



**TECNOLOGÍA**  
*en marcha*

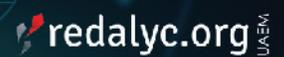
Revista trimestral  
Julio 2022  
Volumen 35  
ISSN-E 2215-3241

Número especial  
Programa de Investigación  
y Extensión en Energías Limpias TEC



**TEC** | Tecnológico  
de Costa Rica

Publicación y directorio en catálogos



## Comisión Editorial

Felipe Abarca Fedullo. Director.  
Editorial Tecnológica de Costa Rica

Juan Antonio Aguilar Garib  
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica  
Universidad Autónoma de Nuevo León.  
México

Carlos Andrés Arredondo Orozco  
Facultad de Ingenierías  
Universidad de Medellín. Colombia

Lars Köhler  
Experimenteller Botanischer Garten  
Georg-August-Universität Göttingen.  
Alemania

Jorge Solano Jiménez  
Instituto Costarricense del Cemento  
y del Concreto

## Edición técnica

Alexa Ramírez Vega

## Revisión filológica

Esperanza Buitrago Poveda

## Diseño gráfico

Felipe Abarca Fedullo

## Diagramación

Alexa Ramírez Vega

## Diseño de cubierta

Felipe Abarca Fedullo

## Imagen de cubierta

Kevin Arias-Ceciliano

## Datos de catalogación en publicación

Tecnología en Marcha / Editorial Tecnológica  
de Costa Rica. - Vol. 35, especial. V  
Programa de Investigación en Energías  
Limpias Julio, 2022- Trimestral  
ISSN-E 2215-3241

1. Ciencia y Tecnología –  
Publicaciones periódicas CDD:600



**TEC** | Tecnológico  
de Costa Rica

Apdo 159-7050 Cartago, Costa Rica  
Tel.:(506) 2550-2297, 2550-2618  
Correo electrónico: [editorial@itcr.ac.cr](mailto:editorial@itcr.ac.cr)  
Web: <https://www.tec.ac.cr/editorial>  
[https://revistas.tec.ac.cr/tec\\_marcha](https://revistas.tec.ac.cr/tec_marcha)



**TEC** | Tecnológico  
de Costa Rica

La Editorial Tecnológica de Costa Rica es una dependencia especializada del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Desde su creación, en 1978, se ha dedicado a la edición y publicación de obras en ciencia y tecnología. Las obras que se han editado abarcan distintos ámbitos respondiendo a la orientación general de la Institución.

Hasta el momento se han editado obras que abarcan distintos campos del conocimiento científico-tecnológico y han constituido aportes para los diferentes sectores de la comunidad nacional e internacional.

La principal motivación de la Editorial es recoger y difundir los conocimientos relevantes en ciencia y tecnología, llevándolos a los sectores de la comunidad que los requieren.

La revista *Tecnología en Marcha* es publicada por la Editorial Tecnológica de Costa Rica, con periodicidad trimestral. Su principal temática es la difusión de resultados de investigación en áreas de Ingeniería. El contenido de la revista está dirigido a investigadores, especialistas, docentes y estudiantes universitarios de todo el mundo.

## Publicación y directorio en catálogos



Red Iberoamericana  
de Innovación y Conocimiento Científico

DIRECTORY OF  
OPEN ACCESS  
JOURNALS



# **TECNOLOGÍA** *en marcha*

## Contenidos

Presentación número especial Presentation special issue <i>Juan J. Rojas</i> .....	3
Estimación de la rentabilidad de una turbina eólica comercial de pequeña escala en Costa Rica Estimation of the profitability of a small-scale commercial wind turbine in Costa Rica <i>Rosa Matarrita-Chaves, Gustavo Richmond-Navarro, Gustavo Murillo-Zumbado, Maximino Jiménez-Ceciliano</i> .....	5
A wind power comparison between Costa Rica and the rest of the world Comparación de la energía eólica entre Costa Rica y el resto del mundo <i>Gustavo Richmond-Navarro, Esteban Jiménez-Quesada, Valeria Guerrero-Bonilla, Pedro Casanova-Treto, Henry Monge-Camacho</i> , .....	19
Desarrollo y prueba de un sistema para sensar de manera remota la velocidad del viento Development and testing of a system for remote wind speed sensing <i>Nestor Martínez-Soto, Juan J. Rojas, Gustavo Richmond-Navarro</i> .....	33
Evolución vertical de la intensidad de turbulencia del viento en terreno complejo con obstáculos Vertical evolution of wind's turbulence intensity in complex terrain with obstacles <i>Gustavo Richmond-Navarro, Raziq Farid Sanabria-Sandí, Luis Enrique Castro-Rodríguez, Juan J. Rojas, Williams R. Calderón-Muñoz</i> .....	46
Integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, estudio de caso Integration of an energy storage system in a wind farm, case study <i>Jorge David Araya Rodríguez, Juan J. Rojas, Gustavo Richmond-Navarro</i> .....	58

**Evaluación de la producción energética para el sistema fotovoltaico con microinversores instalado en el edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica**

Evaluation of energy production for PV microinverter system installed at the University Rectory Building at Tecnológico de Costa Rica

*Luis Diego Murillo-Soto, Hugo Sánchez-Ortiz, Carlos Meza* ..... 67

**Propuesta metodológica de caracterización del mercado de la biomasa para fines energéticos, caso del arroz costarricense**

Methodological proposal for energy biomass market characterization, the case of the Costa Rican rice

*Laura Patricia Brenes-Peralta, María Fernanda Jiménez-Morales, Dagoberto Arias-Aguilar, Juan Carlos Valverde-Otárola, Manuel Masís-Jiménez, Daniela Valverde-Rodríguez, Roel Campos-Rodríguez* ..... 79

**Estudio de materiales arcillosos ricos en óxidos de hierro para la desulfuración de biogás**

Study of clay materials rich in iron oxides for the desulfurization of biogas

*Fiorella Ulloa-Solano, Marco Chaves-Flores, Luis Andres Urvina-Savelli, Claudia C. Villarreal* ..... 94

**Revisión de las técnicas de caracterización de materiales para estudiar la corrosión en motores a biodiésel**

Review of materials characterization techniques to study corrosion in biodiesel engines

*Rebeca Corrales-Brenes, José Andrés Quesada-Quirós, Jean Carlo Guerrero-Piña, Kevin Hidalgo-Solano, Claudia C. Villarreal* ..... 106

**Caracterización de biomásas lignocelulósicas y su procesamiento térmico: Estado y oportunidades en el Instituto Tecnológico de Costa Rica**

Characterization of lignocellulosic biomasses and their thermal processing: Status and opportunities at the Instituto Tecnológico de Costa Rica

*Allen Puente-Urbina* ..... 119

# Presentación número especial

## Presentation special issue

Juan J. Rojas<sup>1</sup>

---

Rojas, J.J. Presentación número especial. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en Energías Limpias. Julio, 2022. Pág 3-4.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6344>

<sup>1</sup> Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica.  
Costa Rica. Correo electrónico: [juan.rojas@tec.ac.cr](mailto:juan.rojas@tec.ac.cr)  
<https://orcid.org/0000-0002-3261-5005>

Se espera que el consumo energético de la región centroamericana siga creciendo alrededor de un 5% anual en los próximos 10 años, esto según cifras del Banco Mundial. Durante el año 2021 Costa Rica logró la atención de la demanda eléctrica nacional con un 99,92% de fuentes renovables. Las tres principales fuentes fueron: hidroeléctrica con un 74,0%, geotérmica con un 12,8% y eólica con un 12,5%.

Nuestro país es líder en producción de energía eléctrica por medio de energías limpias y esto debe ser motivo de orgullo; sin embargo, las Naciones Unidas han determinado que America Central es la segunda región más vulnerable a los efectos del Cambio Climático y estos efectos afectarán el potencial de las fuentes de energía renovable. En este escenario es cada vez mas importante diversificar las fuentes de energía renovable, mejorar su eficiencia y buscar nuevas formas de generar, almacenar y distribuir la energía.

En este número especial de la Revista Tecnología en Marcha se recopila una muestra de los trabajos mas recientes de los investigadores pertenecientes al Programa de Investigación y Extensión en Energías Limpias del Instituto Tecnológico de Costa Rica (PELTEC). Las áreas temáticas que se establecieron para este número especial son:

- Generación de energía.
- Cosecha de energía de baja potencia para IoT y/o sistemas ciber-físicos.
- Almacenamiento de energía.
- Análisis de ciclo de vida de tecnologías limpias de generación y almacenamiento de energía.
- Democratización del acceso a las tecnologías de energía limpia.
- Tecnologías y sistemas para la conversión y gestión eficiente de la potencia y energía.
- Instrumentación para investigación en energías limpias.

A partir de esta propuesta de áreas temáticas se recibieron y evaluaron los trabajos y algunos de estos fueron escogidos para formar parte de esta edición especial.

Desde la coordinación de PELTEC, esperamos que este número especial permita que el lector este al tanto de como se está desarrollando la investigación en Energías Limpias en el Instituto Tecnológico de Costa Rica. Un agradecimiento especial para las personas que sometieron sus artículos y para los revisores por sus sugerencias y su tiempo.

# Estimación de la rentabilidad de una turbina eólica comercial de pequeña escala en Costa Rica

## Estimation of the profitability of a small-scale commercial wind turbine in Costa Rica

Rosa Matarrita-Chaves<sup>1</sup>, Gustavo Richmond-Navarro<sup>2</sup>,  
Gustavo Murillo-Zumbado<sup>3</sup>, Maximino Jiménez-Ceciliano<sup>4</sup>

Matarrita-Chaves, R; Richmond-Navarro, G; Murillo-Zumbado, G; Jiménez-Ceciliano, M. Estimación de la rentabilidad de una turbina eólica comercial de pequeña escala en Costa Rica<sup>5</sup>. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 5-18.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6329>

- 1 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: rmmatarrita@tec.ac.cr <https://orcid.org/0000-0002-6309-8733>
- 2 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: grichmond@tec.ac.cr <https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>
- 3 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Física. Costa Rica. Correo electrónico: gmurillo@tec.ac.cr <https://orcid.org/0000-0002-1947-3567>
- 4 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: maxjimenez@tec.ac.cr <https://orcid.org/0000-0001-7222-9961>
- 5 Los autores aquí firmantes están de acuerdo con la versión final de este documento y hacen constar que la conceptualización, preparación y corrección del artículo se realizó según la siguiente distribución: RMC 45%; GRN 40%; GMZ 10%; MJC 5%

## Palabras clave

Turbina eólica de pequeña escala; energía renovable; producción energética; rentabilidad.

## Resumen

Las energías renovables participan cada vez más de la matriz eléctrica en Costa Rica. En este trabajo se determinó la rentabilidad de instalar una turbina eólica comercial de pequeña escala en distintas ubicaciones de Costa Rica. Se utilizó información histórica de la velocidad del viento registrada por 36 estaciones del Instituto Meteorológico Nacional en todo el país, a 10 metros sobre el suelo. Esta información se combinó con la curva de potencia de una turbina comercial y se determinó la producción anual de energía que puede esperarse en cada ubicación, con esta información se obtuvo el ahorro estimado utilizando el costo de la energía en Costa Rica, además se calculó el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) de este tipo de inversión. Se obtuvo que, de las 36 estaciones estudiadas, 15 presentan condiciones del recurso eólico con potencial para producir más de 1000 kWh/año lo que representa ahorros anuales máximos de \$ 785. Por las características del recurso eólico en los puntos analizados y el costo de la electricidad disponible, aunque el país apuesta por las energías renovables, no es económicamente rentable la instalación de turbinas comerciales de pequeña escala en las localidades y alturas sobre el suelo que fueron consideradas, se recomienda estudiar alternativas como: generar estudios del recurso eólico a bajas alturas para identificar ubicaciones más ventosas, considerar torres de mayor altura o utilizar turbinas diseñadas de manera específica para el recurso eólico mostrado en esta investigación.

## Keywords

Small-scale wind turbine; renewable energy; energy production; profitability.

## Abstract

Renewable energies are increasingly participating in the electricity matrix in Costa Rica. This paper determined the profitability of installing a small-scale commercial wind turbine in different locations in Costa Rica. It used historical information from the wind speed recorded by National Meteorological Institute in 36 stations across the country, at 10 meters above the ground. This information was combined with the power diagram of the commercial turbine and the annual energy production that can be expected in each location was determined, with this information the estimated savings using the cost of energy in Costa Rica was obtained, besides the net present value (NPV) and the internal return rate (IRR) of this type of investment were calculated. It was obtained that, of the 36 stations studied, 15 have wind resource conditions with the potential to produce more than 1000 kWh/year which represents maximum annual savings of \$ 785. Because the characteristics of the wind resource in the analyzed points in Costa Rica and the cost of available electricity, although the country bets on renewable energies, it is not economically profitable to install small-scale commercial turbines in the localities and heights above the ground that were considered, it is recommended to study alternatives such as: generate studies of the wind resource at low altitudes to identify more windy locations, consider towers of greater height or use turbines designed specifically for the wind resource shown in this research.

## Introducción

El cambio climático avanza a una velocidad alarmante, y luchar contra ello es un desafío para garantizar un planeta habitable para las próximas generaciones. Por su alto potencial de reducción de CO<sub>2</sub>, la energía eólica puede contribuir a disminuir el calentamiento global de manera sostenible y económica [1]. En Costa Rica, según la matriz de generación eléctrica, término utilizado para referirse a la estructura de participación de las diferentes fuentes de energía utilizadas para la producción de electricidad, la mayoría de las fuentes son tomadas de recursos naturales renovables (por encima del 98%), que son transformados en electricidad mediante los diferentes tipos de centrales que operan en el país. De ellas, el 15,88% corresponde a fuentes eólicas [2].

También es conocido que en otras latitudes la energía eólica es una buena alternativa en la generación de energía eléctrica a baja escala para satisfacer las necesidades de comunidades que no cuentan con el suministro eléctrico [3], pero es importante determinar la viabilidad de instalar este tipo de generador de electricidad en distintas partes de Costa Rica a partir de las características del recurso eólico disponible, en sustitución del consumo de electricidad disponible por el proveedor local.

Posso [4] afirma que, de todos los vientos generados, sólo una pequeña fracción puede ser aprovechada ya que se requieren condiciones de intensidad y regularidad; y señala que los vientos aprovechables son solo los que presentan velocidades promedio entre 5 y 12 m/s, transformar en energía útil la energía cinética del viento es posible mediante un sistema que permita unir el movimiento rotatorio de un aerogenerador con una aplicación a través del sistema de transmisión.

La respuesta eléctrica de un determinado tipo de aerogenerador depende de las condiciones de viento de una zona específica; a partir de la dirección se define la ubicación del aerogenerador y con la velocidad se determina el potencial eólico del viento expresado en potencia por unidad de área [5], y este según Marco [6] es de los principales problemas de la energía eólica, en comparación con la energía eléctrica convencional, la dependencia con la inestabilidad del viento, ya que solo se puede producir energía cuando sopla el viento, el cual puede ser muy variable incluso en el corto plazo. Es por eso que el análisis de las capacidades de conversión de potencia de la turbina, particularmente en un escenario de prueba de campo con condiciones de viento fluctuantes, es importante para permitir la observación de la variación en la potencia de salida en respuesta a las condiciones de viento en constante cambio [7].

En el mundo se han realizado estudios para estimar la producción esperada de aerogeneradores y su rentabilidad, Henao et al. [3] realizaron un análisis viabilidad de la implementación de una estación eólica instalada en el aeropuerto Camilo Daza de la ciudad de Cúcuta, Colombia, utilizando el factor de capacidad, cuyo resultado fue inferior a 0,2 lo cual era esperable ya que las mediciones en el sitio de estudio mostraban velocidades con valores menores a los 5 m/s. La altura de instalación también es determinante en la producción de las turbinas eólicas de pequeña escala, usualmente es mayor a 10 m y si es instalada en los techos se puede alcanzar mayor altura, y por ende mayores velocidades, sin embargo, requiere consideraciones adicionales de seguridad [8].

Italia posee un sistema de incentivos por el uso de fuentes de energía renovables, por lo que entre las evaluaciones que se deben llevar a cabo previo a la instalación tiene que ver con el umbral de viabilidad financiera (beneficio) para un inversor en la instalación de una planta de energía eólica, es decir, la identificación de las zonas urbanas más productivas para la ubicación de los aerogeneradores de techo [9]. Resultados de un estudio llevado a cabo en Irán [10] demuestran que, para el 30% de las ubicaciones estudiadas, una velocidad del viento de 5 m/s crea las condiciones adecuadas para un uso rentable en entorno residencial con

turbinas de capacidad igual o menor a 3 kW, sin embargo, estos resultados dependen de la época del año y la ubicación en algunos casos las velocidades promedio varían entre 2 m/s y 10 m/s dependiendo del mes [11].

Lo cierto es que los sistemas de energías renovables de pequeña escala son cada vez más utilizados, comúnmente como sistemas domésticos independientes o microrredes comunitarias de zona rural. Sin embargo, existe variedad de tecnologías y configuraciones disponibles [12]. Por lo que el uso de herramientas de simulación resulta útil ya que permiten evaluar distintos escenarios, ejecutar análisis de sensibilidad y analizar toda la información disponible del viento [13].

Costa Rica es un país que figura en Latinoamérica como referente en el campo de la energía eólica y posee desde la década de 1990 parques eólicos, sin embargo, sólo se han desarrollado y concretado tres iniciativas aisladas de investigación en el campo de los aerogeneradores de las cuales ninguna está actualmente en el mercado [14].

Con la caracterización del recurso eólico en una de las provincias en Costa Rica, Cartago, se determinó que los promedios de velocidades del viento se encuentran entre los 3 m/s y 5 m/s a una altura de 10 m sobre la superficie [15]. Producto de la medición del desempeño de un aerogenerador de 3 kW instalado en una zona boscosa se logró determinar que la producción de un 37,75% del estimado de 598 kWh según modelos teóricos. Por lo que realizar la predicción del recurso eólico sin mediciones en sitio resultó poco representativa para el punto geográfico estudiado [16].

También se determinó que es posible seleccionar un sistema híbrido solar-eólico que funcione para satisfacer la necesidad eléctrica de una zona rural relativamente aislada y con viviendas unifamiliares de poco consumo eléctrico [17].

La presente investigación se enfoca en conocer la rentabilidad de una turbina eólica comercial disponible en el mercado de Costa Rica. Se utiliza como base un reporte técnico que muestra la información de varias estaciones meteorológicas ubicadas en las siete provincias de Costa Rica, incluyendo el histograma de velocidades en un periodo de 10 años [18]. Mediante un análisis de viabilidad económica en función del costo de la energía del proveedor local y el ahorro esperado con la instalación del aerogenerador de pequeña escala, se determina si se justifica invertir en este tipo de tecnología con las condiciones particulares de los datos disponibles.

## **Materiales y métodos**

Se tomó la información disponible de 36 estaciones meteorológicas ubicadas a lo largo y ancho de Costa Rica. En cada estación hay un anemómetro y una veleta instalados a 10 m sobre el nivel de suelo, similar al que se muestra en la figura 1. Los equipos instalados para la medición de las variables meteorológicas son fabricados por Campbell Scientific y Davis Instruments, con un rango de medición de 0 a 89 m/s, con un error de + 1 m/s o + 5 %, el mayor de estos valores.



**Figura 1.** Torre de medición de velocidad de viento típica.

Las estaciones meteorológicas se agruparon en tres grandes regiones según su ubicación, a saber, Valle Central, Vertiente Caribe y Vertiente Pacífico. En la figura 2 se muestra el detalle de la distribución de las estaciones según la región. Para el Valle Central se tienen 12 de las torres de medición, en la Vertiente Caribe 7 y en la Vertiente Pacífico se encuentran las restantes 17, para un total de 36 estaciones de medición. Para el Caribe Norte no se dispone de estaciones y por tanto no se incluye dicha región.

Valle Central	Vertiente Caribe	Vertiente Pacífico
1. Juan Santamaría	13. Ciudad Quesada	20. Finca Brasilia del Oro
2. Laguna Fraijanes	14. Los Chiles	21. Hacienda Mojica
3. Recope La Garita	15. Aeropuerto Limón	22. Pinilla
4. Campamento	16. Canta Gallo	23. Santa Elena, La Cruz
5. ITCR	17. La Rebusca	24. Finca La Ceiba
6. Recope Ochomogo	18. Manzanillo	25. Aeropuerto Liberia
7. San Pablo de Cot	19. Sixaola	26. Santa Cruz
8. Tierra Blanca		27. Puntarenas
9. Terrena Guatuso		28. La Lucha 2
10. Volcán Irazú		29. Finca Damas
11. Santa Bárbara		30. Río Claro
12. Aranjuez		31. Las Brisas Sabalito
		32. Pindeco
		33. Montecarlo
		34. Finca el Patio, Puerto Jiménez
		35. Coopeagropal, Laurel
		36. Rancho Quemado

**Figura 2.** Distribución de las estaciones meteorológicas por región.

Los datos disponibles tienen una resolución horaria, excepto en las estaciones Campamento, San Pablo de Cot, Tierra Blanca y Terrena Guatuso, numeradas en la figura 2 como 4, 7, 8 y 9 respectivamente, en estas ubicaciones la resolución de los datos es diaria.

En la figura 3 se puede observar la distribución geográfica de las torres de medición y su agrupamiento por región.



**Figura 3.** Ubicación de las estaciones en Costa Rica.

Para el procesamiento de los datos se utilizó el software Microsoft Excel, con el cual fue posible obtener los histogramas. Para la interpretación de los resultados se debe tener en cuenta que los histogramas muestran los valores de magnitud del viento donde se encuentran el mayor porcentaje acumulado de datos.

La información de ubicación de las 36 estaciones meteorológicas, así como el período de toma de datos, se detalla en los cuadros 1, 2 y 3. Aquí las siglas m.s.n.m. representan metros sobre el nivel del mar.

**Cuadro 1.** Estaciones en el Valle Central.

Nombre	Latitud Norte	Longitud Oeste	Altitud (m.s.n.m.)	Periodo	
				Inicio	Fin
Juan Santamaría	09° 59' 26,45"	84° 12' 52,93"	913	1/1/2007	31/12/2017
Laguna Fraijanes	10° 08' 14,4"	84° 11' 36,6"	1720	1/1/2007	31/12/2017
Recope La Garita	10° 00' 19"	84° 17' 45"	740	1/1/2007	31/12/2017
Campamento	09° 52' 52,65"	83° 38' 46,28"	610	1/1/2013	31/12/2017
ITCR	09° 51' 08"	83° 54' 31"	1360	1/1/2007	31/12/2017
Recope Ochomogo	09° 53' 40,21"	83° 56' 19,41"	1546	1/1/2007	31/12/2017
San Pablo de Cot	09° 56' 14,34"	83° 50' 06,30"	2421	1/1/2013	31/12/2017
Tierra Blanca	09° 54' 47,16"	83° 53' 12,85"	2121	1/1/2013	31/12/2017
Terrena Guatuso	09° 49' 18,90"	83° 56' 37,63"	1416	1/1/2013	31/12/2017
Volcán Irazú	09° 58' 47,53"	83° 50' 16,14"	3331	1/1/2007	31/12/2017
Santa Bárbara	10° 02' 00"	84° 09' 57"	1070	1/1/2007	31/12/2017
Aranjuez	09° 56' 16,61"	84° 04' 10,83"	1181	1/1/2007	31/12/2017

**Cuadro 2.** Estaciones en la Vertiente del Caribe.

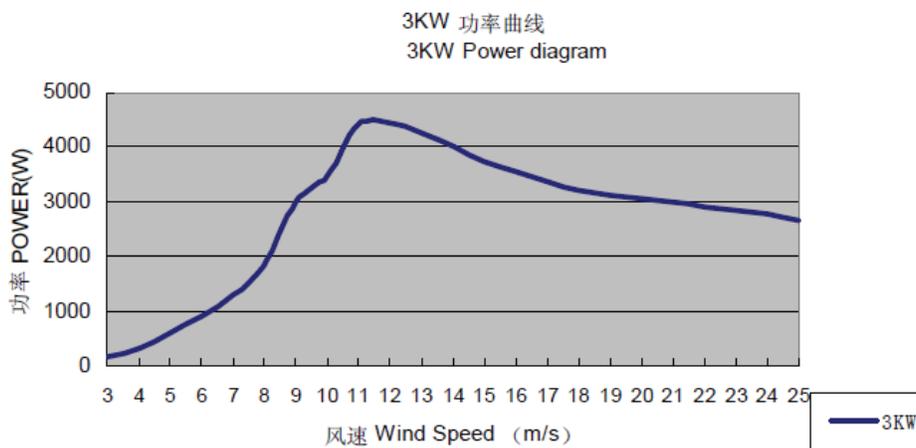
Nombre	Latitud Norte	Longitud Oeste	Altitud (m.s.n.m.)	Periodo	
				Inicio	Fin
Ciudad Quesada	10° 18' 41"	84° 25' 43"	700	1/1/2007	23/3/2017
Los Chiles	11° 01' 54"	84° 42' 42"	40	1/1/2007	31/12/2017
Aeropuerto Limón	09° 57' 44"	83° 01' 29"	5	1/1/2007	31/12/2017
Canta Gallo	10° 29' 48"	83° 40' 28"	20	1/1/2007	31/12/2017
La Rebusca	10° 29' 00"	84° 01' 00"	40	1/1/2007	31/12/2017
Manzanillo	09° 37' 53,25"	82° 39' 39,41"	80	1/1/2007	31/12/2017
Sixaola	09° 31' 39"	82° 38' 2"	10	1/1/2007	25/10/2017

**Cuadro 3.** Estaciones en la Vertiente del Pacífico.

Nombre	Latitud Norte	Longitud Oeste	Altitud (m.s.n.m.)	Periodo	
				Inicio	Fin
Finca Brasilia Del Oro	10° 58' 59"	85° 20' 50"	380	1/1/2007	31/12/2017
Hacienda Mojica	10° 27' 10"	85° 09' 55"	33	1/1/2007	31/12/2017
Pinilla	10° 15' 36"	85° 50' 16"	15	1/1/2007	31/12/2017
Santa Elena, La Cruz	10° 55' 12"	85° 36' 38"	270	1/1/2007	31/12/2017
Finca La Ceiba	10° 06' 40"	85° 19' 03"	58	1/1/2007	31/12/2017
Aeropuerto Liberia	10° 35' 20,40"	85° 33' 07,70"	89	1/1/2007	31/12/2017
Santa Cruz	10° 17' 07"	85° 35' 30"	40	1/1/2007	31/12/2017
Puntarenas	09° 58' 20"	84° 49' 51,44"	3	1/1/2007	31/12/2017
La Lucha 2	09° 44' 12"	84° 00' 02"	1740	1/3/2009	31/12/2017
Finca Damas	09° 29' 43"	84° 12' 52"	6	8/10/2008	31/12/2017
Rio Claro	08° 40' 29"	83° 03' 43"	45	11/12/2009	31/12/2017
Las Brisas, Sabalito	08° 52' 48"	82° 53' 39"	1040	8/1/2007	31/12/2017
Pindeco	09° 08' 49"	83° 20' 06"	397	1/1/2007	31/12/2017
Montecarlo	09° 21' 28"	83° 36' 03"	1005	17/6/2008	31/12/2017
Finca El Patio, Puerto Jiménez	08° 36' 02"	83° 25' 51"	8	1/1/2007	31/12/2017
COOPEAGROPAL, Laurel	08° 28' 17"	82° 51' 38"	16	9/3/2007	31/12/2017
Rancho Quemado	08° 41' 01"	83° 34' 08"	240	1/8/2012	31/12/2017

Con los histogramas para cada ubicación, se selecciona una turbina eólica de 3 kW disponible en el mercado en Costa Rica, cuyo costo de adquisición es de USD 6000 y la curva de potencia se muestra en la figura 4. Es necesario indicar que este producto es el único disponible en el mercado costarricense del cual el proveedor facilita la curva de potencia, razón por la cual no se incluyen precios de otras turbinas eólicas similares. Sin embargo, este procedimiento se puede replicar para cualquier otra turbina si se conoce su curva de potencia en función de la

velocidad del viento. Si bien existe la posibilidad de realizar una importación de este tipo de maquinaria, esto no se recomienda debido a que el aerogenerador carecería de garantía y repuestos en el mercado nacional.



**Figura 4.** Curva de Potencia de una Turbina comercial de 3 kW. Fuente: [19].

A partir de la curva de potencia del aerogenerador para el rango de velocidades de 3 a 10 m/s, que contiene las velocidades medidas en las estaciones estudiadas, se obtienen los datos de forma discreta de la potencia entregada según la magnitud de velocidad de viento, como se muestra en el cuadro 4.

**Cuadro 4.** Potencia entregada por la turbina de 3 kW según velocidad del viento.

Velocidad	Potencia
3	118
4	267
5	547
6	868
7	1264
8	1792
9	2943
10	3437

Conociendo para cada estación meteorológica la distribución de frecuencias de velocidad del viento y considerando el valor de potencia entregada por la turbina según el cuadro 4, se realizó el cálculo, para cada ubicación, de la producción energética anual del aerogenerador comercial de pequeña escala seleccionado, asumiendo una condición ideal de operación continua todo el año. Se realizó para ello un análisis de velocidades discreto, debido a la resolución de los datos disponibles.

Por último, para aquellas estaciones donde el cálculo de producción de energía fue superior a 1000 kWh/año se aplicó el análisis de ahorro teórico esperado según la tarifa residencial vigente de 62,77 colones por kWh de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. Las tarifas por bloque de consumo se convirtieron a dólares utilizando el tipo de cambio en 612,47 colones por dólar y se muestran en el cuadro 5.

**Cuadro 5.** Tarifa residencial por bloque de consumo.

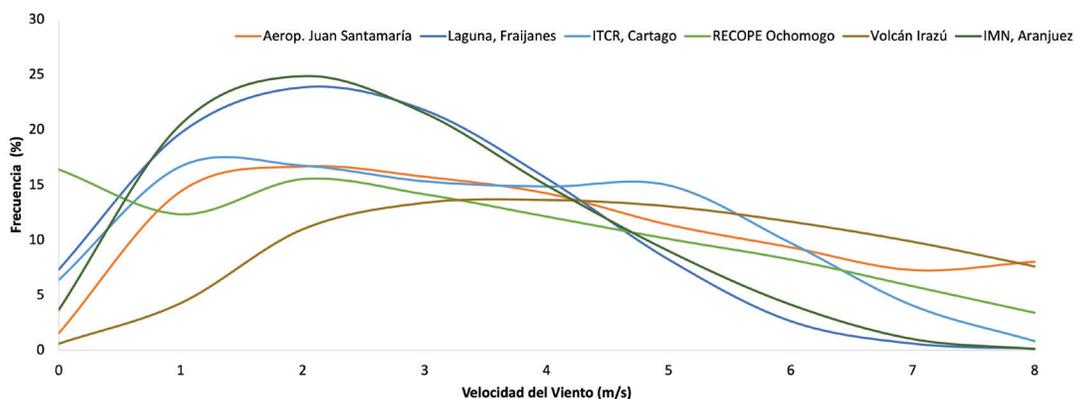
Tipo de tarifa Residencial T-RE	
Bloque de consumo	Tarifa (\$)
a. Bloque 0-30 kWh	0,1025
b. Bloque 31-200 kWh	0,1025
c. Bloque 201-300 kWh	0,1573
d. Bloque mayor a 300 kWh	0,1626

Fuente: Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

Para determinar la rentabilidad de instalar turbinas comerciales de pequeña escala, se utilizó un escenario optimista y ficticio en el que no se consideran los costos por instalación y mantenimiento, además de un factor de planta igual a 1. De modo que tomando solamente el costo de adquisición de \$6000 para la turbina de 3 kW, y una tasa de descuento del 10% se realizó el cálculo del valor actual neto (VAN) y de la tasa interna de retorno (TIR) para un período de 10 años.

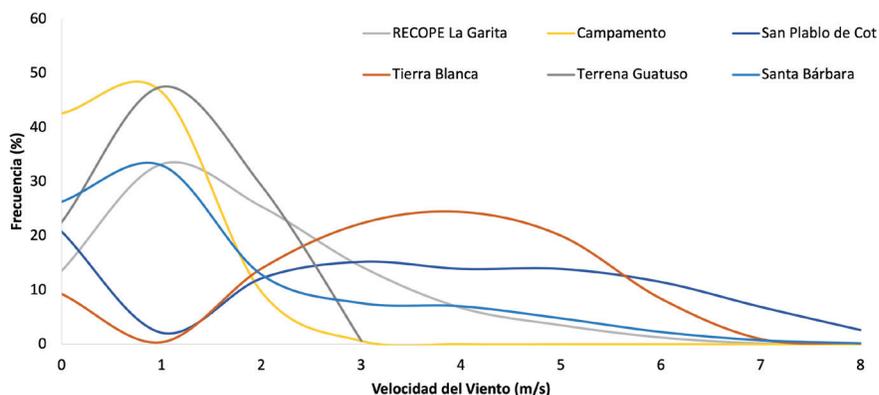
## Resultados y discusión

Al procesar los datos de velocidad del viento de las 36 estaciones meteorológicas, se obtienen los histogramas que se agruparon por regiones y a su vez, para la región del Valle Central se dividió en dos grupos. Se muestran los resultados en el rango de 0 a 8 m/s en todos los casos para efectos de facilitar la comparación entre el recurso eólico disponible en cada región. En el caso de la figura 5 los máximos de frecuencia ocurren por debajo de los 3 m/s, que es la velocidad mínima de viento a la cual la turbina entra en operación. Las estaciones de Volcán Irazú y Aeropuerto son las únicas que mantienen una frecuencia superior al 5% para velocidades de viento de 8 m/s. Se observa para esta región que a 10 m sobre el nivel del suelo la mayor frecuencia se da en velocidades por debajo de los 5 m/s.



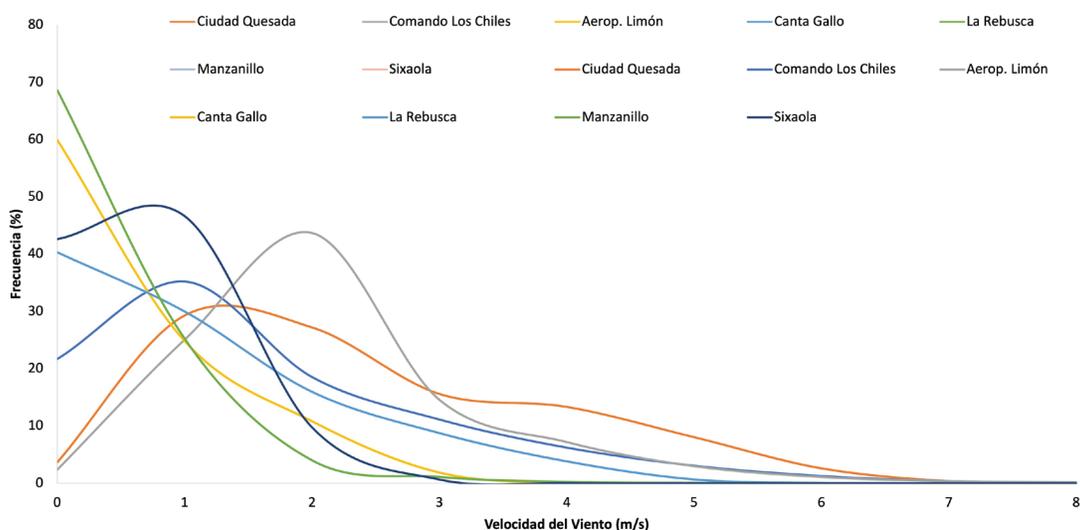
**Figura 5.** Distribución de frecuencia de la velocidad de viento para estaciones 1, 2, 5, 6, 10 y 12 del Valle Central.

En el segundo grupo de estaciones del Valle Central mostradas en la figura 6 se observa que los registros de velocidad de 8 m/s son escasos. Además, las frecuencias máximas ocurren para velocidades por debajo de 3 m/s, donde la turbina no opera. Las estaciones que presentan mejores resultados son las de San Pablo de Cot y Tierra Blanca.



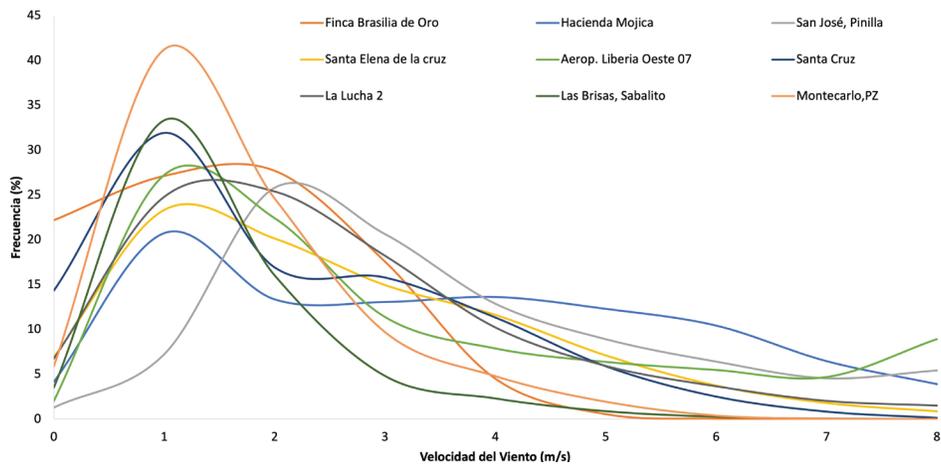
**Figura 6.** Distribución de frecuencia de la velocidad del viento para estaciones 3, 4, 7, 8, 9 y 11 del Valle Central.

Los datos obtenidos de las estaciones ubicadas en las regiones Vertiente Caribe y Pacífico muestran un comportamiento distinto al del Valle Central, pero similares entre ellas. En la figura 7 de las estaciones de la Vertiente del Caribe destaca muchos periodos de calma, con velocidad de 0 m/s y prácticamente sin registros superiores a 6 m/s.



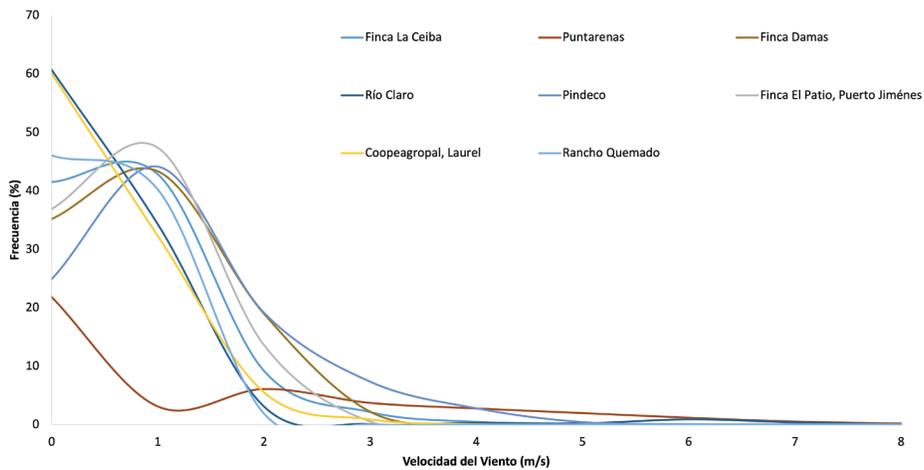
**Figura 7.** Distribución de frecuencia de la velocidad del viento para estaciones de 13 a 19 de la Vertiente del Caribe.

En la figura 8 para el primer grupo de estaciones de la Vertiente del Pacífico se repite el comportamiento de máximas frecuencias en velocidades por debajo de 3 m/s. El Aeropuerto de Liberia de manera similar al Aeropuerto Juan Santamaría, presenta con frecuencia velocidades superiores a los 3 m/s.



**Figura 8.** Distribución de frecuencia de la velocidad del viento para estaciones 20, 21, 22, 23, 25, 26, 28, 31 y 33 de la Vertiente del Pacífico.

En la Vertiente del Pacífico, figura 9, presenta la misma tendencia de muchos periodos de calma, lo que hace que las mayores frecuencias sean por debajo de 3 m/s. En este caso a los registros de velocidades mayores a 4 m/s son prácticamente nulos.



**Figura 9.** Distribución de frecuencia y velocidad de viento para estaciones de 24, 27, 29, 30, 32, 34, 35 y 36 de la Vertiente del Pacífico.

En las figuras 7, 8 y 9 se puede observar que las frecuencias más altas son de las velocidades por debajo de los 3 m/s, lo que coincide con la velocidad mínima de entrega de energía de la turbina eólica seleccionada en este estudio.

A partir de la información obtenida, se realizó el análisis de manera discreta para determinar la producción energética anual en cada estación, los resultados superiores a 1000 kWh/año se detallan en el cuadro 6, así como el ahorro anual que entregaría el aerogenerador comercial de pequeña escala, con potencia nominal de 3 kW, en cada una de las estaciones, suponiendo un escenario optimista de operación continua.

**Cuadro 6.** Ahorro anual en dólares para cada estación con producción esperada por encima de los 1000 kWh/año.

Estación	kWh/año	Ahorro anual (\$)
10. Volcán Irazú	7667,0	785,8
1. Juan Santamaría	3820,7	391,6
7. San Pablo de Cot	3431,2	351,6
6. RECOPE Ochomogo	3233,6	331,4
21. Hacienda Mojica	3159,8	323,8
25. Aeropuerto Liberia	2938,9	301,2
22. Pinilla	2782,0	285,1
5. ITCR, Cartago	2568,3	263,2
8. Tierra Blanca	2538,3	260,1
12. IMN, Aranjuez	1454,2	149,0
28. La Lucha 2	1447,7	148,4
23. Santa Elena de la cruz	1384,0	141,8
2. Laguna, Fraijanes	1274,4	130,6
13. Ciudad Quesada	1095,5	112,3
26. Santa Cruz	1016,5	104,2

Finalmente, para el ahorro más alto que es el de la estación del Volcán Irazú se obtuvo que, para una operación de 10 años, el valor actual neto es de -\$ 1 171,82 y el retorno sobre la inversión del 5% por lo que la inversión debe rechazarse.

El panorama descrito podría beneficiarse si el precio de las turbinas eólicas se redujera en un futuro, lo cual efectivamente es la tendencia de acuerdo con [20]. No obstante, la determinación del punto de equilibrio entre el costo de la tecnología y los beneficios que esta ofrece, está fuera del alcance de esta investigación.

Por otro lado, la situación también podría ser más favorable si continúa el desarrollo en cuanto a eficiencia aerodinámica de los aerogeneradores a pequeña escala y la disminución en el par resistivo de arranque que permita que la turbina genere energía a velocidades de viento menores a 3 m/s. Sin embargo, a pesar de investigaciones como la de [21] que propone velocidades de arranque del aerogenerador para vientos de 2 m/s o bien en [22] para 1 m/s, las turbinas comerciales mantienen la cota de 3 m/s de velocidad de viento como valor mínimo para la generación de electricidad [23].

## Conclusiones

Después de analizar el recurso eólico en 36 puntos en distintas regiones en Costa Rica, mediante mediciones realizadas a 10 m de altura durante 10 años y combinar estos resultados con el costo de la energía eléctrica y la potencia entregada por un aerogenerador comercial de pequeña escala, asumiendo condiciones ideales de factor de planta del 100% y cero costos de mantenimiento e instalación, es posible concluir lo siguiente:

Entre la muestra de sitios analizados en este estudio, las dos estaciones que registran el mayor potencial de recurso eólico son los aeropuertos, uno ubicado a 913 msnm y el otro a tan solo 89 msnm.

Las estaciones con mejores condiciones permitirían generar de forma teórica hasta 7 667 kWh/año lo que, desde el punto de vista económico, no se traduce en un proyecto viable porque la tasa interna de retorno es de apenas 5%. Por lo que no es económicamente viable la instalación de turbinas comerciales en las condiciones estudiadas.

Con este panorama, las alternativas viables serían colocar las turbinas a alturas mayores a los 10 metros sobre el suelo, preferiblemente en locaciones más ventosas. Otra alternativa sería utilizar una turbina eólica más adecuada para vientos de baja velocidad, lo cual requiere un diseño específico pues, aunque el aerogenerador seleccionado tiene una velocidad de operación mínima de 3 m/s, esta es una condición usual en las turbinas eólicas comerciales de pequeña escala. Así las cosas, se vislumbra en ese sentido una valiosa línea de investigación en cuanto al desarrollo de turbina eólicas aptas para vientos de bajas velocidades, las cuales aún no existen en el mercado.

## Referencias

- [1] Global Wind Energy Council, "Global Wind Statistics", Brussels, 2019.
- [2] Grupo ICE, "Somos electricidad renovable y solidaria", 2020.
- [3] D. Henao León, A. C. Báez Alarcón, y J. B. Pedroza Rojas, «Metodología para determinar la viabilidad de generación de energía eléctrica por medio del recurso eólico», *Investigación e Innovación en Ingenierías*, vol. 6, n.º 2, pp. 6-15, jun. 2018. <https://doi.org/10.17081/invinno.6.2.3108>
- [4] Posso, F. (2002). Energía y ambiente: pasado, presente y futuro. Parte dos: Sistema energético basado en energías alternativas. *Geoenseñanza*, 7(1-2), 54-73. <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=36070206>
- [5] F. Eraso Checa y E. Escobar Rosero, "Metodología para la determinación de características del viento y evaluación del potencial de energía eólica en Túquerres-Nariño", *Rev. Cient.*, vol. 31, n.º 1, pp. 19-31, ene. 2018. <https://doi.org/10.14483/23448350.12304>
- [6] Marco Carpena, A. "Modelización y predicción de energía eléctrica producida en un aerogenerador utilizando modelos estocásticos temporales a partir de series de viento", Tesis, Universitat Politècnica de València, 2017. <http://hdl.handle.net/10251/84261>
- [7] Cooney, C., Byrne, R., Lyons, W. & O'Rourke, F. "Performance characterisation of a commercial-scale wind turbine operating in an urban environment, using real data." *Energy for Sustainable Development*, vol. 36, pp. 44-54, 2017. <https://doi.org/10.1016/J.ESD.2016.11.001>
- [8] M. Elnaggar, E. Edwan, and M. Ritter, "Wind Energy Potential of Gaza Using Small Wind Turbines: A Feasibility Study," *Energies*, vol. 10, no. 8, p. 1229, Aug. 2017. <https://doi.org/10.3390/en10081229>
- [9] P. Morano, F. Tajani, L. Marco, "GIS application and econometric analysis for the verification of the financial feasibility of roof-top wind turbines in the city of Bari (Italy)", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 999-1010, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.005>.
- [10] R. Hosseinalizadeh, E. Sadat Rafiei, A. Shafiei Alavijeh, S. Farid Ghaderi, "Economic analysis of small wind turbines in residential energy sector in Iran", *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 20, pp. 58-71, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.02.018>.
- [11] F. Fazelpour, E. Markarian, N. Soltani, "Wind energy potential and economic assessment of four locations in Sistan and Balouchestan province in Iran", *Renewable Energy*, vol. 109, pp. 646-667, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.072>
- [12] A. Jhud Mikhail, A. Gallego-Schmid, L. Stamford, A. Azapagic, "Design and environmental sustainability assessment of small-scale off-grid energy systems for remote rural communities", *Applied Energy*, vol. 258, p. 114004, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114004>
- [13] T. Prabatha, J. Hager, B. Carneiro, K. Hewage, R. Sadiq, "Analyzing energy options for small-scale off-grid communities: A Canadian case study", *Journal of Cleaner Production*, vol. 249, pp. 119320, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119320>
- [14] G. Richmond-Navarro, G. Murillo-Zumbado, P. Casanova-Treto, J. Piedra-Segura. "Estado actual de la investigación sobre turbinas eólicas en Costa Rica". *Tecnología en Marcha*. vol. 32-2, pp. 54-67, 2019. <https://doi.org/10.18845/tm.v32i2.4349>

- [15] G. Murillo, G. Richmond, P. Casanova, J. Rojas. "Generalidades del recurso eólico en Costa Rica: caso de estudio de la provincia de Cartago". *Tecnología en Marcha*. Vol. 34-4, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i4.5274>
- [16] K. Torres-Castro, C. Torres, G. Richmond. "Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso". *Tecnología en Marcha*. Vol. 34-3, pp. 61-69, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5063>
- [17] V. Salas-Mora, G. Richmond-Navarro. "Safety Design of a Hybrid Wind-Solar Energy System for Rural Remote Areas in Costa Rica". *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 10(1), pp. 33-44, 2020. <https://www.ijrer.ijrer.org/index.php/ijrer/article/view/10263>
- [18] G. Murillo, G. Richmond "Características del recurso eólico en Costa Rica". Instituto Tecnológico de Costa Rica. 2019. <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.33796.68482/1>
- [19] M. Alabi. "Nuevo mensaje de Dyscresa.com", Correo personal (03 de abril de 2018).
- [20] A. Elia, M. Taylor, B. Ó. Gallachóir, & F. Rogan. "Wind turbine cost reduction: A detailed bottom-up analysis of innovation drivers". *Energy Policy*, vol. 147, pp. 111912, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111912>
- [21] A. Suresh, & S. Rajakumar. "Design and experimental investigation of a micro wind turbine". *International Journal of Advances in Engineering Research (IJAER)*, 10, 216-224, 2015. [https://ijaer.com/admin/upload/1451677792\\_A\\_Suresh\\_22.pdf](https://ijaer.com/admin/upload/1451677792_A_Suresh_22.pdf)
- [22] A. Ali, S. Golde, F. Alam, and H. Moria, "Experimental and computational study of a micro vertical axis wind turbine". *Procedia Engineering*, vol. 49, pp. 254–262, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2012.10.135>
- [23] Electrovento Energía Alternativa. [En línea, última visita el 13/11/2021] <https://www.eletovento.com.br/site/produto/modelo-elv-h2-7-500-w/7/>

# A wind power comparison between Costa Rica and the rest of the world

## Comparación de la energía eólica entre Costa Rica y el resto del mundo

Gustavo Richmond-Navarro<sup>1</sup>, Esteban Jiménez-Quesada<sup>2</sup>, Valeria Guerrero-Bonilla<sup>3</sup>, Pedro Casanova-Treto<sup>4</sup>, Henry Monge-Camacho<sup>5</sup>,

---

Richmond-Navarro, G; Jiménez-Quesada, E; Guerrero-Bonilla, V; Casanova-Treto, P; Monge-Camacho, H. A wind power comparison between Costa Rica and the rest of the world. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 19-32.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6330>

- 1 Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: grichmond@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>
- 2 Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: estejim17@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-2576-0431>
- 3 Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: vguerrerobonilla@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0001-6821-0504>
- 4 Universidad de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: pedro.casanova@ucr.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0001-8508-6293>
- 5 University of North Carolina at Chapel Hill. USA. Universidad de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: henry.monge@ucr.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-9257-7813>
- 6 Los autores aquí firmantes están de acuerdo con la versión final de este documento y hacen constar que la conceptualización, preparación y corrección del artículo se realizó según la siguiente distribución: GRN 65%; EJM 10%; VGB 10%; PCT 10%; HMC 5%.

## Keywords

Wind Energy; Costa Rica; wind farm; installed capacity; maintenance costs.

## Abstract

Wind turbine installations continue to grow throughout the world and play an important role in the way the world is powered. This study analyses the growth of wind energy in the most important regions of the world and make a comparison with Costa Rica. The regions of the study include Europe, United States, China and Latin America. This article is also intended to show Costa Rica's investments in terms of building and maintenance of wind farms. There is a relationship between the costs of installing and maintaining wind farms and the development of installed wind capacity. For the sake of clarity, a real example from Tejona's Costa Rica wind farm is provided. This analysis shows that Costa Rica is a leader in wind energy in Central America and also stands out in the Latin American region and the Caribbean, but needs to overcome some challenges in the economy and costs related to wind energy to achieve higher goals in wind power production.

## Palabras clave

Energía eólica; Costa Rica; parque eólico; capacidad instalada; costos de mantenimiento.

## Resumen

El desarrollo de la energía eólica crece en todo el mundo y juega un papel importante en cómo se abastece el planeta de energía. Este estudio analiza el crecimiento de esta fuente de energía en las regiones más importantes del mundo y lo compara con el caso de Costa Rica. Las regiones en estudio son Europa, Estados Unidos, China y América Latina. Se muestra la inversión que se hace en Costa Rica en cuanto a construcción y mantenimiento de parques eólicos y se encuentra una relación entre estos costos y el desarrollo de la capacidad instalada en potencia eólica. Para dar claridad, se ha empleado el uso de un ejemplo real, el cual consiste en el parque eólico de Tejona, Costa Rica. Con este estudio se demuestra que Costa Rica es un líder en el campo de la energía eólica en Centroamérica, pero necesita superar algunos retos en los costos de la energía eólica para alcanzar mayores metas en la producción de energía basada en el viento.

## Introduction

Costa Rica is a country in constant growth in technology and development. In matters of renewable energy, the most used is hydroelectric [1]. A reliable power source, but with a more significant environmental impact compared to wind energy, and less effective in the dry season [2].

According to the United Nations, in order to have a global sustainable development, alongside multiple goals, having access to affordable, safe, modern and sustainable energy is a big step in the right direction. This means that it should be every country's priority to enhance their energy production system, alongside developing alternatives for cleaner, more affordable energy.

Costa Rica has been keeping up with the previous goal, making it clear that one of the country's main objectives is being carbon neutral by the year 2050. This nation plans on achieving this by the use of more renewable-energy-based vehicles, improvements in the transportation system, and cleaning its energy grid by using renewable resources, such as wind energy.

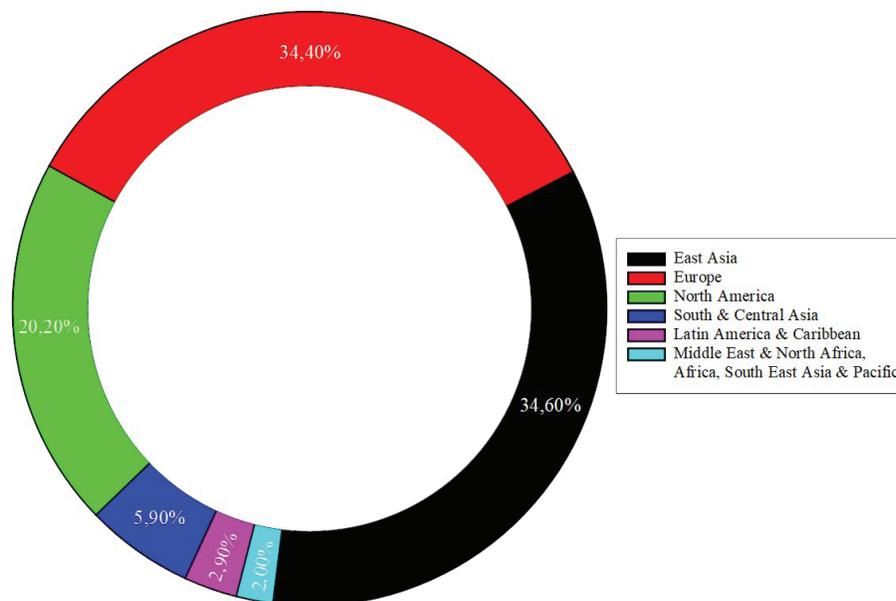
This country has a potential of 2400 MW of wind energy installed capacity, and an annual energy production of 6700 GWh [3]. Although this is just an ideal figure, it shows how much potential Costa Rica possesses in terms of wind energy production. So far, the country has only 407 MW of wind energy capacity in operation [3]. Costa Rica has the purpose of developing renewable resources in general, in such a way that come studies show the viability of projects such as free governmental housing fully powered by wind and solar energies [4].

The wind is free, but wind power is indeed expensive. The turbine represents the largest expense in wind projects, the construction of the site, the grid connections, planning and project costs and finally the cost of land should be considered [5].

In this paper, these costs will be analyzed and compared, to understand why Costa Rica is standing out in this field. In addition, to determine the current worldwide trends, a review of installation and maintenance costs will be performed.

### Wind power around the globe

Global wind energy production is growing as many countries are aiming to expand their installed energy capacity while reducing dependence on fossil fuels. The economics of energy production in developed countries set a standard that should be pursued in Costa Rica. Figure 1 shows the installed wind capacity by region of the world. The details of wind energy cost around the globe will be discussed hereafter.



**Figure 1.** World's wind power installed capacity by region. Source: Author's own creation, using [6].

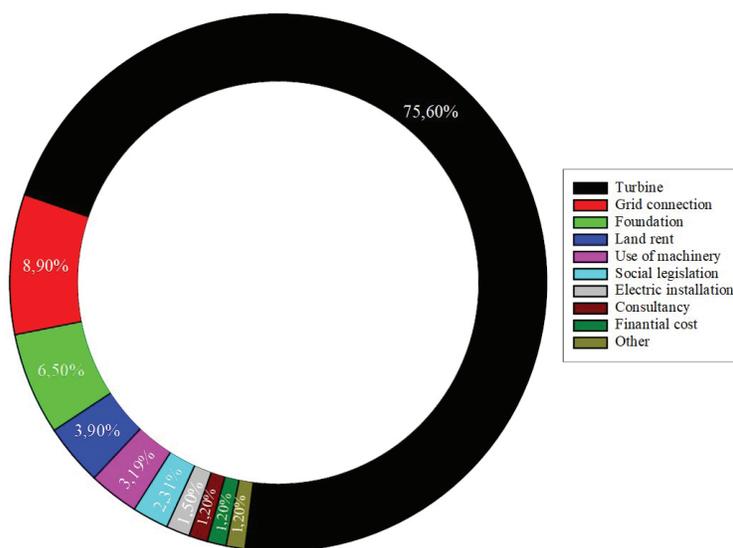
### Europe

In this region, with wind energy being the second largest form of power generation capacity in Europe, renewable power generation technologies have been constantly advancing. Many countries in Europe are among the greatest wind energy producers in the world, such as Spain,

Italy, Germany, UK and France. The region has a total net installed capacity of 168,7 GW, where Germany has the largest installed wind power capacity by 56,132 GW followed by Spain by the end of 2017 [7].

Even though Europe has been developing onshore and offshore wind energy, in this work only the first one will be considered as this is the only type of production existing in Costa Rica.

In this region, a typical structure of 2 MW wind turbine installed has the capital costs shown in figure 2. The leading cost is the wind turbine with 75,6 % of the total cost, followed by the grid connection, foundation and land rent costs. Electrical installation, consulting, financial, road construction and control system costs are less significant in the investment cost of a wind project in Europe.



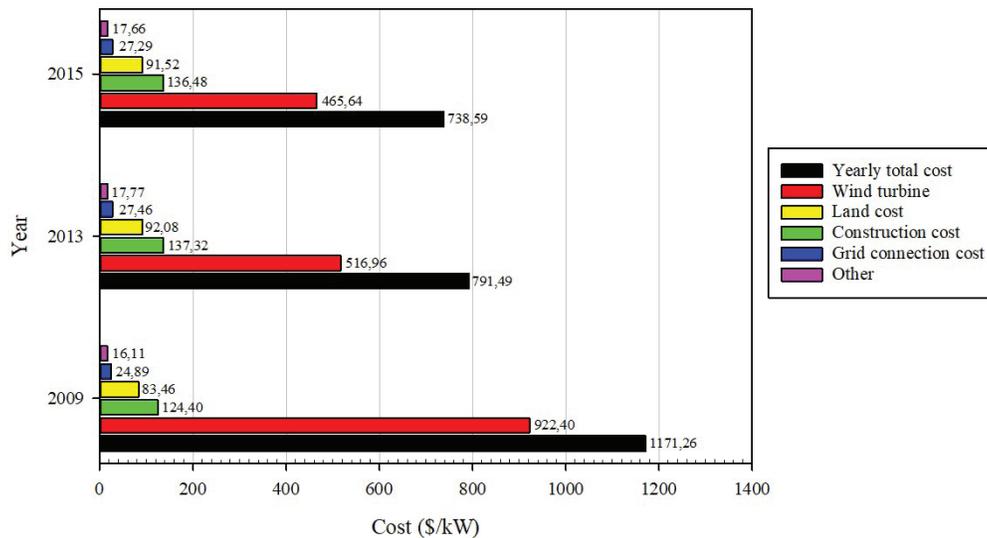
**Figure 2.** Installed capital costs for a 2 MW wind turbine in Europe. Source: Author's own creation, using [8].

The cost of the kWh depends upon the wind conditions. In areas where there's only 1700 hours per year in which the wind enables the turbine to work in full load, then each kWh will have a calculated cost of 10,04 cents of dollars. If those full load hours increase to 2300, then the cost will be reduced to approximately 0,0790 \$/kWh, and finally, if the full load hours per year are 2900 then a cost of approximately 0,0627 \$/kWh will be achieved [8].

## China

Since China is the country which produces the largest amount of wind energy, the analysis of this region is the most relevant for this work. By 2016, China had reached an installed capacity of 149,44 GW, which accounts for the 32 % of the total capacity in the world, and was followed by the United States and Germany [7]. It could be argued that what makes China such a great wind power producer is their industrial policies, which promote the manufacture of their own equipment, as consequence, the prices of the most important investment costs are drastically reduced. Just in 5 years (2007-2012), China accomplished a reduction of 50 % in the price of each kW from a wind turbine of a 1,5 MW which could explain their great success with this type of energy [9]. Another aspect that has greatly helped China is that most of the small wind energy markets in the world are supplied by either European or Chinese turbine manufacturers. This led China to emerge as a manufacturing hub for these locations and markets [10].

Studies have compiled some data using certain assumptions in order to estimate the average capital cost of a 100 MW wind farm located in China, which are shown in figure 3.

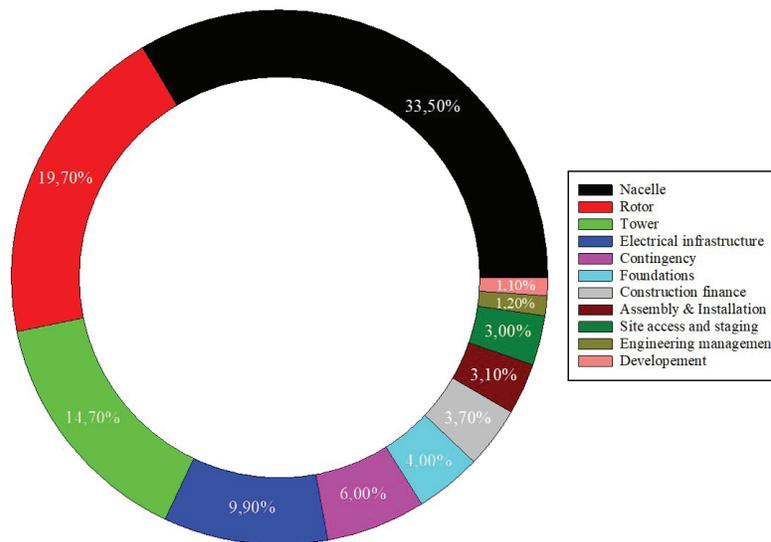


**Figure 3.** Investments for a 100 MW wind farm in China by year. Source: Author's own creation, using [9].

The data in Figure 3 shows that in China, by 2015, a wind farm of 100 MW had a capital cost of approximately 738,55 \$/kW. The costs in China are lower than other parts of the world due to their policies. This may explain why China is the leader in wind energy production in the world.

### United States

In the United States, land-based wind energy production has an installed capacity of 90 GW. However, studies have shown that it has a potential installed capacity of 10 995 GW [11]. This shows the great potential this country has to reduce air pollution and water consumption due to energy production. In 2015, the capital cost of a 200 MW wind farm in the United States was 1690 \$/kW [12]. The capital costs of a wind farm in the United States by 2017 are shown in figure 4.



**Figure 4.** Installed capital costs for the land-based reference wind power plant project. Source: Author's own creation, using [13].

The capital costs of the turbine are 67,9%, while the other 32,1% are distributed in financial costs and the construction of the station in which the wind farm will be based. The annual operation and maintenance cost in a 2 MW land-based turbine is 51 \$/kW. This includes operations for 23 \$/kW/yr (includes land lease cost) and maintenance for 28 \$/kW/yr [12].

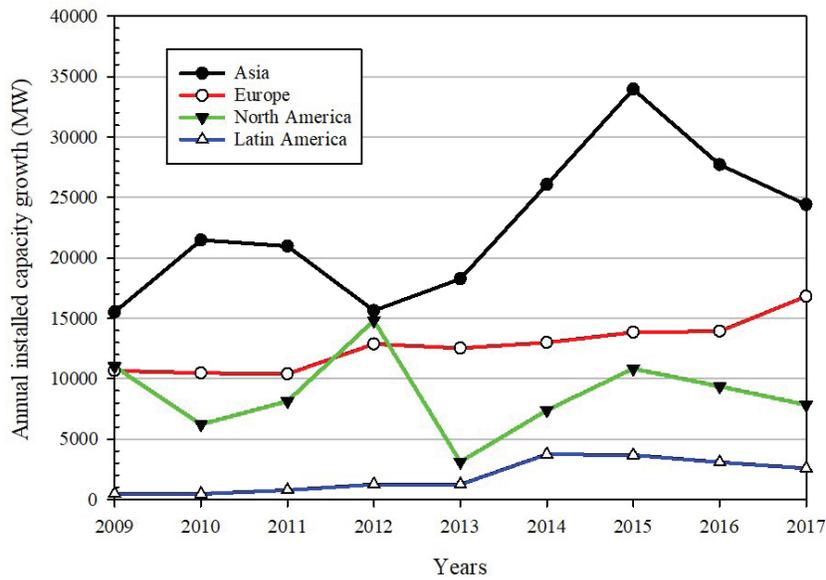
### Latin America

In Latin America, three quarters of the total capacity of wind energy resides in Brazil and Mexico. In the last years, wind energy has been the most developed type of renewable source and has had the most penetration in Latin American markets [14]. Consequently, its electric industry is one of the least polluting in the world [15]. Brazil, which is the leader of Latin America in terms of installed capacity, has been growing substantially in this regard, and it is projected to become one of the greatest powers in wind energy [14]. Brazilian wind power leadership could be because this country was one of the early adopters of this technology. In fact, the government's ten-year energy development plan forecasts the country to reach 28,5 GW of wind capacity by 2026 [16]. However, due to the recent recession of Brazil's economy, the South American giant has been holding from starting new wind energy related projects. This could hurt Brazil's image in terms of wind energy in the area [15]. Many nations in Latin America do not have stable economies, and thus their funds are invested in more urgent matters.

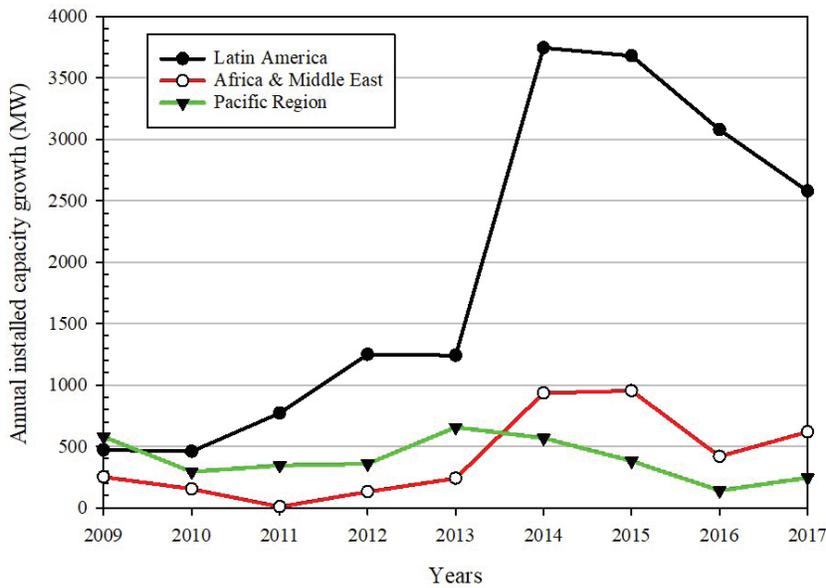
On the other hand, some countries have been developing and advancing in terms of wind energy. This might be due to approved legislation, which provide better conditions for wind energy developments. For example, Chile requires that the country generates at least 20% of its total electricity from renewable resources. Argentina and Mexico have followed this trend, proposing similar laws [15]. Mexico has set a clean energy target for the power sector of 35 % by 2024 [16]. Due to this legislation the region has been leading the global investments in wind energy. The Global Wind Energy Council (GWEC) estimates that Latin America will add up to 25 GW of wind energy in the next 5 years [17]. The World Bank has been the greatest provider of financial aid for these renewable energy projects. In Brazil, the State Development Bank emitted \$2700 million in loans in 2014, for investments in wind power projects [17].

This region has a great potential to develop great wind energy industries. Since the 1990s, wind energy has been employed to supply public services. Costa Rica, Nicaragua, and Honduras have been preparing new facilities for wind energy production, whereas Panama is just joining these countries as well. This just shows the potential that Central America possesses [18].

Figures 5 and 6 show the annual installed capacity growth by world region. From 2009 and 2014 the growth in Latin America increases every year. Although, the installed capacity in this region is not even close to the leading regions shown in Figure 6. In 2014 an important growth occurred, which triples the one of the previous years. Then the growth decreased, but keeping higher than Africa, Middle East or Pacific regions. For the world leading regions, Europe growth is stable, and Asia has several peaks of huge quantities of MW installed every year. This shows that these regions have economic models that strongly pursue high numbers of installed wind energy per year [19].



**Figure 5.** Annual installed capacity growth in leading regions. Source: Author's own creation, using [16].

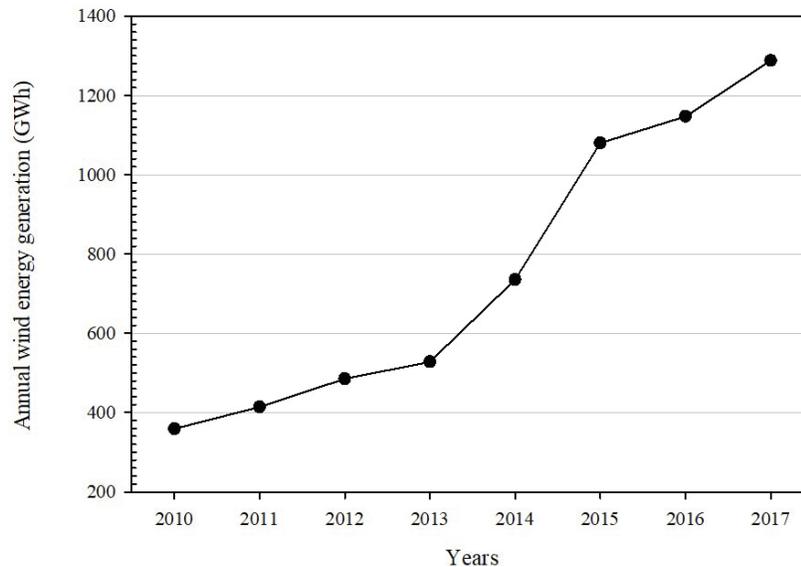


**Figure 6.** Annual installed capacity growth and other regions. Source: Author's own creation, using [16].

### Wind power in Costa Rica

Costa Rica was the first Latin-American country that produced electricity by wind energy [19]. Since the late 1940s, Costa Rica has set the goal to become a green country and has made multiple diplomatic decisions to second this sustainable development desire [20]. It began the generation of wind power in 1996 and nowadays has already installed 18 wind farms throughout the country, owned by the government and private companies. Currently, Costa Rica has the goal of fully reducing the carbon emissions and becoming independent of non-renewable energy [21]. In this country, wind power generation has been increasing through the years, and by 2017 wind power was the second most important source of energy, accounting for 11,5 % of the total energy production.

In 2017 Costa Rica reached 1288 GWh in total while in 2016 the total wind power generated was 1147 GWh. In Figure 7 it is shown the growth of wind energy production in Costa Rica from 2010 and 2017, where the total in increased for this period was 929 GWh [3].



**Figure 7.** Wind power generation in Costa Rica through the years. Source: Author's own creation, using [3].

## Methodology

In order to achieve the objectives of this research, a scientific methodology was proposed and followed throughout the investigation. Firstly, a literature review regarding regions around the globe such as China, the United States, Europe, and Latin America. For this work, scientific research papers were considered the primary source of information. Nevertheless, due to the fact that economic-related information is limited in such references; reports of non-governmental entities were employed as well as information obtained from other sources such as reliable newspapers. Furthermore, a search was performed employing the most relevant topics for this research, such as wind farms, wind energy economics, and wind energy maintenance. The variables of interest were the installed capacities in these regions, constructions and maintenance costs, and the investments made. Finally, the data recollected was filtered by year; and as it was of special interest to have an updated point of view, the sources of information were limited to years 2015 or later.

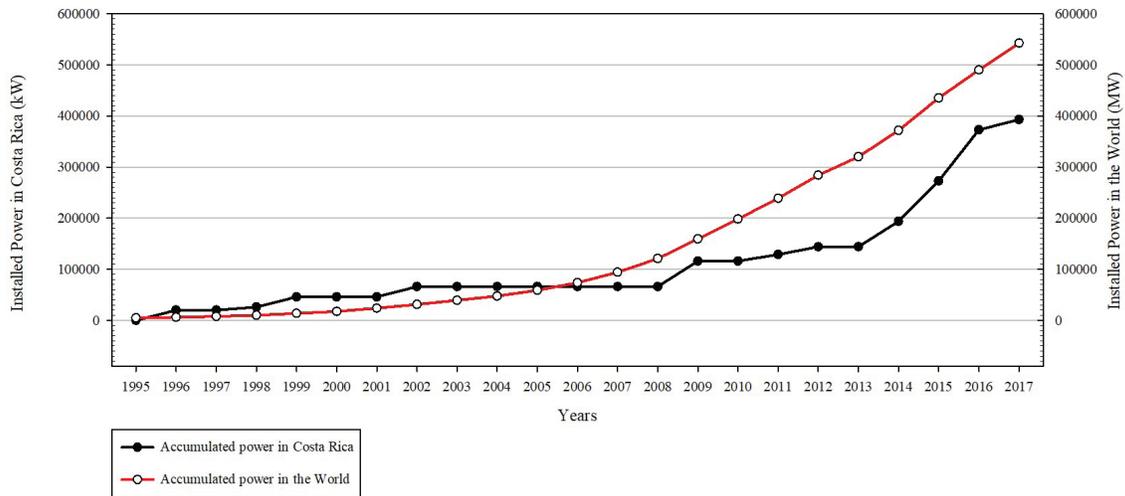
Then a brief introduction of the current state of wind power in Costa Rica was made, using data regarding the installed capacity of the country through the years, and Costa Rica's individual wind farm installed capacities, to provide greater details of this information.

Once this data is presented, a comparison is performed with the different regions studied previously, to expose the current state of Costa Rica's wind energy development. Firstly, a macroenvironment analysis was performed, by comparing the advancements in wind energy capacity around the globe with Costa Rica's. Afterwards, a microenvironment analysis was carried out to compare the region in which Costa Rica resides. This will help set foot on the main challenges this Central American country might be facing. In order to understand these previously mentioned challenges, a case study specific to this research is presented, and finally the weaknesses in the development of technologies, such as wind energy in Costa Rica, will be exposed.

## Results and Discussion

### Wind power in Costa Rica vs the rest of the World

Aiming to compare the wind power installed capacity growth in Costa Rica and the world, Figure 8 shows both with different scales. This artificial comparison reveals that the growing tendency is similar. Although in some years a stagnation occurred in Costa Rica, from 2013 to 2016 its growing rate was higher than the world rate.

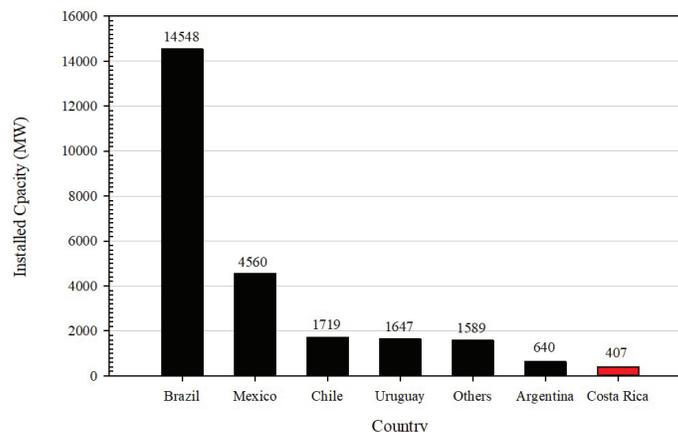


**Figure 8.** Installed capacity of Costa Rica vs the World in different scales. Source: Author's own creation, using [16] and [22].

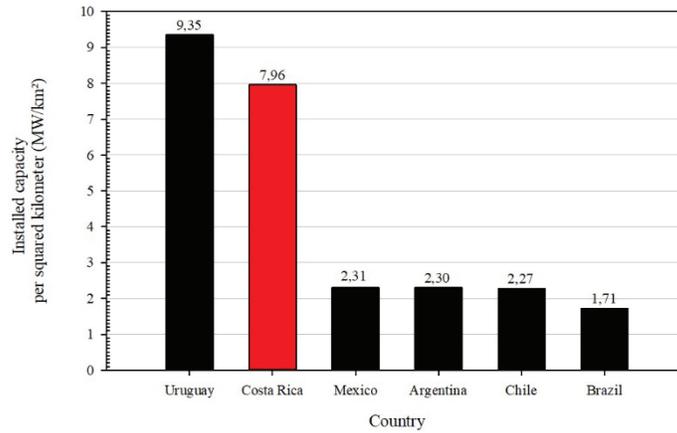
On the other hand, it's clear that the world's installed capacity has grown in a stable way through the years. These increments are very regularly each year and there is no stagnation, and considers all the countries, where several of them contribute with great capacity additions each year [16].

### Comparison with Latin America

Figure 9 shows the installed capacities of some countries of the region. Although Costa Rica is number six in installed capacity, Figure 10 shows the ratio between installed capacity and territory, putting Costa Rica in the second place, way ahead of Brazil and Mexico. This is a great achievement because Brazil was one of the pioneers of wind energy in the region [23].

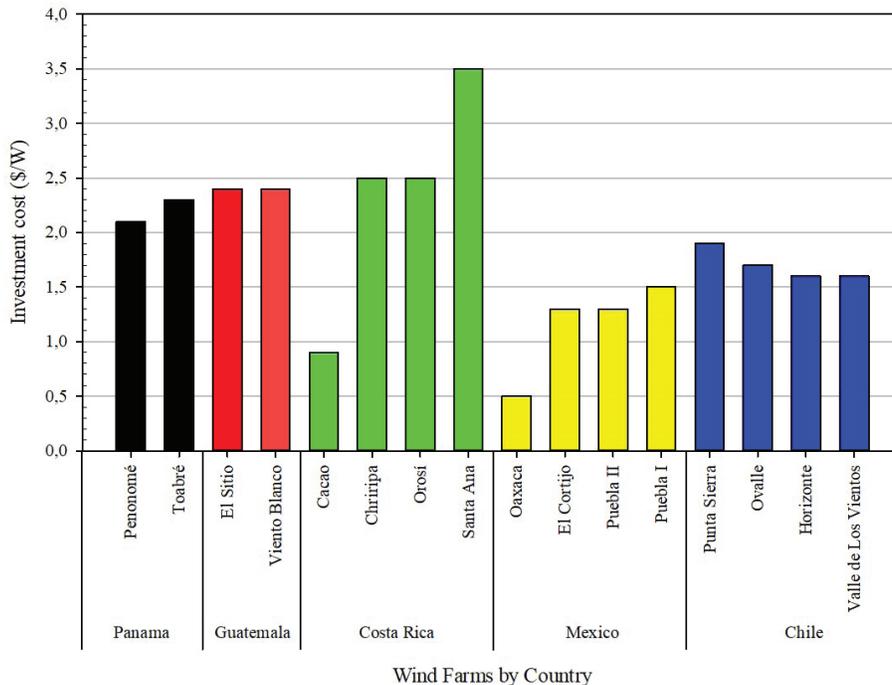


**Figure 9.** Installed capacity in Latin America. Source: Author's own creation, using [24].



**Figure 10.** Installed capacity per square kilometer in Latin America. Source: Author's own creation, using [24].

Figure 11 shows some wind farm costs in Latin America. Mexico has the lowest average for \$/W of this sample. This cannot be explained exclusively by scale effects, big projects in Panama and Chile are still more expensive than in Mexico as it can be observed from Figure 11. It may explain why Mexico is the second largest wind energy producer in the region. If Figure 11 is compared with the data of total installed capacity in Figure 10, the countries with the smallest average investment costs per installed capacity are the ones with the greater total installed capacity. This means that the average decreasing cost is directly related to increasing wind power installed capacity. For smaller countries, wind energy deployment is more costly than in large markets. This may suggest that Latin America's smallest wind energy producers are overpaying for their wind energy.



**Figure 11.** Wind power investment costs in Latin America. Source: Author's own creation, using [3], [25], [26], [27], [28] and [29].

In figure 11 can be seen that in Chile the MW cost is similar between wind farms, but in Costa Rica Santa Ana MW is extremely expensive compared with Cacao. In Mexico, Puebla I MW costs three times Oaxaca MW.

### Tejona study case

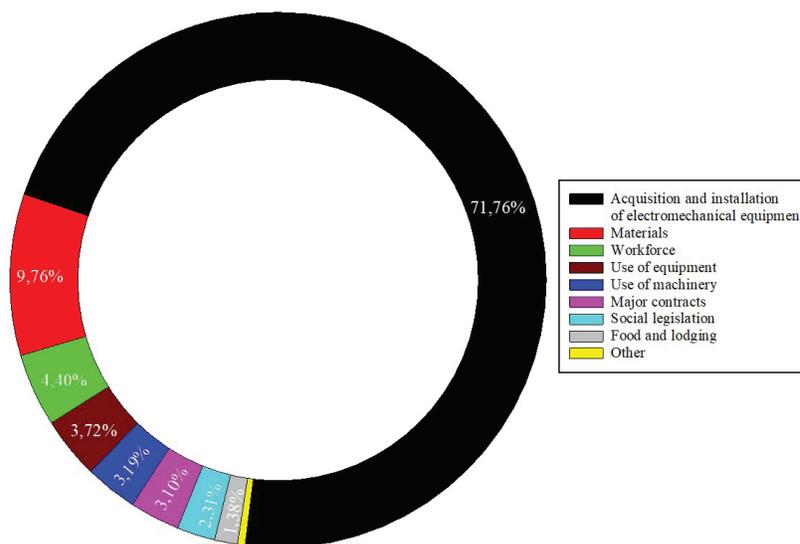
An upgrade in the 20 MW Tejona wind farm is presented as a study case in Costa Rica. Table 1 shows local and foreign costs. The foreign charges are significantly larger than the local ones. This can be used for further economic analysis, suggesting that if some expenses were made locally, each MW will be cheaper.

**Table 1.** Local, foreign, and total expenses of Tejona's wind farm.

Activity	Local cost (\$)	Foreign cost (\$)	Total cost (\$)
Environmental viability	24 411	3003	27 414
Design	533 199	62 265	595 464
Project administration	2 315 330	174 496	2 489 826
Civil work	6 440 649	1 431 553	7 872 202
Acquisition and installation	-	30 252 007	30 252 007
Electrical work	862 983	3 391 952	4 254 935
Final activities	5961	2058	8020
Tests	11 065	-	11 065
General total	10 193 598	35 317 334	45 510 933

Source: Author's own creation, using [3].

Figure 12 makes a detailed breakdown. The electromechanical devices are the greatest expenses. If compared with the costs in the United States (cost of the wind turbine 67,9 %), Costa Rica pays more percentage for the equipment (71,76 %), but if compared with Europe (75,6 % in wind turbines), the percentage in Costa Rica is lower.



**Figure 12.** Cost distribution of Tejona's wind farm. Source: Author's own creation, using [3].

The operating costs in this study case decrease from 2015 to 2017. Being \$ 1017 in 2015, \$ 886 in 2016 and \$ 831 in 2017 reported by [3]. Maintenance costs also decreased, being \$ 1986 in 2015, \$ 1922 in 2016 and \$ 1252 in 2017.

If these figures are compared with the USA operation and maintenance costs, strikes one's attention that in Costa Rica each year the maintenance costs are around twice the operating costs, just like in the USA wind farm case presented.

The maintenance costs of the Tejona wind farm follow the same line as the cost of operation. The higher maintenance cost was in 2015, and the lowest in 2017. Those costs have a difference of \$ 719,97. This difference may be due to the significantly reduce of some expenses, such as the number of spares needed for the machinery or the hiring costs for the machinery maintenance. As a result, the average of the cost of operation is \$ 894,75 and for the cost of maintenance is \$ 1688,21.

### Challenges in wind energy development

It is crucial to remember a very important factor that might substantially affect the development of renewable energies in this country, which is the urgent economic crisis that Costa Rica is currently going through. Many experts have discussed whether such crisis will amplify environmental concerns, making wind energy a priority in terms of future development, or if would do the exact opposite [30].

An interesting regulation that must be observed in Costa Rica is that Law 7200, Art 3, states: "It is hereby declared of public interest the electric power purchase by ICE to cooperatives and private companies, for which at least 35% of their capital is owned by Costa Rican citizens, and that establish limits capacity electric power plants to exploit the small-scale hydraulic potential and non-conventional energy sources."

It may be considered as an advantage for national investors, but may be a disadvantage for multinational investors, because the 35% of national inversion must be verifiable.

### Conclusions

In this work, the wind power development in the most important world regions and Costa Rica is studied. Among the factors included in this analysis are maintenance, operation, equipment and per kW installation costs. Moreover, the role of legislation and government policies were considered as well. In view of the different aspects noted above, the following conclusions can be drawn:

- The main cost in a wind farm is the turbine, in Costa Rica the weight of the turbine related to the total cost is similar than the rest of the world.
- Wind farm inversion cost in \$/W in Costa Rica is uneven compared with Mexico, Chile, Panamá and Guatemala.
- For smaller countries, wind energy deployment is more expensive than in large markets. In Costa Rica, a wind farm may have on average double the price of \$/W than Mexico.
- Brazil and Mexico are the most predominant wind producers in Latin America; however Costa Rica is in second place in terms of the ratio between installed capacity and territory.
- Several difficulties affect the process of building and maintaining a wind power plant in Costa Rica, most items must be imported, bringing the cost of the investment up.

Costa Rica's electric wind power development, as it is shown by the analysis, is a successful model to follow not only by other emergent economies but also by the more developed economies. Costa Rica's mostly entirely renewable electric energy matrix, as well as the achievements and policies for wind power, contribute to some of the United Nations sustainable development goals and to its government's economy decarbonization plans. For many industrialized countries, these still remain among their global warming goals.

## References

- [1] G. Richmond-Navarro, R. Madriz-Vargas, N. Ureña-Sandí and F. Barrientos-Johansson, "Research Opportunities for Renewable Energy Electrification in Remote Areas of Costa Rica," *Perspectives on Global Development and Technology*, 2019, vol. 18 no. 5-6, pp. 553-563. <https://doi.org/10.1163/15691497-12341530>
- [2] Grupo ICE, "Matriz Eléctrica, un Modelo sostenible único en el mundo" 2015.
- [3] Departamento de Planificación y Desarrollo Eléctrico del ICE, "Consultas de energía eólica en Costa Rica," 2018.
- [4] V. M. Salas-Mora and G. Richmond-Navarro, "Safety design of a hybrid wind-solar energy system for rural remote areas in Costa Rica," *International Journal of Renewable Energy Research*, vol. 10, no. 1, pp. 33-44, Mar. 2020. <https://www.ijer.ijer.org/index.php/ijer/article/view/10263>
- [5] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2017," International Renewable Energy Agency, 2018, pp. 89-113.
- [6] World Energy Council, "Energy Resources: Wind". <https://www.worldenergy.org/data/resources /resource/ wind/>
- [7] D. Fraile and A. Mbistrova, "Wind in power 2017—Annual Combined Onshore and Offshore Wind Energy Statistics," Wind Europe, 2018.
- [8] S. Krohn, P. E. Morthorst, and S. Awerbuch, "The Economics of Wind. Energy," European Wind Energy Association, EWEA, 2009
- [9] L. Liu, W. Zhang, C. Zhao, and J. Yuan, "The Economics of Wind Power in China and Policy Implications," *Energies*, 2015, vol. 8, no. 2, pp. 1529-1546. <https://doi.org/10.3390/en8021529>
- [10] R. Lacal-Aránzategui, "Globalization in the wind energy industry: contribution and economic impact of European companies," *Renewable Energy*, vol. 134, pp. 612-628, Apr. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.087>
- [11] A. Lopez, B. Roberts, D. Heimiller, N. Blair, and G. Porro, "U.S. Renewable Energy Technical Potentials: A GIS-Based Analysis," National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2012. <https://doi.org/10.2172/1219777>
- [12] C. Mone, M. Hand, M. Bolinger, J. Rand, D. Heimiller, and J. Ho, "Cost of Wind Energy Review," National Renewable Energy Laboratory, NREL, 2015. <https://doi.org/10.2172/1351062>.
- [13] T. Stehly, P. Beiter, D. Heimiller, and G. Scott, "2017 Cost of Wind Energy Review," United States, 2018. <https://doi.org/10.2172/1475534>.
- [14] P. De Montmollin, "Energía Eléctrica Informe de Inteligencia: Energía eólica a un promete volar alto en América Latina," BNAmericas.
- [15] P. De Montmollin, "Energía Eléctrica Informe de Inteligencia: Energía eólica crece en América Latina pese a problemas económicos," BNAmericas.Global Wind Report.
- [16] GWEC, "Annual Market Update 2017," Global Wind Report, 2018, pp. 19-21.
- [17] M. Craze, "Energía Eléctrica Informe de Inteligencia: La primavera de la energía eólica en América Latina," BNAmericas.
- [18] N. Edgardo-Portillo, S. Arita-Portillo, J. Martínez-Martínez, and C. H. Ortega-Jiménez, "A review of wind energy literature: alternative technologies for Central America," *MATEC Web of Conferences*, vol. 293, 2019. <https://doi.org/10.1051/matecconf/201929305003>.
- [19] L. Contreras and P. Sauma, "Perspectivas de la energía eólica en Costa Rica: estado, retos y oportunidades," Observatorio del Desarrollo, 2017, pp. 42.
- [20] L. Feoli, "Advancing National Interests through International Norms: The Case of Costa Rica: Ludovico Feoli Comments on a Small Central American State's Approach to Maximizing Its International Diplomatic Projection," *New Zealand International Review*, vol. 45, no. 4, p. 16, Jul. 2020.

- [21] A. Florescu, S. Barabas, and T. Dobrescu, "Research on Increasing the Performance of Wind Power Plants for Sustainable Development," *Sustainability*, vol. 11, no. 5, p. 1266, Feb. 2019. <https://doi.org/10.3390/su11051266>.
- [22] GWEC, "Global Wind 2006 Report," Global Wind Energy Council, 2007, pp. 6–11.
- [23] M. Simas and S. Pacca, "Socio-economic benefits of wind power in Brazil," *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, vol. 1, no. 1, pp. 27–40, Mar. 2013. <https://doi.org/10.13044/j.sdewes.2013.01.0003>.
- [24] M. Pierrot. "Wind energy database." The Wind Power. <https://www.thewindpower.net/>
- [25] Reve. "Eólica en Panamá: parque eólico de Penonomé representa la mayor inversión en energías renovables." *Evwind*. <https://www.evwind.com/2015/11/09/eolica-en-panama/>.
- [26] CentralAmericaData. "Inicia construcción de parque eólico de 66 MW." [https://www.centralamericadata.com/es/article/main/Inicia\\_construccion\\_de\\_parque\\_eolico\\_de\\_66\\_MW](https://www.centralamericadata.com/es/article/main/Inicia_construccion_de_parque_eolico_de_66_MW)
- [27] J. F. Lara. "Proyecto de CNFL genera energía eólica más cara de Costa Rica." *La Nación*, 2015. <https://www.nacion.com/el-pais/servicios/proyecto-de-cnfl-genera-energia-eolica-mas-cara-de-costa-rica/ZUVYDYDJMNBODGF4L5R7S3TY3Q/story/>.
- [28] Acciona Corporativo. "Quinto parque eólico de ACCIONA en México y primero en ponerse en marcha de los vinculados a la Reforma Energética." <https://www.acciona-energia.com/es/areas-de-actividad/eolica/instalaciones-destacadas/parque-eolico-el-cortijo/>
- [29] Reve. "Eólica en Chile: Inauguran el primer parque eólico con inversión china." <https://www.evwind.com/2018/08/28/eolica-en-chile-inauguran-el-primer-parque-eolico-con-inversion-china/>
- [30] T. Greve, "Environmental discourses during times of economic crisis: A content analysis of the media in Costa Rica," 2019. <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-375125>.

# Desarrollo y prueba de un sistema para sensar de manera remota la velocidad del viento

## Development and testing of a system for remote wind speed sensing

Nestor Martínez-Soto<sup>1</sup>, Juan J. Rojas<sup>2</sup>, Gustavo Richmond-Navarro<sup>3</sup>

---

Martínez-Soto, N; Rojas, J.J; Richmond-Navarro, G. Desarrollo y prueba de un sistema para sensar de manera remota la velocidad del viento. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 33-45.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6331>

- 1 Escuela de Ingeniería Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: nesmar@estudiantec.cr  
<https://orcid.org/0000-0001-8886-2614>
- 2 Escuela de Ingeniería Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: juan.rojas@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-3261-5005>
- 3 Escuela de Ingeniería Electromecánica. Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: grichmond@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>

## Palabras clave

Anemómetro; velocidad del viento; Internet de las cosas; túnel de viento; medición remota.

## Resumen

En el campo de la energía eólica, la velocidad del viento es el parámetro principal, por lo que lograr medirlo de manera autónoma puede permitir conocer el recurso eólico en zonas remotas, además de brindar una mayor eficacia en la tarea de operar y estudiar turbinas eólicas. La medición de un parámetro con tanta variabilidad como la velocidad del viento presenta desafíos como la capacidad de muestrear con la suficiente frecuencia, el poder asegurar la validez de las medidas y en tener un espacio accesible para registrar dichas mediciones. Este trabajo desarrolla una solución de bajo costo basada en el Internet de las cosas para medir y registrar la velocidad del viento mientras se busca abarcar los desafíos anteriores. En el diseño realizado se enlazó un anemómetro de copas con un microcontrolador ESP32 que, mediante un algoritmo computacional programado en C, se encargó de determinar la velocidad del viento y publicarla en tiempo real en internet. El anemómetro empleado es comercial y se reemplazó el software del fabricante por una solución propia tanto de hardware como de software. Las pruebas de validación requeridas por el diseño construido se realizaron mediante el uso del túnel de viento de la Universidad de Costa Rica. El trabajo dio como resultado la construcción de un sistema con la capacidad de registrar la velocidad del viento en tiempo real, así como de una base para un desarrollo más completo para el estudio de parámetros adicionales en el funcionamiento de las turbinas eólicas.

## Keywords

Anemometer; wind speed; Internet of things; wind tunnel; remote monitoring.

## Abstract

The main parameter in the field of wind energy is the wind speed, being able to measure it in an autonomous way allow to know the wind resource in remote areas, an also providing greater efficiency in the task of operating and studying wind turbines. Measuring a parameter with much variability as wind speed presents various challenges such as the capacity to take enough samples, the capacity to ensure the validity of the measurements and the requirement of an accessible place to record these measurements. This work develops a low-cost solution applying the Internet of Things to measure and logging wind speed data while seeking to solve the above challenges. In this design a cup anemometer was linked to an ESP32 microcontroller and using a computational algorithm programmed in C was responsible for determining the wind speed and publishing the result on the Internet in real time. A commercial anemometer was used, and the manufacturer's software was replaced by an own solution. The validation tests required by the design were performed using the wind tunnel of the Universidad de Costa Rica. This work result in the construction of a system with the ability to record wind speed data in real time, as well as a basis for a more complete system in the study of additional parameters in the operation of wind turbines.

## Introducción

La velocidad del viento es la característica de mayor impacto para la energía eólica, la potencia disponible en el viento es proporcional a la velocidad elevada al cubo [1], esto convierte a la velocidad en una variable efectiva para describir el recurso eólico y definir los sitios para instalar

aerogeneradores. La velocidad del viento contribuye a identificar la seguridad de operar una turbina eólica [2], además de ser un componente en los estudios de la eficiencia y el desarrollo de las respectivas curvas de potencia de los aerogeneradores [3].

La medición de la velocidad del viento representa un desafío, pues es una variable sujeta a variación tanto en el tiempo como geográficamente [1]. Los anemómetros de copas son los equipos que suelen usarse en la industria para medición de la velocidad del viento, según recomendación visible en la norma IEC 61400-12-1 [3], estos se diseñan usualmente con tres o cuatro copas unidas a un eje vertical, todo este conjunto se encuentra construido en un material ligero. Cuando el anemómetro se encuentra en un flujo de aire, una de las superficies de la copa tiende a experimentar una mayor fuerza debido al arrastre, lo cual genera una rotación en torno a un eje vertical, siendo esta rotación directamente proporcional a la velocidad del viento, la relación anterior se registra y con base en ella se calibra el anemómetro [1].

La alternativa de toma manual de datos de velocidad del viento es inviable, debido a que las campañas de medición usualmente toman doce meses [4], esto para abarcar todas las estaciones del año. Por lo tanto, esta tarea resulta preferible realizarla mediante un sistema de adquisición de datos, el cual debería ser capaz de realizar las mediciones automáticamente y reportarlas en tiempo real o bien almacenarlas.

Existen sistemas complejos y de alto costo para mapear el recurso eólico, como el LIDAR [5], un sistema que mediante el efecto Doppler aplicado a señales ópticas permite caracterizar la velocidad del viento en un área, estas mediciones se realizan usualmente desde tierra. Una opción que se ha explorado recientemente para el monitoreo de la velocidad del viento de manera remota es mediante la integración del Internet de las Cosas (IoT), algunos trabajos se han enfocado al recurso eólico [6] y otros al monitoreo de turbinas, donde entre sus parámetros se encuentra la velocidad del viento [7, 8]. El uso del IoT para aplicaciones dentro del sector energía permite una mejora en la comprensión y control de los sistemas monitoreados [9], lo cual repercute de manera positiva en la eficiencia, la confiabilidad, la reducción del costo, la seguridad y los planes de monitoreo de la condición [8].

El desarrollo de una aplicación de IoT agrega desafíos como lo son la escogencia de los dispositivos de medición y comunicación, la selección de las características de comunicación en cuanto a protocolo y tecnología de comunicación, así como los requerimientos del registro de datos como el acceso y la frecuencia [10].

Las tareas de comunicación están sumamente relacionadas con los microcontroladores, estos dispositivos se encargan de conectar los objetos inteligentes con el internet, además suelen cumplir funciones de control, adquisición de datos de los sensores o aplicaciones. Algunos de los principales son el Arduino, la Raspberry Pi y los basados en el ESP8266 y el ESP32 [11]. Entre los criterios para seleccionar un determinado microcontrolador destaca las tecnologías de comunicación que soporta: conexión por WiFi, bluetooth, LoRa u otro. Con tecnologías de comunicación se refiere a la red o espacio provisto para la comunicación de los dispositivos [12]. Junto a las tecnologías de comunicación se encuentran los protocolos de comunicación, los cuales se encargan de definir las reglas de la transmisión de datos. Un protocolo de uso común en el IoT es el MQTT (Message Queuing Telemetry Transport), esto debido a su eficiencia. Este protocolo se caracteriza por la presencia de varios usuarios, los cuales pueden suscribirse a un tema y enviar mensajes que serán recibidos por todos los otros usuarios suscritos a dicho tema [13].

Para la tarea de registrar de datos se suele recurrir a la computación en la nube, con esta opción se dispone de servicios, aplicaciones, capacidad de almacenamiento y herramientas de procesado de datos mediante internet [10], algunas opciones para la computación en la nube son pagadas, pero también existen opciones gratuitas, aunque con capacidades más limitadas.

En este trabajo se propone diseñar y construir un sistema propio y de bajo costo empleando IoT para la medición de manera remota de la velocidad del viento. La aplicación se llevará a cabo en un anemómetro de copas comercial y se validarán los resultados mediante pruebas en un túnel de viento. El sistema también presenta la base para integrar en un futuro el monitoreo de parámetros adicionales para el estudio de la eficiencia de turbinas eólicas.

## Materiales y métodos

### Equipamiento

Se utilizó el anemómetro comercial de 3 copas modelo Vortex, marca Inspeed mostrado en la figura 1. De acuerdo con el fabricante, al anemómetro le toma un segundo completar una revolución cuando la velocidad del viento es de 2,5 mph. En cada revolución se da un cierre de los contactos magnéticos, lo cual se traduce en un pulso (2,5 mph = 1 Hz) [14]. El anemómetro debe colocarse a la altura que se desea monitorear la velocidad del viento, además se pueden colocar varios a diferentes alturas para desarrollar el perfil de la velocidad del viento.



**Figura 1.** Anemómetro utilizado. Fuente: [14].

Se empleó el microcontrolador WiFi LoRa 32 (V2) de HELTEC Automation, este microcontrolador es adecuado para proyectos de IoT y dispone de varios chips integrados que permiten la comunicación por WiFi, bluetooth y LoRa [15].

Los circuitos se realizaron en una protoboard, un elemento que permite el fácil montaje de componentes eléctricos y electrónicos para la realización de pruebas y prototipos.

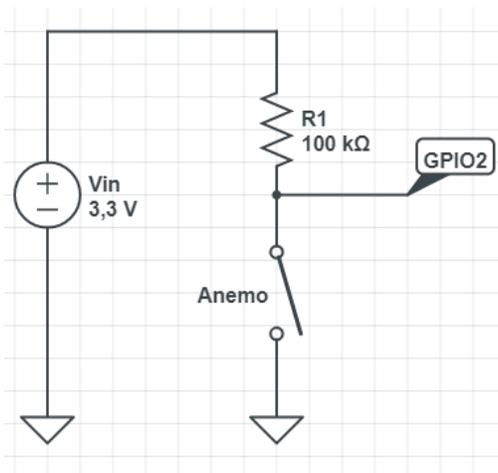
Se empleó el túnel de viento de la Universidad de Costa Rica (UCR) para validar el sistema. Este túnel dispone de un motor de 40 HP y un variador de frecuencia, el cual permite configurar la velocidad de rotación del motor de 1000 RPM a 1770 RPM. Según el fabricante existe una relación lineal entre la velocidad de rotación del motor y la velocidad del viento en la sección de pruebas del túnel. Este equipo posee un sistema de adquisición de datos, cuya frecuencia de registro se puede configurar con valores entre 10 Hz y 2000 Hz [16], este sistema registra la velocidad del viento, además de variables ambientales como humedad, presión atmosférica y temperatura.

### Metodología

La metodología consiste en 3 partes: el diseño del circuito, el código y las pruebas realizadas en el túnel de viento:

### *Desarrollo del sistema de sensado*

Inicialmente se tiene un anemómetro, el cual cierra sus contactos cada vez que se completa una revolución, para pasar de esta acción a una señal interpretable por el microcontrolador se agrega el circuito pull up de la Figura 2, un circuito de uso común para interruptores. Este circuito consta de una señal de voltaje y una resistencia, mediante los cuales se logra que en el punto denominado GPIO 2 (pin de propósito general, puede ser usado como entrada o salida según lo defina el usuario) se tenga una señal alta en condiciones normales, pero que cambia de estado a una señal baja cuando se cierran los contactos del anemómetro, dado que las copas del anemómetro siguen girando, los contactos magnéticos se volverán a abrir y se presentará de nuevo un valor alto. Debido al proceso anterior, se va a tener una señal compuesta de varios pulsos en el GPIO2.



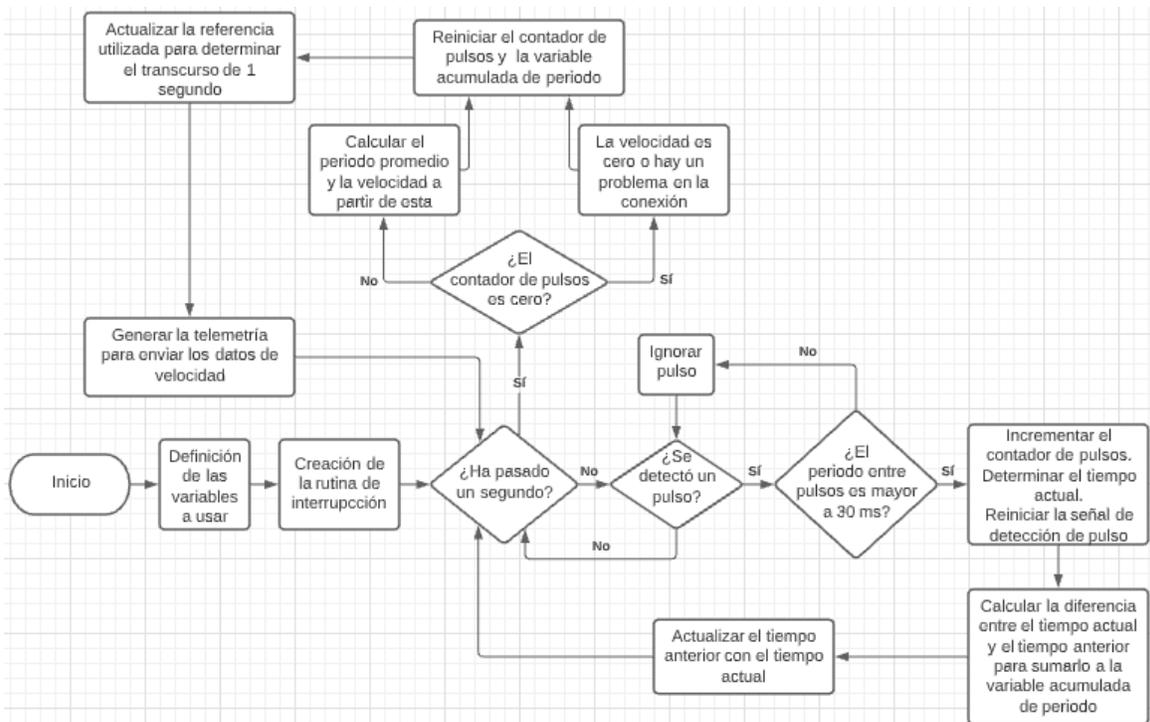
**Figura 2.** Circuito para enlazar el anemómetro con el microcontrolador.

Los pulsos anteriores pueden ser reconocidos por el microcontrolador y es lo que permite enlazar este con el anemómetro. El microcontrolador dispone de varios pines que se pueden usar como entradas, para este trabajo se escogió utilizar el Pin 2. El microcontrolador se encarga de proveer la alimentación para este circuito, además de compartir tierra con este.

Se implementó el circuito en una protoboard y se colocó dentro de una caja plástica diseñada para exteriores. Para la alimentación del microcontrolador se requieren 5 V, que pueden ser aplicados mediante el puerto USB o en el pin de 5 V, el sistema propuesto puede conectarse a la red eléctrica y mediante un adaptador obtener los 5 V necesarios.

### *Desarrollo del código*

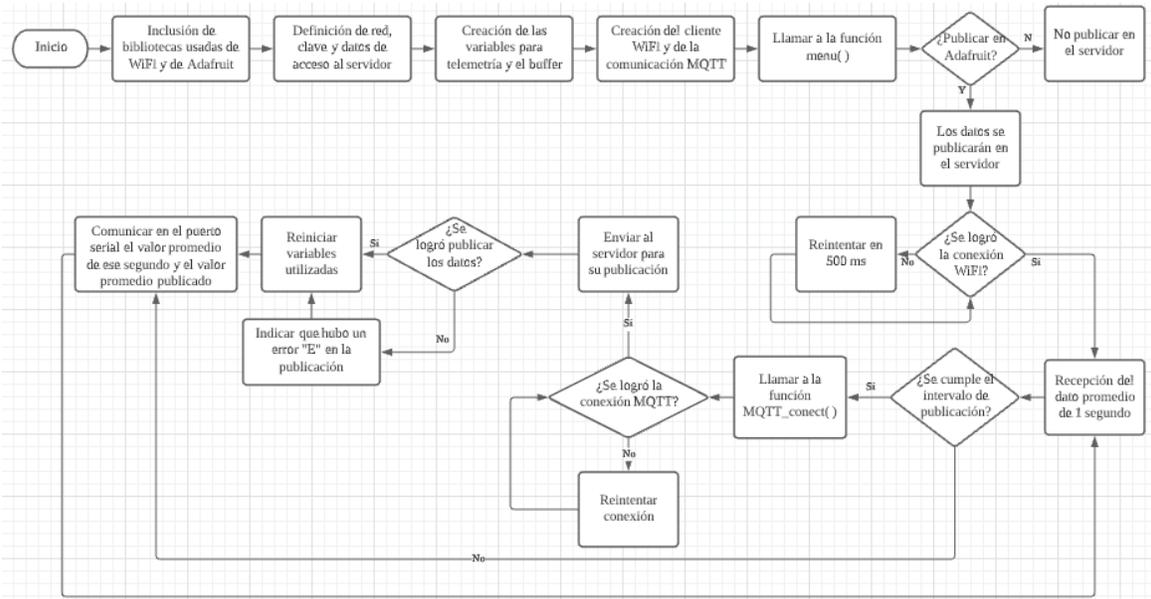
Mediante un código programado en C y compilado en el software Arduino se dan las instrucciones al microcontrolador, en este caso se le indica que cuando identifique un cambio de estado de bajo a alto se registre el instante cuando ocurre, a partir de este dato y el de la señal anterior se calcula la diferencia entre los tiempos de dos pulsos consecutivos, lo cual corresponde al periodo. Después de un segundo los periodos registrados se promedian y con el inverso de este valor se calcula la frecuencia de rotación, la cual si se retoma la relación dada por el fabricante permite obtener la velocidad. En el código se incluye consideraciones de escenarios como la ausencia de pulsos y la presencia de rebotes del interruptor. El proceso realizado por el código se muestra mediante el diagrama de flujo de la figura 3.



**Figura 3.** Diagrama de flujo del código para obtener la velocidad del viento.

Una vez cumplida la tarea de medir la velocidad del viento, se prosigue con las tareas de transmitir este valor y registrarlo. Mediante el chip ESP32 integrado en el microcontrolador y el uso de la librería WiFi de Arduino el microcontrolador se conecta a Internet. Se escogió una conexión mediante la tecnología WiFi para aprovechar la red existente.

Los datos son transmitidos usando el protocolo MQTT a un servidor gratuito de Adafruit, este servidor permite registrar 30 datos por minuto, expandible a 60 datos por minuto. Los datos transmitidos son almacenados durante 30 días. Los datos se publican en el servidor en intervalos adecuados según la cantidad de datos por minutos que se disponga. El proceso realizado por el código para transmitir y registrar los datos se muestra mediante el diagrama de flujo de la figura 4.



**Figura 4.** Diagrama de flujo del código para el registro de datos.

El código se encuentra disponible en un repositorio en GitHub [17].

### Pruebas del sistema

Para validar el funcionamiento del sistema se procede a diseñar un experimento, este consiste en colocar el anemómetro de copas dentro de un túnel de viento y comprobar su comportamiento. La norma ISO 17713-1:2007 [18] recomienda probar los anemómetros de copas a distintas velocidades (mínimo cinco) que pertenezcan al rango de uso y estén igualmente espaciadas entre sí. Con los valores de velocidad registrados por el sistema que trabaja junto al anemómetro y por los equipos del túnel de viento se determina el porcentaje de error, en la literatura se indica que los anemómetros de copas manejan porcentajes de error del 3% [1]. En caso de que el sistema no se encuentre calibrado se procede a realizar una regresión lineal por mínimos cuadrados para actualizar la función de salida del anemómetro, después de ajustar la relación de salida se procede a repetir el procedimiento hasta alcanzar valores aceptables en el porcentaje de error.

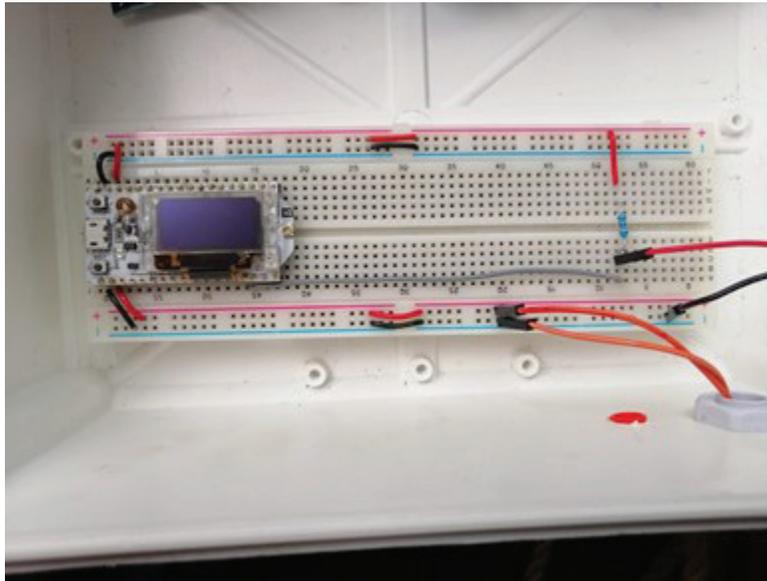
Para el experimento se escogió realizar mediciones a siete velocidades de rotación del motor, las cuales van de 1000 RPM a 1600 RPM, la medición para cada velocidad toma 5 minutos, durante los cuales el sistema propuesto tomaba 1 muestra por segundo y el sistema de adquisición del túnel tenía una frecuencia de muestreo de 100 Hz. Las mediciones de cada velocidad se repitieron 3 veces para asegurar repetibilidad, además el orden de pruebas se aleatorizó según las recomendaciones de la literatura [19]. El montaje del anemómetro de copas dentro del túnel de viento de la UCR se puede ver en la figura 5.



**Figura 5.** Montaje del anemómetro de copas y referencia de anemómetro de hilo caliente, en el túnel de viento de la UCR.

## Resultados

El sistema implementado se muestra en la figura 6. Como se puede apreciar, se están usando pocos pines del microcontrolador, lo que deja abierta la posibilidad de incluir en un futuro el monitoreo de anemómetros adicionales o el monitoreo de otras variables que puedan resultar de interés.

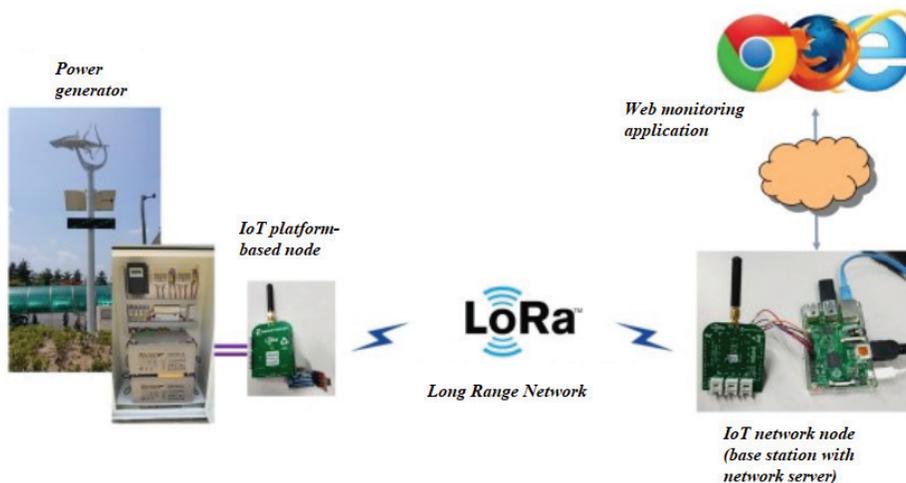


**Figura 6.** Sistema diseñado para medición remota de la velocidad del viento.

Como se mencionó en la sección de desarrollo del sistema, se requiere mantener una alimentación de 5 V en uno de los pines para alimentar al microcontrolador, el diseño propuesto busca cumplir este requerimiento incluyendo un adaptador que permite tomar la energía de la red eléctrica. Lo anterior puede resultar una solución insuficiente para realizar mediciones en

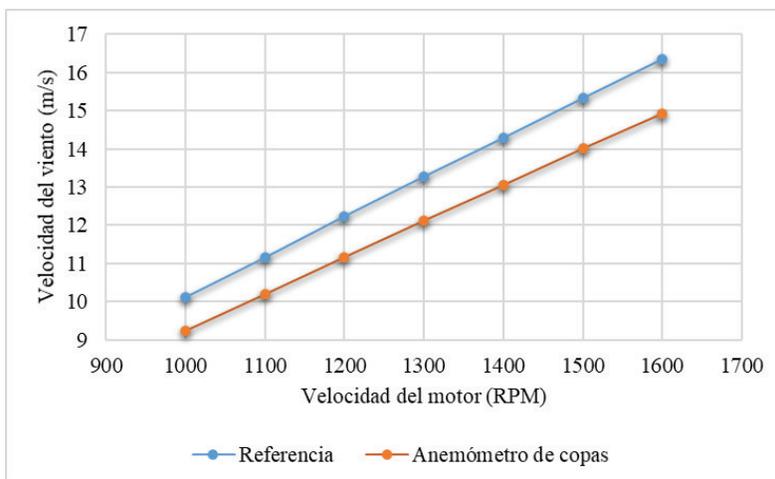
sitios en los que no se disponga de cómo conectar el sistema a la red eléctrica, la alternativa es alimentar al microcontrolador mediante una batería, pero no es lo recomendable cuando se usa la conexión WiFi, debido al consumo de corriente que implica dicha conexión. La disponibilidad de la propia tecnología WiFi en el sitio de medición también puede resultar un inconveniente, pero resulta necesaria si se desea publicar los datos de manera directa en el servidor.

En la literatura [7] estos desafíos se afrontan mediante la inclusión de algunos equipos adicionales, con los cuales se realiza la siguiente configuración: se utiliza un microcontrolador para realizar las tareas de medición, en este caso determinar la velocidad del viento, dicho microcontrolador se encuentra energizado por una batería y transmite los datos mediante otra tecnología de comunicación con menor consumo de energía, usualmente LoRa, usar esta tecnología tiene la ventaja que permite largas distancias entre los dispositivos: 10 km o incluso más [12]. Un segundo microcontrolador que recibe los datos transmitidos por LoRa, se suele ubicar en un sitio donde se pueda asegurar el acceso a la red eléctrica y a la conexión WiFi, lo cual es más factible de conseguir dado el alcance que ofrece la comunicación LoRa. Este microcontrolador se encarga de la tarea de publicar los datos en el servidor. El primer microcontrolador se denomina nodo de control, mientras que el segundo microcontrolador se denomina nodo de transmisión, ver figura 7, tomada de [20]. El uso de esta configuración requiere de código adicional para enviar y recibir los datos por LoRa.

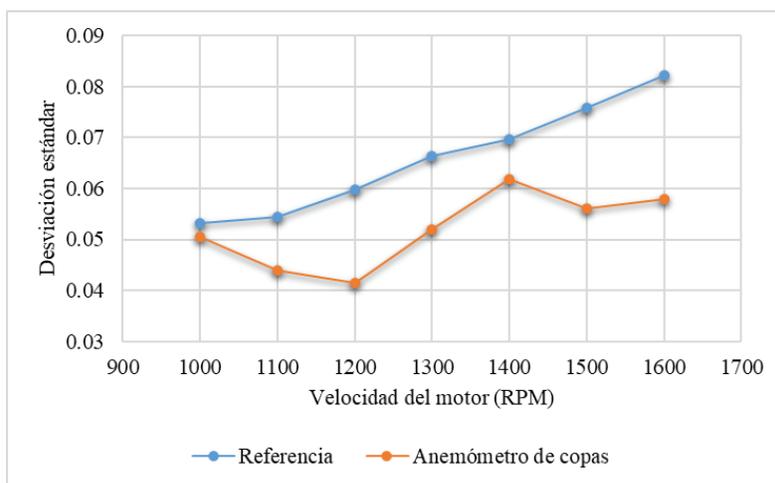


**Figura 7.** Diagrama de un sistema de monitoreo para una aplicación de IoT en energía renovable.

La validación realizada en el túnel de viento para obtener la función de salida del anemómetro y comprobar el funcionamiento del programa arrojó los resultados mostrados en las Figuras de la 8 a la 11. Mediante la ejecución del experimento detallado en la metodología, se obtuvo durante la prueba 1 los resultados de la figuras 8 y 9.



**Figura 8.** Velocidad promedio registrada por el software del túnel de viento y el anemómetro de copas en función de la velocidad del motor durante la prueba 1.



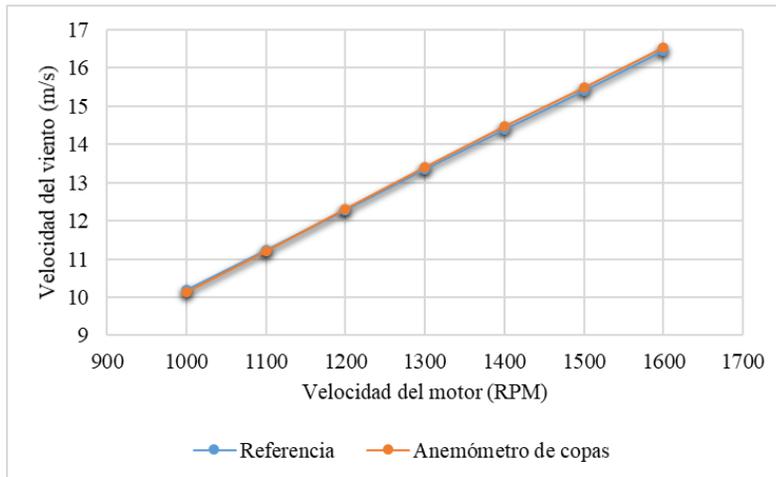
**Figura 9.** Desviación estándar de los datos registrados por el software del túnel de viento y el anemómetro de copas en función de la velocidad del motor durante la prueba 1.

En la figura 8 se puede apreciar el comportamiento lineal de ambas funciones y la misma tendencia, además se observa que los datos medidos por el anemómetro entregan un valor menor.

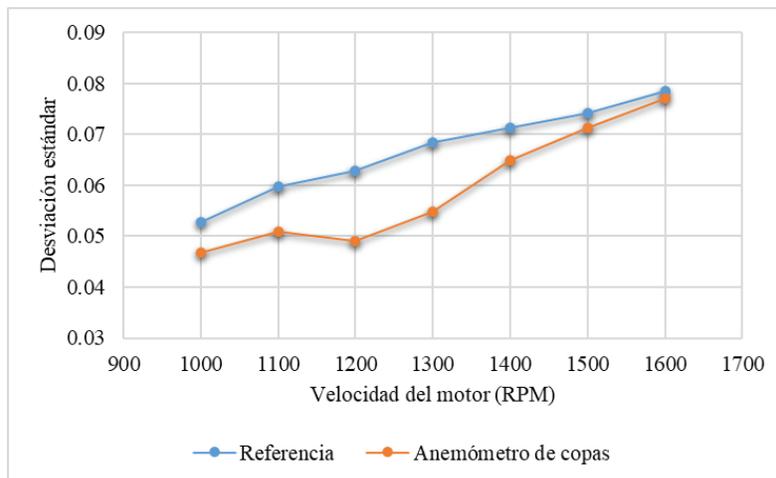
Mediante la figura 9 se observa que la variación de la velocidad promedio en el túnel de viento (velocidad de referencia) aumenta con las revoluciones por minuto, lo cual coincide con el comportamiento esperado según el manual de uso. En una prueba anterior, para la cual no se consideró el posible rebote del interruptor, se observó una variación de los datos del anemómetro considerablemente mayor, pero para este experimento si se consideró dentro del código este comportamiento, por lo que se obtuvieron datos con una variación menor y con una magnitud similar a los de la referencia.

Debido a la diferencia entre las mediciones se procedió a determinar la función de salida del anemómetro utilizando una regresión de mínimos cuadrados. Además, se realizó el cálculo del coeficiente de determinación ( $R^2$ ), en el cual se obtuvo un valor de aproximadamente 1.

Se observa que la salida del anemómetro tiene una relación lineal respecto a la velocidad del viento, lo cual coincide con la teoría. Además, la intersección o constante de desplazamiento del cero no afecta considerablemente el resultado final en este caso. Con la función de salida obtenida se actualizó el programa y se realizó una segunda prueba, con la cual se obtiene los resultados de la figuras 10 y 11.



**Figura 10.** Velocidad promedio registrada por el software del túnel de viento y el anemómetro de copas en función de la velocidad del motor durante la prueba 2.



**Figura 11.** Desviación estándar de los datos registrados por el software del túnel de viento y el anemómetro de copas en función de la velocidad del motor durante la prueba 2.

Como se puede ver en la figura 10 y los porcentajes de error del cuadro 1, se obtuvieron valores cercanos entre los datos del anemómetro de copas y el Pitot de referencia del túnel de viento, con porcentajes de error menores al 1%. Debido a los porcentajes de error obtenidos para la prueba 2 se considera que la nueva función de salida del anemómetro es válida con un error mucho menor al 3% indicado en la literatura [1].

**Cuadro 1.** Porcentajes de error durante las pruebas realizadas.

Velocidad del motor (RPM)	Porcentaje de error	
	Prueba 1 (%)	Prueba 2 (%)
1000	8,73	0,42
1100	8,63	0,09
1200	8,64	-0,27
1300	8,64	-0,41
1400	8,60	-0,53
1500	8,67	-0,61
1600	8,69	-0,45

Las pruebas 1 y 2 fueron realizados en días diferentes, esto debido al tiempo que necesario para la toma de los datos. Las condiciones ambientales en las que se realizaron los experimentos se muestran en el cuadro 2.

**Cuadro 2.** Condiciones ambientales durante la realización de los experimentos.

Condiciones ambientales	Prueba 1		Prueba 2	
	Promedio	Desviación estándar	Promedio	Desviación estándar
Presión (kPa)	87,87	0,014	87,75	0,055
Temperatura (°C)	25,3	0,39	24,5	0,49
Humedad (%)	69,4	1,64	63,5	1,96

A pesar de presentarse una variación en la temperatura, principal variable que afecta la densidad del aire, en las dos pruebas se realizó una comparación de las mediciones respecto una referencia, por lo que los resultados son comparables entre sí para los casos de las pruebas 1 y 2.

## Conclusiones

En esta investigación se desarrolló un sistema que permite la medición de manera remota de la velocidad del viento, además de incluirse la capacidad de registrar las mediciones, esto mediante un microcontrolador y el circuito que permite enlazarlo con el anemómetro de copas. Además, se incluyó una propuesta de un sistema adaptado para medición en sitios remotos. También se desarrolló un código para el cumplimiento de estas dos tareas: una de ellas siendo la determinación de la velocidad del viento a partir de los pulsos obtenidos mediante el circuito del anemómetro y la otra tarea que correspondería a la publicación de los datos en un servidor, donde pueden ser visualizados, además de funcionar como un almacenamiento temporal.

Con base en los resultados obtenidos es posible concluir lo siguiente:

- Se comprobó que existe una relación lineal entre la rotación del anemómetro y la velocidad del viento, lo cual coincide con la teoría.
- Se demostró la validez del sistema implementado pues los resultados ofrecen un porcentaje de error menor al 0,62% en todos los ensayos realizados.
- Es posible adaptar un anemómetro comercial par sensor de manera remota la velocidad del viento y utilizar IoT para el registro de los datos recolectados.

El sistema implementado en esta investigación sirve como base para desarrollos más complejos de medición de parámetros adicionales como lo son las variables atmosféricas, lo que eventualmente puede facilitar el mapeo del recurso eólico en sitios remotos, así como monitorear en tiempo real el recurso en zonas con acceso a internet.

## Referencias

- [1] K. R. Rao, *Wind Energy for Power Generation: Meeting the Challenge of Practical Implementation*, Springer Link, 2019.
- [2] H. Wagner y J. Mathur, *Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation*, Springer Link, 2018.
- [3] International Electrotechnical Commission, *IEC 61400-12-1:2017: Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines*, 2017.
- [4] R. Menke, N. Vasiljević, J. Wagner, S. P. Oncley y J. Mann, «Multi-lidar wind resource mapping in complex terrain,» *Wind Energy Science*, pp. 1059-1073, 2020.
- [5] J. Gottschall, A. Papetta, H. Kassem, P. J. Meyer, L. Schrempf, C. Wetzel y J. Becker, «Advancing Wind Resource Assessment in Complex Terrain with Scanning Lidar Measurements,» *Wind Energy Science*, p. 3280, 2021.
- [6] J. Gutiérrez, A. Orjuela y J. García, «Internet of Things Proposal for Measuring Wind Variables in a Smart Home Environment,» 2018.
- [7] K. Mikhaylov, A. Moiz, A. Pouttu, J. Martín Rapún y S. Ayuso Gascon, «LoRaWAN for Wind Turbine Monitoring: Prototype and Practical Deployment,» *IEEE Xplore*, 2018.
- [8] L. Alhmoud y H. Al Zoubi, «IoT Applications in Wind Energy Conversion Systems,» 2019.
- [9] H. Shahinzadeh, J. Moradi, G. Gharehpetian, H. Nafisi y M. Abedi, «Internet of Energy (IoE) in Smart Power Systems,» *IEEE Xplore*, 2019.
- [10] N. Hossein, J. Hunt, B. Zakeri y M. Mohammadrezaei, «Internet of Things (IoT) and the Energy Sector,» *Energies*, 2020.
- [11] K. J. Singh y D. S. Kapoor, «A survey of IoT platforms: Create Your Own Internet of Things,» *IEEE Xplore*, 2017.
- [12] J. Ding, M. Nemati, C. Ranaweera y J. Choi, «IoT Connectivity Technologies and Applications: A Survey,» *IEEE Access*, 2020.
- [13] P. Marcon, F. Zezulka, I. Vesely, Z. Szabo, Z. Roubal, O. Sajdl, E. Gescheidtova y P. Dohnal, «Communication Technology for Industry 4.0,» *IEEE Xplore*, 2017.
- [14] Inspeed, «inspeed.com,» [En línea]. Available: <http://www.old.inspeed.com/default.asp>.
- [15] Heltec Automation, «Heltec Automation,» [En línea]. Available: <https://heltec.org/>.
- [16] N. Kostreski y D. Grimm, *Atmospheric Boundary Layer Tunnel Operations: Manual*, 2017.
- [17] N. Martinez y J. Rojas, «Github,» 2021. [En línea]. Available: <https://github.com/DeltaLabo/anemos/tree/master/Velocidad>.
- [18] International Organization for Standardization, *ISO 17713-1:2007: Meteorology - Wind Measurements*, 2007.
- [19] D. Montgomery y G. Runger, *Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería*, 2003.
- [20] C. S. Choi, J. D. Jeong, I. W. Lee y W. K. Park, «LoRa based Renewable Energy Monitoring System with Open IoT Platform,» 2018.

# Evolución vertical de la intensidad de turbulencia del viento en terreno complejo con obstáculos

## Vertical evolution of wind's turbulence intensity in complex terrain with obstacles

Gustavo Richmond-Navarro<sup>1</sup>, Raziel Farid Sanabria-Sandí<sup>2</sup>, Luis Enrique Castro-Rodríguez<sup>3</sup>, Juan J. Rojas<sup>4</sup>, Williams R. Calderón-Muñoz<sup>5</sup>

Richmond-Navarro, G; Sanabria-Sandí, R.F; Castro-Rodríguez, L.E; Rojas, J.J; Calderón-Muñoz, W.R. Evolución vertical de la intensidad de turbulencia del viento en terreno complejo con obstáculos<sup>6</sup>. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 46-57.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6332>

- 1 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: grichmond@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>
- 2 Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Mecánica. Costa Rica. Correo electrónico: razielfarid@ucr.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-4463-6524>
- 3 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: luisenriquecr27@hotmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-9303-5274>
- 4 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: juan.rojas@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-3261-5005>
- 5 Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas y Centro de Energía. Chile. Correo electrónico: wicalder@uchile.cl  
<https://orcid.org/0000-0003-3786-7495>
- 6 Los autores aquí firmantes están de acuerdo con la versión final de este documento y hacen constar que la conceptualización, preparación y corrección del artículo se realizó según la siguiente distribución: GRN 65%; RFSS 15%; LECR 10%; JJR 5%; WRCM 5%.

## Palabras clave

Intensidad de turbulencia; terreno complejo; velocidad del viento; histograma; anemómetro.

## Resumen

El mercado ofrece turbinas eólicas de pequeña escala como una solución parcial para reducir la factura eléctrica en viviendas. Sin embargo, en algunos casos el rendimiento ofrecido supera el obtenido, esto se debe a las bajas velocidades del viento en las zonas residenciales y al efecto de la turbulencia sobre los aerogeneradores. El objetivo de este trabajo es determinar la influencia local de los obstáculos en la turbulencia y describir el desarrollo de la turbulencia en función de la altura, comparando dos torres meteorológicas: una colocada entre árboles y otra colocada en una zona sin obstáculos cercanos. Se pretende determinar si dentro de un paisaje específico pueden encontrarse lugares con menor turbulencia debido a una reducción de los obstáculos de manera local. Las mediciones obtenidas entre octubre de 2018 y septiembre de 2019 se procesan y mediante histogramas se compara la intensidad de turbulencia en función de la altura. Se encuentra que la turbulencia es menor conforme aumenta la altura en la torre que está inmersa entre árboles; con valores de 30% a 14 metros de altura y de 50% a 6 m de altura. En el caso de la torre que está sin obstáculos, en su entorno cercano, la turbulencia es menos dependiente de la altura, con valores de 30% a 12 metros de altura y de 40% a 4 m de altura. Se reporta un valor de intensidad de turbulencia cercano al 30% como el más frecuente entre los datos obtenidos por los diez anemómetros del estudio.

## Keywords

Turbulence intensity; complex terrain; wind speed; histogram; anemometer.

## Abstract

The market provides many small-scale wind turbine which are offered as a partial solution to reduce residential electricity bills. However, the reality is that in some cases the performance offered surpass the performance obtained, this is due to low wind speeds in residential areas and the effect of turbulence on the wind turbines. The objective of this work is to determine the local influence of obstacles on the turbulence and to describe the development of turbulence as a function of height, by comparing two meteorological towers: one placed between trees and the other placed in an area without nearby obstacles. In this way, it is intended to determine if within a specific landscape there can be found places with less turbulence due to a local reduction of the obstacles. The measurements obtained between October 2018 and September 2019 from the meteorological towers are then processed to obtain histograms to compare the evolution of turbulence intensity as a function of height. It is found that the turbulence depends on the height in the tower that is immersed between trees; it is smaller as the height increases. In addition, in the case of the tower without obstacles in its close environment, the turbulence is independent of the height. A turbulence intensity value close to 30% is reported as the most frequent among the data obtained by the ten anemometers used in the study.

## Introducción

La energía renovable es una necesidad para todos, disminuir la dependencia de combustibles fósiles es una idea que toma más fuerza cada día. Por otra parte, reducir el gasto en energía eléctrica es una idea muy atractiva para los consumidores. Por esta razón, existen en el mercado muchos productos de turbinas eólicas de pequeña escala, que se ofertan como una

solución parcial para reducir la factura eléctrica en viviendas. Sin embargo, la realidad es que en algunos casos el rendimiento ofrecido no corresponde con el rendimiento obtenido, esto se da principalmente porque las velocidades del viento en zonas residenciales suelen ser mucho menores a la velocidad nominal de las turbinas en venta [1]. Esto contrasta con la afirmación que las turbinas de pequeña escala pueden ser de beneficio en países en desarrollo [2].

Otra causa del desfase entre el rendimiento ofrecido y el obtenido, es el efecto de la turbulencia [3]. En [4] se reporta una pérdida del 20 % de la potencia de las turbinas eólicas debido a las condiciones de flujo turbulento. Lo anterior, contrasta con lo reportado por [5] donde la potencia entregada aumenta considerablemente conforme aumenta la turbulencia. También, es opuesto a lo indicado en [6] donde se menciona que al aumentar la intensidad de turbulencia se beneficia la recuperación de la estela debido a un aumento en la energía cinética turbulenta, lo que impacta de forma positiva el desempeño de las turbinas eólicas de ese estudio en particular. Además, en [7] se concluye que, al aumentar la intensidad de turbulencia, la potencia de salida de la turbina se sobreestima en velocidades del viento moderadas y se subestima con velocidades del viento más fuertes. Por su parte, en [8] se menciona que el coeficiente de potencia depende en gran medida de la intensidad de la turbulencia del flujo de entrada, porque la turbulencia influye en la separación del flujo en el lado de succión del aspa de la turbina.

Considerando que las turbinas eólicas ofrecidas actualmente en el mercado para soluciones residenciales no están diseñadas de forma específica para aprovechar la turbulencia, se entiende su bajo desempeño en flujo turbulento [9], [10]. Por tanto, las alternativas para la mejora del aprovechamiento del recurso eólico de pequeña escala son buscar puntos que además de una alta velocidad del viento, ofrezcan baja turbulencia, considerar desde el diseño de las turbinas eólicas el desempeño en flujo turbulento [11], o bien el uso de sistemas híbridos [12]. De acuerdo con [13] el modelo de turbulencia del régimen eólico local es un factor clave para determinar el rendimiento energético y la durabilidad de las turbinas que operan bajo la influencia de los entornos urbanos.

En las investigaciones en sitios montañosos, se ha estimado el recurso eólico a la altura del eje de la turbina, a 50 metros y 80 metros del suelo, empleando la intensidad de turbulencia superficial como predictor, se reportan resultados confiables al emplear como base métodos para terrenos planos o fuera de la costa [14]. Por otro lado, cuando se estudia el recurso eólico en cañones de una profundidad considerable se obtiene como resultado que la intensidad de turbulencia se ve afectada directamente por la altura a la cual es colocado el anemómetro, por ende, el valor de la turbulencia aumenta conforme aumenta el valor de la altura a la cual se hace la medición [15].

La turbulencia también se asocia al tipo de paisaje. Existen categorías ampliamente difundidas de la rugosidad de los terrenos en función de su descripción, por ejemplo, en [16] se mencionan matorrales, pastizales, tierras de cultivo y bosques. Entre tanto, en [17] se ofrece un detalle mayor en cuanto a terrenos abiertos, zonas de cultivos y ciudades con edificaciones altas. No obstante, este tipo de descripciones no permiten describir de manera específica la turbulencia, sino que dan un panorama general, en función de los obstáculos promedio de cada paisaje. Es sabido también que los árboles reducen el transporte turbulento proveniente de las capas atmosféricas superiores [18] y que la longitud de rugosidad cambia durante el año en un mismo paisaje, en función del crecimiento de la vegetación [19]. Por lo anterior se afirma que la longitud de rugosidad es un parámetro altamente variable en los distintos tipos de paisaje y su estimación adecuada se dificulta [20].

El objetivo de este trabajo es determinar la influencia local de los obstáculos en la turbulencia y describir el desarrollo de la turbulencia en función de la altura, comparando dos torres meteorológicas instrumentadas con anemómetros a diferentes alturas y con 500 m de separación entre ellas: una colocada entre árboles y otra colocada en una zona sin obstáculos cercanos. De esta manera se pretende determinar si dentro de un paisaje específico pueden encontrarse lugares con menor turbulencia debido a una reducción de los obstáculos de manera local, con el fin de establecer sitios más adecuados para aerogeneradores comerciales de pequeña escala, que se ven afectados por la turbulencia.

## Materiales y métodos

Para esta investigación se seleccionaron dos torres que estuvieran disponibles para ser instrumentadas, una en una zona inmersa entre obstáculos, por ejemplo árboles; y la otra en una región sin obstáculos en su entorno cercano. Las condiciones de las torres son comparables pues, al estar a menos de 500 m de distancia entre sí, enfrentan condiciones meteorológicas muy similares y sus alrededores poseen el mismo tipo de vegetación.

En la figura 1 se muestra la torre instrumentada entre obstáculos, en las coordenadas  $9^{\circ}51'46,564''$  Norte y  $83^{\circ}54'59,861''$  Oeste, con cinco anemómetros del fabricante Davis, colocados a alturas de 6, 8, 10, 12 y 14 metros sobre el nivel del suelo. Estos anemómetros se codifican como CIF6, CIF8, CIF10, CIF12 y CIF14.



**Figura 1.** Torre meteorológica en el Centro de Investigación Forestal (CIF).

La torre instrumentada sin obstáculos en su entorno cercano se presenta en la figura 2. Ubicada en las coordenadas  $9^{\circ}51'07,0''$  Norte y  $83^{\circ}54'23,0''$  Oeste. Posee anemómetros del mismo fabricante colocados a 4, 6, 8, 10 y 12 metros sobre el nivel del suelo, estos se codifican como Planta4, Planta6, Planta8, Planta 10 y Planta12. Por el tamaño de la segunda torre no fue posible colocar de manera segura y estable un anemómetro a 14 m sobre el suelo, por lo que las alturas difieren entre una torre y la otra. En ambas torres se tomaron datos de rapidez del viento cada 10 segundos entre los meses de noviembre de 2018 y octubre de 2019. Estos

fueron registrados por un *datalogger* del mismo fabricante, modelo Envoy8X. Se definió un año completo para capturar el efecto de todas las estaciones. Los diez anemómetros utilizados son modelo Davis 6410 [21], pueden medir la magnitud de la velocidad del viento en el rango de 0 m/s a 80 m/s. La exactitud con que se mide es de  $\pm 1$  m/s para velocidades hasta 20 m/s y un  $\pm 5$  % de la indicación del instrumento para las mediciones mayores a 20 m/s. La resolución de medida es de 0,1 m/s y un valor umbral de 0,4 m/s.



**Figura 2.** Torre meteorológica en la planta de tratamiento (Planta).

Los meses de abril y mayo de 2019, en ambas estaciones, presentan datos faltantes. No se tiene registrada rapidez del viento en CIF6 y Planta12. Los datos originales están en un documento de base de datos (db). Se extraen mediante el programa Weather Data Transfer Utility del mismo fabricante Davis, para obtener los archivos de valores separados por comas (csv).

La intensidad de turbulencia se calcula, de acuerdo con la norma IEC 61400-12-1, como la desviación estándar muestral de las mediciones de las velocidades del viento cada 10 minutos, dividida entre el promedio de los datos en ese mismo periodo, según se muestra en la ecuación 1.

$$IT = \frac{S}{\bar{x}} = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}}}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i} \quad (1)$$

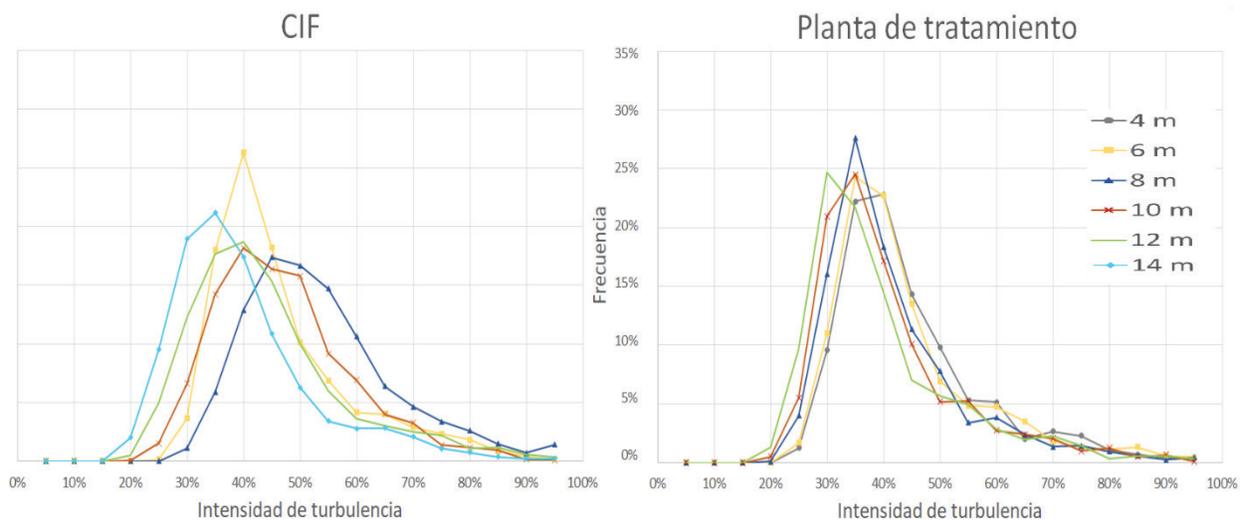
Donde  $S$  es la desviación estándar,  $\bar{x}$  es el promedio de los datos,  $x_i$  es el  $i$ ésimo dato,  $n$  es la cantidad total de datos y  $x$  es el dato en la  $i$ ésima posición.

Las mediciones obtenidas de las torres meteorológicas se procesan con Microsoft Excel para obtener la intensidad de turbulencia a cada altura en cada mes particular de medición y mediante histogramas se compara la evolución de la intensidad de turbulencia en función de la altura.

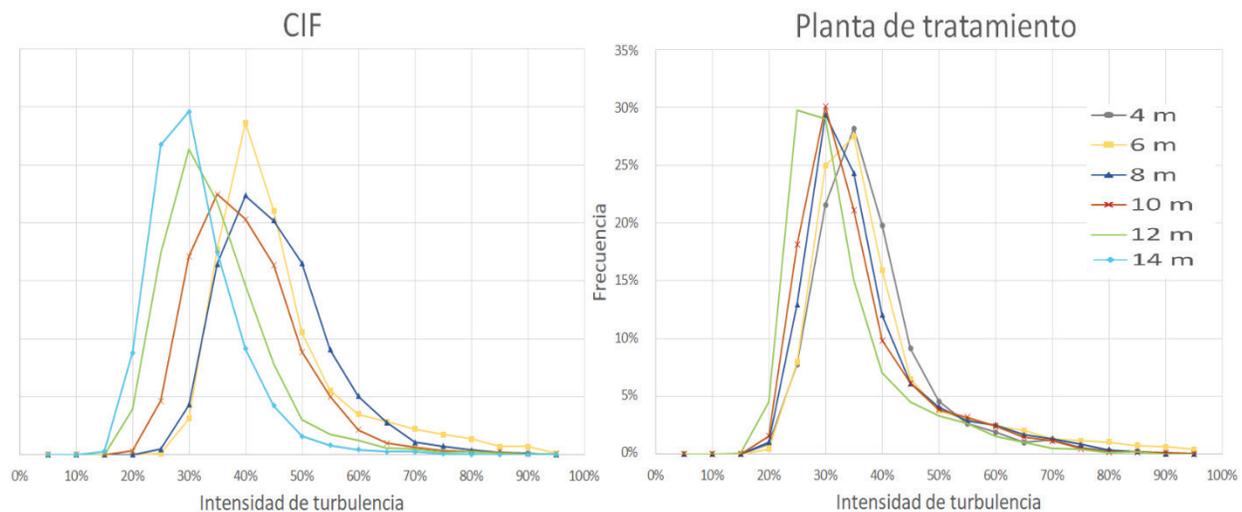
Finalmente, considerando que el tamaño de las muestras a cada altura es distinto, se realiza un análisis estadístico mediante la prueba LSD (Least significant difference) de Fisher. Esto con el fin de determinar diferencias entre las mediciones de los anemómetros a las diferentes alturas. En este caso se consideran todas las mediciones disponibles para cada altura, durante todo el año.

## Resultados y discusión

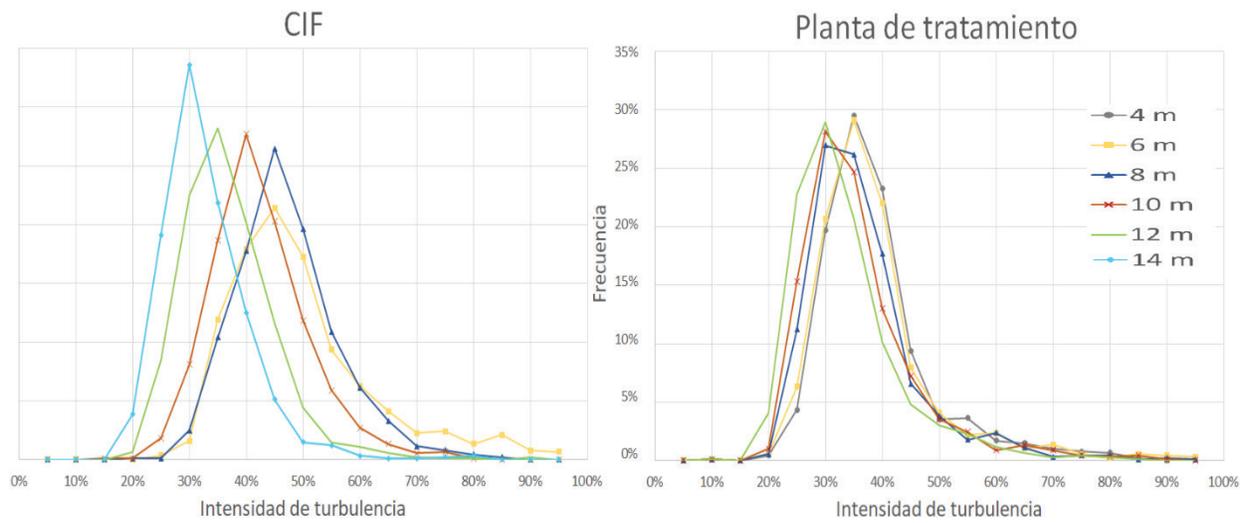
Al procesar las mediciones separadas de forma mensual, se obtuvieron doce histogramas mensuales para cada torre de medición. En esta sección se presentan de mes de por medio, para evitar información redundante y a la vez mostrar la tendencia a lo largo del año en estudio. Todos los resultados se muestran agrupando la intensidad de turbulencia en rangos de 5%, de modo que los histogramas se componen de puntos ubicados en valores de 5%, 10%, 15% y así sucesivamente hasta llegar a 95%, lo que se debe interpretar de la siguiente forma. El punto a 35%, por ejemplo, indica la frecuencia con la que ocurren los valores de intensidad de turbulencia mayores a 30% y menores o iguales a 35%. Se han seleccionado puntos y no barras como es usual en los histogramas, debido a que se presentan varias tendencias en un mismo gráfico, de modo que de usarse barras quedarían estas superpuestas y se dificultaría la interpretación.



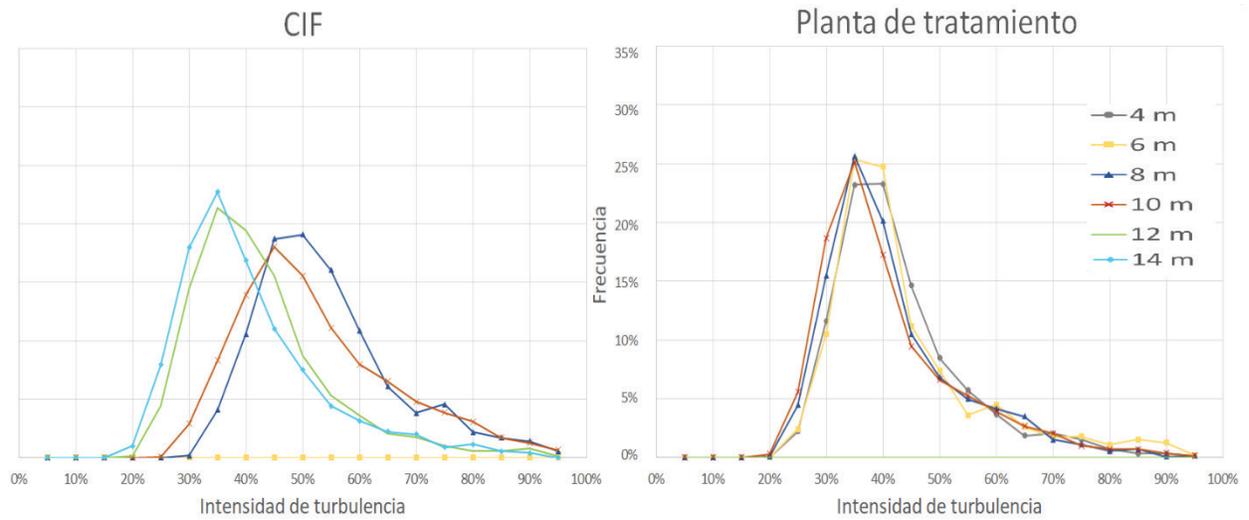
**Figura 3a.** Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de noviembre de 2018, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.



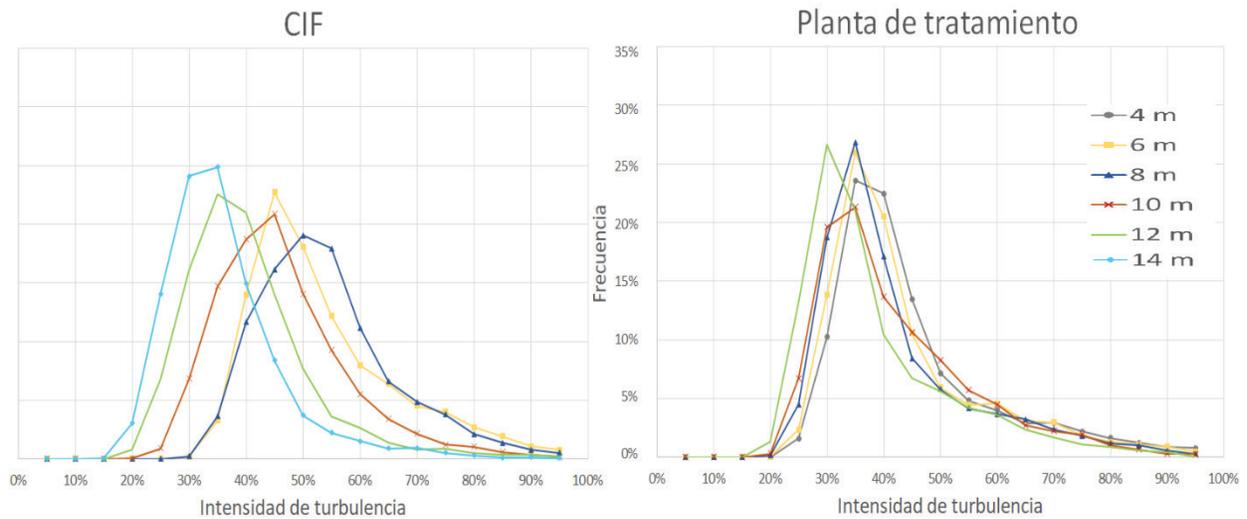
**Figura 3b.** Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de enero de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.



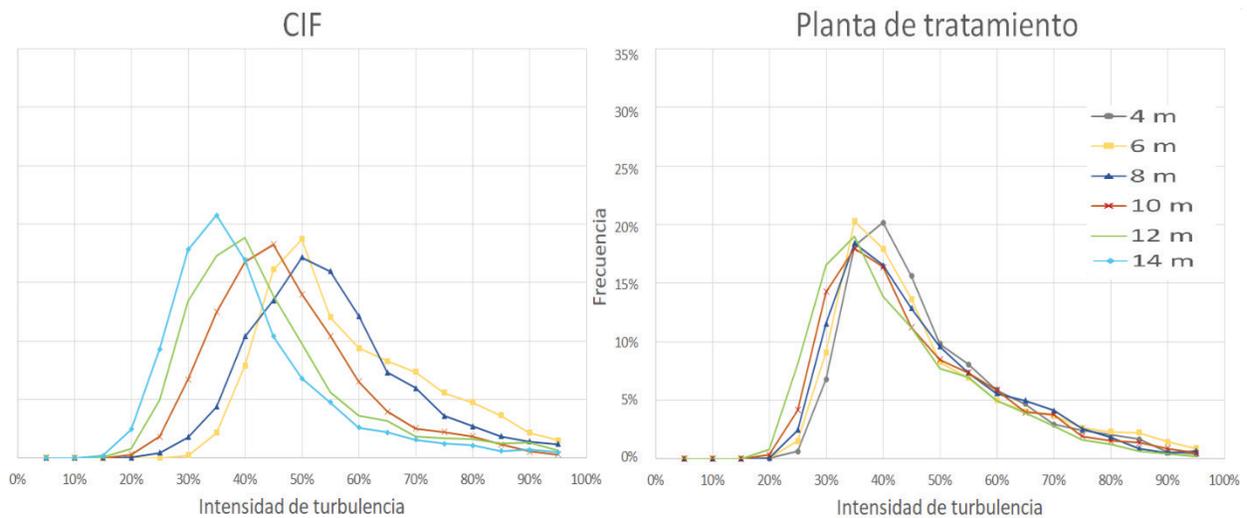
**Figura 3c.** Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de marzo de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.



**Figura 3d.** Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de mayo de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.



**Figura 3e.** Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de julio de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.



**Figura 3f.** Histogramas de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición en el mes de septiembre de 2019, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

En la figura 3a se comparan los resultados para el mes de noviembre de 2018. Se obtuvo una respuesta homogénea en las mediciones de la torre de Planta, donde el máximo de la intensidad de turbulencia ocurre cerca del 35 % y no hay una tendencia diferenciada en función de la altura. En cambio, para la torre en CIF en ese mismo mes los valores máximos están más dispersos y las curvas tienen menor altura, pero son más alargadas. Se evidencia una clara tendencia en función de la altura en el caso de la torre en CIF, el máximo de la intensidad de turbulencia es mayor a menor altura, excepto para el caso CIF6, que tiene una respuesta salida de la tendencia.

La figura 3b muestra los resultados para el mes de enero de 2019. Al igual que en la figura 3a, se destaca que la respuesta está en función de la altura en el caso de la torre en CIF, pero no en la torre en Planta. Nuevamente se observa que los máximos en la torre Planta están más a la izquierda y son en general de mayor altura que CIF.

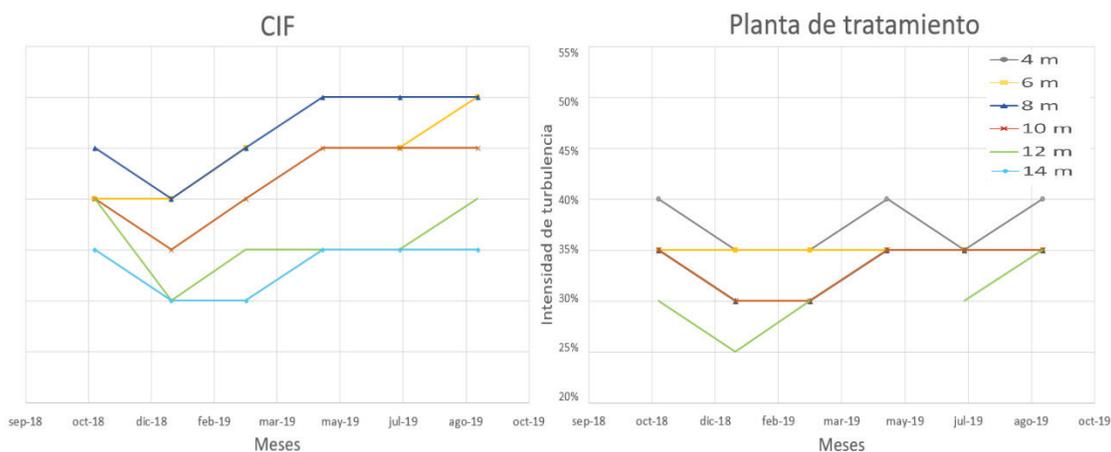
En el caso de la figura 3c se comparan los resultados para el mes de marzo de 2019. Como en los casos anteriores se evidencia una clara dependencia de la altura en la torre CIF y una gran similitud de los resultados en la torre Planta. No obstante, en este mes los máximos tienen una altura muy similar en ambas torres, aunque en la torre CIF ocurren a una IT mayor conforme menor es la altura.

Los resultados para el mes de mayo de 2019 se muestran en la figura 3d. Se repite la tendencia de tener resultados casi independientes de la altura en la torre Planta y resultados dependientes de la altura en la torre CIF, no obstante, en este caso los resultados para CIF12 y CIF14 están traslapados, lo mismo ocurre para CIF8 y CIF10. Esta tendencia no se había observado en los meses anteriores.

La comparación de los resultados para el mes de julio de 2019 está en la figura 3e. Se repite la tendencia de los meses anteriores, independencia de la altura para la torre Planta y una tendencia marcada en función de la altura en la torre CIF. Los resultados en CIF6 están fuera de la tendencia, al igual que en los meses anteriores.

En la figura 3f se comparan los resultados para el mes de septiembre de 2019. Se mantienen resultados homogéneos en la torre Planta y por otra parte una respuesta dependiente de la altura en la torre CIF. Una vez más la medición en CIF6 está fuera de la tendencia del resto, donde a menor altura el máximo de la intensidad de turbulencia es mayor.

En la figura 4 se presentan, de manera consolidada, los máximos mensuales de IT para ambas torres. Al ser los datos tomados de los histogramas, donde se agrupó la IT en rangos de 5%, todos los datos son múltiplos de 5. Se debe recordar que los rangos se interpretan, por ejemplo, para una IT = 35%, como valores de la intensidad de turbulencia mayores a 30% y menores o iguales a 35%.



**Figura 4.** Máximos mensuales de la intensidad de turbulencia en ambas torres de medición, CIF a la izquierda y Planta a la derecha.

Los resultados consolidados de la figura 4 demuestran que la intensidad de turbulencia es dependiente de la altura en ambos casos, pues los máximos para todos los meses son mayores a menor altura. Sin embargo, esta dependencia es mucho más marcada en el caso de la torre CIF, donde el rango va de 30% a 50% de IT. En la torre Planta la dependencia es mucho más débil y la mayoría de los máximos se ubica entre 30% y 35% de IT para las 5 alturas.

Finalmente, mediante la prueba de diferencias mínimas (LSD) de Fisher para un nivel de significancia del 0,05 se obtuvieron los cuadros 1 y 2, para CIF y Planta de tratamiento respectivamente. Los resultados de la comparación de las medias ofrecen evidencia que

permite validar que existen diferencias entre todas las alturas, excepto al comparar CIF6 con CIF8 lo cual está asociado al mayor efecto de la turbulencia en las zonas bajas, acoplado con la presencia de árboles en la vecindad de la torre. Estas condiciones hacen que la diferencia de las mediciones a 6 m y 8 m de altura sean poco significativas en esa torre.

**Cuadro 1.** Prueba LSD en CIF.

Comparación	Diferencia entre medias (%)	LSD (%)	Resultado
CIF6 - CIF8	-0,24	0,25	No hay diferencia
CIF6 - CIF10	5,48	0,24	Si hay diferencia
CIF6 - CIF12	10,20	0,24	Si hay diferencia
CIF6 - CIF14	14,31	0,24	Si hay diferencia
CIF8 - CIF10	5,72	0,23	Si hay diferencia
CIF8 - CIF12	10,44	0,23	Si hay diferencia
CIF8 - CIF14	14,55	0,22	Si hay diferencia
CIF10 - CIF12	4,72	0,22	Si hay diferencia
CIF10 - CIF14	8,83	0,22	Si hay diferencia
CIF12 - CIF14	4,11	0,22	Si hay diferencia

**Cuadro 2.** Prueba LSD en Planta.

Comparación	Diferencia entre medias (%)	LSD (%)	Resultado
Planta12 - Planta10	0,28	0,24	Si hay diferencia
Planta12 - Planta8	2,23	0,24	Si hay diferencia
Planta12 - Planta6	3,01	0,23	Si hay diferencia
Planta12 - Planta4	5,64	0,23	Si hay diferencia
Planta10 - Planta8	1,95	0,24	Si hay diferencia
Planta10 - Planta6	2,73	0,23	Si hay diferencia
Planta10 - Planta4	5,36	0,23	Si hay diferencia
Planta8 - Planta6	0,78	0,23	Si hay diferencia
Planta8 - Planta4	3,41	0,23	Si hay diferencia
Planta6 - Planta4	2,63	0,23	Si hay diferencia

## Conclusiones

Luego de analizar los datos registrados durante todo un año, en dos torres meteorológicas instrumentadas con anemómetros a cinco diferentes alturas, ambas en un terreno complejo, pero con diferencias respecto de la cercanía de los obstáculos, es posible determinar las siguientes conclusiones para una zona irregular y boscosa:

1. La intensidad de turbulencia es dependiente de la altura para el caso de las mediciones tomadas en una torre inmersa entre árboles, sin separación alguna de los obstáculos.

2. En el caso de las mediciones tomadas en una torre localmente sin árboles a su alrededor, la intensidad de turbulencia tiene una dependencia menor de la altura y su rango de variación de valores máximos es menor.
3. En ambas torres la intensidad de turbulencia alcanza niveles elevados, indistintamente de la cercanía de los obstáculos, entre 20% y 90% en la mayoría de los casos.
4. Se reporta un valor de intensidad de turbulencia de alrededor del 30%, como el más frecuente entre los datos tomados en los diez anemómetros, de las dos torres empleadas en esta investigación.
5. A pequeña escala, estar directamente sobre árboles aumenta aún más el efecto de la turbulencia.

Considerando los resultados de este estudio, se puede afirmar que para cualquier región boscosa donde se pretenda instalar turbinas eólicas de pequeña escala, es conveniente buscar una zona localmente sin obstáculos, para evitar el efecto local de la turbulencia, pero aun así se debe considerar que el equipo operará a niveles promedio de 30% de intensidad de turbulencia.

## Referencias

- [1] Z. Simic, J. G. Havelka and M. Bozicevic, "Small wind turbines – A unique segment of the wind power market," *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 1027-1036, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.038>
- [2] A. Tummala et al., "A review on small scale wind turbines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1351-1371, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.027>
- [3] B. Kosasih and H. S. Hudin, "Influence of inflow turbulence intensity on the performance of bare and diffuser-augmented micro wind turbine model," *Renewable Energy*, vol. 87, pp. 154-167, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.10.013>
- [4] T. Rogers and S. Omer, "Yaw analysis of a micro-scale horizontal-axis wind turbine operating in turbulent wind conditions," *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 8, n° 1, p. 58-63, 2012. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts009>
- [5] T. Kamada et al., "Effect of turbulence on power performance of a Horizontal Axis Wind Turbine in yawed and no-yawed flow conditions," *Energy*, vol. 109, pp. 703-711, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.078>
- [6] M. Tahani et al., "Investigating the effect of geometrical parameters of an optimized wind turbine blade in turbulent flow," *Energy Conversion and Management*, vol. 153, pp. 71-82, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.073>
- [7] L. J. Lemes Stival, A. Kolodynskie Guetter and F. Oliveira de Andrade, "The impact of wind shear and turbulence intensity on wind turbine power performance," *España Energía*, vol. 27, 2017.
- [8] M. Talavera and F. Shu, "Experimental study of turbulence intensity influence on wind turbine performance and wake recovery in a low-speed wind tunnel," *Renewable Energy*, vol. 109, pp. 363-371, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.034>
- [9] K. Torres-Castro, C. Torres-Quirós and G. Richmond-Navarro, "Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso," *Tecnología En Marcha*, vol. 34, no. 3, p. 61-69, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5063>
- [10] G. Richmond-Navarro, M. Montenegro-Montero and C. Otárola, "Revisión de los perfiles aerodinámicos apropiados para turbinas eólicas de eje horizontal y de pequeña escala en zonas boscosas," *Revista Lasallista de Investigación*, vol. 17, no. 1, pp. 233-251, 2020. <https://doi.org/10.22507/rli.v17n1a22>
- [11] G. Richmond-Navarro, P. Casanova-Treto, and F. Hernández-Castro, "Efecto de un difusor tipo wind lens en flujo turbulento," *Uniciencia*, vol. 35, n° 2, pp. 1-15, 2021. <https://doi.org/10.15359/ru.35-2.7>
- [12] V. Salas-Mora and G. Richmond-Navarro, "Safety Design of a Hybrid Wind-Solar Energy System for Rural Remote Areas in Costa Rica," *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, vol. 10, no. 1, pp. 33-44, 2020.
- [13] K.C. Anup, J. Whale and T. Urmee, "Urban wind conditions and small wind turbines in the built environment: A review," *Renewable Energy*, vol. 131, pp. 268-283, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.050>

- [14] G. Gualtieri, "Surface turbulence intensity as a predictor of extrapolated wind resource to the turbine hub height: method's test at a mountain site," *Renewable Energy*, vol. 120, pp. 457-467, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.001>
- [15] J. Zhang et al., "Comparison of wind characteristics at different heights of deep-cut canyon based on field measurement," *Advances in Structural Engineering*, vol. 23, n° 2, pp. 219-233, 2019. <https://doi.org/10.1177/1369433219868074>
- [16] A. Rigden, D. Li and G. Salvucci, "Dependence of thermal roughness length on friction velocity across land cover types: A synthesis analysis using AmeriFlux data," *Agricultural and Forest Meteorology*, vol. 249, pp. 512-519, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2017.06.003>
- [17] M. Rashid Abbas et al., "Assessment of Aerodynamic Roughness Length Using Remotely Sensed Land Cover Features and MODIS," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/722/1/012015>
- [18] M. Giometto et al., "Effects of trees on mean wind, turbulence and momentum exchange within and above a real urban environment," *Advances in Water Resources*, vol. 106, pp. 154-168, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.06.018>
- [19] C. W. Kent et al., "Aerodynamic roughness variation with vegetation: analysis in a suburban neighbourhood and a city park," *Urban Ecosystems*, vol. 21, p. 227-243, 2017. <https://doi.org/10.1007/s11252-017-0710-1>
- [20] L. Kang et al., "Experimental Investigation of the Aerodynamic Roughness Length for Flexible Plants," *Boundary-Layer Meteorol*, vol. 172, p. 397-416, 2019. <https://doi.org/10.1007/s10546-019-00449-0>
- [21] DAVIS. (MANUAL) Anemometer for Vantage Pro2 (6410). En línea (última consulta 16/11/2021) <https://support.davisinstruments.com/article/8nyitrnulq-manual-optional-ac-charger-kit-for-vantage-connect-hd-solar-power-kit-6710>

# Integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, estudio de caso

## Integration of an energy storage system in a wind farm, case study

Jorge David Araya Rodríguez<sup>1</sup>, Juan J. Rojas<sup>2</sup>,  
Gustavo Richmond-Navarro<sup>3</sup>

---

Araya Rodríguez, J.D; Rojas, J.J; Richmond-Navarro, G.  
Integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, estudio de caso. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 58-66.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6333>

- 1 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: arayarod123@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0001-5507-5083>
- 2 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: juan.rojas@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-3261-5005>
- 3 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Electromecánica. Costa Rica. Correo electrónico: grichmond@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0001-5147-5952>

## Palabras clave

Almacenamiento de energía; parque eólico; red de distribución; Ion-Litio; Flujo Redox Vanadio.

## Resumen

La energía contenida en el viento es un recurso que debe transformarse de manera instantánea, no permite almacenamiento directo como la energía hidroeléctrica. En un parque eólico es posible aprovechar los excedentes de energía generada durante la noche, cuando hay menor demanda, mediante un sistema de almacenamiento energético con baterías. En este trabajo se establece el tipo de tecnología que cumple con las características idóneas, el dimensionamiento en potencia y energía, así como la viabilidad financiera de instalar un banco de baterías en un parque eólico, considerando la curva máxima de la red de distribución y el tiempo de descarga. Se obtiene que se requiere un sistema de 2.5 MW de potencia nominal, que opere durante 2.5 horas lo cual representa una energía total de 6.25 MWh. Se seleccionan las tecnologías de Ion-Litio y Flujo Redox Vanadio como las tecnologías que presentan mejores resultados para este sistema. Esta selección se realizó considerando los antecedentes del sistema de distribución eléctrica, la profundidad de descarga, la degradación anual, la configuración de instalación y la densidad energética. Se proponen además dos modalidades de instalación: completa y aplazada. La segunda permite adecuar cada sistema según la red y el desgaste del banco de baterías. Se obtiene que la inversión ronda los 8 millones de dólares y se concluye que a pesar de ser el banco de baterías una solución técnica al aprovechamiento de excedentes, en las condiciones analizadas no es justificable la inversión. Se recomienda valorar en un futuro realizar la inversión cuando disminuyan los costos de las tecnologías de almacenamiento.

## Keywords

Energy storage; wind farm; distribution grid; Lithium-Ion; Vanadium Redox Flow.

## Abstract

Wind energy must be transformed instantaneously; it does not allow direct storage like hydroelectric energy. In a wind farm, it is possible to take advantage of the surplus energy generated during the night, when there is less demand, through an energy storage system with batteries. This work establishes the type of technology that meets the ideal characteristics, the power and energy dimensioning, as well as the financial viability of installing a battery bank in a wind farm, considering the maximum curve of the distribution network and the discharge time. It is found that a system of 2.5 MW of nominal power is required, which operates for 2.5 hours, which represents a total energy of 6.25 MWh. Lithium-Ion and Vanadium Redox Flux technologies are selected as the technologies that present the best results for this system. This selection was made considering the history of the electrical distribution system, discharge depth, annual degradation, installation configuration and energy density. Two types of installation are proposed: complete and postponed. The second allows to adapt each system according to the network and the degradation of the battery bank. It is found that the investment is around \$ 8 million and it is concluded that despite being a feasible solution to the use of surpluses, under the conditions analyzed the investment is not justifiable. It is recommended to assess the investment in the future when the costs of storage technologies decrease.

## Introducción

La transformación de energía a partir de fuentes renovables es cada vez más común, en los últimos años la energía eólica tuvo mucho éxito y esta continua con la tendencia al crecimiento en todo el mundo. En 2018 la capacidad total instalada de aerogeneración a nivel mundial alcanzaba los 597 GW [1]. Los entes y empresas encargados de la generación eléctrica a nivel mundial apuestan cada vez más al desarrollo e investigación en esta área lo cual ha convertido el mercado más competitivo, gracias a la reducción de riesgos, la alta eficiencia de los mercados de gran volumen y la innovación tecnológica, todo esto contribuye a la reducción de costos [2]. No obstante, debido a la naturaleza intermitente de la energía eólica, la integración de esta en los sistemas de energía trae consigo una variabilidad e incertidumbre inherentes [3]. El impacto de la integración de la energía eólica en la estabilidad y fiabilidad del sistema depende del grado de penetración de esta [2].

La variación de la generación eólica también puede degradar la estabilidad del voltaje de la red debido al exceso o la escasez de energía [4]. Además, los excedentes energéticos en periodos de bajo consumo y el no aprovechamiento del 100% de la generación disponible durante ciertas horas del día es otra situación que afecta el rendimiento económico del parque eólico por lo que la búsqueda de soluciones a estos problemas es un tema de interés para las compañías generadoras. Debido a esto es que se desarrollan investigaciones y proyectos que contribuyan a mejorar la posibilidad de aprovechar la energía en los momentos del día que se desee y no solamente en los periodos en que esta se esté generando, lo cual contribuye a mejorar la disponibilidad de las energías renovables para no solo hacer un manejo óptimo de la electricidad disponible sino también garantizar que el uso de esta se puede hacer en los momentos en que económicamente hay un beneficio mayor [5].

Considerando que la energía puede ser almacenada de diferentes formas: mecánica, electroquímica, química, electromagnética, térmica, entre otras [6] y para hacer frente a la imprevisibilidad de la demanda de energía y la intermitencia de la producción de energía renovable, el almacenamiento de energía se considera una de las soluciones más eficientes [7]. Esto además ayudaría a seguir promoviendo la generación por medio de fuentes intermitentes, contribuyendo a la disminución de generación eléctrica con combustibles fósiles y dándole un aporte importante a la matriz energética [8]. El almacenamiento puede ofrecer servicios desde segundos, minutos u horas como servicios de reserva y respuesta, soporte de redes de transmisión y distribución y administración de energía [9].

Países como Japón, Alemania, Australia, e incluso más recientemente El Salvador, han optado por implementar tecnologías de almacenamiento. Por ejemplo, en Lenox, New York la empresa GE en conjunto con una empresa de paneles fotovoltaicos pretende terminar para este año un parque solar junto con un sistema de almacenamiento de energía [4].

En la isla japonesa de Izu Oshima, Hitachi Chemical Company desarrolló uno de los 48 proyectos existentes en tecnologías electro-químicas en el país asiático, este consiste en un sistema de baterías ion-litio, combinado con generación eólica y solar, con potencia de 1500 kW [2].

Además, un caso reciente es el proyecto Capella Solar de la empresa Neoen desarrollado en el país centroamericano de El Salvador, el sistema de almacenamiento en baterías de iones de litio con capacidad de 3.3 MW / 2.23 MWh, se convierte en el sistema de almacenamiento energético más grande de Centroamérica, este complementa y dará estabilidad a las plantas solares Albireo I y Albireo II las cuales juntas suman una potencia total instalada de 140 MW. La empresa encargada del proyecto, la francesa Neoen, ha capitalizado su experiencia en esta tecnología a escala internacional. El año anterior anunció, la expansión del 50% de su reserva de energía en Hornsdale Power Reserve (Australia), que ya contaba con el récord mundial por capacidad (100 MW / 129 MWh), en baterías ion-litio desarrolladas por la empresa Tesla [10].

De acuerdo con [11], la empresa Tesla expresó en un comunicado oficial que “La finalización de la batería de iones de litio más grande del mundo en un tiempo récord muestra que es posible una solución energética sostenible y efectiva”. Esto tras la puesta en marcha de un sistema de almacenamiento ubicado al sur de Australia. Proyectos como los mencionados anteriormente son evidencia de que el desarrollo y los avances recientes en cuanto a sistemas de almacenamiento energético son una solución viable, particularmente para los sistemas modernos de generación [12].

En el caso de estudio presentado en esta investigación, se pretende evaluar la viabilidad de integrar un sistema de almacenamiento energético a un parque eólico con una capacidad de generación de 12.75 MW, el cual genera para una red en la que sus picos de consumo alcanzan los 24 MW aproximadamente. Debido a esto, dicho parque eólico no puede suplir toda la demanda, por lo que el administrador de la red compra la energía faltante a un proveedor externo, esto representa un costo económico. Mientras tanto, por la noche el parque eólico genera excedentes, es decir el consumo es mucho menor que la generación. Esta situación crea “un exceso de capacidad ociosa de generación, cuyos costos crecientes deben pagarse por medio de la facturación eléctrica” [13]. Por tanto, se plantea la posibilidad de almacenar excedentes nocturnos para utilizarlos durante el día y comprar menos energía.

Con este panorama, los objetivos de la investigación son determinar la potencia necesaria del sistema de almacenamiento, el tiempo de descarga y por tanto la energía total requerida. Además, considerando las baterías tipo Flujo Redox Vanadio e Ion-litio, las cuales presentan una larga vida útil y de acuerdo a [14] también ofrecen una alta densidad energética, en el caso de Ion-Litio; y un bajo impacto ambiental en el caso la tecnología de Flujo Redox Vanadio; se plantea calcular los costos del sistema y su puesta en marcha y determinar la viabilidad económica de la integración de un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico.

## Metodología

Para evaluar la viabilidad de integrar un sistema de almacenamiento de energía en un parque eólico, se siguen los siguientes seis pasos, los cuales son de autoría propia de los autores.

El paso uno es el estudio de los perfiles de demanda de la red eléctrica en estudio. Para esto se analiza un periodo de dos años y medio y con esto se determina una tendencia de los momentos de mayor y menor consumo del día y se obtiene una gráfica del promedio de consumo mensual, en donde se identifican los periodos punta de demanda de potencia.

El paso dos es determinar, a partir de los perfiles de demanda, la potencia nominal del sistema (P, en kW), esto se realiza identificando cuál es la diferencia en potencia entre el primer y segundo punto de mayor demanda en el día, es decir, el pico de potencia de la mañana. Esto debido a que si se inyecta mucha potencia durante la noche el pico de potencia máxima pasa a ser durante la mañana y el traslado de periodos punta no es deseable.

Como tercer paso, se debe identificar, a partir del análisis de demanda histórico, el tiempo (t, en horas) en que el sistema se debe descargar, en este caso de estudio el periodo punta de la noche es el que se debe considerar como el tiempo de descarga del sistema.

El paso cuatro consiste en usar la ecuación 1 para calcular la energía (E, en kWh) a partir de la potencia nominal y del tiempo calculados en los pasos anteriores.

$$E = P * t \quad (1)$$

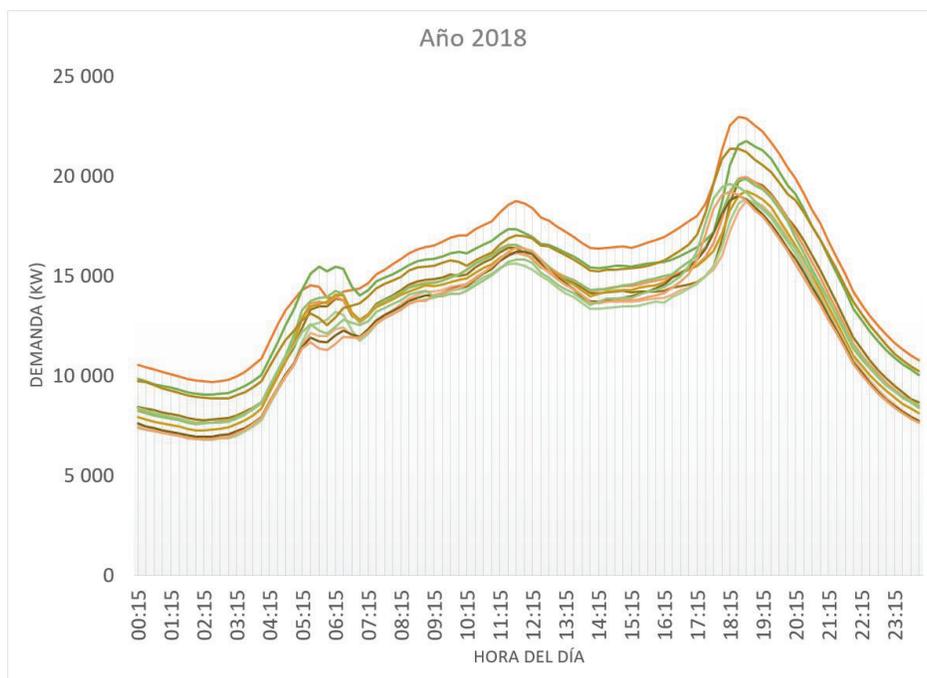
Con la ecuación 1 se obtiene la dimensión energética del sistema en condiciones ideales de eficiencia, sin embargo, como paso quinto se debe considerar las pérdidas involucradas y la eficiencia del sistema y sus componentes, la dimensión del sistema requerido es considerablemente mayor, por lo que se obtiene una energía corregida, debido a que se toman en cuenta los siguientes aspectos [15]:

- Demanda diaria de energía.
- Reserva para compensar la degradación de las baterías.
- Energía almacenada por profundidad de descarga (DOD) que en este caso se considerará un valor del 95%.
- Pérdida de energía propia de las baterías.
- Degradación acumulada durante la vida útil.

Como sexto paso, a partir del cálculo de la energía corregida del sistema se cotiza el costo total del mismo y se calcula el beneficio que este genera a partir de almacenar excedentes para utilizarlos cuando sea más conveniente. Al calcular el ahorro y los costos se calcula el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) utilizando Microsoft Excel. Estos son los indicadores económicos que determinan si es económicamente viable un proyecto de este tipo [16].

## Resultados y discusión

Al aplicar el primer paso de la metodología y promediar la demanda para cada hora del día durante un mes, se obtienen las curvas de demanda promedio mensual mostradas en la figura 1. En la cual se muestran curvas de diferentes colores para cada mes del año. Se ha omitido voluntariamente la correspondencia de los colores con los meses específicos pues esa información no es relevante como se discute a continuación.

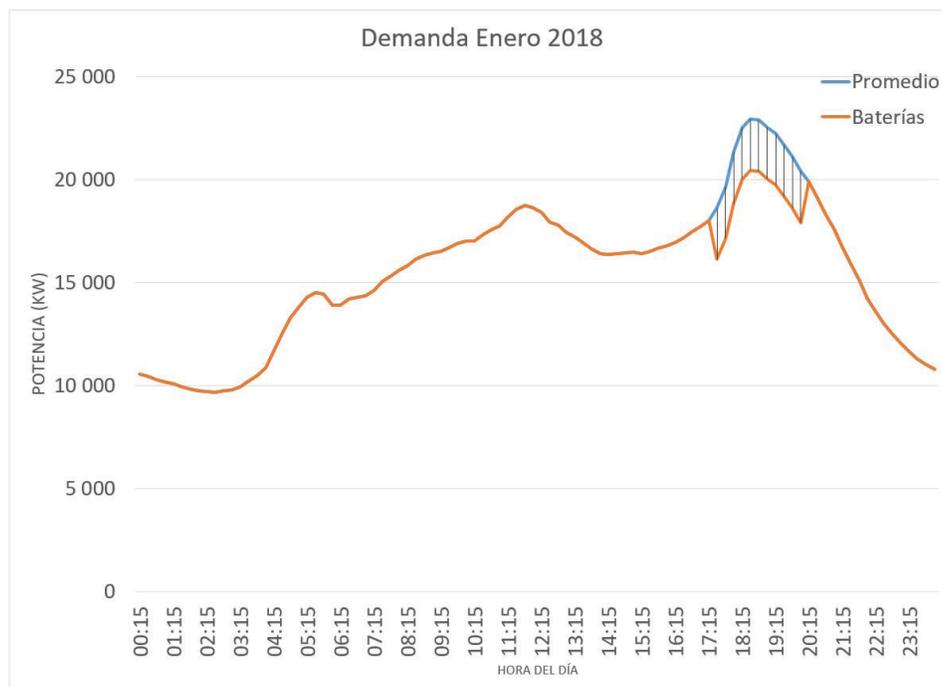


**Figura 1.** Perfiles mensuales de demanda promedio del año 2018.

En la figura 1 los perfiles de demanda promedio de la red muestran que, aunque los valores de potencia cambian, la tendencia es similar todos los meses y no hay cambios significativos en el comportamiento, por lo cual se pueden identificar los picos de demanda de interés. Se observa que la tendencia en todos los meses del año 2018 fue similar, lo mismo resultó en el análisis realizado para el año 2019 y parte del 2020. Las imágenes correspondientes a 2019 y 2020 se omiten debido a que no se encuentra diferencia respecto a lo reportado para el año 2018, es decir, se encuentran diferentes valores de potencia, pero un mismo patrón y una diferencia constante entre el pico potencia de la mañana y el de la tarde.

Al realizar los pasos del segundo al cuarto y analizar los datos de demanda de los últimos dos años y medio, se determinó que la potencia ideal del sistema de almacenamiento sin generar desperdicio energético es de 2500 kW y que estos deben ser inyectados de manera continua al sistema durante dos horas y media que es el momento de mayor consumo del sistema eléctrico, Por tanto, son necesarios 6250 kWh disponibles al momento de la descarga para que el sistema abastezca la energía necesaria.

En la figura 2, la curva azul representa el comportamiento normal de demanda del sistema eléctrico en estudio, mientras que la curva naranja representa el comportamiento de la demanda en el caso de que se aplicara una descarga del sistema de baterías durante dos horas y media, tiempo correspondiente al periodo punta nocturno. Durante el tiempo que no hay inyección de potencia al sistema, el comportamiento es el mismo con o sin almacenamiento, lo que genera la superposición de ambas curvas y solo se aprecia la naranja. La descarga inicia alrededor de las 5:30 pm y se extiende hasta las 8:00 pm; en este lapso la curva de demanda es afectada, ya que la red recibe una inyección de potencia que disminuye la energía demandada a los sistemas de generación. Los resultados para los meses restantes del año se omiten en este artículo debido a que siguen la misma tendencia que enero.



**Figura 2.** Curva de demanda promedio en enero 2018.

Al desarrollar lo descrito en la metodología como quinto paso, se considera la eficiencia total del sistema y se obtiene que para que al final del año 10 de operación este pueda entregar los 6250 kWh se debe considerar un banco de baterías con al menos las siguientes capacidades: 12 051 kWh para el sistema de baterías de Ion-Litio y debido a que el sistema de Flujo Redox Vanadio tiene una degradación anual mucho más baja que la de la tecnología de Ion-Litio, esta requiere de una capacidad de 8457 kWh.

Como sexto y último paso, el cálculo de la inversión inicial para el caso de la tecnología de baterías de Ion-Litio y Flujo Redox Vanadio da como resultado los valores de ahorro que el sistema generaría en 10 años de vida útil, todo esto traído a valor actual, como se muestra en el cuadro 1. Donde también figuran el VAN y TIR, indicadores económicos que determinan si es recomendable invertir en un proyecto de este tipo.

**Cuadro 1.** Indicadores económicos para tecnología Ion-Litio.

Indicador	Tipo de baterías	
	Ion-Litio	Flujo Redox Vanadio
Inversión inicial* (millones de dólares)	7.8	8.7
Valor actual flujo neto (millones de dólares)	1.46	1.72
VAN (millones de dólares)	-6.33	-7.01
TIR	-15.50%	-14.8%

\* Costos tomados de [15].

A pesar de que el ahorro es mayor en las baterías de flujo Redox Vanadio, estas tienen un costo más elevado lo cual genera que el VAN sea menor que para el caso de las de Ion-Litio.

Al analizar los costos y la viabilidad económica de instalar un sistema de este tipo, el precio total en el caso de Ion-Litio es cercano a los 7.8 millones de dólares, mientras que para la tecnología de Flujo Redox Vanadio es un poco más costosa, cercano a los 8.7 millones de dólares, a pesar de que el sistema que se necesita es de una dimensión menor que el de Ion-Litio. De acuerdo a los indicadores económicos mostrados anteriormente y a pesar de que el almacenamiento es una solución técnica para el aprovechamiento de excedentes, bajo las condiciones analizadas en esta investigación, estos dos sistemas de baterías no son una solución económicamente viable.

Bajo los supuestos analizados, el costo del proyecto debe ser de máximo 1.25 millones de dólares, para que sí sea factible. Esto es, que su valor se reduzca un 84%. A pesar de la gran diferencia de costos, se debe tener en cuenta que la tendencia de la inversión en este tipo de sistemas siempre es a la baja. A manera de referencia, las plantas de energía termosolar de concentración redujeron su costo un 26% entre 2012 y 2016 [17].

Finalmente, se considera importante mencionar que, se realizó una proyección económica de una forma diferente de instalación (de manera aplazada) con el objetivo de determinar si existía alguna ventaja en invertir de manera paulatina, sin embargo, al no encontrar cambios significativos, los resultados se omiten y no se muestran en el presente documento.

## Conclusiones

A partir de la información analizada para una red con las características de este caso de estudio se puede concluir respecto a la integración de un sistema de almacenamiento en un parque eólico lo siguiente:

1. Que en el caso de estudio de esta investigación el valor de potencia de descarga debe ser de 2500 kW, además el tiempo de descarga debe ser de 2.5 horas y que considerando una vida útil de 10 años en cada sistema, se debe tener una energía disponible a final del año diez de 12 051 kWh para el caso de Ion Litio y en el caso de Flujo Redox Vanadio de 8 457 kWh.
2. Que debido a que la tecnología de Ion-Litio presenta un VAN de -6.33 millones de dólares y un TIR de -15.50%, este tipo de almacenamiento no es viable en el caso en estudio.
3. Que las baterías de Flujo Redox Vanadio presentan un VAN de -7.01 millones de dólares y un TIR de -14.80% por lo que se entiende que el proyecto no es viable debido a que no hay un retorno a la inversión durante la operación.
4. Que el almacenamiento de energía en baterías en ambas tecnologías proporciona una solución técnicamente viable al problema del desaprovechamiento de excedentes producto de la intermitencia en la transformación de energía en un parque eólico, pero con las condiciones de este estudio de caso, no es económicamente favorable.

Se recomienda volver a valorar en el futuro la posibilidad de instalar un banco de baterías debido a que se espera que dichos sistemas de almacenamiento reduzcan su costo y aumenten su eficiencia, tal como ha ocurrido en otras industrias como los es la automovilística, la computación y las telecomunicaciones.

## Referencias

- [1] K. Torres-Castro, C. Torres-Quirós & G. Richmond-Navarro, "Microgeneración de energía eólica en un entorno boscoso en Costa Rica: estudio de caso," *Tecnología En Marcha*, vol. 34, no. 3, p. 61-69, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5063>
- [2] P. Wang, Z. Gao & L. Bertling, "Operational Adequacy Studies of Power Systems With Wind Farms and Energy Storages," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2377-2384, 2012. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2201181>
- [3] L. Silva de Sequeira & W. Peng, "Control strategy to smooth wind power output using battery energy storage system: A review," *Journal of Energy Storage*, vol. 35, p. 102252, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102252>
- [4] J. S. Hill. (2019). *GE Renewable Energy Announces New Solar + Storage Hybrid Project In New York* [En línea]. Disponible <https://cleantechnica.com/2019/04/17/ge-renewable-energy-announces-new-solar-storage-hybrid-project-in-new-york/>
- [5] E. Ruiz, "Estudio de factibilidad técnica y viabilidad económica para el almacenamiento de energía en el Proyecto hidroeléctrico Casa de Piedra en la Zona de Los Santos," Tesis de maestría, Instituto Tecnológico de Costa Rica, 2019.
- [6] S. N. Backhaus, M. Chertkov, & K. Dvijotham, "Operations-based planning for placement and sizing of energy storage in a grid with a high penetration of renewables," (No. LA-UR-11-03619; LA-UR-11-3619). Los Alamos National Lab. (LANL), Los Alamos, NM (United States). 2011.
- [7] A. Berrada, A. Emrani & A. Ameer, "Life-cycle assessment of gravity energy storage systems for large-scale application," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, p. 102825, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102825>
- [8] G.A. Gómez-Ramírez, C. Meza & S. Morales-Hernández, "Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas," *Tecnología en Marcha*, vol. 34, no. 3, p. 70-82, 2021. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352>
- [9] A. Ramos, M. Tuovinen, M & Ala-Juusela, "Battery Energy Storage System (BESS) as a service in Finland: Business model and regulatory challenges," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, p. 102720, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102720>
- [10] Forbes Staff. (2019). *El salvador: avance del proyecto fotovoltaico Capella Solar supera el 90 %* [En línea]. Disponible: <https://forbescentroamerica.com/2019/12/23/el-salvador-avance-del-proyecto-fotovoltaico-capella-solar-supera-el-90/>

- [11] T. Ong. (2017). *Elon Musk's giant battery is now delivering power to South Australia* [En línea]. Disponible <https://www.theverge.com/2017/12/1/16723186/elon-musk-battery-launched-south-australia>
- [12] J. Kondoh, I. Ishii, H. Yamaguchi, A. Murata, K. Otani, K. Sakuta, N. Higuchi, S. Sekine, & M. Kamimoto, "Electrical energy storage systems for energy networks," *Energy Conversion and Management*, vol. 41, no. 17, pp. 1863-1874, 2000. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(00\)00028-5](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(00)00028-5)
- [13] R. Dobles. (2014). *Sobrecapacidad en generación eléctrica* [En línea]. Disponible [https://www.larepublica.net/noticia/sobrecapacidad\\_en\\_generacion\\_electrica](https://www.larepublica.net/noticia/sobrecapacidad_en_generacion_electrica)
- [14] L. da Silva Lima, M. Quartier, A. Buchmayr, D. Sanjuan-Delmás, H. Laget, D. Corbisier, J. Mertens & J. Dewulf, "Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 46, p. 101286, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101286>
- [15] A. Calderón & E. Ruiz, "Revisión de dimensionamiento de capacidad y balance de energía," Reporte técnico, DEICO, Costa Rica, 2020.
- [16] J. G. Altuve, "El uso del valor actual neto y la tasa interna de retorno para la valoración de las decisiones de inversión," *Actualidad contable FACES*, vol. 7, no. 9, pp. 7-17, 2004. <https://www.redalyc.org/pdf/257/25700902.pdf>
- [17] M. Chaanaoui, S. Vaudreuil, & T. Bounahmidi, "Benchmark of concentrating solar power plants: Historical, current and future technical and economic development," *Procedia Computer Science*, vol. 83, pp 782-789, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2016.04.167>

# Evaluación de la producción energética para el sistema fotovoltaico con microinversores instalado en el edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica

## Evaluation of energy production for PV microinverter system installed at the University Rectory Building at Tecnológico de Costa Rica

Luis Diego Murillo-Soto<sup>1</sup>, Hugo Sánchez-Ortiz<sup>2</sup>, Carlos Meza<sup>3</sup>

Murillo-Soto, L.D; Sánchez-Ortiz, H; Meza-Benavides, C.  
Evaluación de la producción energética para el sistema fotovoltaico con microinversores instalado en el edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 67-78.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6334>

- 1 Escuela de Ingeniería Electromecánica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: [lmurillo@tec.ac.cr](mailto:lmurillo@tec.ac.cr)  
<https://orcid.org/0000-0002-6601-1082>
- 2 Escuela de Ingeniería Electrónica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: [husanchez@tec.ac.cr](mailto:husanchez@tec.ac.cr)  
<https://orcid.org/0000-0002-4122-1382>
- 3 Escuela de Ingeniería Electrónica, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: [cmeza@tec.ac.cr](mailto:cmeza@tec.ac.cr)  
<https://orcid.org/0000-0002-7374-505X>

## Palabras clave

Energía fotovoltaica; rendimiento energético; micro-inversores; evaluación en exteriores.

## Resumen

La implementación de micro-inversores en sistemas fotovoltaicos presenta como ventaja el aprovechamiento de forma independiente la potencia en el punto de máxima potencia de cada uno los paneles fotovoltaicos, sin importar las condiciones de orientación, sombras y degradación que pueden presentar cada uno de ellos. Esto representa una ventaja significativa, ya que evita problemas de desequilibrio de potencia que se pueden presentar en una cadena de paneles. El presente artículo presenta un análisis de la producción energética para el sistema de micro-inversores instalados en el techo del edificio de rectoría del Tecnológico de Costa Rica. El sistema conectado a red cuenta con una potencia nominal en d.c. de 8.3 kWp, utilizando 31 paneles marca Canadian Solar modelo CS6P-270 conectados cada uno a un micro-inversor marca Enphase modelo M215. El sistema se encuentra en operación desde marzo en 2017 y en 46 meses de producción generó 48.892 MWh, para un desempeño promedio por inversor de 1.570 MWh. En esta evaluación, fue posible comprobar que los paneles solares ubicados hacia el Sur generaron 3.6% adicional total a los paneles ubicados hacia el norte, lo cual representa una generación adicional de 11.4 días por año respecto a los paneles orientados hacia el norte.

## Keywords

Photovoltaic energy; energy performance; microinverter; outdoor performance verification.

## Abstract

The implementation of microinverters in photovoltaic systems has the advantage of independently harnessing the power at the point of the maximum power of each photovoltaic panel, regardless of the conditions of orientation, shadows, and degradation that each of them may present. This stands for a significant advantage since it avoids power imbalance problems that can occur in a string of panels. This article presents an analysis of the energy production for the microinverter system installed in the rooftop of the rectory building of the Tecnológico de Costa Rica. The grid-connected system has a nominal d.c. power of 8.3 kWp, using 31 Canadian Solar model CS6P-270 panels, each connected to an Enphase model M215 microinverter. The system has been in operation since March 2017, and for 46 production months, the total generation was 48.892 MWh with an average performance of 1.570 MWh. In this evaluation, it was possible to verify that the solar panels located towards the south generated 3.6% more electricity than the panels located towards the north, which represents an additional generation of 11.4 days per year with respect to the panels oriented towards the north.

## Introducción

Existen distintos tipos de sistemas de acondicionamiento de potencia para entregar energía fotovoltaica a la red eléctrica: inversores centrales, inversores de cadena y micro inversores. Éstos últimos han tomado gran relevancia en los últimos años por varias razones, dentro de las que destacan: 1) mejora en la cosecha de energía, 2) mejora en la eficiencia del sistema, 3) operación “plug and play” y 4) mayor flexibilidad y modularidad [1-3]. Un sistema de micro-inversor (MI) es un sistema de procesamiento electrónico de potencia que permite el acondicionamiento de uno o dos paneles fotovoltaicos.

A diferencia de otros tipos de inversores, los micro-inversores (MIs) crean un único bus de generación en corriente alterna, y al integrarse con módulos fotovoltaicos estos son conocidos como módulo fotovoltaico de corriente alterna (ACPV). Esta configuración muestra una mayor eficiencia respecto a las pérdidas por sombreado [4-6] o suciedad parcial. Por la misma razón, los MIs presentan ventajas competitivas respecto a temas de seguridad. Esto porque los sistemas con MI reducen el problema de generación de arco eléctrico, común en sistemas de corriente directa. Además, se reduce la cantidad de conexiones en corriente alterna, así como la distancia en la que se debe cablear presentando beneficios en temas de seguridad [7,8].

El presente artículo mostrará un análisis estadístico sobre 31 módulos fotovoltaicos de corriente alterna ubicados en orientación norte y sur en el Edificio A1 del Campus Central del Tecnológico de Costa Rica, ubicado en Cartago, Costa Rica. Dicha comparación pretende determinar que la diferencia de energía promedio de inversores orientados al sur y el norte es de tan solo 3.6% a lo largo de 46 meses. La instalación fotovoltaica en estudio se encuentra en operación desde el 1 de abril del 2017 y para el análisis se consideraron los datos de producción hasta el 31 de enero del 2021.

### Descripción de la instalación solar

Como es ampliamente explicado en [9], el Tecnológico de Costa Rica ha desarrollado de forma sistemática varias iniciativas de eficiencia energética y energías renovables desde el 2010. En el campus central ubicado en la ciudad de Cartago, sobre el techo del edificio A1 se encuentra una instalación fotovoltaica conectada a red de 108 paneles, para una potencia instalada en corriente directa de 29.7 kWp y un promedio anual 40.71 MWh. La figura 1, muestra una vista aérea del sistema instalado.



**Figura 1.** Sistema fotovoltaico conectado a red instalado en el Edificio A1 del Campus Central del Tecnológico de Costa Rica ubicado en Cartago, Costa Rica.

Sin embargo, del total de 108 paneles instalados, se seleccionaron 31 placas fotovoltaicas todas de iguales características y conectadas a idénticos MIs dado que operaron a lo largo del periodo de estudio sin averías y con idéntico número de registros en las bases de datos. Los 31 paneles están orientados en un techo de dos aguas, cuya orientación coincide con el sur y norte geográfico (azimuth de  $183^\circ$  y  $3^\circ$  respectivamente). Los módulos fotovoltaicos son marca Canadian Solar, modelo CS6P-270P, con una potencia nominal de 270 kWp y cuyas principales características descritas en el cuadro 1.

**Cuadro 1.** Características de los módulos fotovoltaicos Canadian Solar CS6P-270P utilizados en el edificio de rectoría.

Módulo	Unidades	Valor
<b>Características Eléctricas</b>		
Voltaje MPP ( $V_{mpp}$ )	[V]	30,8
Corriente MPP ( $I_{mpp}$ )	[A]	8,75
Corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ )	[A]	9,32
Voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	[V]	37,9
Temperatura nominal de celda	[°C]	45
Potencia máxima ( $P_{mp}$ )	[W]	270
Eficiencia del módulo	[%]	16,47
<b>Características mecánicas</b>		
Número de celdas	[-]	60
Dimensiones	[mm]	1638x982x40
Peso	[kg]	18

Por otra parte, cada panel solar está conectado a un MI marca *Enphase*, modelo *M215 (208V)*. Las principales características del MI se encuentran detalladas en el cuadro 2.

**Cuadro 2.** Características de los micro-inversores *Enphase M215 (208V)*.

Módulo	Unidades	Valor
Potencia de salida pico ( $P_{max}$ )	[W]	225
Potencia de salida asignada ( $P_{mpp}$ )	[W]	215
Corriente nominal salida ( $I_{nom}$ )	[A]	1,1
Tensión de campo nominal ( $V_{nom}$ )	[V]	208
Factor de potencia	[-]	>0,95
Máxima eficiencia del inversor	[%]	99,5

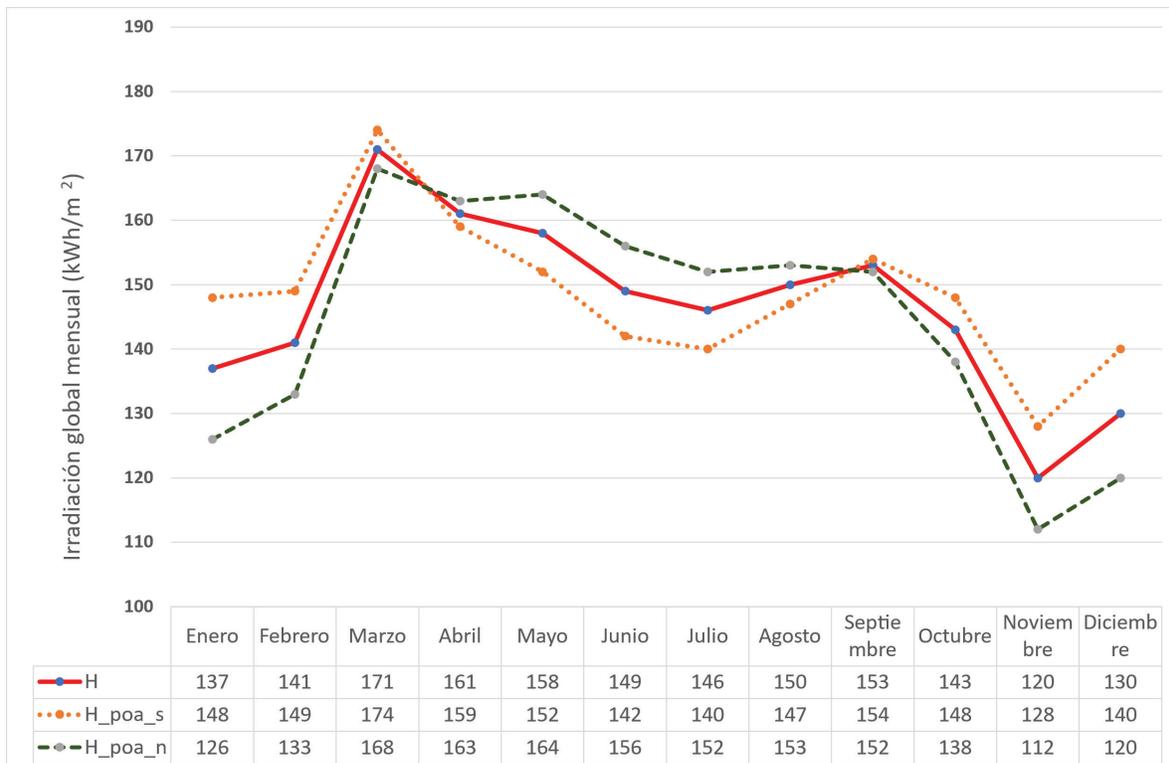
Dichos 31 módulos y MIs se encuentran monitoreados mediante la plataforma del fabricante, en el cual se obtiene la producción energética cada 15 minutos. En las siguientes secciones se mostrará la producción energética de estos módulos, así como el respectivo análisis estadístico para determinar si existe una diferencia estadística entre las orientaciones.

### Producción de energía de los micro-inversores

El recurso solar perpendicular a los módulos solares depende de la orientación del módulo, su ángulo de elevación y de la trayectoria de la tierra alrededor del sol a lo largo del año, por lo que el recurso se contabiliza como la suma de la potencia recibida por unidad de área metro cuadrado en un lapso de tiempo. El recurso solar disponible se conoce como radiación solar ( $H$ ) y la potencia instantánea por unidad de área se conoce como irradiancia solar ( $G$ ), la relación entre estas magnitudes físicas es dada por la siguiente ecuación:

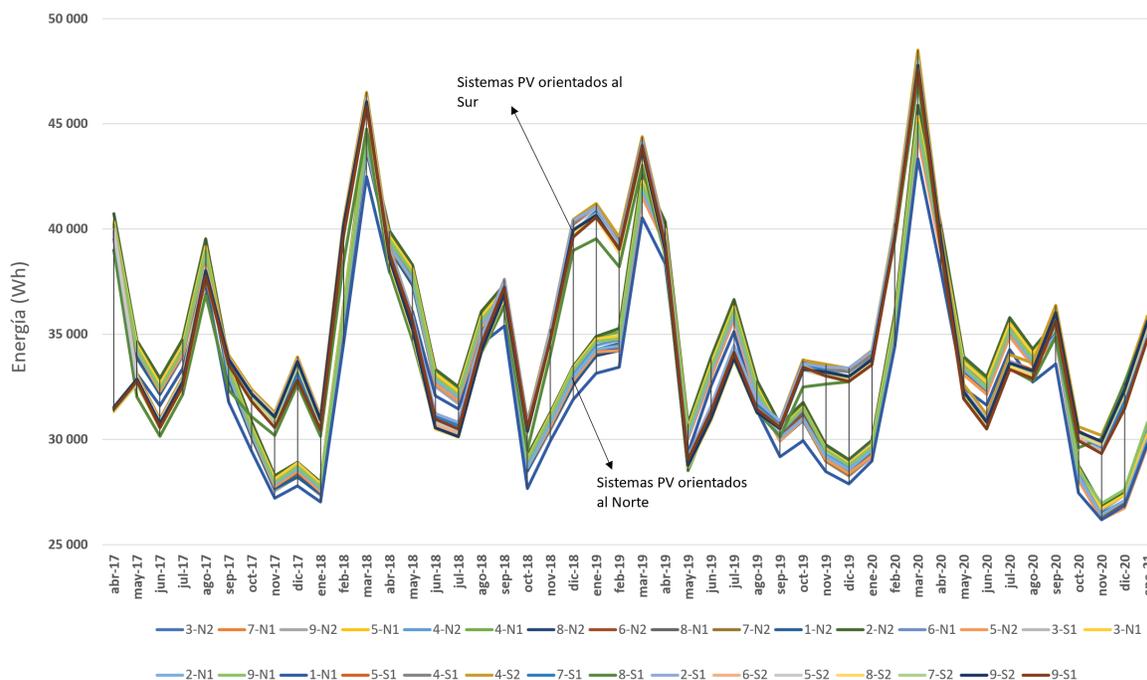
$$H = \int_0^t G(t) dt \quad (1)$$

Para las condiciones geográficas y climatológicas de la instalación fotovoltaica en estudio, el software de simulación PVpanner de Solargis [10] permite pronosticar las irradiaciones globales mensuales a lo largo del año. Tal y como se muestra en la figura 2 el software pronostica irradiaciones mensuales para tres distintas inclinaciones : plano horizontal, plano orientado al sur y plano orientado al norte. La línea continua corresponde a la irradiación global mensual horizontal, la línea naranja punteada corresponde a la irradiación global recibida en un plano orientado al sur con 9 grados de elevación; mientras que la línea de guiones verde responde a irradiación global recibida en un plano orientado al norte con 9 grados de elevación.



**Figura 2.** Irradiación global mensual para tres planos distintos a lo largo de un año. Las tres curvas *H*, *H\_poa\_s*, *H\_poa\_n* corresponden a la radiación global mensual horizontal, a la radiación global mensual a un plano orientado al sur y a la radiación global mensual a un plano orientado al norte respectivamente.

La energía recibida mensualmente ayuda a entender la producción eléctrica de los MIs instalados; la energía mensual transformada a la red AC a lo largo de los 46 meses de monitoreo se observa en la figura 3. La gráfica muestra el perfil de producción de los 31 MIs, de los cuales 18 están orientados hacia el norte y 13 de ellos orientados hacia el sur. Nótese en la figura 3 coexisten dos conjuntos de curvas: la de los sistemas orientados al norte y las del sur.

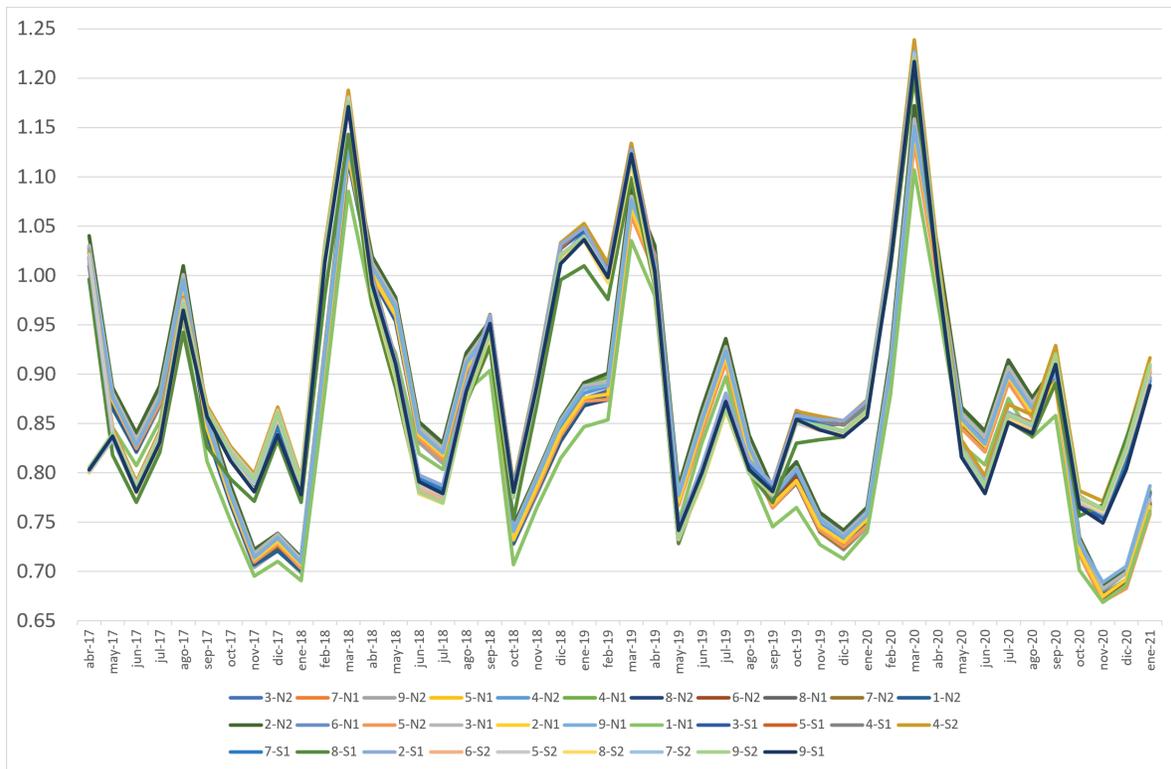


**Figura 3.** Energía producida por los 31 micro-inversores instalados en la sede central del TEC. Las etiquetas de las curvas con las letras N y S indican la orientación respectiva.

Como se muestra en la figura 2, en el mes de marzo se presenta la mayor cantidad de irradiación global por metro cuadrado y esto se refleja en la figura 3, pues en los marzos ocurre el pico de producción de energía en todos los inversores. Por otra parte, los MIs orientados al sur presentan la radiación global más alta de  $174 \text{ kWh/m}^2$  para ese mes, asumiendo que cada MI recibe una irradiancia instantánea y constante de  $1 \text{ kW/m}^2$ , se acumularían 174 horas luz solar a dicha irradiancia, es decir, para los meses de marzo el promedio diario es de 5.6 horas solares.

Dado que marzo es el mes con mayor recurso solar y en condiciones estándar de irradiancia, cada MI de 225 Wp de potencia entregaría a la red una energía de 39.15 kWh. Se utiliza este valor como límite teórico de energía con el fin normalizar las curvas de producción, esto se aprecia en la figura 4. Se muestra en la figura que la producción de energía en el mejor mes (marzo), es mucho mejor que la pronosticadas por el software con una sobre-producción en un rango de [13-24]%. Esta sobreproducción mensual es explicable por varias razones, entre ellas: la resolución espacial reportada del software de entre 3 y 4 Km, además que el software plantea un error de exactitud (bias) para el 90% de los datos de entre  $\pm 4\%$  y  $\pm 8\%$  según la región del planeta, y los datos estimados posee una desviación estándar de 3% [11]. Aunado a los errores reportos y dada la cercanía del campus del TEC con una de las regiones con más lluvias del país tal como lo es el Parque Nacional Tapantí, que reporta un promedio anual de 6500 milímetros anualmente [12], se cree que el software no es capaz reproducir el microclima que gobierna el campus central del TEC subestimando el recurso solar disponible. No obstante, la producción de energía anualizada si concuerda con las estimaciones del software como se verá en la sección de resultados y análisis.

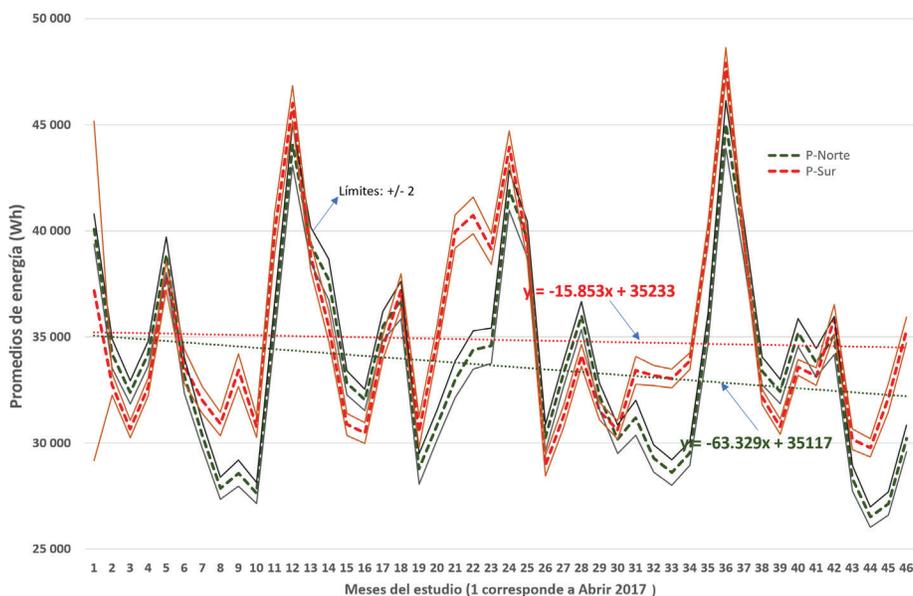
Otra aspecto observado es que en los meses de noviembre, diciembre y enero, los sistemas orientados al norte producen menos energía que sus pares orientados al sur, esto producto de la inclinación de la tierra y la translación, pero esta diferencia no sobrepasa el 15% para en el peor mes, tal y como como se verá más adelante.



**Figura 4.** Normalización de la producción de energía respecto a la energía proyectada por Solargis usando como referencia el mes con mayor irradiación solar (marzo).

Por otra parte, es evidente en la figura 2 que las irradiaciones sufren variaciones según el mes y la orientación de los paneles solares. Esto provoca que existan meses cuya producción de energía eléctrica sean equivalentes entre los MIs orientados al norte y al sur, específicamente en los equinoccios de marzo y setiembre. Además, existen meses en que los sistemas orientados al sur producen significativamente más energía, y otros meses en que los sistemas orientados al norte generan mayor energía eléctrica que sus pares orientados al sur.

La figura 5 muestra los promedios de energía mensuales con sus intervalos de confianza definido más menos dos desviaciones ( $\pm 2\sigma$ ). De esta forma, se observa que el promedio mensual de los sistemas orientados al sur (líneas rojas) en los meses de noviembre, diciembre, enero, son superiores a los promedios mensuales de los sistemas orientados al norte (líneas verdes). Además, existen meses donde ocurren los equinoccios donde los promedios y los intervalos se intersecan. En la gráfica se observa que ambos perfiles de producción presentan líneas de tendencia negativa. Es importante señalar que los sistemas fotovoltaicos presentan una degradación de su rendimiento en un rango de 0.5% al 1.0% anualmente [13]. Para el caso de los sistemas orientados al sur, su degradación anualizada es de 0.53% mientras que el sistema orientado al norte presenta una degradación acelerada de un 2% anual. Esta degradación acelerada del 2% podría tener dos componentes principales: el primero intrínseco a la pérdida de eficiencia de los componentes del sistema fotovoltaico y el otro factor debido a la suciedad que podría afectar los módulos fotovoltaicos producto de la cercanía de árboles y viento cruzado que podrían afectar a estos módulos.

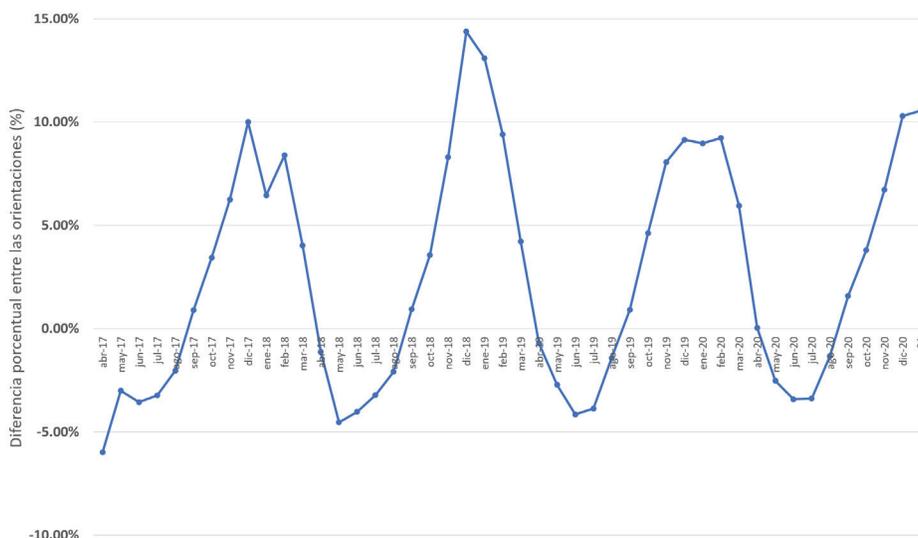


**Figura 5.** Comportamiento de los promedios de la energía producida por los dos grupos de micro inversores a lo largo de 46 meses.

A partir de los promedios mensuales de producción, se calculó sus diferencias y el resultado fue dividido entre la máxima energía producida mensualmente. Dicha diferencia porcentual se expresa con la siguiente ecuación:

$$\Delta_i = \frac{\mu_i^s - \mu_i^n}{MAX(E)} \quad (2)$$

Donde  $\mu$  representa el promedio de la producción de energía de un grupo de MIs para el mes  $i$ , en donde el superíndice señala el grupo, es decir la orientación de los paneles (sur o norte). El término  $MAX(E)$  representa la máxima de energía producida por un MI, el cual fue etiquetado como el 4-S2 con 48 498 Wh. La figura 6 muestra como varía la diferencia porcentual según el mes del año. Si esta diferencia es positiva el grupo de MIs orientados al sur producen más energía que los orientados al norte, mientras que si es negativa ocurre lo opuesto.



**Figura 6.** Diferencia porcentual entre los promedios de energía de los dos grupos de micro inversores.

## Metodología

En vista que la producción de energía depende de la posición del sol respecto al punto geográfico de interés a lo largo del año, surge la interrogante si los paneles orientados al sur han producido significativamente más energía que los orientados al norte en el periodo de estudio considerado. Para contestar la anterior interrogante se recurre a una prueba de hipótesis en donde se comparan la totalidad de la energía producida a lo largo de los 46 meses. Para aclarar esta pregunta se realiza el siguiente procedimiento:

- Se verifica normalidad de los datos, esto es:
  - » H<sub>0</sub>: La energía total de los MIs sigue una distribución normal.
  - » H<sub>1</sub>: La energía total de los MIs no sigue una distribución normal. (3)
- Se verifica que las desviaciones estándar son estadísticamente equivalentes.

$$\begin{aligned}
 H_0: \frac{\sigma^s}{\sigma^n} &= 1 \\
 H_1: \frac{\sigma^s}{\sigma^n} &\neq 1
 \end{aligned}
 \tag{4}$$

- Se verifica si los promedios de la energía total producida por dos grupos son significativamente distintos.

$$\begin{aligned}
 H_0: \mu^s - \mu^n &= 1 \\
 H_1: \mu^s - \mu^n &\neq 1
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

El análisis estadístico de las pruebas de hipótesis se realizó con el software Minitab [14] y se utilizó el nivel de significancia de 5%. Los superíndices de las ecuaciones (4-5) indican la orientación del grupo de paneles, la letra *s* para sur y la *n* para norte.

Posterior a las pruebas estadísticas se realiza un análisis de los rendimientos de los 31 micro inversores.

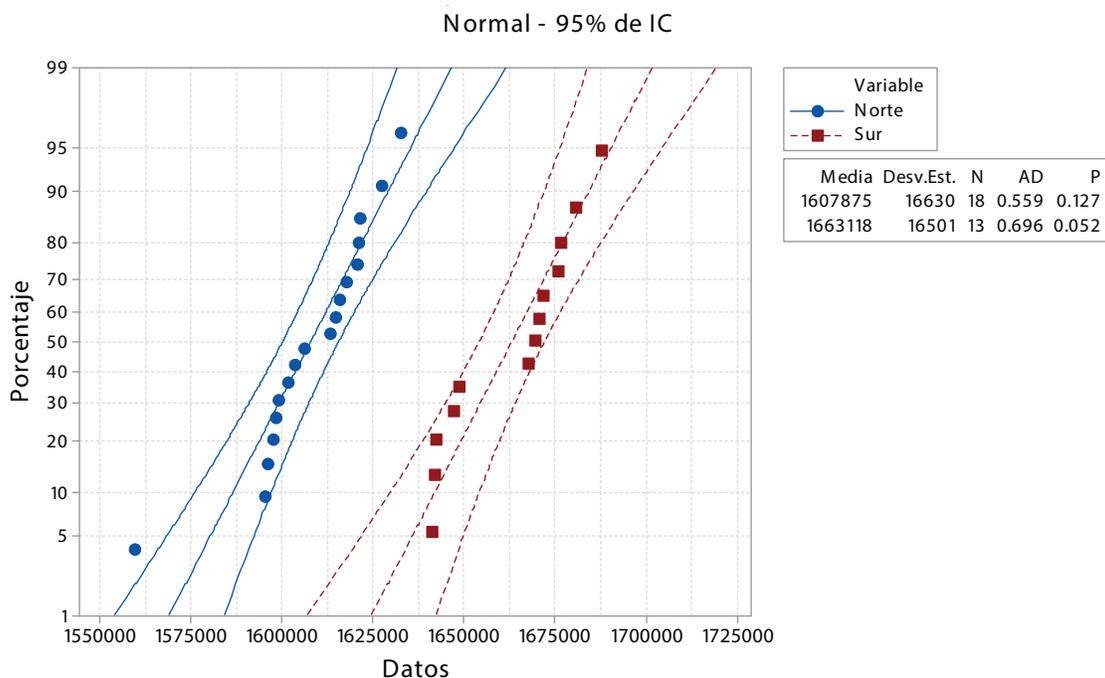
## Resultados y análisis

Como referencia al lector, el cuadro 3 muestra los resultados de la estadística de descriptiva. Se indica la cantidad de datos por cada grupo, el promedio de la producción total de cada grupo, su desviación estándar y su coeficiente de variación.

La primera prueba estadística que busca establecer si las producciones de los inversores siguen una distribución normal confirmó que ambos grupos de inversores siguen dicho comportamiento. Los micro-inversores orientados al sur poseen un P-value de 0.052 ligeramente superior al nivel de significancia de 0.05, esto se ve reflejado en el estadístico Anderson-Darling subiendo a 0.696. Esto significa que no se puede rechazar la hipótesis nula para los MIs orientados al sur. Por otra parte, el grupo de MIs orientados al norte poseen un P-value más altos (P-value=0.127) y un estadístico Anderson-Darling menor. Por lo tanto, tampoco se puede rechazar la hipótesis nula, dichos resultados se muestran de forma resumida en la figura 7.

**Cuadro 3.** Estadísticas Descriptivas.

	Grupo orientado al Norte	Grupo orientado al Sur
Número de paneles (muestras)	18	13
Promedio del grupo $\mu$ (Wh)	1 607 875	1 663 118
Desviación estándar $\sigma$ (Wh)	16 630	16 501
Coefficiente de Variación (%)	1.03	0.99



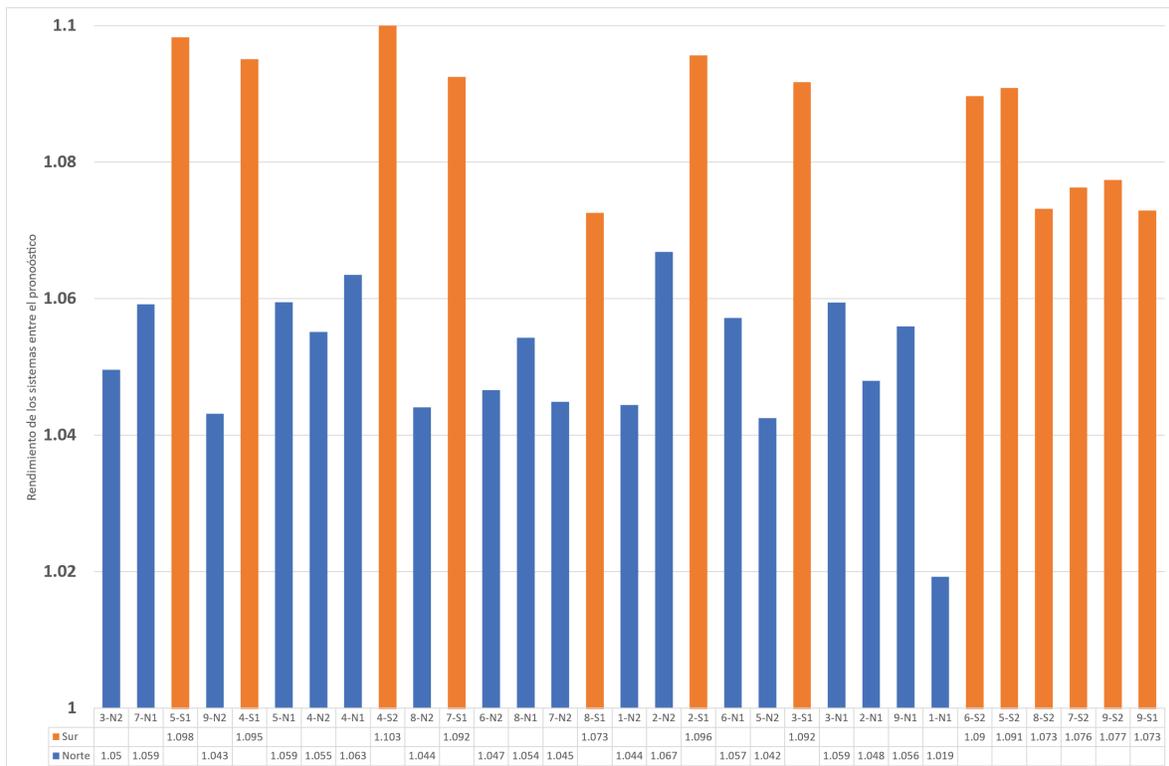
**Figura 7.** Grafica de probabilidad de los dos grupos de datos.

La segunda prueba estadística arroja que un P-value de 0.998 con el método Fisher usado en distribuciones normales, y con los métodos Bonnet y Levene de 0.982 y 0.840 para distribuciones continuas no normales. Para todos estos métodos no es posible rechazar  $H_0$ , por lo que las desviaciones se pueden considerar equivalentes estadísticamente. Finalmente, la tercera prueba estadística arroja un valor P-value de cero. Esto significa que se rechaza  $H_0$  y se debe aceptar la hipótesis alternativa  $H_1$  que señala que la producción promedio de ambos grupos de micro-inversores son distintas.

Por otra parte, el software Solargis pronostica que la irradiación global perpendicular a un plano orientado al sur con 9 grados de elevación es de 1780 kWh/m<sup>2</sup> al año. Esto significa que cada MI orientado al sur debió producir 1 530 225 Wh al final los 46 meses. Si se utiliza este valor como referencia se observa que todos los micro-inversores han producido más que la proyección del software tal y como se muestra en la figura 8. En promedio el grupo de paneles orientados al sur produce un 8.68 % más que lo proyectado, mientras que los paneles orientados al norte producen un 5.07% más, ambas cantidades están dentro de la incertidumbre del software [11]. Existe aproximadamente una diferencia acumulada durante 46 meses de solamente 3.6 %, esto representa una diferencia anual de tan solo 0.94 % entre ambos grupos.

$$MAX(E) \times \left( \sum_{i=1}^{46} \Delta_i \right) \cong \mu^s - \mu^n \quad (6)$$

Por otra parte, si se suma las diferencias porcentuales de la figura 6 a lo largo de los 46 meses y se multiplica por la producción máxima de energía mensual, como en la ecuación (6). Se obtiene aproximadamente la diferencia entre los promedios totales del cuadro 3, es decir:  $\mu^s - \mu^n = 55\,243 \approx 48\,498 \times 1.14$  Wh. Esto significa que un micro-inversor 225 Wp orientado al norte requiere de 245.7 horas de sol adicionales distribuidos a lo largo de 46 meses, es decir esto equivale a un promedio de 5.34 horas sol al mes de más o 11.4 días adicionales de sol al año.



**Figura 8.** Rendimientos de los micro-inversores respecto al pronóstico de referencia de sistemas orientados al sur.

## Conclusiones

Este trabajo ha mostrado la producción de 31 micro inversores instalados en el edificio de rectoría del Instituto Tecnológico de Costa Rica. Dichos inversores están asociados con paneles fotovoltaicos con que poseen idénticos ángulos de elevación, pero con orientaciones separadas 180 grados, es decir 13 micro inversores poseen paneles orientados al sur y 18 orientados al norte. Esta disposición de micro-inversores permitió compararlos y confirmar que los sistemas orientados al sur han generado en promedio 3.6% más que sus contrapartes orientadas al norte en un lapso de 46 meses de producción energética. Esto equivale a una diferencia por año de 0.94%, lo que equivale a que un micro inversor de 225 Wp con orientación al sur reciban más días solares, específicamente 11.4 días de más, donde cada día solar promedio es de 5.6 horas a una irradiancia de 1kW/m<sup>2</sup>.

Esta diferencia porcentual anual de energía de 0.94% permite valorar la utilización de estructuras existentes con orientaciones no óptimas en el valle central versus la construcción de bastidores con orientación sur y con un ángulo de elevación óptimo (9 grados para Cartago). La selección entre construir bastidores o utilizar estructuras preexistentes dependerá de costo de la energía eléctrica, del costo de los bastidores y del incremento o pérdida producida por la orientación de los sistemas.

## Referencias

- [1] Harb, S., Kedia, M., Zhang, H., & Balog, R. S. (2013, June). Microinverter and string inverter grid-connected photovoltaic system—A comprehensive study. In *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (pp. 2885-2890). IEEE.
- [2] Alluhaybi, K., Batarseh, I., & Hu, H. (2019). Comprehensive review and comparison of single-phase grid-tied photovoltaic microinverters. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, *8*(2), 1310-1329.
- [3] Çelik, Ö., Tan, A., Inci, M., & Teke, A. (2020). Improvement of energy harvesting capability in grid-connected photovoltaic micro-inverters. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1-25.
- [4] C. Deline, J. Meydbray, M. Donovan, and J. Forrest, "Photovoltaic Shading Testbed for Module-Level Power Electronics," National Renewable Energy Laboratory and PV Evolution Labs, Technical Report, May 2012.
- [5] A. Bidram, A. Davoudi, and R. S. Balog, "Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays," *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, pp. 532-546, 2012.
- [6] Nfaoui, M., & El-Hami, K. (2018). Extracting the maximum energy from solar panels. *Energy Reports*, *4*, 536-545.
- [7] Yuan, J., Blaabjerg, F., Yang, Y., Sangwongwanich, A., & Shen, Y. (2019, April). An overview of photovoltaic microinverters: Topology, efficiency, and reliability. In *2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)* (pp. 1-6). IEEE.
- [8] Çelik, Ö., Teke, A., & Tan, A. (2018). Overview of micro-inverters as a challenging technology in photovoltaic applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*, 3191-3206.
- [9] C. Meza, H. Sánchez-Ortiz, F. Monge, J. Morera & A. Méndez, "Estrategia para la implementación de iniciativas sostenibles en ciudades universitarias ejemplificada con el Complejo Solar del TEC de Costa Rica", En C. Zuñiga-Cañon & L. Hernández-Callejo (Eds.) *Ciudades Inteligentes Totalmente Integrales, Eficientes y Sostenibles*. Octubre, 2019, 812-828.
- [10] Solargis, PVplanner (2018). [Computer Software]. Bratislava, Slovakia. URL: <https://solargis.info/pvplanner/#tl=Google:hybrid&bm=satellite&loc=9.858567,-83.911875&c=9.857379,-83.912262&z=17>
- [11] Solargis. (2016). Solargis Solar Resource Database: Description and Accuracy. Bratislava, Slovakia. URL: <https://solargis2-web-assets.s3.eu-west-1.amazonaws.com/public/Uploads/279e8bb216/Solargis-database-description-and-accuracy.pdf>
- [12] SINAC. (2016). Parque Nacional Tapantí Macizo de la Muerte. URL: <http://www.sinac.go.cr/ES/ac/accvc/pntpmm/Paginas/default.aspx>
- [13] Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2013). Photovoltaic degradation rates—an analytical review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, *21*(1), 12-29.
- [14] Minitab 18.1 Statistical Software (2017). [Computer software]. State College, PA: Minitab, Inc. ([www.minitab.com](http://www.minitab.com))

# Propuesta metodológica de caracterización del mercado de la biomasa para fines energéticos, caso del arroz costarricense

## Methodological proposal for energy biomass market characterization, the case of the Costa Rican rice

Laura Patricia Brenes-Peralta<sup>1</sup>, María Fernanda Jiménez-  
Morales<sup>2</sup>, Dagoberto Arias-Aguilar<sup>3</sup>, Juan Carlos  
Valverde-Otárola<sup>4</sup>, Manuel Masís-Jiménez<sup>5</sup>, Daniela  
Valverde-Rodríguez<sup>6</sup>, Roel Campos-Rodríguez<sup>7</sup>

Brenes-Peralta, L.P.; Jiménez-Morales, M.F.; Arias-Aguilar, D;  
Valverde-Otárola, J.C.; Masís-Jiménez, M.; Valverde-Rodríguez,  
D.; Campos-Rodríguez, R. Propuesta metodológica de  
caracterización del mercado de la biomasa para fines ener-  
géticos, caso del arroz costarricense. *Tecnología en Marcha*.  
Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías  
Limpias*. Julio, 2022. Pág. 79-93.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6337>

- 1 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: labrenes@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-5169-9961>
- 2 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: maria.jimenez@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-9775-2545>
- 3 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: darias@itcr.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-3056-9172>
- 4 Universidad de Concepción, Chile. Correo electrónico: juvalverde@udec.cl  
<https://orcid.org/0000-0002-1827-788X>
- 5 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: manuel.masis@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-0285-9973>
- 6 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: danielavm2490@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-5169-9961>
- 7 Instituto Tecnológico de Costa Rica, Costa Rica. Correo electrónico: rocampos@tec.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0003-4460-2313>

## Palabras clave

Energía biomásica; agrocadena arroceras; sostenibilidad; mercado energético; agronegocio.

## Resumen

La producción energética está vinculada a un alto costo ambiental, siendo el sector agroalimentario uno con importantes desbalances en la relación entrada-salida de energía, pero que a su vez presenta oportunidades para producción de energías más limpias. El interés en la producción de energía biomásica ha avanzado y por ello, este trabajo tuvo el objetivo de proponer un marco metodológico de caracterización del mercado de la biomasa para fines energéticos. Para construir la propuesta, se recurrió a la revisión de literatura, aplicación de encuestas y el análisis estadístico. Como resultado, se propone un marco que incluya pasos como a) la recopilación de datos sectoriales respecto a parámetros técnicos de la biomasa, b) la evaluación del grado de conocimiento de los actores de la agrocadena respecto a estos parámetros, c) el análisis de la percepción de los actores sobre este mercado, y d) la determinación de variables que afectan al mercado bioenergético. Para validar la propuesta, la misma se aplicó al caso de la agrocadena arroceras costarricense, detectando un potencial anual de aprovechamiento de 1.217.544 t de cascarilla y rastrojo de arroz (masa húmeda), donde los actores manifiestan un conocimiento relevante en términos técnicos y la percepción de un mercado estable, y donde el volumen y la homogeneidad de la biomasa resultan relevantes. Se considera que la información obtenida es de utilidad para conocer este mercado y avanzar hacia procesos de planeación estratégica de este tipo de energía.

## Keywords

Energy biomass; rice agri-food chain; sustainability; energy market; agribusiness.

## Abstract

Energy production is commonly linked to high environmental costs. The agri-food sector is considered one of the most unbalanced sectors of the economy regarding energy intake and output; however, it also entails opportunities for cleaner energy production. Within such kind, the interest in bioenergy has grown; therefore, this study had the aim to propose a methodological framework for the characterization of the energy biomass market. The proposal uses methods such as literature reviews, surveys and statistical analysis. As a result, the proposed framework consists of the following steps: a) sector data collection, including technical biomass parameters, b) evaluation of the degree of knowledge of the market actors in regards to those parameters, c) the analysis of the perception of the actors in regards to the energy biomass market, and d) the definition of variables affecting the energy biomass market. The framework was applied to the Costa Rican rice agri-food chain as a case study and validation process. Potentially, 1.217.544 t of rice biomass obtained annually from husk and plant residues is fit for energy production. Moreover, the actors show relevant knowledge of technical parameters, perceive the market as stable, and define the volume and biomass homogeneity as determinant market variables. The obtained information is considered of interest for adequate market characterization and further strategic planning for bioenergy production.

## Introducción

La producción y consumo de energía a nivel global, si bien es un tema vital de cara a las actividades económicas, se asocia a importantes impactos ambientales. Aun con la recesión a causa de la pandemia del Covid 19, se estima que la reactivación económica y la intensificación de tecnologías como la 4.0 resultarán de nuevo en una demanda energética creciente, que hace necesaria la búsqueda e innovación en la oferta energética, para que esas fuentes sean más sostenibles [1].

Solo el sector de los alimentos representa alrededor del 30% del consumo total de energía en el mundo, y el impacto de esta se torna mayor cuando proviene de fuentes fósiles y energía convencional, potenciando el calentamiento global y su relación al cambio climático [2]. De hecho, se estima que el sector agroalimentario presenta un desbalance entre el consumo y producción de energía [3], donde se requiere de esta para todas las fases de la producción, pero muchos de los residuos generados y que potencialmente podrían servir de fuente energética son desaprovechados. Por esto, la iniciativa “Energía Sostenible para Todos - SE4ALL” de la Organización de Naciones Unidas (ONU) ha generado líneas estratégicas para abordar la temática, lo que resultó en la inclusión de las metas relacionadas a Energía asequible y no contaminante en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente en el ODS 7. En este sentido, la búsqueda de matrices energéticas renovables es clave [4], aunque no del todo nueva. Ejemplo de ello son las investigaciones en bioenergía, energía hidroeléctrica, geotérmica, eólica, y solar [2].

La energía proveniente de fuentes biomásicas considera, entre otras, el aprovechamiento de la energía contenida en residuos de tipo biológico u orgánico lo que contribuye a la descarbonización y a los principios de la economía circular [5], al mantener los recursos por más tiempo en los sistemas económicos desarrollados por las actividades humanas. El proceso de generación de bioenergía resulta en biocombustibles (sólidos, líquidos o gaseosos) [6], provenientes de materias de origen vegetal, animal o microbiológico, y usualmente heterogéneas. Estos productos pueden liberar energía por combustión directa o por conversión termoquímica, a través de pirólisis, gasificación o combustión [7]; adicionalmente, la investigación a nivel global sigue avanzando con el fin de proponer y probar otras nuevas tecnologías [7].

Los residuos agrícolas orgánicos (RAO) y los agroindustriales (RAI) fueron considerados en el contexto de interés del presente estudio. Estos provienen de actividades de producción agrícola donde restan ya sea parte de la cosecha sin emplear, porciones del producto que no se emplea en fines alimentarios usuales, o porciones de la planta que tradicionalmente no tienen un fin comercial, por esto se describen muchas veces como residuos de cosecha, restos de poda, tallos, raíces, hojas, entre otros [8]. Conforme los productos agroalimentarios avanzan en la cadena de suministro, algunos son sometidos a procesamiento agroindustrial, de los cuales también surgen subproductos y residuos que podrían valorizarse como energía.

Siendo Costa Rica un país que aun genera una porción relevante de su PIB a raíz del sector agroalimentario (producción primaria, agroindustria e industria alimentaria), resulta necesario considerar las posibilidades de aprovechamiento de la biomasa que a su vez sume a la condición que ostenta el país como referente en energías renovables. Las oportunidades en esta materia se sustentan en la capacidad biomásica instalada de generación de 46,9 MW utilizando los RAO según el Instituto Costarricense de Electricidad [9]. Además, múltiples publicaciones institucionales y de prensa, así como científica indican de los logros de Costa Rica al generar energía proveniente de una matriz primaria energética limpia en periodos continuos que superan los 365 días. Sin embargo, se siguen enfrentando retos como el uso de solo un 0.84% de fuentes solares y biomásica en la matriz primaria, la existencia de una oferta energética secundaria que

basa el 73% de su generación en productos derivados del petróleo y del 27% en electricidad y alcohol [10] [11], y la poca o nula valorización de los RAO (como ejemplo, se conoce que el 59% de las fincas de arroz en el país no tratan su biomasa residual) [12].

Con el fin de construir estudios a nivel nacional vinculados a la producción y acceso a energías más limpias, este estudio propone un marco metodológico de caracterización del mercado de la biomasa para fines energéticos, utilizando el caso del arroz como ejemplo, mismo que podría ser aplicado posteriormente en otras agrocadenas. Similar a estudios previos sobre el mercado de la biomasa forestal [13], y los factores que inciden en el interés de agricultores para producir biomasa con fines energéticos [14], en este caso se optó por mostrar este marco que facilitaría la detección posterior de oportunidades, actores y usos competitivos de dicha biomasa, para avanzar posteriormente a procesos de factibilidad y estrategia energética.

## Materiales y métodos

La propuesta consiste en un marco metodológico previamente probado en otros esquemas como ha sido el mercado para energía basada en fuentes de biomasa lignocelulósica [13], y traída en esta oportunidad al ámbito de biomasa agroindustrial basada en RAO y RAI. Se emplean métodos como la revisión de literatura e información primaria y secundaria, y los análisis de conocimiento, perceptuales y estadísticos que permitan sugerir cómo realizar una caracterización del mercado de la biomasa como un primer paso para estudios posteriores y más profundos del mercado de energía biomásica en determinado contexto, los cuales se describen continuación (figura 1).



**Figura 1.** Marco metodológico propuesto para caracterizar el mercado de la biomasa.

### Recopilación de datos sectoriales

Se procedió a realizar búsquedas en bases de datos científicas, así como a partir de literatura gris y fuentes sectoriales del contexto costarricense (para este caso), en materia de producción energética en general, energía biomásica, y fuentes de biomasa, pudiendo considerar estos como términos o palabras clave. Particularmente, por el caso de estudio que se empleó para validar el marco metodológico, se desarrollaron búsquedas para la agrocadena del arroz.

La información primero fue agrupada en tablas que posteriormente permitieron la recuperación de información de manera oportuna y pertinente al caso, y posteriormente se procedió a la redacción de los elementos que permitieran resultar en un informe de caracterización del caso.

### Conocimiento de los actores

En este paso, se consideró como sujetos de la investigación principalmente a informantes clave de las agrocadenas productivas y profesionales afines, estructurados de la siguiente manera:

- Productores de biomasa (productores de plantaciones que generan biomasa residual vegetal),
- Intermediarios (grupo que revende la biomasa o aplica un proceso que otorga un mayor valor agregado)
- Compradores de biomasa (consumidor final de biomasa) y
- Autoproductores de biomasa (productores de plantaciones que generan biomasa residual vegetal y son ellos mismos los consumidores de esta).

Se recomienda hacer una pre-selección de los actores en función de su experiencia en el mercado nacional de biomasa proveniente de RAO y RAI en la agrocadena de estudio, y la aplicación de distintas herramientas de recopilación de información como podrán ser encuestas, entrevistas y formularios en línea o de aplicación telefónica, particularmente útiles para disminuir costos de traslados en estas primeras fases de los estudios de mercado de energía biomásica. Los datos obtenidos, así como la cantidad de actores y su agrupación en esta estructura se incluyó en tablas de Microsoft Excel ® para su tratamiento posterior.

Con los informantes identificados y contactados, se procedió a evaluar el grado de conocimiento de los actores del mercado de biomasa vegetal procedente de RAI y RAO del cultivo de interés. Las herramientas de recolección de datos e información se organizaron de manera que se abordaran cuatro perspectivas: técnica, ambiental, financiera y social, a partir de cinco a siete preguntas de escala numérica (escala de 1 al 5, considerando el valor 1 el grado mínimo de conocimiento y 5 el máximo). Las herramientas se elaboraron y probaron (prueba de fiabilidad de Alpha Cronbach  $\alpha=0,856$ ) y se aplicó la ecuación 1 para determinar el grado de conocimiento base a partir de una representación porcentual de más fácil visualización para las partes interesadas, como sería una de valores de 1 al 100. El valor de 100 será el máximo de conocimiento posible que resulta de la división del valor de respuestas dada por los informantes ( $VR$ ) entre el valor más alto de la escala empleada ( $Vmáx$ ).

$$(\%) = \left( \frac{VR}{Vmáx} \right) \times 100 \quad (1)$$

Los aspectos por evaluar en cada perspectiva se muestran en el cuadro 1.

**Cuadro 1.** Aspectos evaluados en la caracterización de los actores relacionados a la biomasa vegetal procedente de RAO y RAI para el mercado de energía biomásica.

Aspectos técnicos	Aspectos ambientales	Aspectos financieros	Aspectos sociales
Especie/cultivo de origen de la biomasa	Extracción y manejo sostenible de la biomasa	Precios de compra/venta de biomasa	Mejora la calidad de vida de la región
Contenido de humedad de la biomasa	Generación de emisiones carbono sostenibles	Costo de subprocesos (secado o reducción de la biomasa)	Creación de fuentes de empleo
Homogeneidad de la biomasa	Impacto a la salud humana	Costo de generación energética	Políticas actuales de uso de biomasa
Distancia de la biomasa al vendedor/consumidor	Posibilidad de uso de la biomasa en otros procesos	Dinamismo del mercado	Tramitología para la actividad
Calidad de la biomasa (en forma y tipo)	Utilización de los residuos que genera en su proceso	Margen de utilidad del sistema energético	Facilidad del gobierno para desarrollo energético
Disponibilidad de tecnología de implementación			Uso de áreas que no tienen uso productivo para generación energética
Disponibilidad de mano de obra			

### Percepción de los actores sobre el mercado

Como siguiente paso, se consideró también conocer la percepción cualitativa de los actores del mercado ya descritos en el apartado anterior sobre atributos afines al mercado de la biomasa vegetal (y de su sector en particular). Se empleó una técnica de parejas de adjetivos opuestos, en preguntas colocadas intrínsecamente en la herramienta de recopilación de datos, y permitiendo una respuesta sobre su valoración mediante una numérica del 1 al 4 (siendo 1 el valor mínimo y 4 el valor máximo), de cada pareja de adjetivos. Igualmente se aplicó la prueba de fiabilidad ( $\alpha=0.856$ ), y se emplearon estos adjetivos relacionados a estos atributos: a) Complejidad, b) Estabilidad, c) Dinamismo, d) Rentabilidad, e) Organización sectorial, f) Competitividad, y g) Negociabilidad.

Se aplicó nuevamente las operaciones de la ecuación 1, esta vez referida a la percepción cualitativa, generando valores de 0 a 100, en donde los valores más cercanos a 0 tienen mayor relación con una percepción negativa del atributo en cuestión, mientras que los más cercanos a 100 tienen relación a la percepción positiva para el atributo.

### Variables determinantes del mercado bioenergético

Como último paso del marco metodológico, se propuso que, con base en la literatura y las observaciones de los investigadores respecto a los pasos previos, se seleccionaran factores determinantes para el funcionamiento óptimo de un mercado energético. Por tanto, se consideraron como variables, las siguientes:

- a. Volumen de Biomasa Ofrecido-Consumido (VB)
- b. Homogeneidad de la biomasa en tamaño y tipo de presentación (HB)
- c. Precio de la biomasa en el mercado (PB)
- d. Competencia de compradores/vendedores de biomasa (CO)
- e. Políticas estatales de promoción del mercado de biomasa (PP)
- f. Disponibilidad tecnológica de transformación (DT)

g. Impacto ambiental (IA)

h. Margen de ganancia de la actividad (MG)

Se cuantificó la valoración de cada actor consultado mediante una escala 1 al 10, donde 1 representó el valor mínimo de “no relevante” y 10 el valor máximo considerado “relevante”, posteriormente a los valores obtenidos se les aplicó las mismas operaciones de la Ecuación 1, esta vez referidos a las variables determinantes (VD).

Todas las respuestas fueron analizadas mediante un análisis descriptivo, y para cada prueba se utilizó el programa Minitab 18, con un nivel de significancia de 0,05. En el caso de CB se consideró para cada variable la prueba de la Mediana de Mood (previa prueba de normalidad). En el caso de las variables que mostraron diferencias significativas se les aplicó la prueba de Siegel-Tukey para identificar el/los grupos específicos (productores, intermediarios, compradores y autoproductores) donde se dieron estas diferencias de percepción.

Para el análisis de PC se realizó la prueba no paramétrica de Siegel-Tukey, para comparar dos paquetes de información (pares adjetivos opuestos) y definir el grado de similitud entre las percepciones de los cuatro actores del mercado (previa prueba de normalidad).

Para el análisis de VD primero se buscó identificar grupos de variables con similitudes estadísticas, a través de la prueba no paramétrica de Siegel-Tukey para comparar en parejas las medias de cada categoría (Productor-Autoproducción-Intermediario-Consumidor) e identificar en cuáles categorías existen diferencias significativas de percepción con respecto al grado de relevancia que cada variable posee para el desempeño de su rol en el mercado (previa prueba de normalidad). Posteriormente se usó la correlación de Spearman para identificar variables correlacionadas a partir de sus medias, de manera tal que se pudiera conocer las variables más influyentes del mercado y la vinculación de unas con otras.

## Resultados

Los pasos de esta propuesta metodológica se aplicaron al estudio de caso de la agrocadena del arroz costarricense como validación de la misma, y cuyos resultados se describen a continuación.

### Datos sectoriales

Como resultado de la revisión de literatura científica y gris, así como de fuentes sectoriales, se identificaron las regiones de producción de arroz en Costa Rica, a saber, la Región Chorotega (como la más importante en términos de capacidad industrial), la Región Central y la Región Pacífico Central. La producción, desarrollada como monocultivo principalmente, se estimó en 148 111 t de arroz en granza destinada al mercado nacional durante el periodo 2019-2020 [15], la cual es menor a los registros de cosecha del 2014-2015, reportados en 200 000 t de arroz en granza al mercado nacional [15]. Existen 11 plantas arroceras y 938 productores nacionales de arroz, los cuales durante su actividad generan RAO como el rastrojo (empleado como restructurador de suelo al reincorporarse luego de la cosecha, o para elaboración de pacas en alimentación animal) y RAI como la cascarilla, puntilla y semolina. Estos materiales se caracterizan por ser de tipo fibroso, abrasivo y de alto contenido de ceniza, y a la fecha se estima que el 35% de la cascarilla de arroz se auto consume como fuente de energía en las plantas agroindustriales, mientras que el restante 65% se vende por medio de intermediarios para darle uso en la actividad avícola como sustrato para las camas animales, o bien en la actividad cementera para uso energético. Finalmente, y en menor proporción, pequeñas cantidades son destinadas para fines ornamentales. La cuantificación actual estima que la cascarilla de arroz

tiene un potencial anual bruto de producción de 7.8 MW para una capacidad instalada de 4.5 MW lo que representa el 58% de la capacidad instalada en Costa Rica. Particularmente, el cuadro 2 resume los datos de masa y potencial energético de la biomasa en esta agrocadena.

**Cuadro 2.** Masa húmeda, masa seca y potencial energético bruto y disponible de biomasa generada en la agrocadena del arroz en Costa Rica.

Biomasa	Masa húmeda (t)	Masa seca (t)	Potencial energético bruto sobre PCS <sup>a</sup> (TJ)	Fracción de la biomasa disponible (%)	Potencial energético bruto disponible sobre PCS (TJ)
Cascarilla de arroz*	68 432	59 536	919	0	0
Rastrojo de arroz	1 149 112	195 349	3 405	100	3 405
Total General	1 217 544	254 885	4 324	79	3 405

*Nota: a PCS: poder calorífico de la biomasa en base seca. Fuente: [16]*

### Conocimiento de los actores

Se logró acceder a 34 actores de la agrocadena del arroz, según se observa en el cuadro 3, y los cuales permitieron recopilar percepciones de los cuatro actores, es decir de productores, consumidores, intermediarios y autoprodutores.

**Cuadro 3.** Clasificación de la muestra de usuarios entrevistados en el cultivo de arroz vinculados al mercado de biomasa arrocería en Costa Rica.

Cultivo	Productor	Autoprodutor	Intermediario	Consumidor	Total
Arroz	16	6	7	5	34
Varios*	4	6	4	16	30

Se debe señalar que hay una segunda categoría de actores consultados que se llamó varios (\*), los cuales incluyen personas que producen, comercializan o compran residuos agrícolas-agroindustriales de varios cultivos que igualmente son considerados de interés potencial para energía de fuentes biomásicas en el país, es decir que en su conjunto podían tener vinculación a la agrocadena el arroz, pero simultáneamente también a caña de azúcar, o a piña por citar ejemplos.

En términos de conocimiento (cuadro 4), y desde el punto de vista de la dimensión técnica, los actores presentaron resultados similares entre sí para el grado de conocimiento de las variables homogeneidad de la biomasa, calidad de la biomasa, contenido de humedad y disponibilidad de tecnología de implementación. En el caso de las variables especie/cultivo de origen de la biomasa y disponibilidad de mano de obra, los productores y autoprodutores denotaron diferencias respecto a los consumidores e intermediarios, y para la variable distancia de la biomasa al vendedor/consumidor, fueron los consumidores los que denotaron diferencias respecto a los otros tres actores.

**Cuadro 4.** Conocimiento de los actores consultados sobre el mercado bioenergético

basado en residuos agrícolas- agroindustriales del cultivo de arroz.

Aspecto	Sector productivo (%)							
	Productor		Autoprodutor		Intermediario		Consumidor	
Técnico	Media	DS	Media	DS	Media	DS	Media	DS
Especie/cultivo de origen de la biomasa	92,50	11,99	96,67	7,45	60,00	15,12	48,00	20,40
Contenido de humedad de la biomasa	63,75	19,00	66,67	9,43	51,43	9,90	72,00	16,00
Homogeneidad de la biomasa	81,25	16,54	76,67	7,45	74,29	14,00	68,00	16,00
Distancia de la biomasa al vendedor/consumidor	87,50	13,92	100,00	0,00	100,00	0,00	68,00	9,80
Calidad de la biomasa (en forma y tipo)	83,75	14,52	90,00	15,28	77,14	12,78	68,00	9,80
Disponibilidad de tecnología de implementación	63,75	23,68	53,33	27,49	45,71	17,61	52,00	27,13
Disponibilidad de mano de obra	90,00	20,00	90,00	15,28	74,29	9,04	72,00	16,00
Ambiental	Media	DS	Media	DS	Media	DS	Media	DS
Extracción y manejo sostenible de la biomasa	70,00	22,36	80,00	20,00	45,71	14,00	44,00	23,32
Generación de emisiones carbono sostenibles	51,25	23,42	60,00	16,33	22,86	7,00	36,00	14,97
Impacto a la salud humana	60,00	29,15	70,00	27,69	25,71	9,04	28,00	16,00
Posibilidad de uso de la biomasa en otros procesos	82,50	11,99	93,33	9,43	68,57	18,07	72,00	27,13
Utilización de los residuos que genera en su proceso	87,50	13,92	96,67	7,45	28,57	14,57	76,00	14,97
Financiero	Media	DS	Media	DS	Media	DS	Media	DS
Precios de compra/venta de biomasa	76,25	17,63	96,67	7,45	97,14	7,00	84,00	23,32
Costo de subprocesos (secado o reducción de la biomasa)	53,75	22,04	40,00	20,00	28,57	14,57	36,00	23,32
Costo de generación energética	46,25	28,03	33,33	22,11	20,00	0,00	28,00	16,00
Dinamismo del mercado	70,00	18,71	43,33	21,34	71,43	9,90	48,00	9,80
Margen de utilidad del sistema energético	78,75	16,54	93,33	9,43	22,86	7,00	36,00	23,32
Social	Media	DS	Media	DS	Media	DS	Media	DS
Mejora la calidad de vida de la región	86,25	9,27	90,00	15,28	85,71	14,00	88,00	9,80
Creación de fuentes de empleo	87,50	18,54	76,67	24,27	82,86	12,78	92,00	9,80
Políticas actuales de uso de biomasa	36,25	22,60	26,67	9,43	25,71	9,04	20,00	0,00
Tramitología para la actividad	33,75	22,04	26,67	9,43	28,57	9,90	32,00	9,80
Facilidad del gobierno para desarrollo energético	33,75	18,33	26,67	9,43	28,57	9,90	24,00	8,00
Uso de áreas que no tienen uso productivo para generación energética	76,25	12,69	80,00	16,33	37,14	19,79	72,00	16,00

DS: desviación estándar

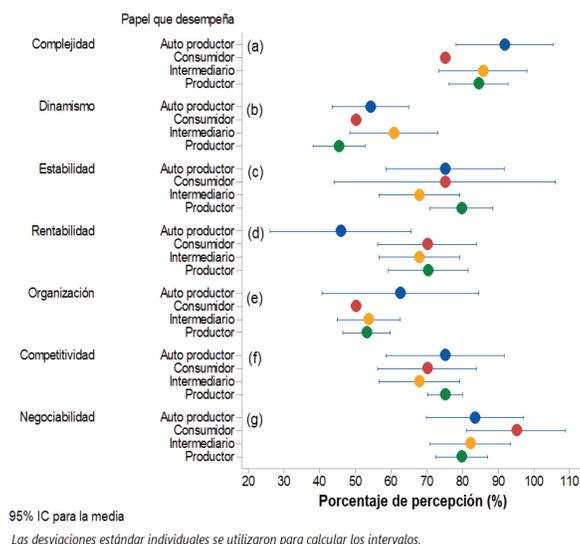
En cuanto a la dimensión ambiental, solo se halló similitud de respuestas entre los cuatro actores para la variable de posibilidad de uso de la biomasa en otros procesos. El resto de las variables mostraron diferencias significativas. Por ejemplo, consumidores e intermediarios mostraron menor grado de conocimiento sobre extracción y manejo sostenible de la biomasa respecto a los demás actores. Productores y autoprodutores tienen conocimientos similares para las variables de generación de emisiones carbono sostenibles e impacto a la salud humana, a diferencia de los intermediarios y consumidores (también con menor grado de conocimiento este grupo). Adicionalmente, los productores, autoprodutores y consumidores tienen conocimientos similares (y mayores en su conjunto) para la variable de utilización de los residuos biomásicos generados en sus procesos, a diferencia de los intermediarios.

Los cuatro actores del mercado coincidieron en el grado de conocimiento sobre variables de la dimensión financiera como los costos de generación de energía a partir de residuos biomásicos, y los costos de subprocesos requeridos para tal fin. Se detectaron diferencias significativas en la variable precio de compra/venta de biomasa, margen de ganancia de los sistemas bioenergéticos. Para el caso de la variable de dinamismo del mercado y estabilidad para encontrar vendedores/compradores de residuos biomásicos de arroz, los consumidores y autoprodutores tienen conocimientos similares entre sí, pero difieren de los de los productores e intermediarios.

Finalmente, el aspecto social fue el que mostró mayor concordancia de conocimiento entre los cuatro actores del mercado, para variables como la contribución de los sistemas bioenergéticos en la generación de fuentes de empleo, mejoras en la calidad de vida de la región y posibilidad de dar uso a tierras abandonadas o sin uso productivo (a excepción de los intermediarios quienes en este último aspecto discreparon). Así mismo, hubo coincidencia de conocimiento en las variables relacionadas con temas legales, como son políticas públicas, tramitologías para el uso de residuos biomásicos con fines energéticos e incentivos o facilidades por parte del gobierno para desarrollar los sistemas bioenergéticos en el país.

### Percepción de los actores sobre el mercado

Los actores del mercado de biomasa asociada al cultivo de arroz no mostraron diferencias significativas de percepción en cuanto a la complejidad, estabilidad, organización, competitividad y negociabilidad del mercado (figura 2). Los cuatro grupos consideran que el mercado es complejo, con una oferta/demanda de biomasa estable en el tiempo, un sistema de organización bajo y una competencia moderada donde se permite la negociación de precios de compra/venta de la biomasa.



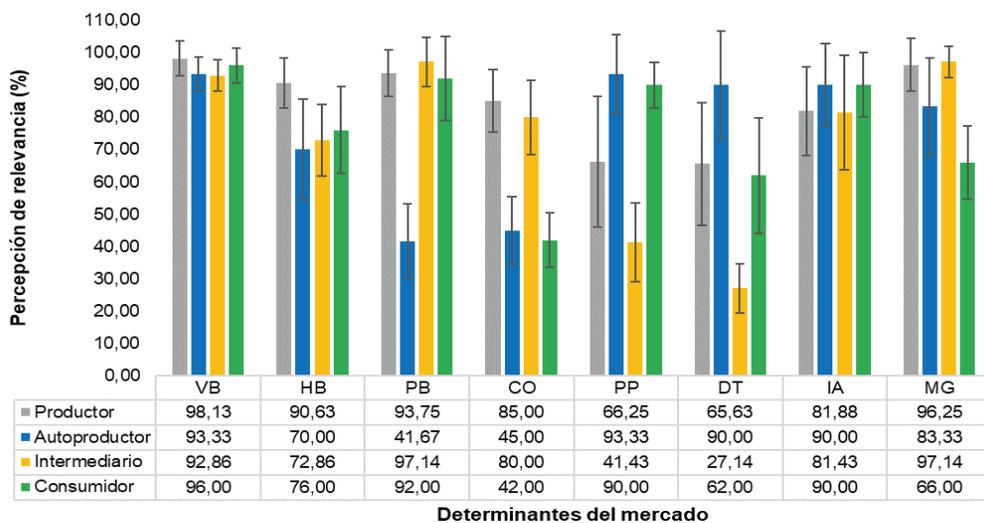
**Figura 2.** Percepción cualitativa a partir de una caracterización adjetiva del mercado energético basado en biomasa residual proveniente del cultivo de arroz.

Se desprende de la figura 2 que, en cuanto a dinamismo, se obtuvo diferencias significativas de percepción entre actores encontrando dos agrupaciones. La primera agrupación está conformada por intermediarios, compradores y autoprodutores, y la segunda por productores. Los primeros consideran que el mercado es moderadamente dinámico; es decir que los cambios en cuanto a disponibilidad de oferentes y demandantes de biomasa son moderados.

Un fenómeno similar ocurrió con la rentabilidad, sin embargo, la primera agrupación la conformaron productores, consumidores e intermediarios, mientras que los autoprodutores se diferenciaron del resto considerando que el mercado es poco rentable debido a que se requieren altos volúmenes de cascarilla de arroz y paja para lograr cubrir la demanda energética y por tanto deben recurrir a comprar otros tipos de biomasa para usar como combustible.

### Variables determinantes del mercado de energía biomásica

En cuanto a las variables estudiadas, se obtuvo concordancia de percepción entre los productores, autoprodutores, intermediarios y consumidores de residuos agrícolas-agroindustriales de arroz con respecto a las variables volumen de biomasa (VB) e impacto ambiental (IA). Como se muestra en la figura 3, todos los grupos dan gran relevancia al volumen de biomasa residual producido, comercializado o consumido y a que el impacto ambiental negativo de sus actividades sea el menor posible. En lo que atañe al resto de las variables, se hallaron diferencias significativas de percepción entre algunos de los actores del mercado.



**Figura 3.** Grado de importancia de las variables que afectan el mercado energético basado en residuos agrícolas-agroindustriales de arroz, desde la perspectiva de los actores del mercado. *Volumen de Biomasa Ofrecido-Consumido (VB), Homogeneidad de la biomasa en tamaño y tipo de presentación (HB), Precio de la biomasa en el mercado (PB), Competencia de compradores/vendedores de biomasa (CO), Políticas estatales de promoción del mercado de biomasa (PP), Disponibilidad tecnológica de transformación (DT), Impacto ambiental (IA), Margen de ganancia de la actividad (MG)*

La homogeneidad de la biomasa (HB) es un aspecto de gran importancia para los productores (90,63%); sin embargo, para el resto de los actores el tamaño y tipo de presentación de la biomasa tiene importancia moderada. El precio de la biomasa (PB) es un factor determinante para los productores, intermediarios y consumidores de biomasa residual de arroz, en contraste, los autoprodutores no muestran preocupación por este aspecto (41,67%). La competencia entre compradores/vendedores de biomasa (CO) presentó percepciones diferenciadas en dos agrupaciones, la primera conformada por productores e intermediarios, quienes la consideran una variable determinante en el ejercicio de su actividad, la segunda la integran autoprodutores y consumidores, quienes no ven gran influencia de esta variable sobre su actividad. En cuanto a las políticas estatales de promoción del mercado de biomasa (PP) se identificó tres percepciones diferenciadas, para los autoprodutores y consumidores este aspecto es de gran relevancia; para los productores es moderadamente relevante y para

los intermediarios no es importante. El mismo fenómeno ocurrió con la variable disponibilidad tecnológica (DT), siendo los autoprodutores el grupo que mayor importancia le da a este rubro (90%), seguido de los sectores productor y consumidor, quienes consideran la tecnología moderadamente necesaria (promedio 63,81%), sin embargo, los intermediarios consideran el factor tecnológico de baja importancia para el ejercicio de su actividad en el mercado (27,14%). Por último, con respecto al margen de ganancia (MG), son los intermediarios y productores los que consideran determinante este rubro, seguidos por los autoprodutores, sin embargo, a los consumidores no lo perciben de tal importancia (66%).

Cuando se analiza la relación entre las percepciones de los sujetos en estudio con respecto a las variables que afectan o determinan el mercado (figura 3) se identificó una correlación positiva alta entre MG y CO, lo que indica que a medida que el margen de ganancia aumenta la competencia en el mercado también lo hace. Lo mismo sucede con las variables IA-DT y PP-DT. Asimismo, se evidenció una correlación negativa significativa entre IA y PB, es decir, los entrevistados perciben que un aumento del impacto ambiental positivo implica disminuciones en los precios de comercialización de la biomasa y viceversa; fenómeno que también se presentó entre las variables DT-PB, PP-PB y PP-CO. Las variables VB y HB son las que menos determinan el mercado energético basado en residuos de arroz, pues tienen una correlación significativa entre ellas, pero su interacción con las demás variables es nula.

#### Utilidad de la propuesta y síntesis gráfica

Producto del seguimiento de pasos propuestos para caracterizar el mercado de la biomasa con fines energéticos, y su aplicación en un estudio de caso como fue el de la agrocadena del arroz, fue posible extraer información relevante que caracteriza a este caso y funge como insumo inicial para estudios del mercado de biomasa posteriores. Se resumen aspectos como:

- A partir de la revisión del contexto, se determinó que la producción de arroz ha decrecido levemente en el tiempo y proporcionalmente la biomasa resultante (RAO o RAI); sin embargo, la actividad sigue siendo relevante y relativamente estable en el país dada su importancia económica y en seguridad alimentaria. Debe aclararse que el estudio fue realizado previo al 2022, año en el que el Gobierno Central ha indicado la posibilidad de cambios arancelarios para la agrocadena, por lo que deberá analizarse con mayor profundidad si la producción (y por tanto la generación de RAO y RAI) de arroz mantendría la tendencia vista en el presente estudio.
- Se reconoce una caracterización básica en la biomasa de este subsector, y se identifica ya un fin bionérgico dentro de la misma industria arrocera, lo cual compite con otras industrias o bien otros usos para la cascarilla del arroz (sustrato colocado en el piso de explotaciones avícolas). El caso del rastrojo es distinto pues prácticamente se usa solo para fines de reincorporación al suelo o como alimento animal; sin embargo, ambos casos merecen atención para valorar la posibilidad de migrar a un mayor aprovechamiento de esta biomasa desde el punto de vista energético.
- El caso del arroz se caracteriza por contar con una producción total anual general en biomasa húmeda de 1 217 544 t, equivalente a 254 885 t de masa seca, y un potencial energético bruto sobre PCS de 4 324 TJ. Esto representa la disponibilidad de una fracción del 79% de la biomasa y un potencial energético bruto disponible PCS de 3 405 TJ.
- Es de cuidadosa observación el hecho de que en este sector se consideró una relación negativa entre impacto ambiental y precio, y si bien el volumen de biomasa no presentó alta correlación a otras variables determinantes, este siempre será crítico en términos de disponibilidad de biomasa para generación energética.

- Las variables de mercado más relevantes para los actores relacionados se centran en el volumen de biomasa, el impacto ambiental, el margen de ganancia de la actividad y el precio de dicha biomasa en el mercado.
- Al mismo tiempo, las correlaciones de estos determinantes con otros factores permiten comprender mejor el escenario y las posibles oportunidades para agonegocios bioenergéticos en este contexto. Por ejemplo, considerar el margen de ganancia para ubicar las oportunidades implica la necesidad también de considerar la competencia entre compradores y vendedores de esta biomasa, así como la necesidad de incorporar la variable tecnológica vinculada al impacto ambiental y a su vez el efecto de las políticas públicas sobre dicha disponibilidad de tecnología.
- Los actores de esta agrocadena reconocen la acción de productores, autoproducidos, consumidores e intermediarios, considerando potencialmente el análisis de estos como parte de una función propia del mercado dado el grado de dispersión de los dos actores al extremo de la cadena de suministro.
- La consideración de una posibilidad de negociar dentro de este mercado, una moderada competitividad, así como la estabilidad valorada por los actores, junto a un conocimiento de amplio a moderado en variables técnicas, facultaría la promoción de un mercado biomásico de arroz para fines energéticos. Su competitividad podrá visualizarse en términos de la posibilidad de contar con una biomasa probada como eficiente en producción de energía y con un potencial conocido por los actores en términos de variables socioambientales. Sin embargo, para lograr potenciar este mercado, es vital atender cuellos de botella detectados cuando los actores valoraron el mercado como uno aún desorganizado, y con serias deficiencias de conocimiento sobre aspectos financieros y legales.

En síntesis, siendo esta una seguidilla de pasos propuestos se supone un avance lógico y adecuado de los aspectos por considerar en una caracterización del mercado de la biomasa para fines energéticos, como el aplicado en este caso al ejemplo de la agrocadena arrocería costarricense.

## Conclusiones y recomendaciones

La investigación y estudios de mercado de la biomasa para fines energéticos no es siempre simple y requiere de distintos apartados. Uno de estos comprende una caracterización inicial que permita determinar rasgos de los actores de dicho mercado, su percepción y la determinación de variables que resulten determinantes para la actividad. Obviar este paso puede resultar tan crítico como desestimar otros aspectos de la caracterización desde un punto de vista técnico o más estudios de corte económico, financiero y legal. Por esto, orientar el inicio de un estudio de este tipo con un marco metodológico como el acá propuesto permitiría avanzar de manera sistemática en la obtención de información inicial. Se obtiene de la aplicación de la propuesta realizada, información relevante como el potencial de biomasa existente para el caso de estudio, el conocimiento y percepción de sus actores respecto a variables del mercado, y la identificación de variables determinantes para el mismo. A grandes rasgos, se determina según las fuentes consultadas que la agrocadena tiene el potencial anual de contar con 1 217 544 t de biomasa húmeda y un potencial energético bruto sobre PCS de 4 324 TJ. Se identificaron como variables de relevancia el volumen de biomasa, el impacto ambiental, el margen de ganancia de la actividad y el precio de dicha biomasa en el mercado.

Se recomienda seguir los pasos antes descritos considerando la posibilidad de tener muestras amplias en términos de cantidad de actores y diversidad de estos para garantizar el logro de una caracterización afín a la realidad del contexto en estudio. Si bien esta vez se valida la aplicabilidad de los pasos en la agrocadena del arroz costarricense, es factible aplicarlo a otros sectores y contextos, por lo que actualmente el proyecto que promovió la propuesta de este marco metodológico avanza en el estudio de más agrocadenas y se complementa con otras disciplinas y herramientas como la georreferenciación, el modelaje y el planeamiento estratégico. Finalmente, se recomienda complementar estudios de este tipo con la aplicación de otros métodos, como aquellos relacionados a la caracterización de parámetros técnicos, bioquímicos, físicos y tecnológicos que sumen a la visualización integral del potencial bioenergético del contexto en estudio.

## Referencias

- [1] CNFL, "Foro "Desafíos de la Innovación en el Servicio Eléctrico Solidario", " <https://fb.watch/5bl83V0tXR/>, San José, 2021.
- [2] S. Medina and A. Venegas, "Energías Renovables. Un futuro óptimo para Colombia," *Revista Punto de Vista*, vol. 9, no. 13, p. 47–62, 2018.
- [3] D. Hoehn, M. Margallo, J. Laso, I. García-Herrero, A. Bala, P. Fullana-i-Palmer, A. Irabien and R. Aldaco, "Energy Embedded in Food Loss Management and in the Production of Uneaten Food: Seeking a Sustainable Pathway," *Energies Volume 12 (4)*, pp. 767, doi:10.3390/en1204, 2019 .
- [4] ONU, "El papel futuro de la iniciativa "Energía Sostenible para Todos" en la promoción de la energía sostenible," 2017.
- [5] A. Beames, J. Goedhart and A. Kanellopoulos, "Biobased Economy: Critical Foundation for Achieving Sustainable Development Goals," *Decent Work and Economic Growth. Encyclopedia of the UN Sustainable Development Goals.*, 2019.
- [6] J. Fernández, F. Gutiérrez, P. Del Rio, G. San Miguel, A. Bahillo, J. Sánchez, M. Ballesteros, J. Vázquez, L. Rodríguez and J. Aracil, *Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética*, Madrid, España: Ediciones Mundi-Prensa, 2015.
- [7] F. Nogués, D. García and A. Rezeau, *Energía de la Biomasa (volumen I)*, Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2010.
- [8] UNEP, "Visión global de los Residuos Agrícolas Orgánicos para su aprovechamiento energético," DTIE, UNEP, IETC, 2013.
- [9] Instituto Costarricense de Electricidad, "Plan de expansión de la generación eléctrica 2016-2035," GrupoICE, San José, Costa Rica, 2017.
- [10] Grupo ICE, "Somos electricidad renovable y solidaria," 2020. [Online]. Available: [https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/7a3172c0-b703-4bbf-9d61-b363e822f1c1/Fasciculo\\_Electricidad\\_2020\\_compressed.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m.pLjj8](https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/7a3172c0-b703-4bbf-9d61-b363e822f1c1/Fasciculo_Electricidad_2020_compressed.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m.pLjj8).
- [11] D. Zárate and R. Ramírez, "Matriz Energética de Costa Rica Renovabilidad de las fuentes y reversibilidad de los usos de energía," Fundación Friedrich Ebert (FES), San José, Costa Rica, 2016.
- [12] IICA-UCR-MAG, "Simposio. Una visión del sector agropecuario basada en el CENAGRO 2014," San José, Costa Rica, 2016.
- [13] J. C. Valverde, D. Arias, R. Campos, M. F. Jiménez and L. Brenes, "Análisis perceptual del mercado energético basado en biomasa lignocelulósica de origen arbóreo en Costa Rica," *Madera y bosques*, 26(3), e2632066. , p. <https://doi.org/10.21829/myb.2020.2632066>, 2020.
- [14] S. Nepal, L. T. Tran and D. G. Hodges, "Determinants of Landowners' Willingness to Participate in Bioenergy Crop Production: A Case Study from Northern Kentucky," *Forests 11, no. 10*, p. 1052. <https://doi.org/10.3390/f11101052>, 2020.
- [15] CONARROZ, "Informe Estadístico Periodo 2014-2015," 2016. [Online]. Available: <http://www.conarroz.com/index.php/en/industria>. [Accessed 20 Abril 2020].
- [16] SEPSE, "Actualización de la encuesta de biomasa como insumo para su incorporación en la matriz energética de Costa Rica," 2018. [Online]. Available: <https://sepse.go.cr/>. [Accessed 20 Abril 2020].

- [17] IEA, World Energy Outlook 2018, Paris, France: International Energy Agency, 2019.
- [18] Ministerio de Ambiente y Energía, “VII Plan Nacional de Energía 2015-2030,” MINAE, DSE, PNUD, San José, Costa Rica, 2015.
- [19] FAO, “La Bioenergía en América Latina y El Caribe. El estado de arte en países seleccionados.,” Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Santiago, Chile, 2013.

# Estudio de materiales arcillosos ricos en óxidos de hierro para la desulfuración de biogás

## Study of clay materials rich in iron oxides for the desulfurization of biogas

Fiorella Ulloa-Solano<sup>1</sup>, Marco Chaves-Flores<sup>2</sup>,  
Luis Andres Urvina-Savelli<sup>3</sup>, Claudia C. Villarreal<sup>4</sup>

---

Ulloa-Solano, F; Chaves-Flores, M; Urvina-Savelli, L.A; Villarreal, C.C. Estudio de materiales arcillosos ricos en óxidos de hierro para la desulfuración de biogás . *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 94-105.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6338>

1 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: fioullsolano@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-0686-5756>

2 Biomatech Engineering Ltda, San José. Costa Rica. Correo electrónico: marco.chaves@biomatec.net

<https://orcid.org/0000-0001-5995-2979>

3 Biomatech Engineering Ltda, San José, San Pedro. Costa Rica. Correo electrónico: luis.urvina@biomatec.net

4 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: cchaves@itcr.ac.cr

<https://orcid.org/0000-0002-9924-1562>

## Palabras clave

Arcillas; limpieza de biogás; desulfuración; biodigestión anaerobia; óxidos de hierro; biorrefinación.

## Resumen

Costa Rica podría generar 1,000,000 m<sup>3</sup> de metano diariamente a partir de biogás, pero su aprovechamiento energético requiere del proceso de desulfuración, cuyos materiales filtrantes tienen elevados costos y no se producen localmente. En este estudio se analizaron sustratos naturales locales ricos en óxidos de hierro, suelos arcillosos (SR) y rocas rojas (RR), para la remoción del H<sub>2</sub>S del biogás. El desempeño de los medios filtrantes se estudió en un sistema de biodigestión anaerobia instalado en una finca porcina cuya producción diaria de biogás es 20-30 m<sup>3</sup>, 70% metano. Inicialmente se analizaron 6 muestras mediante Difracción de Rayos-X (XRD) y Fluorescencia de Rayos-X (XRF) para cuantificar los óxidos de hierro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) y se seleccionaron las 2 muestras de RR con mayor porcentaje de Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, RR2 con 4.8% w/w y RR3 con 7.2% w/w. La caracterización de las RR, antes y después de usarlas como medio filtrante, se realizó mediante Microscopía Electrónica de Barrido (SEM), Espectroscopía de Dispersión de Energía de Rayos-X (EDS), y XRD combinado con el método Rietveld (XRD-Rietveld). Tras la aplicación de las RR en el filtro desulfurizador, se comprobó la absorción superficial de azufre y una disminución de 4.8% wt. a 1.1% wt. de los Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Las RR con un tamaño de partícula entre 2.4 y 6.3 mm tienen la capacidad de remover hasta un 28% de H<sub>2</sub>S. La baja eficiencia de remoción de H<sub>2</sub>S de las RR sugiere la búsqueda de materiales con mayor cantidad de óxidos de hierro para mejorar el proceso de desulfuración.

## Keywords

Clays; biogas cleaning; desulfurization; anaerobic biodigestion; iron oxides; biorefining.

## Abstract

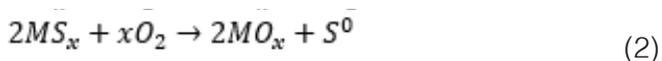
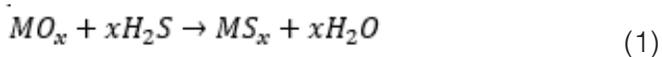
Costa Rica could generate 1,000,000 m<sup>3</sup> of methane daily from biogas, but its use as energy source requires the application of desulfurization processes, for which the filtering materials are costly and not locally-sourced. The use of natural filtering substrates that are rich in iron oxides, like clay soils (SR) and red rocks (RR), for the removal of H<sub>2</sub>S from biogas was studied. The performance of the filter materials was tested in an anaerobic biodigestion system installed in a swine farm, with a daily biogas production of 20-30 m<sup>3</sup>, 70% methane. Six samples were initially analyzed by X-Ray Diffraction (XRD) and X-Ray Fluorescence (XRF) to quantify the iron oxides (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) and two RR samples with the highest percentage of Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> were selected, RR2 with 4.8% w/w and RR3 with 7.2% w/w. The characterization of the filter media, before and after its use as a filter, was carried out using Scanning Electron Microscopy (SEM), X-Ray Energy Dispersion Spectroscopy (EDS), and XRD combined with Rietveld's method (XRD-Rietveld). The absorption of sulfur was confirmed and a decrease of 4.8% w/w to 1.1% w/w of the Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> present in the RR was measured in the RR after applying it in the desulfurization process. The RR with a particle size between 2.4- 6.3 mm can remove up to 28% of H<sub>2</sub>S. The low efficiency of H<sub>2</sub>S removal suggests the search for other minerals that have higher fraction of iron oxides, to improve the desulfurization efficiency.

## Introducción

El biogás es un gas combustible que se produce a partir de reacciones de biodegradación de materia orgánica en un ambiente anaerobio y sus componentes principales son el metano (CH<sub>4</sub>) y el CO<sub>2</sub> [3]. La capacidad calorífica de este gas combustible es cercana a 6 kWh/m<sup>3</sup> y depende principalmente de su contenido de CH<sub>4</sub> [1], [3]. Al remover el CO<sub>2</sub> del biogás, es posible obtener un biocombustible similar al gas natural con una capacidad calorífica cercana a 10 kWh/m<sup>3</sup>, que lo convierte en una alternativa para la síntesis de combustibles y la generación eléctrica [3], [4]. El CH<sub>4</sub> contribuye con más del 20% de los gases de efecto invernadero generados por la sociedad, proveniente principalmente de la agricultura [1]. Al utilizar la capacidad calorífica del CH<sub>4</sub> para producir energía, se reducen las emisiones de este gas a la atmósfera, ya que el CH<sub>4</sub> tiene el potencial como gas de efecto invernadero (GEI) 23 veces mayor que el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), aportando a las acciones de mitigación del cambio climático [2].

Para el uso del biogás como fuente de energía renovable es necesario contar con un control de calidad que garantice un adecuado rendimiento energético, la seguridad de operarios y usuarios de los sistemas de biodigestión, y una prolongada vida útil de los sistemas de aprovechamiento. El estudio de procesos para la eliminación de los contaminantes presentes en el biogás (H<sub>2</sub>S, siloxanos, agua, CO<sub>2</sub> y otros) es de gran importancia, debido a los problemas de corrosión y obstrucciones que generan en los sistemas de aprovechamiento, transporte y almacenamiento de biogás [5], [6]. El H<sub>2</sub>S se produce por la acción de microorganismo anaerobios que tienen la capacidad de reducir sulfatos [5], [7] y cuando entra en contacto con el vapor de agua, se produce el H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, que es un compuesto muy corrosivo para las superficies metálicas [6]. Un control estricto de los procesos de captura de H<sub>2</sub>S tiene tanto beneficios medioambientales como sociales. Al tratar este gas previo a los procesos de combustión se garantiza un uso seguro para las personas, debido a que el H<sub>2</sub>S es un compuesto perjudicial para la salud humana y animal, puede provocar mareos, dolor de cabeza, náuseas, irritación de las membranas mucosas y muerte súbita [8] [9]. Además, el biogás es una alternativa para el desarrollo de zonas rurales y de difícil acceso, ya que permite reducir el uso de combustibles tradicionales, como lo son la leña y el estiércol seco que causan problemas de salud asociados a su uso [10].

Algunos de los métodos fisicoquímicos que se utilizan para la remoción de los contaminantes presentes en el biogás son la adsorción y la absorción [5], [6], [9], [11]. Para los procesos de adsorción se emplean materiales como carbón activado, óxidos metálicos y arcillas, mientras que en los procesos de absorción se utilizan cloruro de hierro, hidróxidos diluidos y solventes orgánicos [4]. Los óxidos metálicos permiten la adsorción de H<sub>2</sub>S mediante la producción de sulfuros. Algunos óxidos metálicos ampliamente utilizados son, hidróxido de hierro (III) (Fe(OH)<sub>3</sub>) y/o óxido de hierro (III) (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) [3]. La reacción de desulfuración con óxidos metálicos se muestra en la ecuación 1, donde M es el catión que genera el sitio activo para la remoción de H<sub>2</sub>S, los productos de la reacción son sulfuro metálico y H<sub>2</sub>O [12], [13]. El proceso de regeneración de los óxidos metálicos en presencia de oxígeno está dado por la ecuación 2, donde los productos de la reacción son óxido metálico y azufre elemental [12], [13].



La reacción de desulfuración en la superficie de los óxidos metálicos ocurre a través de la interacción de pares de iones o por la interacción en sitios de defecto. Los procesos de desulfuración se llevan a cabo con iones S<sup>2-</sup> sustituyendo los iones O<sup>2-</sup> del material original [14]. Los óxidos y oxihidróxidos de hierro presentan una diferencia en el alcance de la reacción, en

comparación con otros óxidos metálicos, debido a la diferencia en la fuerza de los enlaces metal-oxígeno, ya que es más baja para enlaces Fe-O, lo que permite una fácil sustitución de iones  $O^{2-}$  por iones  $S^{2-}$  [14].

Actualmente los materiales ferrosos juegan un papel importante en procesos de desulfuración a baja temperatura y han sido utilizados ampliamente en tratamiento de gases industriales [15]. Algunos factores que pueden influir en el rendimiento del material adsorbente son el tamaño de partícula, la temperatura de calcinación, el área superficial, volumen y tamaño de poro, la cantidad de masa adsorbente, el caudal de biogás, y la capacidad de regeneración del material [9], [11], [15], [16]. Cada una de estas variables puede potenciar o inhibir la capacidad de remoción de  $H_2S$  en los sustratos filtrantes.

Algunos óxidos de hierro se encuentran de forma natural en suelos y rocas, presentes prácticamente en gran cantidad de minerales. La escoria rojiza es una de las rocas de mayor uso a nivel ornamental, su principal aplicación es la decoración de jardines. También se conocen como bombas rojizas (con presencia de  $Fe_2O_3$ ), que en Costa Rica se pueden extraer, de tajos ubicados cerca de los conos piroclásticos de Sabana Redonda de Poás [17]. A pesar de que el porcentaje de óxido de hierro en estos materiales es relativamente bajo, la coloración rojiza que muestran es considerada un indicador de la presencia de óxidos de hierro. La capacidad de remoción de  $H_2S$  mediante el uso de rocas y suelos rojos reportados por diferentes autores se resumen en el Cuadro 1, donde se evidencia la posibilidad de obtener resultados positivos al usar este tipo de sustratos para disminuir la presencia de  $H_2S$  en el biogás, y así reducir el impacto de esta traza contaminante en ámbitos socioambientales y económicos.

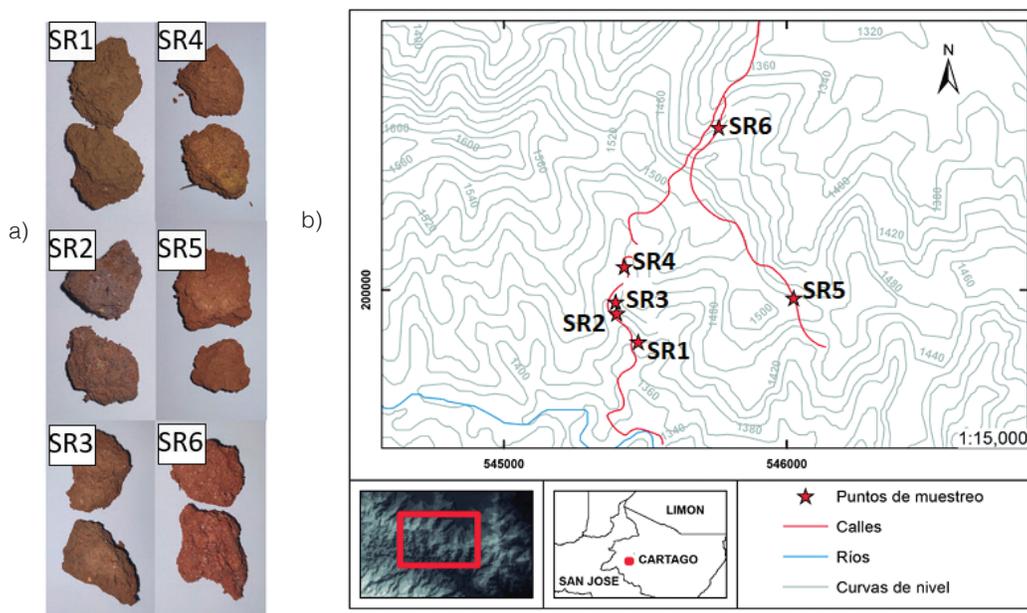
**Cuadro 1.** Capacidad de remoción de  $H_2S$  (experimental) utilizando rocas y suelos rojos.

Fuente	Material	Sitio activo	Porcentaje de óxido de hierro	Capacidad de remoción (g-S/kg)
[5]	Suelo rojo	Fe	14.1-15.5	2-12
[8]	Suelo rojo	$Fe_2O_3$	3.86	16.3
			3.72	16.1
			2.76	13.1
			4.28	18.3
[9]	Roca roja	$Fe_2O_3$	18.81	3.5
[16]	Lodo rojo (residuos cáusticos)	$Fe_2O_3$	30-60	21
[18]	Suelo rojo	$Fe_2O_3$	6.61	18.2
[19]	Suelo rojo	$Fe_2O_3$	6.3	18.1

Para contribuir con el sector de la biodigestión anaerobia nacional, se estableció como objetivo general de esta investigación el estudio de sustratos filtrantes accesibles a nivel nacional para la desulfuración de biogás. Se analizaron suelos rojos (SR) y rocas rojas (RR) utilizando varias técnicas de caracterización química y se seleccionaron los mejores materiales para ser probados en un biodigestor de 120m<sup>3</sup> de una finca porcina. Con este estudio se busca contribuir a prevenir el deterioro de los sistemas de aprovechamiento de biogás y los efectos negativos que el  $H_2S$  en este biocombustible pueda tener en la salud de las personas y el medio ambiente.

## Materiales y métodos

En este estudio se analizaron 3 muestras de suelos rojos (SR) y 3 muestras de rocas rojas (RR). Los SR utilizados en este estudio se recolectaron en la zona de la Miura en Aguacaliente de Cartago, Costa Rica. Los materiales como hojas y raíces de árbol se retiraron de las muestras y estas se secaron a temperatura ambiente durante una semana y luego a 120°C durante 5 horas. En la Figura 1(a) se observan los suelos arcillosos recolectados y en la Figura 1(b) los puntos de muestreo. Las rocas rojas (RR) se adquirieron en el Colono Construcción y en la Ferretería Iztarú, ambos establecimientos se encuentran ubicados en San Rafael de Oreamuno, Cartago, Costa Rica.



**Figura 1.** Suelos arcillosos recolectados en la Miura, Aguacaliente de Cartago, Costa Rica. (a) Muestras de SR y (b) Puntos de muestreo.

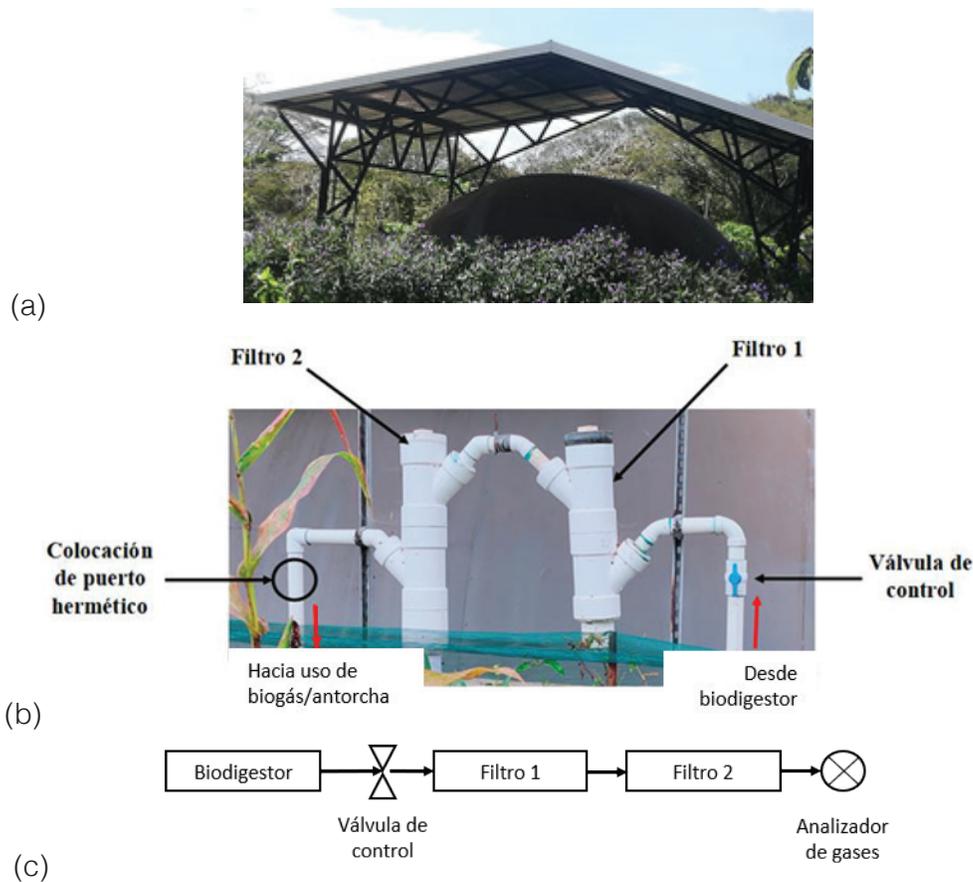
Inicialmente se seleccionaron los medios filtrantes a colocar en el filtro de desulfuración en base al porcentaje de óxido de hierro, obtenido por medio de Difracción de Rayos-X (XRD) y Fluorescencia de Rayos-X (XRF) de los polvos obtenidos de las muestras. Los difractogramas se obtuvieron con un difractómetro PANalytical Empyrean escaneo tipo goniómetro, tubo CuK $\alpha$  ( $\lambda=0.154056$  nm) que operó a 45 kV y 40 mA, con mediciones de  $2\theta$  de 10° hasta 70° y una velocidad de paso de 0.013 q/s. Posteriormente se realizó el tratamiento y análisis automático de los difractogramas utilizando el software HighScore Plus. La cuantificación de las fases identificadas se hizo por medio del método desarrollado de Rietveld, usando el programa GSAS-II [20]. Este procedimiento se va a denominar XRD-Rietveld. El porcentaje de hierro en cada muestra se determinó mediante utilizando un analizador de mesa Oxford Lab X-3500.

Las RR con mayor porcentaje de Fe $_2$ O $_3$  se utilizaron como medio filtrante tanto con el tamaño de partícula original (RR2-G) como fragmentado en partículas más pequeñas (RR2-P), con el fin de aumentar el área superficial del material en el lecho filtrante. El material se pasó a través de un triturador de mandíbula Denver Equipment modelo "H" del Centro de Investigación en Vivienda y Construcción (CIVCO) del TEC. Después se seleccionó el tamaño de partícula con el uso de tamices con aperturas entre 2.36 mm y 6.3 mm, mediante el uso de la norma ASTM E11-20 [21]. La determinación de porcentaje de absorción en peso de las RR de varias dimensiones se realizó según lo descrito en la norma ASTM designación C97/CM97-09 como se detalla en la ecuación 3, donde M es el peso de la muestra seca y N es el peso de la muestra después de la inmersión [22].

$$\text{Absorción, peso \%} = \frac{N-M}{M} \times 100 \quad (3)$$

El sistema de biodigestión anaerobia utilizado para realizar las pruebas de desempeño de las RR como medios filtrantes se encuentra ubicado en la Finca Los Tejares, 2 km al sur del Aeropuerto Internacional Juan Santamaría (Figura 2(a)). El biodigestor cuenta con una producción estable de biogás de 20-30 m<sup>3</sup>/día, cuyo contenido de CH<sub>4</sub> promedio es de 70% [23]. En la Figura 2(b,c), se muestra la configuración de los filtros y el diagrama esquemático del experimento *in situ* utilizado para realizar las pruebas de desempeño de las RR. Las mediciones de composición del biogás, temperatura, presión y caudal se realizaron con el equipo Optima Biogas Analyzer de MRU utilizando un puerto hermético en la tubería para obtener mediciones estables y confiables, evitando el ingreso de oxígeno. Las mediciones se realizaron con y sin medio filtrante, cada 5 minutos durante aproximadamente 25 minutos. El rendimiento del material adsorbente denominado “porcentaje de eficiencia de remoción” (RE) se calculó como se muestra en la ecuación 4, donde, C<sub>0</sub> y C son las concentraciones de H<sub>2</sub>S antes y después del paso del biogás a través del filtro [9].

$$RE = \frac{C_0 - C}{C_0} \times 100 \quad (4)$$

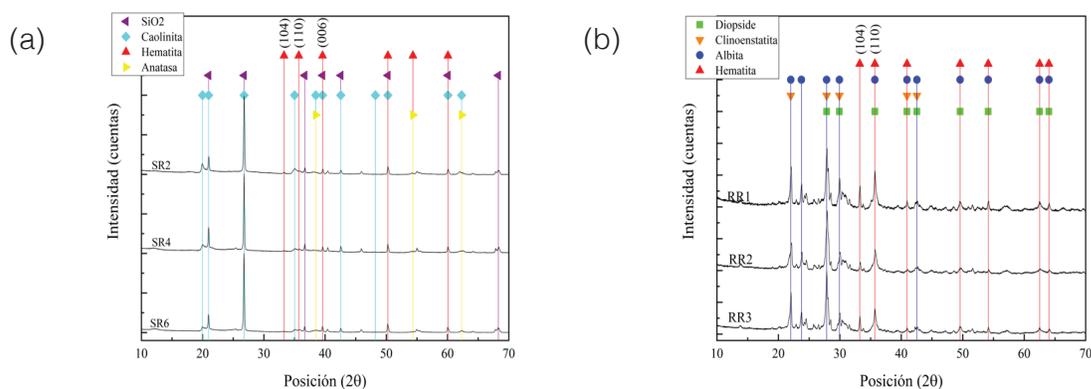


**Figura 2.** Sistema de biodigestión utilizado para las pruebas de desempeño de los medios filtrantes (a) Biodigestor ubicado en la Finca Los Tejares, Alajuela, Costa Rica, (b) Configuración de los filtros desulfuradores y (c) Diagrama esquemático del experimento *in situ*.

Después de las pruebas de desempeño se identificaron y cuantificaron las fases minerales presentes en el sustrato filtrante con el procedimiento XRD-Rietveld. Para el análisis morfológico de la superficie se utilizó un Microscopio Electrónico de Barrido (SEM) Hitachi TM-1000 con un voltaje de aceleración de 15 kV. Las probetas se fijaron al portamuestras con cinta adhesiva de carbono, sin comprometer la región de análisis. La identificación de las especies elementales presentes en la superficie de los sustratos filtrantes se realizó mediante la Espectrometría de Dispersión de Energía de Rayos-X (EDS), utilizando el equipo marca Bruker que se encuentra acoplado al microscopio SEM Hitachi TM-1000, en un ángulo de 22°.

## Resultados

Se analizaron piedras y suelos rojos para determinar su potencial como sustratos en filtros desulfuradores de biogás. Inicialmente se recolectaron 3 muestras de RR y se seleccionaron por inspección visual las 3 muestras de SR con coloración más rojiza. Los SR seleccionados y las RR se analizaron por medio de XRD-Rietveld y XRF para identificar y cuantificar las fases minerales y  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  presentes. En los SR se identificaron las siguientes fases: óxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ), caolinita ( $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ ), hematita ( $(\text{Fe}_{0.008}\text{OH}_{0.01})_{1.136}$  y  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) y anatasa ( $\text{TiO}_2$ ) (Figura 3(a)) [16]. La presencia de la hematita se identificó debido a los picos ubicados en posiciones  $2\theta$  de 33.0°, 35.8° y 39.6° que corresponden a los planos cristalográficos (104), (110) y (006) respectivamente [8]. Para las RR se identificaron las siguientes fases minerales, diopsido ( $\text{Na}_{0.3}^{89}\text{Ca}_{0.611}\text{Mg}_{0.583}\text{Ti}_{0.003}\text{V}_{0.401}\text{Cr}_{0.01}\text{Fe}_{0.003}\text{Al}_{0.028}\text{Si}_{1.972}\text{O}_6$ ), clinoenstatita ( $\text{Mg}(\text{SiO}_3)$ ), albita ( $\text{Na}(\text{Si}_3\text{Al})\text{O}_8$ ) y hematita ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) (Figura 3(b)). En las RR se detectaron dos picos para la hematita en posiciones  $2\theta$  de 33.2° y 35.7° que se atribuyen a los planos cristalográficos (104) y (110) respectivamente [8]. Tanto para los SR como para las RR, la hematita es la fase activa para la remoción del  $\text{H}_2\text{S}$  mientras que las demás fases permiten mejorar la dispersión de los óxidos metálicos que conlleva a un aumento en las posibles colisiones entre el  $\text{H}_2\text{S}$  y los  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  presentes [8].



**Figura 3.** (a) Difractogramas para las muestras de SR originales. (b) Difractogramas para las muestras RR originales.

En el cuadro 1 se muestran los resultados de cuantificación de la hematita ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) y del Fe para los SR y RR. Para RR1 se estimó que el porcentaje de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  es de 7.2% wt. Al realizar el análisis estequiométrico se obtuvo que la fracción de Fe presente es de 5.0%, similar a lo reportado por el análisis de XRF de 5.195% wt, mientras que el restante 2.2% se atribuye al oxígeno. Algo similar ocurre con RR3, ya que el análisis Rietveld indica que se tiene el mismo porcentaje de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Para RR2 el porcentaje de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  es de 4.8% wt, lo que sugiere que su eficiencia de remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  es menor que para las muestras RR1 y RR3. En cuanto a los SR el porcentaje

de hierro obtenido por XRF es más bajo que el reportado para las muestras RR, lo que indica que el porcentaje de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  es menor. En base a esta evidencia se decidió usar las RR para el proceso de desulfuración en el sistema de biodigestión anaerobia.

**Cuadro 1.** Porcentaje de hierro (XRF) y de óxido de hierro (XRD/Rietveld) en los SR y RR seleccionados.

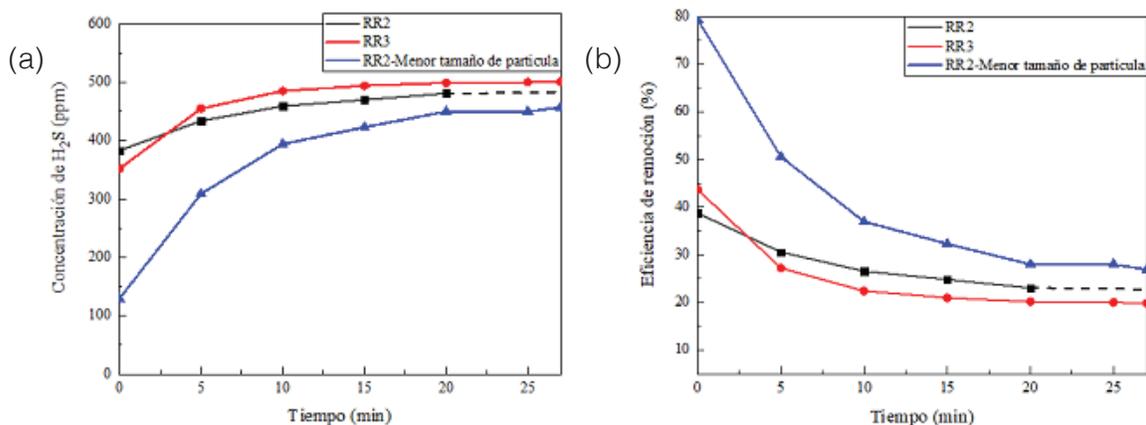
Muestra	RR1	RR2	RR3	SR1	SR2	SR3
% wt Fe	5.950	5.173	5.195	3.015	3.922	3.346
% wt $\text{Fe}_2\text{O}_3$	7.2	4.8	7.2	-	-	-

Inicialmente se midió la composición química del biogás sin filtrar la cual se muestra en el cuadro 2. La temperatura y presión del sistema durante las mediciones de composición química del biogás se mantuvo estable a 33 °C y 916 hPa, respectivamente. La velocidad de flujo del biogás fue de 3.7 m/s sin filtro y 2.5 m/s con el filtro desulfurizador.

**Cuadro 2.** Composición media del biogás sin filtrar del sistema de biodigestión anaerobio de la Finca Los Tejares, Alajuela, Costa Rica.

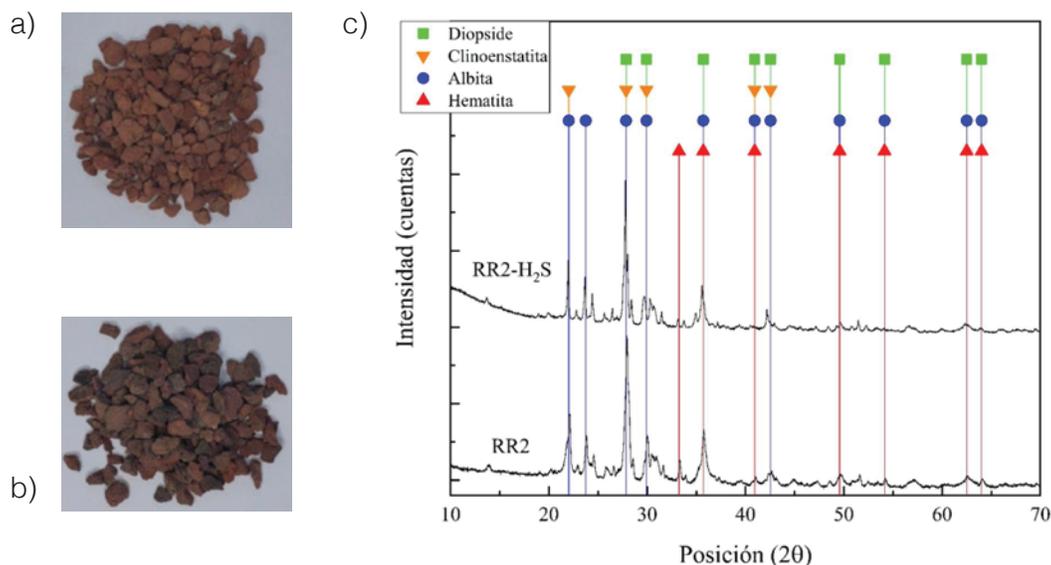
Componente	Concentración
Metano ( $\text{CH}_4$ )	70.20%
Dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ )	29.23%
Oxígeno ( $\text{O}_2$ )	0.0%
Sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ )	625 ppm

En las pruebas de desempeño se compararon RR2 y RR3 (no había disponibilidad del material RR1). Los resultados acerca de la eficiencia de remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  se muestran en la Figura 4. Inicialmente RR2-G presentó una menor eficiencia de remoción, sin embargo, al llegar a un estado estable supero a RR3, con RE de 20% para RR3 y 23% para RR2-G. Esta discrepancia en la eficiencia de remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  se atribuye a una posible diferencia en el contenido de óxidos de hierro libres para los dos tipos de RR utilizadas [8], [24]. Es de esperar que RR3 tenga mayor RE por su mayor porcentaje de  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , pero los resultados fueron lo contrario. La muestra RR2-G se trituró para reducir el tamaño de partícula e incrementar la capacidad de adsorción. El tamaño de partícula se redujo de >6.3mm para RR2-G a un rango de 2.36-6.3 mm para RR2-P, lo que mejoró la eficiencia de remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  de 23% para RR2-G a 28% para RR2-P, lo cual se puede atribuir a un aumento del área superficial o una mayor exposición de óxidos de hierro libres [8], [24]. Para determinar si el tamaño de partícula es un parámetro determinante en la eficiencia de remoción de  $\text{H}_2\text{S}$  mediante el uso de RR, se comparó la capacidad de absorción de agua de ambas muestras RR2-G y RR2-P, utilizando la norma ASTM C97/CM97-09 [17]. El porcentaje de absorción de agua en peso para las RR2-P fue de 11.67% y para las RR2-G el porcentaje de absorción es de 11.11%, lo que evidencia que el tamaño de partícula no es determinante en la mejora del área superficial para la captura del  $\text{H}_2\text{S}$  presente en el biogás, ya que probablemente es bastante poroso.



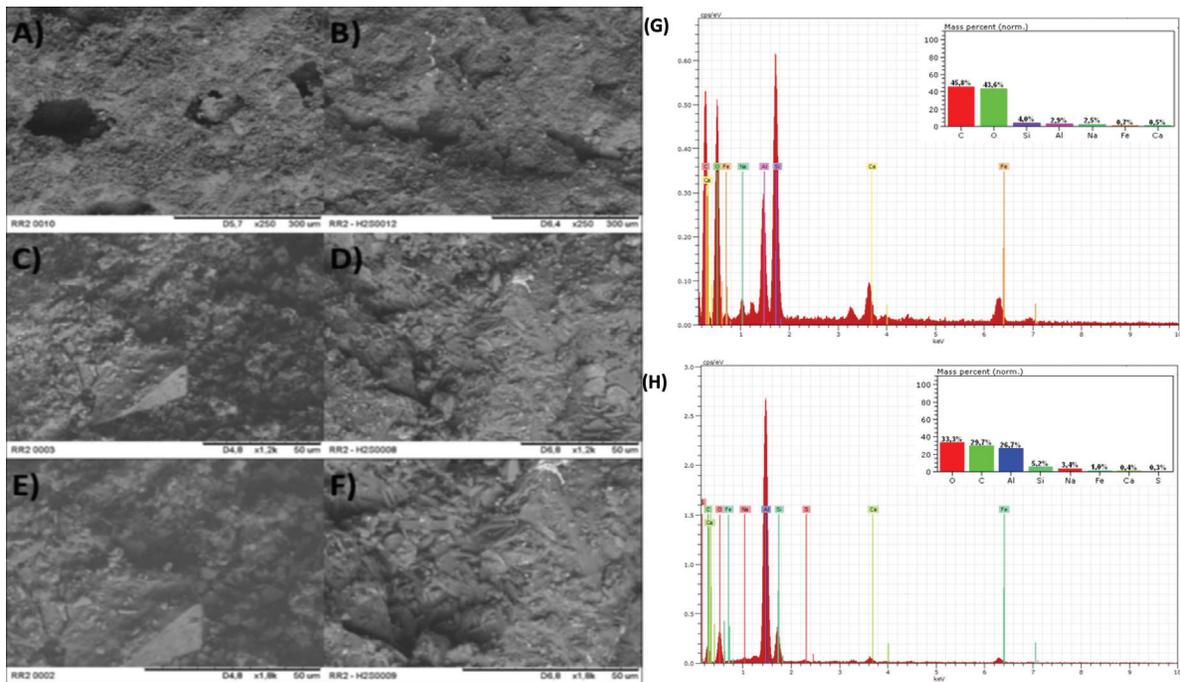
**Figura 4.** Rendimiento de absorción de la roca roja: (a) Concentración de salida de  $H_2S$  y (b) Eficiencia de remoción de  $H_2S$ .

El sustrato RR2-P estuvo 30 días colocado como filtro y expuesto a una corriente de biogás continua, donde sufrió un cambio de color significativo que se observa en la Figura 5(a,b), ya que los óxidos de hierro rojizos se convierten en sulfuro de hierro negro [8], [16], [18]. En la Figura 5(c), se muestra el difractograma de la RR2-P antes y después de ser utilizada como medio filtrante, donde no se identifica ningún componente de azufre. Según la literatura es posible detectar la presencia de pirita de hierro ( $FeS_2$ ) y sulfuro de hierro (II) ( $FeS$ ) por medio de XRD [8], [16]. Sin embargo, el  $FeS$  es sensible al aire y se descompone con facilidad en  $FeS_2$  y  $Fe_2O_3$  a temperatura ambiente, lo que conlleva a pensar que el difractómetro no detectó suficiente  $FeS$ . Además, la técnica de XRD tiene baja sensibilidad, ya que solamente es posible detectar fases cristalina cuando estas son mayores a 1%. Al observar con detalle los difractogramas de la Figura 8, se evidencia que el pico en la posición  $2\theta = 33.2$  que se asignó a la hematita presenta una disminución en la intensidad después del proceso de adsorción de  $H_2S$  [18]. Al cuantificar la hematita por el método XRD/Rietveld se observa una disminución de 4.8 a 1.1 % wt de esta fase tras 30 días de exposición a biogás, que se atribuye a su conversión en  $FeS$ , según ecuación 1.



**Figura 5.** (a) Roca roja original (RR2-P) utilizada como material filtrante. (b) Roca roja reaccionada (RR2- $H_2S$ ). (c) Difractograma para las rocas roja original (RR2) y reaccionada (RR2- $H_2S$ ).

La morfología de la superficie de la RR original (RR2) y utilizada (RR2-H<sub>2</sub>S) se muestran en la Figura 6, donde RR2 muestra algunas porosidades y rugosidades, mientras que la superficie de RR2-H<sub>2</sub>S es posible notar el colapso de los poros que se atribuyen a la unión del H<sub>2</sub>S a los sitios activos del material filtrante [9]. La composición elemental de la superficie de los materiales antes y después del paso del biogás a través del medio filtrante obtenidas por EDS, mostradas en la Figura 6(g,h) evidencian la presencia de los elementos O, Si, Al, Na, Ca y Fe, que conforman cada una de las fases minerales identificadas mediante la técnica de XRD y el C del soporte. Después del proceso de desulfuración se detectó la presencia de azufre, que confirma que las RR tienen la capacidad de remover el H<sub>2</sub>S presente en el biogás y que dicho proceso se lleva a cabo en la superficie del material filtrante [8], [16].



**Figura 6** Micrografías SEM para la muestra RR2 antes y después de ser expuestas al biogás. A), C) y E) antes de la exposición al biogás. B), D) y F) después de la exposición al biogás. Magnificación: A) y B) 250x, C) y D) 1.2kx, E) y F) 1.8kx. EDS de RR2 antes y después de ser expuesta a biogás por 30 días

En el cuadro 3, se muestra un resumen comparativo de los resultados obtenidos. La muestra RR2-G presentó una eficiencia de remoción de 23% antes de la reducción en el tamaño de partícula, a pesar de que tenía un contenido inicial de Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> de 4.8% menor que el indicado para RR3. Esto sugiere que el porcentaje de óxidos de hierro libres en las RR no es proporcional a la cantidad total de hematita presente en los materiales utilizados, sino que otros mecanismos inciden de forma más significativa en su desempeño para absorción de H<sub>2</sub>S. Mediante la aplicación del ensayo detallado en la norma ASTM designación C97/CM97-09 fue posible evidenciar que al menos para este material el tamaño de partícula del medio filtrante no influye en la capacidad de absorción de agua, y extrapolar que no influye significativamente en el proceso de remoción de H<sub>2</sub>S. Al comparar el porcentaje de óxido de hierro presente en el material antes y después del proceso de desulfuración, la diferencia encontrada de 3.9% wt., indica que el proceso de remoción del contaminante en estudio suele llevarse a cabo por el intercambio de iones de azufre y oxígeno como se indicó. Esto se verifica al observar el cambio en el color del material utilizado y la identificación de azufre en la superficie del material por EDS.

**Cuadro 3.** Comparación del desempeño de los medios filtrantes utilizados.

	Eficiencia de remoción (%)	Óxido de hierro inicial (%)	Óxido de hierro final (%)	Absorción de agua	Tamaño de partícula (mm)
RR2-G	23	4.8	-	11.11	> 6.3
RR3	20	7.2	-	-	> 6.3
RR2-P	28	4.8	1.1	11.67	2.36 - 6.3

## Conclusiones

En este artículo se reporta una metodología investigativa para estudiar rocas rojas como sustrato para la remoción de  $H_2S$ , que implicó la recolección y selección de muestras locales, la determinación de su desempeño como filtro desulfurizador y su caracterización química y morfológica. La metodología desarrollada se puede utilizar para investigar otros materiales, posibilitando el desarrollo de sustratos filtrantes accesibles a nivel nacional. Las rocas rojas estudiadas mostraron una capacidad limitada para remover el  $H_2S$  presente del biogás a temperatura ambiente. Las rocas rojas con un tamaño de partícula mayor a 6.3 mm, RR2 y RR3 alcanzaron una eficiencia de remoción de  $H_2S$  de 23% y 20%, respectivamente. Al disminuir el tamaño de partícula de RR2 a un rango entre 2.4 y 6.3 mm se mejoró de un 23% a un 28% la eficiencia de remoción de  $H_2S$ . El porcentaje de absorción de agua (en peso) calculado según lo indicado en la norma ASTM C97-CM97-09 para la roca grande y la roca pequeña fue de 11.11% y de 11.67% respectivamente, lo que permitió evidenciar que el tamaño de partícula no es un parámetro determinante en la mejora de la capacidad absorbente para este material. El análisis de XRD permitió identificar tanto la presencia de óxidos de hierro en las muestras originales, como de las siguientes fases minerales, diopside, clinoenstatita y albita. La presencia de Fe en las muestras determinada mediante XRF para las muestras fue de 5.95% w/w para RR1, 5.17% w/w para RR2 y de 5.20% w/w para RR3. Mediante el uso de XRD-Rietveld se cuantificó que la hematita  $Fe_2O_3$  presente en las diferentes muestras de roca roja es de 7.2% w/w para RR1 y RR3 y de 4.8% w/w para RR2, la cual disminuye después de exponer el material al  $H_2S$  de 4.8% a 1.1%. Esta reducción de hematita fue acompañada de un cambio de coloración de rojizo a negro, indicando la formación de compuestos de azufre durante su exposición al  $H_2S$ . Mediante SEM se identificaron cambios en la morfología de la superficie del material filtrante después de su exposición al  $H_2S$ , donde es posible observar un colapso en la estructura al mostrarse una superficie más lisa y la presencia de partículas de mayor tamaño. Además, se determinó la presencia de azufre por medio de EDS, debido a la formación de compuestos de azufre a lo largo de la superficie de la roca, generados como productos del proceso de absorción de azufre. Los resultados ofrecen un primer acercamiento al uso de minerales locales para aplicar en procesos de desulfuración de biogás que permitirían robustecer el sector de la biodigestión anaerobia en Costa Rica.

## Agradecimientos

Se agradece al profesor Dr. José Luis León Salazar, María Angelica Badilla Sánchez, Fernando Dittel Meza y funcionarios del Centro de Investigación y Extensión en Materiales (CIEMTEC) del TEC por el apoyo brindado en las diferentes etapas de esta investigación. Al Sr. Walter González, propietario de la Finca Los Tejares por permitirnos utilizar el biodigestor durante la fase experimental del proyecto y al geólogo Juan Pablo Solano Monge por el apoyo brindado en la búsqueda de las arcillas. Así como a los funcionarios del Laboratorio de Difracción de Rayos-X, el Laboratorio Institucional de Microscopía (LIM), al Dr. Ricardo Starbird del Centro de Investigación y de Servicios Químicos y Microbiológicos (CEQIATEC) y el Laboratorio de Espectroscopía Óptica, del Instituto Tecnológico de Costa Rica, y a VICESA por su atención y disposición para realizar ensayos necesarios que llevaron a obtener los resultados de esta investigación.

## Referencias

- [1] F. A. Vélez Bowen, "Adsorción de metano (CH<sub>4</sub>) de biogás mediante un filtro relleno de un soporte con carbón activado y piedra pómez molida," 2019.
- [2] T. Al Seadi *et al.*, *BIOGAS HANDBOOK*. 2008.
- [3] FAO, "Guía teórico-práctica sobre el biogás y los biodigestores." Buenos aires, p. 104, 2019.
- [4] B. Morero, E. Gropelli, and E. A. Campanella, "Revisión de las principales tecnologías de purificación de biogás," *Cienc. y Tecnol.*, vol. 1, no. 10, pp. 187–202, 2010.
- [5] A. G. Skerman, S. Heubeck, D. J. Batstone, and S. Tait, "Low-cost filter media for removal of hydrogen sulphide from piggery biogas," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 105, pp. 117–126, 2017.
- [6] FAO, MINENERGIA, PNUD, and GEF, "Manual de Biogás," *Proyecto CHI/00/G32*. p. 120, 2011.
- [7] A. Petersson, "14. Biogas cleaning," in *The Biogas Handbook: Science, Production and Applications*, Woodhead Publishing Limited, 2013, pp. 329–341.
- [8] K. Tzu-Hsing, C. Hsin, L. Hsiao-Ping, and P. Ching-Yu, "Red soil as a regenerable sorbent for high temperature removal of hydrogen sulfide from coal gas," *J. Hazard. Mater.*, vol. 136, no. 3, pp. 776–783, 2006.
- [9] R. Mrosso, R. Machunda, and T. Pogrebnyaya, "Removal of Hydrogen Sulfide from Biogas Using a Red Rock," *J. Energy*, vol. 2020, pp. 1–10, 2020.
- [10] M. Garfí, J. Martí-Herrero, A. Garwood, and I. Ferrer, "Household anaerobic digesters for biogas production in Latin America: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, pp. 599–614, 2016.
- [11] A.-A. S. M. Magomnang and P. E. P. Villanueva, "Removal of Hydrogen Sulfide from Biogas using Dry Desulfurization Systems," in *International Conference on Agricultural, Environmental and Biological Sciences*, 2014, vol. 24–25, pp. 65–68.
- [12] L. J. Cihacek and J. M. Bremner, "Characterization of the Sulfur Retained by Soils Exposed to Hydrogen Sulfide," *Commun. Soil Sci. Plant Anal.*, vol. 24, no. 1–2, pp. 85–92, 1993.
- [13] X. M. Meng, W. De Jong, and A. H. M. Verkooijen, "Effect of Hydrothermal Carbonization Reaction Parameters on," *Environ. Prog. Sustain. Energy*, vol. 28, no. 3, pp. 360–371, 2009.
- [14] A. Davydov, K. T. Chuang, and A. R. Sanger, "Mechanism of H<sub>2</sub>S oxidation by ferric oxide and hydroxide surfaces," *J. Phys. Chem. B*, vol. 102, no. 24, pp. 4745–4752, 1998.
- [15] Y. Cao *et al.*, "Low-Temperature H<sub>2</sub>S Removal from Gas Streams over  $\gamma$ -FeOOH,  $\gamma$ -Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, and  $\alpha$ -Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>: Effects of the Hydroxyl Group, Defect, and Specific Surface Area," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 58, no. 42, pp. 19353–19360, 2019.
- [16] R. C. Sahu, R. Patel, and B. C. Ray, "Removal of hydrogen sulfide using red mud at ambient conditions," *Fuel Process. Technol.*, vol. 92, no. 8, pp. 1587–1592, 2011.
- [17] G. E. Alvarado, G. Cárdenes, F. Alvarado, J. Murillo, and M. Arias, "Utilización de rocas ornamentales en Costa Rica desde tiempos precolombinos hasta el siglo XX," *Rev. Geológica América Cent.*, no. 26, pp. 39–51, 2011.
- [18] T. H. Ko and H. Chu, "Spectroscopic study on sorption of hydrogen sulfide by means of red soil," *Spectrochim. Acta - Part A Mol. Biomol. Spectrosc.*, vol. 61, no. 9, pp. 2253–2259, 2005.
- [19] K. Tzu-Hsing, C. Hsin, and T. Jeou-Jen, "Feasibility study on high-temperature sorption of hydrogen sulfide by natural soils," *Chemosphere*, vol. 64, no. 6, pp. 881–891, 2006.
- [20] B. H. Toby and R. B. Von Dreele, "Appl. Cryst." pp. 544–549, 2013.
- [21] ASTM International, *Standard Specification for Woven Wire Test Sieve Cloth and Test Sieves*. 2021, pp. 1–9.
- [22] ASTM International, "Standard Test Methods for Absorption and Bulk Specific Gravity of Dimension Stone," *ASTM International*. pp. 9–11, 2021.
- [23] P. Mora Rojas, M. Chaves Flores, M. F. Ellis Chaves, and A. Bejarano Carrillo, "Uso de Biodigestores para el tratamiento de residuos en cercanías del Aeropuerto Juan Santamaría de Costa Rica como instrumento para el control de aves carroñeras," *RedBioLAC*, vol. 4, pp. 9–13, 2020.
- [24] O. Acevedo-Sandoval, E. Ortiz-Hernández, M. Cruz-Sánchez, and E. Cruz-Chávez, "El papel de óxidos de hierro en suelos," *Terra Latinoamericana*, vol. 22, no. 4, pp. 485–497, 2004.

# Revisión de las técnicas de caracterización de materiales para estudiar la corrosión en motores a biodiésel

## Review of materials characterization techniques to study corrosion in biodiesel engines

Rebeca Corrales-Brenes<sup>1</sup>, José Andrés Quesada-Quirós<sup>2</sup>, Jean Carlo Guerrero-Piña<sup>3</sup>, Kevin Hidalgo-Solano<sup>4</sup>, Claudia C. Villarreal<sup>5</sup>

Corrales-Brenes, R; Quesada-Quirós, J.A; Guerrero-Piña, J.C; Hidalgo-Solano, K; Villarreal, C.C. Revisión de las técnicas de caracterización de materiales para estudiar la corrosión en motores a biodiésel. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 106-118.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6342>

- 1 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: rebeca.corrales.b@outlook.com  
<https://orcid.org/0000-0002-5357-4580>
- 2 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: andresquesada96@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0003-0495-3979>
- 3 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: 2l.jeancarolo@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-1398-2942>
- 4 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: k25hidalgo@gmail.com  
<https://orcid.org/0000-0002-2636-1344>
- 5 Escuela de Ciencia e Ingeniería de Materiales, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: cchaves@itcr.ac.cr  
<https://orcid.org/0000-0002-9924-1562>

## Palabras clave

Corrosión; biodiésel; FTIR; espectroscopía Raman; XRD; SEM.

## Resumen

El biodiésel es una alternativa biodegradable que permite reemplazar parte del consumo del petrodiesel. Este artículo analiza el efecto corrosivo del biodiésel en materiales metálicos en motores mediante técnicas de caracterización, incluyendo espectroscopia infrarroja por transformada de Fourier (FTIR), espectroscopia de Raman, microscopía de barrido electrónico (SEM) y difracción de rayos X (XRD). Mediante un estudio del estado del arte de dichas técnicas se reúnen recomendaciones para evaluar el desempeño de metales en motores que funcionan a base de biodiésel. Además, se abarcan los mecanismos de corrosión a los que los componentes de los motores están sujetos para mejorar sus procesos de diseño. El estudio finalmente se enfoca en la corrosión por picadura para identificar estrategias viables para mitigar su efecto en este tipo de motores y mejorar sus características de desempeño, para lo cual la ciencia de materiales se demuestra como una herramienta fundamental. El principal resultado de esta revisión fue la identificación de la corrosión por picadura y los compuestos formados como principal mecanismo de falla en motores de biodiesel.

## Keywords

Corrosion; biodiesel; FTIR; Raman spectroscopy; XRD; SEM.

## Abstract

Biodiesel is a biodegradable alternative that makes it possible to replace part of the consumption of petroleum diesel. This article analyzes the corrosive effect of biodiesel on metallic materials in engines using characterization techniques, including Fourier transform infrared spectroscopy (FTIR), Raman spectroscopy, scanning electron microscopy (SEM) and X-ray diffraction (XRD). Through a study of the state of the art of these techniques, recommendations are gathered to evaluate the performance of metals in engines that run on biodiesel. In addition, it covers the corrosion mechanisms to which engine components are subjected to improve their design processes. The study finally focuses on pitting corrosion to identify viable strategies to mitigate its effect on this type of engines and improve their performance characteristics, for which materials science is demonstrated as a fundamental tool. The main result of this review was the identification of pitting corrosion as the main failure mechanism in biodiesel engines.

## Introducción

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) estima un crecimiento anual del consumo de energía eléctrica de aproximadamente 2% en los próximos 20 años para Costa Rica [1], debido al aumento de procesos industriales y consumo en los hogares. Los países que son importadores de combustibles fósiles enfrentan el reto de reducir la dependencia del petróleo para producir energía eléctrica, cambio que se puede alcanzar por medio del uso de fuentes energéticas alternativas y renovables. Las energías renovables se definen como formas de energía que tienen una fuente prácticamente inagotable con respecto al tiempo de vida de un ser humano en el planeta, y cuyo aprovechamiento es técnicamente viable. La biomasa es el término genérico que se refiere al conjunto de la materia biológicamente renovable (árboles, cultivos, residuos orgánicos), de la que se puede obtener biocombustibles como el biodiésel, obtenido de aceites de plantas o algas, y el bioetanol [2].

Los biocombustibles son combustibles líquidos o gaseosos potencialmente renovables que se pueden utilizar para la generación de energía y presentan menor impacto ambiental que los combustibles fósiles, al ser obtenidos de plantas que originalmente fijaron el  $\text{CO}_2$  para la biosíntesis de su materia prima [3,4]. El biodiésel es un biocombustible que puede cubrir parte de la demanda energética para el transporte, sustituyendo combustibles líquidos derivados del petróleo [5]. Este biocombustible es producido principalmente a partir de aceite de plantas oleaginosas, cuya disponibilidad es incapaz de reemplazar el mercado de petrodiesel, pero que se puede combinar con otras fuentes en esquemas híbridos de energía (HES por sus siglas en inglés *hybrid energy systems*) [6,7]. La ventaja ambiental del biodiesel es que las emisiones de  $\text{CO}_2$  que genera al ser quemado compensa con el  $\text{CO}_2$  que obtuvo durante su desarrollo; esto debido a que la planta proporciona el aceite que funciona de materia prima, por lo que este ciclo de energía ayuda a mitigar la emisión de GEI y aportar a las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC) ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) [8, 9]. Por lo tanto, el biodiésel reduce el daño ambiental, pues se produce a partir de materia orgánica presente en el planeta y no se está generando más residuos [14,15]. Utilizar biodiésel es una alternativa a los combustibles fósiles y a la problemática ambiental causada por los gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono [16]. Las ventajas más importantes del biodiésel se basan en que es más seguro de manipular, es renovable, y su combustión genera bajos niveles de emisiones en gases de efecto invernadero como  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$  y material particulado (MP) [10]. El biodiesel también posee mayor número de cetano, y mejores características lubricantes en comparación con el petrodiesel [11]. El biodiesel requiere de tratamientos para ser utilizado como combustible, con el fin de disminuir su alta viscosidad, su alto contenido de ácidos grasos, y los depósitos de carbono y/o polimerización durante el proceso de combustión y almacenamiento [12]. El uso de biodiésel como combustible en motores es funcional, debido a que actualmente, los vehículos convencionales no demandan modificar el motor para su utilización [13].

Se ha encontrado que el deterioro del motor es similar al utilizar petrodiesel o mezclas de biodiésel/petrodiesel, sin embargo, los parámetros de rendimiento pueden variar según la materia prima utilizada para la producción del biodiésel y el porcentaje de biodiésel en la mezcla [18, 19]. Se ha demostrado que el uso de biodiesel puede disminuir hasta un 10% el desempeño del motor por presentar un poder calorífico inferior al petrodiesel. [20]. Además del poder calorífico, las propiedades como la densidad y la viscosidad también influyen en el rendimiento del motor y las emisiones gaseosas.

Estudios recientes han demostrado que el biodiésel posee un mayor comportamiento corrosivo en comparación con el petrodiesel para materiales como cobre, bronce, latón, acero al carbono, entre otros. El nivel de daño superficial debido a la corrosión de metales en contacto con biodiésel es significativo, especialmente por largos periodos de tiempo (más de 40 días) y a altas temperaturas que aceleran la velocidad de corrosión (aproximadamente  $70\text{ }^\circ\text{C}$ ). Este comportamiento se asocia principalmente a su alta higroscopicidad, polaridad creciente y autooxidación [24]. El proceso de autooxidación del biodiésel provoca un aumento en el contenido de agua libre, además de convertir los ésteres en monoácidos carboxílicos que aceleran los mecanismos de degradación de los materiales en los motores [21-23]. Además, para algunos materiales como el cobre, la alta temperatura durante su operación acelera aún más la corrosión. [25,26]. La compatibilidad del biodiésel con los materiales poliméricos del sistema de combustión también puede ser un problema, debido a que algunos polímeros son susceptibles al ataque de componentes orgánicos en el biodiésel, generando degradación y afectando en sus propiedades físicas, lo que puede provocar fallas importantes en las máquinas [27].

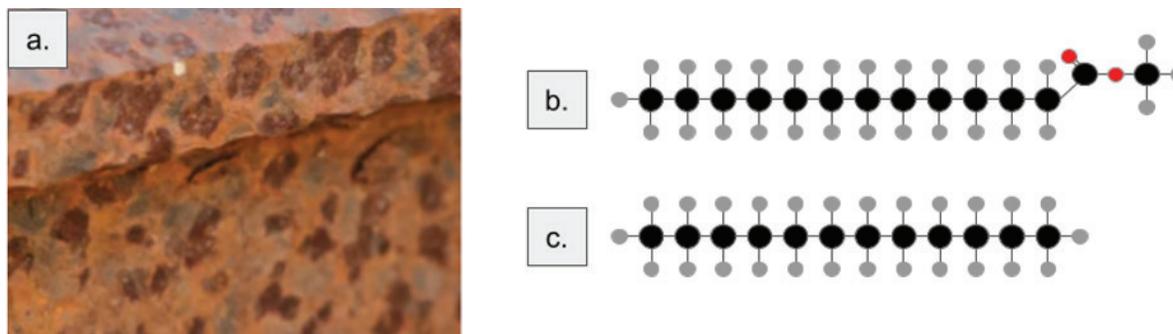
El principal objetivo de este artículo es dar a conocer el deterioro y corrosión que pueden sufrir los materiales en motores debido a la acción del biodiésel por medio de una revisión bibliográfica. Se presenta una comprobación de los materiales utilizados en la construcción de motores y la interacción que poseen estos con el biodiésel, con el fin de determinar las causas que ocasionan el deterioro de los motores. Para el estudio del efecto del biodiésel en los diferentes materiales generalmente se aplican métodos de inmersión durante un tiempo determinado y en un rango de temperatura específico [28]. Los mecanismos degenerativos que ocurren en los motores que funcionan a partir de biodiésel se analizan por medio de la aplicación de técnicas de caracterización como FTIR, Raman, XRD y SEM a estos materiales en servicio, los cuales se discuten en esta revisión. Este artículo permite identificar, mediante una revisión bibliográfica, herramientas de la ciencia de materiales que aportan a la implementación del biodiésel en la industria y transporte, al identificar materiales que puedan soportar el ambiente corrosivo generado en los motores, así como estrategias de protección de materiales, y reducir costos asociados al uso de este biocombustible. En primera instancia se hizo un filtrado de artículos relevantes, seguidamente se identificaron las técnicas de caracterización más utilizadas y finalmente se orientaron hacia la aplicación de motores con biodiesel.

### **Corrosión y deterioro de materiales metálicos usados en motores a biodiésel**

El biodiésel se puede usar en motores de combustión interna, como calderas, motores petrodiesel estacionarios que generan energía eléctrica, maquinarias agrícolas motores de barco, vehículos de carga pesada y ligeros, entre otros [29]. El biodiésel se puede mezclar con petrodiesel, en porcentaje que varía desde 2% hasta 100%. El rendimiento de petrodiesel y biodiésel es similar, pero depende de varios factores como la materia prima que se utiliza y la proporción de mezcla que se utilice [30]. Los motores de petrodiesel estándar generalmente funcionan utilizando biodiésel al 100%, pero los motores más antiguos presentan ciertas piezas como sellos, empaquetaduras y conectores fabricados con caucho natural, ya que el biodiésel no es compatible con estos elastómeros que pueden verse alterados, [13,30-32]. El uso de este biocombustible en motores es funcional siempre y cuando no se necesite grandes modificaciones en el motor ni que se presenten problemas a largo plazo [13]. Su uso en motores requiere procedimientos de control de calidad para garantizar el correcto funcionamiento de las máquinas, como la aplicación de la norma ASTM D6751 [33]. Un factor importante para tomar en cuenta es el clima, ya que, el biodiésel comienza a espesarse dentro del motor en climas fríos, lo cual debe ser controlado utilizando aditivos [30]. Además, el biodiésel tiene una capacidad de limpieza que genera un desprendimiento de incrustaciones tanto en el tanque de combustibles como en los conductos, lo que implica que se debe cambiar con frecuencia los filtros de combustibles para que no se vea afectada la bomba de inyección o el motor mismo [31].

La corrosión se denota como la interacción entre un material y su entorno que resulta en el deterioro de este. La corrosión en metales se muestra como el ataque destructivo e involuntario de un material de esta naturaleza [34,35]. La corrosión metálica en motores utilizados con biodiésel se vuelve extremadamente importante ya que muchas de las partes del motor están compuestas por una variedad de metales como, cobre, acero inoxidable, acero al carbono, fundición gris y aluminio. El porcentaje de aluminio en las piezas del motor incluyen los pistones con 100%, culatas de cilindros con 70% y bloques de motor con 19%. Las bombas y los inyectores están compuestos de cobre y sus aleaciones. Las piezas compuestas de acero inoxidable incluyen filtro de combustible, cuerpos de válvula, boquilla y anillo de bomba [36,37]. El principal tipo de corrosión generada en los materiales metálicos usados en el área de biodiésel es la corrosión por picadura, ilustrado en la Figura 1. En este tipo de corrosión, las

piezas generalmente no sufren una corrosión uniforme, sino que se corroen como el resultado de un rompimiento localizado de una región pequeña de la capa pasiva, resultando en la formación de una picadura [38-40].



**Figura 1.** (a) Corrosión por picadura y (b) Estructura molecular del biodiésel comparado con (c) petrodiesel.

La corrosión metálica puede ocurrir debido a varios factores. El biodiésel es un éster, por lo que forma enlaces de hidrógeno con el agua; lo que lo vuelve mucho más higroscópico en comparación con el petrodiesel que está compuesto por hidrocarburos (ver Figura 1(b-c)). El agua actúa sobre la corrosión de materiales metálicos, o provoca la hidrólisis del biodiésel, dando lugar a ácidos grasos y glicerol que aumentan la corrosión metálica [36,37,41]. Uno de los principales parámetros que influyen en la corrosión metálica es el porcentaje de agua, la cual se establece en la norma ASTM D6751 que debe encontrarse en una cantidad menor a los 500 mg/L (ppm). Un contenido mayor al indicado provoca daños en los componentes del generador de energía debido a la corrosión, por lo que se debe medir de manera rigurosa [42-44]. La presencia de otras impurezas como metanol, glicerol libre, ácido graso libre, residuos de catalizador (Na y K) debido a la conversión incompleta o purificación inadecuada también pueden resultar en corrosión metálica [36,37]. Además, debido a la buena lubricidad, el biodiésel disuelve más partes metálicas que el petrodiesel, lo que promueve a una corrosión [36,37]. Los metales en biodiésel como el latón, cobre y aluminio también pueden actuar como catalizadores para la oxidación del biodiésel. Por lo que, el índice de acidez del biodiésel aumenta proporcionalmente con la velocidad de corrosión de diferentes metales [45,46].

A continuación, se detalla el comportamiento de algunos materiales metálicos usados en motores al contacto con biodiésel:

- **Fundición gris:** Las fundiciones grises son comúnmente utilizadas en el mercado por su bajo costo y buena resistencia mecánica [47]. Un problema de las fundiciones grises es su baja resistencia química lo que la hace susceptible a los procesos corrosivos, afectando su vida útil. En los motores de biodiésel este material es usado en tuberías, autopartes, armazones, carcasas de bombas, soportes, entre otros. Estos componentes mecánicos están en contacto directo con el biodiésel y además expuestos a altas temperaturas, lo que acelera los procesos corrosivos [48]. El biodiésel proveniente de materias primas altamente insaturadas como girasol y soya son más nocivos a la fundición de hierro gris [49].
- **Acero inoxidable:** Los aceros inoxidables son aceros aleados diseñados para poder utilizarse en medios altamente corrosivos. Se considera acero inoxidable cuando hay un porcentaje igual o mayor a 12% de cromo [50]. En motores se utiliza el acero inoxidable en piezas de tornillería y válvulas de ignición, ejes y otros elementos mecánicos que están

expuestos a muy alta temperatura, lo que le brinda una alta resistencia a la corrosión [51]. Se ha encontrado que la capa pasivante de algunos aceros inoxidable como el AISI 316 le otorga resistencia a la corrosión con biodiésel de soja [52].

- **Acero al carbono:** Este acero posee buena resistencia y variando su porcentaje de carbono se le puede variar las propiedades mecánicas, lo que lo hace muy versátil [53]. Se utilizan en la parte mecánica para soportes de motor y piezas de sujeción, además de engranajes y otros componentes de los motores [54]. Los aceros al carbono, como el SAE 1005, se ve afectado en ambientes corrosivos de biodiésel y aseguran que presenta una alta velocidad de corrosión [55].
- **Cobre:** El cobre es un metal que presenta excelente maleabilidad y ductilidad, y posee una baja dureza [56]. El cobre es ampliamente utilizado en tubería como en aires acondicionados o en algunos sistemas de tubería de carros o camisas para pistones [57]. En términos generales, el biodiésel no es compatible con metales conteniendo cobre, debido a que este metal es un gran iniciador para la oxidación del biodiésel [58].
- **Aluminio:** Es un metal de baja densidad que presenta buena resistencia mecánica con una alta conductividad térmica, además posee una buena resistencia a la corrosión ambiental [59]. Diferentes aleaciones de aluminio son utilizadas en bloques de motor con diferentes elementos de aleación, lo que ha permitido hoy en día reducir el peso del motor [60]. El aluminio presenta una buena resistencia a la corrosión en aleaciones de Al-Cu con bajas velocidades [61].

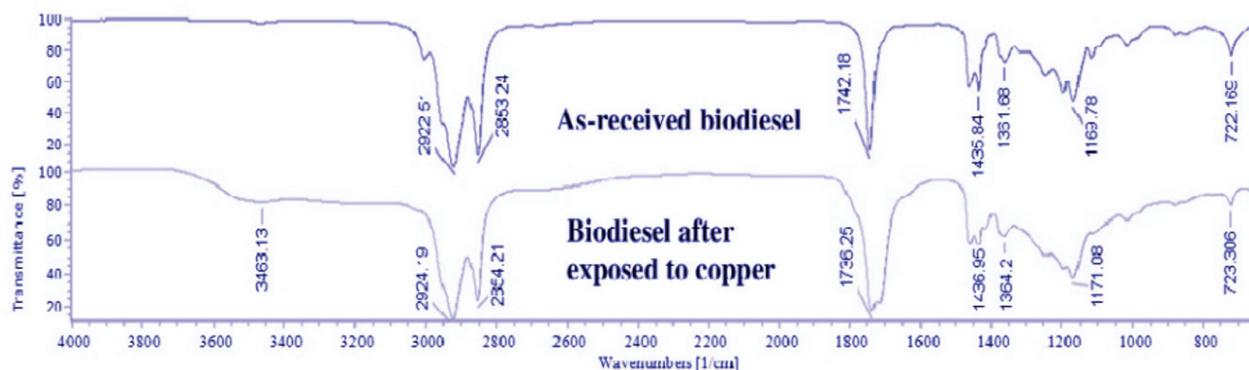
### **Técnicas para caracterización de la corrosión de metales en motores a biodiésel**

Entre las técnicas aplicadas para estudiar la corrosión de metales en motores a biodiésel se encuentran la Espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier, (FTIR), Espectroscopía Raman, Difracción de Rayos X (XRD), Microscopía Electrónica de Barrido (SEM) y Espectroscopía de Energía Dispersada (EDS).

#### **Espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier (FTIR)**

La corrosión que se da en los materiales metálicos que se encuentran en contacto con biodiésel genera cambios en la composición química del combustible [62-70]. Se han realizado varios estudios en los que se identifican las variaciones de los grupos funcionales del biodiésel por exposición a cobre mediante la espectroscopía de infrarrojo (FTIR) [64]. En los espectros FTIR del biodiésel, sin oxidar, se observan bandas de absorción características de los ésteres de ácidos grasos, de carbonos alifáticos, grupos carbonilo, entre otros [64,65].

La oxidación del biodiésel puede producir diferentes ácidos, p. ej., ácido octanoico, ácido mirístico, ácido palmítico, etc.; así como ésteres, aldehídos y cetonas. La presencia de estos grupos se observa en el espectro FTIR de la Figura 2, entre  $1800\text{ cm}^{-1}$  y  $1670\text{ cm}^{-1}$ ; para biodiésel expuesto a cobre por 1200 h a  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . La formación de nuevos enlaces C-OH, se evidencia por la aparición de nuevos picos a  $3460\text{ cm}^{-1}$  [64,65]. Estos cambios químicos *i.e.* la oxidación del biodiésel, provoca un aumento en la corrosividad del biodiésel y pueden degradar las propiedades del biocombustible [62].

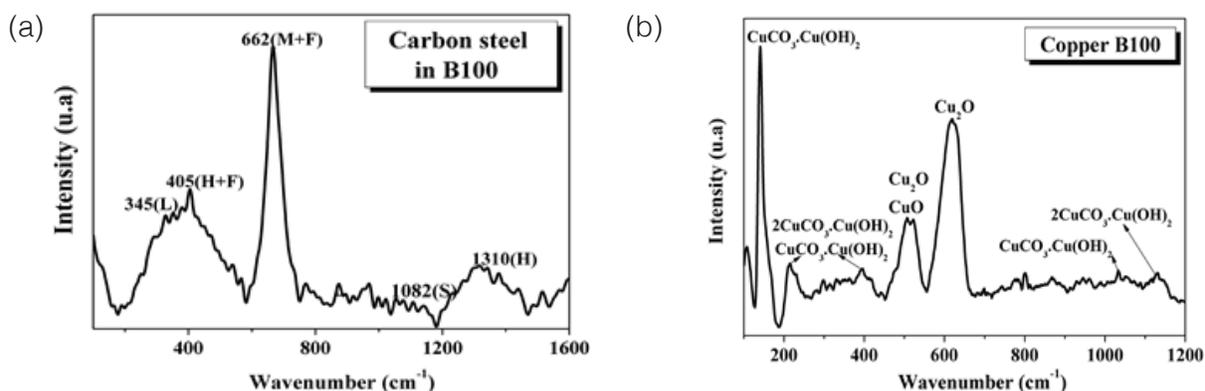


**Figura 2.** Espectro FTIR de biodiésel pre y post exposición al cobre por 1200 h a 25 °C. Reproducida de [64], con permiso de Elsevier. Copyright (2021).

### Espectroscopía Raman

La espectroscopia Raman ha demostrado ser útil para identificar los productos de la corrosión en superficies metálicas expuestas a biodiésel. El acero al carbono en contacto con biodiésel reacciona químicamente y tiende a formar una serie de compuestos en su superficie, productos de la oxidación del metal con el agua, oxígeno y radicales  $\text{RCOO}^-$  [71].

En la figura 3(a) se muestra un espectro Raman de acero al carbono expuesto a biodiésel por 12 meses a 45 °C. Se observa un pico intenso a  $662\text{ cm}^{-1}$ , asociado a una mezcla de magnetita (M:  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ) y ferrihidrita (F:  $5\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ ) [67]; bandas moderadas a  $345\text{ cm}^{-1}$  que corresponden a la formación de lepidocrocita (L:  $\gamma\text{-FeO(OH)}$ ) [66] y  $405\text{ cm}^{-1}$  relacionadas con una mezcla de hematita (H:  $\alpha\text{-Fe}_2\text{O}_3$ ) y ferrihidrita [72]. Hay bandas débiles a  $1082\text{ cm}^{-1}$  (formación de siderita (S:  $\text{FeCO}_3$ )) y a  $1310\text{ cm}^{-1}$  atribuidas a la formación de hematita. Estos óxidos forman una capa protectora, por lo que la tasa de corrosión al cabo de 12 meses de inmersión disminuye en un 84%.



**Figura 3.** Espectro Raman de (a) acero al carbono y (b) cobre expuesto a biodiésel por 12 meses a 45 °C. Reproducida de [71], con permiso de Elsevier. Copyright (2021).

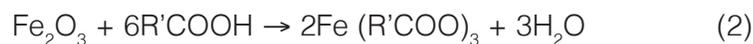
El cobre, sometido a las mismas condiciones, inmerso en biodiésel a 45 °C por un año, tiende a formar óxidos, hidróxidos, carbonatos de cobre y sales de ácidos grasos, como se ilustra en la figura 3(b). Los óxidos de cobre se producen debido a la presencia de oxígeno disuelto y agua; los carbonatos de cobre provienen de la reacción entre el Cu y el  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{RCOO}^-$  y  $\text{COO}^-$  del

biodiésel [24,73-77]. Estos productos corrosivos tienden a asentarse en áreas donde se dan movimientos mecánicos de algunos componentes, como los inyectores de combustible, por lo que pueden generar un desgaste acelerado en estas regiones [75].

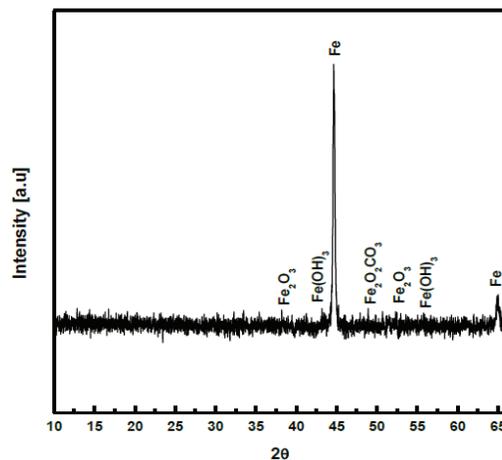
### Difracción de rayos X (XRD)

La difracción de rayos X (XRD) permite obtener información acerca de la composición de fases de los materiales, por lo que se puede utilizar en metales en contacto con biodiésel para determinar los compuestos que se forman debido a la corrosión [78-81].

En el caso del acero con biodiésel, los iones de hierro se pueden disolver en el biocombustible, o bien, pueden depositarse en la superficie del metal. Estos compuestos reaccionan con los ácidos grasos (que forman parte del biodiésel) en la superficie del acero, mediante reacciones de las ecuaciones 1-3:



La presencia de compuestos de óxidos formados en acero al carbono durante la corrosión por sumergida en biodiésel durante 30 días y a una temperatura de 70 °C se muestra por XRD en la figura 4. Allí se muestra la presencia de los siguientes productos formados por la reacción de corrosión:  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_2\text{CO}_3$ . El producto de corrosión,  $\text{Fe}_2\text{O}_2\text{CO}_3$ , puede deberse por la reacción con el contenido de humedad, oxígeno y  $\text{CO}_2$  absorbidos del aire. Asimismo, la formación de  $\text{FeO}(\text{OH})$  es el resultado de la descomposición de  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  en  $\text{H}_2\text{O}$  [82].



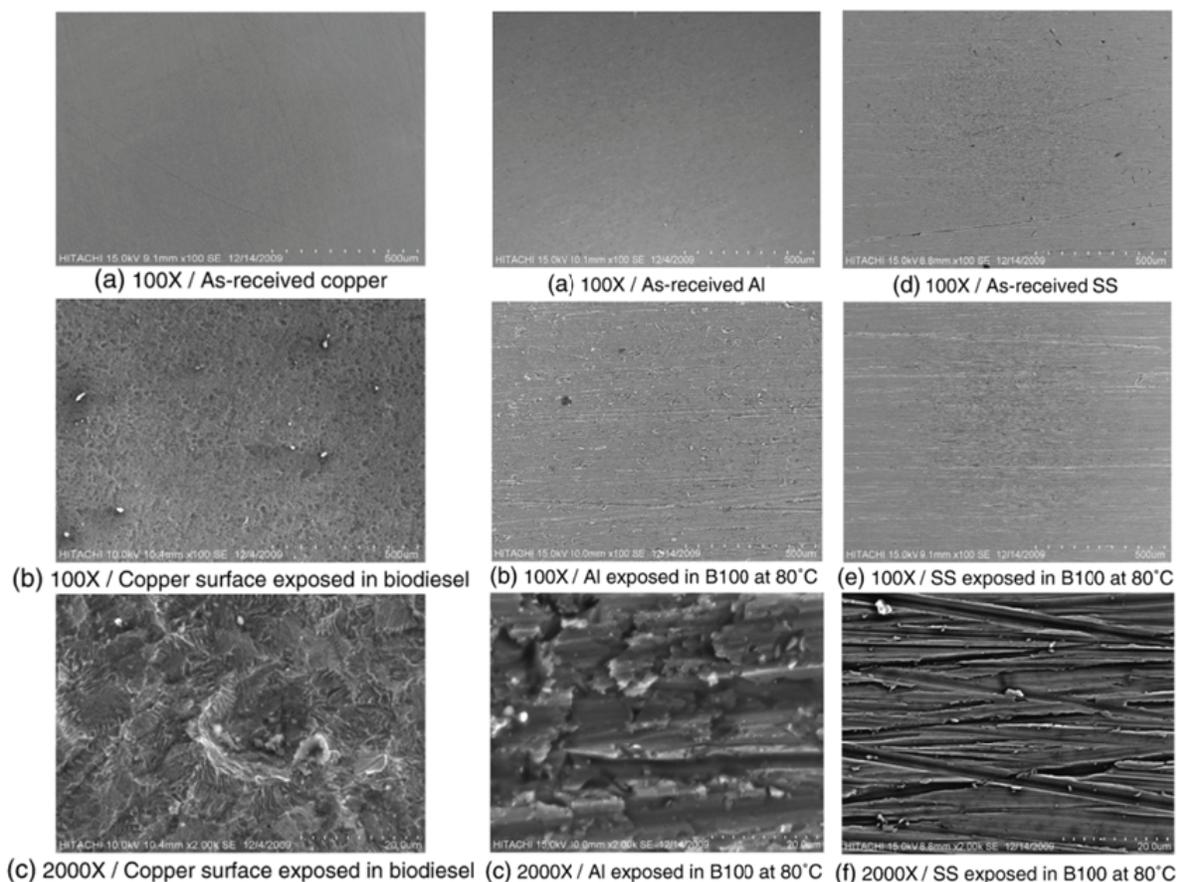
**Figura 4.** Difractograma XRD de acero al carbono luego de estar en contacto con biodiésel durante 30 días a 70 °C [82].

### Microscopía electrónica de barrido (SEM) y Espectroscopía de Energía Dispersada (EDS)

Para evaluar la corrosión química en las superficies metálicas que presentan contacto con el biodiésel se aplica la Microscopía Electrónica de Barrido (SEM, por sus siglas en inglés *Scanning Electron Microscopy*) y Espectroscopía de Energía Dispersada (EDS, por sus siglas en inglés *Energy Dispersive X-ray Spectroscopy*). Estas técnicas se utilizan para generar imágenes de

alta resolución de la topografía y composiciones química elementales de una muestra. Se han estudiado los cambios morfológicos que ocurren en los materiales comúnmente usados en el área automotriz al utilizar petrodiesel y biodiesel [79,83,84,].

En la Figura 5, se muestra las imágenes SEM obtenidas de los cambios morfológicos que se presentaron en cobre, aluminio y acero inoxidable al ser sometidas a inmersión en petrodiesel y biodiesel de palma a una temperatura de 80 °C durante 1200 h (50 días). A partir de esta se muestra que el número de picaduras en la superficie del cobre es más alto que la de los otros dos metales, además presentan un tamaño y distribución de las picaduras diferentes [83]. Los compuestos de corrosión formados comúnmente en la superficie de cobre expuesta al biodiesel incluyen ( $\text{CuO}$ ,  $\text{Cu}_2\text{O}$ ,  $\text{Cu}(\text{OH})_2$  y  $\text{CuCO}_3$ ) [79]. Por lo tanto, según la teoría este tipo de corrosión se debe al reemplazar los iones de oxígeno del  $\text{Cu}_2\text{O}$  mediante la destrucción de la capa de  $\text{CuO}$  de la superficie del cobre. En el caso del aluminio se observa una corrosión muy leve y en el acero inoxidable no se muestra cambios significativos de corrosión [84]. También otras investigaciones han demostrado que el cobre es más susceptible a la corrosión que el aluminio y el acero dulce [85,77].



**Figura 5.** Imágenes SEM de superficies de cobre (Cu), aluminio (Al) y acero inoxidable (SS) antes y después de la prueba de inmersión en biodiesel de palma a 80°C por 1200 h. Reproducida de [82] con permiso de Elsevier. Copyright (2021).

Por medio de SEM también se ha comprobado que se produce corrosión por picadura en la superficie metálica del hierro fundido inmerso con el biodiesel, en donde la corrosión aumenta significativamente con mayor tiempo de contacto y con el aumento de temperatura mientras que este mismo material en contacto con petrodiesel no presentan corrosión significativa [85,86].

De la misma manera el acero con bajo contenido de carbono presenta corrosión por picadura en contacto con el biodiésel, pero la corrosión del hierro fundido es comparativamente más alta que la del acero con bajo contenido de carbono [86].

## Conclusiones

Este artículo presenta una revisión del fenómeno de corrosión que produce el biodiésel al estar en contacto con materiales como el acero, hierro, aluminio, cobre y acero inoxidable presentes en motores, y algunas técnicas de caracterización de materiales aplicadas para estudiar el fenómeno.

Se determina que el principal tipo de corrosión generada en los materiales metálicos usados en el área de biodiésel es la corrosión por picadura.

Los cambios en las moléculas del biodiesel debido a la corrosión, como la formación de nuevos enlaces C-OH, se puede estudiar mediante la técnica de espectroscopía FTIR.

La técnica de espectroscopía Raman y la técnica de XRD permiten conocer los componentes que se forman en la superficie de los metales que componen las partes de un motor a biodiesel.

El análisis SEM permite observar cambios morfológicos en los componentes de los motores a biodiesel; lo cual ayuda a comprender mejor su proceso de degradación producido por la corrosión por picadura.

A partir de los hallazgos de esta investigación se recomienda optimizar la composición del biodiésel por medio de procesos de biorefinación, evitar las aleaciones de cobre y hierro fundido en contacto con el biodiésel y utilizar inhibidores de corrosión en los motores para retrasar los fenómenos de corrosión en el uso de este biocombustible.

## Referencias

- [1] Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018 – 2040. (2018).
- [2] De Lucas, A. Biomasa, biocombustibles y sostenibilidad. (n.d.), pp. 75-81.
- [3] Press, A. I. N. Progress in bioethanol processing. 34, 551–573. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2007.11.001> (2008).
- [4] Fischer, C. R., Klein-Marcuschamer, D., & Stephanopoulos, G. (2008). Selection and optimization of microbial hosts for biofuels production. *Metabolic Engineering*, 10(6), 295–304. <https://doi.org/10.1016/j.ymben.2008.06.009>
- [5] Chisti, Y. (2008). Biodiesel from microalgae beats bioethanol. *Trends in Biotechnology*, 26(3), 126–131. <https://doi.org/10.1016/j.tibtech.2007.12.002>
- [6] Timilsina, G. R., Mevel, S., & Asia, S. (2013). Biofuels and Climate Change Mitigation : A CGE Analysis Incorporating Land-Use Change. 1–19. <https://doi.org/10.1007/s10640-012-9609-8>
- [7] Manwell, J. F. (2004). Hybrid Energy Systems. In *Encyclopedia of Energy* (pp. 215–229). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b0-12-176480-x/00360-0>
- [8] Amaro, H. M., Guedes, A. C., & Malcata, F. X. Advances and perspectives in using microalgae to produce biodiesel. *Applied Energy*, 88(10), 3402–3410. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.014>. (2011).
- [9] Portada de la CMNUCC. (n.d.).
- [10] Mofijur, M., Rasul, M. G., Hyde, J., Azad, A. K., Mamat, R., & Bhuiya, M. M. K. Role of biofuel and their binary (diesel-biodiesel) and ternary (ethanol-biodiesel-diesel) blends on internal combustion engines emission reduction. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 53, pp. 265–278). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.046> (2016).
- [11] Tabatabaei, M., Aghbashlo, M., Dehghani, M., Panahi, H. K. S., Mollahosseini, A., Hosseini, M., & Soufiyan, M. M. Reactor technologies for biodiesel production and processing: A review. In *Progress in Energy and Combustion Science* (Vol. 74, pp. 239–303). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2019.06.001>. (2019).

- [12] Gude, V. G., Patil, P., Martinez-guerra, E., & Deng, S. Microwave energy potential for biodiesel production. *c.*, 1–31. (2013).
- [13] Anderson, L. G. Effects of Biodiesel Fuel Use on Vehicle Emissions Effects of Biodiesel Fuels Use on Vehicle Emissions. *March*. <https://doi.org/10.3384/ecp110573645>. (2015).
- [14] Ivonne, L., Carlos, J., Biodiesel, P. D. E., Una, Y. B., Sustentable, A., & Crisis, A. L. A. (2012). *Ra Ximhai*.
- [15] Emisiones, E. F. D. E. AGOTAMIENTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES Y EMISIONES DE CO<sub>2</sub> : ALGUNOS POSIBLES ESCENARIOS FUTUROS. (2010).
- [16] Universitaria, R. D. (2007). Efecto invernadero , calentamiento global y cambio climático : una perspectiva desde las ciencias de la tierra Efecto invernadero calentamiento global y cambio climático.
- [17] Programa, X. I. I., & Cient, C. Aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía alternativa a los combustibles fósiles. 104, 331–345. (2010).
- [18] Norte, U., Agudelo, S., John, R., Meneses, G., Bayer, P., Fernando, J., Una, B., Norte, U., S, J. R. A., Benjumea, P., Gómez, E., Fernando, J., & Bayer, P. Una revisión del desempeño mecánico y ambiental. (2003).
- [19] Anderson, L. G. Effects of Biodiesel Fuel Use on Vehicle Emissions Effects of Biodiesel Fuels Use on Vehicle Emissions. *March*. <https://doi.org/10.3384/ecp110573645>. (2015).
- [20] Canakci, M., Ozsezen, A. N., Arcaklioglu, E., & Erdil, A. (2009). Prediction of performance and exhaust emissions of a diesel engine fueled with biodiesel produced from waste frying palm oil. *Expert Systems with Applications*, 36(5), 9268–9280. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2008.12.005>.
- [21] Porcayo-calderon, J. Corrosión y preservación de la infraestructura industrial Editores : (Issue July). <https://doi.org/10.3926/oms.157>. (2013).
- [22] ASTM International., Standard Specification for Gray Iron Casting, vol. A48/A48M – 00, USA.: American Society for Testing and Materials, (2008).
- [23] José, D., Oscar, E., & Jhon, J. Pruebas de corrosión cíclica de fundiciones de hierro gris en diferentes Biodiesel (2016).
- [24] Fazal, M. A., Haseeb, A. S. M. A., & Masjuki, H. H. Corrosion mechanism of copper in palm biodiesel. *Corrosion Science*, 67, 50–59. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2012.10.006>. (2013).
- [25] Haseeb, A. S. M. A., Masjuki, H. H., Ann, L. J., & Fazal, M. A. Corrosion characteristics of copper and leaded bronze in palm biodiesel. *Fuel Processing Technology*, 91(3), 329–334. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2009.11.004>. (2010).
- [26] Sebastian, A., Julio, A., Becerra, H., Lorenzo, D., & Cristhian, H. (n.d.). Sistemas de inyección electrónica.
- [27] Caldera, M., Martinez, R. A., Stocchi, A., Mecánica, D. D. I., Ingeniería, F. De, Nacional, U., Mar, D., Justo, A. J. B., & Plata, M. DE LOS COMPONENTES DEL MOTOR. 67–78.(2016).
- [28] Berman, P., Nizri, S., & Wiesman, Z. (2011). Castor oil biodiesel and its blends as alternative fuel. *Biomass and Bioenergy*, 35(7), 2861–2866. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.03.024>
- [29] Coy, J. L., Jurado, J. V., Acevedo, E. B., & Velásquez, S. H. (n.d.). ANÁLISIS DEL SECTOR BIODIÉSEL EN COLOMBIA Y SU CADENA.
- [30] Huang, D., Zhou, H., & Lin, L. Energy Procedia Biodiesel : an Alternative to Conventional Fuel. 16, 1874–1885. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.01.287> (2012).
- [31] Homer, I. . Motores y Biocombustibles. January 2006. (2014)
- [32] Avellaneda Vargas, F. A. (2010). Producción y caracterización de biodiesel de palma y de aceite reciclado mediante un proceso batch y un proceso continuo con un reactor helicoidal. *Universitat Rovira i Virgili*.
- [33] Mendoza-l, R., Garc, O., Cortines, A. R., Verde, C., & Ayala, L. C. Fabricación de Biodiesel para uso en Maquinaria Agrícola. 3(1), 571–576. (2011).
- [34] Gómez García, J. (2009). Análisis de la degradación de recubrimientos de barrera térmica mediante espectroscopía de impedancia electroquímica. <https://eciencia.urjc.es/handle/10115/5147>
- [35] Callister, W. D., & Rethwisch, D. G. (2018). *Materials science and engineering: an introduction* (Vol. 9). Wiley New York.
- [36] Singh, B., Korstad, J., & Sharma, Y. C. A critical review on corrosion of compression ignition (CI) engine parts by biodiesel and biodiesel blends and its inhibition. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 16, Issue 5, pp. 3401–3408). Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.042>. (2012)

- [37] Haseeb, A. S. M. A., Fazal, M. A., Jahirul, M. I., & Masjuki, H. H. Compatibility of automotive materials in biodiesel: A review. In *Fuel* (Vol. 90, Issue 3, pp. 922–931). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.10.042>. (2011).
- [38] Revie, R. W. (2011). *Uhlig's corrosion handbook* (Vol. 51). John Wiley & Sons.
- [39] Sorate, K. A., & Bhale, P. V. (2018). Corrosion Behavior of Automotive Materials with Biodiesel: A Different Approach. *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, 11(2), 147–162.
- [40] Nguyen, X. P., & Vu, H. N. (2019). Corrosion of The Metal Parts of Diesel Engines In Biodiesel-Based Fuels. *International Journal of Renewable Energy Development*, 8(2).
- [41] Ambrozín, A. R. P., Kuri, S. E., & Monteiro, M. R. (2009). Metallic corrosion related to mineral fuels and biofuels utilization. *Química Nova*, 32(7), 1910–1916. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422009000700037>
- [42] C, M. F. C., Castillo, L., A, V. B., M, J. L. C., & C, J. J. L. EN LA ETAPA FINAL DE PRODUCCIÓN BIODIESEL PURIFICATION ASSESSMENT AT ITS FINAL PRODUCTION STAGE. 76(1), 25–33. (2010).
- [43] Rocabruno-Valdés, C. I., González-Rodríguez, J. G., Díaz-Blanco, Y., Juantorena, A. U., Muñoz-Ledo, J. A., El-Hamzaoui, Y., & Hernández, J. A. Corrosion rate prediction for metals in biodiesel using artificial neural networks. *Renewable Energy*, 140, 592–601. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.065>. (2019).
- [44] Tester, C. C., Products, P., Titration, I., & Pressure, R. Standard Specification for Biodiesel Fuel Blend Stock ( B100 ) for Middle Distillate. 1–11. <https://doi.org/10.1520/D6751-20A.2>. (2021).
- [45] Norouzi, S., Eslami, F., Wyszynski, M. L., & Tsolakis, A. (2012). Corrosion effects of RME in blends with ULSD on aluminium and copper. *Fuel Processing Technology*, 104, 204–210. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2012.05.016>
- [46] Almeida, E. S., Monteiro, M. A. N. A., Montes, R. H. O., Mosquetta, R., Coelho, N. M. M., Richter, E. M., & Muñoz, R. A. A. (2010). Direct Determination of Copper in Biodiesel Using Stripping Analysis. *Electroanalysis*, 22(16), 1846–1850. <https://doi.org/10.1002/elan.201000162>
- [47] Apraiz J., Fundiciones., 6ta ed., España: Dossat Editorial, (1988)
- [48] ASTM International., Standard Specification for Gray Iron Casting, vol. A48/A48M – 03, USA.: American Society for Testing and Materials, (2008).
- [49] Castro, J. D., Piamba, O. E., & Olaya, J. J. Pruebas de corrosión cíclica de fundiciones de hierro gris en diferentes Biodiesel. 5(5), 423–429. (2016).
- [50] Askeland, D. R., Phulé, P. P., Wright, W. J., & Bhattacharya, D. K. *The science and engineering of materials*. (2003).
- [51] Kalpakjian, S., & Schmid, S. R. *Manufactura, ingeniería y tecnología*. Pearson educación. (2002).
- [52] Roman, A. S., Mendez, C. M., & Ares, A. E. (n.d.). Corrosión de un acero inoxidable austenítico en biodiesel Corrosion of an austenitic stainless steel in biodiesel. 26, 128–134.
- [53] Smith, W. F., Hashemi, J., & Presuel-Moreno, F. (2006). *Foundations of materials science and engineering*. Mcgraw-Hill Publishing.
- [54] Maldonado Flores, J. L. (1996). *Aceros y sus aplicaciones*. Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [55] Baena, L. M. (2020). Evaluación de la corrosión de acero al carbono ASTM 1005 y cobre expuestos a biodiesel de jatropa. October.
- [56] Jaramillo, J. D., Sanchez, L. E. Ll., & Amaris, H. V. (2006). Estructura cristalina del cobre, propiedades macroscópicas mecánicas y de procesamiento. *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, 16(2), 9. <http://www.redalyc.org/pdf/911/91116210.pdf>
- [57] Esmeralda Gómez, A. G. (2018). Desarrollo de aleaciones aluminio cobre de alto desempeño para la industria automotriz. Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [58] Román, A. S., Barrientos, M. S., Noceras, M. Á., Méndez, C. M., & Ares, A. E. (2018). Resistencia a la corrosión de aleaciones Al-Cu en biodiesel. *Matéria. Revista Materia*, 23(2). <https://doi.org/10.1590/s1517-707620180002.0388>
- [59] Kalpakjian, S., & Schmid, S. R. (2002). *Manufactura, ingeniería y tecnología*. Pearson educación.
- [60] Charco Zambrano, J. L. (2017). Fabricación de un prototipo de block de motor de combustión interna de dos tiempos por manufactura aditiva indirecta con una aleación de aluminio al silicio. Quito, 2017.
- [61] Roman, A. S. (2019). Influencia de la estructura de solidificación en la resistencia a la corrosión de aleaciones Al-Cu para el adecuado manejo de soluciones conteniendo NaCl y biodiesel.

- [62] Thangavelu, S. K., Ahmed, A. S., & Ani, F. N. (2016). Impact of metals on corrosive behavior of biodiesel-diesel-ethanol (BDE) alternative fuel. *Renewable Energy*, 94, 1–9. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.015>
- [63] Coronado, M. A., Montero, G., García, C., Valdez, B., Ayala, R., & Pérez, A. (2017). Quality assessment of biodiesel blends proposed by the new Mexican policy framework. *Energies*, 10(5), 1–14. <https://doi.org/10.3390/en10050631>
- [64] Chandran, D., Khalid, M., Raviadarán, R., Lau, H. L. N., Liang Yung, C., Kanesan, D., & Salim, M. (2019). Sustainability of water in diesel emulsion fuel: An assessment of its corrosion behaviour towards copper. *Journal of Cleaner Production*, 220, 1005–1013. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.210>
- [65] Bruice, P. Y., Olguín, V. C., Reyes, S. D., & García, A. V. G. (2015). *Fundamentos de química orgánica*. Pearson Educación.
- [66] Chandran, D., Ng, H. K., Lau, H. L. N., Gan, S., & Choo, Y. M. (2016). Investigation of the effects of palm biodiesel dissolved oxygen and conductivity on metal corrosion and elastomer degradation under novel immersion method. *Applied Thermal Engineering*, 104, 294–308. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.044>
- [67] N. A. Gomez, R. Abonia, H. Cadavid, e I. H. Vargas, “Chemical and Spectroscopic Characterization of a Vegetable Oil used as Dielectric Coolant in Distribution Transformers”, *J. Braz. Chem. Soc.*, vol. 22, no 12, pp. 2292–2303, 2011, doi: 10.1590/s0103-50532011001200009.
- [68] Fazal, M. A., Haseeb, A. S. M. A., & Masjuki, H. H. (2011). Biodiesel feasibility study: An evaluation of material compatibility; Performance; emission and engine durability. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 15, Issue 2, pp. 1314–1324). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.10.004>
- [69] Feld, H., & Oberender, N. (2016). Characterization of Damaging Biodiesel Deposits and Biodiesel Samples by Infrared Spectroscopy (ATR-FTIR) and Mass Spectrometry (TOF-SIMS). *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, 9(3), 717–724. <http://www.jstor.org/stable/26273500>
- [70] Low, M. H., Mukhtar, M. N. A., Hagos, F. Y., & Noor, M. M. (2017). Tri-fuel (diesel-biodiesel-ethanol) emulsion characterization, stability and the corrosion effect. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 257(1), 012082. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/257/1/012082>
- [71] Baena, L. M., & Calderón, J. A. (2020). Effects of palm biodiesel and blends of biodiesel with organic acids on metals. *Heliyon*, 6(5), e03735. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e03735>
- [72] Bellot-Gurlet, L., Neff, D., Réguer, S., Monnier, J., Saheb, M., & Dillmann, P. (2009). Raman studies of corrosion layers formed on archaeological irons in various media. *Journal of Nano Research*, 8, 147–156. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/JNanoR.8.147>

# Caracterización de biomasas lignocelulósicas y su procesamiento térmico: Estado y oportunidades en el Instituto Tecnológico de Costa Rica

Characterization of lignocellulosic biomasses and their thermal processing: Status and opportunities at the Instituto Tecnológico de Costa Rica

Allen Puente-Urbina<sup>1</sup>

---

Puente-Urbina, A. Caracterización de biomasas lignocelulósicas y su procesamiento térmico: estado y oportunidades en el Instituto Tecnológico de Costa Rica. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, especial Programa de Investigación en *Energías Limpias*. Julio, 2022. Pág. 119-128.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i7.6343>

<sup>1</sup> Escuela de Química, Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: [apuente@itcr.ac.cr](mailto:apuente@itcr.ac.cr)  
<https://orcid.org/0000-0001-5328-2142>

## Palabras clave

Biomásas lignocelulósicas; caracterización; conversión termoquímica; biorrefinería, bioenergía.

## Resumen

Las biomásas lignocelulósicas son materias primas con baja huella de carbono, útiles para la producción de energía, materiales y productos químicos, las cuales pueden provenir de diferentes fuentes, incluyendo actividades agroindustriales y plantaciones de rápido crecimiento. En Costa Rica, a pesar de que parte de las biomásas aprovechables se encuentran en uso, aún existe potencial. Algunas de las maneras en que pueden ser aprovechadas y proveer una amplia gama de productos es mediante procesamientos térmicos tales como combustión para obtener energía, torrefacción o carbonización para obtener combustibles sólidos, pirólisis para obtener (mayoritariamente) productos líquidos o gasificación para obtener gases que pueden ser usados como combustibles o procesados posteriormente para obtener productos químicos de alto valor. Para lograr una implementación práctica de dichos procesos, es necesario caracterizar adecuadamente los materiales de partida, así como conocer en detalle su comportamiento bajo condiciones específicas de procesamiento. Para ambos, el Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR) cuenta con capacidad instrumental y talento humano adecuados. Herramientas disponibles tales como métodos de caracterización fisicoquímicos mediante análisis químicos tradicionales, análisis instrumental (mediante técnicas de espectroscopia, microscopia, difracción y análisis térmicos, entre otras), así como capacidades en torrefacción, carbonización, pirólisis, gasificación y simulaciones computacionales, unidos con personal capacitado en diferentes campos, hacen de dicha institución un lugar adecuado para estudiar e impulsar tecnologías que pueden ser de interés general. En este trabajo, se analizan experiencias exitosas y oportunidades en el ITCR relacionadas con caracterización de biomásas lignocelulósicas y su procesamiento térmico.

## Keywords

Lignocellulosic biomasses; characterization; thermochemical conversion; biorefinery; bioenergy.

## Abstract

Lignocellulosic biomasses are feedstocks with low carbon footprints, useful for the production of energy, materials and chemicals, which can come from different sources, including agro-industrial activities and fast-growing plantations. In Costa Rica, despite the fact that part of the usable biomasses is already in use, there is still potential. Some of the ways in which they can be used and provide a wide range of products is through thermal processing via combustion to obtain energy, torrefaction or carbonization to obtain solid fuels, pyrolysis to obtain (predominantly) liquid products or gasification to obtain gases that can be used as fuels or further processed to obtain high-value chemicals. To achieve a practical implementation of these processes, it is necessary to adequately characterize the starting materials, as well as to know in detail their behavior under specific processing conditions. For both, the Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR) has adequate instrumental capacity and expertise. Available tools such as physicochemical characterization methods using traditional chemical analyses, instrumental analyses (using spectroscopic, microscopic, diffractometric and thermal methods, among others) as well as capabilities in torrefaction, carbonization, pyrolysis, gasification and computational simulations, together with well-trained staff with different backgrounds, make this institution a suitable place to study and promote technologies that may be of general interest. In this work, successful experiences and opportunities at the ITCR related to the characterization of lignocellulosic biomasses and their thermal processing are analyzed.

## Introducción

Las sociedades actuales cuentan con demandas energéticas importantes, las cuales se satisfacen mayoritariamente con materias primas no renovables (petróleo, gas natural y carbón) [1]. Estas son responsables de la mayor parte de las emisiones generadas que causan un desbalance atmosférico y cuentan con implicaciones a nivel global, lo cual ha hecho que se busquen alternativas de menor impacto [2, 3].

Según reflejan datos de la Secretaría de Planificación del Subsector Energía para el periodo 2012-2019 para Costa Rica, en general se ha presentado un aumento sostenido en las demandas energéticas (únicamente disminuyendo ligeramente en el año 2019). Para el último año reportado (2019), el país tuvo un consumo final total de 175 621 TJ, siendo 12,1 % energía primaria (proveniente de fuentes naturales) y 87,9 % energía secundaria (producto de transformación de fuentes de energía primaria) [4]. Dentro de estas, los derivados de petróleo representan el 63,7 % [4]. Tal situación, unido a que dichos combustibles fósiles no son producidos localmente, trae implicaciones ambientales y económicas importantes para nuestro país.

La producción de energías renovables ha tomado fuerza en las últimas décadas [1]. Una materia prima atractiva para tal fin son las biomásas. Estas son materiales orgánicos no fosilizados y biodegradables provenientes de plantas, animales y microorganismos [5]. Pueden ser materiales vírgenes (incluyendo acuáticas y terrestres) o residuales (incluyendo residuos municipales, agrícolas, forestales e industriales) [6]. En regiones donde se producen (o pueden ser producidas) cantidades considerables de biomásas de procesos agrícolas o agroindustriales, estas representan importantes materias primas aprovechables [7, 8]. Dichas biomásas, así como ocurre para otras biomásas vegetales, se generan a partir de procesos de fotosíntesis, en los cuales, tomando dióxido de carbono atmosférico, agua y luz solar, se producen carbohidratos, los cuales constituyen bloques de construcción de la biomasa [6]. Un procesamiento posterior de dichos materiales permite obtener energía almacenada, liberando dióxido de carbono, el cual cíclicamente puede utilizarse para producir más biomasa [9].

En nuestro país, para el año de referencia 2015, se reportó que se tiene un potencial de oferta de biomasa de  $6 \times 10^6$  toneladas de biomasa seca equivalente por año [10]. Esto representa un potencial energético bruto sobre el poder calórico superior (base seca) de 98 013 TJ/año, donde el potencial energético bruto disponible es de 37 808 TJ/año [10].

Con tal de aprovechar el potencial de las biomásas que se tiene en Costa Rica, estas pueden ser procesadas de diferentes maneras, lo cual se encuentra alineado con estrategias nacionales [11, 12]. Dentro de dichas formas de procesamiento destacan los tratamientos térmicos tales como combustión, torrefacción, carbonización, pirólisis y gasificación, las cuales pueden aplicarse dependiendo las condiciones de operación y los productos deseados [6].

Para lograr una implementación adecuada de los diferentes procesamientos térmicos disponibles, es necesario caracterizar apropiadamente los materiales de partida, así como conocer su comportamiento bajo condiciones específicas de procesamiento. Para ambos, el Instituto Tecnológico de Costa Rica (ITCR) cuenta con capacidad instrumental y talento humano que ha desarrollado con el paso del tiempo. En este trabajo, se analizan las capacidades y oportunidades del ITCR relacionadas con caracterización de biomásas lignocelulósicas y su procesamiento térmico.

## Biomásas lignocelulósicas

Para aprovechar biomásas lignocelulósicas por medio de conversión termoquímica, es importante considerar características fisicoquímicas. A continuación, se presentan generalidades de dichos materiales, métodos de caracterización relevantes, así como diferentes formas de procesamiento térmico.

### Generalidades sobre biomásas lignocelulósicas

Las biomásas lignocelulósicas cuentan con tres componentes principales, los cuales forman parte de las paredes celulares de células vegetales. Estos son la celulosa, la hemicelulosa y la lignina [13]. La celulosa es un polisacárido que consiste en cadenas largas de azúcares de seis carbonos de tipo D-glucosa unidas mediante enlaces glicosídicos  $\beta$ -1,4' [14, 15]. Cuenta con enlaces de hidrógeno intermoleculares e intramoleculares, los cuales hacen que las cadenas se organicen de forma paralela, formando una estructura supramolecular altamente ordenada que le provee estabilidad térmica y bioquímica [14]. La hemicelulosa es un polímero compuesto de azúcares de cinco y seis carbonos tales como D-xilosa, L-arabinosa, D-glucosa, D-manosa y D-galactosa, las cuales se unen mediante enlaces glicosídicos formando polímeros más ramificados que en la celulosa [14]. La lignina es un polímero compuesto principalmente por tres unidades fenilpropanoides, a saber, *p*-hidroxifenil (H), guaiacil (G) y siringil (S), derivadas del acoplamiento combinatorio oxidativo de los monolignoles alcohol *p*-cumarílico, alcohol coniferílico y alcohol sinapílico [16]. Las biomásas lignocelulósicas también tienen otros componentes minoritarios no ligados celularmente llamados extractivos (moléculas relativamente pequeñas que pueden ser extraídas con diferentes disolventes), los cuales son metabolitos [17]. Otra pequeña parte está compuesta de minerales inorgánicos, comúnmente cuantificados como cenizas tras la descomposición del resto del material [13]. Finalmente, las biomásas lignocelulósicas cuentan con humedad. Esta es particularmente importante ya que puede afectar de gran manera su eficiencia de aprovechamiento, al influir desde su transporte y almacenamiento, hasta el balance energético de todo el procesamiento térmico y los productos resultantes [6, 18, 19].

### Caracterización de biomásas lignocelulósicas

Diferentes métodos de procesamiento térmico requieren conocer características específicas de las biomásas lignocelulósicas usadas como materiales de partida. Sin embargo, es común llevar a cabo ciertos métodos que permiten conocer características básicas de las mismas. Dentro de estos destacan los análisis proximal y elemental [9]. El análisis proximal permite obtener composición general, incluyendo determinaciones de humedad, cenizas, materia volátil (porción de material que puede liberarse por calentamiento a alta temperatura) y carbono fijo remanente luego de calentamiento [9]. Por su parte, el análisis elemental incluye la composición elemental en términos de carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre y oxígeno, misma que se reporta junto con el contenido de cenizas, las cuales pueden analizarse posteriormente para tener información detallada sobre otros como composición mineral y química [13, 20]. Adicionalmente, el análisis del contenido energético también puede resultar de interés. Este puede ser indicado mediante el poder calorífico, el cual representa calor desprendido durante una combustión completa de la biomasa de interés. Tal poder calorífico puede ser determinado incluyendo el calor liberado de la condensación del vapor de agua generado (siendo este el poder calorífico superior o poder calorífico bruto), o bien, considerando que el vapor de agua generado no condensa (por lo que no hay un aporte adicional de calor por condensación del vapor de agua y se le llama poder calorífico inferior o poder calorífico neto) [6]. Características adicionales que pueden resultar valiosas son los contenidos de celulosa, hemicelulosa, lignina, extraíbles en diferentes disolventes, entre otras [21].

Otras características fisicoquímicas de las biomásas lignocelulósicas pueden obtenerse mediante técnicas de microscopia, difractometría, espectroscopia y análisis térmicos [22]. Diferentes tipos de microscopia (incluyendo microscopias óptica, de barrido electrónico y de transmisión electrónica) permiten obtener información morfológica y de las microestructuras de los materiales, las cuales pueden estar acopladas a otros métodos de análisis, por ejemplo, como el caso de microscopios electrónicos que poseen implementos de espectroscopia de rayos X de energía dispersiva que proveen información elemental [23]. Análisis difractométricos, como en el caso de difracción de rayos X de polvos, permiten obtener información sobre la cristalinidad relativa (a la cual contribuye el ordenamiento de las cadenas de celulosa) y posibles componentes minerales [20, 24]. Análisis espectroscópicos usando espectroscopia infrarroja de transformada de Fourier permiten obtener información cualitativa y cuantitativa sobre la estructura y composición [25]. Análisis térmicos incluyen técnicas termogravimétricas y calorimétricas. Las técnicas termogravimétricas permiten obtener información sobre la composición de las biomásas analizadas, características físicas tal como la facilidad con la que fluidos difunden en el seno del material analizado y las cinéticas de los eventos que se desarrollan en el transcurso del análisis, todo bajo estricto control de las condiciones (incluyendo el tipo de atmósfera y el perfil térmico empleados) [26-30]. Adicionalmente, pueden acoplarse a otros sistemas de análisis para analizar los gases desprendidos (por ejemplo, espectrómetros infrarrojos o de masas), o bien, realizarse de manera simultánea con métodos calorimétricos que proveen información flujos de calor en los procesos, y con eso, tener información tal como cambios de fase [30-32].

### **Procesamientos térmicos de biomásas lignocelulósicas**

Distintas maneras pueden ser empleadas para aprovechar biomásas lignocelulósicas para fines energéticos. Estas se llevan a cabo en condiciones diferentes, generando diversos tipos de productos. Mediante combustión, se llevan a cabo procesos de oxidación (en aire), los cuales permiten obtener energía térmica [33]. En la gasificación, los materiales de partida se calientan a temperaturas típicamente mayores a 800 °C en presencia de un agente gasificante como aire, oxígeno, dióxido de carbono, entre otros, para obtener gases ricos en monóxido de carbono e hidrógeno (conocido como gas de síntesis o *syngas*), los cuales pueden ser transformados para generar electricidad o productos químicos como combustibles [34]. Otras formas de procesamiento como la torrefacción, carbonización o pirólisis se llevan a cabo en atmósferas no oxidantes y parámetros de proceso como rapidez de calentamiento, tiempo y temperaturas finales definen los productos. La torrefacción y la carbonización están estrechamente relacionadas, siendo la primera una forma de procesamiento que se lleva a cabo a temperaturas relativamente más bajas y que busca convertir la biomasa lignocelulósica en un combustible sólido de mejor calidad, con menor humedad y mayor contenido de carbono, mientras que la segunda se lleva a temperaturas más altas y busca producir carbón [35]. Por su lado, la pirólisis se lleva a cabo a temperaturas más altas, con rapidez de calentamiento mayores y busca preferentemente la generación de productos líquidos [36].

### **Caracterización de biomásas lignocelulósicas y su procesamiento térmico: Experiencias y oportunidades en el Instituto Tecnológico de Costa Rica**

Para lograr una implementación práctica de procesos que permitan el aprovechamiento biomásas lignocelulósicas para fines energéticos, es necesario caracterizar adecuadamente las materias primas y su comportamiento bajo condiciones específicas de procesamiento. A continuación, se presentan algunos ejemplos de experiencias y oportunidades en el ITCR.

## Experiencias en el Instituto Tecnológico de Costa Rica

Una caracterización exhaustiva y el estudio de biomásas lignocelulósicas en condiciones de pirólisis mediante termogravimetría, ha sido uno de los ejes fundamentales que han permitido analizar diferentes tipos de materiales con potencial para ser aprovechados por medio de tratamientos térmicos para fines energéticos. Principalmente para biomásas forestales, se han desarrollado caracterizaciones fisicoquímicas detalladas, así como también se han determinado aspectos como la influencia de la composición química en el comportamiento bajo condiciones de pirólisis, su estabilidad térmica y características de procesos de descomposición que ocurren, lo cual permite conocer sobre la idoneidad de materias primas específicas así como sobre condiciones de procesamiento adecuadas [37-40]. De manera semejante se ha abordado el estudio de procesos de torrefacción [41-43]. Sin embargo, para este caso los estudios se encuentran ampliados al incluir calorimetría de barrido diferencial para estudiar los flujos de calor en los procesos, así como características fisicoquímicas y mecánicas de productos obtenidos a mayor escala y también peletizados [43-45]. Por su parte, estudios de carbonización de biomásas lignocelulósicas han sido llevados a cabo mediante desarrollos metodológicos guiados principalmente por las propiedades de los productos [46-48], pero otros también se han apoyado de ensayos termogravimétricos [48]. Finalmente, otra forma de procesamiento térmico como lo es gasificación ha sido abordada tanto de manera experimental, teórica y usando simulaciones de proceso [49-51].

Tal como se menciona anteriormente, el aprovechamiento de diferentes biomásas forestales ha sido ampliamente estudiado en el Instituto Tecnológico de Costa Rica. Moya y Tenorio (2013) analizaron las especies de maderas de rápido crecimiento de plantaciones de Costa Rica *Alnus acuminata*, *Acacia mangium*, *Bombacopsis quinata*, *Cupressus lusitanica*, *Gmelina arborea*, *Swietenia macrophylla*, *Tectona grandis*, *Terminalia Amazonia*, *Terminalia oblonga* y *Vochysia guatemalensis* mediante determinaciones relevantes para conocer sus potenciales energéticos [37]. Estas incluyeron análisis de humedad, gravedad específica, densidad en estado verde, composición (análisis de carbono, nitrógeno, cenizas, lignina, celulosa y extractivos en diferentes disolventes), poder calorífico superior e inferior e índice de valor de combustible [37]. Los autores determinaron que *Cupressus lusitánica* es la especie que presenta mayor potencial energético [37]. Las mismas especies fueron estudiadas por Tenorio y Moya (2013) mediante análisis termogravimétricos, logrando determinar la estabilidad térmica de tales maderas y la relación de los diferentes parámetros obtenidos con la composición química [38]. Las muestras de *Tectona grandis*, *Swietenia macrophylla* y *Cupressus lusitánica* presentaron las menores estabilidades térmicas con etapas de descomposición bien establecidas, lo cual sugiere que tales especies son las más adecuadas para procesos de combustión [38]. En un reporte posterior de Moya y colaboradores (2017), se amplió la información de especies de madera de rápido crecimiento de Costa Rica usando análisis termogravimétricos, mediante el estudio de las especies *Cupressus lusitánica*, *Dipterix panamensis*, *Gmelina arborea*, *Tectona grandis* y *Vochysia ferruginea* [40]. Dicho reporte contiene información valiosa sobre los procesos de descomposición que ocurren al tratar tales maderas en condiciones de pirólisis lenta en términos de temperaturas, rapidez y masas residuales, así como la relación de estas con características químicas de los materiales estudiados [40]. Por otro lado, utilizando análisis termogravimétricos junto con análisis de calorimetría de barrido diferencial, se han estudiado en detalle procesos de torrefacción de maderas de rápido crecimiento [41-43]. Con estos, Moya y colaboradores (2018) determinaron que *Vochysia ferruginea* y *Gmelina arborea* presentan comportamientos similares, mientras que *Cupressus lusitánica*, *Dipterix panamensis*, y *Tectona grandis* muestran comportamientos similares [42]. Además, los autores describen en detalle los procesos ensayados, lo cual es de ayuda para establecer y controlar procesos de torrefacción a mayor escala [42]. Más aún, para esas cinco especies de madera (*Vochysia*

*ferruginea*, *Gmelina arborea*, *Cupressus lusitánica*, *Dipterix panamensis*, y *Tectona grandis*) y también haciendo uso de análisis térmicos, Gaitán-Álvarez y colaboradores (2018) obtuvieron que las condiciones óptimas de torrefacción se encuentran en temperaturas de 200 °C y 225 °C usando 8, 10 y 12 minutos, para torrefacción leve y media [43]. Tales resultados son importantes para describir características de materiales obtenidos a mayores escalas usando métodos de torrefacción semejantes [44].

## Oportunidades en el Instituto Tecnológico de Costa Rica

Haciendo uso de métodos instrumentales no explotados, podría profundizarse en la composición química de las biomásas lignocelulósicas (por ejemplo, utilizando métodos espectroscópicos y cromatográficos, podría mejorarse la caracterización de carbohidratos, ligninas y extractivos). Estas resultarían valiosas no sólo para relacionarlas con formas de procesamientos térmicos, sino que también amplía el entendimiento en busca de un aprovechamiento de este tipo de materiales mediante otras rutas, como lo pueden ser rutas químicas o biológicas. Además, mediante análisis en línea de los productos gaseosos obtenidos durante análisis termogravimétricos, podría fortalecerse aún más esta valiosa herramienta. Por otro lado, en miras a implementaciones prácticas, resulta importante ampliar las capacidades en cuanto a simulación, para así optimizar los procesos de una manera más eficiente. Dichas simulaciones deben ser validadas mediante ensayos experimentales a escalas adecuadas, los cuales además deben complementarse con análisis para juzgar la calidad de los productos obtenidos.

## Conclusiones

El Instituto Tecnológico de Costa Rica cuenta con capacidades que le han permitido desarrollar experiencias importantes relacionadas con caracterización de biomásas lignocelulósicas y su procesamiento térmico. Ejemplo de esto es el amplio estudio que se ha dado a biomásas forestales de rápido crecimiento para determinar características importantes para su aprovechamiento con fines energéticos como lo son la determinación de potenciales energéticos, perfiles de descomposición térmica, optimización de procesos térmicos, entre otros. Dichas las experiencias generadas hasta este momento resultan vitales para impulsar tecnologías que permitan aprovechar biomásas lignocelulósicas para fines energéticos y sirven de base para seguir desarrollándose.

## Agradecimientos

El autor agradece el apoyo del Instituto Tecnológico de Costa Rica, en particular de la Escuela de Química, la Escuela de Ingeniería Forestal, la Escuela de Ciencia e Ingeniería de los Materiales, el Centro de Investigación y de Servicios Químicos y Microbiológicos (CEQIATEC), el Laboratorio Institucional de Microscopía y la Vicerrectoría de Investigación y Extensión.

## Referencias

- [1] BP, "Statistical Review of World Energy 2020," BP, 2020.
- [2] IPCC, "Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," IPCC, 2014.
- [3] IEA, "World Energy Outlook 2020," IEA, 2020.
- [4] SEPSE, "Balance Energético Nacional," Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), 2012-2019.
- [5] UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change, 2005.
- [6] P. Basu, *Biomass Gasification and Pyrolysis: Practical Design and Theory*. Academic Press, 2010.



- [7] D. Arias-Aguilar, "Dendroenergía como un nuevo vector energético: hacia una economía baja en carbono," *Revista Energía*, vol. 68-2018, pp. 18-31, 2018.
- [8] R. D. Silva-Martínez, A. Sanches-Pereira, W. Ortiz, M. F. Gómez Galindo, and S. T. Coelho, "The state-of-the-art of organic waste to energy in Latin America and the Caribbean: Challenges and opportunities," *Renewable Energy*, vol. 156, pp. 509-525, 2020.
- [9] P. McKendry, "Energy production from biomass (part 1): overview of biomass," *Bioresource Technology*, vol. 83, no. 1, pp. 37-46, 2002.
- [10] L. R. Chacón, O. Coto, and O. M. Flores, "Actualización de la encuesta de biomasa como insumo para su incorporación en la matriz energética de Costa Rica," EMA Energía Medio Ambiente y Desarrollo S.A., 2018.
- [11] MICITT, "Estrategia Nacional de Bioeconomía Costa Rica 2020-2030," Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones (MICITT), 2020.
- [12] SEPSE, "VII Plan Nacional de Energía 2015-2030," Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE), 2020.
- [13] S. V. Vassilev, D. Baxter, L. K. Andersen, and C. G. Vassileva, "An overview of the chemical composition of biomass," *Fuel*, vol. 89, no. 5, pp. 913-933, 2010.
- [14] W. De Jong and J. R. Van Ommen, Eds. *Biomass as a Sustainable Energy Source for the Future: Fundamentals of Conversion Processes*. John Wiley & Sons, 2014.
- [15] R. Brown, Ed. *Thermochemical Processing of Biomass: Conversion into Fuels, Chemicals and Power*. John Wiley & Sons, 2019.
- [16] J. Ralph, C. Lapierre, and W. Boerjan, "Lignin structure and its engineering," *Current Opinion in Biotechnology*, vol. 56, pp. 240-249, 2019.
- [17] R. P. Overend, T. A. Milne, and L. K. Mudge, Eds. *Fundamentals of Thermochemical Biomass Conversion*. Elsevier Applied Science Publishers, 1985.
- [18] D. L. Karlen, Ed. *Cellulosic Energy Cropping Systems*. John Wiley & Sons, 2014.
- [19] J. B. Holm-Nielsen and E. A. Ehimen, Eds. *Biomass Supply Chains for Bioenergy and Biorefining*. Elsevier and Woodhead Publishing, 2016.
- [20] S. V. Vassilev, D. Baxter, L. K. Andersen, and C. G. Vassileva, "An overview of the composition and application of biomass ash. Part 1. Phase-mineral and chemical composition and classification," *Fuel*, vol. 105, pp. 40-76, 2013.
- [21] J. Cai *et al.*, "Review of physicochemical properties and analytical characterization of lignocellulosic biomass," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 309-322, 2017.
- [22] J. Yan *et al.*, "Characterizing Variability in Lignocellulosic Biomass: A Review," *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, vol. 8, no. 22, pp. 8059-8085, 2020.
- [23] S. Vaz Jr, Ed. *Analytical Techniques and Methods for Biomass*. Springer, 2016.
- [24] D. Harris and S. DeBolt, "Relative Crystallinity of Plant Biomass: Studies on Assembly, Adaptation and Acclimation," *PLOS ONE*, vol. 3, no. 8, p. e2897, 2008.
- [25] F. Xu, J. Yu, T. Tesso, F. Dowell, and D. Wang, "Qualitative and quantitative analysis of lignocellulosic biomass using infrared techniques: A mini-review," *Applied Energy*, vol. 104, pp. 801-809, 2013.
- [26] R. García, C. Pizarro, A. G. Lavín, and J. L. Bueno, "Biomass proximate analysis using thermogravimetry," *Bioresource Technology*, vol. 139, pp. 1-4, 2013.
- [27] J. F. Saldarriaga, R. Aguado, A. Pablos, M. Amutio, M. Olazar, and J. Bilbao, "Fast characterization of biomass fuels by thermogravimetric analysis (TGA)," *Fuel*, vol. 140, pp. 744-751, 2015.
- [28] A. Anca-Couce *et al.*, "Biomass pyrolysis TGA assessment with an international round robin," *Fuel*, vol. 276, p. 118002, 2020.
- [29] A. Puente-Urbina, J. P. Morales-Aymerich, Y. S. Kim, and J. F. Mata-Segreda, "Drying kinetics and assessment of relative energy cost for drying of woody biomasses," *International Journal of Renewable Energy & Biofuels*, vol. 2016, p. 701233, 2016.
- [30] O. O. Olatunji, S. A. Akinlabi, M. P. Mashinini, S. O. Fatoba, and O. O. Ajayi, "Thermo-gravimetric characterization of biomass properties: A review," *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, vol. 433, p. 012175, 2018.

- [31] H. C. Ong, W.-H. Chen, Y. Singh, Y. Y. Gan, C.-Y. Chen, and P. L. Show, "A state-of-the-art review on thermochemical conversion of biomass for biofuel production: A TG-FTIR approach," *Energy Conversion and Management*, vol. 209, p. 112634, 2020.
- [32] M. Radojević, B. Janković, D. Stojiljković, V. Jovanović, I. Čeković, and N. Manić, "Improved TGA-MS measurements for evolved gas analysis (EGA) during pyrolysis process of various biomass feedstocks. Syngas energy balance determination," *Thermochimica Acta*, vol. 699, p. 178912, 2021.
- [33] A. Demirbas, "Combustion of Biomass," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 29, no. 6, pp. 549-561, 2007.
- [34] P. McKendry, "Energy production from biomass (part 3): gasification technologies," *Bioresource Technology*, vol. 83, no. 1, pp. 55-63, 2002.
- [35] M. Verma, S. Godbout, S. K. Brar, O. Solomatnikova, S. P. Lemay, and J. P. Larouche, "Biofuels Production from Biomass by Thermochemical Conversion Technologies," *International Journal of Chemical Engineering*, vol. 2012, p. 542426, 2012.
- [36] A. Demirbas and G. Arin, "An Overview of Biomass Pyrolysis," *Energy Sources*, vol. 24, no. 5, pp. 471-482, 2002.
- [37] R. Moya and C. Tenorio, "Fuelwood characteristics and its relation with extractives and chemical properties of ten fast-growth species in Costa Rica," *Biomass and Bioenergy*, vol. 56, pp. 14-21, 2013.
- [38] C. Tenorio and R. Moya, "Thermogravimetric characteristics, its relation with extractives and chemical properties and combustion characteristics of ten fast-growth species in Costa Rica," *Thermochimica Acta*, vol. 563, pp. 12-21, 2013.
- [39] A. Puente-Urbina, "Determination of useful parameters to decide the suitability of a biomass to be used as raw material for thermochemical processes," presented at the American Chemical Society National Meeting & Exposition, Denver, 2015.
- [40] R. Moya, A. Rodriguez-Zuniga, and A. Puente-Urbina, "Thermogravimetric and devolatilisation analysis for five plantation species: Effect of extractives, ash compositions, chemical compositions and energy parameters," *Thermochimica Acta*, vol. 647, pp. 36-46, 2017.
- [41] A. Puente-Urbina, R. Moya, J. Gaitan-Alvarez, and A. Rodriguez-Zuniga, "Torrefaction analysis of woody biomasses from fast-growing plantations of Costa Rica," presented at the European Biomass Conference & Exhibition, Stockholm, 2017.
- [42] R. Moya, A. Rodriguez-Zuniga, A. Puente-Urbina, and J. Gaitan-Alvarez, "Study of light, middle and severe torrefaction and effects of extractives and chemical compositions on torrefaction process by thermogravimetric analysis in five fast-growing plantations of Costa Rica," *Energy*, vol. 149, pp. 1-10, 2018.
- [43] J. Gaitan-Alvarez, R. Moya, A. Puente-Urbina, and A. Rodriguez-Zuniga, "Thermogravimetric, devolatilization rate, and differential scanning calorimetry analyses of biomass of tropical plantation species of Costa Rica torrefied at different temperatures and times," *Energies*, vol. 11, no. 4, p. 26, 2018, Art. no. 696.
- [44] J. Gaitan-Alvarez, R. Moya, A. Rodriguez-Zuniga, and A. Puente-Urbina, "Characterization of torrefied biomass of five reforestation species (*Cupressus lusitanica*, *Dipteryx panamensis*, *Gmelina arborea*, *Tectona grandis*, and *Vochysia ferruginea*) in Costa Rica," *Bioresources*, vol. 12, no. 4, pp. 7566-7589, 2017.
- [45] J. Gaitan-Alvarez, R. Moya, A. Puente-Urbina, and A. Rodriguez-Zuniga, "Physical and compression properties of pellets manufactured with the biomass of five woody tropical species of Costa Rica torrefied at different temperatures and times," *Energies*, vol. 10, no. 8, p. 17, 2017, Art. no. 1205.
- [46] J. Quesada-Kimzey, "Carbonize it? Simple test method to see whether carbonization is a good valorization choice for a material," presented at the American Chemical Society National Meeting & Exposition, San Diego, 2016.
- [47] J. F. Quesada-Kimzey, P. Zuniga, and T. Gmelch, "Continuous laboratory scale hydrothermal reactor for biomassic materials with high water contents," presented at the American Chemical Society National Meeting & Exposition, San Diego, 2016.
- [48] A. M. Brenes, M. Gudino, J. Castro, J. Rodriguez, and A. Puente-Urbina, "Determination of suitable parameters to produce activated carbons from Costa Rican residual woody biomasses," presented at the American Chemical Society National Meeting & Exposition, San Diego, 2016.
- [49] C. Torres, M. Chaves, L. Urbina, and R. Moya, "Evaluación de la incidencia de pellets y astillas de madera en el desempeño de un gasificador tipo "downdraft"," *Revista Forestal Mesoamericana Kurú*, vol. 15, pp. 25-36, 2018.

- [50] J. A. Castillo-Benavides, G. Richmond-Navarro, F. Rojas-Pérez, and E. Zamora-Picado, "Revisión de los sistemas de gasificación de biomasa para la generación de energía en Costa Rica de 1982 a 2014," *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 31, no. 4, pp. 3-14, 2018.
- [51] A. Caballero-Chavarria *et al.*, "Simulación de gasificación de biomasa enriquecida con hidrocarburos," *Tecnología En Marcha*, vol. 32, no. 4, pp. 60-68, 2019.