencial para el desarrollo de las conclusiones de esta investigación.

### **3.2.5. Extracción y síntesis**

Se establece un proceso sistemático que inicia con la identificación de respuestas clave en los estudios seleccionados, las cuales se organizan en una matriz de clasificación. Esta herramienta permite estructurar la información y facilita tanto la comparación como el análisis de los datos recopilados. Las respuestas se sintetizan y se resaltan aquellas que resultan más relevantes y frecuentes entre los documentos revisados. Este método favorece la construcción de un conocimiento coherente que respalda las hipótesis planteadas y sirve como fundamento sólido para futuras investigaciones en el área. Así mismo, este procedimiento promueve una comprensión más profunda del tema y subraya la importancia de continuar investigando para avanzar en el desarrollo del campo.

### 3.3. Universo y muestra

Artículos científicos obtenidos de revistas indexadas en bases de datos como IEEE, *Web Of Science* y *Scopus*, que contienen información sobre el estado del arte de la variabilidad del LCOE en proyectos desarrollados con EFV.

### 3.4. Técnicas de recolección de muestreo

La recolección de información para esta investigación se realizará mediante una búsqueda sistemática en bases de datos científicas reconocidas, como *IEEE Xplore*, *Web of Science* y *Scopus*. Estas plataformas permiten acceder a literatura académica especializada en el campo de la energía solar fotovoltaica y en los métodos de estimación del LCOE.

Para garantizar la consistencia en la recolección y análisis de los documentos, se utilizará una plantilla de extracción de datos, que facilitará la organización y comparación de los artículos seleccionados. Esta plantilla está estructurada para registrar los siguientes elementos clave de cada publicación:

- Título del artículo
- Año de publicación
- Volumen
- Número (*Issue*)
- DOI (*Digital Object Identifier*)
- Resumen (*Abstract*)

Esta información permitirá filtrar, clasificar y analizar los estudios de manera sistemática, asegurando la trazabilidad del proceso de revisión y la relevancia de las fuentes seleccionadas para los objetivos de la investigación.

### 3.5. Instrumentación de recolección de información

Esta monografía se fundamenta en una revisión exhaustiva de artículos que abordan el uso de energías basadas en sistemas fotovoltaicos. La recopilación y el análisis de los datos estadísticos se llevarán a cabo utilizando Excel, una herramienta que facilitará la organización de la información y permitirá realizar análisis detallados, identificando tendencias y patrones que

contribuyan a una comprensión más profunda de la viabilidad y eficacia de los sistemas fotovoltaicos como fuente de energía.

## 4. Resultados

### 4.1. Selección de artículos mediante revisión de literatura

La Revisión Sistemática de Literatura (RSL) es un enfoque metodológico riguroso y estructurado, diseñado para analizar de forma exhaustiva y objetiva la investigación existente sobre un tema específico. En este estudio se aplicó la metodología propuesta por la Universidad de Keele [6], la cual detalla un procedimiento para localizar, seleccionar, evaluar y sintetizar los estudios más relevantes, con el propósito de ofrecer una visión completa y actualizada del conocimiento en el área de interés.

Este método establece claramente la manera de realizar búsquedas en bases de datos científicas reconocidas, garantizando así la obtención de artículos de calidad. El proceso inicia con la formulación de las preguntas de investigación, las cuales guían toda la búsqueda documental, orientando la recopilación hacia información que permita responderlas de manera precisa. Los datos obtenidos se organizan en un archivo de metadatos, donde se registran las evidencias más significativas y pertinentes. Finalmente, esta información se analiza para extraer conclusiones fundamentadas, que no solo responden a las preguntas planteadas, sino que también ofrecen bases para investigaciones futuras.

#### 4.1.1. Planificación

Para identificar estudios sobre el análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos se utilizó la siguiente cadena de búsqueda, formulada en inglés por ser el idioma predominante en las publicaciones científicas:

*“(‘cost of energy’ OR ‘COE’ OR ‘LCOE’ OR ‘value energy’) AND (‘photovoltaic systems’ OR ‘PV systems’ OR ‘solar energy’) AND (‘economic analysis’ OR ‘financial assessment’ OR ‘economic feasibility’)”.*

El diseño cuidadoso de esta cadena permitió optimizar la búsqueda, logrando resultados más específicos y relevantes. Su aplicación en bases de datos reconocidas garantizó la localización de estudios clave, así como la consistencia y replicabilidad del proceso, sentando las bases para una revisión sistemática rigurosa y fundamentada.

#### **4.1.2. Búsqueda**

En la búsqueda se determinó utilizar tres fuentes de bases de datos las cuales son IEEE, *Scopus* y *Web Of Science*, consideradas por su amplitud y diversidad en cuanto a documentos científicos y técnicos. La recolección de artículos es exitosa gracias a la aplicación de la cadena de búsqueda, inicialmente obteniendo un total de 965 artículos sin aplicar los criterios de búsqueda, relacionados con la variabilidad del LCOE en proyectos desarrollados con energía fotovoltaica.

#### **4.1.3. Selección de artículos**

Siguiendo la metodología de revisión sistemática de literatura de la Universidad de Keele, se aplicó la cadena de búsqueda en las bases de datos IEEE, *Scopus* y *Web Of Science*, obteniendo un total de 965 artículos (3 en IEEE, 960 en *Scopus* y 2 en *Web Of Science*).

En el proceso de exclusión, se aplicaron criterios específicos para filtrar los resultados de búsqueda. Los criterios de inclusión/exclusión corresponden a años entre 2020 y 2025; se incluyen revistas científicas y se excluyen revisiones de literatura, *proceedings* y eventos científicos; las áreas se limitan a energía, ingeniería, economía, finanzas, descartando química y dentistería (que aparecieron en la búsqueda). Después de este filtro quedaron 598 artículos (3 en IEEE, 593 en *Scopus* y 2 en *Web Of Science*).

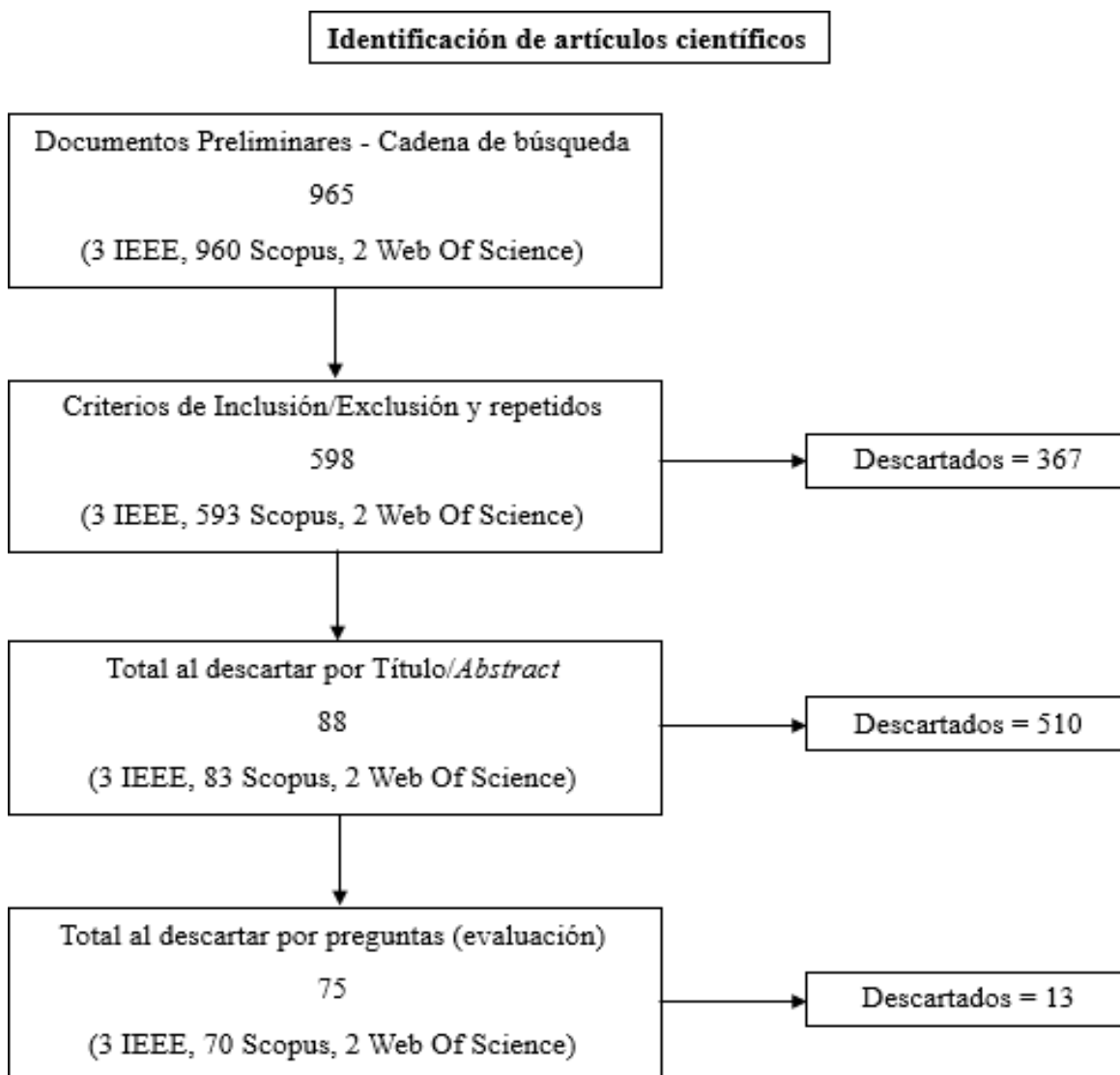
En seguida se hizo una revisión de título y *abstract*, descartando 510 artículos que no se ajustaban a los criterios relacionados con LCOE, resultando en un total de 88 artículos correspondientes al 9.12%. La reducción es amplia ya que el tema de investigación tiene elementos bastante generales y sólo una mínima parte de los artículos contenía la información específica requerida para esta monografía.

#### **4.1.4. Evaluación de resultados**

Finalmente, se realiza una lectura de los 88 artículos para encontrar cuales de ellos responde a las preguntas de investigación. En esta fase se descartaron 13 cuyas respuestas no estaban claramente alineadas con las preguntas de investigación. La figura 4 muestra el diagrama PRISMA del proceso empleado para seleccionar y filtrar artículos científicos que permitió llegar a un conjunto final de artículos para su análisis. Este procedimiento asegura que los artículos incluidos sean los más relevantes para el estudio, permitiendo un análisis profundo y centrado en

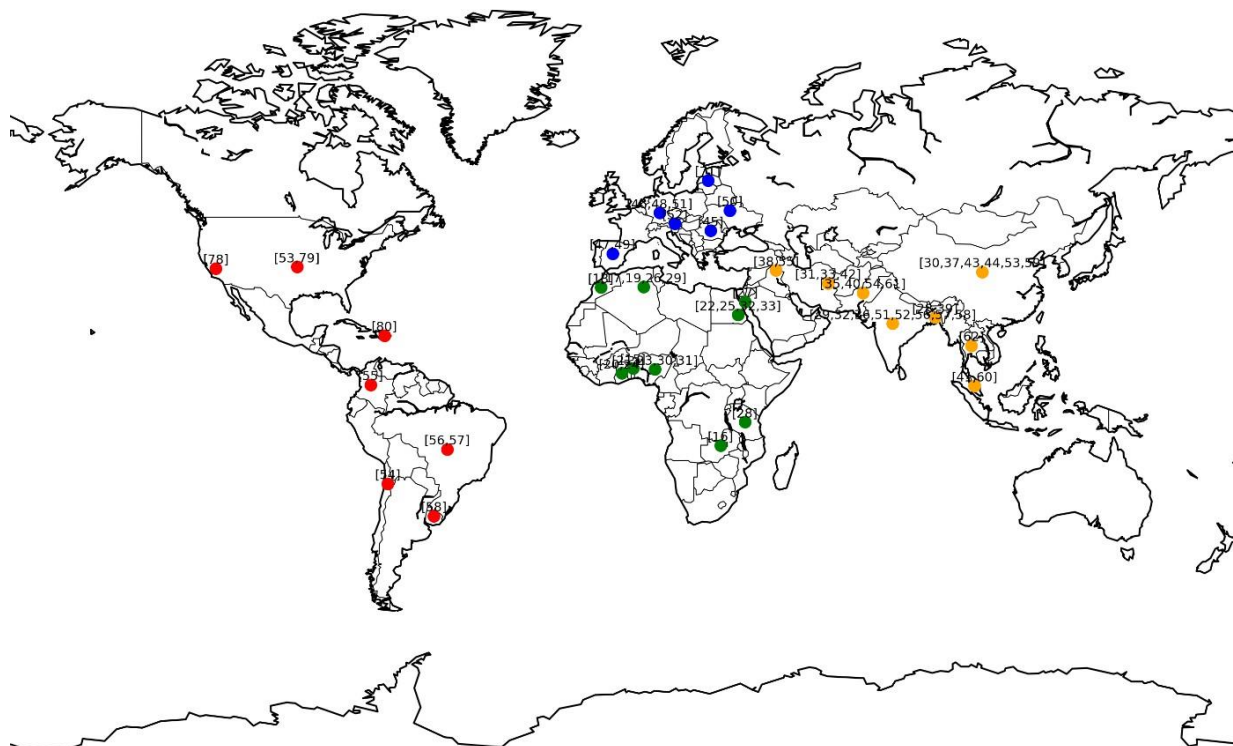
la literatura científica más pertinente (3 en IEEE, 70 en *Scopus* y 2 en *Web Of Science*). Para mayor detalle, en el Anexo 2 ("Formato en Excel") se encuentra la tabla completa con la información de cada artículo analizado.

**Figura 4.** Esquemático PRISMA de la RSL



La figura 5 presenta la localización geográfica de los estudios incluidos en la revisión sistemática de literatura, organizados en las regiones de África (color verde), Asia (color amarillo), Europa (color azul) y América (color rojo). Cada punto representa el lugar donde se desarrolló el estudio correspondiente, identificado mediante el número de referencia bibliográfica. La distribución espacial evidencia la concentración de investigaciones en zonas con alto potencial solar y desarrollo tecnológico en sistemas fotovoltaicos.

*Figura 5. Distribución espacial de los estudios revisados*



Antes de presentar las tablas organizadas por regiones, es importante aclarar el significado de cada una de las columnas incluidas en la síntesis de información. La columna Referencias corresponde a la fuente bibliográfica de donde se obtuvo la información analizada, lo que permite verificar el origen de los datos y garantiza su validez académica. La columna Localización indica el área geográfica en la que se desarrolló cada estudio, aspecto relevante debido a que las condiciones climáticas, técnicas y económicas propias de cada zona influyen directamente en los resultados del LCOE. La columna Año señala el periodo en el cual fue realizado el estudio, lo cual resulta fundamental dentro de una revisión sistemática de literatura, ya que permite observar la evolución del costo de la energía a lo largo del tiempo y comparar resultados obtenidos en diferentes contextos temporales. En la columna Autores se identifican los investigadores responsables de cada trabajo, quienes aportan los fundamentos científicos utilizados en este análisis. Finalmente, la columna LCOE presenta los valores económicos reportados en cada estudio. Cabe resaltar que no todos los artículos proporcionan cifras exactas, ya que en algunos casos se presentan comparaciones entre tecnologías o escenarios económicos distintos, e incluso se expresan los resultados en diferentes monedas. Por esta razón, las tablas

permiten organizar la información de manera estructurada y facilitar el análisis comparativo entre regiones. Se analizaron 19 documentos correspondientes a la región de África, 30 de Asia, 10 de Europa y 10 de América, para un total de 69 artículos clasificados por región.

Adicionalmente, se identificaron 6 estudios que abarcan dos o más países o regiones simultáneamente, por lo que no fue posible asignarlos de manera exclusiva a una sola zona geográfica. Estos trabajos se organizaron en una tabla independiente denominada “Síntesis de información de otras regiones”, con el fin de evitar duplicidades en las tablas regionales y garantizar una correcta interpretación de los resultados.

**Tabla 2.** Síntesis de información de la región africana

Ref.	Location	Year	Authors	LCOE (US\$)
[15]	Republica de Benín (siete ciudades del país)	2023	Akpahou R, y otros	0,110 0,125
[16]	Chilubi District, Northern Province, Zambia	2023	Mulenga E, y otros	NR
[17]	Provincia de Ouargla, Argelia	2021	Mokhtara C, y otros	0,043
[18]	Marruecos	2021	Ouchani F, y otros	0,0331
[19]	Hassi R'mel, Sahara Argelino, Argelia	2021	Benabdellah H, Ghenaiet A.	0,0975
[20]	Ghana	2022	Mary A.	0,04 0,15
[21]	Nigeria	2021	Hamisu Umar N, y otros	0,21
[22]	Benban Solar Power Park, Egipto	2021	Abdelhady S.	0,1338
[23]	Jos, Nigeria	2021	Akinsipe O, y otros	0,18
[24]	Wa, Sunyani, Nsawam, Ghana	2021	Agyekum E.	0,05 0,10
[25]	Aswan, Sur de Egipto	2024	Abd Elsadek E, y otros	0,0647 0,0535
[26]	Argelia	2024	Berkani L, y otros	NR
[27]	Provincia Tabuk, Arabia Saudita	2024	Noman Danish S, y otros	0,0608
[28]	Tanzania	2024	Warburg C, y otros	0,07 0,16
[29]	Argelia	2024	Bouseba L, y otros	0,0894
[30]	Nigeria	2023	Ijeoma M, y otros	0,14
[31]	Nigeria	2023	Issa A, y otros	0,136
[32]	Egipto	2024	Kassem R, y otros	0,184
[33]	Egipto, Jordania	2022	Hamed A, y otros	0,044 0,0543

**Tabla 3. Síntesis de información de la región asiática**

Ref.	Location	Year	Authors	LCOE (US\$)
[28]	Baliadangi – Lahiri Hat Rd, Thakurgaon, Bangladesh	2023	Ahmed P, y otros	0,02728
[29]	Uttarakhand, India	2022	Mustafa Kamal M, y otros	NR
[30]	China	2023	Pan X, y otros	0,1152
[31]	Provincia de Kerman, sur de Irán	2022	Hosseini Dehshiri S, y otros	0,0631
[32]	India	2023	Baruah, A, Basu M.	0,151 0,195
[33]	South Khorasan Province, Irán	2023	Mousavi S, y otros	0,128
[34]	China	2022	Zhang C, y otros	0,0343
[35]	King Abdullah Campus, University of Azad Jammu and Kashmir, Muzaffarabad, AJK, Pakistán	2022	Iqbal S, y otros	0,251
[36]	Costa de Gujarat, India	2021	Ara S, y otros	NR
[37]	China	2021	Wang Y, y otros	NR
[38]	Choman, Iraq	2021	Aziz A, y otros	0,54
[39]	Hatiya, Bangladesh	2021	Masrur H, y otros	NR
[40]	Pakistan	2021	Ahmed N, y otros	0,026
[41]	Malasia	2021	Ludin N, y otros	0,0491 0,0605
[42]	Irán	2021	Yazdani H, Yaghoubi M.	0,099 0,054
[43]	China	2025	Wang C, y otros	NR
[44]	China	2024	Kumar N, y otros	0,065
[51]	India	2024	Jayasankar N, y otros	0,104
[52]	India	2024	Saini K, y otros	NR
[53]	China	2024	Chong S, y otros	NR
[54]	Pakistán	2023	Sadiq M, y otros	1,74 2,14
[55]	Irak	2023	Alomar O, y otros	NR
[56]	India	2023	Deshwal D, Sangwan P.	NR
[57]	India	2023	Anand A, y otros	0,0707 0,0846
[58]	India	2023	Boruah D, Chandel S.	0,051
[59]	China	2023	Chen Y, y otros	NR
[60]	Malasia	2022	Shafie S, y otros	NR
[61]	Pakistán	2023	Serag S, Echchelh A.	0,0595 0,120
[62]	Tailandia	2023	Khamharnphol R, y otros	0,07
[63]	Irán	2021	Hadi E, Heidari A.	DSS FIPS: 0.12 \$/kWh Perovskite FIPS: 0.15 \$/kWh CdTe FIPS: 0.18 \$/kWh

**Tabla 4.** Síntesis de información de la región europea

<b>Ref.</b>	<b>Location</b>	<b>Year</b>	<b>Authors</b>	<b>LCOE (US\$)</b>
[45]	Rumanía	2022	Fratean A, Dobra P.	NR
[46]	Europa (Escala regional)	2021	Halden U, y otros	NR
[47]	España	2021	Rodriguez-Martinez Á, y otros	NR
[48]	Unión Europea, Noruega, Suiza	2021	Gholami H, Rostvik H.	0,1944
[49]	España	2021	Mendieta Á, Hernández E.	NR
[50]	Europa del Este	2021	Andrei H, y otros	NR
[51]	Unión Europea	2021	Lugo-laguna D, y otros	NR
[52]	Austria	2025	Kousovista G, y otros	0,065
[72]	Letonia, Lituania, Estonia	2025	Lebedeva K, y otros	0,086 0,097
[73]	España	2021	Prieto C, Cabeza L.	0,045

**Tabla 5.** Síntesis de información de la región de América

<b>Ref.</b>	<b>Location</b>	<b>Year</b>	<b>Authors</b>	<b>LCOE (US\$)</b>
[53]	Estados Unidos	2022	Maryam Yaghoubirad N.	0,2312
[54]	Desierto de Atacama, Chile	2022	Montero F, y otros	0,071
[55]	Colombia	2021	Muñoz Y, y otros	NPV: 49,920
[56]	Brasil	2021	Doile G, y otros	NR
[78]	Brasil	2024	Leite N, y otros	0,0521 0,1023
[58]	Uruguay	2025	Ghazarian A, y otros	148 175 169 220
[80]	California, Estados Unidos	2024	Bhatti S, y otros	0,0503 0,0709
[81]	Texas, Estados Unidos	2023	Kim S.	NR
[82]	República Dominicana	2022	Garabitos Lara E, y otros	NR
[83]	Brasil	2023	Bruning J, y otros	0,005 para 1,5kW 0,083 para 22,1kW

**Tabla 6.** Síntesis de información de otras regiones

Ref.	Location	Year	Authors	LCOE (US\$)
[84]	Irán, Australia	2024	Ghanbari Motlagh S, y otros	0,141 0,145
[85]	Australia, China	2023	Liu C, y otros	0,1596 0,1186
[86]	Irak, China, Irán	2024	Hai T, y otros	Frio: 0,06 Templado: 0,07 Caliente: 0,07
[87]	Turquía, Bulgaria	2024	Tuncer A, y otros	0,57 0,69 0,98
[88]	Pakistán, Noruega, China	2023	Orangzeb S, y otros	0,108 0,120
[89]	España, Italia, China	2022	Eid Gul, y otros	0,096

## 4.2. Análisis documental de la Revisión Sistemática de Literatura

### 4.2.1. Factores principales para estimar el LCOE

De los 75 artículos seleccionados la gran mayoría aborda explícitamente los factores utilizados para la estimación del costo nivelado de la energía (LCOE) en sistemas fotovoltaicos, mientras que el resto los incorpora de manera implícita dentro de evaluaciones tecno-económicas o análisis de desempeño financiero. A partir del análisis comparativo de estos estudios se identificaron siete categorías principales de factores, las cuales se describen a continuación de acuerdo con su frecuencia de aparición y con la forma en que son tratadas en los artículos analizados.

**Costos de inversión (CAPEX).** Es el factor considerado con mayor recurrencia en la literatura revisada, estando presente en la totalidad de los estudios que abordan el cálculo del LCOE. Dentro de este componente, los documentos incluyen los costos asociados a los módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte, sistemas eléctricos, así como los gastos relacionados con ingeniería, adquisición y construcción. De manera consistente, los estudios coinciden en que el CAPEX representa el mayor porcentaje del costo total del sistema, especialmente en proyectos fotovoltaicos de gran escala, donde la inversión inicial condiciona de forma significativa el valor final del LCOE [43], [26], [25].

**Producción de energía eléctrica (kWh).** La producción anual de energía eléctrica es uno de los factores más analizados en los estudios revisados. Los resultados indican que este parámetro depende principalmente de la irradiación solar disponible, la eficiencia de los módulos, las pérdidas técnicas y las condiciones climáticas locales. La literatura muestra que variaciones en la generación anual influyen directamente en el LCOE, evidenciando que sistemas con mayor rendimiento energético presentan valores más bajos de costo nivelado, aún bajo condiciones de inversión similares [59], [78], [26].

**Vida útil del sistema.** La vida útil del sistema fotovoltaico es considerada de forma explícita en una proporción significativa de los documentos analizados. La mayoría de los estudios asume horizontes temporales entre 20 y 30 años e incorpora tasas de degradación de los módulos para estimar la generación efectiva a lo largo del tiempo. Los resultados muestran que una mayor vida útil contribuye a reducir el LCOE al distribuir los costos totales en un mayor número de años de operación, siempre que el desempeño técnico del sistema se mantenga dentro de rangos aceptables [26], [43].

**Tasa de descuento o costo del capital (WACC).** El costo promedio ponderado del capital (WACC) es ampliamente utilizado en los estudios revisados para actualizar los costos y beneficios futuros al valor presente. Este factor refleja tanto el riesgo financiero del proyecto como las condiciones del mercado de capitales y las políticas de financiamiento vigentes. La literatura evidencia que el WACC tiene una influencia significativa en el LCOE, especialmente en escenarios con altos costos de financiamiento, donde incrementos moderados en la tasa de descuento generan aumentos relevantes en el costo nivelado de la energía [43], [78].

**Costos operativos y de mantenimiento (OPEX).** Los costos de operación y mantenimiento aparecen de forma recurrente en los estudios analizados e incluyen actividades como mantenimiento preventivo y correctivo, limpieza de módulos, mano de obra, seguros y reposición de componentes. Aunque su peso relativo es menor frente al CAPEX, varios estudios señalan que el OPEX adquiere mayor importancia en análisis de largo plazo, influyendo de manera acumulativa en el valor del LCOE, especialmente en regiones con elevados costos operativos [25], [26].

**Costos de reemplazo y desmantelamiento.** Los costos de reemplazo y desmantelamiento son considerados en una proporción menor de los estudios revisados y se relacionan principalmente con el reemplazo de inversores durante la vida útil del sistema y los

costos asociados al retiro de la planta al final de su operación. Aunque no todos los estudios incluyen estos componentes, aquellos que lo hacen destacan que su incorporación permite obtener estimaciones más completas y realistas del LCOE, particularmente cuando se adopta una perspectiva de ciclo de vida del sistema fotovoltaico [43], [26].

**Factores geográficos y regionales.** Los factores geográficos y regionales son considerados en numerosos estudios y afectan indirectamente otros componentes del LCOE, como la producción energética, los costos de instalación y el marco regulatorio. Los resultados muestran diferencias significativas en los valores de LCOE entre regiones, incluso para sistemas con configuraciones técnicas similares, lo que resalta la importancia del contexto climático, económico y normativo en la evaluación económica de los sistemas fotovoltaicos [78], [59], [43].

**Relación de los factores con la ecuación del LCOE.** La mayoría de los estudios analizados emplea una formulación general del LCOE basada en el valor presente de los costos totales y de la energía generada a lo largo de la vida útil del sistema. Esta formulación integra los factores identificados en el análisis documental y se expresa de manera general mediante la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{CAPK_t + OPEX_t + R_t + D_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

donde  $r$  corresponde al WACC,  $N$  representa la vida útil del sistema, y los términos del numerador y denominador reflejan la interacción entre los costos de inversión, operación, financiamiento, generación energética y condiciones locales del proyecto fotovoltaico, tal como se reporta de forma consistente en la literatura revisada [43], [26], [78], [25].

**Tabla 7. Factores determinantes del LCOE**

<b>N</b>	<b>Factores determinantes</b>	<b>Fuente</b>
<b>1</b>	Costos de inversión (CAPEX)	[49][71][50][79][80][72][54][30][56][32][59][61][83][62][82][15][38][16][73][65][66][20][89][43][68][76][47][48]
<b>2</b>	Costos operativos y de mantenimiento (OPEX)	[49][84][71][50][79][80][72][54][30][56][32][59][61][83][62][82][15][38][16][73][65][66][20][43][76]
<b>3</b>	Vida útil del sistema	[25][49][84][27][71][50][79][80][72][29][54][30][56][32][58][59][61][83][62][82][15][64][38][16][73][65][66][20][43][68][76][63]
<b>4</b>	Producción de energía eléctrica (kWh)	[25][26][49][90][84][27][71][50][79][80][51][56][28][52][54][55][30][31][56][57][32][58][86][59][60][61][81][83][62][82][15][74][64][37][38][16][40][73][65][66][20][43][68][76][63][48]
<b>5</b>	Tasa de descuento o costo del capital (WACC)	[26][90][84][71][79][51][28][53][55][56][32][86][60][83][82][74][37][40][66][43][76]
<b>6</b>	Costos de reemplazo y desmantelamiento	[25][84][50][56][54][31][85][61][33][15][36][73][89][68][24]
<b>7</b>	Factores geográficos y regionales	[26][49][27][71][79][80][28][52][55][30][56][32][86][87][60][81][62][74][37][16][40][42][66][20][21][44][22][76][47][63][77][48]

#### **4.2.2. Métodos de estimación del LCOE entre diferentes regiones o países**

Los artículos analizados coinciden en que la estimación del costo nivelado de la energía (LCOE) en sistemas fotovoltaicos presenta diferencias significativas cuando se compara entre regiones o países. Estas variaciones se explican principalmente por la disponibilidad del recurso solar y por los costos locales asociados a la inversión inicial de los proyectos. Así mismo, un número considerable de estudios resalta la influencia de las políticas energéticas y de las condiciones de financiamiento, lo que evidencia que el LCOE no depende únicamente de factores técnicos, sino también del contexto económico y regulatorio propio de cada territorio.

En conjunto, la literatura revisada muestra que la variabilidad del LCOE entre regiones o países responde a una combinación de factores climáticos, económicos, financieros y tecnológicos, los cuales determinan de manera integrada la viabilidad de los sistemas fotovoltaicos en cada escenario de análisis. Los factores de variación del LCOE entre regiones o países son:

**Diferencias en la radiación solar y recursos renovables.** Los estudios destacan que la irradiación solar disponible constituye uno de los factores más determinantes en la variación del LCOE entre regiones. La cantidad de energía generada anualmente por un sistema fotovoltaico depende directamente del nivel de radiación solar incidente, lo cual implica que zonas con alta irradiación presentan mayores rendimientos energéticos y, en consecuencia, menores valores de LCOE al distribuir los costos de inversión y operación sobre una mayor producción eléctrica.

Así mismo, se observa que regiones con climas estables y bajos niveles de nubosidad permiten una operación más predecible de los sistemas, reduciendo la incertidumbre en las estimaciones económicas. En contraste, áreas con menor radiación solar o con alta variabilidad climática requieren mayores capacidades instaladas para alcanzar niveles similares de producción, lo que incrementa los costos por unidad de energía generada.

Los estudios comparativos realizados en distintas zonas climáticas evidencian que el recurso solar es un factor estructural que condiciona la competitividad de la energía fotovoltaica frente a otras fuentes energéticas, siendo especialmente favorable en regiones tropicales y subtropicales [46],[70],[47],[24].

**Costos de inversión y operación locales.** La literatura revisada muestra que los costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX) presentan una elevada dependencia del contexto regional. Estos costos incluyen no solo el precio de los módulos fotovoltaicos y los inversores, sino también los gastos asociados a la mano de obra, transporte, construcción, permisos, seguros y mantenimiento periódico. En muchos estudios se observa que países con cadenas de suministro consolidadas y mercados fotovoltaicos maduros presentan menores costos de instalación [49], [41], que regiones donde la tecnología aún se encuentra en fases iniciales de adopción [25], [26]. De igual forma, los costos de operación se ven influenciados por las condiciones climáticas locales, ya que regiones con altos niveles de polvo, humedad o temperaturas extremas requieren mayores labores de limpieza y mantenimiento. Los resultados indican que, aun cuando dos sistemas posean configuraciones técnicas similares, los valores de LCOE pueden diferir significativamente debido a las variaciones en los precios locales de equipos y servicios. Esto confirma que los análisis económicos deben incorporar costos regionalizados para obtener estimaciones realistas del LCOE [48],[23],[76].

**Políticas energéticas, incentivos y regulación.** Diversos estudios resaltan que los marcos regulatorios y las políticas públicas desempeñan un papel clave en la determinación del LCOE. Instrumentos como subsidios, tarifas de alimentación (*feed-in tariffs*), exenciones fiscales, esquemas de medición neta y mecanismos de compensación por excedentes energéticos influyen directamente en la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos. La estabilidad normativa es señalada como un factor crítico para reducir el riesgo financiero de las inversiones, lo cual se traduce en menores tasas de descuento y, por ende, en valores más bajos de LCOE. Por el contrario, cambios regulatorios abruptos o incertidumbre jurídica incrementan el costo del capital y reducen el atractivo económico de los proyectos solares. Los estudios comparativos entre países muestran que aquellos con políticas energéticas claras y programas de apoyo bien definidos logran una mayor penetración de la energía fotovoltaica y costos nivelados más competitivos. Esto evidencia que el LCOE no depende únicamente de factores técnicos, sino también del diseño institucional y regulatorio de cada país [77],[68],[76].

**Costos financieros y acceso al capital.** El costo promedio ponderado del capital (WACC), el riesgo país y el acceso a mecanismos de financiamiento constituyen factores determinantes en la estimación del LCOE. Los estudios coinciden en que incrementos moderados en la tasa de descuento generan aumentos significativos en el costo nivelado de la energía, especialmente en proyectos de gran escala con elevados montos de inversión inicial. En regiones con mercados financieros poco desarrollados o con inestabilidad económica, los proyectos fotovoltaicos enfrentan mayores tasas de interés y restricciones de crédito, lo que eleva el costo total del sistema y reduce su competitividad. En contraste, países con acceso a financiamiento verde, créditos blandos o programas internacionales de apoyo presentan menores valores de LCOE. La literatura demuestra que el componente financiero puede ser tan influyente como la irradiación solar o el CAPEX, lo que subraya la necesidad de incorporar análisis de sensibilidad del WACC en los estudios tecno-económicos [22],[70].

**Factores tecnológicos y de infraestructura.** Finalmente, los estudios indican que las diferencias tecnológicas y de infraestructura explican parte importante de la variación del LCOE entre regiones. La eficiencia de los módulos, el uso de sistemas de seguimiento solar, la calidad de los inversores y el grado de penetración tecnológica determinan el desempeño energético del sistema a lo largo de su vida útil. Así mismo, la calidad de la infraestructura eléctrica, especialmente la red de transmisión y distribución influye en la integración de la energía

fotovoltaica al sistema eléctrico nacional. Regiones con redes modernas y estables permiten una mayor inyección de energía renovable con menores pérdidas, mientras que países con infraestructuras limitadas enfrentan mayores costos asociados a refuerzos de red o sistemas de almacenamiento. Los estudios comparativos demuestran que la adopción de tecnologías más avanzadas y una infraestructura eléctrica adecuada contribuyen a reducir el LCOE y a mejorar la competitividad de los proyectos solares en diferentes contextos geográficos [46],[63].

**Tabla 8. Métodos de estimación del LCOE entre diferentes regiones o países**

<b>N</b>	<b>Métodos de estimación del LCOE entre diferentes regiones/países</b>	<b>Fuente</b>
<b>1</b>	Diferencias en la radiación solar y recursos renovables	[25][90][79][72][28][29][53][54][30][32][86][60][88][62][74][36][38][39][17][73][65][66][19][89][21][43][44][45][67][68][22][69][23][76][46][47][24][63][70][77]
<b>2</b>	Costos de inversión y operación locales	[26][49][84][27][50][80][51][52][54][55][31][56][78][85][58][87][59][61][81][83][33][82][34][15][35][64][37][16][40][41][42][18][75][20][91][44][67][22][23][46][24][70][48]
<b>3</b>	Políticas energéticas, incentivos y regulación	[71][80][28][53][31][32][86][60][83][74][37][39][73][18][19][89][43][45][68][69][76][47][63][77]
<b>4</b>	Costos financieros y acceso al capital	[90][50][51][29][54][56][85][87][61][62][34][35][38][40][42][66][20][21][44][67][22][23][46][24][70][48]
<b>5</b>	Factores tecnológicos y de infraestructura	[84][79][72][52][55][78][58][59][88][33][15][64][16][17][65][75][91][45][69][76][47][63][77]

#### **4.2.3. Limitaciones al estimar el LCOE en energía fotovoltaica**

La revisión de la literatura pone en evidencia que una parte sustancial de los estudios no solo emplea el LCOE como indicador principal de evaluación económica, sino que también analiza de manera crítica sus alcances y limitaciones. En este sentido, los trabajos coinciden en señalar que, si bien el LCOE constituye una herramienta ampliamente utilizada para comparar proyectos fotovoltaicos, presenta restricciones metodológicas que afectan su capacidad para reflejar de forma integral la realidad económica de los sistemas energéticos. Los estudios destacan que estas limitaciones están asociadas principalmente a la presencia de incertidumbre en los parámetros de entrada, a la ausencia de criterios estandarizados para su cálculo y a la

exclusión de variables externas que influyen en la rentabilidad real de los proyectos. Como resultado, diversos autores proponen complementar el LCOE con otros indicadores económicos y financieros, tales como el valor presente neto, métricas ajustadas al riesgo o indicadores de carácter ambiental y social, con el fin de lograr evaluaciones más robustas y representativas de la viabilidad de los proyectos solares. Las principales limitaciones identificadas en la literatura se resumen a continuación:

**Incertidumbre en datos de costos.** La incertidumbre asociada a los datos de costos es una de las limitaciones más señaladas en la literatura revisada. Diversos estudios indican que los valores de inversión inicial (CAPEX) y de operación y mantenimiento (OPEX) dependen fuertemente de condiciones locales, precios de mercado, disponibilidad tecnológica y supuestos financieros, lo que introduce amplios rangos de variación en el cálculo del LCOE. Varios trabajos abordan esta problemática mediante análisis de sensibilidad, mostrando que pequeñas variaciones en los costos de los módulos, inversores o infraestructura pueden generar cambios significativos en el costo nivelado de la energía. Así mismo, se destaca que la falta de información homogénea y actualizada sobre costos reales dificulta la comparación entre regiones y entre tecnologías. En este sentido, algunos autores proponen el uso de modelos híbridos o escenarios múltiples para reducir la incertidumbre asociada a los parámetros económicos, mientras que otros subrayan la necesidad de incorporar rangos de error y no solo valores promedio en los estudios tecno-económicos [22],[70],[45].

**Variabilidad en proyecciones de energía.** La variabilidad en las proyecciones de producción energética constituye otra limitación relevante en la estimación del LCOE. Los estudios revisados coinciden en que la generación eléctrica futura depende de factores climáticos inciertos, tales como la irradiación solar, la temperatura ambiente, la presencia de polvo o nubosidad y los efectos de degradación de los módulos fotovoltaicos a lo largo del tiempo. Estas variables presentan fluctuaciones interanuales difíciles de predecir con exactitud, lo que introduce incertidumbre en los cálculos de energía acumulada durante la vida útil del sistema. Diversos trabajos señalan que incluso pequeñas variaciones en la radiación solar anual o en las tasas de degradación pueden modificar de manera significativa el valor final del LCOE. Por esta razón, varios autores incorporan análisis de sensibilidad y escenarios climáticos alternativos para evaluar el impacto de estas fluctuaciones sobre la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos. Así mismo, se enfatiza que las proyecciones basadas únicamente en promedios históricos pueden no

representar adecuadamente el comportamiento real del sistema en el largo plazo, especialmente en regiones con alta variabilidad meteorológica [21],[44],[48].

**Falta de homogeneidad metodológica.** La falta de homogeneidad metodológica en el cálculo del LCOE es una de las limitaciones más señaladas en la literatura revisada. Los estudios muestran que no existe un procedimiento estandarizado universal para la estimación del costo nivelado de la energía, lo que genera diferencias importantes en los resultados reportados entre investigaciones, incluso cuando se analizan sistemas fotovoltaicos con características técnicas similares. Las discrepancias metodológicas se manifiestan principalmente en la selección de parámetros económicos, el horizonte temporal considerado, la inclusión o exclusión de costos de reemplazo y desmantelamiento, así como en la forma de tratar la degradación de los módulos y la tasa de descuento. Así mismo, varios autores indican que la diversidad de supuestos adoptados en cada estudio dificulta la comparación directa entre proyectos desarrollados en distintas regiones o bajo diferentes marcos regulatorios. En este sentido, la ausencia de criterios comunes para definir variables como el WACC, el CAPEX, el OPEX o la vida útil del sistema introduce sesgos en la evaluación económica y limita la reproducibilidad de los resultados. Por ello, se plantea la necesidad de avanzar hacia metodologías más uniformes o complementadas con análisis de sensibilidad que permitan transparentar el impacto de los supuestos adoptados sobre el valor final del LCOE [45],[67],[68].

**OPEX a largo plazo incierto.** La incertidumbre asociada a los costos de operación y mantenimiento (OPEX) a largo plazo constituye una de las principales limitaciones en la estimación del LCOE identificadas en la literatura revisada. Diversos estudios señalan que, aunque los costos operativos suelen representar una fracción menor en comparación con el CAPEX, su acumulación durante horizontes temporales de 20 a 30 años puede influir de manera significativa en el valor final del costo nivelado de la energía. Sin embargo, la proyección de estos costos resulta compleja debido a la falta de datos históricos consistentes y a la variabilidad de las condiciones locales de operación. Los trabajos analizados destacan que factores como el envejecimiento de los equipos, la frecuencia de mantenimiento correctivo, la reposición de inversores, la limpieza de módulos en zonas con alta concentración de polvo o humedad, y el aumento futuro en los costos de mano de obra introducen un alto grado de incertidumbre en las estimaciones del OPEX. Así mismo, se observa que muchos estudios asumen valores constantes de OPEX durante toda la vida útil del sistema, lo cual no refleja adecuadamente la evolución real

de los costos en el tiempo. Esta simplificación metodológica puede conducir a subestimaciones o sobreestimaciones del LCOE, especialmente en regiones con condiciones climáticas extremas o con marcos regulatorios inestables.

En consecuencia, varios autores recomiendan incorporar análisis de sensibilidad y escenarios alternativos para evaluar el impacto del OPEX en el LCOE, así como integrar modelos de degradación y reemplazo de componentes que permitan obtener resultados más realistas desde una perspectiva de ciclo de vida del sistema fotovoltaico [23],[44],[22].

**Aspectos externos poco integrados.** Una limitación recurrente identificada en la literatura revisada es la escasa integración de factores externos ambientales, sociales y regulatorios dentro del cálculo tradicional del LCOE. Si bien este indicador permite comparar el costo de generación entre distintas tecnologías y ubicaciones, numerosos estudios advierten que su formulación convencional no incorpora de manera explícita los impactos ambientales, los beneficios sociales ni los efectos de políticas públicas, lo que restringe su capacidad para reflejar el costo real de la energía fotovoltaica desde una perspectiva integral. Los artículos analizados señalan que variables como la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, los costos asociados al uso del suelo, los impactos en comunidades locales, así como los incentivos fiscales, subsidios y esquemas tarifarios, suelen quedar fuera del modelo clásico del LCOE. Esta exclusión conduce a evaluaciones económicas parciales, especialmente en contextos donde las decisiones de inversión están fuertemente condicionadas por marcos regulatorios o por objetivos de sostenibilidad ambiental. En este sentido, varios autores proponen complementar el LCOE con metodologías de análisis de ciclo de vida (LCA), indicadores socioambientales y métricas ajustadas al riesgo para obtener una estimación más realista del desempeño económico de los sistemas fotovoltaicos. Así mismo, se destaca que la falta de integración de estos aspectos externos dificulta la comparación entre regiones con diferentes estructuras de mercado eléctrico y distintas políticas energéticas, ya que el LCOE no captura adecuadamente los beneficios indirectos derivados de la transición energética. Por ello, la literatura coincide en que la inclusión de factores ambientales y regulatorios representa un paso necesario hacia evaluaciones más completas y consistentes de los proyectos solares [47],[63],[69].

*Tabla 9. Limitaciones al estimar el LCOE en energía fotovoltaica*

N	Limitaciones al estimar el LCOE en energía fotovoltaica	Fuente
1	Incertidumbre en datos de costos	[49][27][80][51][72][31][85][58][83][35][38][39][40][17][43][44][22][24][70]
2	Variabilidad en proyecciones de radiación/energía	[25][30][60][62][38][16][42][44][45][22][23][47][77][48]
3	Falta de homogeneidad metodológica	[71][80][28][29][52][56][32][85][61][62][82][15][16][39][40][17][41][18][75][20][89][68][69][76][46][47][63][77]
4	Dificultades en estimar OPEX a largo plazo	[84][51][54][78][87][81][74][38][73][19][44][67][23][24]
5	Incorporación limitada de aspectos externos (ambientales/sociales)	[26][50][53][55][86][59][88][33][34][64][37][65][66][91][21][45][22][46][48]

#### 4.2.4. Diferencia del LCOE entre la energía fotovoltaica y convencional por región

La revisión de la literatura evidencia que una parte significativa de los estudios compara el costo nivelado de la electricidad (LCOE) de la energía fotovoltaica con el de las fuentes convencionales en distintos contextos regionales. En general, los resultados muestran que la energía fotovoltaica ha alcanzado niveles de competitividad similares e incluso inferiores a los de las tecnologías convencionales en varias regiones del mundo, especialmente en Asia, Europa y América. No obstante, esta tendencia no es homogénea. En regiones como África, diversos trabajos señalan que persisten limitaciones estructurales asociadas a la falta de infraestructura, mayores costos de financiamiento y debilidades en los marcos regulatorios, lo que dificulta la adopción masiva de sistemas fotovoltaicos. Estos hallazgos ponen de manifiesto que la competitividad económica de la energía fotovoltaica no depende únicamente de los avances tecnológicos, sino que está fuertemente condicionada por factores regionales como las políticas energéticas, el acceso al capital, la estabilidad institucional y el desarrollo de la infraestructura eléctrica. En consecuencia, el LCOE se configura como un indicador sensible al contexto geográfico y económico, más que como un valor universal aplicable de manera uniforme a todos los países.

**América.** En América, la literatura muestra que la energía fotovoltaica ha alcanzado una posición competitiva frente a las fuentes convencionales, aunque con diferencias marcadas entre

países. En estudios realizados en Chile, México y Estados Unidos, el LCOE del sistema fotovoltaico se reporta principalmente en dólares estadounidenses (USD), con valores que oscilan entre 25 y 45 USD/MWh, mientras que las tecnologías basadas en gas natural y carbón presentan costos superiores debido al incremento del precio del combustible y a las restricciones ambientales [51],[86],[74]. Los trabajos analizados coinciden en que la alta irradiación solar en regiones como el norte de Chile, el suroeste de Estados Unidos y México favorece una reducción significativa del costo nivelado de la energía fotovoltaica, lo que ha permitido que esta tecnología sea considerada económicamente viable para nuevos proyectos de generación [51],[81].

No obstante, varios autores advierten que la competitividad del fotovoltaico se ve limitada por problemas estructurales asociados a la infraestructura de transmisión y al acceso al financiamiento, especialmente en países como Colombia y Brasil, donde el costo del capital sigue siendo elevado [86],[74]. En este contexto, la literatura concluye que, aunque el fotovoltaico es ya competitivo frente a las fuentes convencionales en gran parte del continente americano, su viabilidad depende de políticas energéticas estables y de la expansión de las redes eléctricas que permitan integrar la generación distribuida y a gran escala.

**Europa.** En Europa, los estudios revisados reportan el LCOE de la energía fotovoltaica principalmente en euros (EUR/MWh) y evidencian una situación de paridad de red consolidada en numerosos países. En regiones del sur como España, Italia y Grecia, el LCOE fotovoltaico se sitúa por debajo del de las plantas de gas y carbón, debido a la combinación de altos niveles de irradiación solar y políticas públicas de apoyo implementadas desde etapas tempranas [90],[55],[33]. Los artículos destacan que la madurez tecnológica y la estabilidad regulatoria han permitido reducir progresivamente los costos de inversión, haciendo que el fotovoltaico sea una de las opciones más atractivas para la expansión del sistema eléctrico europeo [55],[36]. Sin embargo, en el norte del continente, donde la radiación solar es menor, la competitividad del fotovoltaico frente a la energía nuclear e hidroeléctrica aún es objeto de debate, y algunos estudios señalan que sigue dependiendo de subsidios o mecanismos de incentivo económico [33],[73].

En consecuencia, la literatura muestra que Europa presenta uno de los escenarios más favorables para la energía fotovoltaica, aunque su viabilidad económica continúa vinculada a la política energética y a los esquemas de mercado implementados en cada país.

**Asia.** Asia es la región donde se observa la mayor diferencia entre el LCOE del fotovoltaico y el de las tecnologías convencionales. En países como China e India, los estudios reportan valores de LCOE en dólares estadounidenses (USD/MWh) y en yuanes chinos (CNY/kWh), mostrando que la energía solar ha alcanzado costos notablemente bajos en comparación con las nuevas plantas de carbón [26],[28],[85]. La literatura atribuye esta competitividad a la economía de escala en la fabricación de módulos fotovoltaicos, al alto nivel de irradiación solar y a políticas industriales agresivas que han reducido los costos de producción y financiamiento [28],[85]. No obstante, varios autores advierten que, en regiones del sudeste asiático, la presencia de centrales térmicas existentes y los subsidios al carbón siguen representando una barrera para la expansión masiva del fotovoltaico [26],[16]. Por tanto, aunque Asia lidera la reducción de costos del LCOE fotovoltaico a nivel mundial, la transición energética no es homogénea y depende del equilibrio entre políticas climáticas, estructura industrial y seguridad energética nacional.

**África.** En África, los estudios muestran un escenario más heterogéneo. El LCOE fotovoltaico se reporta mayoritariamente en USD/MWh y, en muchos países, continúa siendo comparable o incluso superior al de las tecnologías convencionales debido a los altos costos financieros y al riesgo país asociado a la inversión [71],[31]. Los artículos destacan que la falta de infraestructura eléctrica, la inestabilidad regulatoria y el elevado costo del capital limitan la viabilidad económica del fotovoltaico en gran parte del continente [31],[34]. Sin embargo, en el norte de África, especialmente en Marruecos y Egipto, grandes proyectos solares han demostrado que el LCOE fotovoltaico puede igualar o superar al gas natural cuando existen condiciones favorables de financiamiento y apoyo institucional [71],[34]. En este sentido, la literatura coincide en que África posee un enorme potencial solar, pero su aprovechamiento económico depende principalmente de la reducción del riesgo financiero y del fortalecimiento de las políticas energéticas nacionales.

De manera global, los estudios revisados coinciden en que el LCOE de la energía fotovoltaica ha disminuido de forma significativa en las últimas dos décadas, situándose en muchas regiones por debajo del costo de generación de las fuentes convencionales. No obstante, la competitividad del fotovoltaico no es uniforme y está condicionada por factores regionales como la disponibilidad del recurso solar, el costo del capital, el grado de madurez tecnológica y la estabilidad regulatoria.

La evidencia sugiere que Asia, Europa y América presentan las condiciones más favorables para la expansión del fotovoltaico, mientras que África enfrenta mayores barreras estructurales. En conjunto, los resultados confirman que la transición hacia la energía solar no responde a un patrón único, sino que depende del contexto económico, político y tecnológico de cada región [90],[28],[86],[33],[34].

## 5. Discusión de resultados

Uno de los principales hallazgos es el consenso generalizado respecto a los factores que influyen de manera directa en el cálculo del LCOE [78], [27], [55], [57]. Los estudios coinciden en que el indicador depende fundamentalmente de cuatro componentes: los costos de inversión inicial (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX), la vida útil del sistema y la producción anual de energía [78], [27], [72], [57], [36]. Entre estos, el CAPEX continúa siendo el factor con mayor peso relativo, lo cual se explica por la naturaleza de la tecnología fotovoltaica, en la que la mayor parte del gasto se concentra en la etapa de instalación [26], [50], [56], [83]. No obstante, la literatura también refleja una tendencia sostenida a la reducción de estos costos, asociada al avance tecnológico, la producción a gran escala y la creciente competencia en el mercado global de módulos y equipos fotovoltaicos [78], [49], [60], [16], [42]. Este comportamiento ha sido determinante para la disminución progresiva del LCOE y para la expansión acelerada de esta tecnología a nivel mundial [49], [60], [42], [68].

En contraste, el OPEX presenta una participación menor en el costo total, pero su impacto varía significativamente según el contexto regional [27], [86], [15]. En países con limitaciones logísticas, altos costos laborales o baja disponibilidad de servicios técnicos especializados, los gastos de operación y mantenimiento pueden incrementarse de manera considerable, afectando la competitividad del sistema [30], [88], [15], [18]. Aun así, la mayoría de los estudios coinciden en que los sistemas fotovoltaicos mantienen costos operativos relativamente bajos frente a tecnologías convencionales dependientes de combustibles fósiles [27], [59], [39], lo que refuerza su atractivo económico a largo plazo [59], [39].

Otro aspecto relevante identificado en la literatura es la forma en que se modela la vida útil del sistema y la degradación de los módulos [71], [85], [35], [41]. Aunque muchos estudios asumen horizontes temporales de entre 20 y 30 años [71], [57], [35], no todos incorporan de manera explícita la pérdida progresiva de eficiencia de los paneles [85], [41]. Aquellos que sí lo hacen evidencian variaciones importantes en el LCOE final [85], [81], [41], lo que demuestra que este parámetro tiene una influencia directa sobre el resultado del indicador [81], [41]. Esta heterogeneidad metodológica confirma que, a pesar de su amplio uso, el LCOE aún carece de un marco estandarizado plenamente aceptado [79], [55], [33], lo que dificulta la comparación directa entre estudios desarrollados en distintos contextos [55], [33].

Las diferencias regionales constituyen otro eje central de la discusión. El análisis comparativo entre África, Asia, Europa y América revela que la irradiación solar es uno de los factores más determinantes en la variabilidad del LCOE [49], [53], [58], [37], [19]. Regiones con altos niveles de recurso solar presentan valores más bajos del indicador [49], [58], [19], no necesariamente por contar con tecnologías superiores, sino por disponer de condiciones naturales favorables [58], [19]. Sin embargo, estos resultados también están estrechamente vinculados a factores económicos y políticos, como la estabilidad financiera, el acceso al crédito y la existencia de políticas públicas de apoyo a las energías renovables [80], [52], [62], [66], [44].

En este sentido, los estudios que incorporan el análisis del marco regulatorio muestran que los incentivos gubernamentales, las tasas de descuento y el riesgo país pueden modificar el LCOE de manera tan significativa como los parámetros técnicos del sistema [80], [62], [66], [44]. Los países con políticas energéticas claras y consistentes tienden a registrar valores más competitivos [62], [66], mientras que aquellos con subsidios a los combustibles fósiles o con entornos regulatorios inestables enfrentan mayores dificultades para alcanzar la paridad de red [52], [44]. Esto evidencia que el LCOE no es únicamente un resultado técnico-económico, sino un indicador profundamente condicionado por el entorno institucional y financiero [80], [62].

De esta manera, la revisión pone de manifiesto importantes limitaciones asociadas al uso del LCOE como único criterio de evaluación [79], [55], [33], [17]. Aunque se trata de una métrica útil para comparar tecnologías [72], [36], su enfoque estrictamente económico excluye dimensiones ambientales, sociales y territoriales que también influyen en la viabilidad real de los proyectos [31], [17], [43]. Además, la falta de homogeneidad en las metodologías en aspectos como la inclusión de costos de desmantelamiento, el tratamiento de la incertidumbre o la consideración de escenarios futuros puede conducir a interpretaciones parciales si el indicador se utiliza de forma aislada [79], [55], [33]. Esta situación resalta la necesidad de avanzar hacia esquemas de estandarización metodológica que permitan mejorar la comparabilidad y la robustez de los resultados [55], [33].

Finalmente, al contrastar el LCOE de la energía fotovoltaica con el de las fuentes convencionales, los resultados muestran que, en numerosas regiones, la energía solar ha alcanzado e incluso superado la competitividad económica del carbón y el gas natural [25], [28], [61], [39], [68]. No obstante, esta ventaja no se distribuye de manera uniforme [28], [39]. En regiones como África persisten barreras estructurales relacionadas con el financiamiento, la

infraestructura y la estabilidad política [54], [75], lo que limita la reducción del LCOE y el aprovechamiento pleno del potencial solar disponible [54], [75].

En conjunto, los resultados confirman que el LCOE es un indicador valioso para el análisis comparativo de tecnologías energéticas [72], [36], pero su interpretación debe realizarse de manera crítica y contextualizada [79], [33]. Más que un valor numérico aislado, el LCOE representa el equilibrio dinámico entre tecnología, economía, territorio y política [80], [62]. Este equilibrio continuará transformándose a medida que avancen la innovación tecnológica, la madurez del mercado solar y las estrategias de transición energética [49], [42], [68], redefiniendo el papel de la energía fotovoltaica en el sistema energético global.

## Conclusiones

Factores determinantes del LCOE en sistemas fotovoltaicos. A partir del análisis de los artículos revisados, se identifica que los factores más utilizados para la estimación del LCOE son el costo de inversión inicial, la producción de energía, la vida útil del sistema, los costos de operación y mantenimiento y la tasa de descuento. Estos elementos aparecen de manera recurrente en la mayoría de los estudios, lo que permite evidenciar que existe una base común en la forma de calcular este indicador. Sin embargo, su nivel de detalle y la forma en que se consideran puede variar entre autores, lo que influye directamente en los resultados obtenidos.

Variación de los métodos de estimación del LCOE entre regiones y países. Los resultados muestran que, aunque la formulación del LCOE es similar, su estimación presenta variaciones importantes entre regiones debido a factores como la radiación solar, los costos locales de instalación y las condiciones económicas. En este sentido, se observa que las diferencias no están tanto en la ecuación utilizada, sino en los valores que se asignan a cada variable. Esto hace que el LCOE sea un indicador dependiente del contexto, donde las condiciones propias de cada país influyen directamente en los resultados.

Limitaciones en la estimación del LCOE en energía fotovoltaica. El análisis evidencia que una de las principales limitaciones en la estimación del LCOE es la falta de homogeneidad en los criterios utilizados por los diferentes estudios. No todos consideran los mismos costos ni utilizan los mismos supuestos, lo que dificulta la comparación entre resultados. Además, en varios casos se omiten aspectos como los costos de reemplazo o el final de vida del sistema, lo que puede generar estimaciones incompletas. Esta situación muestra que, aunque el LCOE es una herramienta útil, su aplicación depende en gran medida de la información disponible y de las decisiones metodológicas de cada estudio.

Diferencia del LCOE fotovoltaico frente a la energía convencional por región. De acuerdo con la literatura revisada, se observa que el LCOE de la energía fotovoltaica ha disminuido de forma significativa, permitiendo que en varias regiones sea competitiva frente a las fuentes convencionales. No obstante, esta diferencia varía según las condiciones de cada zona, especialmente por la disponibilidad del recurso solar y los factores económicos. En algunos casos, la energía fotovoltaica presenta valores más bajos, mientras que en otros aún se

mantiene por encima, lo que confirma que la comparación entre tecnologías depende directamente del contexto regional en el que se analice.

## Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos, se recomienda que futuras investigaciones incorporen de manera sistemática análisis de sensibilidad y evaluación de la incertidumbre en las principales variables técnicas y financieras que intervienen en el cálculo del LCOE, particularmente en la tasa de descuento, la degradación anual de los módulos y la vida útil del sistema. La inclusión de enfoques probabilísticos permitiría identificar con mayor claridad el rango de variación del indicador frente a cambios en los supuestos adoptados, reduciendo la dependencia de escenarios determinísticos y generando estimaciones más robustas y representativas de las condiciones reales de operación de los proyectos fotovoltaicos.

Además, se sugiere complementar el análisis del LCOE con indicadores que integren dimensiones ambientales y sociales, con el fin de avanzar hacia evaluaciones más integrales de los proyectos energéticos. La incorporación de métricas relacionadas con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, los impactos territoriales, la generación de empleo y los beneficios sociales permitiría superar la visión estrictamente económica del indicador y fortalecer los procesos de planificación energética bajo criterios de sostenibilidad.

De igual manera, se recomienda promover estudios específicos en regiones con alta disponibilidad de recurso solar, pero con limitaciones estructurales en el acceso al financiamiento, dado que en estos contextos el costo del capital suele convertirse en el principal determinante de la competitividad de la energía fotovoltaica frente a las tecnologías convencionales. El análisis detallado de estos entornos facilitaría la identificación de estrategias financieras y regulatorias orientadas a reducir el riesgo percibido por los inversionistas, tales como mecanismos de garantía, esquemas de apoyo estatal o modelos de financiamiento alternativos.

Finalmente, se propone desarrollar investigaciones orientadas a la estandarización metodológica en la estimación del LCOE, evaluando el impacto de la adopción de criterios homogéneos en variables clave como la vida útil del sistema, la tasa de descuento, la degradación de los módulos y la inclusión de costos indirectos. En ese sentido, a partir de la información consolidada en esta revisión, se abre la posibilidad de construir modelos regionales o nacionales de LCOE que integren variables técnicas, climáticas, económicas y regulatorias propias de cada territorio. Estos modelos permitirían generar escenarios prospectivos sobre la

evolución futura de los costos de la energía fotovoltaica y servirían como herramientas de apoyo para la formulación de políticas públicas y estrategias de transición energética.

## Referencias

- [1] Z. Ngagoum Ndalloka, H. Vijayakumar Nair, S. Alpert, and C. Schmid, “Solar photovoltaic recycling strategies,” *Solar Energy*, vol. 270, p. 112379, Mar. 2024, doi: 10.1016/j.solener.2024.112379.
- [2] B. Al Zaabi and A. Ghosh, “Managing photovoltaic Waste: Sustainable solutions and global challenges,” *Solar Energy*, vol. 283, p. 112985, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.solener.2024.112985.
- [3] Programa de Ingeniería Electrónica, “Proyecto Educativo del Programa,” 2016. Accessed: May 05, 2025. [Online]. Available: <https://www.unicesmag.edu.co/grupos-investigacion/rampa/>
- [4] F. A. Khan, N. Pal, and S. H. Saeed, “Review of solar photovoltaic and wind hybrid energy systems for sizing strategies optimization techniques and cost analysis methodologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 937–947, Sep. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.04.107.
- [5] A. P. Farias-Rocha, K. M. K. Hassan, J. R. R. Malimata, G. A. Sánchez-Cubedo, and L. R. Rojas-Solórzano, “Solar photovoltaic policy review and economic analysis for on-grid residential installations in the Philippines,” *J. Clean. Prod.*, vol. 223, pp. 45–56, Jun. 2019, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2019.03.085.
- [6] Keele University, “Guidelines for performing Systematic Literature Reviews in Software Engineering,” Durham, 2007.
- [7] “(PDF) El trabajo colaborativo como estrategia didáctica para la enseñanza/aprendizaje de la programación: una revisión sistemática de la literatura.” Accessed: Dec. 20, 2025. [Online]. Available: [https://www.researchgate.net/publication/323688727\\_Collaborative\\_work\\_as\\_a\\_didactic\\_strategy\\_for\\_teachinglearning\\_programming\\_a\\_systematic\\_literature\\_review#read](https://www.researchgate.net/publication/323688727_Collaborative_work_as_a_didactic_strategy_for_teachinglearning_programming_a_systematic_literature_review#read)
- [8] M. A. Franco and S. N. Groesser, “A systematic literature review of the solar photovoltaic value chain for a circular economy,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 17, p. 9615, Sep. 2021, doi: 10.3390/SU13179615/S1.
- [9] L. Zhou, W. He, Y. Kong, and Z. Zhang, “Climate change cognition and biodiversity conservation awareness facilitate household clean energy consumption: Evidence from a

- biodiversity hotspot,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 212, p. 115391, Apr. 2025, doi: 10.1016/J.RSER.2025.115391.
- [10] IRENA, “Renewable Energy Statistics 2024 statistiques d’énergie renouvelable 2024 estadísticas de energía renovable 2024,” 2024. Accessed: May 11, 2025. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [11] O. Renn and J. P. Marshall, “Coal, nuclear and renewable energy policies in Germany: From the 1950s to the ‘Energiewende,’” *Energy Policy*, vol. 99, pp. 224–232, Dec. 2016, doi: 10.1016/J.ENPOL.2016.05.004.
- [12] F. Beck and E. Martinot, “Renewable Energy Policies and Barriers,” *Encyclopedia of Energy*, pp. 365–383, 2004, doi: 10.1016/B0-12-176480-X/00488-5.
- [13] IEA, “Solar Energy,” <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>. Accessed: May 10, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv>
- [14] “Renovables 2023 – Análisis - AIE.” Accessed: Dec. 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
- [15] R. Akpahou, F. Odoi-Yorke, and L. K. Osei, “Techno-economic analysis of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic system in Benin republic,” *Clean. Eng. Technol.*, vol. 13, Apr. 2023, doi: 10.1016/j.clet.2023.100633.
- [16] E. Mulenga, A. Kabanshi, H. Mupeta, M. Ndiaye, E. Nyirenda, and K. Mulenga, “Techno-economic analysis of off-grid PV-Diesel power generation system for rural electrification: A case study of Chilubi district in Zambia,” *Renew. Energy*, vol. 203, pp. 601–611, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.12.112.
- [17] C. Mokhtara, B. Negrou, N. Settou, A. Bouferrouk, and Y. Yao, “Optimal design of grid-connected rooftop PV systems: An overview and a new approach with application to educational buildings in arid climates,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101468.
- [18] F. zahra Ouchani, O. Jbaihi, A. Alami Merrouni, M. Maaroufi, and A. Ghennioui, “Yield analysis and economic assessment for GIS-mapping of large scale solar PV potential and integration in Morocco,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101540.

- [19] H. M. Benabdellah and A. Ghenaiet, “Energy, exergy, and economic analysis of an integrated solar combined cycle power plant,” *Engineering Reports*, vol. 3, no. 11, Nov. 2021, doi: 10.1002/eng2.12404.
- [20] A. A. Mary, “Optimal techno-economic potential and site evaluation for solar PV and CSP systems in Ghana. A geospatial AHP multi-criteria approach,” *Renewable Energy Focus*, vol. 41, pp. 216–229, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.ref.2022.03.007.
- [21] N. Hamisu Umar, B. Bora, C. Banerjee, P. Gupta, and N. Anjum, “Performance and economic viability of the PV system in different climatic zones of Nigeria,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 43, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2020.100987.
- [22] S. Abdelhady, “Performance and cost evaluation of solar dish power plant: sensitivity analysis of levelized cost of electricity (LCOE) and net present value (NPV),” *Renew. Energy*, vol. 168, pp. 332–342, May 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.12.074.
- [23] O. C. Akinsipe, D. Moya, and P. Kaparaju, “Design and economic analysis of off-grid solar PV system in Jos-Nigeria,” *J. Clean. Prod.*, vol. 287, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125055.
- [24] E. B. Agyekum, “Techno-economic comparative analysis of solar photovoltaic power systems with and without storage systems in three different climatic regions, Ghana,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 43, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2020.100906.
- [25] E. M. Abd Elsadek, H. Kotb, A. S. Abdel-Khalik, Y. Aboelmagd, and A. H. Abdelbaky Elbatran, “Experimental and Techno-Economic Analysis of Solar PV System for Sustainable Building and Greenhouse Gas Emission Mitigation in Harsh Climate: A Case Study of Aswan Educational Building,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 16, no. 13, Jul. 2024, doi: 10.3390/su16135315.
- [26] L. Berkani, O. Nadjemi, S. Nacer, F. Fodhil, T. Nacer, and Z. Alliche, “Techno-Economic Assessment of Small Industrial Facilities Powered by Grid-Connected Photovoltaic Systems in Algeria,” *Process Integration and Optimization for Sustainability*, vol. 8, no. 5, pp. 1581–1601, Nov. 2024, doi: 10.1007/s41660-024-00447-x.

- [27] S. Noman Danish *et al.*, “Techno-economic analysis of the integration of an innovative particle-based concentrating solar power system with a thermally driven cooling system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 320, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2024.118968.
- [28] C. T. Warburg, T. Pogrebnyaya, and T. Kivevele, “Electrical power output potential of different solar photovoltaic systems in Tanzania,” *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 13, no. 4, pp. 673–682, Jul. 2024, doi: 10.61435/ijred.2024.58972.
- [29] L. Bouseba and A. Chaker, “Implementing of a grid-connected PV energy system in building with medium consumption: A techno- economic case study,” *Energy Build.*, vol. 324, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.enbuild.2024.114929.
- [30] M. W. Ijeoma, H. Chen, M. Carbajales-Dale, and R. O. Yakubu, “Techno-Economic Assessment of the Viability of Commercial Solar PV System in Port Harcourt, Rivers State, Nigeria,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 19, Oct. 2023, doi: 10.3390/en16196803.
- [31] A. O. Issa, A. I. Abdullateef, A. Sulaiman, A. Y. Issa, M. J. E. Salami, and M. A. Onasanya, “Optimal Sizing of Photovoltaic System for Grid-tied Consumer considering the Economic Perspective: A Case Study of Commercial Load Ilorin, Nigeria,” *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, vol. 19, no. 3, Sep. 2023, doi: 10.22068/IJEEE.19.3.2746.
- [32] R. Kassem *et al.*, “A Techno-Economic-Environmental Feasibility Study of Residential Solar Photovoltaic/Biomass Power Generation for Rural Electrification: A Real Case Study,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 16, no. 5, Mar. 2024, doi: 10.3390/su16052036.
- [33] A. Hamed, L. Al-Ghussain, M. A. Hassan, and A. Annuk, “Techno-economic analysis for optimal configurations of PV systems with back reflectors,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 14979–14996, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.11.053.
- [34] P. Ahmed *et al.*, “Feasibility and Techno-Economic Evaluation of Hybrid Photovoltaic System: A Rural Healthcare Center in Bangladesh,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 2, Jan. 2023, doi: 10.3390/su15021362.
- [35] M. Mustafa Kamal, I. Asharaf, and E. Fernandez, “Optimal renewable integrated rural energy planning for sustainable energy development,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102581.

- [36] X. Y. Pan, M. Di Yuan, X. Ju, and C. Xu, "A switchable concentrating photovoltaic/concentrating solar power (CPV/CSP) hybrid system for flexible electricity/thermal generation," *Sci. China Technol. Sci.*, vol. 66, no. 8, pp. 2332–2345, Aug. 2023, doi: 10.1007/s11431-023-2453-0.
- [37] S. S. Hosseini Dehshiri and B. Firoozabadi, "A new application of measurement of alternatives and ranking according to compromise solution (MARCOS) in solar site location for electricity and hydrogen production: A case study in the southern climate of Iran," *Energy*, vol. 261, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.125376.
- [38] A. Baruah and M. Basu, "Modelling of an off-grid roof-top residential photovoltaic nano grid system for an urban locality in India," *Energy for Sustainable Development*, vol. 74, pp. 471–498, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2023.05.004.
- [39] S. A. Mousavi, A. Toopshekan, M. Mehrpooya, and M. Delpisheh, "Comprehensive exergetic performance assessment and techno-financial optimization of off-grid hybrid renewable configurations with various dispatch strategies and solar tracking systems," *Renew. Energy*, vol. 210, pp. 40–63, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.04.018.
- [40] C. Zhang, J. Xia, X. Guo, C. Huang, P. Lin, and X. Zhang, "Multi-optimal design and dispatch for a grid-connected solar photovoltaic-based multigeneration energy system through economic, energy and environmental assessment," *Solar Energy*, vol. 243, pp. 393–409, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.solener.2022.08.016.
- [41] S. Iqbal *et al.*, "Feasibility Study and Deployment of Solar Photovoltaic System to Enhance Energy Economics of King Abdullah Campus, University of Azad Jammu and Kashmir Muzaffarabad, AJK Pakistan," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 5440–5455, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3140723.
- [42] S. R. Ara, S. Paul, and Z. H. Rather, "Two-level planning approach to analyze techno-economic feasibility of hybrid offshore wind-solar pv power plants," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 47, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.seta.2021.101509.
- [43] Y. Wang *et al.*, "Measurement and key influencing factors of the economic benefits for China's photovoltaic power generation: A LCOE-based hybrid model," *Renew. Energy*, vol. 169, pp. 935–952, May 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.01.028.
- [44] A. S. Aziz, M. F. N. Tajuddin, M. R. Adzman, and M. A. M. Ramli, "Impacts of albedo and atmospheric conditions on the efficiency of solar energy: a case study in temperate

- climate of Choman, Iraq,” *Environ. Dev. Sustain.*, vol. 23, no. 1, pp. 989–1018, Jan. 2021, doi: 10.1007/s10668-019-00568-1.
- [45] H. Masrur, K. V. Konneh, M. Ahmadi, K. R. Khan, M. L. Othman, and T. Senjyu, “Assessing the techno-economic impact of derating factors on optimally tilted grid-tied photovoltaic systems,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 4, Feb. 2021, doi: 10.3390/en14041044.
- [46] N. Ahmed *et al.*, “Techno-economic potential assessment of mega scale grid-connected PV power plant in five climate zones of Pakistan,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 237, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114097.
- [47] N. A. Ludin *et al.*, “Environmental impact and levelised cost of energy analysis of solar photovoltaic systems in selected asia pacific region: A cradle-to-grave approach,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 1, pp. 1–21, Jan. 2021, doi: 10.3390/su13010396.
- [48] H. Yazdani and M. Yaghoubi, “Techno-economic study of photovoltaic systems performance in Shiraz, Iran,” *Renew. Energy*, vol. 172, pp. 251–262, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.03.012.
- [49] C. Wang, H. Chen, Z. Wang, Y. Gao, and G. Zhang, “Economic assessment and grid parity analysis of photovoltaic power generation considering tradable green certificate,” *Appl. Energy*, vol. 382, Mar. 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125282.
- [50] N. Kumar, S. Karmakar, D. Kumar, A. Kumar, and P. Bishnoi, “Energy, economics and environmental (3E’s) analysis of a solar-assisted HRES through demand side management,” *Environmental Science and Pollution Research*, vol. 31, no. 53, pp. 62477–62492, Nov. 2024, doi: 10.1007/s11356-023-29329-4.
- [51] N. Jayasankar, C. R. Sathia Samuel, V. Paramasivam, A. E. X. Santiago, S. Muthusamy, and S. K. Tirugatla, “Techno-economic feasibility analysis of an on-grid IOT-based rooftop solar photovoltaic system for prosumers with a real-time implementation: a detailed case study and analysis using HOMER software,” *Electrical Engineering*, vol. 106, no. 5, pp. 6615–6635, Oct. 2024, doi: 10.1007/s00202-024-02438-0.
- [52] K. K. Saini, P. Sharma, H. D. Mathur, A. R. Gautam, and R. C. Bansal, “Techno-economic and reliability assessment of an off-grid solar-powered energy system,” *Appl. Energy*, vol. 371, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123579.

- [53] S. Chong, J. Wu, and I. S. Chang, “Cost accounting and economic competitiveness evaluation of photovoltaic power generation in China — based on the system levelized cost of electricity,” *Renew. Energy*, vol. 222, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.119940.
- [54] M. Sadiq, P. Kokchang, and S. Kittipongvises, “Comparative Techno-Economic Evaluation of a Standalone Solar Power System for Scaled Implementation in Off-Grid Areas,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 17, Sep. 2023, doi: 10.3390/en16176262.
- [55] O. R. Alomar, O. M. Ali, B. M. Ali, V. S. Qader, and O. M. Ali, “Energy, exergy, economical and environmental analysis of photovoltaic solar panel for fixed, single and dual axis tracking systems: An experimental and theoretical study,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 51, Nov. 2023, doi: 10.1016/j.csite.2023.103635.
- [56] D. Deshwal and P. Sangwan, “Enhancing Solar Energy Integration: A Techno-Economic Viability Assessment in India,” *Wirel. Pers. Commun.*, vol. 132, no. 3, pp. 1933–1960, Oct. 2023, doi: 10.1007/s11277-023-10691-y.
- [57] A. Anand *et al.*, “A comprehensive analysis of small-scale building integrated photovoltaic system for residential buildings: Techno-economic benefits and greenhouse gas mitigation potential,” *Journal of Building Engineering*, vol. 82, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.jobe.2023.108232.
- [58] D. Boruah and S. S. Chandel, “Techno-economic feasibility analysis of a commercial grid-connected photovoltaic plant with battery energy storage-achieving a net zero energy system,” *J. Energy Storage*, vol. 77, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.109984.
- [59] Y. Chen *et al.*, “Energy, exergy, and economic analysis of a solar photovoltaic and photothermal hybrid energy supply system for residential buildings,” *Build. Environ.*, vol. 243, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.buildenv.2023.110654.
- [60] S. M. Shafie, M. G. Hassan, K. I. M. Sharif, A. H. Nu'man, and N. N. A. N. Yusuf, “An Economic Feasibility Study on Solar Installation for University Campus: A Case of Universiti Utara Malaysia,” *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 12, no. 4, pp. 54–60, Jul. 2022, doi: 10.32479/ijeep.13057.
- [61] S. Serag and A. Echchelh, “Technical and Economic Study for Electricity Production by Concentrated Solar Energy and Hydrogen Storage,” *Technology and Economics of Smart*

- Grids and Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, Dec. 2022, doi: 10.1007/s40866-022-00154-x.
- [62] R. Khamharnphol *et al.*, “Techno-Economic Assessment of a 100 kWp Solar Rooftop PV System for Five Hospitals in Central Southern Thailand,” *International Journal of Renewable Energy Development*, vol. 12, no. 1, pp. 77–86, Jan. 2023, doi: 10.14710/ijred.2023.46864.
- [63] E. Hadi and A. Heidari, “Development of an integrated tool based on life cycle assessment, Levelized energy, and life cycle cost analysis to choose sustainable Facade Integrated Photovoltaic Systems,” *J. Clean. Prod.*, vol. 293, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126117.
- [64] A. Fratean and P. Dobra, “Technical and economic viability of greenfield large scale photovoltaic plants in Romania,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102486.
- [65] U. Halden, U. Cali, M. F. Dyrge, J. Stekli, and L. Bai, “DLT-based equity crowdfunding on the techno-economic feasibility of solar energy investments,” *Solar Energy*, vol. 227, pp. 137–150, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.08.067.
- [66] Á. Rodríguez-Martínez and C. Rodríguez-Monroy, “Economic analysis and modelling of rooftop photovoltaic systems in Spain for industrial self-consumption,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 21, Nov. 2021, doi: 10.3390/en14217307.
- [67] H. Gholami and H. N. Røstvik, “Levelised cost of electricity (Lcoe) of building integrated photovoltaics (bipv) in Europe, rational feed-in tariffs and subsidies,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 9, May 2021, doi: 10.3390/en14092531.
- [68] Á. J. O. Mendieta and E. S. Hernández, “Analysis of PV self-consumption in educational and office buildings in Spain,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 4, pp. 1–16, Feb. 2021, doi: 10.3390/su13041662.
- [69] H. Andrei, C. A. Badea, P. Andrei, and F. Spertino, “Energetic-environmental-economic feasibility and impact assessment of grid-connected photovoltaic system in wastewater treatment plant: Case study,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 1, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14010100.

- [70] D. Lugo-laguna, A. Arcos-Vargas, and F. Nuñez-hernandez, “A european assessment of the solar energy cost: Key factors and optimal technology,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 13, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/su13063238.
- [71] G. Kousovista *et al.*, “Comparative Lifecycle Assessment of Renewable Energy Investments in Public Buildings: A Case Study of an Austrian Kindergarten Under Atypical Operational Conditions,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 15, no. 5, Mar. 2025, doi: 10.3390/app15052330.
- [72] K. Lebedeva, A. Borodinecs, A. Palcikovskis, R. Wawerka, and N. Skandalos, “Estimation of LCOE for PV electricity production in the Baltic States - Latvia, Lithuania and Estonia until 2050,” *Renewable and Sustainable Energy Transition*, vol. 7, Jun. 2025, doi: 10.1016/j.rset.2025.100110.
- [73] C. Prieto and L. F. Cabeza, “Thermal energy storage with phase change materials in solar power plants. Economic analysis,” *J. Energy Storage*, vol. 43, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.103184.
- [74] N. A. A. A. \*, Z. Z. S. F. M. Maryam Yaghoubirad, “Performance assessment of a solar PV module for different climate classifications based on energy, exergy, economic and environmental parameters,” *Energy Reports*, vol. 8, pp. 68–84, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.05.100.
- [75] F. J. Montero *et al.*, “Hybrid photovoltaic-thermoelectric system: Economic feasibility analysis in the Atacama Desert, Chile,” *Energy*, vol. 239, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122058.
- [76] Y. Muñoz, L. H. Carvajal, J. P. Méndez, J. C. Niño, M. A. De La Rosa, and A. Ospino, “Technical and financial assessment of photovoltaic solar systems for residential complexes considering three different commercial technologies and Colombia’s energy policy,” *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 11, no. 2, pp. 272–280, 2021, doi: 10.32479/ijee.9981.
- [77] G. N. D. de Doile *et al.*, “Economic feasibility of photovoltaic micro-installations connected to the Brazilian distribution grid in light of proposed changes to regulations,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 6, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061529.
- [78] N. H. Leite, C. P. Guzman Lascano, H. G. Valente Morais, and L. C. Pereira da Silva, “Impact of the net-metering policies on solar photovoltaic investments for residential

- scale: A case study in Brazil,” *Renew. Energy*, vol. 231, p. 120788, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120788.
- [79] A. Ghazarian, P. Galione, and P. Curto, “Concentrated Solar Power techno-economic analysis in humid subtropical South America. The Uruguayan case.”
- [80] S. Bhatti, A. R. Khan, A. Zoha, S. Hussain, and R. Ghannam, “A Machine Learning Frontier for Predicting LCOE of Photovoltaic System Economics,” *Advanced Energy and Sustainability Research*, vol. 5, no. 8, Aug. 2024, doi: 10.1002/aesr.202300178.
- [81] S. Kim and S. Kim, “Economic Feasibility Comparison between Building-Integrated Photovoltaics and Green Systems in Northeast Texas,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 12, Jun. 2023, doi: 10.3390/en16124672.
- [82] E. Garabitos Lara, A. Vallejo Díaz, V. S. Ocaña Guevara, and F. Santos García, “Techno-economic evaluation of residential PV systems under a tiered rate and net metering program in the Dominican Republic,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 72, pp. 42–57, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2022.11.007.
- [83] J. Bruning *et al.*, “Economic performance of off-grid photovoltaic systems for irrigation1,” *Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental*, vol. 27, no. 1, pp. 57–63, 2023, doi: 10.1590/1807-1929/agriambi.v27n1p57-63.
- [84] S. Ghanbari Motlagh, F. Razi Astaraei, M. Montazeri, and M. Bayat, “COVID-19 impact on wind and solar energy sector and cost of energy prediction based on machine learning,” *Heliyon*, vol. 10, no. 17, Sep. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e36662.
- [85] C. Liu, X. Zheng, H. Yang, W. Tang, G. Sang, and H. Cui, “Techno-economic evaluation of energy storage systems for concentrated solar power plants using the Monte Carlo method,” *Appl. Energy*, vol. 352, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121983.
- [86] T. Hai *et al.*, “Techno-economic and environmental analysis of a grid-connected rooftop solar photovoltaic system in three climate zones,” *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 19, pp. 1725–1739, 2024, doi: 10.1093/ijlct/ctae123.
- [87] A. D. Tuncer, E. Y. Gürbüz, İ. Şahinkesen, A. Georgiev, and A. Keçebaş, “Passive cooling of photovoltaic panels with latent heat storage unit: Analyzing the effects of using fins and iron nanoparticles on the performance, economy and environmental impact,” *Energy*, vol. 288, Feb. 2024, doi: 10.1016/j.energy.2023.129860.

- [88] S. Orangzeb *et al.*, “Potential Assessment and Economic Analysis of Concentrated Solar Power against Solar Photovoltaic Technology,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 2023, 2023, doi: 10.1155/2023/3611318.
- [89] G. B. P. B. F. B. P. D. F. C. J. W. Eid Gul\*1, “A Techno-Economic Analysis of a Solar PV and DC Battery Storage System for a Community Energy Sharing,” 2022.
- [90] Y. Zhao *et al.*, “Experimental and numerical investigation of spray cooling based photovoltaic/thermal system: Achieving high performance, low cost, and lightweight design,” *Energy*, vol. 323, May 2025, doi: 10.1016/j.energy.2025.135671.
- [91] S. B. Seo, E. S. Go, J. L. J. Ling, and S. H. Lee, “Techno-economic assessment of a solar-assisted biomass gasification process,” *Renew. Energy*, vol. 193, pp. 23–31, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.renene.2022.05.033.

## Anexos

Anexo 1 (“Evolución de la energía solar fotovoltaica por regiones”).

Energía solar fotovoltaica de la región africana 2014 – 2023, [10]

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
World	175 039	223 230	295 174	390 782	486 176	588 649	719 813	864 266	1 064 275	1 411 139
Africa	1 465	1 800	2 871	4 523	6 959	8 208	9 574	10 497	11 561	12 353
Algeria	3	36 e	236 e	329 e	341 e	341 e	341 e	341 u	426 u	426 e
Angola	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	1 e	1 e	1 e	285 e	310 e
Benin	0 e	1 e	2 e	2 e	3 e	4 e	5 e	6 e	33 e	33 e
Botswana	2 e	2 e	3 e	3 e	4 e	6 e	6 e	6 e	6 e	6 e
Burkina Faso	2 e	3 e	3 e	38 e	54 e	55 e	56 e	57 e	87 e	177 e
Burundi	0 e	1 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e	9 e	9 e	9 e
Cabo Verde	6 o	6 o	6 o	6 o	11 o	14 o	15 o	17 o	23 o	26 o
Cameroon	0 e	0 e	0 e	12 e	12 e	13 e	14 e	26 e	26 e	62 e
Cent Afr Rep	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	25 e
Chad	0 e	0 e	0 e	0 e	1 e	1 e	1 e	2 e	2 e	2 e
Comoros		1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	0 e	4 e	4 e
Congo DR	1 e	1 e	5 e	6 e	8 e	10 e	14 e	18 e	22 e	22 e
Congo Rep	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	1 e	1 e	1 e	1 e
Cote d Ivoire	0 e	0 e	0 e	1 e	2 e	4 e	6 e	8 e	9 e	46 e
Djibouti	0 e	0 e	0 u	0 u	0 u	0 u	0 e	0 e	0 e	0 e
Egypt	15	16 o	39 u	160 o	744 o	1 627 o	1 623 o	1 643 o	1 704 u	1 836 e
Eq Guinea			0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e
Eritrea	8 e	8 e	9 e	23 e	26 e	26 e	26 e	25 e	25 e	25 e
Eswatini		0	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	10 e	10 e	10 e
Ethiopia	9	10	14	12	12	12	20	21	21 e	21 e
Gabon	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	1 e	1 e
Gambia	0 e	1 e	1 e	1 e	1 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e
Ghana	8 e	32 e	37 e	42 e	72 e	83 e	108 e	165 e	169 e	169 e
Guinea	0 e	0 e	0 e	0 e	13 e	14 e	15 e	15 e	16 e	16 e
Guinea Bissau	0 e	0 e	1 e	1 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e
Kenya	16 e	30 e	35 e	45 e	105 e	126 e	146 e	216 e	318 e	358 e
Lesotho	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	1 e	1 e	1 e	1 e	29 e
Liberia	0 e	0 e	0 e	1 e	1 e	2 e	2 e	3 e	3 e	3 e
Libya	5 u	5 u	5 u	5 u	5 e	5 e	5 e	6 u	6 e	8 e
Madagascar	0 e	0 e	1 e	2 e	22 e	23 e	24 e	24 e	51 e	51 e
Malawi	1 e	2 e	3 e	3 e	4 e	4 e	6 e	66 e	108 e	108 e
Mali	4 e	6 e	7 e	10 e	10 e	11 e	62 e	93 e	97 e	97 e
Mauritania	18 o	18 o	35 o	35 o	87 u	88 u	88 e	88 e	89 e	123 u
Mauritius	3 e	19 e	26 e	33 e	75 e	99 e	108 e	110 e	108 e	108 e
Mayotte	13	13	13 o	15 o	16	17	19	30	30	31
Morocco	20	20	22	24 o	194 o	194 o	234	314 e	314 e	394 e
Mozambique	3 o	3 o	3 o	3 o	3 o	43 o	45 o	46 o	88 o	103 o
Namibia	4 e	8 e	23 e	62 e	91 e	144 e	145 e	145 e	170 e	170 e
Niger	6 e	6 e	7 e	7 e	14 e	14 e	15 e	15 e	50 e	80 e
Nigeria	4 e	11 e	15 e	20 e	25 e	37 e	53 e	73 e	102 e	112 e
Reunion	167 e	187 e	186 e	188 e	190 e	199 e	208 e	225 e	234 e	239 e
Rwanda	10 e	11 e	12 e	17 e	19 e	22 e	24 e	25 e	26 e	26 e
Sao Tome Prn			0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e
Senegal	2 e	3 e	32 e	104 e	147 e	171 e	171 e	239 e	262 e	262 e
Seychelles	1 o	1 o	3 e	4 e	5 e	5 e	8 e	17 e	17 e	17 e
Sierra Leone	0 e	0 e	1 e	1 e	1 e	5 e	7 e	15 e	20 e	20 e
Somalia	0 e	0 e	1 e	2 e	2 e	2 e	11 e	19 e	42 e	46 e
South Africa	1 064 e	1 253 e	1 976 e	3 151 e	4 405 e	4 408 e	5 494 e	5 816 e	5 826 e	5 664 e

## Energía solar fotovoltaica de la región asiática 2014 – 2023, [10]

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Asia</b>	<b>60 285</b>	<b>90 055</b>	<b>139 860</b>	<b>211 199</b>	<b>275 229</b>	<b>330 494</b>	<b>411 295</b>	<b>487 990</b>	<b>600 473</b>	<b>838 411</b>
Afghanistan	18 e	19 e	20 e	22 e	22 e	32 e	31 e	31 e	33 e	33 e
Bangladesh	169 e	196 e	165 e	217 e	240 e	280 e	343 e	506 e	523 e	748 e
Bhutan	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	1 u
Brunei Darism	1 u	1 u	1 u	1 u	1 u	1 u	1 u	5 u	5 u	5 e
Cambodia	9 e	12 e	18 e	32 e	42 e	137 e	330 e	392 e	477 e	482 e
China	28 388	43 538	77 788	130 801	175 016	204 575 e	253 414 o	306 403 e	392 462 e	609 351 e
China HK SAR				1	1	89	91	95	185	191 e
Chinese Taipei	636 o	884 o	1 245 o	1 768 o	2 738 o	4 150 o	5 817 o	7 700 o	9 724 o	12 418 o
India	3 448 e	5 368 e	9 654 e	17 928 e	27 156 e	34 908 e	39 363 e	49 607 e	63 048 e	72 767 e
Indonesia	42 e	79 e	88 e	97 e	65 o	155 o	163 o	225 o	313 o	637 o
Japan	23 339	34 150	42 040	49 500	56 162	63 192	71 868	78 413	85 066	89 077 o
Kazakhstan	5 e	57 e	57 e	59 e	209 e	542 e	912 e	1 038 e	1 146 e	1 306 o
Korea DPR	11 u	23 u	32 u	36 u	50 e	65 e	79 e	102 e	116 e	129 e
Korea Rep	2 438	3 467	4 338	5 633	7 701	10 847	14 756	17 905	20 525	23 493 o
Kyrgyzstan										0
Lao PDR	2 e	2 e	2 e	8 e	34 e	34 e	45 e	59 e	59 e	59 e
Malaysia	205 e	266 e	344 e	394 e	545 e	894 e	1 483 e	1 787 e	1 933 e	1 933 e
Maldives	4 o	5 o	7 o	11 o	16 o	21 u	27 u	31 u	36 o	37 e
Mongolia	5 e	5 e	15 e	48 e	64 e	89 e	95	95	95	95 e
Myanmar	6 o	21 o	32 o	44 o	48 o	88 u	84 e	110 e	181 e	181 e
Nepal	12 e	13 e	14 e	55 e	56 e	55 e	66 e	90 e	110 e	115 e
Pakistan	165 e	265 e	589 e	655 e	680 e	756 e	855 e	1 078 e	1 244 e	1 244 e
Philippines	28 e	172 e	784 e	908 e	919 e	983 e	1 059 e	1 379 e	1 628 e	1 729 e
Singapore	26 o	46 o	97 o	116 o	162 o	272 o	332 o	487 o	634 o	901 o
Sri Lanka	22 e	37 e	71 e	154 e	228 e	350 e	436 e	624 e	800 e	966 e
Tajikistan							0	0	0	0
Thailand	1 299	1 420	2 446	2 697	2 962 o	2 983 o	2 979 o	3 060 o	3 180 o	3 181 o
Timor Leste	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	0 e	0 e	0 e	0 e
Uzbekistan	1	1	2	3	4	4 e	4 e	104 e	253	253 e
Viet Nam	5 e	5 e	5 e	8 e	105 e	4 994 e	16 661 e	16 661 e	16 698 e	17 077 e
<b>C America + Carib</b>	<b>295</b>	<b>998</b>	<b>1 205</b>	<b>1 566</b>	<b>1 950</b>	<b>2 539</b>	<b>2 822</b>	<b>3 542</b>	<b>3 945</b>	<b>4 767</b>
Anguilla	1 u	1 e	2 o	2 e	1 u	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e
Antigua Barb	0	3	4 e	4 e	9 e	9 e	13 e	15 e	15 e	16 e
Aruba	5 e	6	7 u	7 u	15 e	15 e	15 e	15 e	15 e	15 e
Bahamas	2 u	2 e	2 u	2 e	2 u	4 u	4 e	9 u	14 e	14 e
Barbados	1 u	3 u	15 u	16 u	17 u	33 u	49 u	64 u	69	69 e
Belize	0 u	0 u	0 u	1 u	1 u	7 u	7 e	7 e	7 u	7 e
BES Islands		0	2 o	5 o	6 o	7 o	7 o	7 o	7 o	8 u
Br Virgin Is	0 u	1 u	1 o	1 o	1 o	1 o	1 e	1 e	2 e	3 e
Cayman Is			3 u	9 u	10 u	11 u	13 o	14	14 e	14 u
Costa Rica	5 e	9 e	14 e	20 e	33 e	48 e	57 e	74 e	74 e	74 e
Cuba	7 o	18 o	31 o	70 u	124 u	151 u	213 u	246 o	267 e	280 e
Curacao	8 o	10 o	11 o	11 o	12 o	12 o	13 o	13 e	13 e	13 e
Dominica	0	0	1	1	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e
Dominican Rep	15 o	24 o	71 o	95 o	191	335	386 o	584	735	1 077
El Salvador	0 o	11 o	12 o	110 o	167 o	410 o	479 o	543 o	571 o	586 e
Grenada	1 o	1 o	2	2	3 o	3 o	4	4 e	4 e	4 u
Guadeloupe	70	70	70	70	72	83	88	90	93	93
Guatemala	10 e	93 e	93 e	101 e	101 e	101 e	101 e	101 e	105 e	110 o
Haiti	2 e	2 e	2 e	3 u	3 u	3 e	3 e	3 e	3 e	4 e
Honduras	5 e	396 e	412 o	455 o	515 o	518 o	525 o	529 o	529 o	529 o

## Energía solar fotovoltaica de la región europea 2014 – 2023, [10]

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Europe</b>	<b>88 783</b>	<b>97 292</b>	<b>103 862</b>	<b>109 995</b>	<b>119 260</b>	<b>140 018</b>	<b>160 474</b>	<b>188 607</b>	<b>231 585</b>	<b>286 323</b>
Albania	1 e	1 e	1	1	1 e	14	21	23	100	240
Andorra	0 o	0 o	0 o	0 o	1 o	2 o	3 o	4 o	4 e	4 e
Austria	785	937	1096	1269	1455	1702	2 043	2 783	3 792	6 832 o
Belarus	4	6	47	80	154	154	160	163	273	273 u
Belgium	3 015	3 132	3 329	3 621	4 000	4 637	5 573	6 012	6 756	8 549 u
Bosnia Herzg	7 o	8 o	14 o	16	18 o	22	35 o	57	102 o	132 o
Bulgaria	1 029	1 028	1 030	1 031	1 033	1 044	1 100	1 275	1 737	2 937 e
Croatia	33	48	56	60	68	85	109	138	222	461 u
Cyprus	64	76	84	110	118	151	229	315	424	606 u
Czechia	2 067	2 075	2 068	2 075	2 081	2 111	2 172	2 246	2 420	2 499 u
Denmark	607	782	851	906	998 o	1 080	1 304	1 704	3 070	3 529
Estonia	3 u	7 u	10	15	32	121	208	395	520	822
Faroe Islands						0	0 o	0 o	0	0 e
Finland	11	17	39	82	140	222	318	425	664	900 o
France	6 034	7 138	7 702	8 610	9 629	10 729	11 917	14 603	17 341	20 542 e
Germany	37 898	39 222	40 677	42 291	45 156	48 912	53 669	60 036	67 477	81 737
Greece	2 596	2 604	2 604	2 606	2 651	2 834	3 288	4 277	5 430	7 030 o
Hungary	89	172	235	344	728	1 400	2 131	2 968	4 235	5 835 u
Iceland	1 e	3 e	4 e	4 e	5 e	7 e	7 e	7 e	7	7 e
Ireland	3	5	11	29	53	96	152	228	289	738 u
Italy	18 594	18 901	19 283	19 682	20 108	20 865	21 650	22 594	24 555	29 789 o
Kosovo*		0	2	7	7	10	10	14	14	20
Latvia			1	1	2	3	5	7	113	353 o
Lithuania	69	69	70	74	82	103	164	255	572	1 165 e
Luxembourg	110	116	122	128	131	160	187	277	317	432 o
Malta	55	75	94	112	132	155	188	205	222	231 e
Moldova Rep	1	1	2	2	3	5	4	14	60	87 o
Montenegro							3	3	22 e	42 e
Netherlands	1 007	1 526	2 135	2 911	4 608	7 228	11 110	14 823	19 600	23 904 o
North Macedonia	15	17	17	17	17	17	85 e	91	190 o	535 o
Norway	13 u	15 u	27 u	45 u	68	120	160	205	366 o	666 e
Poland	27	108	187	287	562	1 539	3 955	7 416	12 170	15 809 o
Portugal	415	447	513	579	667	901	1 100	1 646	2 646	3 876 e
Romania	1 293	1 326	1 372	1 374	1 386	1 398	1 383	1 394	1 809	1 917 o
Serbia	13 e	16 e	17 e	18 e	21 e	23 e	31	52	137	137 e
Slovakia	533	533	533	528	471	590	535	537	549	631 e
Slovenia	224	239	232	247	247	278	370	461	626	1 034 o
Spain	4 697	4 704	4 713	4 723	4 764	8 807	10 136	13 715	23 311	28 712
Sweden	60	104	153	244	428	714	1 107	1 606	2 388	3 488 e
Switzerland	1 061	1 394	1 664	1 906 o	2 173	2 498	2 973	3 655	4 340 e	5 840 u
UK	5 528	9 601	11 914	12 760	13 060	13 345	13 551	13 915	14 651	15 919 o
Ukraine	819 o	841 o	955 o	1 200 o	2 003 o	5 936 o	7 331	8 062 u	8 062 e	8 062

## Energía solar fotovoltaica de las regiones de norte América, Oceanía y Sudamérica 2014 – 2023,

[10]

<b>N America</b>	<b>18 728</b>	<b>25 651</b>	<b>37 340</b>	<b>46 503</b>	<b>56 702</b>	<b>70 066</b>	<b>86 213</b>	<b>108 082</b>	<b>127 659</b>	<b>154 503</b>
Canada	2 108 o	2 877 o	3 058 o	3 419 o	3 719 o	4 007 o	4 379 o	5 261 o	5 439 o	5 884 o
Greenland					0 o	0 o	0	1	1 e	1 e
Mexico	174 o	295 o	606 o	1 072 o	2 754 e	6 230 e	7 141 e	8 910 e	9 339 o	10 893 e
USA	16 445 o	22 479 o	33 676 o	42 012 o	50 229 o	59 829 o	74 693 o	93 911 o	112 881 o	137 725 o
<b>Oceanía</b>	<b>4 206</b>	<b>5 171</b>	<b>6 057</b>	<b>7 465</b>	<b>11 395</b>	<b>15 789</b>	<b>20 165</b>	<b>24 892</b>	<b>29 563</b>	<b>33 414</b>
Amer Samoa	2 o	2 o	4 e	4 e	5 e	5 u	5 e	5 o	5 e	5 e
Australia	4 134	5 032	5 877	7 239	11 125	15 450	19 769	24 393	28 884	32 609 o
Cook Is	2 e	3 e	3 e	3 e	5 u	6 u	6 e	6 e	6 e	6 e
Fiji	2 u	4 u	6 u	8 u	8 u	8 u	9 u	9 u	9 u	11 e
Fr Polynesia	26 o	30 o	32 o	35 o	38 o	41 o	45 o	46 e	52 e	53 e
Guam	1 o	32 o	35 o	36 e	38 e	40 e	41 e	43 e	105 e	105 e
Kiribati	1 o	2 o	3 o	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e
Marshall Is	1 e	1 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e	2 e
Micronesia	1 e	1 e	2 e	2 e	2 u	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e
Nauru	0 e	0 e	1 e	1 e	1 e	2 e	2 e	3 e	3 e	3 e
New Caledon	3 o	7 o	10 o	27 o	39 o	75 o	96 o	146 o	180 o	185 e
New Zealand	22	37	53	71	91	115	145	192	260	363 o
Niue	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e	1 u	1 e	1 e	1 e	1 e
Palau	1 u	1 u	2 u	2 u	3 e	3 u	3 u	4 e	4 e	20 e
Papua N Guin	0 e	1 u	1 u	1 u	1 u	3 e	3 e	4 e	4 e	4 e
Samoa	3 e	8 e	14 e	14 e	14 e	14 e	14 e	14 e	14 e	14 e
Solomon Is	1 e	1 e	2 e	3 e	3 e	2 e	2 e	2 e	4 e	4 e
Tokelau	1 u	1 u	1 u	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e	1 e
Tonga	3 o	4 o	5 o	7 o	7 u	7 e	7 e	7 e	14 e	15 e
Tuvalu	0 e	4 o	4 e	4 o	4 e	4 e	4 e	4 e	4 e	4 e
Vanuatu	0 e	0 e	2 e	3 e	4 e	5 u	5 u	5 u	5 u	5 e
<b>S America</b>	<b>453</b>	<b>901</b>	<b>1 529</b>	<b>3 712</b>	<b>5 652</b>	<b>8 579</b>	<b>13 422</b>	<b>21 151</b>	<b>34 590</b>	<b>49 284</b>
Argentina	16 o	16 o	16 o	16 o	198	447 o	769 o	1 080 o	1 116	1 408 o
Bolivia	6	5	5	5	5 o	5 o	121	170	171	172
Brazil	21 e	46 e	128 e	1 207 e	2 453 e	4 698 o	8 452 o	14 499 o	25 520 e	37 449 e
Chile	203 e	546 e	1 055 e	1 841 e	2 315 e	2 716 e	3 302 e	4 516 e	6 579 e	8 790 e
Colombia	1	1	2	11	13	23 o	83 o	181 o	480 o	716 o
Ecuador	26	26	26	26	28 o	28 o	28 o	28 o	29	31 o
Falklands Malv		0 o	0 o	0 o	0 o	0 e	0 e	0 e	0 e	0 e
Fr Guiana	36 o	51 o	51 o	51 o	51 o	54 o	55 e	55	55	55 e
Guyana	1	1	2 e	4 e	6 e	8 e	8 e	9 e	10 e	15 e
Paraguay	0 o	0 o	0 o	0 o	0 o	0 o	0	0	1	1 e
Peru	130 e	135 e	146 e	298 e	324 o	335 o	335 e	332 o	332 e	332 e
Suriname	6 e	6 e	7 e	8 e	8 e	8 e	9 e	9 e	12 e	12 e
Uruguay	4 o	64 o	89 o	243 o	248 o	254 o	258 o	266 o	280 o	297 o
Venezuela	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e	3 e	4 e	4 e	5 e

Anexo 2 (“Formato en Excel”).

[https://docs.google.com/spreadsheets/d/1Os0arkiRH\\_cXCYHbfnhO1StqLweLuY5q/edit?usp=sharing&ouid=105125841489512645603&rtpof=true&sd=true](https://docs.google.com/spreadsheets/d/1Os0arkiRH_cXCYHbfnhO1StqLweLuY5q/edit?usp=sharing&ouid=105125841489512645603&rtpof=true&sd=true)

 <p>UNIVERSIDAD <b>CESMAG</b> NIT: 800.109.387-7 VIGILADA MINEDUCACIÓN</p>	<b>CARTA DE ENTREGA TRABAJO DE GRADO O TRABAJO DE APLICACIÓN – ASESOR(A)</b>	<b>CÓDIGO:</b> AAC-BL-FR-032
		<b>VERSIÓN:</b> 1
		<b>FECHA:</b> 09/JUN/2022

San Juan de Pasto, 28 de abril del año 2026

Biblioteca  
**REMIGIO FIORE FORTEZZA OFM. CAP.**  
Universidad CESMAG  
Pasto

Saludo de paz y bien.

Por medio de la presente se hace entrega del Trabajo de Grado / Trabajo de Aplicación denominado Análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos: revisión de literatura, presentado por el (los) autor(es) Carlos Andrés Pineda Ortiz y Jairo Armando Rosales Acosta del Programa Académico de Ingeniería electrónica al correo electrónico biblioteca.trabajosdegrado@unicesmag.edu.co. Manifiesto como asesor(a), que su contenido, resumen, anexos y formato PDF cumple con las especificaciones de calidad, guía de presentación de Trabajos de Grado o de Aplicación, establecidos por la Universidad CESMAG, por lo tanto, se solicita el paz y salvo respectivo.

Atentamente,

  
(Firma del Asesor)


-----  
**Francisco Eraso Checa**  
98.397.376  
Ingeniería Electrónica  
3136584666  
feraso@unicesmag.edu.co

 <b>UNIVERSIDAD CESMAG</b> <small>NIT: 800.109.387-7 VIGILADA MINEDUCACIÓN</small>	<b>AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO O TRABAJOS DE APLICACIÓN EN REPOSITORIO INSTITUCIONAL</b>	<b>CÓDIGO:</b> AAC-BL-FR-031
		<b>VERSIÓN:</b> 1
		<b>FECHA:</b> 09/JUN/2022

<b>INFORMACIÓN DEL (LOS) AUTOR(ES)</b>	
<b>Nombres y apellidos del autor:</b> Carlos Andrés Pineda Ortiz	<b>Documento de identidad:</b> 1081272102 de Pasto
<b>Correo electrónico:</b> cpinedaortiz5@gmail.com	<b>Número de contacto:</b> 3207595897
<b>Nombres y apellidos del autor:</b> Jairo Armando Rosales Acosta	<b>Documento de identidad:</b> 1010105009 de Pasto
<b>Correo electrónico:</b> jarosales.5009@unicesmag.edu.co	<b>Número de contacto:</b> 3104948820
<b>Nombres y apellidos del autor:</b>	<b>Documento de identidad:</b>
<b>Correo electrónico:</b>	<b>Número de contacto:</b>
<b>Nombres y apellidos del autor:</b>	<b>Documento de identidad:</b>
<b>Correo electrónico:</b>	<b>Número de contacto:</b>
<b>Nombres y apellidos del asesor:</b> Francisco Eraso Checa	<b>Documento de identidad:</b> 98397376
<b>Correo electrónico:</b> feraso@unicesmag.edu.co	<b>Número de contacto:</b> 3136584666
<b>Título del trabajo de grado:</b> Análisis de factores determinantes en la estructuración del LCOE en sistemas fotovoltaicos: revisión de literatura.	
<b>Facultad y Programa Académico:</b> Ingeniería e ingeniería electrónica	

En mi (nuestra) calidad de autor(es) y/o titular (es) del derecho de autor del Trabajo de Grado o de Aplicación señalado en el encabezado, confiero (conferimos) a la Universidad CESMAG una licencia no exclusiva, limitada y gratuita, para la inclusión del trabajo de grado en el repositorio institucional. Por consiguiente, el alcance de la licencia que se otorga a través del presente documento, abarca las siguientes características:

- a) La autorización se otorga desde la fecha de suscripción del presente documento y durante todo el término en el que el (los) firmante(s) del presente documento conserve (mos) la titularidad de los derechos patrimoniales de autor. En el evento en el que deje (mos) de tener la titularidad de los derechos patrimoniales sobre el Trabajo de Grado o de Aplicación, me (nos) comprometo (comprometemos) a informar de manera inmediata sobre dicha situación a la Universidad CESMAG. Por consiguiente, hasta que no exista comunicación escrita de mi(nuestra) parte informando sobre dicha situación, la Universidad CESMAG se encontrará debidamente habilitada para continuar con la publicación del Trabajo de Grado o de Aplicación dentro del repositorio institucional. Conozco(conocemos) que esta autorización podrá revocarse en cualquier momento, siempre y cuando se eleve la solicitud por escrito para dicho fin ante la Universidad CESMAG. En estos eventos, la Universidad CESMAG cuenta con el plazo de un mes después de recibida la

 <b>UNIVERSIDAD CESMAG</b> <small>NIT: 800.109.387-7 VIGILADA MINEDUCACIÓN</small>	<b>AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO O TRABAJOS DE APLICACIÓN EN REPOSITORIO INSTITUCIONAL</b>	<b>CÓDIGO:</b> AAC-BL-FR-031
		<b>VERSIÓN:</b> 1
		<b>FECHA:</b> 09/JUN/2022

petición, para desmarcar la visualización del Trabajo de Grado o de Aplicación del repositorio institucional.


- b) Se autoriza a la Universidad CESMAG para publicar el Trabajo de Grado o de Aplicación en formato digital y teniendo en cuenta que uno de los medios de publicación del repositorio institucional es el internet, acepto(amos) que el Trabajo de Grado o de Aplicación circulará con un alcance mundial.
- c) Acepto (aceptamos) que la autorización que se otorga a través del presente documento se realiza a título gratuito, por lo tanto, renuncio(amos) a recibir emolumento alguno por la publicación, distribución, comunicación pública y/o cualquier otro uso que se haga en los términos de la presente autorización y de la licencia o programa a través del cual sea publicado el Trabajo de grado o de Aplicación.
- d) Manifiesto (manifestamos) que el Trabajo de Grado o de Aplicación es original realizado sin violar o usurpar derechos de autor de terceros y que ostento(amos) los derechos patrimoniales de autor sobre la misma. Por consiguiente, asumo(asumimos) toda la responsabilidad sobre su contenido ante la Universidad CESMAG y frente a terceros, manteniéndose indemne de cualquier reclamación que surja en virtud de la misma. En todo caso, la Universidad CESMAG se compromete a indicar siempre la autoría del escrito incluyendo nombre de(los) autor(es) y la fecha de publicación.
- e) Autorizo(autorizamos) a la Universidad CESMAG para incluir el Trabajo de Grado o de Aplicación en los índices y buscadores que se estimen necesarios para promover su difusión. Así mismo autorizo (autorizamos) a la Universidad CESMAG para que pueda convertir el documento a cualquier medio o formato para propósitos de preservación digital.

**NOTA:** En los eventos en los que el trabajo de grado o de aplicación haya sido trabajado con el apoyo o patrocinio de una agencia, organización o cualquier otra entidad diferente a la Universidad CESMAG. Como autor(es) garantizo(amos) que he(hemos) cumplido con los derechos y obligaciones asumidos con dicha entidad y como consecuencia de ello dejo(dejamos) constancia que la autorización que se concede a través del presente escrito no interfiere ni transgrede derechos de terceros.

Como consecuencia de lo anterior, autorizo(autorizamos) la publicación, difusión, consulta y uso del Trabajo de Grado o de Aplicación por parte de la Universidad CESMAG y sus usuarios así:

- Permiso(permitimos) que mi(nuestro) Trabajo de Grado o de Aplicación haga parte del catálogo de colección del repositorio digital de la Universidad CESMAG por lo tanto, su contenido será de acceso abierto donde podrá ser consultado, descargado y compartido con otras personas, siempre que se reconozca su autoría o reconocimiento con fines no comerciales.

En señal de conformidad, se suscribe este documento en San Juan de Pasto a los 29 días del mes de abril del año 2026

<p><b>Carlos Pineda</b> Firma del autor</p>	 Firma del autor
Nombre del autor:	Nombre del autor:
Firma del autor	Firma del autor
Nombre del autor:	Nombre del autor:



UNIVERSIDAD  
**CESMAG**  
NIT: 800.109.387-7  
VIGILADA MINEDUCACIÓN

**AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE GRADO O TRABAJOS DE APLICACIÓN EN REPOSITORIO INSTITUCIONAL**

**CÓDIGO:** AAC-BL-FR-031

**VERSIÓN:** 1

**FECHA:** 09/JUN/2022

Firma del asesor

Nombre del asesor: Francisco Eraso Checa