

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Vehículos eléctricos y
el impacto en el sistema
de potencia.

Explotación de los
campos shale gas
en México.

Escenarios energéticos
para la extracción de
petróleo en la amazonía
ecuatoriana.

Comparación del algoritmo
de retroceso en sistemas
fotovoltaicos en Honduras.

China's footprint in Brazil's
electricity sector.

Las implicancias jurídicas de
la naturaleza jurídica de la
energía eléctrica en la
legislación peruana.

Diseño de una estación de
carga solar para vehículos
eléctricos en centros
comerciales.

Estimación del efecto escala
de la generación eólica en la
Argentina.

Potencialidad para la
implementación de
comunidades energéticas
sustentables en la provincia
de Córdoba, Argentina.

COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés
*Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega
*Asociación de Universidades Grupo Montevideo
(AUGM). Uruguay.*

COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Leonardo Beltrán.
Institute of the Americas. México.

Manlio Coviello.
Pontificia Universidad Católica de Chile.

Mauricio Medinaceli.
Investigador independiente. Bolivia.

Ubiratan Francisco Castellano.
Investigador independiente. Brasil.

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

REVISORES

José Alonso Mateos.
Universidad Internacional de Valencia. España.

Rodrigo Alonso Suárez.
*Universidad de la República (UDELAR).
Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Ernesto Beltrán Nishizaki.
Investigador independiente. México.

Italo Bove Vanzulli.
*Universidad de la República (UDELAR).
Uruguay.*

Tommaso Brazzini.
*Universidad Politécnica de Valencia.
España.*

Alfredo José Caguao Yagua.
*Universidad Nacional Experimental
Francisco Miranda (UNEFM). Venezuela.*

Christian Hernán Campoverde.
*Universidad Nacional de Loja.
Ecuador.*

Manuel Enrique Chacón Morales.
Empresa Propietaria de la Red S.A. Costa Rica.

Luciana Vanesa Clementi.
*Consejo Nacional de Investigaciones Científicas
(CONICET). Argentina.*

Samuel Cubero Vargas.
*Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE).
Costa Rica.*

Henry Espada Romero.
Universidad Pública de El Alto. Bolivia.

Lázaro Flores Díaz.
*Secretaría de Energía. Comisión Nacional para el Uso
Eficiente de la Energía (CONUEE). México.*

COLABORADORES

Natalia Gaspar Pérez.
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. México.

Luis Felipe Gómez Fernández.
Ministerio de Energía y Minas. Perú.

Ana Lía Guerrero.
Universidad Nacional del Sur. Argentina.

Ángel Eugenio Infante Haynes.
Universidad de Holguín. Cuba.

Fernando Jaramillo García.
*Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí.
Ecuador.*

María Cecilia Montero.
*Universidad Tecnológica Nacional (UTN FRBB).
Argentina.*

Angie Ortega Ramírez.
*Universidad de América. Facultad de Ingenierías.
Colombia.*

Eduardo Ortigoza Moreno.
*Universidad Nacional de Asunción. Facultad Politécnica.
Paraguay.*

Marco Otoya Chavarria.
Universidad Nacional de Costa Rica.

Marcela Reinoso.
*Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).
Ecuador.*

Vinicius Silva.
*Universidad de Sao Paulo. Grupo de Energía (GEPEA).
Brasil.*

Felipe Ulloa Orellana.
Universidad de California. Estados Unidos.

Sergio Zanolli.
Investigador independiente. Perú.

Raquel Atiaja.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2021.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y
Fernández Salvador.
Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>
Página web OLADE: www.olade.org
Mail ENERLAC: enerlac@olade.org

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Fotografías de la portada Jose M. Alarcon y NASA en Unsplash.
Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.

El diseño y diagramación de este documento se desarrolló con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del "Programa para el Fortalecimiento de la Gestión y Difusión de Información Energética para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe - Cooperación Técnica RG - T2873". El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), no tiene ninguna responsabilidad sobre el contenido del documento.



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

TECHNO-ECONOMIC COMPARISON OF THE IMPLEMENTATION OF SOLAR BACKTRACKING ON GROUND MOUNTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH SINGLE-AXIS SOLAR TRACKERS IN HONDURAS

Rodrigo Zelaya Suárez ¹, Héctor Fernando Villatoro Flores ²

Recibido: 05/06/2021 y Aceptado: 25/08/2021
ENERLAC. Volumen V. Número 2. Diciembre, 2021 (72 - 90)
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Caspar Rae de Unsplash.

1 Universidad Tecnológica de Honduras.
rozsuarez8@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-6725-8706>

2 Universidad Tecnológica de Honduras.
hector.villatoro@unitec.edu
<https://orcid.org/0000-0002-3587-9217>

RESUMEN

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. A través de una metodología de enfoque cuantitativo basado en la recolección y análisis de datos, los resultados 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 óptimos de GCR además de considerar hacer uso del algoritmo de retroceso en proyectos que utilicen seguidores solares.

Palabras clave: Sistemas Fotovoltaicos, Factor de Cobertura de Suelo, Costo Nivelado de Electricidad, Algoritmo de Retroceso, Seguidores Solares, Honduras.

ABSTRACT

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. Through a quantitative approach methodology based on data collection and analysis, results 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.

Keywords: Photovoltaic Systems, Ground Coverage Ratio, Levelized Cost of Electricity, Solar Backtracking, Solar Trackers, Honduras.

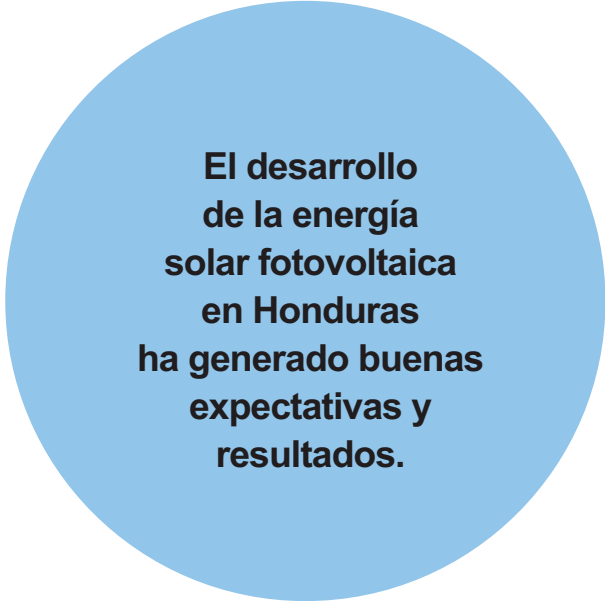
INTRODUCCIÓN

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. Estos sistemas pueden ser instalados sobre techo o sobre terreno, pero esta investigación se centrará solamente en sistemas instalados sobre terreno y pueden ser de: estructura fija o de seguimiento solar de uno o dos ejes. Dentro del rubro solar 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 tiene como objetivo 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 *software* de diseño de sistemas fotovoltaicos para la obtención de valores de energía y, por último, el uso de hojas de cálculo para el desarrollo del análisis financiero.

Esta investigación se desarrolló con el propósito de facilitar la toma de decisiones respecto a la implementación del algoritmo de retroceso en sistemas fotovoltaicos en Honduras, así como

identificar qué 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 desarrollo de la energía solar fotovoltaica en Honduras ha generado buenas expectativas y resultados.

CONTEXTO

La energía solar disponible en el territorio hondureño es estimada en el rango de 4.5 a 6.5 kWh/ m² /día, el cual resulta en una energía teórica anual de 547 TWh (Flores, 2016). Sin embargo, en 2007 el Banco Mundial condujo estudios de mercado para la instalación de módulos solares en varios sectores rurales de Honduras e identificó un potencial fotovoltaico viable de 51 MW (CEPAL, SICA, 2007). En los últimos años el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el país ha generado 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 conocer 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.

METODOLOGÍA

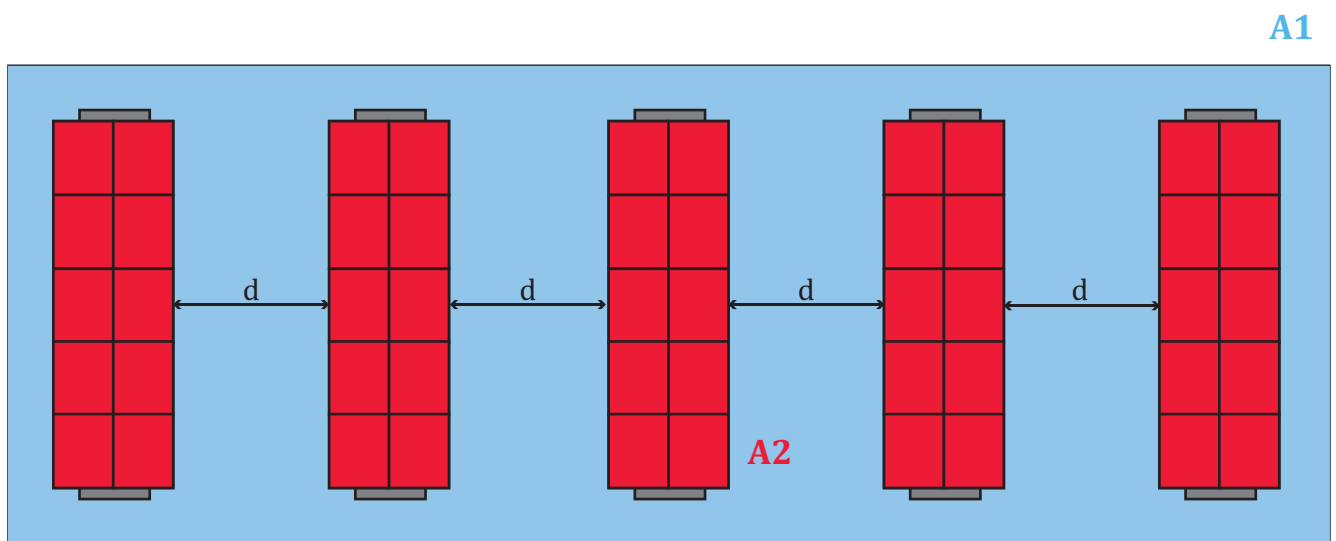
En primera instancia, se definen los parámetros de factor de cobertura de suelo y el algoritmo de retroceso.

Factor de cobertura de suelo

Mejor conocido por sus siglas en inglés como GCR (o *Ground Coverage Ratio*), el factor se define como la relación de áreas que existe en proyectos fotovoltaicos. Estas áreas son: el área total abarcada por módulos solares y el área total del proyecto. El GCR se define a partir de la distancia que existe entre los arreglos de módulos solares y esta es inversamente proporcional al valor de GCR que puede estar representado tanto en porcentaje como en valores menores a uno (Kate Doubleday et al., 2016).

Su fórmula es la siguiente:

Figura 1. Diagrama conceptual de factor de cobertura de suelo



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)

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

Fuente: Elaboración propia



Foto de Zbynek Burival de Unsplash.

Algoritmo de retroceso

El algoritmo de retroceso, mejor conocido en inglés como “*backtracking*”, es un sistema anti-sombras para proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares. Su función es calcular el ángulo óptimo de incidencia de la irradiación solar para los módulos solares, además de limitar sus ángulos de inclinación cuando la altitud del sol es baja en horarios de amanecer y anochecer, con el objetivo de evitar que estos se generen sombras entre sí cuando están colocados uno detrás del otro. Esto lo hace mediante el uso del ángulo óptimo de inclinación que se calcula utilizando datos de radiación solar disponible en el área y la distancia que existe entre los seguidores (Sistemas Digitales de Control. SL, 2014).

Otro aspecto importante del algoritmo de retroceso es que no tiene ningún costo de instalación o efecto sobre los costos de operación y mantenimiento de los seguidores solares (Williamson, 2015).

Técnicas e instrumentos aplicados

PVsyst: La herramienta principal empleada en esta investigación es el *software* PVsyst, este programa nos permitió desarrollar las simulaciones en las cuales pudimos 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.

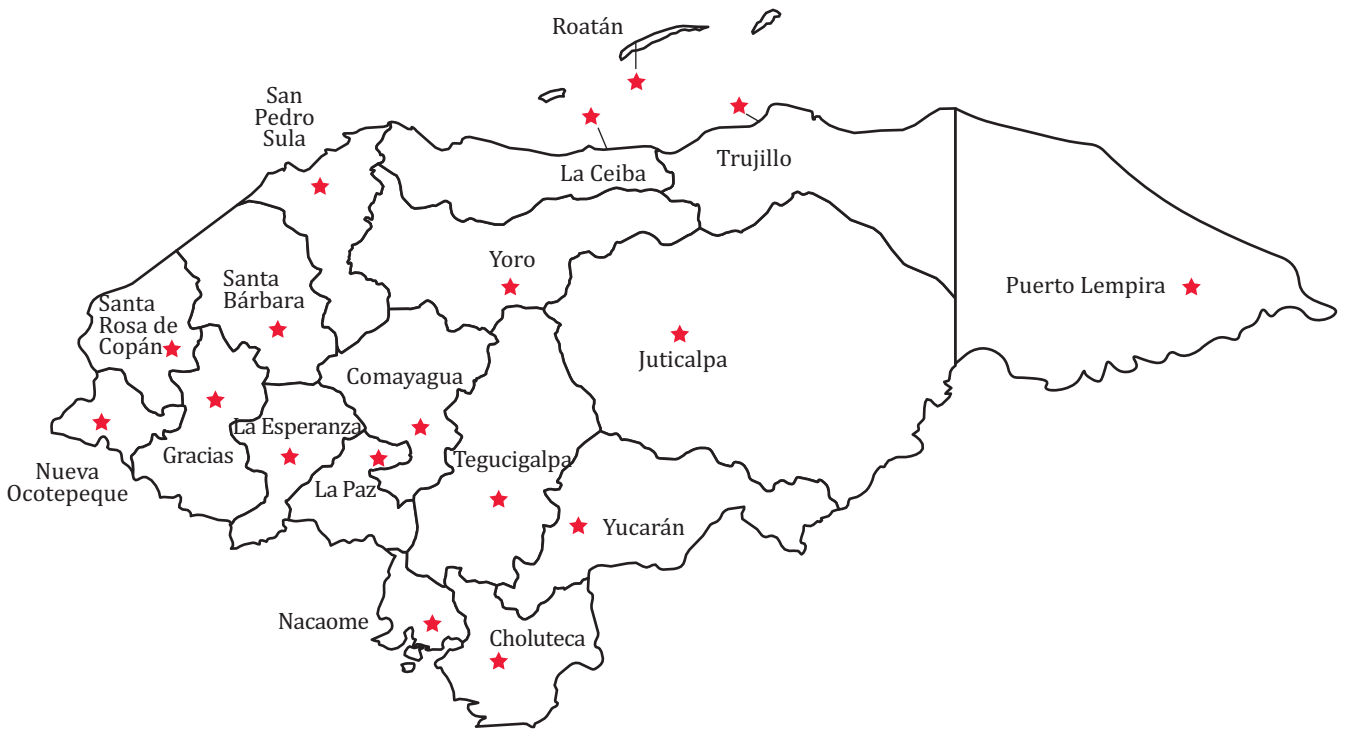
Para la obtención de los datos meteorológicos en donde se trabajarán las simulaciones se utilizará Meteonorm, la base de datos de PVsyst que nos da acceso a números de temperatura, humedad, y radiación solar en cualquier parte del mundo. Cabe mencionar que los posibles desvíos asociados a las condiciones de nubosidad están implícitos en la base de datos de Meteonorm para las simulaciones de los sistemas fotovoltaicos.

Microsoft Excel: Para el análisis financiero se utilizó Microsoft Excel ya que, al ser una hoja de cálculo, este *software* 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.

Población y muestra

Esta investigación está centrada en las 18 cabeceras departamentales de Honduras, tal como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Mapa de cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Variable dependiente: Dentro de la identificación de las variables de investigación, como variable dependiente se eligió el Costo Nivelado de Electricidad, mejor conocido en inglés como el *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), que 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).

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. Su fórmula es la siguiente:

Ecuación 1. Fórmula simple del costo nivelado de electricidad

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

Fuente: Ragheb, 2017

CC = Costo capital [\\$]

O&M = Costos de operación y mantenimiento [\\$]

Fuel Cost = Costo de combustible [\\$] – No aplica para proyectos fotovoltaicos

Energía = Energía generada [kWh]

Vida Útil = 25 [años]

Variables independientes: Dentro de las variables independientes están las especificaciones del sistema fotovoltaico, parámetros financieros como el tipo de financiamiento y los costos de operación y mantenimiento y, por último, los parámetros del meteorológicos como la temperatura y la irradiación solar a los cuales estará expuesto el sistema.

Especificaciones de los sistemas fotovoltaicos

Dentro de las especificaciones se establece que 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° hasta 60°. El azimut seleccionado es completamente hacia el sur (180° o 0°), esto es en el hemisferio norte, ya que de esta manera se puede obtener un mayor aprovechamiento del recurso solar.

Para 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 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 en aspectos de precio eficiencia. En cuanto a la cantidad de componentes, se calculó el número de módulos fotovoltaicos en base a la potencia con la que se desea trabajar y la potencia del módulo seleccionado. Por otro lado, el número de inversores de corriente fue calculado en base al promedio del ratio de potencias DC/AC en Honduras que es de 1.23. 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, 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 todas las simulaciones, siendo estas las siguientes: 30 MWp (valor representativo del promedio de potencia fotovoltaica instalada sobre terreno en Honduras) y 24.3 MWac, obteniendo un ratio DC/AC igual a 1.235. A continuación, se presenta un resumen de los componentes en la tabla 1.

Tabla 1. 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

Una vez establecidas las especificaciones del sistema fotovoltaico a analizar, se procede a realizar las simulaciones en el *software* PVsyst. Dentro del programa se procede a experimentar con las distancias entre los arreglos de módulos solares para obtener como resultado el GCR aplicable dentro del rango de estudio (10% a 100% en múltiplos de 10) y la energía generada para cada cabecera departamental. 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 módulos solares 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. Se pueden apreciar los parámetros de entrada que se utilizaron para desarrollar el análisis tecno-económico en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros de entrada para análisis tecno-económico

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 terreno [\$/m ²]	Según cabecera
Área abarcada por módulos solares [m ²]	171,559
Área del proyecto [m ²]	Según GCR
Costo O&M seguidor de un eje horizontal [\$/kWp] anual	14
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 basado en (Andino, 2020)

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Rangos convenientes de Factor de Cobertura de Suelo (GCR)

Luego de haber realizado las simulaciones en PVsyst, se procedió a hacer un análisis tecno-económico para determinar los rangos más convenientes de GCR para cada cabecera departamental del país. Estos rangos convenientes son producto del LCOE más bajo obtenido en el análisis. Cabe mencionar que el costo capital total en el 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 [$\$/m^2$] obtengan 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 3.

Tabla 3. Rangos de GCR convenientes y LCOE para cada cabecera departamental de Honduras

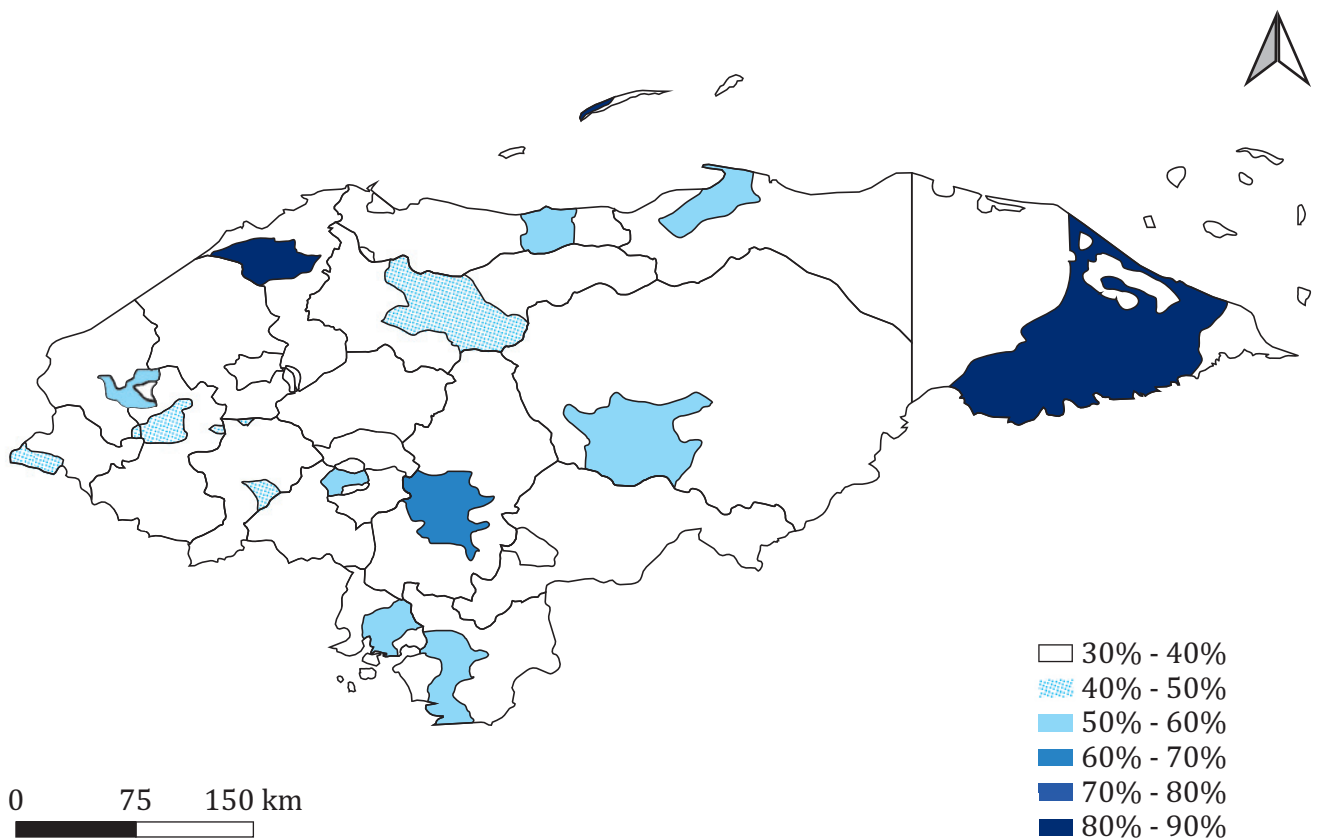
Cabecera	Rango de GCR conveniente	Precio de terreno [$\$/m^2$]	Rango de LCOE [$\$/kWh$]
Choluteca	60% - 70%	38.42	0.0573 - 0.0581
Comayagua	40% - 50%	11.23	0.0548 - 0.0554
Gracias	40% - 50%	14.37	0.0508 - 0.0513
Juticalpa	50% - 60%	36.16	0.0606 - 0.0610
La Ceiba	60% - 70%	46.89	0.0620 - 0.0625
La Esperanza	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: Elaboración propia

Los precios mostrados en la columna de *Precio de Terreno* [$\$/m^2$] 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 siguientes fuentes: 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.

Figura 3. Rangos de GCR convenientes en el territorio hondureño

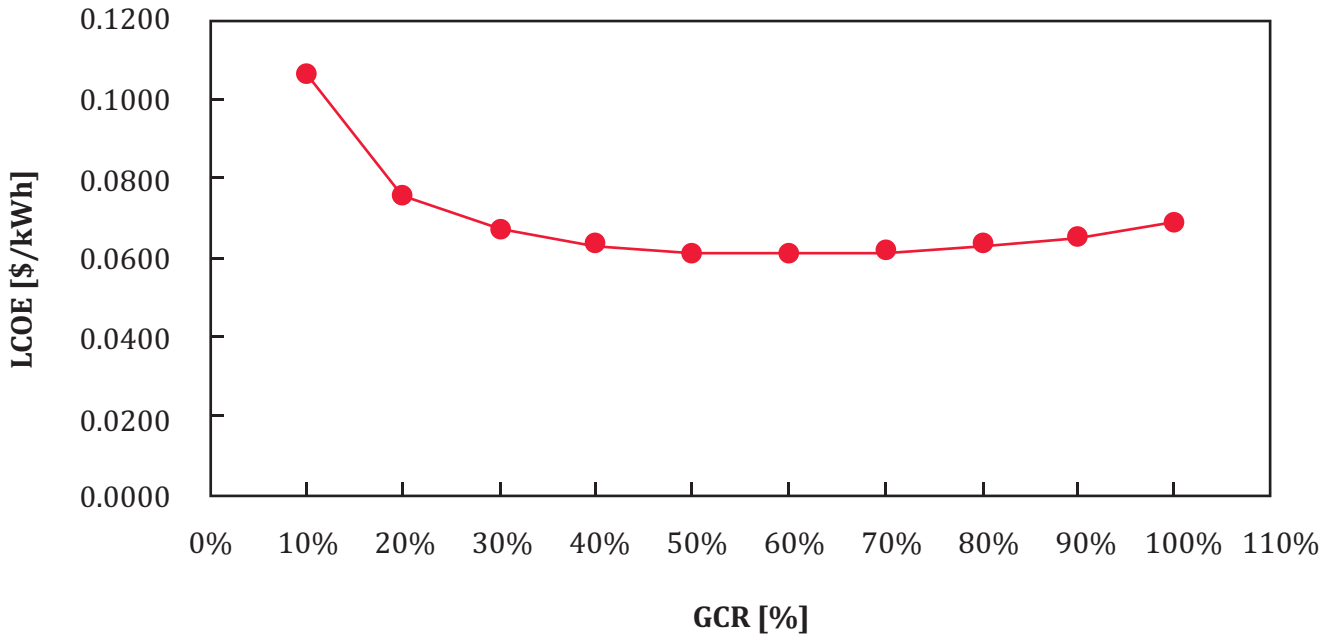


Fuente: Elaboración propia

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. La relación de estas dos variables está descrita en la figura 4.

Figura 4. Promedio de relación del LCOE en función del GCR a nivel de cabeceras departamentales en Honduras



Fuente: Elaboración propia

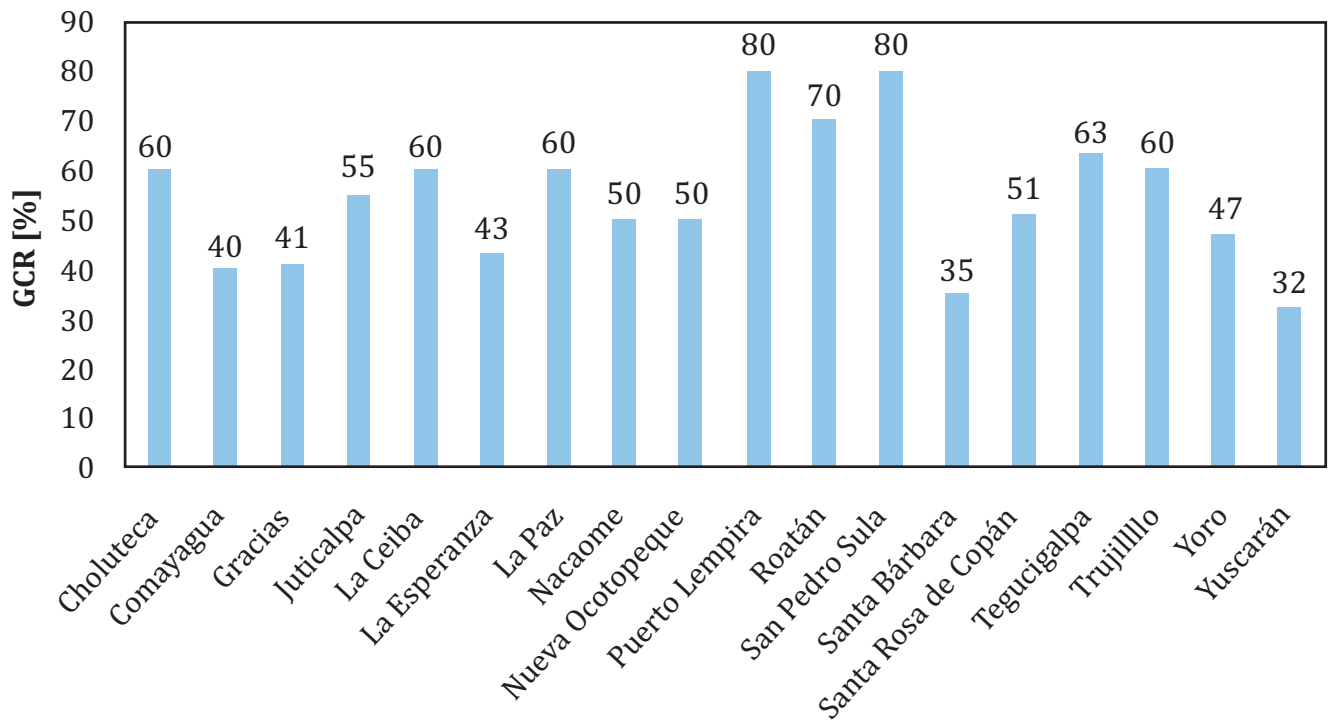
En base a los datos obtenidos en la figura 4, se puede apreciar que a menor valor de GCR determinado para un proyecto (valores < 40%), el LCOE será elevado, esto es debido al incremento en el costo total de terreno por el incremento en el área dando como resultado un mayor costo de capital total y dependiendo 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 figura 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.

Factor de cobertura de suelo óptimo

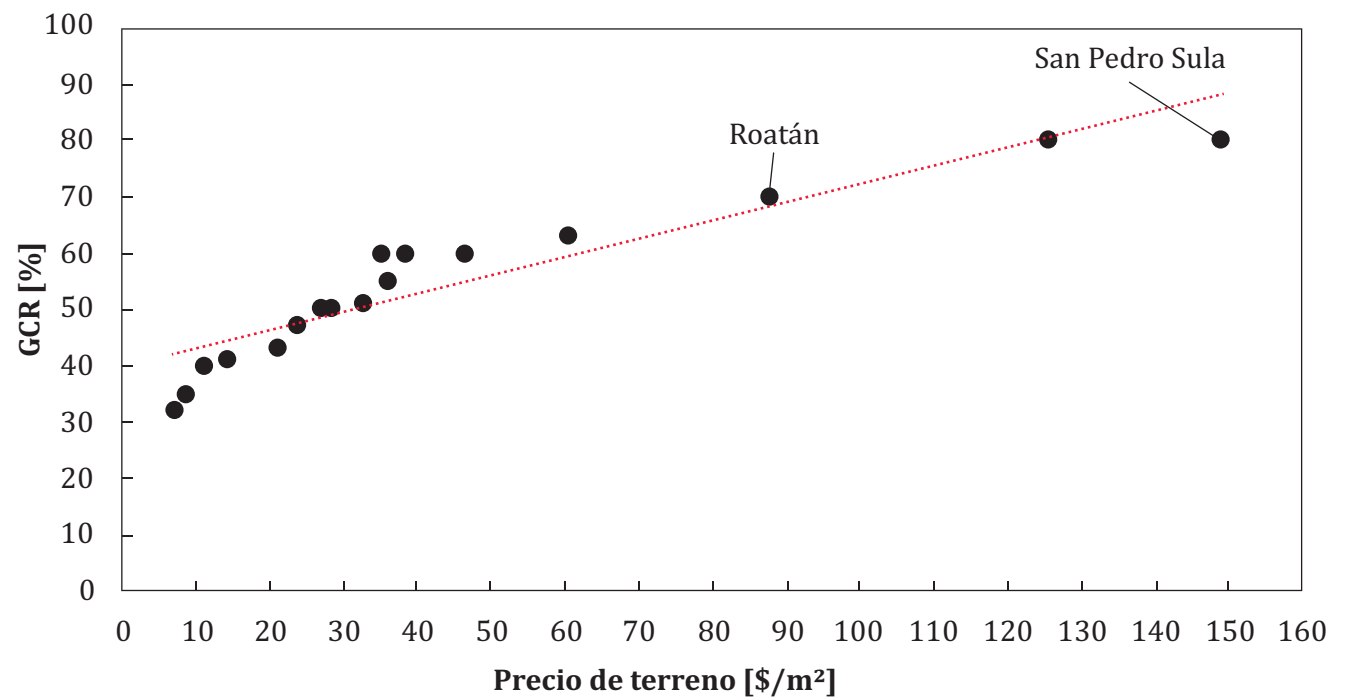
Una vez obtenidos los rangos convenientes de GCR para cada cabecera, se procedió a calcular el LCOE de cada uno de los porcentajes dentro del rango conveniente con el objetivo de obtener el porcentaje GCR con el LCOE más bajo. Los resultados de dicho procedimiento se muestran en la figura 5.

Figura 5. Porcentaje de GCR óptimo para cada cabecera departamental de Honduras



Fuente: Elaboración propia

Figura 6. GCR óptimo en función del precio del terreno (cada punto representa el precio del terreno de las diferentes cabeceras de Honduras)



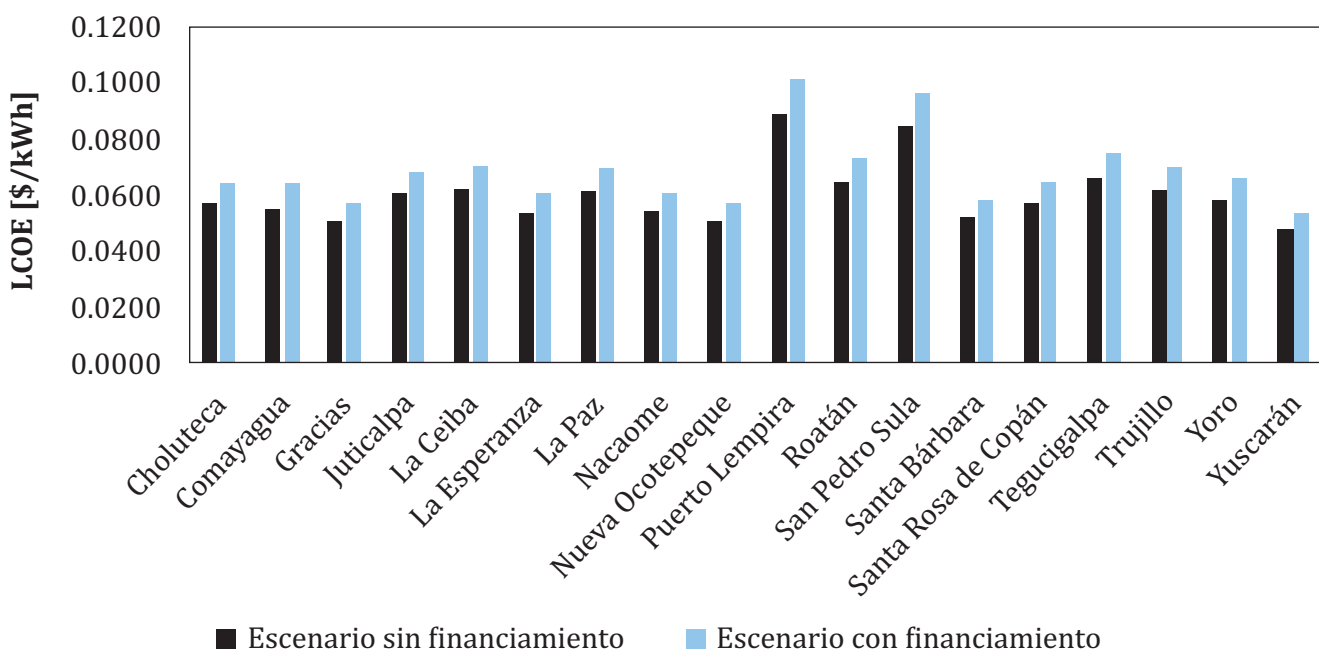
Fuente: Elaboración propia

En la figura 6 se muestra cual es el GCR óptimo en función del precio del terreno en las diferentes cabeceras de Honduras. Por ejemplo, en el caso de Roatán que el precio del terreno ronda los 87.68 \$/m², el GCR óptimo corresponde a un 70%. En el caso de San Pedro Sula, con un precio de terreno que ronda los 148.81 \$/m², obtenemos como resultado un GCR óptimo del 80%. Esto es debido a que el GCR óptimo es producto del LCOE más bajo calculado utilizando los precios de terreno de cada cabecera departamental, por lo que; tomando en cuenta lo establecido en el análisis de la tabla 3, se concluye que, a mayor precio de terreno, el resultado de GCR óptimo estará más cercano al 100%

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 utilizando como referencia el GCR óptimo para cada cabecera departamental de Honduras, mostrado anteriormente en la figura 5. La figura 7 muestra las variaciones del LCOE para los dos escenarios financieros analizados: con financiamiento y sin financiamiento.

Figura 7. Variación del LCOE en escenarios con y sin financiamiento utilizando el GCR óptimo en las cabeceras departamentales de Honduras



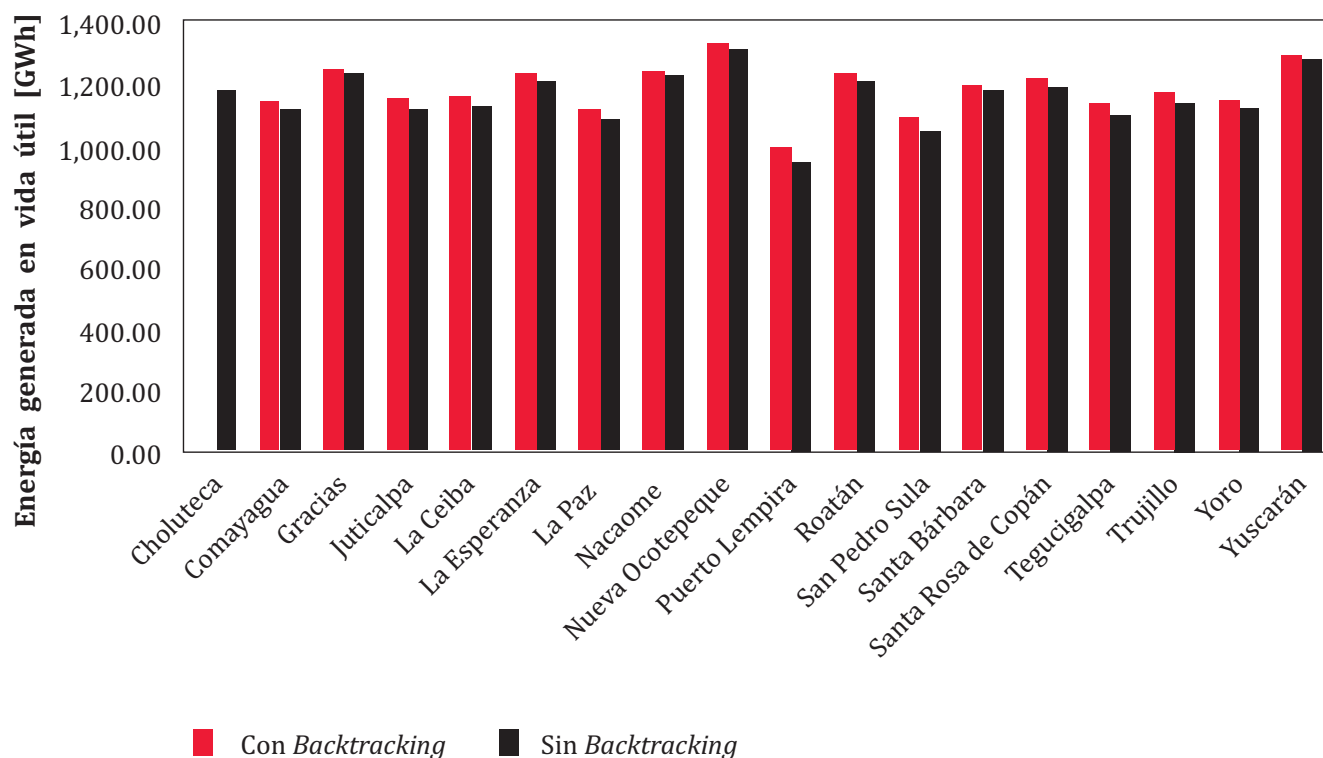
Fuente: Elaboración propia

Viabilidad de la implementación del algoritmo de retroceso

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 foto-

voltaicos 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 el algoritmo de retroceso implementado en cada cabecera del país se muestra en la figura 8.

Figura 8. Energía generada durante la vida útil del proyecto en escenarios con y sin algoritmo de retroceso implementado

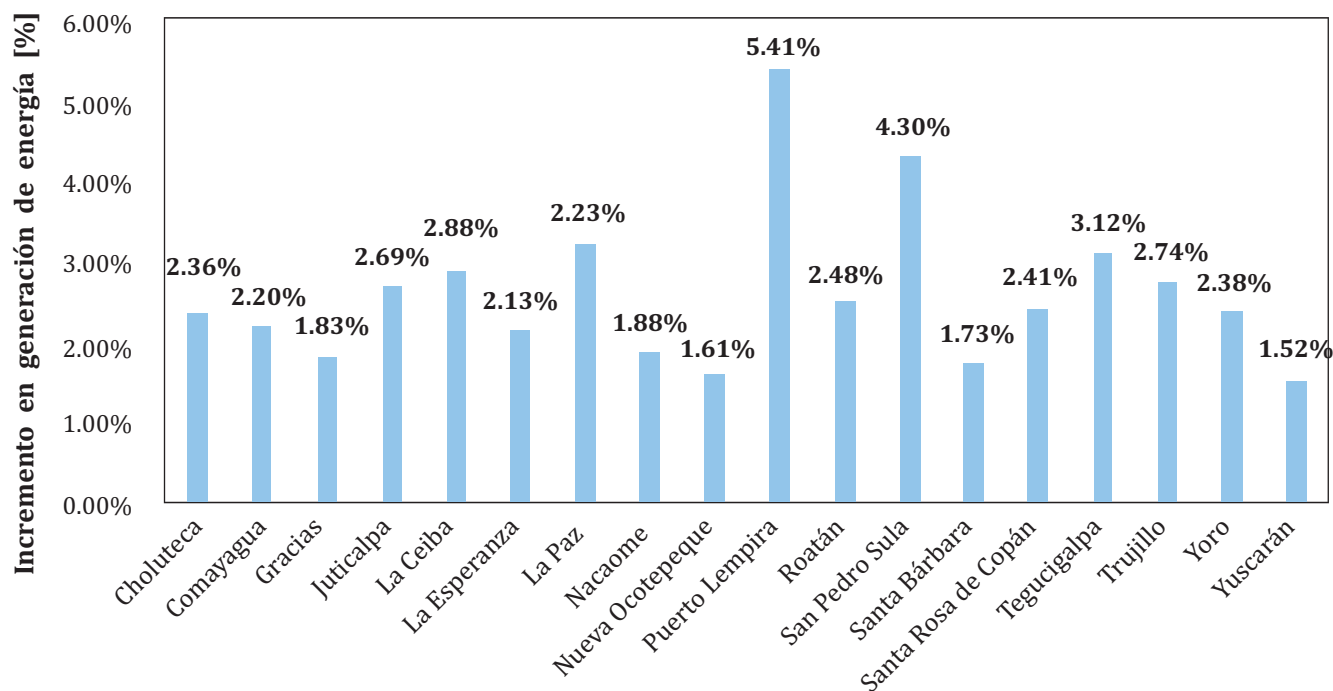


Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en la figura 8, el escenario con el algoritmo de retroceso implementado genera más que el escenario que no lo utiliza. 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 en proyectos FV a nivel de cabeceras departamentales. Los datos que dan como resultado el promedio de mejora en la generación de energía en Honduras con el *backtracking* implementado se encuentran detallados para cada cabecera en la figura 9.

El algoritmo de retroceso, (*backtracking*), es un sistema anti-sombras para proyectos fotovoltaicos que utilizan seguidores solares.

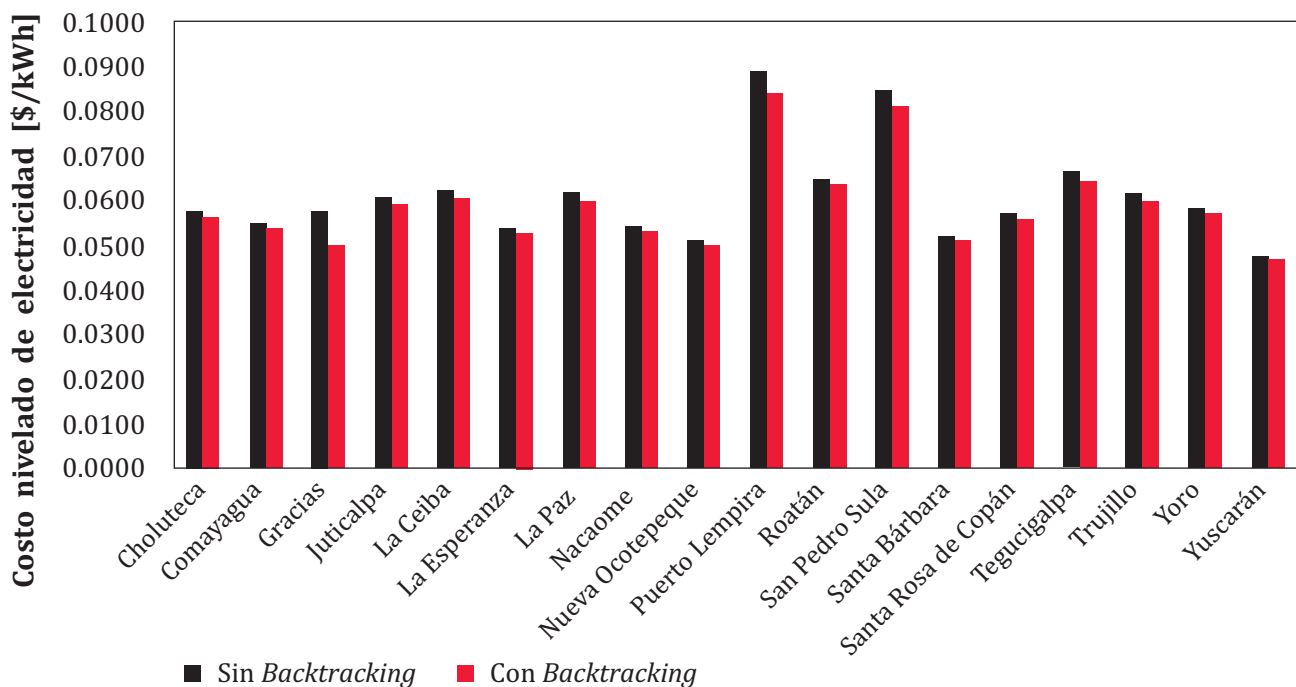
Figura 9. Porcentaje de mejora de energía con algoritmo de retroceso implementado en cada cabecera departamental de Honduras



Fuente: Elaboración propia

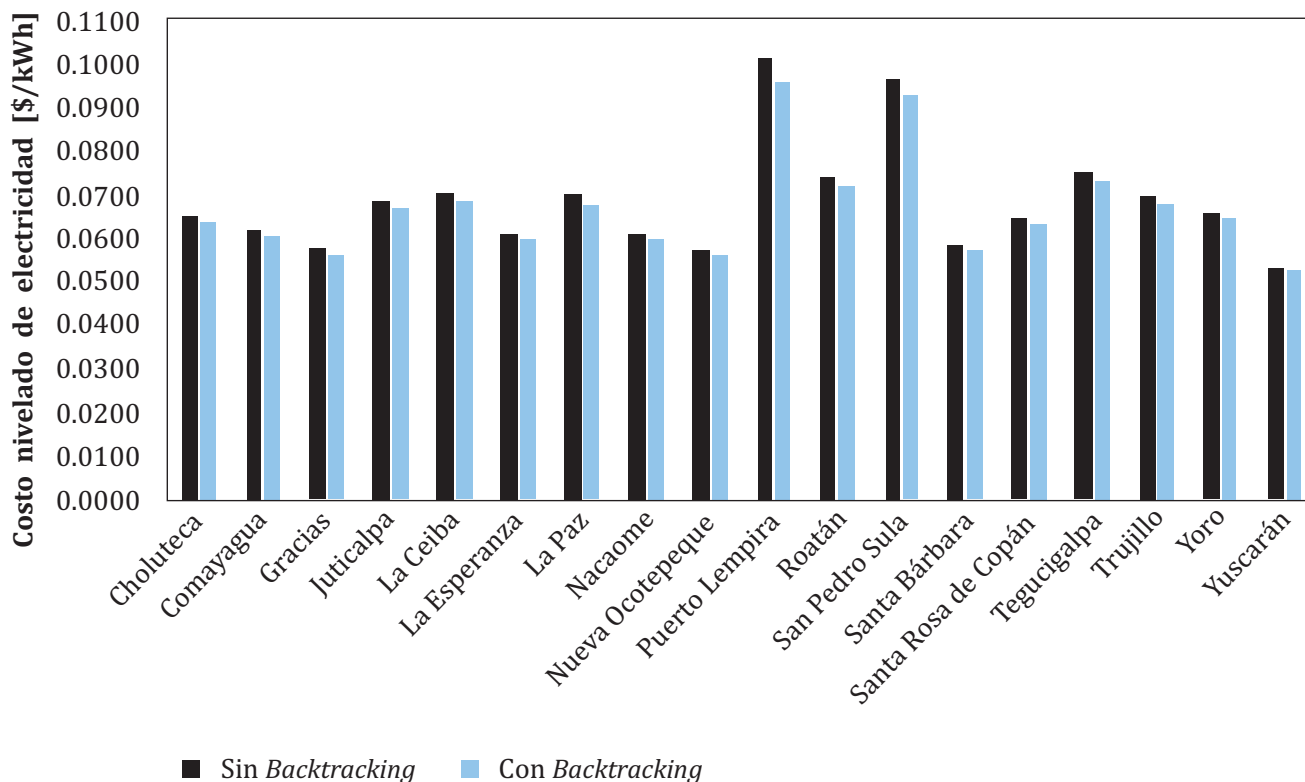
Costo nivelado de electricidad ante la implementación del algoritmo de retroceso

Figura 10. Variación del LCOE sin financiamiento para escenarios con y sin algoritmo de retroceso implementado en las cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

Figura 11. Variación del LCOE con financiamiento para escenarios con y sin algoritmo de retroceso implementado en las cabeceras departamentales de Honduras



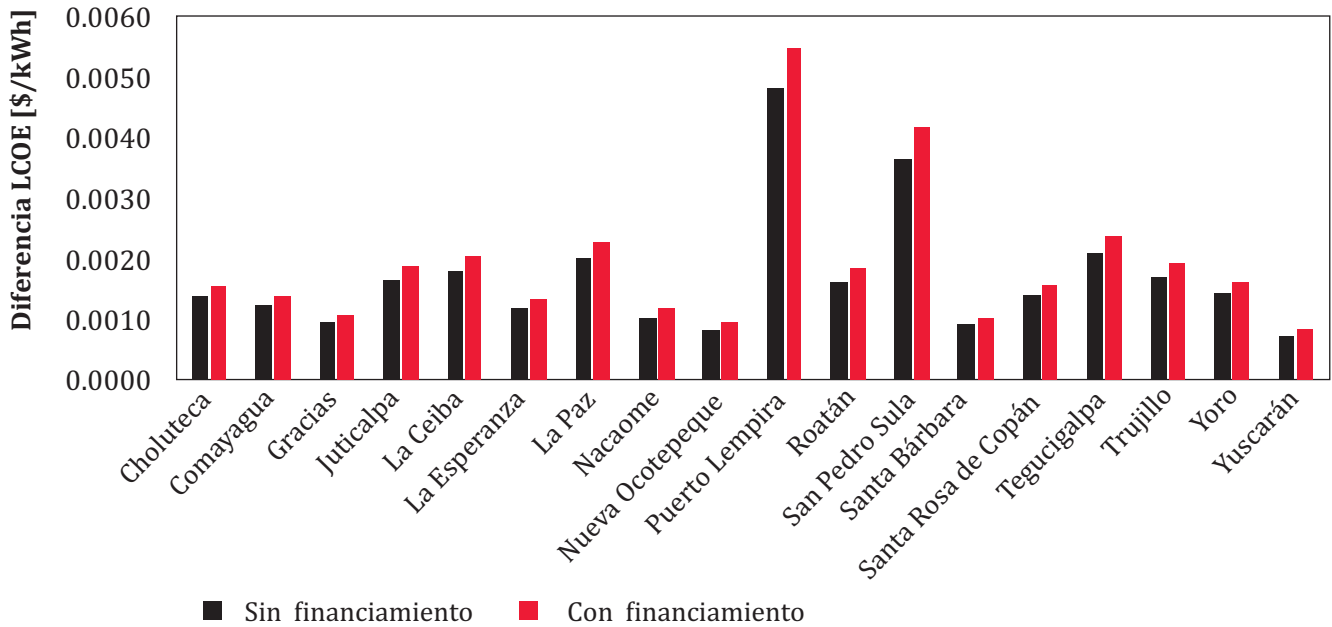
Fuente: Elaboración propia

En las figuras que se muestran a continuación se conocen los rangos en los que se encuentran las diferencias entre las barras de las figuras 10 y 11, así como su respectivo porcentaje de diferencia en escenarios con y sin *backtracking* para los escenarios con y sin financiamiento. En la figura 12, la barra negra (escenario sin financiamiento) demuestra la diferencia entre las barras de la figura 10 y la barra con tramas (o patrón) demuestra las diferencias de la figura 11 (escenario con financiamiento) y luego más adelante se aprecia el porcentaje de diferencia para los escenarios con y sin *backtracking* en la figura 13.

Honduras puede incrementar su generación de energía en un promedio de 1.88% por año gracias a la implementación del algoritmo de retroceso en proyectos FV a nivel de cabeceras departamentales.

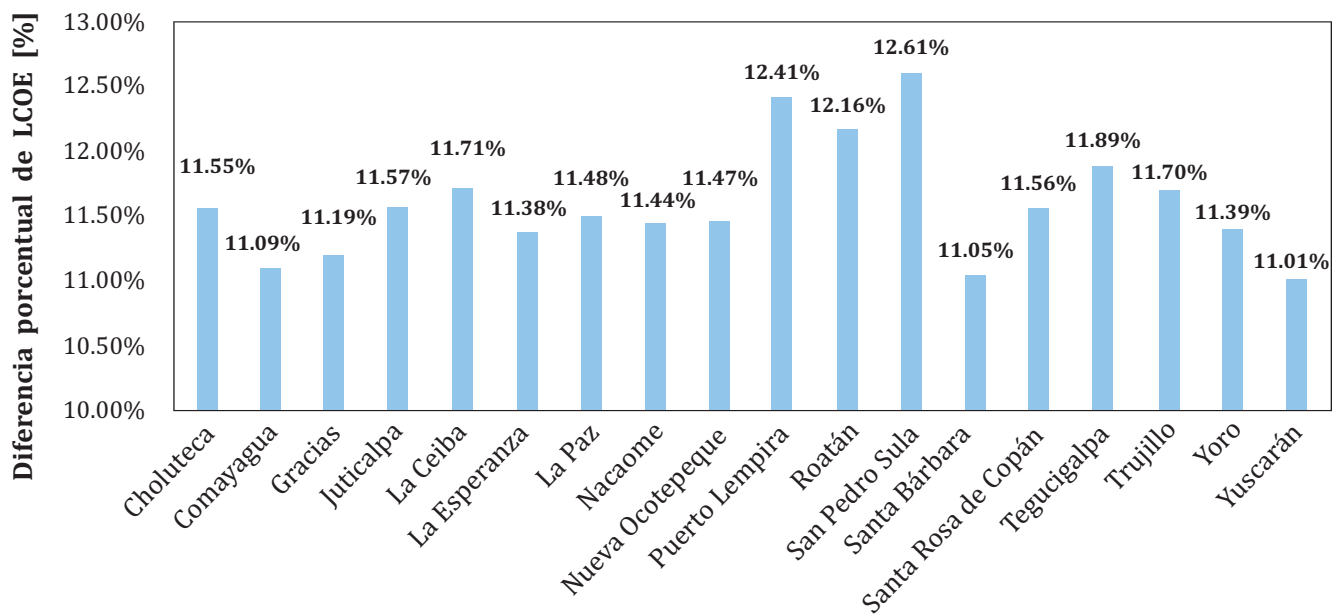
Diferencias del costo nivelado de electricidad ante la implementación del algoritmo de retroceso

Figura 12. Rangos de diferencias de LCOE en escenarios con y sin algoritmo de retroceso para escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

Figura 13. Porcentaje de diferencia de LCOE para escenarios con y sin algoritmo de retroceso en escenarios con y sin financiamiento en las cabeceras departamentales de Honduras



Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES

Este trabajo de investigación logró 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 en sistemas fotovoltaicos que utilizan seguidores solares de un eje horizontal para una instalación de 30 MWp sobre terreno en el país. En base a lo establecido anteriormente, esta investigación concluye lo siguiente:

1. Los parámetros de entrada establecidos para llevar a cabo la determinación de la viabilidad del algoritmo de retroceso son de carácter representativo al promedio de la cantidad de potencia fotovoltaica instalada en Honduras y, además, forman parte de las recomendaciones otorgadas por el *software* PVsyst en el apartado de número de inversores y número de módulos solares para evitar un sobredimensionamiento o posibles daños al sistema y así 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 para cada una de las cabeceras.

2. El porcentaje de GCR óptimo encontrado para las 18 cabeceras variaría respecto al LCOE calculado más bajo ya que este se ve afectado directamente por los costos de terreno en cada cabecera. Entre mayor sea el costo del terreno, el rango de GCR óptimo estará más cercano al 100%.

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 para valores menores al 40% de GCR, esto no compensa el incremento en el costo capital total del proyecto. Luego de que el LCOE se estabiliza en los valores medios de GCR, 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. Este argumento está basado en los datos de la figura 4.

4. El escenario que utiliza el algoritmo de retroceso tiene una mejora de un 1.88% con respecto a 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 beneficia a dos de los aspectos más importantes de un sistema solar fotovoltaico que son: la generación de energía eléctrica y las pérdidas por sombras sin costo adicional por instalación o mantenimiento. La conclusión se basa en los datos presentados en la figura 9.

Las limitaciones de esta investigación 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 esta investigación también 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. ■

REFERENCIAS

- AG. (2021). *Encuentra24.com*. <https://www.encuentra24.com/honduras-es/bienes-raices-venta-de-propiedades-lotes-y-terrenos>
- 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.
- Bienes Raíces Zavala: Diseño y desarrollo. (2017). *Bienes Raíces Zavala*. <http://www.bienesraiceszavala.hn/es>
- Casas24. (2021). *Casas24.com*. <https://www.casas24.com/honduras-es/propiedades-comerciales-terrenos-y-fincas>
- CEPAL, SICA. (2007). *Estrategia de energía sustentable 2020*. http://www.ceaconline.org/pdf/Doc_Relevantes/EstrategiaCentroamericana2020.pdf
- Cooperativa Ceibeña. (2020). *Cooperativa de Ahorro y Crédito Ceibeña*. <https://cooperativaceibena.hn/>
- Diezmil S.C. (2020). *Clasificados Honduras*. <https://hn.clasificados.st/>
- Doubleday, Kate et al. (2016). *Recovery of inter-row shading losses using differential power-processing submodule DC-DC converters*. Colorado: Universidad de Colorado, Boulder.
- FazWaz Group Sites. (2021). *FazWaz*. <https://www.fazwaz.com.hn/>
- Flores, W. (2016). *El sector energético de Honduras: Diagnóstico y política energética*. Tegucigalpa, Honduras. https://www.academia.edu/32539478/El_sector_energ%C3%A9tico_de_Honduras_Diagn%C3%B3stico_y_pol%C3%ADtica_energ%C3%A9tica
- Hernández, N. (2015). *Monografias.com*. <https://www.monografias.com/trabajos105/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe/que-es-costo-nivelado-electrico-lcoe.shtml>
- InfoAnuncios. (2021). *InfoAnuncios.com*. <https://hn.infoanuncios.com/>
- Inmobiliaria.com. (2020). *Inmobiliaria: El portal de inmobiliaria profesional*. <https://honduras.inmobiliaria.com/>
- InmoMundo. (2021). *InmoHonduras*. <http://www.inmohonduras.com/>
- Quiero Casa. (2021). *Quiero Casa HN*. <https://www.quierocasa.hn/>
- Ragheb, M. (2017). *sciencedirect*. <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/levelized-cost-of-electricity>
- Reyes, F. (2018). *Pronóstico de demanda de energía fotovoltaica en San Pedro Sula*. San Pedro Sula.
- Sistemas Digitales de Control. SL. (2014). *Automatización Industrial*. http://www.sistemas2002.com/Renovables/Sistemas_Seguimiento/
- Ultra Grupo. (2021). *Ultra Casas*. <https://www.ultracasas.com/>
- Williamson, J. (2015). *Solar power world*. <https://www.solarpowerworldonline.com/2015/07/how-does-solar-backtracking-make-projects-more-productive/>