



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PROYECTO DE INVESTIGACIÓN FASE I**

**COMPARACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE  
RETROCESO EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SOBRE TERRENO CON SEGUIDORES SOLARES  
DE UN EJE EN HONDURAS**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO**

**INGENIERO EN ENERGÍA**

**PRESENTADO POR:**

**21651116 RODRIGO ZELAYA SUÁREZ**

**ASESOR: PHD. HÉCTOR FERNANDO VILLATORO FLORES**

**CAMPUS SAN PEDRO SULA;**

**MARZO, 2021**

*"Lo importante no es tener muchas ideas, sino la idea oportuna en cada caso."*

*-Juan Zorrilla de San Martín*

## **Dedicatoria**

Este trabajo está dedicado a mis padres, Gloria Suárez, Luis Campero, Adán Zelaya y Belinda Guillen, quienes gracias a su gran esfuerzo, amor y apoyo incondicional es que este trabajo ha sido posible.

A mis hermanos Adán Suárez, Manuel Campero y Arianna Zelaya por su apoyo y motivación para seguir adelante.

A mis abuelos Carmen Escoto, Adán Zelaya y Belinda Guerrero por su cariño y gran apoyo hacia el desarrollo de mi vida personal y profesional.

A mis tíos José Funes, Claudia Castañeda, José Zelaya, José Guerrero, Marco Antonio Hernández, Carmen Zelaya, Juan Carlos Escoto y Norma Rivera por ser grandes modelos a seguir y por instruirme en el desarrollo de mi vida profesional en aspectos como: la ambición de adquirir nuevos conocimientos, profesionalismo, perseverancia, iniciativa, determinación, responsabilidad y respeto.

A mis primos, Andrés y Nicole Hernández, Diana y Xamira Cubero, Andrea y Daniela Escoto, Sofía Mejía, Oscar, Juan Diego, Diego y Camila Ramírez por haberme apoyado y motivado durante toda mi vida, tanto personal, como universitaria.

## **Agradecimientos**

Primeramente, agradezco a Dios por haberme dado la oportunidad de realizar este proyecto y culminar mis estudios universitarios exitosamente. A mi familia, por el amor y apoyo incondicional que me han dado durante toda mi vida.

A UNITEC por brindarme la oportunidad de realizar y completar mis estudios universitarios en su campus.

A mi asesor, Ing. Héctor Villatoro por su ayuda, apoyo y brillante guía durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

A mi coordinadora de carrera, la Ing. Vielka Barahona por su apoyo, orientación y paciencia a lo largo de todo mi periodo universitario.

A mi gran amigo e ingeniero, Héctor Andino por su guía, apoyo, motivación y sobre todo amistad, no solo durante el desarrollo de este trabajo de investigación, sino también durante todo mi tiempo en la universidad.

A mis amigos y colegas: Cesar Núñez, Ariana Sabillón, Luz Martel, Carlos Merlo, Najwa Larach, Carlos Lara, Kenneth Stwolinsky, Luis Vásquez, Giancarlo Sánchez, Brayan Pérez, Christopher Rivera, Alejandro Hernández, Leonela Castellón, Max Dávila, Adán Espinoza, Andrés Flores, Ismael Mejía, Carlos Bustillo, Andrés Portillo, Orlando Ordoñez y Cristian Zúniga. Les agradezco infinitamente por haber formado parte de mi vida universitaria, por compartir tantos buenos momentos y clases juntos. Gracias por todo el apoyo, las atenciones y sonrisas que me han dado.

A mis demás amistades: Robert Jones, Bessy Sánchez, María Clara Murillo, Paul Rodas, Eduardo Cardona, Byron García, Isaac Venegas, Julia Maldonado y Ángel Madrid, les agradezco de todo corazón por su amistad, apoyo y cariño hacia mi persona. Gracias por también haber formado parte de mi vida universitaria y por simplemente ser grandes personas.

A todas mis amistades y colegas, les agradezco de corazón todo lo que han hecho por mi vida personal y profesional. Ustedes son lo mejor que la universidad me ha dejado. Para todas las demás personas, catedráticos y personal de la universidad, mi más sincero agradecimiento.

## RESUMEN

El potencial energético de la energía solar es considerado como el más aprovechable entre las energías renovables que existen actualmente. Si pudiéramos aprovechar completamente los 175 PW de irradiancia solar que la Tierra recibe, se podría llegar a cubrir la demanda energética a nivel mundial. Es por razones como esta que surge la necesidad de implementar sistemas fotovoltaicos que aprovechen el recurso energético solar de la mejor manera posible y que a su vez estos sean rentables económicamente. Gracias a la evolución de la tecnología dentro del rubro solar fotovoltaico, hoy en día contamos con diferentes tipos de estructuras y modalidades para este tipo de proyectos. Esta investigación tiene como finalidad optimizar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en función del factor de cobertura de suelo (GCR) para proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de eje horizontal en las cabeceras departamentales de Honduras, Centroamérica. Luego con los resultados de ese análisis, se pretende evaluar la viabilidad técnico-económica de la implementación del algoritmo de retroceso encontrado en sistemas fotovoltaicos que utilizan seguidores solares. Dentro de los resultados de esta investigación se muestran valores clave de GCR para cada localidad al igual que la relación que existe entre el LCOE y el GCR. Respecto a la viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso se concluye que actualmente todos los proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares deberían de hacer de uso de la modalidad de retroceso que ofrece para aprovechar los beneficios en el rendimiento y eficiencia del sistema al igual que la generación de energía eléctrica. La utilidad de esta investigación tiene como objetivo facilitar la toma de decisiones en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos mediante el uso de rangos convenientes y valores óptimo de GCR además de considerar hacer uso del algoritmo de retroceso en proyectos que utilicen seguidores solares.

**Palabras clave:** *sistemas fotovoltaicos, GCR, LCOE, factor de cobertura de suelo, algoritmo de retroceso, seguidores solares*

## **ABSTRACT**

The potential of solar energy is considered to be the most usable amongst all renewable types of energies that exist nowadays. This means that if we could take full advantage of the entire 175 PW of solar irradiance that the Earth receives from the sun, the energetic demand worldwide, would be fulfilled. This is why there is a need of implementing photovoltaic systems that take advantage of the solar energy resource in the best way possible and also being economically profitable. Thanks to the technological evolution inside the solar photovoltaic field, today we count on different types of structures and modalities for these types of projects. This investigation has the purpose of optimizing the levelized cost of electricity (LCOE) as a function of the Ground Coverage Ratio (GCR) for photovoltaic projects that utilize solar trackers with horizontal axis in the most important cities of every state of Honduras, Central America. Then, with the results obtained on that analysis, the intention is to evaluate the technical and economic viability of the implementation of solar backtracking found in photovoltaic projects that utilize solar trackers. The results of this work show key GCR values for each location as well as the relationship between LCOE and GCR. Regarding the viability of the implementation of solar backtracking, this investigation concludes that all photovoltaic projects that make use of solar trackers should use of the backtracking modality that it offers to take advantage of the benefits it has regarding system performance and efficiency as well as generation of electricity. The usefulness of this research aims to facilitate decision-making in the development of photovoltaic projects through the use of convenient ranges and optimal GCR values, in addition to considering making use of solar backtracking in projects that use solar trackers.

**Key words:** *photovoltaic systems, GCR, LCOE, ground coverage ratio, solar backtracking, solar trackers*

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>I. Introducción.....</b>	<b>15</b>
<b>II. Planteamiento del Problema .....</b>	<b>18</b>
2.1 Precedentes del Problema.....	18
2.2 Definición del Problema .....	19
2.3 Justificación.....	20
2.4 Preguntas de Investigación.....	21
2.5 Objetivos.....	22
2.5.1 Objetivo General.....	22
2.5.2 Objetivos Específicos .....	22
<b>III. Marco Teórico.....</b>	<b>23</b>
3.1 Análisis de la Situación Actual.....	23
3.1.1 Análisis del Macro-Entorno .....	23
3.1.2 Análisis del Micro-Entorno .....	31
3.2 Teorías del Sustento .....	36
3.2.1 Energía Solar Fotovoltaica .....	36
3.2.2 Sistemas Solares Fotovoltaicos .....	37
3.3 Conceptualización de Variables de Investigación.....	44
3.3.1 Variable Dependiente.....	44
3.3.2 Variables Independientes.....	45
<b>IV. Metodología .....</b>	<b>52</b>
4.1 Enfoque .....	52
4.2 Variables de Investigación.....	52
4.3 Hipótesis .....	53
4.4 Técnicas e Instrumentos Aplicados.....	54
4.4.1 Recopilación de Datos.....	54

4.4.2 PVSyst.....	54
4.4.3 Microsoft Excel.....	55
4.5 Población y Muestra.....	55
4.6 Metodología de Estudio.....	56
4.6.1 Identificación y Desarrollo del Problema.....	56
4.6.2 Búsqueda de Información.....	56
4.6.3 Especificaciones Técnicas de los Sistemas Fotovoltaicos.....	57
4.6.4 Variables de Investigación.....	60
4.6.5 Simulaciones en PVSyst.....	60
4.6.6 Análisis Tecno-Económico.....	60
4.7 Cronograma de Actividades.....	62
<b>V. Resultados y Análisis.....</b>	<b>63</b>
5.1 Rangos convenientes de Factor de Cobertura de Suelo.....	63
5.2 Relación del Costo Nivelado de Electricidad en función del Factor de Cobertura de Suelo en Honduras.....	65
5.3 Factor de Cobertura de Suelo Óptimo.....	67
5.3.1 Comportamiento del LCOE en escenarios con y sin financiamiento respecto al GCR Óptimo.....	69
5.4 Viabilidad de la Implementación del Algoritmo de Retroceso.....	70
5.4.1 Generación de Energía Eléctrica en cada cabecera.....	70
5.4.2 Costo Nivelado de Electricidad ante la viabilidad del algoritmo de retroceso.....	72
5.4.3 Diferencias del Costo Nivelado de Electricidad ante la implementación del algoritmo de retroceso.....	74
<b>VI. Conclusiones.....</b>	<b>75</b>
<b>VII. Recomendaciones.....</b>	<b>78</b>
<b>VIII. Aplicabilidad/Implementación.....</b>	<b>79</b>



<b>IX. Evolución De Trabajo Actual / Trabajo Futuro .....</b>	<b>80</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>81</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>86</b>

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Comparativa de Escenarios con y sin Backtracking.....	18
Ilustración 2. GCR vs Rendimiento Especifico .....	19
Ilustración 3 Potencia Energético Solar en Honduras.....	20
Ilustración 4: Comparativa de tipos de sistemas fotovoltaicos .....	24
Ilustración 5. Energía Inyectada a la Red con y sin retroceso para distancia de 5m entre seguidores solares.....	27
Ilustración 6. Rendimiento energético frente al GCR para seguimiento solar de un eje con y sin retroceso en Amareleja, Portugal .....	28
Ilustración 7. Rendimiento energético anual frente a la distancia (en metros) entre seguidores solares en base un escenario de generación de energía pesimista y optimista.....	29
Ilustración 8. Rendimiento energético anual de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para seguimiento solar de un eje con y sin retroceso para una ubicación en particular .....	29
Ilustración 9. Capacidad Nominal Fotovoltaica Instalada en Europa (2010-2024) .....	31
Ilustración 10. Cantidad de Energía disponible en función del GCR, ángulos de seguimiento solar, y configuraciones de módulos solares en Sacramento, California.....	33
Ilustración 11. Pérdidas de energía en función del GCR con diferentes arreglos para sistemas fotovoltaicos. ....	34
Ilustración 12. Comportamiento energético de un sistema con seguimiento solar que se ve afectado por sombras de paneles cercanos con un índice de GCR de 0.9.....	35
Ilustración 13. Diagrama de sistema fotovoltaico conectado a la red pública.....	39
Ilustración 14. Diagrama de un sistema fotovoltaico aislado.....	40
Ilustración 15. Sistema Solar Fotovoltaico sobre terreno .....	41
Ilustración 16. Sistema Fotovoltaico sobre techo .....	41
Ilustración 17. Sistema Fotovoltaico con Estructura Fija .....	42
Ilustración 18. Eje de rotación de seguidor solar de un eje horizontal .....	42
Ilustración 19. Eje de rotación de seguidor solar de un eje vertical .....	43
Ilustración 20. Eje de rotación de seguidor solar de dos ejes.....	43

Ilustración 21. Variable Dependiente y Variables Independientes de la Investigación.....	44
Ilustración 22. Diagrama Conceptual del GCR.....	49
Ilustración 23. Ejemplo de GCR Escenario #1 .....	50
Ilustración 24. Ejemplo de GCR Escenario #2.....	51
Ilustración 25. Dimensiones de las Variables de Investigación.....	52
Ilustración 26. Mapa de Cabeceras departamentales de Honduras.....	55
Ilustración 27. Promedio de relación del LCOE en función del GCR a nivel de cabeceras departamentales en Honduras .....	66
Ilustración 28. Porcentaje de GCR óptimo para cada cabecera departamental de Honduras .....	67
Ilustración 29. Mapa de Rangos de GCR convenientes para cada cabecera departamental de Honduras.....	68
Ilustración 30. Variación de LCOE en escenarios con y sin financiamiento utilizando el GCR óptimo en las cabeceras departamentales de Honduras .....	69
Ilustración 31. Energía Generada durante la vida útil del proyecto en escenarios con y sin backtracking.....	70
Ilustración 32. Porcentaje de mejora de energía con backtracking en cada cabecera departamental de Honduras .....	72
Ilustración 33. Variación del LCOE sin financiamiento para escenarios con y sin backtracking en las cabeceras departamentales de Honduras .....	72
Ilustración 34. Variación del LCOE con financiamiento para escenarios con y sin backtracking en las cabeceras departamentales de Honduras.....	73
Ilustración 35. Rangos de diferencias de LCOE en escenarios con y sin backtracking para escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras .....	74
Ilustración 36. Porcentaje de Diferencia de LCOE para escenarios con y sin backtracking en escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras.....	74

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Formula Simple del Costo Nivelado de Electricidad.....	45
Ecuación 2. Ratio DC/AC .....	46

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificaciones del equipo utilizado en simulación, Västerås, Suecia .....	26
Tabla 2. Energía Inyectada a la Red por localidad, Västerås, Suecia .....	26
Tabla 3. Promedio de Potencia Fotovoltaica instalada sobre terreno en Honduras .....	58
Tabla 4. Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico .....	59
Tabla 5. Matriz de Decisión para Módulo Fotovoltaico.....	59
Tabla 6. Matriz de Decisión para Inversor Solar .....	59
Tabla 7. Parámetros de Entrada para Análisis Tecno-económico.....	61
Tabla 8. Cronograma de Actividades.....	62
Tabla 9. Rangos de GCR convenientes y LCOE para cada cabecera departamental de Honduras	64

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Especificaciones Técnicas de Módulos Solares.....	86
Anexo 2. Especificaciones Técnicas de Inversores.....	88
Anexo 3. Especificaciones Técnicas del Seguidor Solar de un Eje Horizontal.....	89

## **LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO**

*LCOE* *Levelized Cost Of Electricity* (Costo Nivelado de Electricidad)

*GCR* *Ground Coverage Ratio* (Factor de Cobertura del Suelo)

*STC* *Standard Test Conditions* (Condiciones Estándar de Prueba)

## I. INTRODUCCIÓN

Desde el comienzo de los tiempos en los que el hombre ha buscado maneras de aprovechar la energía proveniente del sol, se han desarrollado diversas tecnologías que permiten un mejor aprovechamiento del recurso solar además de ser factibles en el ámbito económico. Dentro del rubro solar fotovoltaico se cuenta con diferentes tipos de sistemas que cumplen estas metas, estos pueden ser de: estructura fija o de seguimiento solar de uno o dos ejes. Dentro de este rubro también se encuentran dos parámetros técnicos que además de ser vitales en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, estos serán el centro de atención de este trabajo de investigación. Estos parámetros son el algoritmo de retroceso y el factor de cobertura de suelo.

Este trabajo de investigación pretende optimizar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en función del factor de cobertura de suelo (GCR), determinando en el proceso los rangos convenientes y valores óptimos de GCR para las cabeceras departamentales de Honduras. Luego, utilizando como referencia los resultados obtenidos en el análisis anterior, se pretende evaluar la viabilidad tecno-económica de la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de un eje horizontal para las 18 cabeceras departamentales del país. La metodología está compuesta por recolección y análisis de datos para el desarrollo del análisis técnico y la determinación de las especificaciones de los sistemas fotovoltaicos, uso de softwares de diseño de sistemas fotovoltaicos para la obtención de valores de energía y GCR, y por último el uso de hojas de cálculo para el desarrollo del análisis financiero.

En comparación con estudios similares realizados en otros países alrededor del mundo, Guijarro (2018) establece que, para una instalación fotovoltaica con seguidores solares realizada en Sevilla, España la implementación del algoritmo de retroceso puede lograr incrementar el rendimiento específico de un proyecto hasta un 6% en comparación a proyectos de estructura fija y seguimiento convencional sin algoritmo de retroceso implementado. Universidad de Campinas et al, (2019) concluye que existen beneficios en la generación de energía, protección y eficiencia general del proyecto en la utilización e implementación del algoritmo de retroceso para sistemas fotovoltaicos con seguidores solares de un eje en ciudades como Egipto, Brasil, Estados Unidos y



Grecia gracias un estudio de instalación fotovoltaica de 1,200 kWp. La implementación del algoritmo de retroceso ofrece costos específicos de capital más accesibles, y menor desgaste en los módulos solares para un proyecto fotovoltaicos al igual que la habilidad de utilizar diferentes configuraciones de módulos solares (IEEE, 1991). Al utilizar un porcentaje de GCR alto en proyectos fotovoltaicos, la distancia entre arreglos solares disminuye, creando sombras entre los módulos solares. Esto da como resultado disminuciones en la generación de energía y eficiencia general del proyecto (Cumba, 2017). Por último, un estudio realizado en Honduras que compara los tipos de estructuras de proyectos fotovoltaicos, concluye que en términos del costo nivelado de electricidad más bajo se recomienda instalar proyectos que utilicen seguidores solares de un eje horizontal en el país, específicamente en 14 de los 18 municipios del Valle de Sula con un valor promedio de 0.059 \$/kWh en el escenario sin financiamiento y de 0.077 \$/kWh para el escenario con financiamiento (Andino, 2020).

A diferencia de los trabajos citados anteriormente, el presente trabajo de investigación cuenta con la inclusión del cálculo del factor de cobertura de suelo óptimo que tiene como objetivo determinar el costo nivelado de electricidad más bajo encontrado en proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de un eje específicamente instalados en las cabeceras departamentales de Honduras. Este trabajo de investigación cuenta con el mismo tipo de metodología que los trabajos citados anteriormente, está siendo basada en la recolección y análisis de datos y utilización de softwares de diseño para la obtención de resultados. El aspecto innovador de este trabajo de investigación es que para el cálculo del factor de cobertura de suelo óptimo se analizan escenarios con y sin la implementación del algoritmo de retroceso, creando la posibilidad de responder dos preguntas de investigación en un solo trabajo.

Esta investigación se desarrollará con el principal propósito de facilitar la toma de decisiones respecto a la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos que decidan utilizar seguidores solares de un eje horizontal en Honduras, así como identificar que rango de factor de cobertura de suelo es conveniente analizar para el desarrollo de un proyecto fotovoltaico tomando en cuenta una potencia instalada previamente establecida a diferencia de un área ya

que en la actualidad no existe un estudio en el país que demuestre lo descrito anteriormente en el territorio hondureño.

El informe está compuesto de un total de nueve secciones incluyendo la presente introducción. Las ocho secciones restantes son las siguientes: *Planteamiento del problema*, sección en la cual se presentarán los precedentes del problema, definición y justificación del problema, además de los objetivos y preguntas de investigación. El *Marco Teórico*, mejor conocido como el apartado de fundamentación teórica, es el centro de evidencia bibliográfica de todas las fuentes investigadas que incluye las teorías del sustento de la investigación, así como una variedad de ejemplos de estudios realizados en distintos países que traten temas referentes al de esta investigación. La *Metodología* es la sección donde se mostrará el enfoque investigativo, las variables de investigación, técnicas e instrumentos aplicados y los procesos que se llevaron a cabo previo a la obtención de resultados. En la sección de *Análisis y Resultados* se presentarán los hallazgos de la investigación al igual que su interpretación. En la sección de *Conclusiones* se estará describiendo la relación directa de los resultados con los objetivos específicos y preguntas de la investigación. Las *Recomendaciones* describen mejoras en el desarrollo del trabajo, ya para facilitar o especificar la obtención de resultados o mejorar el alcance de la investigación y están relacionadas con las conclusiones. En la *Aplicabilidad / Implementación* se determinará el nivel de aplicación del algoritmo de retroceso al igual que la influencia del factor de cobertura de suelo óptimo sobre futuros proyectos de energía solar fotovoltaica en Honduras. Por último, en la *Evolución del Trabajo*, que es la última sección del informe, se presentará la manera en la que se le podría dar seguimiento a esta investigación.

## II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En este capítulo se presentará el problema de investigación que se planea resolver. Se demostrarán los precedentes de dicho problema, su definición y la justificación del porque se decidió investigarlo. Asimismo, se presentarán las preguntas de investigación y los objetivos correspondientes al problema.

### 2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

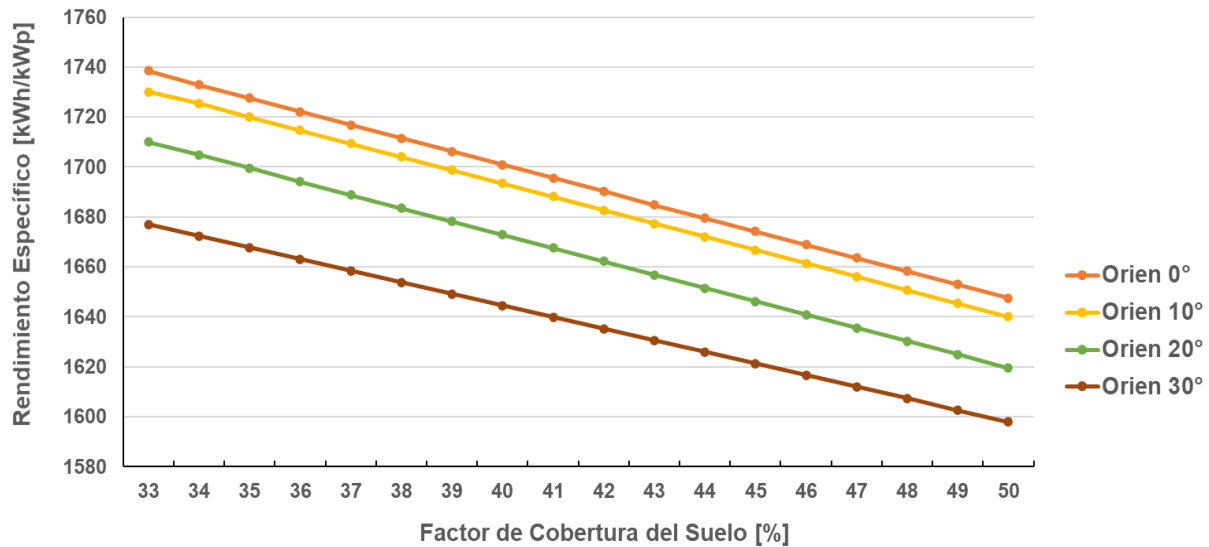
Un proyecto solar fotovoltaico sobre terreno de 50MW realizado en Badajoz, España demostró que los efectos de la implementación del algoritmo de retroceso (mejor conocido en inglés como "backtracking") en sus seguidores solares de un eje puede llegar a tener resultados prometedores. Este proyecto concluyó que el escenario donde se implementa el algoritmo de retroceso tuvo un incremento de aproximadamente 4% en su producción anual de energía que fue de 125.74 GWh al año, en comparación al escenario que trabajó sin él que generó 121.18 GWh al año, siendo el escenario que trabajó con él un poco más eficiente en el apartado de generación de energía. (Becerra, 2018)

COMPARATIVA GENERAL DE LOS SISTEMAS ANALIZADOS			
TIPO DE SISTEMA UTILIZADO	POTENCIA	PRODUCCION ANUAL (KWh)	COMPARATIVA CON RESPECTO A CALCULO TEÓRICO
CALCULO TEÓRICO	52,8 MW	117192822	100%
CALCULO CON PVSYST SISTEMA DE PRODUCCION CON BACKTRACKING	52,8 MW	125736000	107%
CALCULO CON PVSYST SUBSISTEMA DE PRODUCCION SIN BACKTRACKING	52,8 MW	121176000	103%

#### Ilustración 1 Comparativa de Escenarios con y sin Backtracking

Fuente: (Becerra, 2018)

Un estudio realizado en un sitio cercano a Marsella, Francia que pretendía analizar la influencia del factor de cobertura del suelo (mejor conocido como sus siglas en inglés "GCR") y los parámetros de orientación en la producción específica demostró que con una irradiancia global de 1,577 kWh / m<sup>2</sup> el rendimiento disminuye linealmente mientras que el GCR aumenta, sea cual sea la orientación. Entre el 33% y el 50% de GCR, la brecha de rendimiento alcanza los 86 kWh / kWp, lo que representa una caída del 5.5%. (Alt Energy Mag, 2021)



**Ilustración 2. GCR vs Rendimiento Especifico**

Fuente: (Alt Energy Mag, 2021)

## 2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El problema de esta investigación se divide en dos partes:

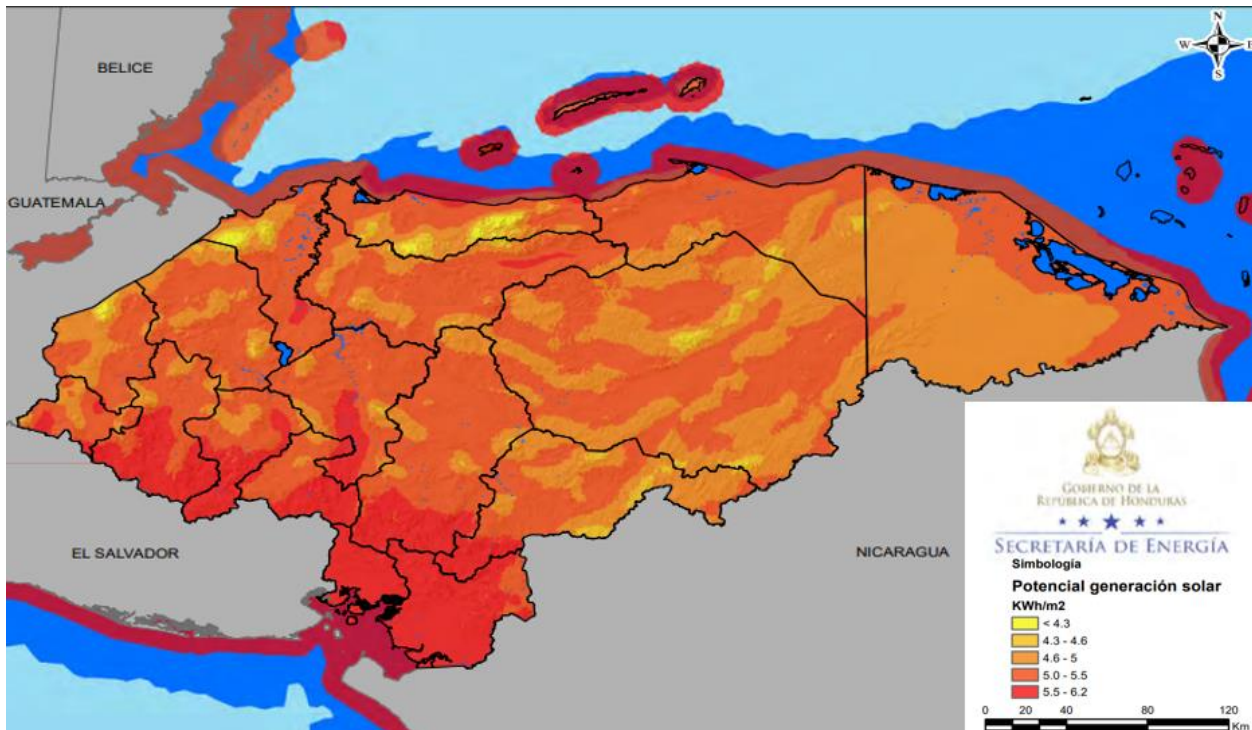
La primera es que actualmente no existe un estudio capaz de demostrar de qué manera es posible optimizar el costo nivelado de electricidad en función del factor de cobertura del suelo en proyectos solares fotovoltaicos sobre terreno en Honduras.

La segunda consiste en que tampoco existe un estudio capaz de demostrar la viabilidad tecno-económica de la implementación del algoritmo de retroceso que trabaja como un sistema anti-sombras en proyectos fotovoltaicos sobre terreno que trabajan con seguidores solares de un eje en el país.

Es por eso que la presente investigación tiene como finalidad trabajar ambas partes al mismo tiempo para determinar la manera de obtener el LCOE más bajo en función del GCR mientras se aprovecha la oportunidad de determinar si la mejor opción para un sistema fotovoltaico sobre terreno que trabaja con seguidores de un eje es implementar el algoritmo de retroceso en sus seguidores en comparación a uno que no y enfocarlo a las cabeceras departamentales del país.

## 2.3 JUSTIFICACIÓN

La energía solar disponible en el territorio hondureño es estimada en el rango de 4.5 a 6.5 kWh/m<sup>2</sup> /día, el cual resulta en una energía teórica anual de 547 TWh. (SWERA Project, 2008a). Sin embargo, en 2007 el Banco Mundial condujo estudios de mercado para la instalación de paneles solares en varios sectores rurales de Honduras e identificó un potencial fotovoltaico viable de 51 MW. (CEPAL, SICA, 2007)



**Ilustración 3 Potencia Energético Solar en Honduras**

Fuente: (Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, 2018)

En los últimos años el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país ha generado muchas buenas expectativas y resultados, tanto que se estima que para el año 2030 la capacidad de potencia instalada en el municipio de San Pedro Sula sea de aproximadamente de 195 MW. (Reyes, 2018)

Debido al aumento de la demanda de energías renovables en el país, específicamente para la solar fotovoltaica, se cree que es sumamente necesario saber el rango de factores de cobertura de suelo (GCR) que se pueden analizar para optimizar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en

futuros proyectos fotovoltaicos y asimismo aclarar la duda de si es tecno-económicamente viable implementar el algoritmo de retroceso en proyectos fotovoltaicos sobre terreno que decidan trabajar con seguidores solares de un eje horizontal.

## **2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN**

1. ¿Qué parámetros de entrada se necesitan para lograr analizar la viabilidad tecno-económica de la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos fotovoltaicos sobre terreno que utilicen seguidores solares de un eje en las 18 cabeceras departamentales de Honduras?
2. ¿Qué rango de factor de cobertura de suelo es conveniente analizar para un proyecto solar fotovoltaico sobre terreno y cuál sería el porcentaje óptimo en cada una de las cabeceras departamentales del país?
3. ¿Qué relación existe entre los LCOE para sistemas fotovoltaicos sobre terreno con las diferentes variaciones del factor de cobertura de suelo?
4. ¿Cómo varía el LCOE de un sistema fotovoltaico sobre terreno con seguidores solares de un eje horizontal en función del porcentaje óptimo de factor de cobertura de suelo para los escenarios con y sin financiamiento en cada una de las cabeceras del país?
5. ¿Qué viabilidad tecno-económica existe en la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos solares fotovoltaicos sobre terreno que trabajan con seguidores solares de un eje horizontal en las 18 cabeceras del país?

## 2.5 OBJETIVOS

### 2.5.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de esta investigación está dividido en dos partes:

a) Optimizar el costo nivelado de electricidad en función del factor de cobertura del suelo en sistemas solares fotovoltaicos sobre terreno con seguidores solares de un eje horizontal para proporcionar una guía de parámetros de entrada para futuros proyectos fotovoltaicos en Honduras.

b) Evaluar la viabilidad tecno-económica de la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas solares fotovoltaicos sobre terreno que trabajan con seguidores solares de un eje horizontal en Honduras para facilitar la toma de decisiones de futuros proyectos fotovoltaicos.

### 2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Establecer los parámetros de entrada para los sistemas fotovoltaicos con seguidores solares de un eje horizontal a analizar con y sin la implementación de algoritmo de retroceso en Honduras.
2. Simular la generación de energía de los sistemas fotovoltaicos a analizar y variar sus factores de cobertura de suelo mediante la manipulación de distancias entre seguidores solares en el software PVsyst para las 18 cabeceras departamentales del país.
3. Desarrollar un análisis financiero que incluye escenarios con y sin financiamiento que permita obtener como resultado el LCOE de cada factor de cobertura de suelo determinado para cada uno de los sistemas simulados en las cabeceras del país.
4. Identificar el LCOE más bajo calculado mediante la variación de los factores de cobertura de suelo en el análisis financiero para cada escenario y mostrar el porcentaje de GCR que dio como resultado el mismo.
5. Comparar los escenarios de los sistemas fotovoltaicos que trabajan con y sin el algoritmo de retroceso implementado utilizando el factor de cobertura de suelo óptimo mostrado en el análisis anterior y determinar su viabilidad a partir del LCOE más bajo.

### **III. MARCO TEÓRICO**

En esta sección se presentan análisis de la situación actual del tema de estudio mediante investigaciones y proyectos que se han desarrollado en varios países a nivel de macro y microentorno. Asimismo, también se presentarán las teorías del sustento y conceptualización de los múltiples componentes de un sistema fotovoltaico con seguidores solares y los componentes de la modalidad de retroceso.

#### **3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

Mediante un análisis de la situación actual se podrán conocer estudios realizados en diversos países acerca de la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos sobre terreno con seguidores de un eje y las tendencias de energía solar a nivel mundial. Asimismo, se presentarán ejemplos de proyectos fotovoltaicos sobre terreno donde se aprecia la variación y la influencia del factor de cobertura del suelo para investigar de qué manera afecta el LCOE.

##### **3.1.1 ANÁLISIS DEL MACRO-ENTORNO**

En este tipo de análisis se mostrarán estudios realizados en distintos países respecto al rendimiento proyectos fotovoltaicos sobre terreno que trabajan con el algoritmo de retroceso en sus seguidores solares de un eje, y por otra parte se estudiará la variación de factores de cobertura de proyectos fotovoltaicos en otros países, así como las tendencias o proyecciones a futuro de la energía solar fotovoltaica.

##### ***3.1.1.1 ESTUDIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE RETROCESO EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS SOBRE TERRENO Y EFECTOS DEL FACTOR DE COBERTURA DE SUELO EN EL RESTO DEL MUNDO***

En este apartado se mostrarán los resultados de investigaciones desarrollados en distintos países alrededor del mundo sobre sistemas fotovoltaicos sobre terreno que trabajan con el algoritmo de retroceso en sus seguidores solares.



### A) Sevilla, España

En este proyecto de una instalación solar fotovoltaica de 20 MW realizado en España se planteó realizar una comparativa de producción de energía en la utilización de un sistema de seguimiento solar con la incorporación del algoritmo de retroceso, frente a un sistema de seguimiento solar que no lo utiliza, y frente a un sistema de estructura fija mediante simulaciones en el software PVSyst variando sus distancias entre columnas. Para las simulaciones de los escenarios de estudio se utilizó una potencia nominal total de 1,200 kWp, es decir una veinteaava parte de la potencia original debido a limitaciones con la versión del software. Dentro de los componentes del proyecto se encuentran módulos solares Yingli Solar de 310 Wp, Inversores marca Ingeteam de 1,000 kW y seguidores solares DEGER S60H de un eje horizontal. Los resultados de este estudio están descritos en la siguiente ilustración:

	Separación entre columnas (m)	Irradiación global horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	Incremento irradiación global incidente plano receptor (%)	Pérdida de irradiancia por sombras cercanas (%)	Pérdidas IAM global (%)	Energía del generador en MPP (MWh)	Energía salida del inversor (MWh)	Factor de rendimiento de la instalación, PR (%)
Seguimiento en un eje horizontal	12	1756	38,6	7,3	1,4	2307	2268	77,51
	11	1756	38,6	7,7	1,4	2299	2260	77,23
	10	1756	38,6	8,7	1,4	2275	2236	76,44
Seguimiento en un eje + Backtracking	12	1756	21,7	1,1	2,2	2137	2100	81,79
	11	1756	20,7	1	2,3	2120	2083	81,82
	10	1756	19,6	1,1	2,3	2100	2063	81,77
Instalación Fija	12	1756	14,6	5,9	2,3	1927	1894	78,3
	11	1756	14,6	6	2,3	1926	1893	78,3
	10	1756	14,6	6	2,3	1926	1893	78,29

**Ilustración 4: Comparativa de tipos de sistemas fotovoltaicos**

Fuente: (Gujarro, 2018)

Aun debido a que el escenario que incluye el uso del algoritmo de retroceso (mejor conocido en inglés como "Backtracking") cuenta con el factor de rendimiento más alto, este estudio concluye que a pesar de que las pérdidas producidas por sombras cercanas se minimizan con la función de backtracking, la irradiancia efectiva en los receptores es menor que la que se obtiene con las otras opciones, lo cual se puede ver en los apartados de incremento de irradiación global incidente en el plano receptor, así como en el factor de pérdidas IAM, permaneciendo los demás parámetros relativamente constantes. (Guijarro, 2018)

### *B) Västerås, Suecia*

Este ejemplo de investigación proviene de un artículo presentado en una conferencia en Västerås, Suecia que define la influencia del algoritmo de retroceso en plantas fotovoltaicas que trabajan con seguidores solares y sus usos. Este artículo establece que se realizaron simulaciones de una planta fotovoltaica de 1 MWp en cinco ciudades del mundo que son: Calexico – Estados Unidos, Bathinda – India, Guimaranía – Brasil, Aswan – Egipto y Pitea – Suecia. Las ciudades fueron elegidas con el fin de contemplar las localidades donde se están implementando sistemas fotovoltaicos con seguidores solares. El seguidor solar utilizado en las simulaciones es un seguidor horizontal con eje Norte-Sur. El software utilizado para realizar las simulaciones fue PVSyst.

Para todas las ciudades se realizaron cuatro escenarios. En todos los escenarios, se utilizan seguidores solares inclinados horizontalmente, con una pendiente óptima calculada por el software para cada ubicación. Los escenarios se describen de la siguiente manera:

- a) Con algoritmo de retroceso y distancia entre seguidores de 6m
- b) Sin algoritmo de retroceso y distancia entre seguidores de 6 m
- c) Con algoritmo de retroceso y distancia entre seguidores de 5m
- d) Sin algoritmo de retroceso y distancia entre seguidores de 5m

Las especificaciones del equipo utilizado en las simulaciones son:

**Tabla 1. Especificaciones del equipo utilizado en simulación, Västerås, Suecia**

<b>Equipo</b>	<b>Marca</b>	<b>Modelo</b>	<b>Potencia</b>	<b>Cantidad</b>
Modulo Fotovoltaico	Canadian Solar®	CS6K310M S-AG	310 Wp	21 x 154
Inversor	Fronius International®	AGILO00.0-3 Outdoor	100kw	9

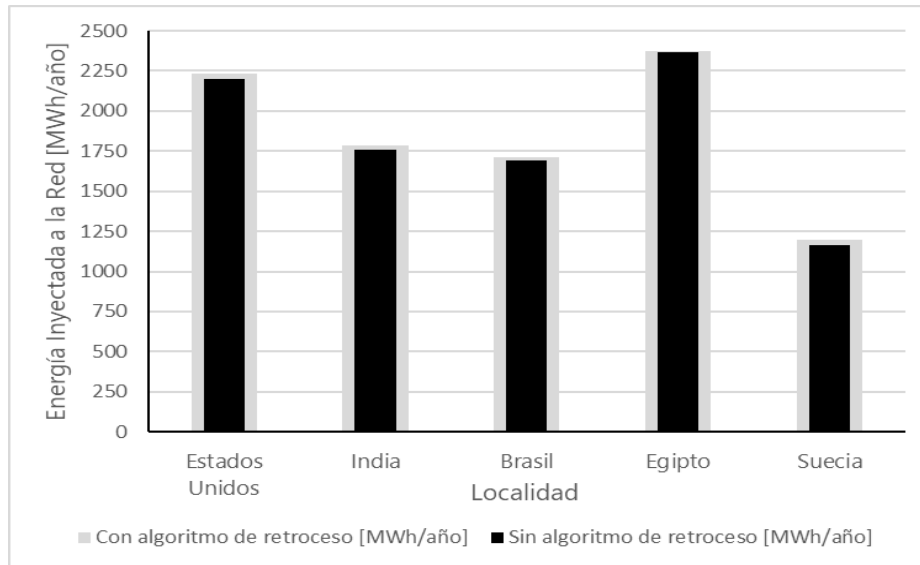
Fuente: (Universidad de Campinas et al, 2019)

Dentro de los resultados se obtienen las siguientes tablas:

**Tabla 2. Energía Inyectada a la Red por localidad, Västerås, Suecia**

<b>Localidad</b>	<b>Distancia [m]</b>	<b>Con algoritmo de retroceso [MWh/año]</b>	<b>Sin algoritmo de retroceso [MWh/año]</b>	<b>Porcentaje de Ganancia por backtracking [%]</b>
Estados Unidos	6	2,232	2,196	1.6%
Estados Unidos	5	2,196	2,098	4.7%
India	6	1,787	1,761	1.5%
India	5	1,745	1,720	1.5%
Brasil	6	1,711	1,690	1.2%
Brasil	5	1,668	1,620	3.0%
Egipto	6	2,374	2,369	0.2%
Egipto	5	2,309	2,267	1.9%
Suecia	6	1,195	1,161	2.9%
Suecia	5	1,152	1,110	3.8%

Fuente: (Universidad de Campinas et al, 2019)



**Ilustración 5. Energía Inyectada a la Red con y sin retroceso para distancia de 5m entre seguidores solares**

Fuente: (Universidad de Campinas et al, 2019)

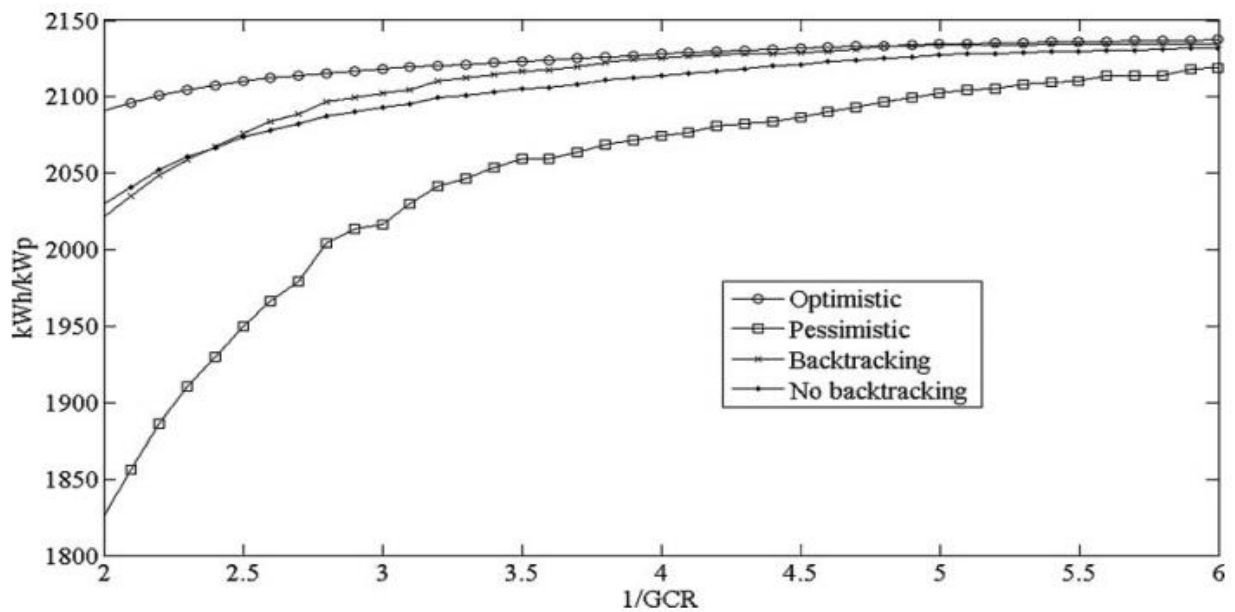
Dado los resultados de las simulaciones, el trabajo de investigación concluye que existen beneficios en la generación de energía, protección y eficiencia general del proyecto en la utilización e implementación del algoritmo de retroceso para sistemas fotovoltaicos con seguidores solares de un eje.

### *c) Amareleja, Portugal*

Este estudio fue encontrado en un artículo hecho en España que describe las aplicaciones del seguimiento solar y modalidades de retroceso en proyectos fotovoltaicos que operan con seguidores solares de uno y dos ejes en función del factor de cobertura del suelo (GCR). En el artículo se encuentra descrito un proyecto hecho con los datos meteorológicos del pueblo de Amareleja en Portugal, en el cual se utilizaron módulos de 48 celdas y 3 diodos de derivación arreglado en dimensiones 3 x 1 (3 horizontal y 1 vertical) con el objetivo de trabajar de una manera generalizada y crear referencias para futuros proyectos. En esta comparación se incluyen también valores prácticos de GCR (entre 29% y 35%) que se traducen a distancias entre los 3 y 5 metros entre los seguidores solares que es con lo que se suele trabajar para proyectos fotovoltaicos sobre terreno. Como primer resultado de la comparación para la viabilidad del retroceso, se cuenta con

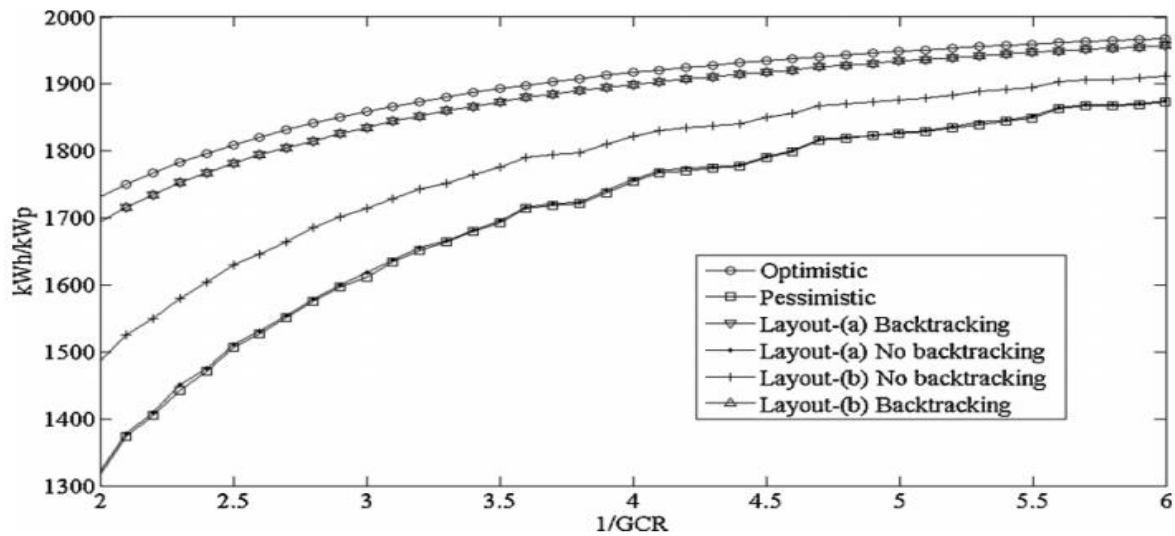
un análisis que involucra un escenario optimista y uno pesimista en la generación de energía frente a valores comunes de GCR. Esto sirve como referencia para determinar de qué manera podría variar el costo nivelado de electricidad (LCOE) en el ámbito económico del proyecto. Si la generación de energía es cercana al escenario optimista con la implementación del algoritmo de retroceso, entonces se podría contar con un LCOE bajo para el proyecto. Esto significa que al mismo tiempo estaríamos contando con un factor de cobertura de suelo más bajo, dando como resultado un factor de GCR óptimo para el proyecto porque la distancia entre seguidores solares sería menos en comparación al escenario que además de no contar con la modalidad de retroceso, este cuenta con un GCR y LCOE mayor. Esto se puede ver reflejado en los niveles de energía en la *ilustración 6*. El escenario con retroceso presenta una mayor generación de energía y acerca más al escenario optimista que el escenario que trabaja sin retroceso.

Los resultados del estudio se definen a continuación:



**Ilustración 6. Rendimiento energético frente al GCR para seguimiento solar de un eje con y sin retroceso en Amareleja, Portugal**

Fuente: (E. Lorenzo, 2011)



**Ilustración 7. Rendimiento energético anual frente a la distancia (en metros) entre seguidores solares en base un escenario de generación de energía pesimista y optimista.**

Fuente: (E. Lorenzo, 2011)

Tipo de seguimiento	Eje único		
	NS horizontal	Inclinado, 20 8	Vertical
1 / GCR	3,5	3,5	4.5
<u>Sin retroceso</u>			
Optimista	1893	2071	2132
Realista (a)	1776 (6,2)	1919 (7,3)	2121 (0,5)
Realista (b)	1695 (10,5)	1878 (9,3)	
Pesimista	1695 (10,5)	1919 (7,3)	2086 (2,2)
<u>Con retroceso</u>			
En el eje primario En el eje secundario En ambos ejes	1873 (1,0)	2054 (0,8)	2129 (0,14)

**Ilustración 8. Rendimiento energético anual de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para seguimiento solar de un eje con y sin retroceso para una ubicación en particular**

Fuente: (E. Lorenzo, 2011)

Los valores de la *Ilustración 8* se dan en kWh por kW de potencia pico del generador fotovoltaico. Los números dados entre paréntesis como porcentajes representan las pérdidas con respecto a los casos optimistas. Debe tenerse en cuenta que, a pesar de estar establecido aquí al 100%, estos casos optimistas aún incluyen algunas pérdidas de sombreado debido al sombreado entre seguidores. (E. Lorenzo, 2011)

Como conclusión para este estudio se tiene que los proyectos fotovoltaicos que cuentan con la implementación del algoritmo de retroceso se acercan más a un escenario optimista en el ámbito tecno-económico si se les analiza en función del factor de cobertura del suelo, ya que una de las ventajas de utilizar la modalidad de retroceso es que se puede reducir la distancia entre los seguidores solares haciendo que estos no se produzcan sombras unos a otros, dando como resultado una mayor generación de energía.

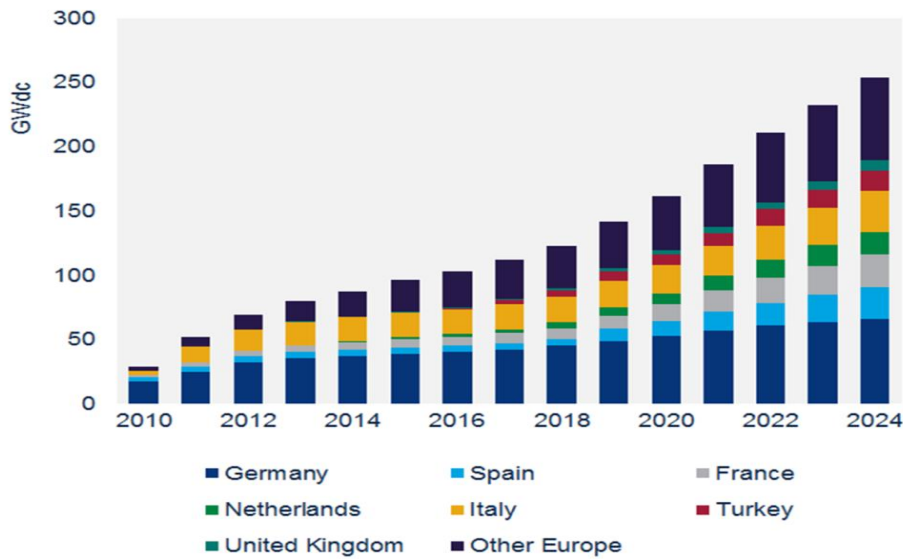
### *3.1.1.2 TENDENCIAS Y PROYECCIONES A FUTURO DE ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA A NIVEL MUNDIAL*

Para alrededor del año 2050, se espera que la energía solar fotovoltaica se convierta en la segunda fuente de generación de electricidad más valiosa, solamente por debajo de la energía eólica. Si la esto llegase a cumplir, la energía solar cubriría aproximadamente el 25% de la demanda de electricidad a nivel mundial. (IRENA, 2019)

Hoy en día, China es el país con más energía solar fotovoltaica a nivel mundial. Para el 2020 proyectó que la instalación de potencia quedará por debajo del récord histórico que registró en 2017, que fue cuando el país alcanzó la sorprendente cifra de 50 GW de potencia instalada en el rubro solar fotovoltaico.

En los últimos años Europa ha tenido un gran crecimiento en energía solar fotovoltaica. En el 2020 se tuvo como meta alcanzar 24,000 MW de capacidad instalada siendo países como Alemania, Italia, España y Turquía los que son capaces de aportar la mayor cantidad de potencia instalada en los años siguientes. (IHS, 2019)

Cumulative solar PV installations, Europe, 2010-24



### Ilustración 9. Capacidad Nominal Fotovoltaica Instalada en Europa (2010-2024)

Fuente: (Roca, 2019)

#### 3.1.2 ANÁLISIS DEL MICRO-ENTORNO

En este tipo de análisis se mostrarán estudios de algunas investigaciones desarrolladas sobre la viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos sobre terreno y los efectos del factor de cobertura de suelo en el ámbito económico de proyectos fotovoltaicos para la región del continente americano.

##### 3.1.2.1 ESTUDIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE RETROCESO EN PROYECTOS FOTOVOLTAICOS SOBRE TERRENO Y EFECTOS DEL FACTOR DE COBERTURA DE SUELO EN EL CONTINENTE AMERICANO

###### A) Maryland, Estados Unidos

Esta investigación desarrollada en Maryland, Estados Unidos tiene objetivo investigar la modalidad del retroceso en proyectos solares fotovoltaicos que trabajan con seguidores solares y determinar las ventajas y desventajas que ofrece para reducir las pérdidas de energía por sombras utilizando diferentes configuraciones de módulos solares. Dentro del artículo se



encuentra información del desarrollo e implementación del algoritmo de retroceso y el efecto que este tiene en diferentes configuraciones de módulos solares. Según esta investigación, dentro de los beneficios que ofrece el algoritmo de retroceso en comparación a proyectos que utilizan seguimiento convencional están:

a) Beneficios en el uso del área del proyecto:

- Permite utilizar una distancia menor entre filas de módulos sin penalización por sombras.
- Mayor porcentaje de GCR debido al modo en el que el retroceso inclina los módulos durante el amanecer y el atardecer dando un valor aproximado de 30% en proyectos que utilizan seguidores solares de un eje.
- Permite obtener ahorros en costos relacionados al área del proyecto debido a la reducción de distancia entre los seguidores. Estos ahorros se ven reflejado en el monto a pagar por el terreno y construcción del proyecto.

b) Beneficios en el rendimiento del proyecto

- Las pérdidas relacionadas al incremento en los ángulos de incidencia son menores a las pérdidas por sombras en comparación a proyectos con seguimiento convencional (sin retroceso).

c) Beneficios en la fiabilidad del proyecto

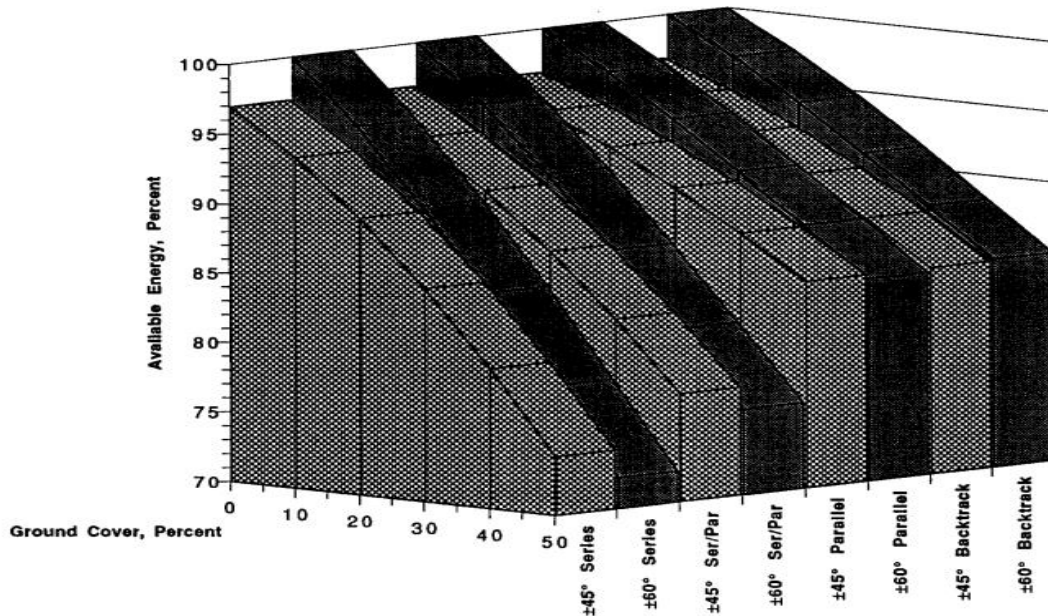
- Reduce los costos de Operación y Mantenimiento debido a la reducción en la duración de las condiciones de operación en el arreglo de los módulos fotovoltaicos.

d) Beneficios dentro del diseño del proyecto:

- Permite utilizar distintos tipos de módulos fotovoltaicos con distintas configuraciones.

Dentro de los resultados de este artículo se presentan las siguientes gráficas:

Tracker Performance, Horizontal N-S Axis, Sacramento CA



**Ilustración 10. Cantidad de Energía disponible en función del GCR, ángulos de seguimiento solar, y configuraciones de módulos solares en Sacramento, California.**

Fuente: (IEEE, 1991)

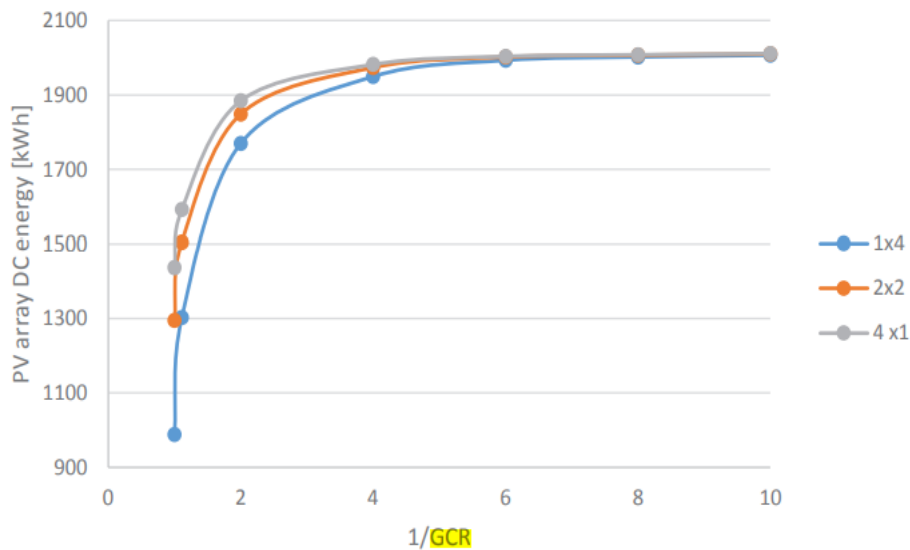
Los datos mostrados en la *ilustración 10* demuestran la colecta óptima de energía para un escenario con la modalidad de retroceso incluida para un rango de ángulos de inclinación y factores de cobertura de suelo. Aunque los sistemas que trabajan con la modalidad de retroceso presentan mejor generación de energía en comparación al resto de las variables en función del GCR, los resultados implican que cualquier configuración de módulo que utilice el algoritmo de retroceso podrá obtener un rendimiento energético óptimo.

Este estudio concluye que la implementación de la modalidad de retroceso tiene claras ventajas con respecto a la flexibilidad en el diseño de módulos solares. El uso de series o configuraciones de panel en serie / paralelo con modalidad de retroceso puede proporcionar un rendimiento energético óptimo sin pérdidas de sombreado, que también ofrecen distintos costos y ventajas en el rendimiento del sistema. Aclara que un sistema con modalidad de retroceso que sea iluminado de manera uniforme por el sol sufre menos desgaste termo mecánico que un sistema con seguimiento convencional. El sistema con retroceso también ofrece mejoras en

fiabilidad, costos de capital más accesibles y mayor generación de energía (dependiendo del factor de cobertura de suelo). (IEEE, 1991)

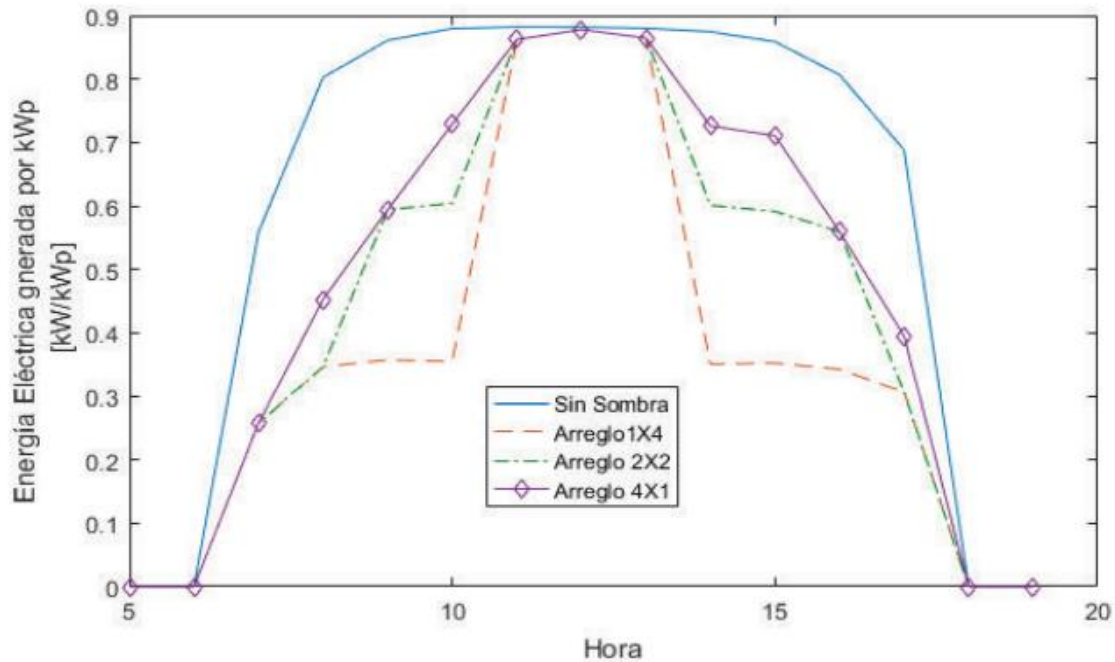
### B) Quito, Ecuador

Esta investigación realizada en la ciudad de Quito, Ecuador, describe el rendimiento de sistemas fotovoltaicos con seguidores solares en regiones ecuatoriales. Lo interesante de este proyecto es que presenta un análisis de generación de energía para sistemas con estructura fija y seguidores solares de uno y dos ejes en función del GCR para determinar su influencia en las pérdidas de energía por sombras en cada una de las configuraciones. Dentro de este estudio se encuentran cuatro escenarios para cada una de las configuraciones que varían en su cantidad de potencia instalada. Estos escenarios son de 0.5kW, 5kW, 10kW y 100kW, pero para en el análisis que involucra el GCR solo se tomaron en cuenta las dimensiones de los arreglos para la instalación de módulos solares que en este caso son de 1x4, 2x2 y 4x1. Dentro de los análisis se encuentran las siguientes gráficas: (Cumba, 2017)



**Ilustración 11. Pérdidas de energía en función del GCR con diferentes arreglos para sistemas fotovoltaicos.**

Fuente: (Cumba, 2017)



**Ilustración 12. Comportamiento energético de un sistema con seguimiento solar que se ve afectado por sombras de paneles cercanos con un índice de GCR de 0.9**

Fuente: (Cumba, 2017)

Dado los resultados de las gráficas, como conclusión el estudio define que la generación de energía se ve afectada notablemente por un factor de cobertura de suelo (GCR) alto. En la *ilustración 10* es evidente que, al tener una distancia muy corta entre seguidores, las pérdidas de energía aumentan y estas luego llegan a un punto máximo de pérdidas y se mantiene constante. Esto es muy importante ya que, dependiendo del arreglo del sistema, si se trabaja con un GCR alto se pueden llegar a tener pérdidas de energía de hasta el 50%; esta disminución de eficiencia responde tanto a la influencia de sombras como a problemas de funcionamiento del inversor como resultado de un sobredimensionamiento. (Cumba, 2017)

El resultado que se obtiene de un dimensionamiento con GCR alto es que el LCOE también será alto independientemente del arreglo, siempre habrá un número considerable de pérdidas. Esto es debido a que se tendrá una generación de energía muy pobre, haciendo que los proyectos no sean llamativos ante los ojos de un inversionista.

### *3.1.2.2 TENDENCIAS Y PROYECCIONES A FUTURO DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN AMÉRICA LATINA*

De acuerdo con el programa de expansión de sistemas nacionales en América Latina, durante el primer semestre del año 2020 entraron en operación 6 proyectos de generación, todos ellos siendo solares fotovoltaicos, los cuales totalizan 147.9 MW de nueva capacidad, siendo notable el parque Capella Solar instalado en El Salvador, con capacidad de 100 MW. (Ente Operador, 2020)

En Nicaragua se tiene planeado que el Proyecto Solar 2 con una capacidad instalada de 30 MW entre en operación en enero del 2021. (Ente Operador, 2020)

Para países como Panamá se tiene como meta que los proyectos de Ecosolar, Farallón Solar 2 Etapa 2, Don Félix Etapa 2 y La Esperanza Solar entren en operación en el periodo de junio a diciembre de 2021. Estos proyectos juntos representan un incremento de 43 MW de potencia solar instalada al país. (Ente Operador, 2020)

Latinoamérica podría incrementar por un factor de 40 su capacidad de potencia solar instalada para el año 2050, ya que se estima que las inversiones anuales serán mayores a los siete mil millones de dólares. Es por esto que se espera que la capacidad instalada sobre pase la cifra de 280 GW a diferencia de los 7 GW que existen actualmente. (IRENA, 2019)

## **3.2 TEORÍAS DEL SUSTENTO**

En este apartado se presentarán las teorías en las cuales se sustenta esta investigación.

### **3.2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Es el tipo de energía renovable proveniente del sol que se convierte en electricidad mediante el uso de tecnologías que trabajan usando el efecto fotovoltaico. Es un tipo de energía renovable, inagotable y libre de contaminación que puede producirse en instalaciones que van desde pequeñas instalaciones para autoconsumo hasta las grandes plantas fotovoltaicas. (Iberdrola, S.A, 2021)

### 3.2.2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Es el conjunto de componentes eléctricos que operan con el objetivo de transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica utilizable para abastecer una demanda eléctrica proveniente de aparatos o dispositivos eléctricos convencionales de una casa, negocio o industria. (SDE México, 2020)

#### 3.2.2.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Los sistemas solares fotovoltaicos están compuestos por 5 componentes. Estos son: El módulo o panel solar, el inversor, el regulador de carga, banco de baterías (esto solo aplica para sistemas aislados) y seguidor solar (opcional).

##### *A) MÓDULO FOTOVOLTAICO O PANEL SOLAR*

Es el componente principal dentro de un sistema fotovoltaico. Es el encargado de la producción de energía solar fotovoltaica, transformándola de energía solar a energía eléctrica en forma de corriente continua. El 90% de los módulos fotovoltaicos están hechos de silicio, un material semiconductor que sin duda es el material más importante dentro de la fabricación del módulo. La principal diferencia entre las placas fotovoltaicas es la pureza del silicio que se utiliza para hacerlos. A este respecto, se distinguen los paneles monocristalinos, policristalinos y amorfos. (Cumbre Pueblos, 2021)

##### *B) INVERSOR*

El inversor convierte la corriente continua que proviene de las baterías en corriente alterna o convencional. Esta corriente tiene que ser la misma que emplea la red eléctrica (220 V con una frecuencia de 50 Hz). Una vez en funcionamiento debe adaptarse a la demanda de potencia máxima dispuesta en los equipos acoplados a él. Se trata de un elemento de alta eficiencia y seguridad, clave en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red y en aquellas autónomas cuya misión es proveer de electricidad a una vivienda. (Alusín Solar, 2021)

### *C) REGULADOR DE CARGA*

El regulador de carga administra de forma eficiente la energía eléctrica de los módulos hacia las baterías prolongando su vida útil y protegiendo el sistema de sobrecargas y sobre descargas. Este componente es comercializado basado en su capacidad máxima de corriente a controlar en amperios. (Sun Supply, 2021)

### *D) BATERÍAS*

Tiene como función regular la energía eléctrica y está presente únicamente en sistemas aislados. En ellas se almacenan electricidad que es utilizada en momentos posteriores. Lo que se valora en este componente es la capacidad de almacenamiento de energía, la cual es medida en amperios. Su otra función es proporcionar energía cuando no se cuenta con suficiente luz solar o luminosidad. (Hogarsense, 2021)

### *E) SEGUIDOR SOLAR*

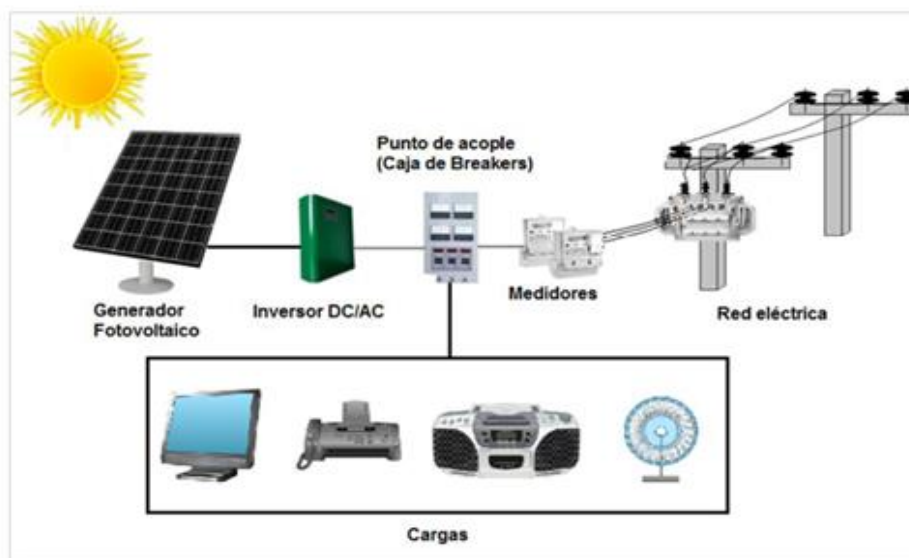
Este componente tiene como función orientar los módulos fotovoltaicos de manera que su superficie forme  $90^\circ$  con los rayos del sol. Esto hace que el ángulo de incidencia, un factor muy importante en el funcionamiento de los módulos, sea el adecuado en todo momento ya que la cantidad de energía generada es directamente proporcional al ángulo de incidencia. Los seguidores solares normalmente son utilizados para proyectos con alta capacidad de potencia instala y típicamente son utilizados en proyectos sobre terreno, y es precisamente por eso que se consideran opcionales a pesar de que otorgan ventajas en rentabilidad y eficiencia. (Soty Solar, 2021)

### 3.2.2.2 CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SEGÚN SU TIPO DE CONEXIÓN

Dependiendo del tipo de conexión que tengan, los sistemas fotovoltaicos se clasifican en sistemas aislados o de autoconsumo y sistemas conectados a la red eléctrica pública.

#### A) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son el tipo de sistema cuya función principal es generar energía eléctrica para además de cubrir la demanda eléctrica de dispositivos o aparatos electrónicos de un lugar, este sistema inyecta el exceso de energía a la red pública. A diferencia de los sistemas aislados o de autoconsumo, estos sistemas rara vez incluyen el uso de baterías ya que el costo adicional se elevaría debido al costo de las baterías. (HiSour, 2021)



**Ilustración 13. Diagrama de sistema fotovoltaico conectado a la red pública**

Fuente: (Vargas G., 2017)

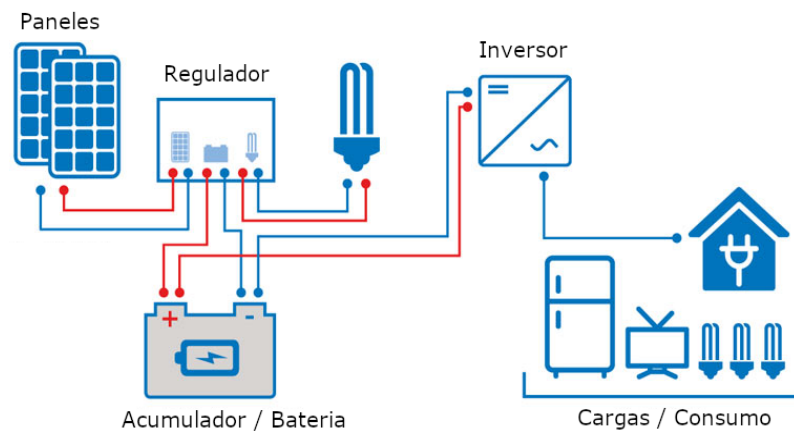
#### B) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS

Los sistemas fotovoltaicos aislados, también denominados sistemas domésticos, caseros o de autoconsumo, operan con el objetivo de suministrar energía eléctrica a dispositivos que no están conectados a la red eléctrica pública. Se pueden describir como estaciones de potencia



independientes capaces de generar electricidad para un rango de aparatos o dispositivos que trabajan bajo las mismas normas que la energía suministrada por la red pública. (Valco, 2018)

Estos sistemas operan con un sistema de acumulación de energía conformado por baterías que permite almacenar la energía en periodos donde el consumo sea inferior a la generación de electricidad y asimismo aprovechar la energía almacenada cuando el consumo es mayor a la generación. (Perpiñán, 2011)



**Ilustración 14. Diagrama de un sistema fotovoltaico aislado**

Fuente: (HelioEsfera, 2017)

### 3.2.2.3 CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SEGÚN SU LUGAR DE INSTALACIÓN

Los sistemas fotovoltaicos también pueden identificarse por el lugar en el que se realiza la instalación, normalmente estos montajes se realizan sobre terreno (granjas solares) y sobre techo (residencias).

#### A) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS SOBRE TERRENO

Este tipo de instalación se lleva a cabo cuando la cantidad de potencia a instalar es elevada. Generalmente este tipo de proyecto son desarrollados para inyectar energía a la red eléctrica y suelen ser de uso industrial.

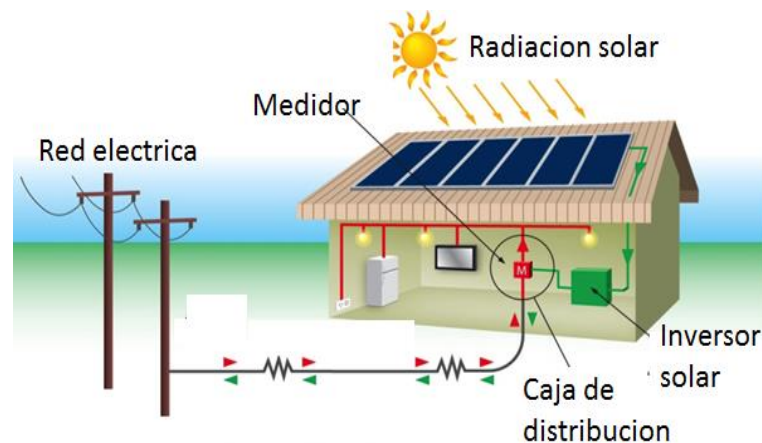


**Ilustración 15. Sistema Solar Fotovoltaico sobre terreno**

Fuente: (National Geographic, 2018)

### *B) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS SOBRE TECHO*

Este tipo de instalación tiene como espacio de operación los techos de las viviendas para poder aprovechar el recurso solar. Esta clase de instalación suele utilizarse a nivel residencial y en ciertas industrias.



**Ilustración 16. Sistema Fotovoltaico sobre techo**

Fuente: (Solar Platform America Latina, 2020)

### *3.2.2.4 CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS SEGÚN SU ESTRUCTURA*

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en base a la estructura en la que estos trabajarán. Estas estructuras son: Estructura fija, seguidor solar de un eje vertical, seguidor solar de un eje horizontal y seguidor solar de dos ejes.

### *A) SISTEMAS FOTOVOLTAICA CON ESTRUCTURA FIJA*

Son sistemas fotovoltaicos que cuentan con un ángulo de inclinación y azimut definido y que no variaría acorde a la trayectoria del sol durante el día. Estos sistemas pueden instalarse sobre techo y sobre suelo o terreno.

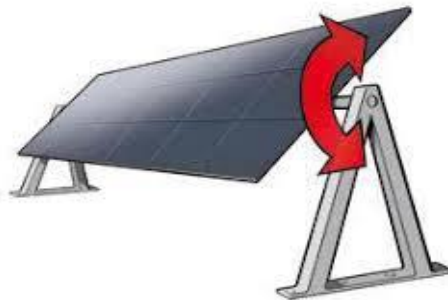


**Ilustración 17. Sistema Fotovoltaico con Estructura Fija**

Fuente: (Reenergiza SL, 2015)

### *B) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON SEGUIDORES DE UN EJE HORIZONTAL*

Estos sistemas fotovoltaicos cuentan con una estructura compuesta de un eje horizontal que tiene como función programable moverse acorde a la trayectoria del sol desde que amanece hasta que anochece para aprovechar al máximo el recurso solar. Estos seguidores trabajan de mejor manera en latitudes medias y bajas. (Abella, 2015)

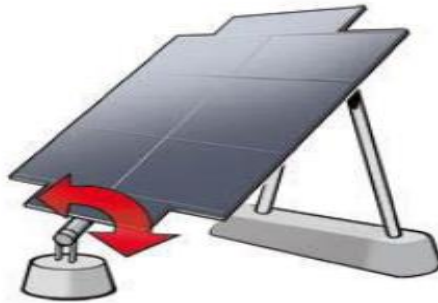


**Ilustración 18. Eje de rotación de seguidor solar de un eje horizontal**

Fuente: (Abella, 2015)

### *C) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON SEGUIDOR SOLAR DE UN EJE VERTICAL*

A diferencia del sistema con seguidor con eje horizontal, los seguidores que utiliza este sistema son verticales respecto al suelo y trabajan de mejor manera en latitudes altas.

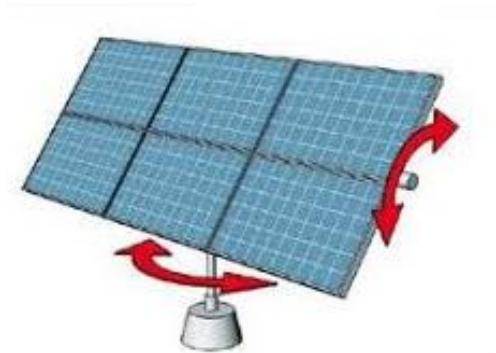


**Ilustración 19. Eje de rotación de seguidor solar de un eje vertical**

Fuente: (Abella, 2015)

### *D) SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON SEGUIDORES DE DOS EJES*

El seguidor de dos ejes se mueve en dos direcciones, uno alineado al norte-sur y otro al este-oeste. Este tipo de sistemas están diseñados para maximizar la producción de energía durante todo el año. (Soty Solar, 2021)

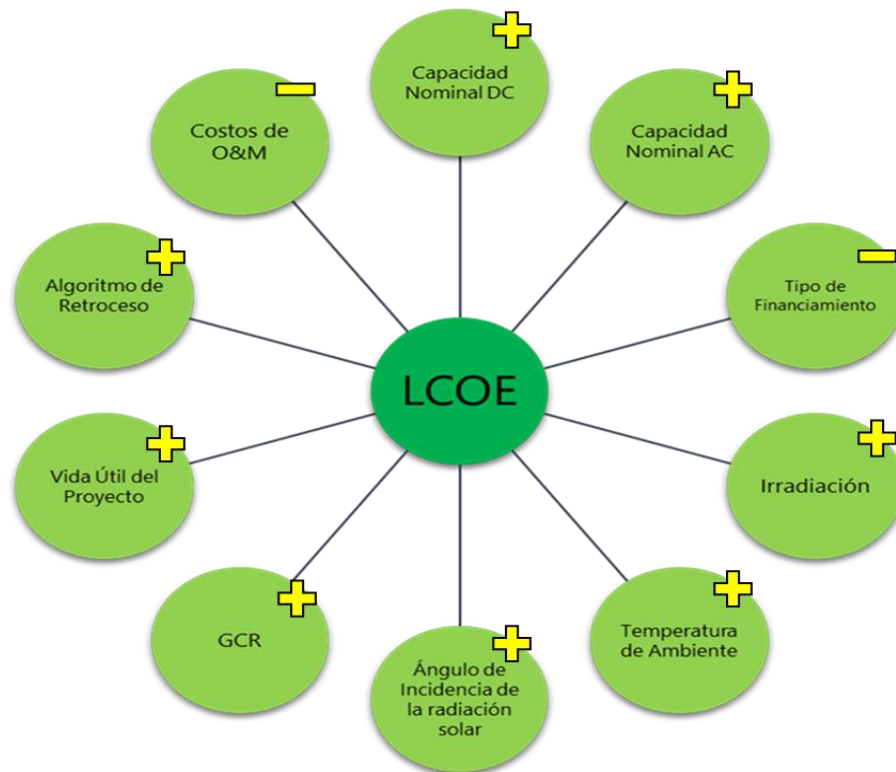


**Ilustración 20. Eje de rotación de seguidor solar de dos ejes**

Fuente: (Mosquea, 2018)

### 3.3 CONCEPTUALIZACIÓN DE VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

En este apartado se presentarán todas las variables involucradas en esta investigación, el rol que desempeña cada una de las variables independientes y su efecto en la variable dependiente.



**Ilustración 21. Variable Dependiente y Variables Independientes de la Investigación**

Fuente: (Elaboración Propia)

#### 3.3.1 VARIABLE DEPENDIENTE

Se define como la variable influida por los efectos de las variables independientes. Esta variable refleja los cambios en el entorno de la investigación.

##### A) LCOE (COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD)

Mejor conocido en sus siglas en inglés como *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), esta variable representa una relación de los costos y la producción de energía de un proyecto a lo largo de toda su vida útil. Sirve para calcular el valor presente del costo total de construcción y operación de un proyecto de energía a lo largo de su vida útil. (Hernández, 2015)

Esta variable indica el costo de producción de 1 kWh para las diferentes tecnologías de conversión y se define en la siguiente fórmula:

$$LCOE = \sum_{i=1}^{25} \frac{CC_i [\text{\$}] + O\&M_i [\text{\$}] + Fuel\ Cost_i [\text{\$}]}{Energía_i [kWh]}$$

**Ecuación 1. Formula Simple del Costo Nivelado de Electricidad**

Fuente: (Ragheb, 2017)

3.3.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes son todas aquellas variables que se usan para medir, evaluar y analizar la investigación para luego poder conocer el impacto y los efectos que estas tienen sobre la variable dependiente.

Esta sección se describe y se detallan las variables independientes que tienen algún efecto en la variable dependiente de la investigación.

*A) CAPACIDAD NOMINAL DC*

La capacidad nominal DC se define como la potencia total instalada de módulos solares y se obtiene multiplicando el número de módulos por la potencia nominal de un módulo individual. Su unidad representativa es el kilowatt pico (kWp).

*B) CAPACIDAD NOMINAL AC*

La capacidad nominal AC se define como la potencia total de los inversores. Esta capacidad nominal al igual que la DC se obtiene multiplicando el número de inversores por la potencia nominal de cada inversor y su unidad representativa es el kilowatt (kW).

A la relación que existe entre las capacidades nominales (DC y AC) se le denomina ratio DC/AC. Dentro de un escenario ideal el valor de esta ratio sería igual a 1, pero normalmente los módulos solares no logran alcanzar a trabajar con su capacidad nominal debido a que esta

potencia solo puede ser alcanzada si los módulos trabajaran bajo condiciones estándar de prueba mejor conocidas por sus siglas en inglés como *STC* (o Standard Test Conditions). Estas condiciones son definidas en laboratorios donde se llevan a cabo pruebas con los módulos solares para determinar su capacidad nominal. Las condiciones que usualmente se utilizan para probar los módulos son: 1,000 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación solar y 25°C de temperatura. Debido a que las condiciones estándar de prueba no suelen estar presentes en el lugar de instalación de un proyecto por diferencias en la irradiación y temperatura del lugar, el rango del ratio DC/AC rondaría entre 1.2 y 1.4 para proyectos fotovoltaicos. La fórmula para calcular el ratio DC/AC es la siguiente:

$$\text{Ratio } \frac{\text{DC}}{\text{AC}} = \frac{P_{\text{DC}}[\text{kW}]}{P_{\text{AC}}[\text{kW}]}$$

#### **Ecuación 2. Ratio DC/AC**

Fuente: (FLUENCE: A Siemens and AES Company, 2021)

### *C) TIPO DE FINANCIAMIENTO DE LA INVERSIÓN INICIAL*

La inversión inicial se define como la cantidad de dinero que es necesario invertir para iniciar las operaciones de un proyecto. (Fabian, 2013)

Existen dos formas para cubrir el costo de la inversión inicial: Con Financiamiento, es el escenario donde se solicita un préstamo para cubrir un porcentaje de la inversión y el resto lo cubre un inversionista, y Sin Financiamiento, donde toda la inversión del proyecto es cubierta por el inversionista.

### *D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)*

Esta clase de costos involucran el valor del mantenimiento de los equipos, materiales, mano de obra y demás actividades asociadas a la continuidad y funcionamiento de un proyecto en cualquier tecnología.

### *E) IRRADIACIÓN SOLAR*

La irradiación solar [ $\text{kWh/m}^2$ ] se define como la unidad que representa la cantidad de energía por unidad de área de radiación solar incidente en lugar o superficie con un rango de tiempo especificado. Básicamente se refiere a la cantidad de irradiancia recibida en un tiempo establecido. A diferencia de la irradiación, la irradiancia [ $\text{kW/m}^2$ ] es la cantidad de potencia por superficie de área incidente en un lugar. (Planas, 2019)

### *F) ÁNGULO DE INCIDENCIA DE RADIACIÓN SOLAR*

Es el ángulo que existe entre los rayos del sol y la superficie perpendicular al plano de un generador o módulo fotovoltaico.

Este ángulo puede variar de muchas maneras, ya que este depende de la posición en la que se encuentren instalados los módulos solares, pero existen algunos factores de los cuales este ángulo depende. Estos factores son:

Latitud [de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ ]: Es la distancia que existe desde un punto en la superficie terrestre hasta el ecuador.

Longitud [de  $0^\circ$  a  $180^\circ$ ]: Es la distancia que existe desde un punto en la superficie terrestre hasta el meridiano de Greenwich.

Inclinación de Módulos Fotovoltaicos [ $^\circ$ ]: Es el ángulo conformado por la inclinación del módulo respecto al suelo.

Azimut de los módulos solares [ $^\circ$ ]: Es el ángulo formado por el eje Norte-Sur y el posicionamiento normal del módulo.

Ángulo horario [ $^\circ$ ]: Es el ángulo que indica el movimiento angular del sol del sobre el plano de la trayectoria solar.

Declinación [ $^\circ$ ]: es el ángulo que existe entre los rayos del sol y el plano del Ecuador terrestre. La declinación varía continuamente a lo largo del año. Su máxima se encuentra en los solsticios y su mínimo durante los equinoccios. Su máxima es de  $23.5^\circ$  a efectos prácticos y cambia de signo en cada solsticio ya que en el solsticio de junio los rayos del sol inciden por la parte de arriba del



plano del ecuador mientras que en diciembre lo hace por la parte de abajo con la misma magnitud de 23. 5°. (Tercero, 2019)

### *G) TEMPERATURA AMBIENTE*

Dentro un proyecto fotovoltaico, el rol de la temperatura del ambiente en el que se encuentra es de gran importancia ya que, si la temperatura aumenta, el rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye. Las condiciones de pruebas estándar establecen que la temperatura ideal para un módulo fotovoltaico es de 25°C y una vez que la temperatura ambiente en un proyecto incrementa la generación de electricidad se ve afectada.

### *H) VIDA ÚTIL DEL PROYECTO*

La vida útil del proyecto es el tiempo estimado del funcionamiento de un proyecto. En el caso de la energía solar fotovoltaica los proyectos fotovoltaicos tienen una vida útil estimada de 25 años, aunque con el mantenimiento adecuado pueden llegar a ser hasta 30 años. La vida útil en estos proyectos es determinada por la duración de los módulos fotovoltaicos. Su degradación puede llegar a ser de 0.5% por año. (Gil, 2015)

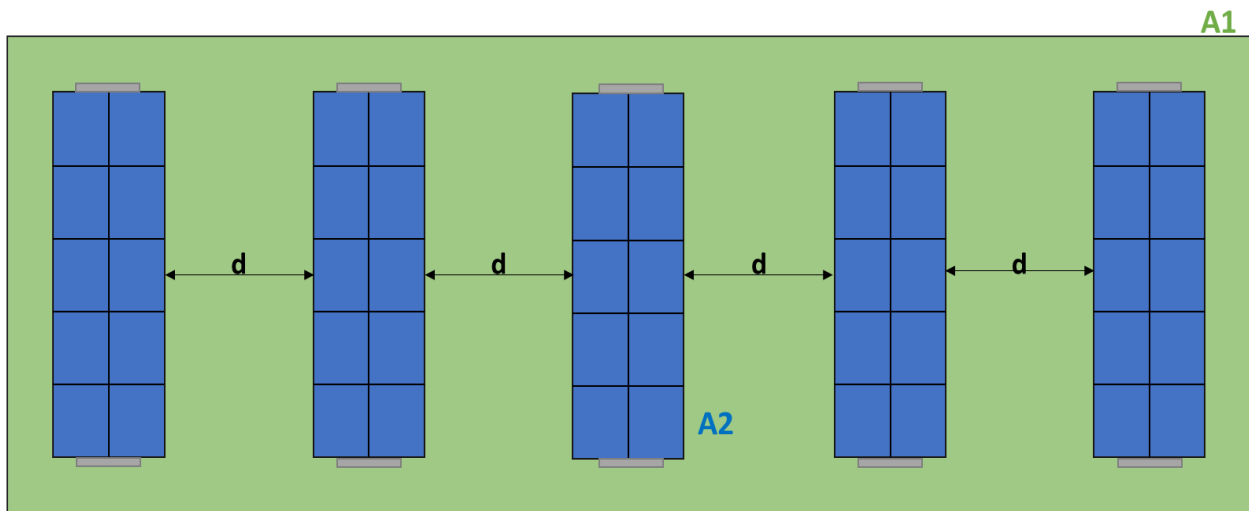
### *I) ALGORITMO DE RETROCESO SOLAR (Backtracking)*

Es un concepto general en la disciplina de los algoritmos que es utilizado en sistemas con seguimiento solar para evitar sombras generadas entre los seguidores cuando la altitud del sol es baja durante el amanecer y anochecer. La técnica de este algoritmo o modalidad consiste en determinar la máxima inclinación del seguidor sin que se produzcan sombras entre los seguidores mediante un cálculo matemático. Cuando el seguidor se posiciona en la máxima inclinación calculada el porcentaje de pérdidas por sombras disminuye y la generación de energía aumenta, haciendo que el sistema sea más eficiente. El algoritmo o modalidad de retroceso puede ser utilizado en sistemas con seguimiento solar de uno y dos ejes (ya sean verticales u horizontales). (Sistemas Digitales de Control. SL, 2014)

Además de los beneficios mencionados anteriormente, este algoritmo incluye otros beneficios como: mejoras de rendimiento por área y automatizado completo del sistema. (SunTrackPro, 2007)

#### J) FACTOR DE COBERTURA DE SUELO (GCR)

Mejor conocido en inglés como el *Ground Coverage Ratio (GCR)*, se define como la relación de áreas de un proyecto fotovoltaico producto del cociente del área total abarcada por los módulos fotovoltaicos y el área total del proyecto. (Kate Doubleday et al., 2016)



#### Variables

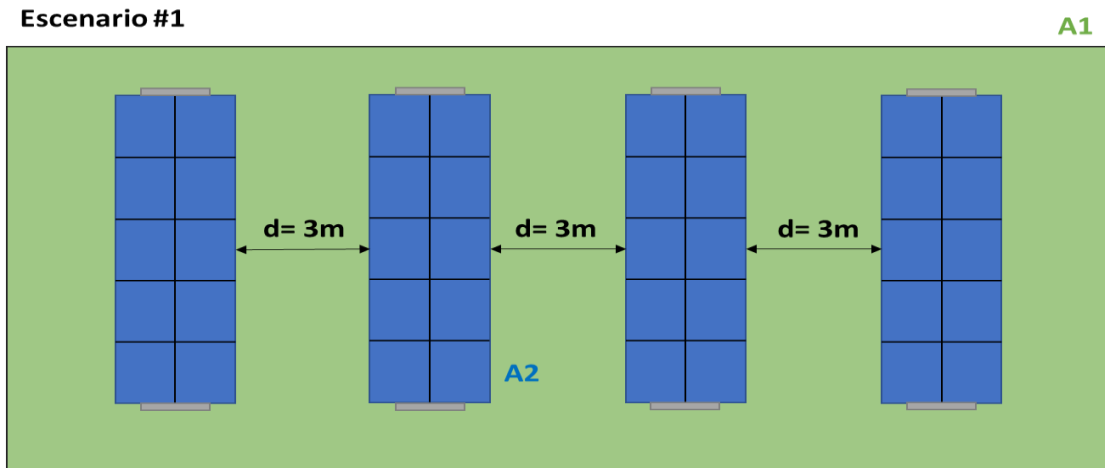
- 1) **A1** = Área del Proyecto
- 2) **A2** = Área total de módulos solares
- 3) **d** = Distancia entre arreglos solares
- 4) **GCR** = Ground Coverage Ratio  
(Factor de Cobertura del Suelo)

$$GCR = \frac{A2}{A1}$$

#### **Ilustración 22. Diagrama Conceptual del GCR**

Fuente: (Elaboración Propia)

El GCR se define a partir de la distancia que existe entre las camas de módulos solares y puede ser representado en porcentaje o en valores menores a uno. La distancia entre los módulos solares es inversamente proporcional al porcentaje de GCR de un proyecto como se muestra en las *ilustraciones 23 y 24* que representan ejemplos en la variación de distancias entre módulos.



$$GCR_1 = \frac{A2}{A1}$$

- Cuando la distancia entre módulos ( $d$ ) disminuye, el GCR aumenta.

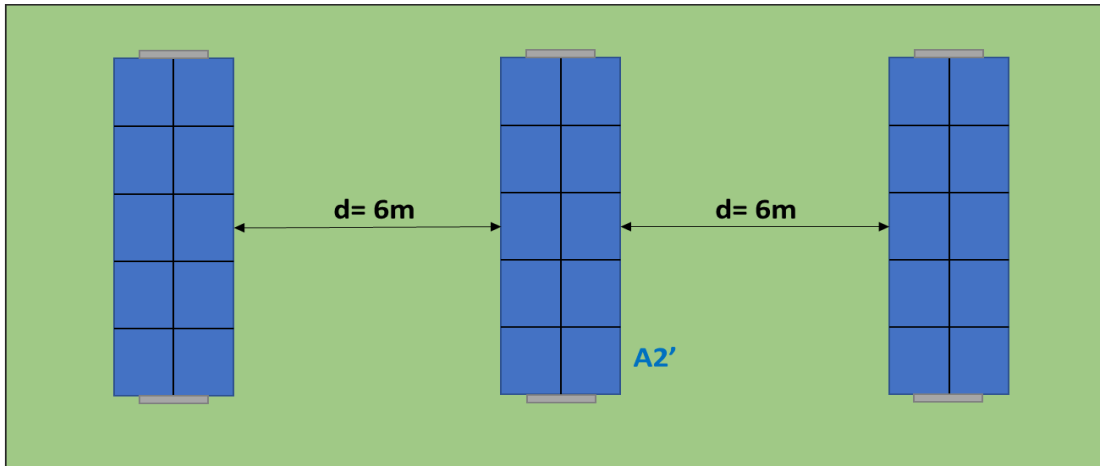
$$d \downarrow = GCR \uparrow$$

**Ilustración 23. Ejemplo de GCR Escenario #1**

Fuente: (Elaboración Propia)

Escenario #2

A1



$$GCR_2 = \frac{A2'}{A1}$$

- Cuando la distancia entre módulos (d) aumenta, el GCR disminuye.

$$d \uparrow = GCR \downarrow$$

Ilustración 24. Ejemplo de GCR Escenario #2

Fuente: (Elaboración Propia)

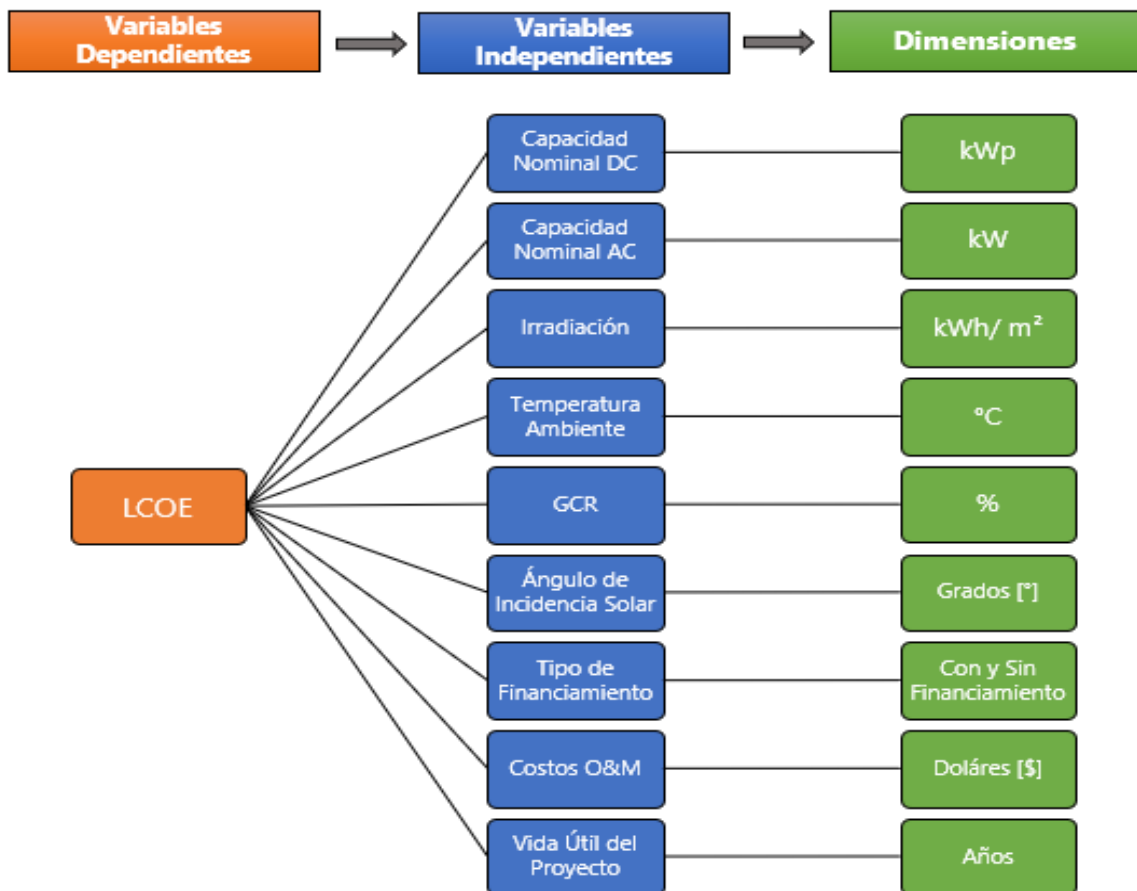
## IV. METODOLOGÍA

En este apartado se presenta la metodología empleada en el desarrollo de la presente investigación. Se muestran también las herramientas y actividades de la investigación.

### 4.1 ENFOQUE

La metodología empleada en esta investigación posee un enfoque cuantitativo de tipo experimental ya que utiliza la recolección y análisis de datos para contestar preguntas de investigación y probar hipótesis, con base en análisis estadístico y medición numérica.

### 4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN



**Ilustración 25. Dimensiones de las Variables de Investigación**

Fuente: (Elaboración Propia)

En la *ilustración 22* se pueden observar la estructura y las dimensiones de las variables de investigación.

El LCOE es la variable dependiente y está siendo afectada por las variables independientes que tienen relación con los costos asociados a la inversión inicial, costos de operación, de mantenimiento, energía generada. Todos estos valores mencionados varían según el escenario donde sea o no implementado el algoritmo de retroceso.

La irradiación solar y la temperatura son factores atmosféricos de los que depende en gran medida la generación de energía eléctrica debido a las pérdidas que pueden llegar a existir por la presencia de temperatura altas o por bajos niveles de irradiación durante el año.

Un dato importante es el efecto del GCR en el LCOE. El GCR es cociente de las distancias que existe entre las camas de módulos solares. Entre mayor sea la distancia, menos pérdidas por sombras habrá, pero abarcará más área si se trabaja con una potencia fija que no está sujeta a cambio y entre menor sea la distancia entre camas, además de usar menos área para el proyecto, las pérdidas por sombras aumentarían.

El aprovechamiento del recurso solar para esta investigación varía en función tanto del GCR, como de la eficiencia que le otorga la modalidad de retroceso al sistema con seguidores en el rendimiento general del proyecto. El ángulo de incidencia variaría en los escenarios con y sin la modalidad de retroceso, lo que afecta directamente a la generación de energía ya que como se cuenta con el uso de seguidores solares de un eje, estos tendrían la misma inclinación, pero la influencia de la modalidad de retroceso tendría un cambio en el rendimiento.

Por último, la generación de energía se ve directamente afectada por las capacidades DC y AC del sistema, ya que entre mayores sean, mayor será la generación de energía. Asimismo, entre más vida útil tenga el sistema, generará mayor cantidad de energía en mayor tiempo.

### **4.3 HIPÓTESIS**

**H<sub>1</sub>:** El porcentaje de GCR óptimo encontrado para las 18 cabeceras variaría respecto al LCOE calculado más bajo ya que se ve afectado por los costos de terreno en cada cabecera.

**H<sub>2</sub>:** El escenario que trabaja con el algoritmo de retroceso implementado en los seguidores solares tendrá un LCOE menor al escenario sin retroceso debido a la mayor generación de energía eléctrica.

**H<sub>3</sub>:** En términos de la investigación la correlación que existe entre el LCOE y el GCR es de carácter exponencial y se ve influenciada por las variables de costo total del terreno en cada cabecera de Honduras.

## **4.4 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS**

### 4.4.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

Para el desarrollo de esta investigación se recopila información correspondiente al tema de investigación mediante la lectura de libros, artículos, revistas, registros de conferencias y sitios web en internet.

### 4.4.2 PVSyst

Para lograr la optimización del LCOE para proyectos fotovoltaicos en las cabeceras de Honduras, se utiliza el GCR como el parámetro que nos permite identificar las variables que pueden ser afectadas en el LCOE debido a la variación del mismo con el objetivo de identificar el rango donde se presenta la oportunidad de obtener el LCOE más bajo para cada cabecera departamental. Para el segundo objetivo de la investigación, se utilizará el LCOE el como parámetro que permita comparar los escenarios de proyectos con seguidores solares de un eje que operen con y sin la modalidad de retroceso solar.

Para llevar a cabo la investigación es necesaria la utilización de programas capaces de simular sistemas solares fotovoltaicos otorgando la información necesaria para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos generales de la investigación.

La herramienta principal empleada en esta investigación es el software PVSyst, este programa nos permitirá desarrollar las simulaciones en las cuales podremos variar el GCR utilizando los datos referentes a cada localidad de estudio, así como la capacidad de simular los

escenarios en donde se puedan apreciar los efectos de la implementación del algoritmo de retroceso.

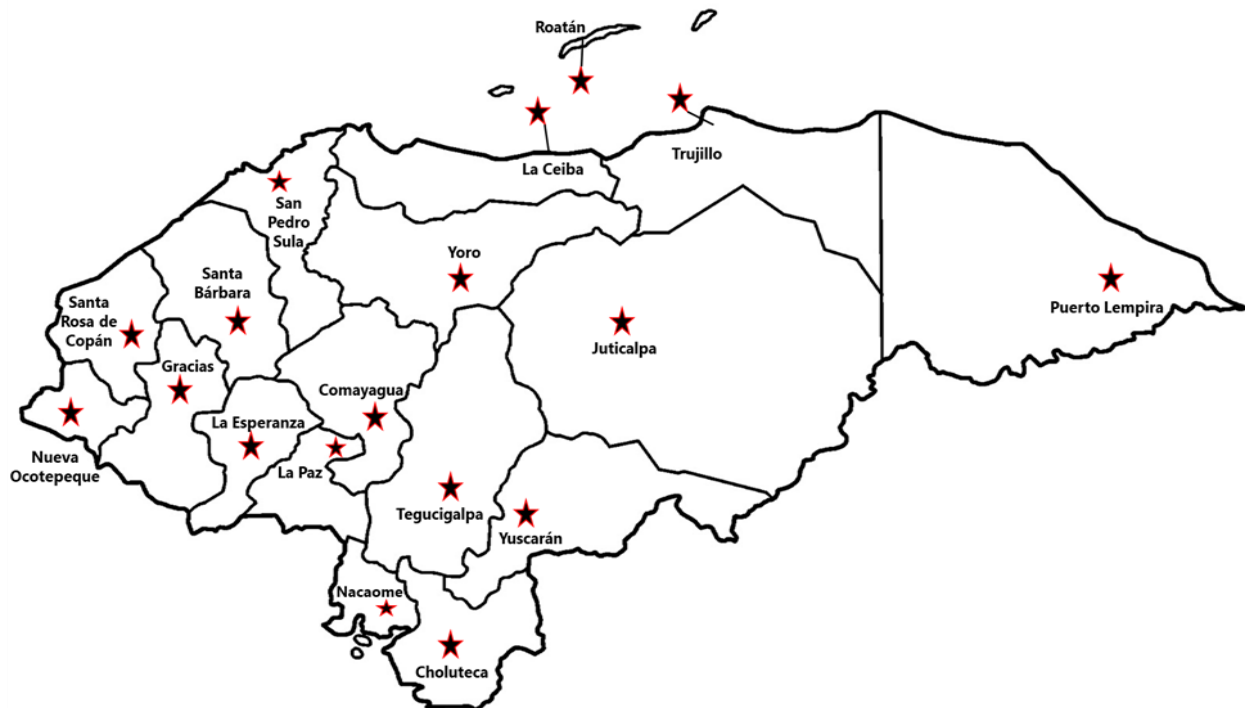
Para la obtención de los datos meteorológicos en donde se trabajarán las simulaciones se utilizará Meteonorm, la base de datos de PVSyst que nos da acceso a los datos meteorológicos de cualquier lugar en el mundo.

#### 4.4.3 MICROSOFT EXCEL

Para el análisis financiero se utilizó Microsoft Excel ya que, al ser una hoja de cálculo, este software nos permite trabajar con todas las fórmulas y datos numéricos que componen un análisis financiero, asimismo como la habilidad de graficar la relación que existe entre el LCOE y el GCR.

### 4.5 POBLACIÓN Y MUESTRA

Esta investigación está centrada en las 18 cabeceras departamentales de Honduras, tal y como se muestra en la siguiente ilustración:



**Ilustración 26. Mapa de Cabeceras departamentales de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)



## **4.6 METODOLOGÍA DE ESTUDIO**

En este apartado se describe el recorrido de resolución del problema central de la investigación, así como todos aquellos procedimientos de análisis y recolecta de datos, instrumentos, técnicas utilizadas y actividades realizadas.

### **4.6.1 IDENTIFICACIÓN Y DESARROLLO DEL PROBLEMA**

El proceso de esta investigación comienza con la identificación de un problema producto de las siguientes dos interrogantes: Pregunta. 1) ¿Cuál es la relación entre el costo nivelado de electricidad LCOE y el factor de cobertura de suelo (GCR) para proyecto fotovoltaicos sobre terreno? Pregunta. 2) ¿De qué manera se podrá optimizar el LCOE en función del GCR para proyectos fotovoltaicos? Para poder contestar estas preguntas con evidencia sólida, la solución que se plantea para resolver este problema es investigar la forma de la curva en la relación de estas dos variables y para dar un valor agregado a la investigación también se propone investigar la viabilidad tecno-económica de la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas FV sobre terreno que utilicen seguidores solares en el país. Debido al bajo número de proyectos FV sobre terreno que utilizan seguidores solares en Honduras, se pretende resolver este problema con el objetivo de otorgar una referencia de datos acerca de esta tecnología para el desarrollo de futuros proyectos en el país además de proporcionar información referente a las respuestas de las preguntas planteadas anteriormente.

### **4.6.2 BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN**

Luego de haber planteado los objetivos de la investigación, se realizó la búsqueda de información necesaria para desarrollar un análisis de la situación actual, a niveles de macro-entorno y micro-entorno para obtener información acerca de estudios con problemas similares al que se planea resolver en esta investigación, posteriormente se recopilaron las teorías que sustentan la investigación y por último se definieron los conceptos de los diversos elementos de la investigación.

#### 4.6.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Una vez terminada la búsqueda de información se procedió a hacer un análisis de las variables que componen la fórmula del LCOE para identificar cuáles son las que se ven afectadas si el GCR de un proyecto varía mediante la creación de una gráfica. El análisis concluyó que las variables que están sujetas a cambio si el GCR de un proyecto varía son el área del terreno del proyecto y la potencia instalada, pero para poder comenzar a analizar su relación nos tocó definir una de las dos para tener un punto de partida en un análisis financiero. Para el caso de esta investigación se decidió definir la variable de potencia instalada mediante el cálculo del promedio de las capacidades nominales de varios proyectos de esta clase en Honduras. Este valor es de carácter representativo ya que refleja el punto medio de la cantidad de potencia instalada sobre terreno en el país.

El tipo de sistema a analizar en esta investigación es el de seguimiento solar de un eje horizontal. Los límites de inclinación para estos sistemas fueron seleccionados a partir de las hojas técnicas de los fabricantes, en el caso del seguidor de eje horizontal los límites de inclinación son desde  $-60^\circ$  hasta  $60^\circ$ .

El azimut seleccionado es completamente hacia el sur ( $180^\circ$  o  $0^\circ$ ) ya que de esta manera se puede obtener un mayor aprovechamiento del recurso solar.

Dentro de los componentes del sistema, se cuenta con el uso de 88,236 módulos solares monofaciales de tipo monocristalino, marca Canadian Solar, modelo CS6U-340M de 340 W. También se utilizaron 243 inversores marca Fronius International, modelo 100-3P preliminar de 100kW. Estos componentes fueron seleccionados a partir de una matriz de decisión que evalúa tres opciones del mercado disponibles para identificar cuál es la más conveniente a partir de un total ponderado con pesos asignados en valores de 1 a 10.

Otro aspecto muy importante es el rango de variación de GCR. Las variaciones del factor cobertura de suelo se hicieron en múltiplos de 10, empezando de 10% hasta llegar a 100%. Una vez determinado el rango para encontrar el GCR óptimo gracias al LCOE, se procedió a analizar ese rango para determinar el porcentaje exacto que resulte en un LCOE aún más bajo y que se

interprete como el GCR óptimo del sistema en la localidad para luego utilizar ese dato y evaluar los escenarios con y sin la implementación del algoritmo de retroceso.

Para realizar una comparación más equitativa, las capacidades DC y AC son las mismas para ambos escenarios de estudio siendo estas las siguientes: 30 MWp (valor representativo del promedio de potencia fotovoltaica instalada sobre terreno en Honduras) y 24.3 MWac, utilizando un ratio DC/AC igual a 1.235. A continuación, se presenta un resumen de los componentes en las siguientes tablas:

**Tabla 3. Promedio de Potencia Fotovoltaica instalada sobre terreno en Honduras**

<b>Proyecto</b>	<b>Potencia [MW]</b>
Enerbasa	24
Los Llanos Sur	14
Soposa	50
Cohesa	50
Nacaome Uno	21
Nacaome Dos	49.9
Pollito	20
Prados Sur	35
Helios	25
Fotersa	20
Lajas	11.9
Marcovia	35
Mecer	25
Cinco Estrellas	50
Choluteca Uno	20
Choluteca Dos	30
Granja DEGSA	20
TOTAL	500.8
<b>Promedio</b>	<b>29.46</b>

Fuente: Elaboración Propia con datos obtenidos de (L. Reyes, 2019)

**Tabla 4. Especificaciones Técnicas del Sistema Fotovoltaico**

Tipo de Sistema FV	Capacidad Nominal DC	Capacidad Nominal AC	Ratio DC /AC	GCR	Azimut	Límites de Inclinación
Seguidor solar de eje horizontal	30 MWp	24.3 MWac	1.235	Variaciones de 10% a 100% en múltiplos de 10.	0° (Sur)	Desde -60° hasta 60°

Fuente: (Elaboración Propia)

**Tabla 5. Matriz de Decisión para Módulo Fotovoltaico**

Marca	Canadian Solar		CSUN Solar		Seraphim	
Modelo	CS6U-340M		335-73M		SRP-325-6MA-DG	
Potencia [W]	9	340	8	335	7	325
Precio [\$]	7	358	9	280	8	320
Eficiencia	9	20%	7	17.3%	6	16.6%
<b>Total</b>	<b>25</b>		<b>24</b>		<b>21</b>	

Fuente: (Elaboración Propia)

**Tabla 6. Matriz de Decisión para Inversor Solar**

Marca	Fronius		Huawei		ABB	
Modelo	Tauro ECO 100-3P		SUN2000-100KTL-H1		PV-100-TL	
Precio [\$]	9	6,658	7	8,920	7	8,555
Garantía [años]	9	7	7	5	7	5
Solidez de la empresa	10	Excelente	8	Muy buena	8	Muy buena
Eficiencia	7	97.2%	9	98.8%	8	98.1%
<b>Total Ponderado</b>	<b>35</b>		<b>31</b>		<b>30</b>	

Fuente: (Elaboración Propia)

#### 4.6.4 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Para continuar con el desarrollo de la investigación, es necesario determinar la variable dependiente y las variables independientes que tiene efectos sobre la dependiente. Como variable dependiente se eligió al LCOE, ya que mediante este parámetro se logrará determinar el GCR óptimo para cada cabecera además de determinar cuál de los dos escenarios que tratan el algoritmo de retroceso es el más viable. Como variables independientes se eligieron las variables mencionadas en el diagrama del *capítulo 3.3*. Los análisis y resultados serán en base a estas variables, especialmente las de LCOE y GCR.

#### 4.6.5 SIMULACIONES EN PVSYS

Habiendo seleccionado todo lo que se describió anteriormente, se procede a realizar las simulaciones en el software PVSyst. Dentro de este se procede a experimentar con las distancias entre camas de módulos solares para obtener como resultado el GCR aplicable dentro del rango de estudio (10% a 100% en múltiplos de 10). Luego de haber desarrollado todas simulaciones, guardado las variantes de cada simulación, y tabular los valores energía generada y GCR en la hoja de cálculo, se procede a realizar el análisis tecno-económico.

#### 4.6.6 ANÁLISIS TECNO-ECONÓMICO

Luego de haber realizado las simulaciones y obtenido la generación de energía en base a la variación de GCRs, se procede a desarrollar un análisis tecno-económico, tomando en cuenta la vida útil del proyecto, el factor de degradación de los sistemas fotovoltaicos y la tasa de inflación respectiva. Se desarrollaron dos tipos de análisis, el primero consta del proceso de identificación del GCR óptimo basado en los resultados de LCOE, el segundo es el análisis comparativo de los escenarios con y sin la implementación de algoritmo de retroceso en los seguidores solares del sistema. Para ambos análisis se realizaron escenarios *con* y *sin* financiamiento. En ambos escenarios se considera la inversión inicial y costos de Operación y Mantenimiento (O&M). Para el escenario con financiamiento el capital procede en un 70% mediante un préstamo y el 30% restante de la contribución del inversionista. Mientras que para el caso sin financiamiento la

inversión procede 100% del inversionista. En la *tabla 7* se pueden apreciar los parámetros de entrada que se utilizarán para desarrollar el análisis tecno-económico.

**Tabla 7. Parámetros de Entrada para Análisis Tecno-económico**

<b>Parámetros de Entrada de Análisis Tecno-Económico</b>	
Capacidad Instalada [kWp]	30,000
Costo Módulos Solares [\$/W]	0.32
Costo Inversores [\$/W]	0.09
Costo Estructura [\$/W]	0.20
Costo BOS [\$/W]	0.11
Costo Obras Civiles [\$/W]	0.19
Costo Línea de Transmisión [\$/W]	0.14
Costo Terreno [\$/m <sup>2</sup> ]	Según cabecera
Costo Permiso de Construcción [% costo total de instalación]	1
Costo Permiso Ambiental [% costo total de instalación]	0.1
Área abarcada por módulos solares [m <sup>2</sup> ]	171,559
Área del Proyecto [m <sup>2</sup> ]	Según GCR
Costo O&M seguidor de un eje horizontal [\$/kWp] (anual)	14
Seguros [% costo total de instalación]	0.75%
Tasa de Inflación Anual [%]	1.50%
Factor de degradación anual de módulos solares [%]	0.25%
Inversión fondos propios [%]	70%
Deuda [%]	30%
Tasa de intereses [%]	10%
Plazo de préstamo [años]	10
Vida Útil del proyecto [años]	25

Fuente: (Elaboración Propia)

Fuente de costos: (Andino, 2020)

#### 4.7 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

En la Tabla 8 se presentan las actividades desarrolladas para la elaboración de este proyecto de investigación.

**Tabla 8. Cronograma de Actividades**

Actividades para la elaboración del Proyecto de Investigación	Semanas									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Introducción							■			
Planteamiento del problema	■									
Marco teórico		■	■							
Metodología			■	■						
Simulaciones PVsyst			■	■	■					
Análisis Tecno-económico				■	■					
Resultados y Análisis				■	■	■				
Conclusiones							■			
Recomendaciones							■			
Aplicabilidad/ Implementación							■	■		
Evolución de trabajo actual/ trabajo futuro							■	■		
Bibliografía					■					
Anexos									■	
Informe final										■
Pre-defensa										■

Fuente: (Elaboración Propia)

## V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este apartado se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones en PVSyst y el análisis tecno-económico dando a conocer los rangos convenientes de valores de GCR, la relación entre el LCOE y el GCR y la viabilidad del algoritmo de retroceso (backtracking) en proyectos FV que utilizan seguidores solares de un eje horizontal en el país.

### 5.1 RANGOS CONVENIENTES DE FACTOR DE COBERTURA DE SUELO

Luego de haber realizado las simulaciones en PVSyst, se procedió a hacer un análisis tecno-económico para determinar los rangos más convenientes de GCR a analizar para construir un sistema fotovoltaico con seguidores solares de un eje tomando en cuenta una potencia previamente establecida para adaptarla a un área específica. Los rangos convenientes de GCR son producto del LCOE más bajo obtenido en el análisis tecno-económico. Cabe mencionar que el costo capital total del LCOE se ve afectado en gran parte por el costo del terreno [ $\$/m^2$ ] ya que al disminuir el GCR el área del terreno aumenta, por ende, si el área aumenta y el costo del terreno es alto, el costo total del terreno será elevado dando como resultado un LCOE alto ya que la generación de energía compensa hasta cierto punto el alto costo total del terreno. Esto hace que las cabeceras que tengan altos costo de terreno [ $\$/m^2$ ] estén sujeto a un rango conveniente de GCR más cercano al 100%. Este fenómeno puede ser comprobado mediante la comparación de los rangos convenientes de GCR, precio del terreno y LCOE para cada cabecera respectivamente mostrados en la *Tabla 9*.



**Tabla 9. Rangos de GCR convenientes y LCOE para cada cabecera departamental de Honduras**

<b>Cabecera</b>	<b>Rango de GCR Conveniente</b>	<b>Precio de Terreno [\$/m<sup>2</sup>]</b>	<b>Rango de LCOE [\$/kWh]</b>
Choluteca	60% - 70%	38.42	0.0573 - 0.0581
Comayagua	40% - 50%	11.23	0.0548 - 0.0554
Gracias	40% - 50%	14.37	0.0508 - 0.0513
Juticalpa	50% - 60%	36.16	0.0606 - 0.0610
La Ceiba	60% - 70%	46.89	0.0620 - 0.0625
La Esperanza	40% - 50%	21.44	0.0538 - 0.0540
La Paz	60% - 70%	35.1	0.0622 - 0.0627
Nacaome	40% - 50%	27.25	0.0544 - 0.0539
N. Ocotepeque	50% - 60%	28.47	0.0506 - 0.0510
Puerto Lempira	80% - 90%	125.37	0.0888 - 0.0900
Roatán	70% - 80%	87.68	0.0648 - 0.0653
San Pedro Sula	80% - 90%	148.81	0.0845 - 0.0854
Santa Bárbara	30% - 40%	8.76	0.0518 - 0.0520
Santa Rosa	50% - 60%	33.01	0.0569 - 0.0571
Tegucigalpa	60% - 70%	60.54	0.0662 - 0.0665
Trujillo	60% - 70%	46.43	0.0614 - 0.0619
Yoro	40% - 50%	23.82	0.0585 - 0.0583
Yuscarán	30% - 40%	7.29	0.0474 - 0.0476

Fuente: (Quiero Casa, 2021) / (Casas24, 2021) / (AG, 2021) / (Inmobiliaria.com, 2020) / (InmoMundo, 2021) / (Diezmil S.C, 2020) / (Cooperativa Ceibeña, 2020) / (FazWaz Group Sites, 2021) / (Ultra Grupo, 2021) / (InfoAnuncios, 2021) / (Bienes Raíces Zavala: Diseño y Desarrollo, 2017)

Los precios mostrados en la columna de *Precio de Terreno [\$/m<sup>2</sup>]* fueron obtenidos mediante el cálculo del promedio de precios de terreno en cada cabecera respectivamente. Los datos obtenidos para calcular el promedio fueron obtenidos de las fuentes listadas anteriormente.

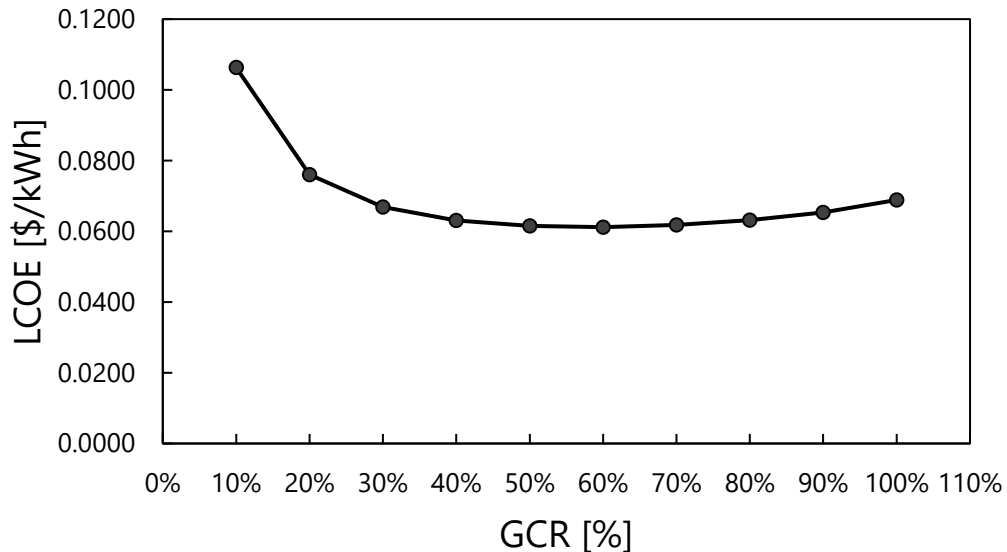
## 5.2 RELACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE COBERTURA DE SUELO EN HONDURAS

Para representar la relación que existe entre el LCOE y el GCR tomando en cuenta las condiciones de cada cabecera departamental en Honduras, se calculó el promedio de cada uno de los LCOEs obtenidos para los rangos de GCR en múltiplos de 10 así como se muestra en la *Tabla 10* y asimismo se procedió a realizar la gráfica que se muestra en la *Ilustración 27*.

**Tabla 10. Promedio de LCOE para cada valor de GCR en las cabeceras departamentales de Honduras [\$/kWh]**

CABECERAS y GCR	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Choluteca	0.0941	0.0691	0.0616	0.0585	0.0574	0.0573	0.0581	0.0596	0.0618	0.0653
Comayagua	0.0649	0.0570	0.0551	0.0548	0.0554	0.0565	0.0581	0.0602	0.0630	0.0671
Gracias	0.0627	0.0535	0.0514	0.0508	0.0513	0.0523	0.0538	0.0557	0.0583	0.0620
Juticalpa	0.0971	0.0721	0.0646	0.0616	0.0606	0.0610	0.0615	0.0631	0.0654	0.0691
La Ceiba	0.1104	0.0783	0.0685	0.0642	0.0625	0.0620	0.0625	0.0638	0.0659	0.0695
La Esperanza	0.0724	0.0586	0.0550	0.0538	0.0540	0.0548	0.0561	0.0579	0.0604	0.0638
La Paz	0.0980	0.0731	0.0657	0.0627	0.0617	0.0622	0.0627	0.0642	0.0667	0.0705
Nacaome	0.0790	0.0614	0.0563	0.0544	0.0539	0.0543	0.0553	0.0569	0.0593	0.0628
N. Ocotepeque	0.0742	0.0574	0.0527	0.0509	0.0506	0.0510	0.0521	0.0536	0.0559	0.0592
Puerto Lempira	0.2426	0.1475	0.1168	0.1026	0.0950	0.0909	0.0890	0.0888	0.0900	0.0932
Roatán	0.1495	0.0956	0.0787	0.0710	0.0671	0.0653	0.0648	0.0653	0.0668	0.0699
San Pedro Sula	0.2491	0.1478	0.1157	0.1004	0.0922	0.0875	0.0853	0.0845	0.0854	0.0882
Santa Bárbara	0.0588	0.0529	0.0518	0.0520	0.0526	0.0537	0.0554	0.0574	0.0602	0.0641
Santa Rosa	0.0878	0.0663	0.0601	0.0576	0.0569	0.0571	0.0581	0.0597	0.0620	0.0655
Tegucigalpa	0.1295	0.0880	0.0754	0.0697	0.0672	0.0662	0.0665	0.0675	0.0695	0.0730
Trujillo	0.1088	0.0774	0.0677	0.0636	0.0618	0.0614	0.0619	0.0632	0.0653	0.0688
Yoro	0.0819	0.0650	0.0602	0.0585	0.0583	0.0588	0.0601	0.0620	0.0646	0.0685
Yuscarán	0.0525	0.0481	0.0474	0.0476	0.0485	0.0498	0.0515	0.0535	0.0561	0.0598
<b>PROMEDIO</b>	0.1063	0.0761	0.0669	0.0630	0.0615	0.0612	0.0618	0.0632	0.0654	0.0689

Fuente: (Elaboración Propia)



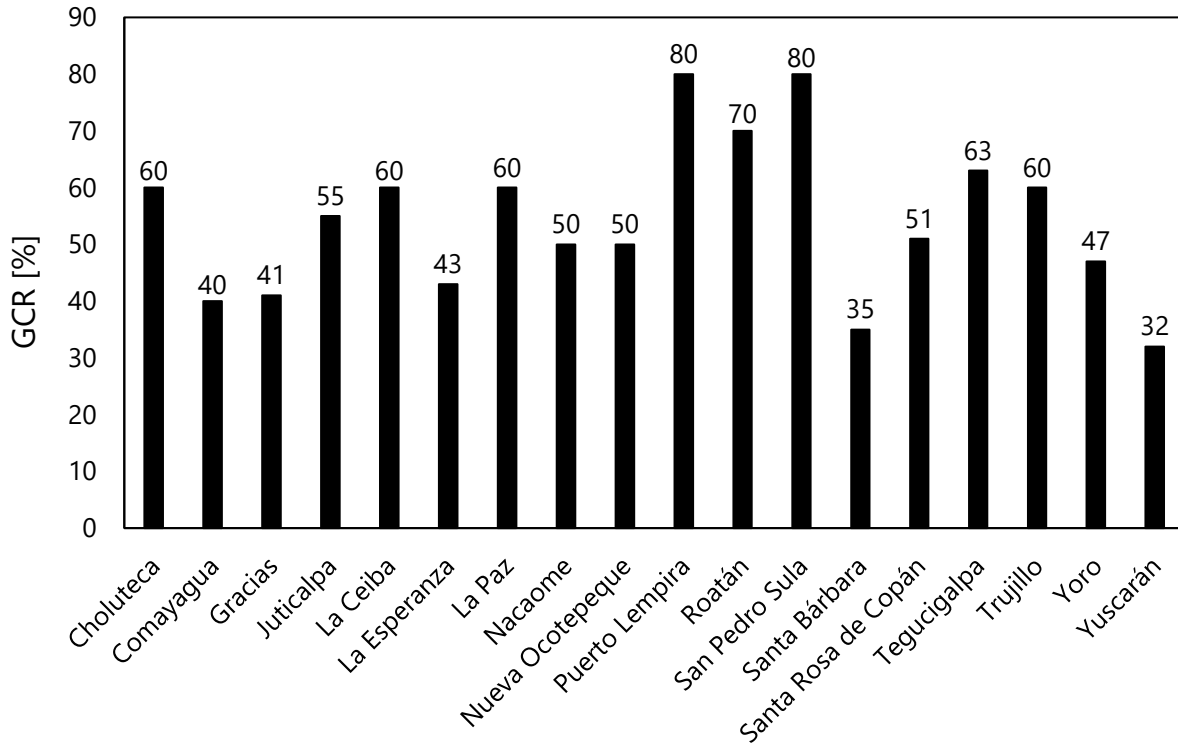
**Ilustración 27. Promedio de relación del LCOE en función del GCR a nivel de cabeceras departamentales en Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)

En base a la gráfica de la *Ilustración 27*, se puede apreciar que a menor valor de GCR determinado para un proyecto (valores < 40%), el LCOE será elevado, esto es debido al incremento en el costo total de terreno por el incremento en el área dando como resultado un mayor costo de capital total y dependiendo de la generación de energía el LCOE podría disminuir. En el caso de los valores de GCR medios (entre 40% y 60%), el LCOE disminuye debido a la disminución del costo capital total en el aspecto del costo total del terreno. Dentro de la generación de energía para estos valores ya se comienza a contar con cantidades considerables de pérdidas por sombra que se generan en los módulos debido a la distancia que existe entre los arreglos solares dando como resultado una generación de energía promedio. En este punto de la gráfica es donde los valores se estabilizan debido a un balance entre el costo capital total y la energía generada. Para los valores de GCR altos (valores > 60%) el LCOE comienza a aumentar debido a la baja generación de energía. Esta baja en la generación de energía es debido a la poca distancia que existe entre los arreglos solares y la cantidad de sombra que estos se generan entre sí. A pesar de tener un costo total de terreno más bajo, la energía generada no compensa para el bajo costo de capital total, dando como resultado un aumento en el LCOE.

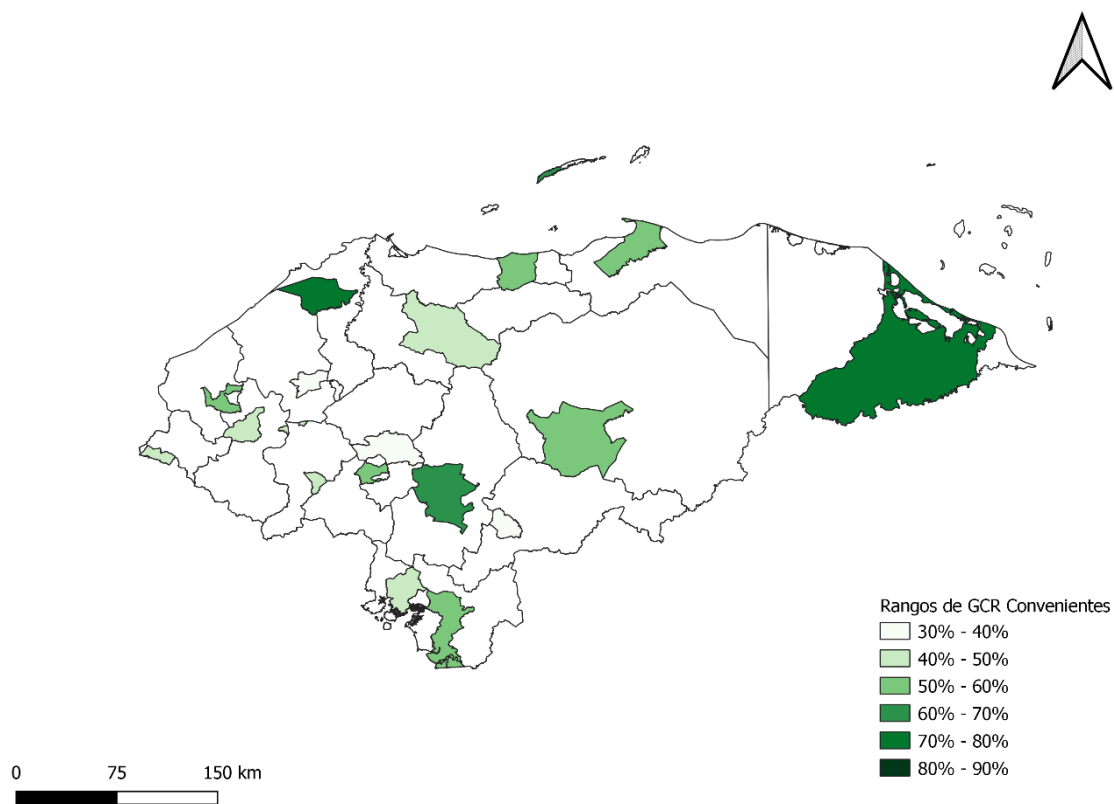
### 5.3 FACTOR DE COBERTURA DE SUELO ÓPTIMO

Una vez obtenidos los rangos convenientes de GCR para cada cabecera, se procedió a calcular el LCOE de cada uno de los porcentajes dentro del rango conveniente con el objetivo de obtener el porcentaje GCR con el LCOE más bajo. Los resultados de dicho procedimiento se muestran en la siguiente ilustración:



**Ilustración 28. Porcentaje de GCR óptimo para cada cabecera departamental de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)

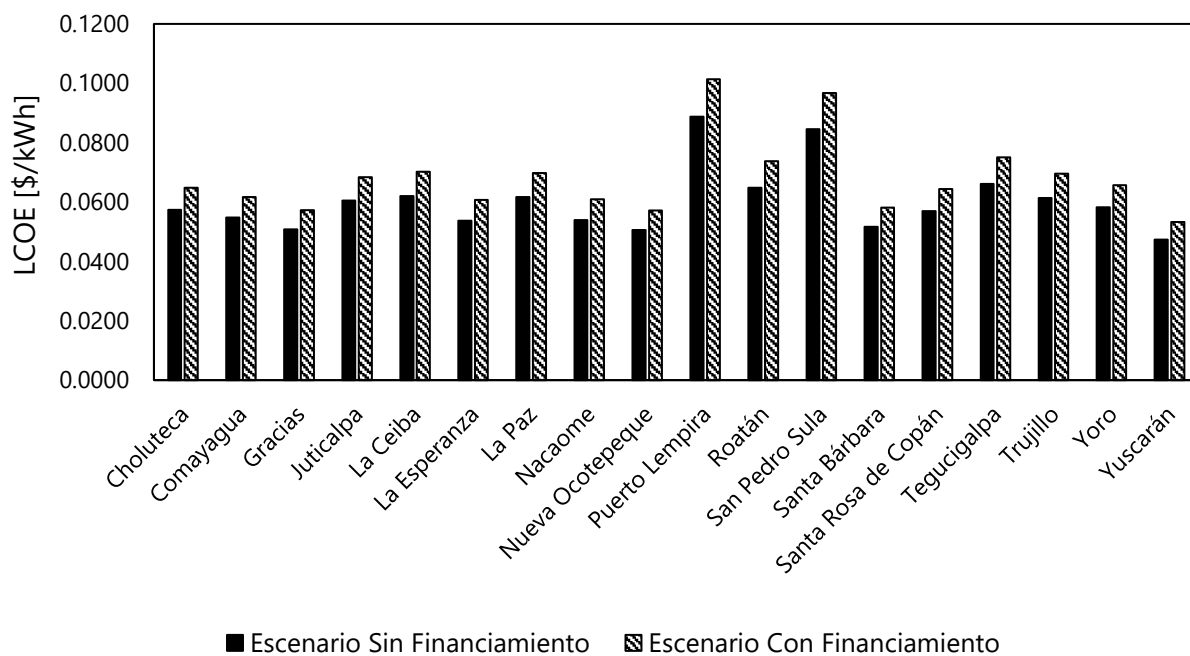


**Ilustración 29. Mapa de Rangos de GCR convenientes para cada cabecera departamental de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)

### 5.3.1 COMPORTAMIENTO DEL LCOE EN ESCENARIOS CON Y SIN FINANCIAMIENTO RESPECTO AL GCR ÓPTIMO

En esta sección se muestran las variaciones del costo nivelado de electricidad en cada cabecera departamental de Honduras utilizando como referencia el GCR óptimo y se representa en los escenarios con y sin financiamiento como se muestra en la *ilustración 30*.



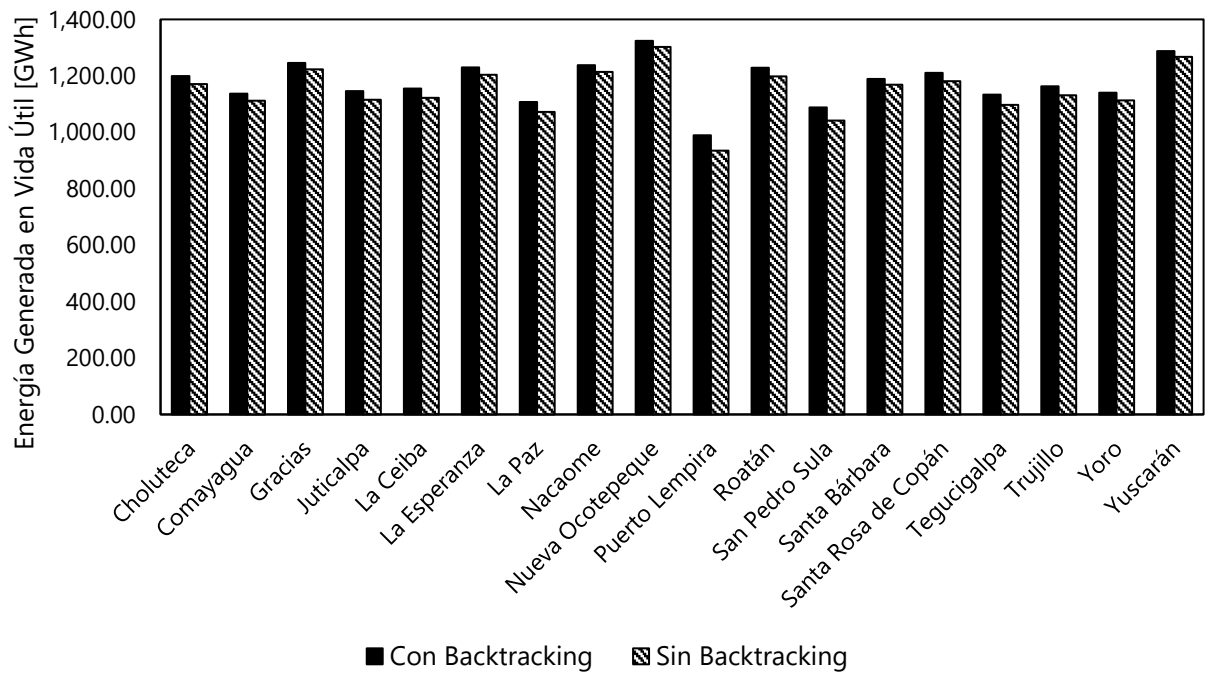
**Ilustración 30. Variación de LCOE en escenarios con y sin financiamiento utilizando el GCR óptimo en las cabeceras departamentales de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)

## 5.4 VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO DE RETROCESO

### 5.4.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CADA CABECERA

Para determinar la viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso en los seguidores solares, se utilizó el GCR óptimo para tener la mejor representación posible de los efectos del backtracking en sistemas fotovoltaicos sobre terreno en cada cabecera departamental de Honduras. Para comenzar, la diferencia que existe en la generación de energía a lo largo de la vida útil de un proyecto FV que utiliza seguidores solares de un eje para escenarios con y sin backtracking en cada cabecera del país se muestra en la *Ilustración 31*.



**Ilustración 31. Energía Generada durante la vida útil del proyecto en escenarios con y sin backtracking**

Fuente: (Elaboración Propia)

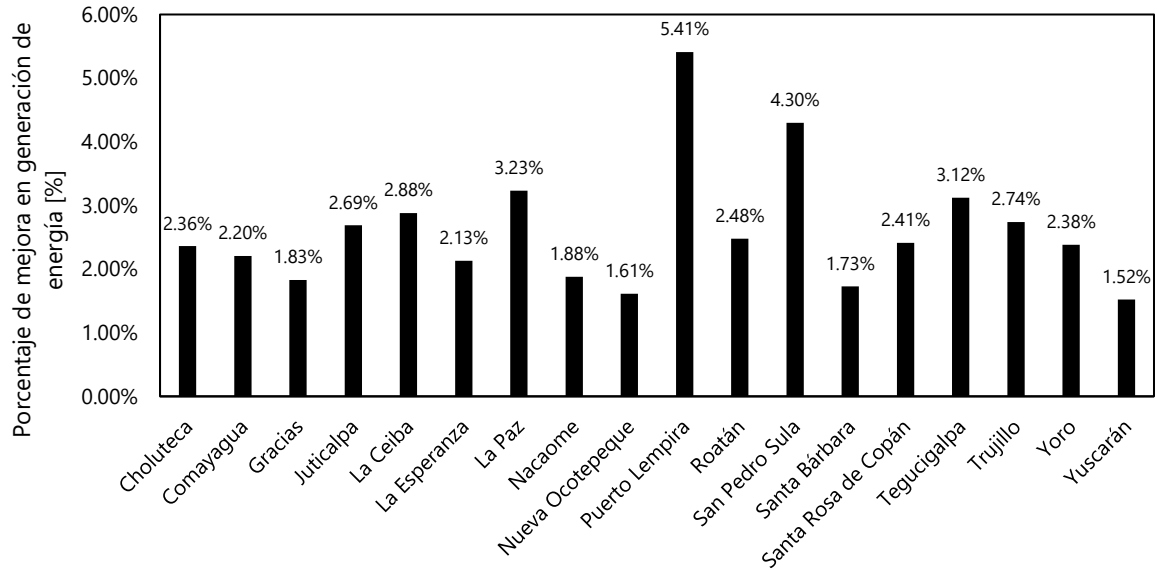
Como se puede apreciar en la *ilustración 31*, el escenario con backtracking genera más que el escenario sin backtracking. El porcentaje de diferencia en la generación de energía que se obtuvo por cada cabecera indica que Honduras puede incrementar su generación de energía en un promedio de 1.88% por año gracias a la implementación del algoritmo de retroceso a nivel de cabeceras departamentales, tal y como se muestra en el apartado final de la *Tabla 11*.

**Tabla 11. Energía Generada durante vida útil con y sin backtracking con la inclusión del porcentaje de incremento en la generación de energía anual**

<b>Energía Generada durante Vida Útil [GWh]</b>			
<b>Cabecera</b>	<b>Sin Backtracking</b>	<b>Con Backtracking</b>	<b>Incremento en Generación de Energía [%]</b>
Choluteca	1,170.58	1,198.87	2.36%
Comayagua	1,111.81	1,136.87	2.20%
Gracias	1,222.82	1,245.65	1.83%
Juticalpa	1,114.77	1,145.58	2.69%
La Ceiba	1,121.66	1,154.88	2.88%
La Esperanza	1,203.28	1,229.47	2.13%
La Paz	1,072.04	1,107.78	3.23%
Nacaome	1,214.06	1,237.30	1.88%
N. Ocotepeque	1,302.77	1,324.12	1.61%
Puerto Lempira	935.36	988.81	5.41%
Roatán	1,197.78	1,228.28	2.48%
San Pedro Sula	1,041.61	1,088.37	4.30%
Santa Bárbara	1,169.02	1,189.55	1.73%
Santa Rosa	1,181.37	1,210.54	2.41%
Tegucigalpa	1,097.69	1,133.09	3.12%
Trujillo	1,130.83	1,162.69	2.74%
Yoro	1,113.34	1,140.54	2.38%
Yuscarán	1267.73	1,287.26	1.52%
<b>PROMEDIO DE MEJORA POR AÑO</b>			<b>1.88%</b>

Fuente: (Elaboración Propia)

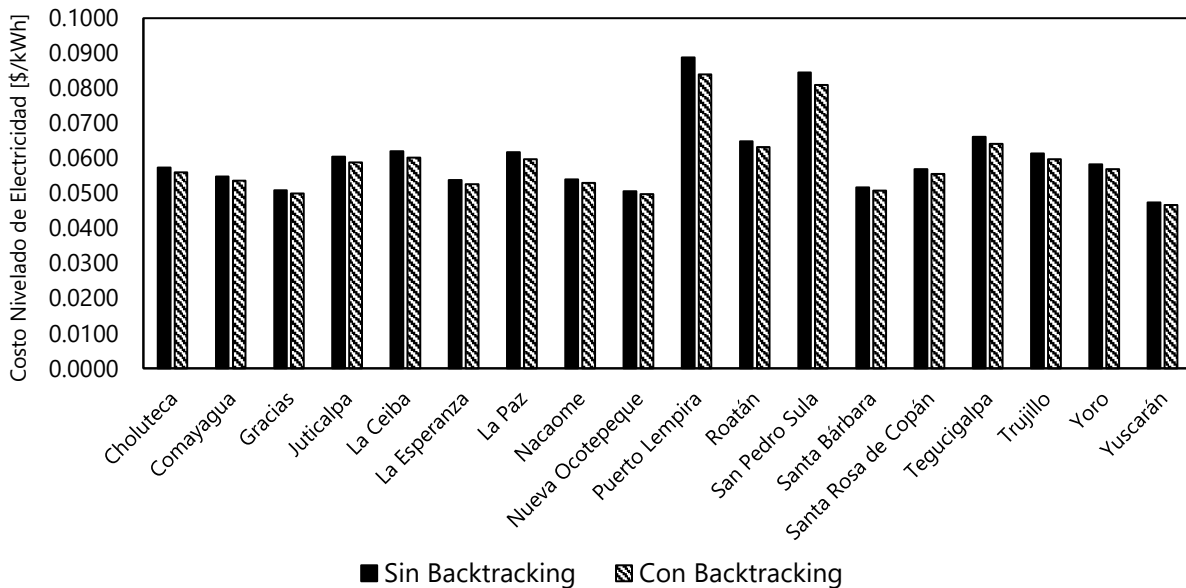




**Ilustración 32. Porcentaje de mejora de energía con backtracking en cada cabecera departamental de Honduras**

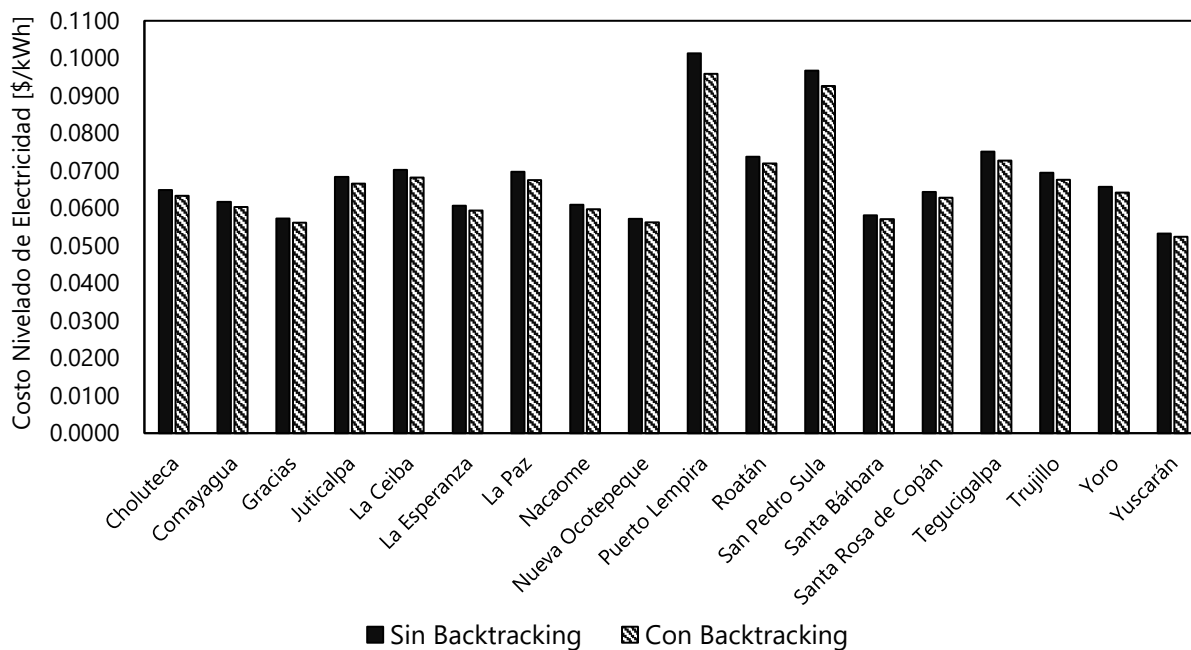
Fuente: (Elaboración Propia)

#### 5.4.2 COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD ANTE LA VIABILIDAD DEL ALGORITMO DE RETROCESO



**Ilustración 33. Variación del LCOE sin financiamiento para escenarios con y sin backtracking en las cabeceras departamentales de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)



**Ilustración 34. Variación del LCOE con financiamiento para escenarios con y sin backtracking en las cabeceras departamentales de Honduras**

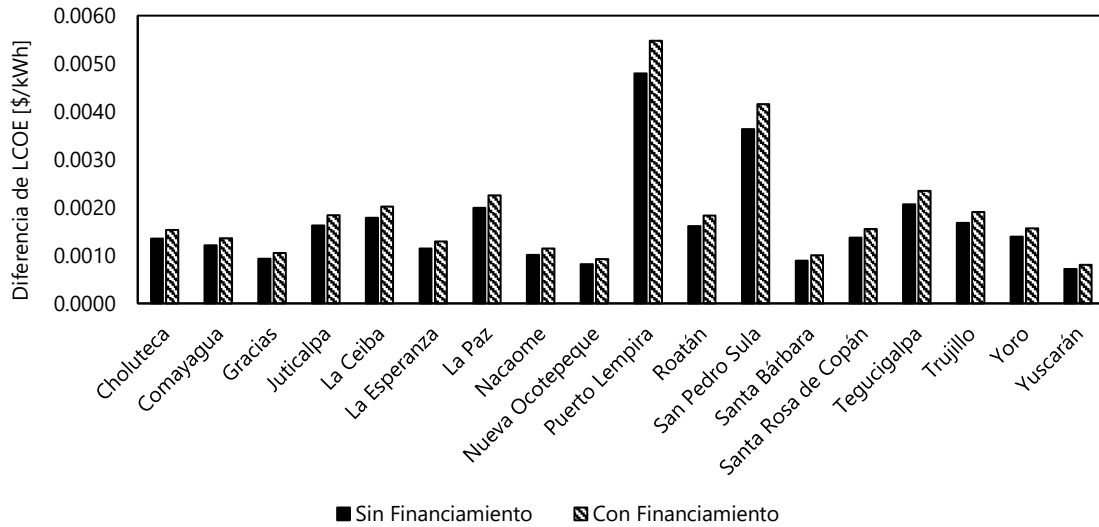
Fuente: (Elaboración Propia)

Para las *Ilustraciones 33 y 34*, los porcentajes de diferencia entre las barras del costo nivelado de electricidad son los mismos valores mostrados en la *Ilustración 32*, esto es debido a que el cálculo que da como resultado que el porcentaje de diferencia utiliza valores de LCOE en donde las variables que se encuentran en el numerador de la fórmula del LCOE (Costo Capital y O&M) son constantes debido al análisis individual por cabecera en escenarios con y sin backtracking en donde no varía ningún valor de unidad monetaria a diferencia del costo de terreno por cabecera.

En las gráficas que se mostrarán a continuación se conocen los rangos en los que se encuentran las diferencias que existen entre las barras de las *Ilustraciones 33 y 34*, así como su respectivo porcentaje de diferencia en escenarios con y sin backtracking para los escenarios con y sin financiamiento. En la *Ilustración 35*, la barra negra (escenario sin financiamiento) demuestra la diferencia entre las barras de la *Ilustración 33* y la barra con tramas (o patrón) demuestra las diferencias de la *Ilustración 34* (escenario con financiamiento) y luego más abajo se puede apreciar el porcentaje de diferencia para los escenarios con y sin backtracking en la *Ilustración 36*.

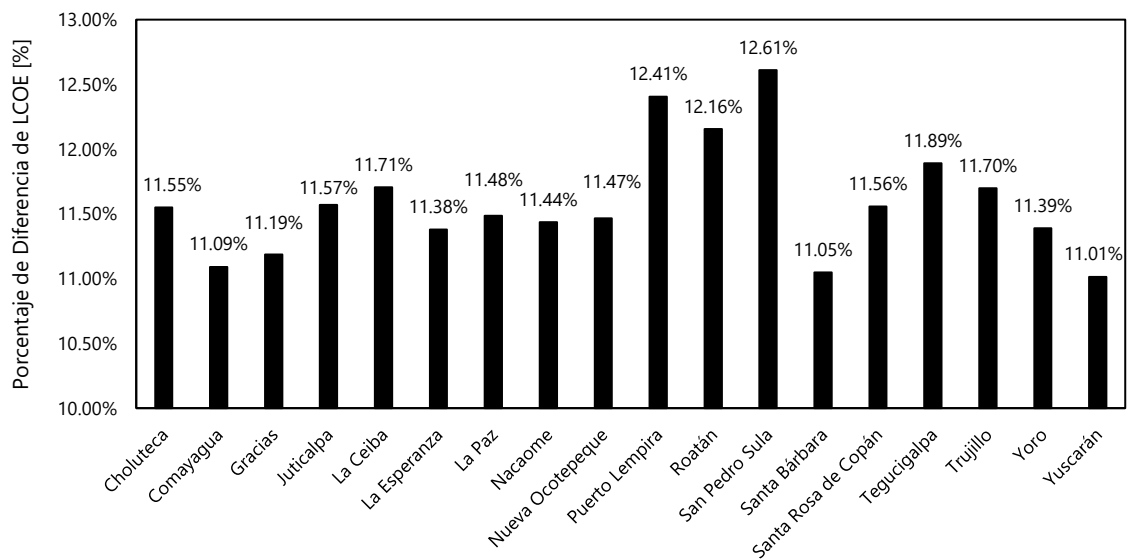
### 5.4.3 DIFERENCIAS DEL COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD ANTE LA IMPLEMENTACIÓN DEL

#### ALGORITMO DE RETROCESO



**Ilustración 35. Rangos de diferencias de LCOE en escenarios con y sin backtracking para escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)



**Ilustración 36. Porcentaje de Diferencia de LCOE para escenarios con y sin backtracking en escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras**

Fuente: (Elaboración Propia)

## VI. CONCLUSIONES

La presente investigación ha logrado optimizar el costo nivelado de electricidad en función del factor de cobertura de suelo dando como resultado rangos convenientes y valores óptimos GCR para cada una de las cabeceras departamentales de Honduras al igual que la determinación de la viabilidad en la implementación del algoritmo de retroceso (o backtracking) en sistemas FV que utilizan seguidores solares de un eje horizontal para una instalación de 30 MWp sobre terreno en el país. En base los objetivos específicos y los resultados obtenidos, la investigación concluye lo siguiente:

1. Los parámetros de entrada establecidos para llevar a cabo la determinación de la viabilidad del algoritmo de retroceso mostrados en la sección 4.6.3 en *tablas 3 y 4* se definen como valores representativos al promedio de la cantidad de potencia fotovoltaica instalada en Honduras y además de eso forman parte de las recomendaciones otorgadas por el software PVSyst para lograr el ratio DC/AC deseado que para este caso fue de 1.235, logrando así una configuración acorde a las especificaciones técnicas de cada componente del sistema.

2. Se acepta la primera hipótesis correlacional ( $H_1$ ), ya que los rangos convenientes del factor de cobertura de suelo van en relación al costo del terreno ya que la relación que estos mantienen es directamente proporcional, entre más alto sea el costo del terreno, el rango conveniente de GCR estará más cerca al 100%. Tomando el caso de San Pedro Sula y Puerto Lempira como ejemplo, en comparación al resto de las cabeceras, estas dos además de tener los dos precios de terreno más altos (148.81 \$/m<sup>2</sup> y 125.37 \$/m<sup>2</sup>), estas cabeceras tienen los rangos convenientes de GCR más cercanos al 100% (entre 80% y 90%) y su diferencia en el precio de terreno no compensa su valor de GCR óptimo ya que la generación de energía en Puerto Lempira es baja en comparación a la de San Pedro Sula con y sin algoritmo de retroceso implementado.

3. Se concluye que a menor valor de GCR determinado para un proyecto, el valor de LCOE será alto debido a los cambios en las variables de costo capital total y generación de energía para los cuales la generación de energía además de ser alta, no compensa el

incremento en el costo capital total del proyecto. Luego de que el LCOE se estabiliza en los valores medios, este vuelve a incrementar en los valores cercanos a 100% debido a una baja generación de energía producto de la cantidad de pérdidas generadas por sombras entre los módulos debido a la poca distancia que estos tienen entre sí. Esto es basado en los datos de la *Ilustración 27*.

4. La cabecera con el valor más bajo de LCOE en base al GCR óptimo es Yuscarán (El Paraíso) con 0.0474 \$/kWh y la cabecera con el LCOE más alto es Puerto Lempira (Gracias a Dios) con 0.088 \$/kWh. La diferencia que estas cabeceras poseen es de 0.0406 \$/kWh, dando como resultado que el LCOE de un proyecto FV que utiliza seguidores solares de un eje y su GCR óptimo en Yuscarán, este solo representará un 46.13% del valor del LCOE para un proyecto instalado en Puerto Lempira, siendo está la cabecera con el LCOE más alto en función de su GCR óptimo.

5. Se acepta la hipótesis (**H<sub>2</sub>**), ya que el escenario que utiliza el algoritmo de retroceso además de generar más energía, este otorga una mejora de 1.88% en la generación total de energía eléctrica anual a nivel de cabeceras en el país. No existe razón para no implementar el algoritmo de retroceso ya que este solo otorga mejoras a dos de los aspectos más importantes de un sistema solar fotovoltaico que son: la generación de energía eléctrica y las pérdidas por sombras y no representa ningún tipo de pérdidas para el dueño del proyecto. Esto es basado los datos presentados en la sección *5.4 de Resultados y Análisis*.

Dentro de las limitaciones de esta investigación se cuenta con ciertos acontecimientos que limitan el alcance de la investigación, estos involucran la reducción del área de estudio (18 cabeceras en vez de 298 municipios), ausencia de componentes y parámetros técnicos que otorgarían un valor agregado a la investigación si se llegarán a analizar con las especificaciones establecidas en la investigación. Entre estos parámetros y componentes técnicos están: el uso de módulos bifaciales, estructura de proyecto fija y factores de degradación correspondientes al modelo de módulo solar en uso. Esta investigación utilizó un factor de degradación de módulo solar de 0.25% en vez del 0.45% correspondiente a los módulos Canadian Solar C6SU-340M, por lo que se recomienda utilizar el factor de degradación correspondiente al módulo elegido para el

desarrollo de futuras investigaciones. El porcentaje de diferencia que existe entre los costos nivelados para los factores de degradación de 0.25% y 0.45% es de 2.34% para los 25 años de vida útil del proyecto. Cabe mencionar que también esta investigación cuenta con la ausencia de parámetros financieros como valores de costos específicos de capital recientes (o actualizados), precios de terreno obtenidos de la fuente encargada de manejarlos y el precio de venta de energía eléctrica.

Como último propósito, se espera que este trabajo contribuya a la toma de decisiones en el desarrollo de futuros proyectos fotovoltaicos que lleguen a utilizar seguidores solares de un eje en el país. Entre los beneficios que podría aportar está tomar como referencia la relación que existe entre el costo nivelado de electricidad (LCOE) y el factor de cobertura de suelo (GCR) al igual que el porcentaje de GCR óptimo para cada cabecera en caso que se decida instalar un proyecto fotovoltaico a partir de una potencia previamente establecida en esas localidades o lugares cercanos a la cabecera.

## VII. RECOMENDACIONES

1. Respecto a los parámetros de entrada para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en futuras investigaciones se recomienda utilizar un dato de promedio actualizado de potencia fotovoltaica instalada en el país. Esto permite utilizar diferentes configuraciones para el ratio DC/AC del sistema al igual que otros modelos para los componentes que conforman el sistema.

2. Si en el futuro se desea implementar un sistema fotovoltaico en alguna de las cabeceras de Honduras, se debe hacer un análisis del rango de GCR conveniente para esa cabecera y a partir de ahí, determinar el valor de GCR adecuado para el proyecto obteniendo así, un LCOE más llamativo para el inversionista. Lo que se recomienda es que se tome en cuenta la relación que existe entre el precio del terreno y el rango conveniente de GCR para determinar en qué cabecera es más factible instalar un sistema fotovoltaico.

3. Debido a que el punto medio en la relación del LCOE y el GCR en Honduras para las cabeceras departamentales se encuentra en un rango del 40% al 60%, se recomienda realizar un análisis de factibilidad previo a la construcción de un proyecto fotovoltaico en el que se analicen escenarios con valores de GCR dentro de ese rango para localidades en municipios diferentes a las cabeceras departamentales y así determinar qué relación existe entre los resultados de esta investigación y los resultados de los análisis hechos en otros municipios del país.

4. Tomando en cuenta la relación que existe entre el LCOE y el GCR para las cabeceras departamentales, en caso de que se desee construir un proyecto fotovoltaico en cualquiera de ellas, se recomienda hacerlo en las cabeceras donde el GCR óptimo se encuentra dentro del rango conveniente de la relación LCOE vs GCR (entre el 40% y 60%).

5. Se recomienda que en futuros proyectos fotovoltaicos que decidan utilizar seguidores solares de un eje en Honduras, utilicen la modalidad backtracking (o algoritmo de retroceso) para obtener una mejor generación de energía eléctrica y asimismo también disminuir las pérdidas de energía por sombras generadas en los módulos solares debido a su inclinación al seguir el sol.

## **VIII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN**

Esta Comparación Tecno-Económica de la Implementación del Algoritmo de Retroceso en Sistemas Fotovoltaicos Sobre Terreno que utilizan seguidores solares de un eje horizontal permite a toda aquella persona, empresa o entidad interesada en implementar el algoritmo de retroceso en un sistema fotovoltaico instalado en cualquier cabecera departamental de Honduras conozca la viabilidad del mismo dentro del proyecto y los efectos que tiene. Además de eso, esta investigación permite a cualquier persona, empresa o entidad conocer los rangos convenientes de factor de cobertura de suelo al igual que su valor óptimo en las cabeceras departamentales de Honduras en caso que decidan instalar un proyecto fotovoltaico sobre terreno que utilice seguidores solares de un eje horizontal en cualquier cabecera departamental tomando en cuenta la relación del precio del terreno y el área total del proyecto para una potencia previamente definida.



## **IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO**

Esta investigación únicamente utilizó las cabeceras departamentales de Honduras como área de estudio, una segunda etapa para este trabajo sería continuar los análisis de GCR y viabilidad de backtracking dentro de los 280 municipios restantes de Honduras para tener un margen de resultados más generalizado y preciso. Otra opción sería utilizar módulos solares bifaciales, ya que en esta investigación solo se utilizaron módulos solares monofaciales. La última opción sería utilizar seguidores solares de eje vertical ya que en la investigación se utilizaron seguidores de un eje horizontal.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abella, B. M. (2015). *Diseño y Construcción de Prototipo de Seguidor Solar para Paneles Fotovoltaicos*. Leon: Universidad de León.
- AG. (2021). *Encuentra24.com*. Obtenido de <https://www.encuentra24.com/honduras-es/bienes-raices-venta-de-propiedades-lotes-y-terrenos>
- Alt Energy Mag. (2021). *Altenergymag.com*. Obtenido de <https://www.altenergymag.com/article/2014/09/optimizing-solar-plant-implementation/1492>
- Alusín Solar. (2021). *Alusín Solar: Solar Structures*. Obtenido de <https://alusinsolar.com/principales-componentes-de-una-instalacion-fotovoltaica/>
- Andino, H. (2020). *Comparación Tecno-Económica entre sistemas fotovoltaicos con seguidores solares y estructura fija en el Valle de Sula, Honduras*. San Pedro Sula: Universidad Tecnológica de Honduras.
- Becerra, F. (2018). *Diseño de una central fotovoltaica de 50 MW conectada a red en la provincia de Badajoz, España*. Sevilla: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
- Bienes Raíces Zavala: Diseño y Desarrollo. (2017). *Bienes Raíces Zavala*. Obtenido de <http://www.bienesraiceszavala.hn/es>
- Casas24. (2021). *Casas24.com*. Obtenido de <https://www.casas24.com/honduras-es/propiedades-comerciales-terrenos-y-fincas>
- CEPAL, SICA. (2007). *Estrategia de Energía Sustentable 2020*. Obtenido de [http://www.ceaconline.org/pdf/Doc\\_Relevantes/EstrategiaCentroamericana2020.pdf](http://www.ceaconline.org/pdf/Doc_Relevantes/EstrategiaCentroamericana2020.pdf)
- Cooperativa Ceibeña. (2020). *Cooperativa de Ahorro y Crédito Ceibeña*. Obtenido de <https://cooperativaceibena.hn/>

- Cumba, C. E. (2017). *Estudio Energético en Sistemas Fotovoltaicos empleando seguimiento solar en regiones ecuatoriales*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Cumbre Pueblos. (2021). *Cumbre Pueblos*. Obtenido de <https://cumbrepuebloscop20.org/energias/solar/modulo-fotovoltaico/#Estructura-de-un-modulo-fotovoltaico>
- Diezmil S.C. (2020). *Clasificados Honduras*. Obtenido de <https://hn.clasificados.st/>
- E. Lorenzo, L. N. (2011). Seguimiento Solar y Retroceso. *Avances en Fotovoltaica: Investigación y Aplicaciones*, 747–753.
- Ente Operador. (2020). *Planeamiento Operativo de América Central 2020-2021*. San Salvador: Gerencia de Planificación y Operación.
- Fabian, C. (2013). *Prezi: Inversión Inicial de un Proyecto*. Obtenido de <https://prezi.com/aadegqqodtrl/inversion-inicial-de-un-proyecto/>
- FazWaz Group Sites. (2021). *FazWaz* . Obtenido de <https://www.fazwaz.com.hn/>
- FLUENCE: A Siemens and AES Company. (2021). *Blog Fluence Energy*. Obtenido de <https://blog.fluenceenergy.com/solar-energy-storage-how-to-optimize-your-inverter-loading-ratio>
- Gil, F. J. (2015). *Análisis de la Degradación de Módulos Fotovoltaicos*. Sevilla: Universidad Internacional de Andalucía.
- Grupo Acorde Comunicación. (2020). *Solar News*. Obtenido de <https://www.solarnews.es/2019/09/02/nclave-a-la-vanguardia-de-los-seguidores-solares-bifila/>
- Guijarro, I. M. (2018). *Instalación solar fotovoltaica conectada a red de*. Sevilla: Dep. Ingeniería Eléctrica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
- HelioEsfera. (2017). *HelioEsfera*. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/instalacion-fotovoltaica-aislada/>

- Hernández, N. (2015). *Monografias.com*. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos105/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe.shtml>
- HiSour. (2021). *HiSour Arte Cultura e Historia*. Obtenido de <https://www.hisour.com/es/grid-connected-photovoltaic-power-system-39912/>
- Hogarsense. (2021). *Hogarsense*. Obtenido de <https://www.hogarsense.es/energia-solar/componentes-instalacion-fotovoltaica>
- Iberdrola, S.A. (2021). *Iberdrola*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/que-es-energia-fotovoltaica>
- IEEE. (1991). Backtracking: A Novel for Tracking PV systems. En P. G. David Panico. Rockville, Maryland: Integrated Power Corporation, Pacific Gas and Electric Company, Dept. of Research and Development.
- IHS. (2019). Obtenido de <https://www.pv-magazine.es/2019/11/19/pv-hardware-y-soltec-entre-los-cincos-mayores-proveedores-de-seguidores-del-mercado-mundial/>
- InfoAnuncios. (2021). *InfoAnuncios.com*. Obtenido de <https://hn.infoanuncios.com/>
- Inmobiliaria.com. (2020). *Inmobiliaria: El Portal de Inmobiliaria Profesional*. Obtenido de <https://honduras.inmobiliaria.com/>
- InmoMundo. (2021). *InmoHonduras*. Obtenido de <http://www.inmohonduras.com/>
- IRENA. (2019). *Informe sobre la transformación energética mundial*.
- Kate Doubleday et al. (2016). *Recovery of Inter-Row Shading Losses Using Differential Power-Processing Submodule DC-DC Converters*. Colorado: Universidad de Colorado, Boulder.
- L. Reyes, J. F. (2019). Situación de la Generación de la Energía Eléctrica a través de Energía Fotovoltaica en Honduras Julio 2015 - Marzo 2018. *Escuela de Física, Facultad de Ciencias, Universidad Autónoma de Honduras*.

Mosquea, J. T. (2018). *Caracterización de módulos fotovoltaicos de diversas tecnologías mediante la automatización de un sistema de medida instalado en un seguidor solar*. Cartagena: Univeridad Politécnica de Cartagena.

National Geographic. (2018). *National Geographic en Español*. Obtenido de <https://www.ngenespanol.com/naturaleza/planta-solar-mas-grande-de-america-latina/>

Perpiñán, Ó. (2011). *Energía Solar Fotovoltaica* . Madrid.

*Plan de Gestión Municipal San Pedro Sula (2015-2018)*. (2015).

Planas, O. (2019). *Energía Solar. NET*. Obtenido de <https://solar-energia.net/que-es-energia-solar/radiacion-solar/irradiacion-solar>

Quiero Casa. (2021). *Quiero Casa HN*. Obtenido de <https://www.quierocasa.hn/>

Ragheb, M. (2017). *sciencedirect*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity>

Reenergiza SL. (2015). *SolarMat*. Obtenido de <https://www.solarmat.es/blog/soportes-para-placas-solares-el-patito-feo-de-las-instalaciones/>

Reyes, F. (2018). *Pronóstico de demanda de energía fotovoltaica en San Pedro Sula*. San Pedro Sula.

Roca, J. A. (2019). *El Periódico de la Energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/alemania-y-espana-lideraran-el-resurgir-de-la-fotovoltaica-europea-la-nueva-capacidad-duplicara-el-ritmo-de-crecimiento-en-los-proximos-tres-anos/>

SDE México. (2020). *SDE.mx*. Obtenido de <http://www.sde.mx/que-es-un-sistema-fotovoltaico/>

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2018). Balance Energético Nacional 2017. En *Una mirada al panorama energético hondureño*.

Sistemas Digitales de Control. SL. (2014). *Automatización Industrial*. Obtenido de [http://www.sistemas2002.com/Renovables/Sistemas\\_Seguimiento/](http://www.sistemas2002.com/Renovables/Sistemas_Seguimiento/)

- Solar Platform America Latina. (2020). *SOPELIA*. Obtenido de <https://www.energiasolar.lat/quienes-somos/#comment-597>
- Soty Solar. (2021). *Soty Solar*. Obtenido de <https://sotysolar.es/placas-solares/seguidores-solares#:~:text=Los%20seguidores%20solares%20orientan%20los,eje%20y%20en%20do s%20ejes.&text=Este%20sistema%20permite%20al%20panel,hasta%20la%20puesta%20d e%20sol>.
- Sun Supply. (2021). *Sun Supply Co*. Obtenido de <https://www.sunsupplyco.com/componentes-de-un-sistema-de-energia-solar/>
- SunTrackPro. (2007). *Suntrack*. Obtenido de <http://www.suntrack.es/castellano/home.html>
- SWERA Project. (2008a). "*Evaluación del Potencial Eólico y Solar en Honduras*". Base de Datos del departamento de Física, Universidad Autónoma de Honduras.
- Tercero, R. M. (2019). *Laciana Digital*. Obtenido de <https://www.lacianadigital.com/que-es-la-declinacion-solar/187771/>
- Ultra Grupo. (2021). *Ultra Casas*. Obtenido de <https://www.ultracasas.com/>
- Universidad de Campinas et al. (2019). Influence of Backtracking at Solar-Tracking Photovoltaic Power Plants for Generation and Protection. *International Conference on Applied Energy 2019*. Västerås, Sweden.
- Valco, J. G. (2018). *CPM Solar*. Obtenido de <https://cpmsolar.com/como-funciona-un-sistema-aislado/>
- Vargas G., G. A. (2017). Aprovechamiento de la energía solar para el Área Académica de la Escuela de Aviación Policial mediante un sistema fotovoltaico con conexión a red. *Logos, Ciencia & Tecnología*, 46-59.

# ANEXOS

## Anexo 1. Especificaciones Técnicas de Módulos Solares



### MAXPOWER (1500 V) CS6U-325 | 330 | 335 | 340M

Canadian Solar's new 1500 V module is a product for high voltage systems, which can increase the string length of solar systems by up to 50%, saving BOS costs.

#### KEY FEATURES

-  1500 V Designed for high voltage systems of up to 1500 V<sub>OC</sub>, saving on BoS costs
-  Cell efficiency of up to 20.0 %
-  Outstanding low irradiance performance: 96.5 %
-  No. 1 PTC High PTC rating of up to 91.7 %
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

 25 years linear power output warranty

 10 years product warranty on materials and workmanship

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)





## Anexo 2. Especificaciones Técnicas de Inversores

### DATOS TÉCNICOS PRESERIE FRONIUS TAURO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Número de seguimiento MPP	3	1	1
Máx. corriente de entrada ( $I_{dc\ max}$ )	36 / 36 / 72 A	87,5 A	175 A
Rango de tensión de entrada ( $U_{dc\ min} - U_{dc\ máx}$ )	200 - 1.000 V	580 - 1.000 V	
Tensión de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )	400 V	650 V	
Rango de tensión MPP	400-930 V	580-930 V	
Número de entrada CC	D: 3/4/7 <sup>1)</sup> , P: 3 <sup>2)</sup>	D: 14/0/0 <sup>1)</sup> , P: 2 <sup>2)</sup>	D: 22/0/0 <sup>1)</sup> , P: 3 <sup>2)</sup>
Máx. salida del generador PV ( $P_{dc\ máx}$ )	75kWp		150kWp

DATOS DE SALIDA	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Potencia nominal CA ( $P_{ac,n}$ )	50.000 W	50.000 W	100.000 W
Máx. corriente de salida ( $I_{ac\ máx}$ )	75 A		150 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3- NPE 380/220V ó 3- NPE 400/230V		
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %		
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac,n}$ )	0 - 1 incl. / cap.		

DATOS GENERALES	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	644 x 1038 x 316 mm		
Peso	93 kg	80 kg	105 kg
Tipo de protección	Área de electrónica de potencia: IP66 / Área de conexión CC: IP66 / Área de conexión CA: IP65		
Clase de protección	1		
Categoría de sobretensión (CC / CA)	2 / 3		
Concepto de inversor	Sin transformador		
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada		
Instalación	Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente	-40 - +45 °C		
Humedad de aire admisible	0 - 100 % (condensación)		
Tecnología de conexión CC	MC4 <sup>®</sup> , V-Clamps <sup>®</sup>		
Tecnología de conexión CA	V-Clamps		
Certificados y cumplimiento de normas	IEC62109-1:2010, IEC62109-2:2011, DIN V VDE 0126-1-1:2006		

RENDIMIENTO	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Máximo rendimiento	98,2 %	98,5 %	98,5 %
Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )	97,4 / 97,8 / 97,5 %	98,2 / 98,0 / 97,5 %	98,2 / 98,0 / 97,5 %

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	FRONIUS TAURO 50-3-D FRONIUS TAURO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 50-3-D FRONIUS TAURO ECO 50-3-P	FRONIUS TAURO ECO 100-3-D FRONIUS TAURO ECO 100-3-P
Medición del aislamiento CC	Sí		
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo. Limitación de potencia		
Protección contra polaridad inversa	Sí		

## Anexo 3. Especificaciones Técnicas del Seguidor Solar de un Eje Horizontal

NEXTracker

Smart Single-Axis Solar Tracking System

### Quality and Reliability from Day One

Quality and reliability are designed and tested into every NX Horizon component and system across our supply chain and manufacturing operations. NEXTracker is the leader in dynamic wind analysis and safety stowing, delivering major benefits in uptime and long-term durability. NX Horizon is certified to UL 2703 and UL 3703 standards, underscoring NEXTracker's commitment to safety, reliability and quality.

### GENERAL AND MECHANICAL

Tracking type	Horizontal single-axis, independent row	Tracking range of motion	Options for $\pm 60^\circ$ or $\pm 50^\circ$
String voltage	1,500 V <sub>DC</sub> or 1,000 V <sub>DC</sub>	Operating temperature range	Self powered: -30°C to 55°C (-22°F to 131°F) AC powered: -40°C to 55°C (-40°F to 131°F)
Typical row size	78 - 90 modules, depending on module string length	Module configuration	1 in portrait, 3 x 1,500V or 4 x 1,000V strings per standard tracker. Partial length trackers available.
Drive type	Non-backdriving, high accuracy slew gear	Module attachment	Self-grounding, electric tool-actuated fasteners
Motor type	24V brushless DC motor	Materials	Galvanized steel
Array height	Rotation axis elevation 1.3 to 1.8 m / 4'3" to 5'10"	Allowable wind speed	Configurable up to 200 kph (125 mph) 3-second gust.
Ground coverage ratio (GCR)	Configurable. Typical range 28-50%	Wind protection	Intelligent wind stowing with symmetric dampers for maximum array stability in all wind conditions.
Modules supported	Mounting options available for virtually all utility-scale crystalline modules, First Solar Series 6 and First Solar Series 4.	Foundations	Standard W6 section foundation posts
Bifacial features	High-rise mounting rails, bearing + driveline gaps and round torque tube		

### ELECTRONICS AND CONTROLS

Solar tracking method	Astronomical algorithm with backtracking. TrueCapture™ upgrades available for terrain adaptive backtracking and diffuse tracking mode.
Control electronics	NX tracker controller with inbuilt inclinometer and backup battery.
Communications	Zigbee wireless communications to all tracker rows and weather stations via network control units (NCUs).
Nighttime stow	Yes
Power supply	Self powered: NX provided 30 or 60W Smart Panel AC powered: Customer-provided 120-240 V <sub>AC</sub> circuit

### INSTALLATION, OPERATIONS AND SERVICE

PE stamped structural calculations and drawings	Included
Onsite training and system commissioning	Included
Installation requirements	Simple assembly using swaged fasteners and bolted connections. No field cutting, drilling or welding.
Monitoring	NX Data Hub™ centralized data aggregation and monitoring
Module cleaning compatibility	Compatible with NX qualified cleaning systems.
Warranty	10-year structural, 5-year drive and control components
Codes and standards	UL 3703, UL 2703, IEC 62817