

# **Costeo económico de los impactos ambientales del ciclo de vida de la generación eólica a gran escala**

Autoras: Camila Garrido Barragán y Paulina Vélez Montoya

Trabajo de grado presentado para optar al título de  
Economista

Asesor: Jesús Alonso Botero García

**UNIVERSIDAD EAFIT**

Facultad de Economía  
Escuela de Finanzas, Economía y Gobierno

Medellín, Colombia  
2026

# Tabla de contenido

- 1. INTRODUCCIÓN ..... 3
- 2. JUSTIFICACIÓN ..... 4
- 3. OBJETIVOS ..... 5
  - 3.1. OBJETIVO GENERAL.....5
  - 3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....5
- 4. MARCO TEÓRICO..... 6
  - 4.1 EXTERNALIDADES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.....6
  - 4.2 ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA COMO HERRAMIENTA DE CUANTIFICACIÓN AMBIENTAL .....7
  - 4.3 DIMENSIÓN SOCIAL .....8
  - 4.4 DIMENSIÓN DE GOBERNANZA ..... 10
- 5. DISEÑO METODOLÓGICO .....11
  - 5.1 ENFOQUE CUANTITATIVO ..... 11
  - 5.2 FUENTES DE DATOS..... 13
  - 5.3 VARIABLES UTILIZADAS ..... 14
- 6. RESULTADOS .....15
  - 6.1 MONETIZACIÓN DE COSTO SOCIAL DEL CARBONO ..... 15
  - 6.2 COMPARACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES ..... 23
- 7. CONCLUSIONES .....29
- 8. REFERENCIAS.....31

# 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la energía eólica ha alcanzado gran importancia a nivel mundial, ya que es una de las mejores estrategias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (Msigwa et al., 2022). Desde el panorama de la economía, el desarrollo de estos proyectos se explica por la reducción de externalidades negativas ligadas a la generación eléctrica convencional. Sin embargo, la literatura demuestra que dicha energía genera ciertos impactos ambientales indirectos los cuales deben ser tomados en cuenta en los procesos de una evaluación económica (Pasqualino et al., 2015). Los procesos de evaluación económica suelen concentrarse en los costos financieros directos y excluyen los impactos ambientales, los cuales se dan en las etapas previas y posteriores a la generación de energía. Esto conlleva a una subestimación de los costos reales de un proyecto eólico y a las decisiones basadas en la información incompleta (Ishaq et al., 2025). Dado el caso, hay una limitación entre el análisis del ciclo de vida y los métodos de costeo económico aplicados. Ello genera dificultad en la cuantificación monetaria de los impactos ambientales.

En Colombia, La guajira es el territorio con mayor potencial eólico del país, pero a la vez el más vulnerable a los efectos del fenómeno El Niño. Esto genera urgencia en las evaluaciones económicas completas que contengan los costos ambientales reales de una generación eólica (Msigwa et al., 2022; Rueda-Bayona et al., 2019). Ahora bien, con el contexto colombiano hay ciertas limitaciones como: los bajos ingresos, la dependencia en importaciones y la baja capacitación laboral; lo cual incrementa el costo y por ende la viabilidad y sostenibilidad de estos proyectos (Msigwa et al., 2022). Teniendo en cuenta lo anterior, este trabajo de grado busca responder la siguiente pregunta de investigación: **¿Cuál es el costo económico de los impactos ambientales asociados al ciclo de vida de la generación eólica a gran escala?**

Para responder a esta pregunta, incorporaremos el análisis de ciclo de vida con la monetización del costo social del carbono, empleando cuatro tipos de turbinas eólicas con diferentes potencias con datos de Ecoinvent (2025). Esta plataforma es reconocida internacionalmente como una referencia para inventarios de ciclo de vida. Los resultados demuestran cuál es la turbina con mejor balance entre la función ambiental y compatibilidad con el recurso eólico de La Guajira. Además, el costo ambiental oculto por kWh podría superar el precio de mercado de la energía en

Colombia cuando no se internalizan las externalidades (Ishaq et al., 2025). Adicionalmente, se revisan seis indicadores ambientales del análisis de ciclo de vida: calentamiento global, partículas finas, recursos fósiles, acidificación terrestre, uso de agua y formación de ozono. Estos datos fueron previamente normalizados para permitir una comparación entre turbinas (Rabl & Spadaro, 2016).

## 2. JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de energías fósiles por las fuentes renovables es un objetivo global ya que se pueden evitar impactos ambientales irreversibles a causa del cambio climático. La energía eólica hoy en día es una de las más rentables, además el desarrollo de parques eólicos es estrategia para la seguridad nacional y soberanía energética lo cual reduce la importación de gas y carbón. Lo anterior nos protege de los mercados extranjeros, como lo demuestran evaluaciones de costo-beneficio dedicadas a proyectos de energía en economías emergentes (Nobuoka & Mizunoya, 2025). En la literatura, identificamos las evaluaciones económicas convencionales las cuales se enfocan en los factores económicos directos y dejan a un lado las externalidades. Al lograr integrar un análisis de costo-beneficio social (SCBA) se ha demostrado que el valor presente neto (VPN) puede llegar a ser hasta 13 veces mayor de lo que se proyecta en un análisis tradicional (Ishaq et al., 2025). Por otra parte, existe un riesgo de fraude ambiental y manipulación de datos donde los mismos proveedores logran exagerar su práctica de sostenibilidad para obtener licitaciones. Para evitar esto se sugiere usar el blockchain con un ecosistema de trazabilidad, inmutabilidad y transparencia de datos. Juntos constituyen un modelo de contabilidad de carbono inmutable y funcionan como una *única fuente de verdad* para los instrumentos económicos como los son los impuestos al carbono (Yoon & Reddy, 2025).

Aunque hay uso de los indicadores ambientales y el ciclo de vida en la energía eólica, se puede reconocer un vacío en la literatura en relación con su incorporación en evaluaciones económicas. Específicamente, se halla una valoración limitada de los impactos ambientales asociados al ciclo de vida de la generación eólica. Esto evidencia la necesidad de implementar enfoques que la incluyan dentro de un análisis económico (Ishaq et al., 2025). Hoy en día, a nivel global, existen muy pocos estudios en los cuales se mencione algún costeo económico de los impactos ambientales. Esto debido a que, en su mayoría, dichos estudios abordan la evaluación desde la óptica de los inversionistas privados, que se concentran en factores financieros y por ende dejan de lado el análisis ambiental y socioeconómico.

En el caso de Colombia, este trabajo de grado contiene relevancia ante la fragilidad del sistema eléctrico frente al fenómeno El Niño, (ENSO) ya que el caribe colombiano presenta altos vientos máximos justamente cuando las fuentes hidroeléctricas bajan su producción debido a las temporadas de sequías. En definitiva, no hay un marco legal claro para la explotación offshore y muy poco conocimiento sobre la monetización que generan estos impactos. Por ende, es necesario una investigación que permita obtener información técnica, económica y legal para la toma de decisiones. El trabajo de grado, además, busca una gestión ambiental transparente al integrar el análisis de ciclo de vida con la monetización de estas externalidades. Se busca entonces maximizar el beneficio social neto y garantizar que la transición energética sea económicamente viable (Nobuoka & Mizunoya, 2025).

La importancia de este trabajo de grado establece la necesidad de reforzar las herramientas para una evaluación económica usada en un análisis de proyecto de energía renovable. Al introducir un análisis de ciclo de vida (ACV) se cuantifican impactos ambientales que no son tomados en cuenta al realizar análisis tradicionales, esto agrega una valoración a los costos asociados. A través del ámbito académico, este estudio contribuye a la economía al unificar indicadores técnicos del ACV con una mira hacia el costeo ambiental. Por lo tanto, desde la práctica, estos resultados pueden ser usados para la toma de decisiones y formulaciones de políticas públicas y sostenibles en el ámbito energético (Yoon & Reddy, 2025).

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar una estimación del costo económico de los impactos ambientales ligados al ciclo de vida de la energía eólica a gran escala, empleando los indicadores de análisis de ciclo de vida.

#### **3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Cuantificar los impactos ambientales de la generación eólica a gran escala mediante el análisis de ciclo de vida (ACV).

2. Monetizar los impactos ambientales determinantes por medio de la aplicación de indicadores económicos.
3. Incluir los impactos monetizados en un análisis costo-beneficio social para considerar el valor económico total del análisis de ciclo de vida en la energía eólica a gran escala.

## **4. MARCO TEÓRICO**

El presente marco teórico se establece en torno al enfoque ESG (Environmental, Social and Governance) como foco conductor de las tres dimensiones principales para este estudio: la dimensión ambiental, aportada por el análisis de ciclo de vida y monetización de externalidades; la dimensión social, que modera los impactos ambientales sobre comunidades locales; y la dimensión de gobernanza, que demuestra la transparencia y confiabilidad en datos reportados.

### **4.1 EXTERNALIDADES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA**

La presente investigación se especializa en el enfoque ESG (Environmental, Social, Governance), que une las tres dimensiones de sostenibilidad en la evaluación de proyectos de inversión. Aplicado a la generación eólica a gran escala, este enfoque permite ir más allá de los costos financieros privados e incorporar los impactos ambientales del ciclo de vida, los efectos sobre las comunidades locales y los mecanismos institucionales de transparencia y control. Las externalidades son costos o beneficios derivados de una actividad económica que no se reflejan en los precios de mercado, lo que los convierte en una falla de mercado que afecta la eficiencia en la asignación de recursos (Kuruc et al., 2023). Se clasifican en dos tipos: las externalidades negativas, cuyo costo marginal social supera el costo marginal privado ( $CMgS > CMgP$ ); y las externalidades positivas, cuyo beneficio marginal social excede el beneficio marginal privado ( $BMgS > BMgP$ ).

En la economía ambiental, los impactos asociados a los proyectos de energía tanto convencional como renovable se comprenden como externalidades negativas cuya magnitud varía a lo largo del ciclo de vida del proyecto. Desde la economía del bienestar, el objetivo central de la política pública es maximizar el bienestar social agregado, representado por la función  $W = W(U_1, U_2, \dots, U_n)$ , donde  $U_i$  expresa el nivel de utilidad de cada individuo (Kuruc et al., 2023). En mercados perfectamente

competitivos sin fallas, el criterio de optimalidad de Pareto garantiza una asignación eficiente. Sin embargo, en el sector energético la presencia de externalidades hace que los precios de mercado no reflejen la totalidad de los costos y beneficios sociales, lo que produce asignaciones ineficientes.

Las evaluaciones económicas convencionales suelen ignorar o subestimar estos impactos al concentrarse en los costos directos de inversión y operación, lo que genera una brecha entre el VPN privado y el VPN social del proyecto (Ishaq et al., 2025). Esta subestimación es particularmente significativa en proyectos de energía eólica: Ishaq et al. (2025) demuestran que, al integrar los beneficios externos, ahorro en costos de salud pública, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y beneficios para la biodiversidad; el VPN social puede ser hasta 13 veces mayor que el VPN financiero calculado de forma tradicional. El presente trabajo adopta el análisis costo-beneficio social (ACBS) como herramienta para capturar esta diferencia, monetizando las externalidades asociadas al ciclo de vida de la generación eólica a gran escala.

## **4.2 ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA COMO HERRAMIENTA DE CUANTIFICACIÓN AMBIENTAL**

La cuantificación de estas externalidades solicita una metodología sistemática que conceda rastrear los impactos ambientales a lo largo de cada etapa del proyecto. Para esto, este trabajo utiliza el análisis del ciclo de vida (ACV) como herramienta técnica que basa la dimensión ambiental del enfoque ESG. El ACV es una metodología sistemática que permite cuantificar las cargas ambientales asociadas a un producto, proceso o sistema a lo largo de todas sus etapas, desde la extracción de materias primas hasta el fin de vida (Li et al., 2021). En el campo de la energía eólica, el ACV es el instrumento técnico que fundamenta la dimensión ambiental (E) del enfoque ESG, al revelar los impactos que permanecen invisibles en los análisis financieros tradicionales.

La norma ISO 14040 establece cuatro fases para la aplicación del ACV: definición del objetivo y alcance, inventario del ciclo de vida (ICV), evaluación del impacto del ciclo de vida (EICV) e interpretación de resultados. Aplicado a un parque eólico onshore, Li et al., (2021) identifican cinco etapas del ciclo de vida que deben ser consideradas: (i) fabricación de materiales y manufactura de componentes, que puede representar hasta el 49,6 % del total de emisiones cuando se incluyen materiales de infraestructura generalmente omitidos; (ii) transporte de componentes desde las fábricas hasta el sitio de instalación; (iii) construcción e instalación, incluyendo obras civiles, cimentaciones y

montaje; (iv) operación y mantenimiento, fase de emisiones directas prácticamente nulas pero con consumo de materiales de reemplazo; y (v) fin de vida, en la que el reciclaje de metales como el cobre y el acero genera créditos ambientales que reducen el impacto neto del proyecto. Como referencia en Latinoamérica, Oebels & Pacca (2013) emplearon esta metodología a un parque eólico onshore en Brasil, cuyo contexto puede ser comparable al colombiano. De este estudio se obtuvo una intensidad de 7.1gCO<sub>2</sub>/kWh. Esto ratifica que el contexto de fabricación y la matriz energética local afectan significativamente en los resultados del ACV y, por ende, se justifica la necesidad de análisis específicos para la región.

### **4.3 DIMENSIÓN SOCIAL**

La dimensión social del enfoque ESG incorpora los efectos de los proyectos energéticos sobre las comunidades donde se desarrollan. Esta considera variables como la salud pública, la equidad territorial, el acceso a recursos naturales, la generación de empleo y la preservación de los modos de vida de las poblaciones afectadas. Estos impactos, al no reflejarse en los precios de mercado, constituyen externalidades sociales que deben ser internalizadas en el análisis económico para que el VPN social refleje fielmente el bienestar social neto del proyecto (Msigwa et al., 2022). En el contexto de los parques eólicos en La Guajira colombiana, los impactos sociales adquieren una dimensión específica relacionada con la comunidad indígena Wayuu, que habita históricamente este territorio. Entre los efectos identificados en la literatura se encuentran: la contaminación acústica generada por el giro de las aspas; la afectación del paisaje y los recursos sagrados propios de la cosmología Wayuu; las limitaciones en el acceso a fuentes hídricas en una región que ya enfrenta escasez hídrica estructural; y los problemas de salud respiratoria vinculados con las emisiones de partículas y óxidos de nitrógeno del ciclo de vida de las turbinas (Pasqualino et al., 2015).

Adicionalmente, la vulnerabilidad de La Guajira frente al fenómeno El Niño (ENSO) hace que los impactos sobre el agua sean especialmente críticos: la región registra los déficits hídricos más severos del país precisamente durante las temporadas de sequía en las que la generación hidroeléctrica disminuye (Rueda-Bayona et al., 2019). Desde el marco del derecho internacional, el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas (DNUDPI), establecen el derecho a la consulta previa, libre e informada como condición necesaria para el desarrollo de proyectos en territorios indígenas. La omisión de estos mecanismos no solo vulnera derechos fundamentales, sino que genera riesgos operativos,

legales y reputacionales que las evaluaciones económicas convencionales raramente cuantifican. Una correcta monetización de los impactos sociales del ciclo de vida debe, por tanto, incluir los costos asociados a los procesos de consulta, compensación territorial y mitigación de impactos culturales y sanitarios.

El ACBS permite incorporar estos elementos a través de la valoración económica de los beneficios en salud pública. Ejemplos de estos son, por un lado, la reducción de enfermedades respiratorias y la disminución de muertes prematuras asociadas a contaminantes como partículas finas (PM2.5) y los óxidos de nitrógeno (NOx). Por otro lado. Los costos sociales por pérdida de biodiversidad, afectación al ecoturismo y reducción del valor recreativo de los ecosistemas (Ishaq et al. ,2025). En un estudio análogo aplicado a Taiwán, monetizaron estos impactos utilizando factores de daño derivados de la metodología ExternE, y se obtuvieron beneficios sociales que representaron una fracción significativa del VPN social total del proyecto.

La monetización de los impactos biofísicos cuantificados por el ACV es el puente metodológico entre los indicadores técnicos y la evaluación económica. El instrumento central para este proceso es el costo social del carbono (CSC), definido como el valor presente de los daños económicos causados por la emisión de una tonelada adicional de CO<sub>2</sub> a la atmósfera (Nordhaus, 2017). El CSC sintetiza efectos sobre la productividad agrícola, la salud humana, los daños por inundaciones y el riesgo de perturbaciones climáticas irreversibles a lo largo del tiempo. Las estimaciones del CSC varían considerablemente según el modelo integrado de evaluación utilizado y la tasa de descuento social aplicada (Nordhaus 2017). Mediante el modelo DICE-2016R, se estimó un CSC de USD 31 por tonelada para el año 2015, con un crecimiento real del 3 % anual hasta 2050. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) proyecta valores de USD 62 (2020), USD 73 (2030) y USD 82 (2040) por tonelada de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, estimaciones más recientes sugieren que estos valores son conservadores: Rennert et al., (2022), calcularon un CSC promedio de USD 185 por tonelada, empleando distribuciones de riesgo actualizadas, lo que implicaría que los análisis que utilizan los valores de la EPA subestiman los costos ambientales reales.

En el presente trabajo se adopta el valor de USD 73 por tonelada como referencia central, por ser el más utilizado en la literatura comparada y por facilitar la comparación con estudios previos, aunque se reconoce que esto constituye una estimación conservadora. Más allá del carbono, la metodología de

análisis de vía de impacto (Impact Pathway Analysis, IPA), desarrollada en el marco del proyecto ExternE de la Comisión Europea, permite monetizar daños a la salud humana asociados a contaminantes como las PM2.5 y los NOx. Rabl y Spadaro (2016) demuestran que los combustibles fósiles presentan costos externos por kWh significativamente superiores a los de las energías renovables, incluso cuando se incluyen las emisiones indirectas del ciclo de vida de estas últimas. Este enfoque respalda la pertinencia de monetizar los indicadores de partículas finas y formación de ozono identificados en el ACV de este estudio.

#### **4.4 DIMENSIÓN DE GOBERNANZA**

La dimensión de gobernanza en el enfoque ESG se refiere a los mecanismos institucionales que determinan cómo se toman las decisiones en los proyectos, quién asume responsabilidad sobre los impactos generados y qué sistemas garantizan la confiabilidad de la información reportada. En los proyectos de energía renovable, esta dimensión resulta especialmente relevante porque los indicadores de desempeño ambiental y social que fundamentan los instrumentos de política pública en los créditos de carbono, impuestos ambientales, subsidios a la generación limpia pueden ser objeto de manipulación o reporte selectivo (Yoon & Reddy, 2025).

En el plano de los stakeholders, Freeman (1984) plantea que las organizaciones deben responder al conjunto de partes interesadas afectadas por sus decisiones, no únicamente a sus accionistas. Aplicada a proyectos eólicos en La Guajira, esta perspectiva implica que la gobernanza debe incorporar mecanismos formales de participación de la comunidad Wayuu, las autoridades ambientales (ANLA, Corporaciones Autónomas Regionales), los entes territoriales y los organismos nacionales de planeación energética a lo largo de todas las fases del ciclo de vida. Para garantizar la integridad de los datos reportados sobre emisiones y consumos energéticos, la literatura reciente propone el uso de tecnologías de registro distribuido (blockchain). Yoon y Reddy (2025) desarrollan un marco conceptual que abarca un ecosistema de trazabilidad, inmutabilidad y transparencia de datos. En este, los contratos inteligentes ejecutan automáticamente obligaciones tributarias como el pago de impuestos al carbono o la adquisición de créditos de carbono con base en datos verificados de desempeño en tiempo real. Este marco opera como una única fuente de verdad para los instrumentos de política climática, y elimina la posibilidad de manipulación ex post de los registros de emisiones. Aplicado al contexto del presente trabajo, un sistema DTIT permitiría validar de forma independiente los indicadores del ACV utilizados

para calcular el CSC. Esto fortalece la credibilidad del ACBS y facilitando el acceso del proyecto a mercados de carbono y vehículos de financiamiento verde.

## **5. DISEÑO METODOLÓGICO**

### **5.1 ENFOQUE CUANTITATIVO**

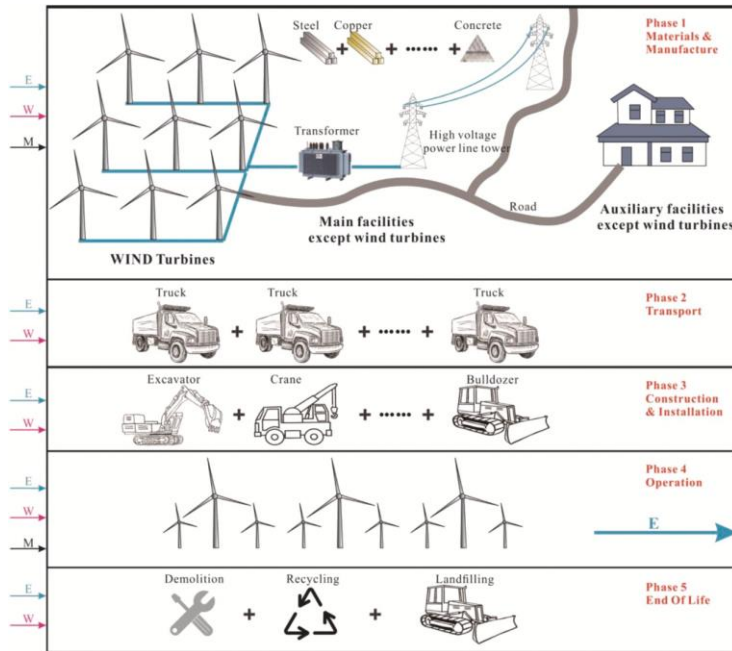
Este estudio adopta un enfoque de evaluación económica aplicada, la cual nos ayudará a integrar el Análisis del Ciclo de Vida (ACV) con el Análisis Costo Beneficio-Social (ACBS). Esto, para poder evaluar cómo se estima el costo económico de los impactos ambientales asociados a la generación de energía eólica a gran escala (Ecoinvent Association, 2025). Este proceso metodológico se lleva a cabo en cuatro etapas:

1. Cuantificar los impactos ambientales por medio del Análisis del Ciclo de Vida.
2. Capitalizar dichos impactos.
3. Elaborar los flujos de costos y los beneficios sociales.
4. Calcular el Valor Presente Neto (VPN) Social.

El análisis de ciclo de vida es una herramienta metodológica la cual nos permite cuantificar los impactos ambientales. Primariamente, es usada con las emisiones de gases de efecto invernadero y ha sido la base de la creación de los proyectos eólicos (Li et al., 2021). Este proceso sistemático, estima las cargas ambientales ligadas a una actividad o sistema, lo cual permite ser una fuente de datos cuantitativos que se transforman en costos económicos por medio de un análisis de costo-beneficio social (Ishaq et al., 2025). Este tipo de análisis, para un proyecto eólico, se debe aplicar en 5 fases (ver figura 1).

#### **Figura 1**

*Fases del ciclo de vida de un parque eólico*



Nota. Reproducido de (Li et al., 2021).

Fase 1. Materiales y Manufactura: esta fase es considerada de más magnitud porque se incluye absolutamente toda la producción de la turbina e incluye materiales como el acero, fibra de vidrio, cobre, hierro fundido, resina y plásticos. Por otro lado, también se incluye la infraestructura: los cables, subestaciones, carreteras, equipos de control y protección, obras de drenaje y nivelación. Ignorar dichos elementos puede generar la subestimación del impacto hasta en un 50 % (Li et al., 2021).

Fase 2. Transporte: esta fase cuantifica el impacto de desplazar todos los componentes desde la fábrica, hasta el lugar de instalación ya que hay que cruzar varias ciudades o incluso países (Li et al., 2023).

Fase 3. Construcción e instalación: Durante esta fase se tiene en cuenta todo el consumo de energía y recursos de las obras civiles realizadas, como lo son la excavaciones, cimientos y montaje de torres (Li et al., 2021).

Fase 4. Operación y mantenimiento: Es considerada la fase de cero emisiones directas en todo el ACV ya que su función es contabilizar que materiales deben reemplazarse en cierto tiempo. Es decir, una pala nueva cada 20 años o el reemplazo de algún aceite cada año. También determina el

consumo de recursos del personal para mantenimiento (Li et al., 2021).

Fase 5. Fin de vida: Es la última fase en la cual se evalúa el impacto del desmantelamiento y el aprovechamiento del reciclaje de metales como el cobre y acero, ya que esto reduce el costo ambiental del proyecto (Li et al., 2021).

Debido a este método, se puede evidenciar que la energía eólica no es 100% limpia ya que se consideran muchos impactos económicos que no son tenidos en cuenta al realizar la evaluación económica (Li et al., 2021; Rabl & Spadaro, 2016).

## **5.2 FUENTES DE DATOS**

En esta sección se describen las fuentes de información, variables utilizadas, el periodo de análisis, la muestra seleccionada y la transformación realizada para la construcción del modelo de evaluación económica. Los datos utilizados para este estudio provienen principalmente de bases de datos con énfasis en el análisis del ciclo de vida y literatura académica acerca de la energía eólica.

En primer lugar, se emplea información que proviene de la base de datos ECOINVENT, la cual muestra detalladamente inventarios sobre emisiones, uso de materiales y consumo energético asociados a la tecnología de generación eléctrica. Adicionalmente, se incorporan datos provenientes de la base de datos IDEMAT (2023), la cual profundiza temas sobre los impactos ambientales asociados a materiales y procesos industriales. Esta fue utilizada principalmente para estimar cargas ambientales en las fases de manufactura y producción de componentes de turbinas eólicas. A partir de estas fuentes se construyó una base de datos propia en hojas de cálculo en las cuales podemos evidenciar la integración de los impactos ambientales por fase del ciclo de vida, esto permitirá su posterior monetización dentro del análisis económico.

Como referente comparativo, se usó el estudio de Oebels & Pacca (2013), quienes ejecutaron un análisis de ciclo de vida de un parque eólico onshore en Brasil y obtuvieron una intensidad de 7.1 gCO<sub>2</sub>/kWh. Este es un valor menor a los informados en estudios europeos y chinos, lo que rectifica que el contexto geográfico y la matriz energética local influyen considerablemente en los resultados del análisis de ciclo de vida y defienden la necesidad de análisis específicos para la región.

## **5.3 VARIABLES UTILIZADAS**

Las variables implementadas son: emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente (gCO<sub>2</sub>eq/kWh), Consumo de materiales como el acero, cobre, fibra de vidrio, etc. y el impacto por fase de ciclo de vida. Estas

variables nos permiten cuantificar las externalidades ambientales asociadas al análisis de ciclo de vida de la generación de energía eólica. Por otro lado, las variables sociales incluyen impactos en comunidades, generación de empleo y beneficios indirectos en salud pública, las cuales nos ayudan a complementar el análisis económico al incorporar la dimensión social del enfoque ESG. También, las variables económicas incluidas en este trabajo son: costo social del carbono (USD/tCO<sub>2</sub>), costos de inversión y operación, beneficios sociales, tasa de descuento social, valor presente neto (VPN). Estas variables serán utilizadas para transformar los impactos ambientales en unidades monetarias dentro del análisis costo-beneficio social.

Por otro lado, la unidad funcional del estudio es 1 kWh de electricidad generada por parque eólico, lo cual permite hacer la comparación de los impactos ambientales y económicos con otras tecnologías energéticas. El horizonte temporal ligado a la vida útil de los proyectos eólicos es estimado entre 20 y 30 años lo que nos permite capturar todas las fases del ciclo de vida del proyecto, desde el inicio hasta el desmantelamiento. También, se incluyen referencias basadas en el contexto colombiano, especialmente en la región de la Guajira, debido a su desarrollo en este tipo de proyectos. Por ende, para el desarrollo del análisis, los datos originales fueron procesados y transformados de la siguiente manera.

Dentro de este alcance, los seis indicadores ambientales del ACV considerados en este estudio son: (i) Calentamiento global, el cual se mide en kg CO<sub>2</sub>eq/kWh, esto cuantifica la contribución al cambio climático a lo largo del ciclo de vida. (ii) Partículas finas, medidas en kg PM<sub>2.5</sub>eq/kWh, lo cual mide el impacto sobre la salud humana por emisión de material particulado. (iii) Recursos fósiles, medido en MJ/kWh, que representa el consumo de combustibles no renovables en la fabricación de componentes. (iv) Acidificación terrestre, que se mide en kg SO<sub>2</sub>eq/kWh, e indica el daño sobre ecosistemas terrestres. (v) Uso de agua, medido en m<sup>3</sup>/kWh, el cual es fundamental para el contexto de La Guajira por su déficit hídrico estructural. (vi) Formación de ozono-salud humana, medido en kg NO<sub>x</sub>eq/kWh, el cual mide el impacto de los óxidos de nitrógeno sobre la salud. Todos estos indicadores tienen unidades de medida distintas, por ende, fueron normalizados para posibilitar la comparación de las turbinas dentro del ACBS.

Una vez definidos los indicadores, se realizarán la conversión de impactos ambientales a unidades comparables ( $\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ ). Luego, la monetización de emisiones mediante el uso del Costo Social del Carbono. Después, de la agregación de impactos por fases del ciclo de vida. Más adelante viene la fase de construcción de flujos de costos y beneficios sociales. Para terminar, se incluye un descuento de flujos a valor presente mediante una tasa de descuento social. Adicionalmente, se realizaron ajustes para garantizar la consistencia de los datos, tales como la homogenización de unidades, eliminación de valores atípicos y validación cruzada con literatura académica.

## **6. RESULTADOS**

### **6.1 MONETIZACIÓN DE COSTO SOCIAL DEL CARBONO**

Una estrategia de costeo no debe reducirse al análisis financiero privado. Por el contrario, debería de tomar en cuenta el análisis de costo-beneficio social ya que éste permite cuantificar y monetizar los impactos sociales y ambientales que no se manifiestan en los precios del mercado (Ishaq et al., 2025). Para empezar, hay que calcular el Valor Presente Neto (VPN), teniendo en cuenta los beneficios externos como el ahorro en salud y reducción de  $\text{CO}_2$ . También los costos externos como lo es la pérdida de biodiversidad. Hay que tener en cuenta la diferencia entre un modelo de financiamiento privado el cual se enfoca en la rentabilidad interna, y un modelo público donde se tiene en cuenta el VPN el cual puede ser hasta 13 veces mayor al incluir el bienestar social (Ishaq et al., 2025).

Una parte clave del costeo ambiental es transformar los impactos biofísicos en unidades monetarias. Según la literatura basada en un estudio en Taiwán, debe hacerse de la siguiente manera:

1. Costo Social de Carbono: utilizar valores generales de referencia, por ejemplo, según la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) una tonelada de  $\text{CO}_2$  tendrá un costo promedio de 73 USD para el 2030.
2. Ahorros en Salud Pública: Un estudio en Taiwán logró monetizar la disminución de enfermedades respiratorias por el traslado plantas de carbón, usando un factor de 0.062 dólar

Taiwanés/kWh.

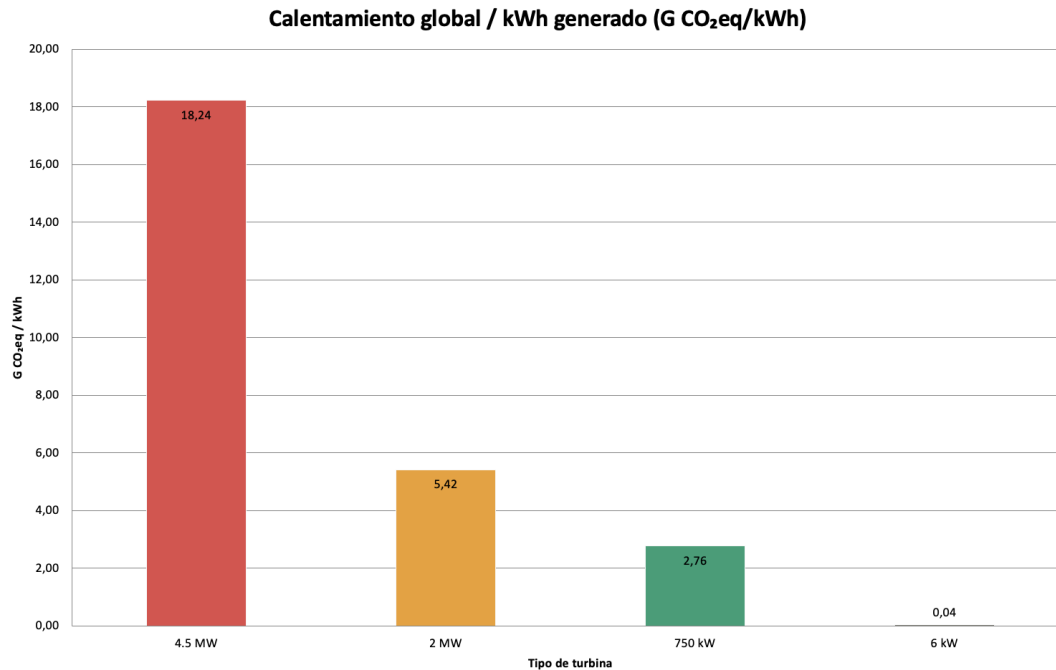
3. Impactos de biodiversidad y recreación: Logra calcular las pérdidas económicas por mortalidad en murciélagos y aves, lo cual afecta actividades como el ecoturismo, avistamiento de aves y perjudica algunos ecosistemas, con una cifra más o menos de 30 millones de dólares Taiwaneses anuales.
4. Compensación Pesquera: Incluye los costos dada la obstaculización del lecho marino y radio submarino, dado esto se logró calcular una pérdida de 454,960,000 dólares Taiwaneses en promedio de 20 años. Esto fue basado en un tiempo de afectación con ciertas fórmulas gubernamentales de área (Ishaq et al., 2025).

En Colombia, la región caribe es la indicada según investigadores para realizar este tipo de proyectos, pues sus altos vientos son perfectos para la creación de energía eólica. Sin embargo, la zona de la Guajira es la más afectada otros factores, debido a su alta desertificación y escasez del agua. No obstante, se considera que realizar estos proyectos en esta zona es la mejor opción debido a las condiciones de los vientos, pero, hay temas complejos de abordar, como el efecto sobre la comunidad indígena Wayuu, quienes están en contra de estos proyectos principalmente por sus creencias religiosas y el ruido que generan estas turbinas que afectan su día a día (Pasqualino et al., 2015).

Así como se mencionó anteriormente, el gran problema de una evaluación económica es la subestimación de los costos reales debido a datos ignorados, perdidos o manipulados. De esta manera, al no monetizar el costo social del carbono (CSC) se menosprecian los impactos negativos de emisiones en el ciclo de vida. Muchas veces, al seleccionar algún contratista se tiene de primera opción al precio más económico en construcción y normalmente esto genera un costo ambiental a largo plazo. Por otro lado, el rastreo de datos es complejo, pues tener la trazabilidad desde la producción hasta el desmantelamiento genera mucha pérdida de datos de suma importancia.

**Figura 2**

*Potencia de calentamiento global por turbina*



*Nota.* Elaboración propia con datos de (Ecoinvent Association, 2025).

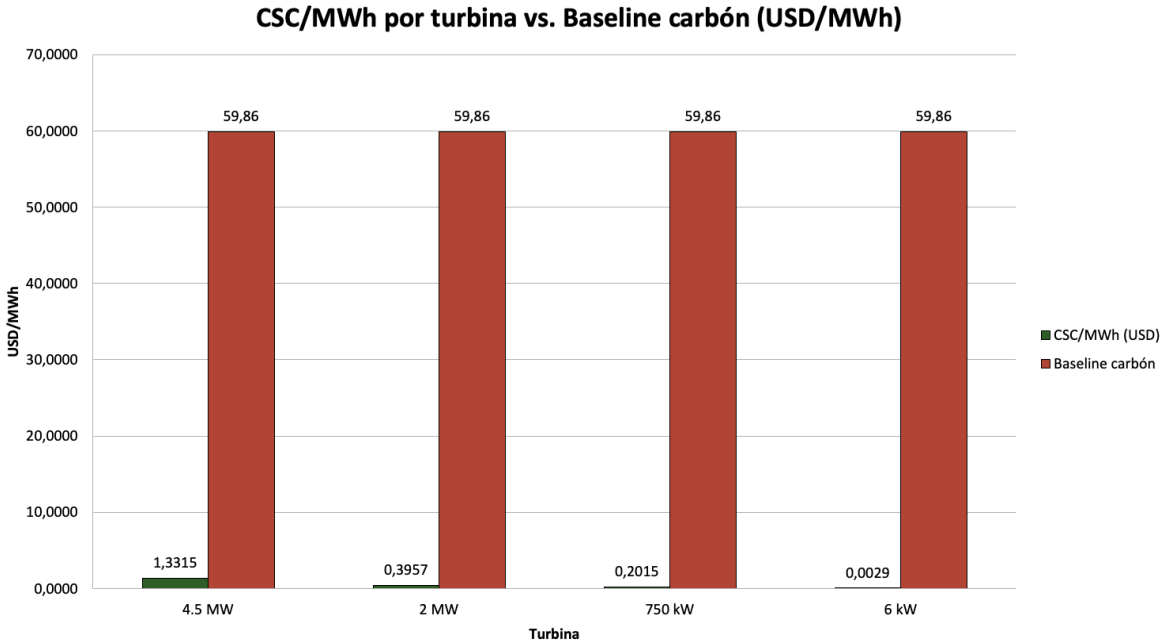
La figura 2 se enfoca en el calentamiento global que genera la construcción de una turbina, midiéndolo en g CO<sub>2</sub> eq/kWh. Como allí se observa, entre más potencia tenga la turbina, más g CO<sub>2</sub>eq produce al ser construida. Se puede analizar que, en este caso, la turbina más pequeña es de 6 kW la cual genera emisiones de 0,04 g CO<sub>2</sub>eq por cada kWh generado. Luego se tiene una turbina de 750 kW generando una emisión de 2,75 g CO<sub>2</sub>eq. La turbina de 2 MW genera 5,42 g CO<sub>2</sub>eq en emisiones y por último está la turbina con potencia de 4.5 MW emite 18,24 g CO<sub>2</sub>eq. Sin embargo, estas emisiones no expresan la eficiencia ambiental relativa de cada turbina, debido a que deben evaluarse por unidad de energía generada, esto se desarrolla en la figura 4.

Actualmente los créditos de carbono son herramientas económicas creadas para fomentar el uso de energías renovables en empresas para controlar las emisiones de los gases de efecto invernadero. Estos créditos de carbono son una recompensa económica para aquellas empresas que logran reducir los impactos ambientales en el ciclo de vida de un proyecto. Por ejemplo, la energía eólica entra en este beneficio si logra reemplazar alguna energía convencional. Al ser un beneficio, mitiga algunos riesgos financieros que el proyecto pueda tener (Yoon & Reddy, 2025). De acuerdo

con la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) durante el 2020 el costo estimado de una tonelada de CO<sub>2</sub> estaba en \$62 USD, se tiene proyectado subir el precio a \$72 USD por tonelada en el 2030 y para el 2040 subirá a \$82 USD por tonelada. En la literatura, Nordhaus (2017) evalúa un costo social de carbono de \$31 USD por tonelada para el 2015 y un crecimiento anual real de 3% hasta el 2050 por medio del modelo DICE-2016R, esto confirma la tendencia creciente sugerida por la EPA. Sin embargo, existen estimaciones más recientes las cuales indican que este valor podría ser superior, pues Rennert et al. (2022) calculó un promedio para el CSC de \$185 USD por tonelada, esto propone que los análisis que usan valores conservadores pueden subestimar los costos ambientales reales y aumentan la necesidad de incluir externalidades en evaluaciones económicas en proyectos energéticos.

**Figura 3**

*CSC/MWh vs. Baseline del Carbón*



*Nota.*

Elaboración propia con datos de Ecoinvent Association (2025); Nordhaus (2017); IPCC (2021)

De acuerdo con la figura 3, se compara el costo social del carbono por MWh generado en cada turbina versus el baseline de generación con carbón, ubicado en 59.86 USD/MWh. Se evidencia que el CSC de todas las turbinas es menor que el baseline. La turbina de 4.5 MW tiene el mayor costo ambiental por unidad, con un valor de 1.33 USD/MWh, siendo la más alta entre las cuatro. Luego la

turbina de 2 MW con 0.40 USD/MWh, seguido por la de 750 kW con 0.20 USD/MWh. Por último, la turbina de 6 kW con solamente 0.003 USD/MWh. Esto confirma que todas las tecnologías eólicas analizadas producen un beneficio ambiental real en comparación a la generación convencional con carbón al medir el costo cual por unidad de energía producida (Nordhaus, 2017; IPCC, 2021).

Figura 4

Tabla del CSC por fase en su ciclo de vida de las turbinas eólicas

| Desglose del CSC por fase del ciclo de vida — 4 turbinas eólicas                                                                      |                          |         |                          |         |                          |         |                          |         |         |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|---------|
| Proporciones: Li et al. (2021) y Oebels & Pacca (2013)   GWP total: Ecoinvent (2025)   CSC: 73 USD/t CO <sub>2</sub> (Nordhaus, 2017) |                          |         |                          |         |                          |         |                          |         |         |
| Fase del Ciclo de Vida                                                                                                                | 4.5 MW                   |         | 2 MW                     |         | 750 kW                   |         | 6 kW                     |         | % total |
|                                                                                                                                       | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh |         |
| Fase 1: Materiales y Fabricación<br>Acero, cobre, fibra de vidrio, concreto                                                           | 14,5920                  | 1,0652  | 4,3360                   | 0,3165  | 2,2080                   | 0,1612  | 0,0320                   | 0,0023  | 80%     |
| Fase 2: Transporte<br>(ver detalle en Sección 2)                                                                                      | 1,0944                   | 0,0799  | 0,3252                   | 0,0237  | 0,1656                   | 0,0121  | 0,0024                   | 0,0002  | 6%      |
| Fase 3: Construcción e Instalación<br>Maquinaria pesada, cimentaciones, montaje                                                       | 0,9120                   | 0,0666  | 0,2710                   | 0,0198  | 0,1380                   | 0,0101  | 0,0020                   | 0,0001  | 5%      |
| Fase 4: Operación y Mantenimiento<br>Mantenimiento, reemplazo de componentes                                                          | 1,0944                   | 0,0799  | 0,3252                   | 0,0237  | 0,1656                   | 0,0121  | 0,0024                   | 0,0002  | 6%      |
| Fase 5: Fin de Vida<br>Demolición, reciclaje y disposición final                                                                      | 0,5472                   | 0,0399  | 0,1626                   | 0,0119  | 0,0828                   | 0,0060  | 0,0012                   | 0,0001  | 3%      |
| TOTAL                                                                                                                                 | 18,2400                  | 1,3315  | 5,4200                   | 0,3957  | 2,7600                   | 0,2015  | 0,0400                   | 0,0029  | 100%    |

Nota. Elaboración propia con datos de Ecoinvent Association (2025); Li et al. (2021); Oebels & Pacca (2013); Nordhaus (2017).

Figura 5

Tabla de detalle de transporte hacia La Guajira

| SECCIÓN 2: Detalle de transporte hacia La Guajira (dentro del 6% de la Fase 2) |                          |         |                          |         |                          |         |                          |         |           |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|--------------------------|---------|-----------|
| Tramo                                                                          | 4.5 MW                   |         | 2 MW                     |         | 750 kW                   |         | 6 kW                     |         | % transp. |
|                                                                                | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh |           |
| Fábrica (Europa/Asia) → Puerto Barranquilla<br>(marítimo, ~11,000 km)          | 1,0607                   | 0,0774  | 0,3152                   | 0,0230  | 0,1605                   | 0,0117  | 0,0023                   | 0,0002  | 96,9%     |
| Puerto Barranquilla → Riohacha<br>(camión, ~200 km)                            | 0,0193                   | 0,0014  | 0,0057                   | 0,0004  | 0,0029                   | 0,0002  | 0,0000                   | 0,0000  | 1,8%      |
| Riohacha → Sitio en La Guajira<br>(camión, ~150 km)                            | 0,0145                   | 0,0011  | 0,0043                   | 0,0003  | 0,0022                   | 0,0002  | 0,0000                   | 0,0000  | 1,3%      |
| TOTAL transporte                                                               | 1,0944                   | 0,0799  | 0,3252                   | 0,0237  | 0,1656                   | 0,0121  | 0,0024                   | 0,0002  | 100%      |

Nota metodológica: Proporciones por fase basadas en Li et al. (2021) y Oebels & Pacca (2013). Distancias de transporte estimadas: fábrica→puerto 11,000 km marítimo (96.9%), puerto→Riohacha 200 km camión (1.8%), Riohacha→La Guajira 150 km camión (1.3%). GWP total: Ecoinvent (2025). CSC = 73 USD/t CO<sub>2</sub> (Nordhaus, 2017).

Nota. Elaboración propia con datos de Ecoinvent Association (2025); Li et al. (2021); Oebels & Pacca (2013); Nordhaus (2017).

La figura 4 presenta el impacto ambiental que genera cada turbina separada en las cinco fases del ciclo de vida establecidas por Li et al. (2021). Materiales y fabricación, transporte, construcción e instalación, operación y mantenimiento, y fin de vida. Cada una de las fases se expresan en g CO<sub>2</sub>eq/kWh y USD/MWh por medio del Costo social del carbono de 73 USD/tonelada. Esto permite revisar directamente el costo económico oculto de cada etapa.

La primera fase, materiales y fabricación, representa un 80% del impacto total en cada una de

las turbinas, esto es coherente con los resultados de Li et al. (2021) y Oebels & Pacca (2013) para turbinas onshore en Latinoamérica. La turbina de 4.5 MW genera unos 14.59 g CO<sub>2</sub>eq/kWh lo cual corresponde a 1.07 USD/MWh, este valor se encuentra muy por debajo del baseline del carbón. el cual está ubicado en 59.86 USD/MWh. Luego para la turbina de 2 MW, la fabricación genera 4.34 g CO<sub>2</sub>eq/kWh correspondiendo a 0.32 USD/MWh, esto enseña que su proceso de manufactura es incluso menos intenso con respecto a emisiones por unidad de energía producida.

La segunda fase, transporte, desglosada en la figura 5, representa un 6% del GWP total y se discrimina en tres tramos para Colombia. El tramo marítimo el cual se tiene en cuenta desde las fábricas en Europa o Asia, hasta el puerto de barranquilla, este se toma unos 11.000 km aproximadamente y 96.9% del impacto total del transporte. Por ejemplo, para la turbina de 4.5 MW representa 1.06 g CO<sub>2</sub>eq/kWh equivalentes a 0.077 USD/MWh. El segundo tramo es de transporte terrestre, desde el puerto de Barranquilla hacia Riohacha, lo cual son unos 200 km aproximadamente y por último desde Riohacha hasta el sitio de instalación en La Guajira, aproximadamente 150 km. Estos últimos dos tramos representan el 1.8% y 1.3% del transporte, lo cual no es tan grande comparado al tramo marítimo.

Las fases 3, 4 y 5, construcción, operación y fin de vida, demostradas en la figura 4, interpretan conjuntamente el 14% restante del impacto total del ciclo de vida, es decir el porcentaje que queda después de restar el 80% de fabricación y el 6% de transporte. Es relevante resaltar que durante la fase 4 de operación, las turbinas no emiten CO<sub>2</sub> directamente, pues las emisiones de esta fase corresponden solamente al consumo de insumos para el mantenimiento preventivo y el reemplazo periódico de componentes como aceite hidráulico, rodamientos y álabes.

## **Figura 6**

*Tabla de producción en horizonte temporal (20 años)*

| SECCIÓN 3: Producción en 20 años SIN fabricación (Fases 2–5 = 20% del GWP)         |                          |             |                          |           |                          |          |                          |         |                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|-------------|--------------------------|-----------|--------------------------|----------|--------------------------|---------|------------------------------------|
| Parámetro                                                                          | 4.5 MW                   |             | 2 MW                     |           | 750 kW                   |          | 6 kW                     |         | Unidad                             |
|                                                                                    | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh     | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh   | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh  | g CO <sub>2</sub> eq/kWh | USD/MWh |                                    |
| GWP sin fabricación (Fases 2-5)<br>= GWP total × 20%                               | 3,6480                   | 0,2663      | 1,0840                   | 0,0791    | 0,5520                   | 0,0403   | 0,0080                   | 0,0006  | g CO <sub>2</sub> eq/kWh   USD/MWh |
| Producción anual (MWh/año)<br>= kW × 8,760h × 35% ÷ 1,000                          | 13.797,0                 | 13.797,0    | 6.132,0                  | 6.132,0   | 2.299,0                  | 2.299,0  | 18,4                     | 18,4    | MWh/año                            |
| Producción total 20 años (MWh)<br>= producción anual × 20                          | 275.940                  | 275.940     | 122.640                  | 122.640   | 45.980                   | 45.980   | 368                      | 368     | MWh                                |
| CSC operativo sin fabricación (USD/MWh)<br>= GWP sin fab. ÷ 1,000,000 × 73 × 1,000 | 0,2663                   | 0,2663      | 0,0791                   | 0,0791    | 0,0403                   | 0,0403   | 0,0006                   | 0,0006  | USD/MWh                            |
| Costo ambiental operativo anual (USD/año)<br>= CSC operativo × producción anual    | \$3.674,196              | \$3.674,196 | \$485,237                | \$485,237 | \$92,641                 | \$92,641 | \$0,011                  | \$0,011 | USD/año                            |
| Costo ambiental operativo 20 años (USD)<br>= costo anual × 20 ✓ sin fabricación    | \$73.484                 | \$73.484    | \$9.705                  | \$9.705   | \$1.853                  | \$1.853  | \$0                      | \$0     | USD                                |

Nota: Esta sección excluye la Fase 1 (fabricación) y trabaja con el 20% restante del GWP (Fases 2-5). El × 20 es válido aquí porque multiplica el costo operativo anual — la fabricación no se duplica. GWP total: Ecoinvent (2025). CSC = 73 USD/t CO<sub>2</sub> (Nordhaus, 2017). Factor de planta 35% (UPME, 2023).

*Nota.* Elaboración propia con datos de Ecoinvent Association (2025); Li et al. (2021); Oebels & Pacca (2013); Nordhaus (2017).

En la figura 6, se demuestra un análisis que separa el costo ambiental operativo, facilitando evaluar el desempeño de cada turbina durante sus 20 años de vida útil sin tener en cuenta el impacto de construcción inicial. Cuando se aparta la primera fase, solamente se tienen en cuenta de la fase 2 a la 5, esto sería un 20% del Potencial de Calentamiento Global (GWP). El CSC operativo de todas las turbinas se ubica debajo del baseline del carbón de 59.86 USD/MWh. La turbina de 4.5 MW tiene un CSC operativo de 0.2663 USD/MWh, la turbina de 2 MW de 0.0791 USD/MWh, la turbina de 750 kW de 0.0403 USD/MWh y las de 6 kW de 0.0006 USD/MWh. Esto prueba que todas las turbinas son operativamente más limpias que el carbón. El costo ambiental operativo acumulado en 20 años para cada turbina escala de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 4.5 \text{ MW} &\rightarrow \$73,484 \text{ USD} \\
 2 \text{ MW} &\rightarrow \$9,705 \text{ USD} \\
 750 \text{ kW} &\rightarrow \$1,853 \text{ USD} \\
 6 \text{ kW} &\rightarrow \$0 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

En este caso, el x20 es metodológicamente válido, ya que multiplica únicamente el costo operativo anual, la fabricación fue descartada desde el inicio al usar solamente el 20% de las emisiones total del ciclo de vida, entonces no se duplica (Li et al., 2021; Nordhaus, 2017).

## Figura 7

*Tabla de ahorro ambiental de turbinas eólicas vs. carbón*

| Ahorro ambiental ciclo de vida completo: Turbinas eólicas vs. Carbón — horizonte 20 años                                                                                                                                                                                                                                           |              |             |             |          |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------|-------------|----------|
| Ciclo de vida COMPLETO incluyendo fabricación. CSC = 73 USD/t CO <sub>2</sub> (Nordhaus, 2017)   Baseline carbón = 59.86 USD/MWh (IPCC, 2021)                                                                                                                                                                                      |              |             |             |          |
| Parámetro                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 4.5 MW       | 2 MW        | 750 kW      | 6 kW     |
| 1. GWP ciclo de vida completo (g CO <sub>2</sub> eq/kWh)<br>= Fases 1-5 — Fuente: Ecoinvent (2025)                                                                                                                                                                                                                                 | 18,2400      | 5,4200      | 2,7600      | 0,0400   |
| 2. CSC ciclo de vida completo (USD/MWh)<br>= GWP × 1,000,000 × 73 × 1,000                                                                                                                                                                                                                                                          | 1,3315       | 0,3957      | 0,2015      | 0,0029   |
| 3. Producción anual (MWh/año)                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 13.797,0     | 6.132,0     | 2.299,0     | 18,4     |
| 4. Producción total 20 años (MWh)                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 275.940      | 122.640     | 45.980      | 368      |
| 5. Costo ambiental EÓLICA 20 años — ciclo completo (USD)<br>= CSC total × producción anual × 20                                                                                                                                                                                                                                    | \$367.420    | \$48.524    | \$9.264     | \$1      |
| 6. Costo ambiental CARBÓN equivalente 20 años (USD)<br>= 59.86 USD/MWh × producción anual × 20                                                                                                                                                                                                                                     | \$16.517.768 | \$7.341.230 | \$2.752.363 | \$22.028 |
| 7. AHORRO AMBIENTAL CICLO COMPLETO 20 AÑOS (USD)<br>= Costo carbón – Costo eólica ciclo completo                                                                                                                                                                                                                                   | \$16.150.349 | \$7.292.707 | \$2.743.099 | \$22.027 |
| 8. Ahorro como % del costo ambiental del carbón                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 97,8%        | 99,3%       | 99,7%       | 100,0%   |
| Nota metodológica: Esta tabla incluye el ciclo de vida COMPLETO (Fases 1-5) incluyendo fabricación. El ×20 se aplica sobre la producción anual — no duplica la fabricación porque el CSC/MWh ya la tiene distribuida por Ecoinvent entre todos los kWh de vida útil. Todas las turbinas generan ahorro ambiental frente al carbón. |              |             |             |          |

*Nota.* Elaboración propia con datos de Ecoinvent Association (2025); Li et al. (2021); Oebels & Pacca (2013); Nordhaus (2017).

La figura 7, compara el costo ambiental del ciclo de vida completo de cada turbina contra lo que costaría generar la misma cantidad de energía con carbón durante un horizonte temporal de 20 años. La primera fila es el 20% del GWP total de Ecoinvent, la cual incluye las emisiones de las cinco fases del ciclo de vida. Para la turbina de 2 MW es de 5.42 g CO<sub>2</sub>eq/kWh, esto es mucho menor al valor de 820 g CO<sub>2</sub>eq/kWh que emite el carbón. La segunda fila, convierte el GWP operativo a USD. La turbina de 4.5 MW tiene un costo de 1.3315 USD/MWh en su ciclo de vida completo, mientras que la turbina de 2 MW tiene un costo de 0.3957 USD/MWh. En general todas las turbinas están por debajo del baseline del carbón de 59.86 USD/MWh. Para la fila 3 y 4, tenemos en cuenta la producción de las turbinas, por ejemplo, la de 4.5 MW produce 13,797 MWh al año y producirá 272,940 MWh en 20 años. La turbina de 2 MW produce 6,132 MWh al año y producirá 122,640 MWh en 20 años.

En la fila 5 tenemos el costo ambiental eólico a 20 años, incluyendo el ciclo de vida completo. La turbina de 4.5 MW tiene el mayor costo, con un valor de \$367,420 USD ya que produce mucha más energía y, por ende, más MWh significaría más multiplicación, aunque el CSC/MWh sea bajo. Para la fila 6 tenemos el costo ambiental del carbón equivalente a 20 años, prácticamente, cuánto costaría ambientalmente generar esa misma cantidad de energía con carbón. Para la turbina de 4.5 MW sería unos \$16,517,768 USD, esto es más de 44 veces el costo ambiental

del ciclo de vida completo de esta turbina. La fila 7 muestra el ahorro ambiental del ciclo de vida completo, convirtiéndose en la fila más importante, pues demuestra la diferencia entre el carbón y la energía eólica:

*4.5 MW ahorra \$16,150,349 USD→ El 97.8% del costo del carbón*  
*2 MW ahorra \$7,292,707 USD→ El 99.3% del costo del carbón*  
*750 kW ahorra \$2,743,099USD→ El 99.7% del costo del carbón*  
*6 kW ahorra \$22,027 USD→ El 100% del costo del carbón*

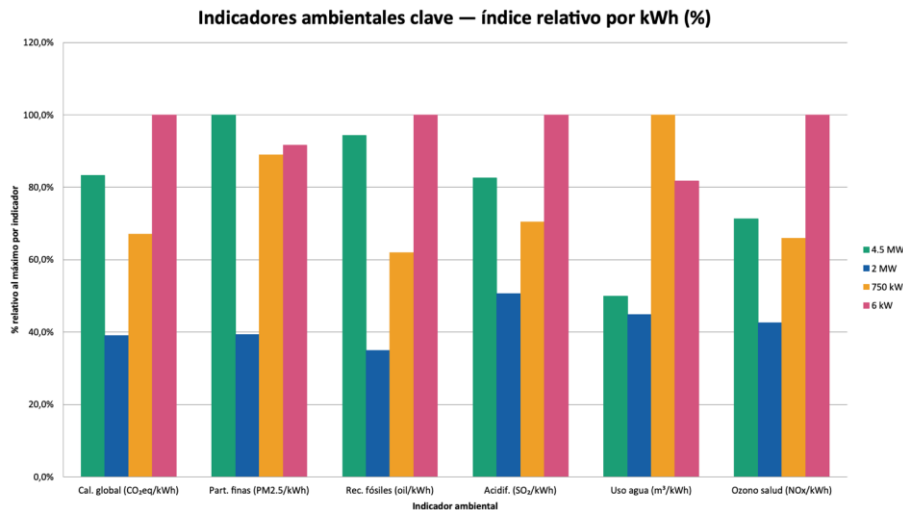
Para la fila 8, tenemos el ahorro como porcentaje del carbón, esto muestra que tan eficiente es cada turbina frente al carbón, se evidencia que todas las turbinas ahorran entre el 97.8% hasta el 100% del costo ambiental del carbón, esto demuestra que la energía eólica tiene un costo ambiental del ciclo de vida completo el cual es mucho más bajo en comparación a la generación con carbón.

Todas las turbinas son más limpias que el carbón incluso cuando se incluye su fabricación. La turbina de 4.5 MW obtiene el mayor ahorro absoluto en USD con \$16,150,349 ya que produce más energía, con un porcentaje de 97.8%, lo cual es una diferencia grande frente al carbón. La turbina de 2 MW logra ahorrar el 99.3% del costo ambiental del carbón, corroborando que las tecnologías eólicas analizadas son ambientalmente mejores al carbón en su ciclo de vida completo (Nordhaus, 2017; Li et al., 2021).

## 6.2 COMPARACIÓN DE INDICADORES AMBIENTALES

Figura 8

*Indicadores ambientales clave*



Nota. Elaboración propia con datos de (Ecoinvent Association, 2025)

Como se puede evidenciar en la figura 8, se tomaron seis indicadores ambientales del análisis de ciclo de vida: calentamiento global, partículas finas, recursos fósiles, acidificación terrestre, uso de agua y formación de ozono-salud humana. Estos fueron elegidos ya que son los que más relación tienen con la monetización en el análisis de costo beneficio social y los más citados en la literatura. Ahora bien, cada uno de estos indicadores tienen unidades de medida diferente y por ende no son comparables, entonces se realizó una tabla para lograr establecer un indicador entre 0% al 100% en donde 100% es la turbina que genera mayor impacto en su categoría y el resto es proporcional, de esta manera se pueden comparar los cuatro tipos de turbinas en una sola gráfica.

Figura 9

Indicadores ambientales normalizados por turbina

| Indicadores clave normalizados — comparación entre turbinas (valores re-escalados al máximo=100) |        |       |        |        |                           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-------|--------|--------|---------------------------|
| Indicador                                                                                        | 4.5 MW | 2 MW  | 750 kW | 6 kW   | Unidad original           |
| Cal. global (CO <sub>2</sub> eq/kWh)                                                             | 83,3%  | 39,0% | 67,1%  | 100,0% | kg CO <sub>2</sub> eq/kWh |
| Part. finas (PM2.5/kWh)                                                                          | 100,0% | 39,3% | 89,0%  | 91,7%  | kg PM2.5/kWh              |
| Rec. fósiles (oil/kWh)                                                                           | 94,3%  | 35,0% | 61,9%  | 100,0% | MJ/kWh                    |
| Acidif. (SO <sub>2</sub> /kWh)                                                                   | 82,6%  | 50,6% | 70,5%  | 100,0% | kg SO <sub>2</sub> eq/kWh |
| Uso agua (m³/kWh)                                                                                | 49,9%  | 44,9% | 100,0% | 81,7%  | m³/kWh                    |
| Ozono salud (NOx/kWh)                                                                            | 71,3%  | 42,6% | 65,9%  | 100,0% | kg NOxeq/kWh              |

Nota: 100% = turbina con mayor impacto en ese indicador. Verde = menor impacto (mejor). Rojo = mayor impacto (peor). Las unidades corresponden a los indicadores de Ecoinvent para ACV.

Nota. Elaboración propia con datos de (Ecoinvent Association, 2025)

La tabla de la figura 9 se desarrolló de la siguiente manera: se tomó el valor más alto entre las cuatro turbinas y este se convirtió en el 100% y el resto de las turbinas se calcularon proporcionalmente a ese máximo. Para esto, usamos la siguiente fórmula:

$$\% = (\text{valor de la turbina} / \text{valor máximo del indicador}) \times 100$$

Para calentamiento global, el valor máximo pertenece a la turbina de 6 kW, este es el 100% y las demás las calculamos de la siguiente manera:

$$4.5\text{ MW} \rightarrow 83.3\%$$

$2\text{ MW} \rightarrow 39.0\%$   
 $750\text{ kW} \rightarrow 67.1\%$   
 $6\text{ kW} \rightarrow 100\%$

Para las partículas finas, el 100% lo representa la turbina de 4.5 MW, por ende, se calculó de la siguiente manera:

$4.5\text{ MW} \rightarrow 100\%$   
 $2\text{ MW} \rightarrow 39.3\%$   
 $750\text{ kW} \rightarrow 89.0\%$   
 $6\text{ kW} \rightarrow 91.7\%$

Para los recursos fósiles, el 100% lo representa la turbina de 6 kW. Por ende, se calculó de la siguiente manera:

$4.5\text{ MW} \rightarrow 94.3\%$   
 $2\text{ MW} \rightarrow 35.0\%$   
 $750\text{ kW} \rightarrow 61.9\%$   
 $6\text{ kW} \rightarrow 100\%$

Para acidificación terrestre, el 100% lo representa la turbina de 6 kW, por ende, se calculó de la siguiente manera:

$4.5\text{ MW} \rightarrow 82.6\%$   
 $2\text{ MW} \rightarrow 50.6\%$   
 $750\text{ kW} \rightarrow 70.5\%$   
 $6\text{ kW} \rightarrow 100\%$

Para el uso del agua, el 100% lo representa la turbina de 750 kW, entonces, se calculó de la siguiente manera:

$4.5\text{ MW} \rightarrow 49.9\%$   
 $2\text{ MW} \rightarrow 44.9\%$   
 $750\text{ kW} \rightarrow 100\%$   
 $6\text{ kW} \rightarrow 81.7\%$

Para formación de ozono-salud humana, el 100% lo representa la turbina de 6 KW, se calculó de la siguiente manera:

$4.5\text{ MW} \rightarrow 71.3\%$   
 $2\text{ MW} \rightarrow 42.6\%$   
 $750\text{ kW} \rightarrow 65.9\%$   
 $6\text{ kW} \rightarrow 100\%$

Puesto que el máximo cambia con cada indicador, de la figura 6, podemos analizar que en el indicador de calentamiento global la turbina que genera mayor impacto ambiental es la de 6 kW dado que tiene el valor más alto por kWh. Sin embargo, no significa que sea tecnológicamente peor, pues

su capacidad de generación es de 750 veces menor que la de 2 MW. Esto eleva su impacto relativo por unidad de energía. La turbina de 2 MW genera el menor impacto en calentamiento global con un 39%.

Por lo contrario, la turbina de 4.5 MW expone generar la mayor emisión de partículas con un 100%, luego la de 6 kW con 91.7% y después la de 750 kW con 89%. Este indicador es de suma importancia porque se relaciona directamente con la salud pública de las comunidades cercanas a los parques eólicos. Por el otro lado, la turbina de 2 MW genera el menor impacto con un 39.3% y esto genera menos costos en la salud pública.

El indicador de recursos fósiles señala que la turbina con mayor impacto es la de 6 kW con un valor del 100%, esto demuestra cuanta energía fósil se consume durante la fabricación, transporte e instalación de cada turbina por kWh que produce durante su vida útil. De esta manera, la turbina de 2 MW es la más eficiente con un valor de 35%, esto es incluso menos de la mitad que la turbina de 6 kW; así mismo se comprueba que una turbina la cual requiere más insumos fósiles para generar energía renovable disminuye su ventaja comparativa versus a las energías convencionales.

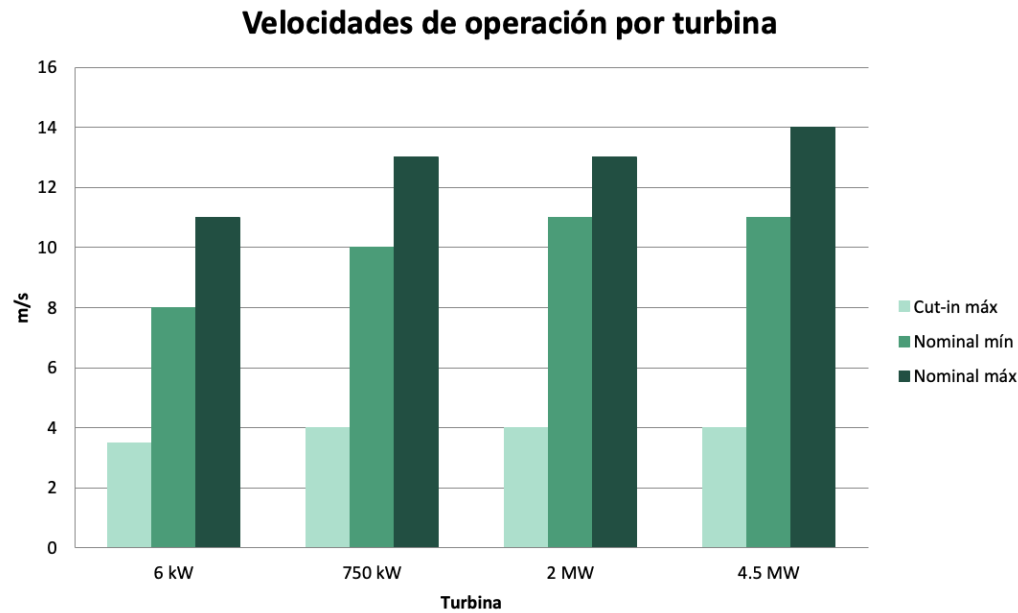
Siguiendo con acidificación terrestre, la turbina de mayor impacto es de 6 KW con un valor del 100%, este indicador es sumamente relevante ya que se aplica en el contexto de la guajira, pues este afecta directamente los ecosistemas desérticos y semiáridos de esta región, nuevamente, la turbina de 2 MW genera 50.6% del impacto máximo, esto es una gran ventaja frente a las demás tecnologías.

En el índice de uso de agua la turbina con mayor impacto es la de 750 kW con 100%, luego la de 6 kW con 81.7%. Este podría ser el indicador más crucial para Colombia debido a los escasos de agua en La Guajira y su afectación por el fenómeno El Niño. La turbina de 2 MW con un 44.9% es la que menos porcentaje tiene en este caso, generando un menor impacto.

Por último, el índice de formación de ozono-salud humana, su mayor impacto es generado por la turbina de 6 KW con un valor de 100%. Estas emisiones de NOx aportan a la formación de ozono troposférico y esto genera un efecto directo a la salud respiratoria de las comunidades cercanas a los parques eólicos. Nuevamente, la turbina de 2 MW genera 42.6% lo cual permite reducir los costos en salud pública al monetizarse.

**Figura 10**

*Velocidades de operación por turbina*

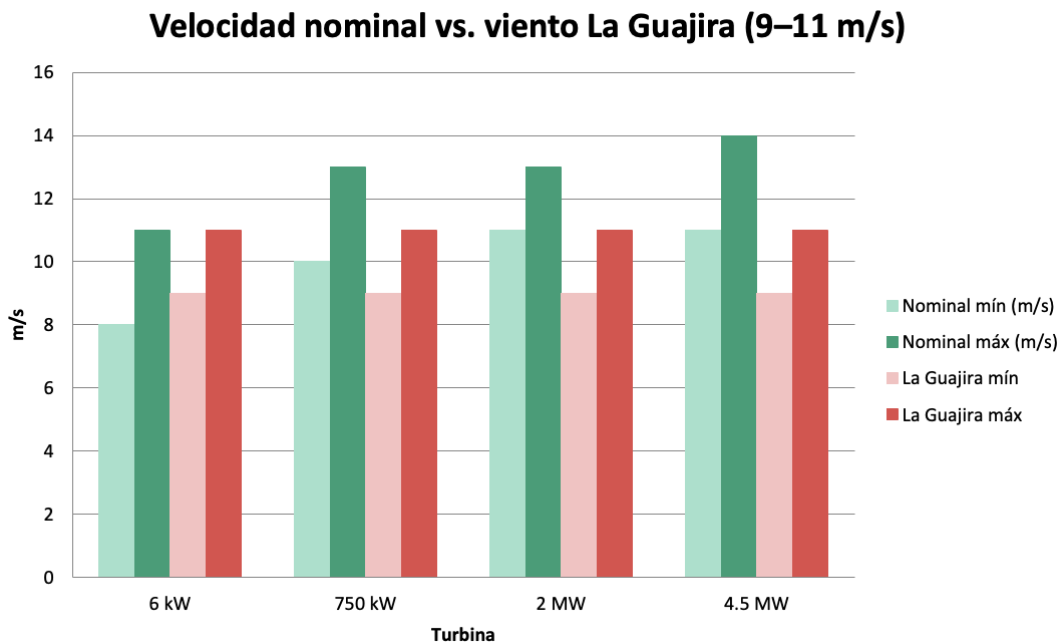


*Nota.* Elaboración propia con datos de (NREL, IEC 61400-1, Vestas Technical Docs y Burton et al. (2011))

La figura 10 demuestra velocidades de arranque (cut-in), la operación nominal y parada (cut-out) para cada una de las turbinas. Se observa que las turbinas de 750 kW, 2 MW Y 4.5 MW comparten un rango de afinidad en cut-in de 3 a 4 m/s, esto indica que empiezan a girar bajo condiciones de viento comparables, se distinguen debido a la velocidad nominal, pues la turbina de 6 KW opera a potencia con viento de solo 8 a 11 m/s por su condición de micro generador pero las turbinas de mayor escala requieren entre 10 y 14 m/s para alcanzar su punto óptimo de generación. Esto es sumamente importante porque determina cuantas horas por año opera una turbina a plena capacidad en sitios específicos, esto afecta su producción anual y el costo ambiental por kWh calculado en este trabajo.

**Figura 11**

*Velocidad nominal vs. Viento de La Guajira*



*Nota.* Elaboración propia con datos de (NREL, IEC 61400-1, Vestas Technical Docs y Burton et al. (2011).)

La figura 11 compara el rango de velocidad nominal de cada turbina con el viento promedio en La Guajira, el cual según World Energy Council se encuentra entre 9 y 11 m/s. La turbina de 2 MW informa un rango nominal de 11 a 13 m/s. Esto manifiesta que, con los vientos de esta parte de la región caribe, esta turbina de 2 MW opera cerca de su punto óptimo con alta frecuencia que el resto de las turbinas. Aunque la turbina de 4.5 MW es más potente, requiere vientos de 14 m/s para operar en plena capacidad y esto en La Guajira conlleva a más horas de operación por debajo de su punto nominal y una menor eficiencia real.

Al analizar los diferentes tipos de turbinas y los indicadores, se puede concluir que la turbina de 2 MW se posiciona como la más eficiente en cinco de los seis indicadores, para un parque eólico a gran escala en la guajira, la turbina de 2 MW demuestra ser apta para el perfil ambiental.

## 7. CONCLUSIONES

Este trabajo de grado muestra que las evaluaciones económicas tradicionales subestiman de forma sistemática los costos reales de proyectos eólicos al omitir las externalidades ambientales del ciclo de vida. En la monetización del costo social del carbono en las cuatro turbinas, se evidencia que la turbina de 4.5 MW genera un costo ambiental oculto de 1.33 USD/MWh. En la otra mano, está la turbina de 2 MW la cual produce un costo ambiental oculto de 0.40 USD/MWh durante la vida útil del proyecto en comparación a la generación con carbón. Dicho valor, el cual Ishaq et al. (2025) denomina *beneficio externo*, debe ser sumado al VPN social del proyecto y asegura que no todas las turbinas eólicas generan el mismo beneficio ambiental real frente a las energías convencionales (Nordhaus, 2017; Rennert et al., 2022). El análisis por fases del ciclo de vida comprueba que el 80% del impacto ambiental en todas las turbinas se concentra en la primera fase, la fabricación, mientras que en su ciclo de vida completo, todas las turbinas son más limpias que el carbón. La turbina de 4.5 MW ahorra \$16,150,349 USD, la de 2 MW ahorra \$7,292,707 USD, la turbina de 750 kW ahorra \$2,743,099 USD y la de 6 kW ahorra \$22,027 USD en costos ambientales del ciclo de vida completo durante 20 años frente a la generación con carbón (Li et al., 2021).

Además, en la comparación de los seis indicadores ambientales elegidos del ACV, la turbina de 2 MW se sitúa como la más eficiente en cinco indicadores ambientales: partículas finas, recursos fósiles, acidificación terrestre, uso de agua y formación de ozono-salud humana. El calentamiento global la turbina de 6 kW representa el menor valor relativo por kWh, pero esto es explicado por su pequeña escala de producción y no por una ventaja tecnológica, ya que genera 750 veces menos energía que la turbina de 2 MW.

En el escenario de La Guajira, los indicadores de uso de agua y acidificación terrestre toman un papel crucial ya que la situación de la región como lo es la escasez hídrica y los derechos territoriales de la comunidad indígena Wayuu, son afectados por los impactos del ciclo de vida de las turbinas (Pasqualino et al., 2015). Asimismo, el análisis de compatibilidad eólica comprueba que la turbina de 2 MW la cual tiene una velocidad nominal de 11 a 13 m/s, es la que mejor se alinea con los vientos promedio de La Guajira, los cuales van de 9 a 11 m/s. Esto confirma que su elección no solo está avalada por su mejor desempeño ambiental, sino por su mayor compatibilidad con las condiciones eólicas de la región en la cual se plantean estos proyectos.

Como demarcación, este trabajo utilizó referencias internacionales de la EPA, el IPCC y

Ecoinvent debido a la escasez de datos actuales y locales en Colombia. Esto conlleva a que los valores del CSC utilizados componen una estimación conservadora, teniendo en cuenta que Rennert et al. (2022) estima un CSC promedio de 185 USD por toneladas con unas metodologías más actualizadas. Futuros trabajos acerca de este tema deberían de incluir datos propios del Sistema Interconectado nacional (SIN), para poder monetizar indicadores adicionales como la pérdida de biodiversidad e impacto auditivo sobre comunidades locales. Con el fin de calcular que los costos ambientales sean reales y no dependan de alguna manipulación de datos, se propone una trazabilidad a través de un BlockChain para lograr registrar las emisiones y consumos bajo tiempo real, implementando los contratos inteligentes, los cuales efectúan automáticamente los pagos de impuesto al carbono o la compra de créditos de carbono basándose en los datos verificados (Yoon & Reddy, 2025).

Este trabajo de grado respondió la pregunta de investigación propuesta: el costo económico de los impactos ambientales del ciclo de vida de la generación eólica a gran escala fluctúa drásticamente según la tecnología variando entre 0.003 USD/MWh para la turbina de 6 kW, 0.20 USD/MWh para la de 750 kW, 0.40 USD/MWh para la turbina de 2 MW y 1.33 USD/MWh para la de 4.5 MW, al monetizar mediante el CSC de 73 USD/tonelada. Los tres objetivos específicos fueron logrados, pues se cuantificaron los impactos ambientales mediante el análisis de ciclo de vida con datos de Ecoinvent (2025), se monetizaron por medio del costo social del carbono con apoyo de Nordhaus (2017) y Rennert et al. (2022), por último, incorporamos un análisis costo-beneficio social el cual permitió comparar el beneficio ambiental neto de cada tecnología frente al baseline del carbón.

Posteriormente, se desarrolló un desglose del impacto ambiental por fases del ciclo de vida ambientado a La Guajira, se identificó el transporte marítimo como el tramo dominante con un 96.9% del impacto total en el transporte (Li et al., 2021; Oebels & Pacca, 2013). Este estudio contiene implicaciones directas para la política energética colombiana, ya que los incentivos de la Ley 1715 podrían integrar criterio de costo-beneficio social en la selección de tecnología eólica, de esta manera aseguran que la transición energética en La Guajira sea socialmente justa para la comunidad Wayuu y financieramente viable para dueños de estos proyectos (Pasqualino et al., 2015; Rueda-Bayona et al., 2019).

Las autoras reconocen el uso de herramientas de inteligencia artificial como apoyo en el proceso de elaboración del presente trabajo. En particular, **ChatGPT** y **Claude** fueron utilizados para asistir en tareas de corrección gramatical, mejora de la redacción y claridad del texto, mientras que **NotebookLM** fue empleado como herramienta de apoyo para la identificación y organización de literatura potencialmente relevante. Estas herramientas se utilizaron únicamente con fines educativos y de asistencia en el proceso de escritura y revisión bibliográfica. La interpretación de los resultados, el análisis crítico y las conclusiones presentadas son responsabilidad exclusiva de las autoras.

## 8. REFERENCIAS

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2011). *Wind Energy Handbook* (2nd ed.). Wiley.

Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. *Diario Oficial* n.º 49.150.

Ecoinvent Association. (2025). *Ecoinvent Database v3*. Consultado el 22 de febrero de 2026, desde <https://www.ecoinvent.org>

Freeman, R. E. (1984). *Strategic management: A stakeholder approach*. Pitman.

Global Reporting Initiative. (2022). *GRI 305: Emissions* (Consolidated version). GRI.  
<https://www.globalreporting.org>

International Electrotechnical Commission. (2019). *IEC 61400-1: Wind turbines – Part 1: Design requirements* (4th ed.). IEC.

Ishaq, H., Siddiqui, O., & Tseng, C. J. (2025). Replacing conventional energy resources with wind: An integrated economic, environmental, and social assessment. *Utilities Policy*, 99.  
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.102085>

Jensen, M. C., & Meckling, W. H. (1976). Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. *Journal of Financial Economics*, 3(4), 305–360. [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(76\)90026-X](https://doi.org/10.1016/0304-405X(76)90026-X)

Kuruc, K., Mcfadden, J., Kuruc, K., & Mcfadden, J. (2023). Monetizing the externalities of animal agriculture: insights from an inclusive welfare function. *Social Choice and Welfare* 2023 65:4, 65, 805-828. <https://doi.org/10.1007/S00355-023-01451-9>

- Li, Q., Duan, H., Liu, G., Xie, M., Lei, G., Cheng, J., & Dai, T. (2023). Optimizing China's onshore wind farm layout crucial for carbon neutrality. *Environmental Impact Assessment Review*, 101. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2023.107159>
- Li, Q., Duan, H., Xie, M., Kang, P., Ma, Y., Zhong, R., Gao, T., Zhong, W., Wen, B., Bai, F., & Vuppaladadiyam, A. K. (2021). Life cycle assessment and life cycle cost analysis of a 40 MW windfarm with consideration of the infrastructure. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110499>
- Msigwa, G., Ighalo, J. O., & Yap, P. S. (2022). Considerations on environmental, economic, and energy impacts of wind energy generation: Projections towards sustainability initiatives. *Science of The Total Environment*, 849, 157755. <https://doi.org/10.1016/J.SCITOTENV.2022.157755>
- National Renewable Energy Laboratory. (2001). *Technical report NREL/TP-500-49069*. U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov/docs/fy01osti/49069.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (2006). *Small wind turbine testing and evaluation projects*. U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2023). Wind turbine technology characterization. U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov>
- Nobuoka, Y., & Mizunoya, T. (2025). Integrated macroeconomic and climate impact assessment of Japan-financed power plants in Indonesia: a cost–benefit and input–output approach. **Asia-Pacific Journal of Regional Science**, 9, 545–583. <https://doi.org/10.1007/s41685-025-00372-y>
- Nordhaus, W. D. (2017). Revisiting the social cost of carbon. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114(7), 1518–1523. <https://doi.org/10.1073/pnas.1609244114>
- Oebels, K. B., & Pacca, S. (2013). Life cycle assessment of an onshore wind farm located at the northeastern coast of Brazil. *Renewable Energy*, 53, 60–70. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.026>
- Pasqualino, J., Cabrera, C., & Chamorro, M. V. (2015). Los impactos ambientales de la implementación de las energías eólica y solar en el Caribe Colombiano. *Prospectiva*, 13, 68-75. <https://doi.org/10.15665/RP.V13I1.361>
- Rabl, A., & Spadaro, J. V. (2016). External costs of energy: How much is clean energy worth? *Journal*

of *Solar Energy Engineering*, 138(4), 040801. <https://doi.org/10.1115/1.4033596>

Rennert, K., Errickson, F., Prest, B. C., Rennels, L., Newell, R. G., Pizer, W., ... & Anthoff, D. (2022). Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO<sub>2</sub>. *Nature*, 610, 687–692. <https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9>

Rueda-Bayona, J. G., Guzmán, A., Eras, J. J. C., Silva-Casarín, R., Bastidas-Arteaga, E., & Horrillo-Caraballo, J. (2019, mayo). Renewables energies in Colombia and the opportunity for the offshore wind technology. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.174>

Task Force on Climate-related Financial Disclosures. (2023). TCFD recommendations. Financial Stability Board. <https://www.fsb-tcfd.org>

U.S. Department of Energy. (2015). *Wind vision: A new era for wind power in the United States*. DOE. <https://www.energy.gov/eere/wind/wind-vision>

Vestas Wind Systems A/S. (2023). *4 MW platform brochure and technical specifications*. Vestas. <https://www.vestas.com>

Yoon, J. H., & Reddy, A. R. K. (2025). Integrating Blockchain into Carbon Emissions Control in Construction Projects: A Conceptual Framework Development. *Journal of Construction Engineering and Management*, 152. <https://doi.org/10.1061/JCEMD4.COENG-15482>