



Universidad del
Rosario

Facultad de Economía

**Maestría en estructuración ágil
de proyectos de alta complejidad**

Proyecto de Grado:

**Prefactibilidad Granja Solar Fotovoltaica
“Parque Solar Rosario I”**

PRESENTADO POR:

Dayanara Barrios
Brayan Torres
Sebastián Sánchez
Julián Peña Gallo
Fabián Téllez
Fernando Padilla
Maria Alejandra Lara

DIRECTOR:

Ricardo Salas

Bogotá D.C
Abril 2025

Contenido

Listado de Tablas	5
Listado de Ilustraciones.....	7
Lista de Anexos.....	8
Lista de acrónimos	9
Objetivos del proyecto	11
Generalidades del proyecto	12
Antecedentes	13
Contexto Mundial del Sector Energético y las Energías Renovables	13
Contexto Nacional: Sector Energético en Colombia.....	17
Público Objetivo y Necesidades.....	19
Tendencias.....	20
Competidores	21
Marco institucional.....	23
Principales entes de regulación en Colombia.....	23
Normativa vigente en Colombia	23
Normatividad General Relacionada al Proyecto	25
Normatividad Específica para Energías Renovables.....	26
Política fiscal y monetaria - Impuestos	27
Análisis del Mercado Energético en Colombia.....	28
Contexto macroeconómico.....	28
Contexto Microeconómico.....	30
Análisis de costos marginales y barreras tecnológicas.....	31
Equilibrio de mercado y externalidades	32
Análisis de Precios	32
¿Cómo se pactan los precios de energía en Colombia?.....	34
Precio en bolsa	34
Volatilidad Precio de Bolsa.....	34
Precio de escasez.....	34
Licencias	35
Licencias ambientales	35
Registro de la Planta de Generación Eléctrica	36
Trámites y Permisos para la Construcción de la Planta	37
Importadores y Comercializadores de Insumos	38
Mano de obra.....	43

Logística para abastecimiento de Mano de Obra	45
Locación del Proyecto.....	46
Macrolocalización	46
Microlocalización.....	54
Desarrollo de la Matriz Multicriterio	55
Definición de Localización del proyecto.....	62
Estructuración técnica y organizacional.....	63
Procedimiento de Conexión con Air-e	64
Contrato de Conexión de Air-e	66
Desagregación del CAPEX	69
Capex Totalizado.....	74
Estructuración organizacional	75
Análisis de apalancamiento.....	77
Financiación bancaria.....	78
Participación accionaria	78
Bonos verdes (Green Bonds).....	79
Project Finance.....	80
Crowdfunding	80
Opciones disponibles.....	82
Análisis de Riesgos	83
Riesgos identificados	84
Evaluación Financiera.....	86
Ingresos	86
Demanda	86
Precio.....	86
Costos.....	87
Capital Expenditure (CapEx)	89
Metodología CAPM	90
Flujo de Caja Libre.....	92
Beneficios Tributarios	92
Resultados	92
Evaluación Económica y Social.....	95
Tasa Social de Descuento.....	95
Razones Precio-Cuenta del proyecto.....	95
Conclusión del Flujo Económico	98

Externalidades	99
Análisis de Externalidades del Proyecto de Generación Fotovoltaica en Barrancas	99
Externalidades Positivas Identificadas	100
Externalidades Negativas Identificadas.....	101
Valoración Económica de Externalidades.....	101
1. Valoración del GEI Evitado	101
2. Valoración de la Alteración Temporal del Ecosistema	102
3. Valoración por Pérdida de Ingresos en Actividades Tradicionales.....	103
Enfoque Social y Participación Comunitaria Profundizada	104
CONCLUSIONES	106
Bibliografía	108

Listado de Tablas

Tabla 1 Datos del Mercado Energético Global	16
Tabla 2 Principales entes de regulación en Colombia.....	23
Tabla 3 Normatividad General Relacionada al Proyecto	25
Tabla 4 Normatividad Específica para Energías Renovables.....	26
Tabla 5 Política fiscal y monetaria - Impuestos	27
Tabla 6 Registro de la planta de generación eléctrica ante el Ministerio de Minas y Energía	37
Tabla 7 Licencia de construcción.....	37
Tabla 8 Pago del Impuesto de Delineación Urbana	38
Tabla 9 Exploración para adquisición de insumo.	38
Tabla 10 Análisis de decisión para la compra a través de importación directa o tercerización con empresa local.....	42
Tabla 11 Proyección de personal requerido para la etapa de construcción y mantenimiento del proyecto.....	43
Tabla 12 Ponderación de criterios para selección de macro localización.	50
Tabla 13 Matriz de cálculo de Macro Localización	52
Tabla 14 Ponderación de criterios para selección de micro localización.	57
Tabla 15 Matriz de cálculo de Macro Localización	58
Tabla 16 Generalidades del Proyecto	64
Tabla 17 Inversión en Módulos Fotovoltaicos	69
Tabla 18 Inversión en Inversores Eléctricos	70
Tabla 19 Inversión en Transformadores.....	70
Tabla 20 Inversión en Estructuras de Aluminio.....	71
Tabla 21 Inversión en BOS/BOP	71
Tabla 22 Inversión para Conexión a la Red	72
Tabla 23 Inversión en Obras Civiles en BT	72
Tabla 24 Inversión en Servicios de Instalación BT.....	72
Tabla 25 Inversión en Estudios de Conexión.....	73
Tabla 26 Inversión en Certificación RETIE.....	73
Tabla 27 Capex totalizado.....	74
Tabla 28 Estructuración organizacional	75
Tabla 29 Criterios de Probabilidad - Matriz RAM.....	83
Tabla 30 Estimación de la Producción de Energía (kWh)	86
Tabla 31 Proyección de Ingresos	87
Tabla 32 Componentes y Valores de los Costos para una planta de 100MW	87
Tabla 33 Componentes del CapEx para una planta de 2.4MW y una planta de 100MW	89
Tabla 34 Análisis ratio Deuda/Equity	90
Tabla 35 Insumos para Cálculo del Beta Apalancado del Proyecto.....	90
Tabla 36 Cálculo metodología CAPM (ke).....	91
Tabla 37 Cálculo del WACC	91
Tabla 38 VPN y TIR del Proyecto	93
Tabla 39 RPC aplicados al CapEx	96
Tabla 40 RPC empleados en los Costos.....	96
Tabla 41 RPC utilizados en los Gastos Administrativos.....	97

Tabla 42 RPC aplicados a los Ingresos	97
Tabla 43 Insumos y Cálculo Valor Anual del GEI Evitado a 2028	102

Listado de Ilustraciones

Ilustración 1 PM10, PM2.5 and NO2 annual means by income level and settlement size, for settlements for which data were available in the latest year between 2010 and 2019	13
Ilustración 2 Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS – ONU	14
Ilustración 3 Acciones Diálogo de alto nivel sobre energía.....	15
Ilustración 4 Participación de la generación de electricidad a nivel mundial de fuentes renovables (%) - 2024	17
Ilustración 5 Participación de Energías limpias en Latinoamérica	17
Ilustración 6 Generación Eléctrica en Colombia – 2024.....	18
Ilustración 7 Hitos de la legislación Colombiana Frente a los Recursos Naturales	19
Ilustración 8 Capacidad de producción en Colombia en MW.....	22
Ilustración 9 Cadena de Valor del Recurso Energético.....	32
Ilustración 10 Componentes de las tarifas de energía en Colombia.....	33
Ilustración 11 Comparativo de precios de la electricidad Latinoamérica 2014-2020 (USD/kwh)....	35
Ilustración 12 Irradiación global media diaria promedio multianual (kWh/m2 por día)	51
Ilustración 13 Proyección Localización del Proyecto (Aproximadamente 120 hectáreas) – tomado de Google Earth.....	61
Ilustración 14 Esquema básico - diagrama unifilar Sistema Solar Fotovoltaico.....	63
Ilustración 15 Proceso de selección de opciones financieras	77
Ilustración 16 Dimensiones aplicables a Bonos Verdes.....	79
Ilustración 17 Desagregación de Gastos Administrativos.....	88
Ilustración 18 Flujo de Caja Libre.....	93
Ilustración 19 Tabla de Amortización del Crédito	94
Ilustración 20 Flujo de Caja del Inversionista.....	94
Ilustración 21 VPN y TIR del Inversionista.....	94
Ilustración 22 Flujo de Caja del Proyecto con Perpetuidad y Beneficios Tributarios.....	95
Ilustración 23 Flujo Económico con RPC.....	99
Ilustración 24 Flujo Económico con Externalidades.....	104

Lista de Anexos

Anexo 1 Requisitos para Emisores de Bonos Verdes 117

Lista de acrónimos

- **AIE:** Agencia Internacional de la Energía
- **Acolgen:** Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
- **ANLA:** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- **ASIC:** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
- **BoP:** Balance of Plant
- **BoS:** Balance of System
- **CapEx:** Capital Expenditure
- **CAPM:** Capital Assets Pricing Model
- **CDL:** Centro de Distribución Local
- **CND:** Centro Nacional de Despacho
- **CNO:** Consejo Nacional de Operación
- **CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas
- **CSC:** Costo Social del Carbono
- **EBIT:** Earnings Before Interests and Taxes
- **EOH:** Equivalent Operating Hours
- **FCL:** Flujo de Caja Libre
- **FNCE:** Fuentes No Convencionales de Energía
- **GEI:** Gases de Efecto Invernadero
- **GW:** Gigavatio
- **GWh:** Gigavatio-hora
- **IPC:** Índice de Precios al Consumidor
- **IPP:** Índice de Precios al Productor
- **IPSE:** Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
- **kWh:** Kilovatio-hora
- **LCOE:** Levelized Costo of Energy
- **MW:** Megavatio
- **O&M:** Operación y Mantenimiento
- **ODS:** Objetivos de Desarrollo Sostenible
- **OMS:** Organización Mundial de la Salud
- **OR:** Operador de Red
- **SDL:** Sistema de Distribución Local
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional
- **SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno
- **UPME:** Unidad de Planeación Minero-Energética
- **VP:** Valor Presente
- **VPN:** Valor Presente Neto
- **WACC:** Weighted Average Cost of Capital

- **ZNI:** Zonas No Interconectadas

PREFACTIBILIDAD GRANJA SOLAR FOTOVOLTAICA

El presente trabajo presenta los resultados del análisis la viabilidad a nivel de prefactibilidad para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica con una capacidad instalada de 100 MW y su respectivo análisis de localización. Esta región se caracteriza por presentar uno de los niveles de radiación solar más altos del país (superiores a 5,4 horas solares efectivas al día) (SMA Solar Technology AG), lo que la convierte en un entorno estratégico para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), contribuyendo a la diversificación de la matriz energética colombiana, a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de las metas establecidas por el país en materia de cambio climático, de conformidad con la Ley 1715 de 2014 y los compromisos internacionales suscritos por Colombia.

Objetivos del proyecto

Analizar la viabilidad a nivel de prefactibilidad para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica con una capacidad instalada de 100 MW determinando la ubicación más favorable, a partir del análisis de factores previamente priorizados.

Con el fin de contribuir al cumplimiento de este objetivo general, se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Analizar las tendencias del mercado energético a nivel global, nacional y regional, políticas energéticas, incentivos gubernamentales, compromisos ambientales y el marco de la transición energética en Colombia.
- Evaluar variables geográficas, ambientales y sociales con el fin de realizar un estudio de localización para identificar el emplazamiento óptimo del proyecto.
- Identificar y dimensionar los requerimientos técnicos de la planta fotovoltaica, así como su configuración y rendimiento esperado.
- Analizar los requisitos jurídicos, normativa legal, ambiental y regulatoria aplicable al proyecto.
- Estimar costos y fuentes de financiación para la ejecución del proyecto, a través de un análisis financiero, considerando distintos escenarios para medir los niveles de sensibilidad de los diferentes rubros, y un análisis económico y social.
- Identificar y analizar los posibles riesgos del proyecto durante sus fases de desarrollo.

El presente trabajo presenta los resultados del análisis la viabilidad a nivel de prefactibilidad para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica con una capacidad instalada de 100 MW en el municipio de Barrancas, departamento de La Guajira. Esta región se caracteriza por presentar uno de los niveles de radiación solar más altos del país (superiores a 5,4 horas solares efectivas al día) (SMA Solar Technology AG), lo que la convierte en un entorno estratégico para el desarrollo de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER). La energía generada será inyectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), contribuyendo a la diversificación de la matriz energética colombiana, a la reducción de

emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de las metas establecidas por el país en materia de cambio climático, de conformidad con la Ley 1715 de 2014 y los compromisos internacionales suscritos por Colombia.

Generalidades del proyecto

- **Capacidad Instalada:** 100 MW (100.000 kW)
- **Porcentaje objetivo:** 0,8% de la demanda energética actual en Colombia. (Unidad de Planeación Minero Energética, 2016)
- **Ubicación:** Zona rural del municipio de Barrancas, La Guajira, Colombia.
- **Tecnología:** Módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino, montados sobre estructuras fijas con ángulo de inclinación optimizado según la latitud geográfica del emplazamiento.
- **Factor de Aprovechamiento Estimado:** 80%. Este indicador, crucial para la modelación financiera, representa la eficiencia con la que la planta convierte la radiación solar en energía eléctrica a lo largo del tiempo, considerando factores como la irradiancia real, la eficiencia de los módulos y las pérdidas del sistema (SMA Solar Technology AG).
- **Horas Solares Efectivas por Día:** 5,4 horas. Este valor, basado en datos históricos de irradiación solar en la región, es fundamental para estimar la producción energética potencial (Benavides Ballesteros & Fonseca Simbaqueva, 2017)
- **Días Productivos Anuales:** 365 días. Se consideran interrupciones programadas por mantenimiento preventivo y posibles eventos climáticos no recurrentes.
- **Generación Anual Estimada (Q):** 149.040.000 kWh. Calculada a partir de la capacidad instalada, el factor de aprovechamiento y las horas solares efectivas, esta cifra representa el volumen de energía que se espera inyectar anualmente al SIN. La fórmula general es: $Q = \text{Capacidad Instalada} \times \text{Factor de Aprovechamiento} \times \text{Horas Solares Efectivas por Día} \times \text{Días Productivos Anuales}$.
- **Precio Promedio de Venta de Energía:** 696,72 \$/kWh. Este valor se basa en las tarifas promedio del mercado regulado colombiano – precio en bolsa y precio de escasez (XM, 2025) – y podría estar sujeto a variaciones según la evolución del mercado energético y la modalidad de conexión (PPA o bolsa).
- **Tipo de Conexión:** Venta directa al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante Contratos de Compraventa de Energía (PPA) o participación en el mercado de bolsa de energía. La elección del mecanismo de venta impactará directamente en la estabilidad y predictibilidad de los ingresos del proyecto.

El diseño técnico del proyecto se fundamenta en criterios de eficiencia energética, minimización de pérdidas eléctricas y optimización de la generación, en estricto cumplimiento con la normativa establecida por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y los requerimientos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Antecedentes

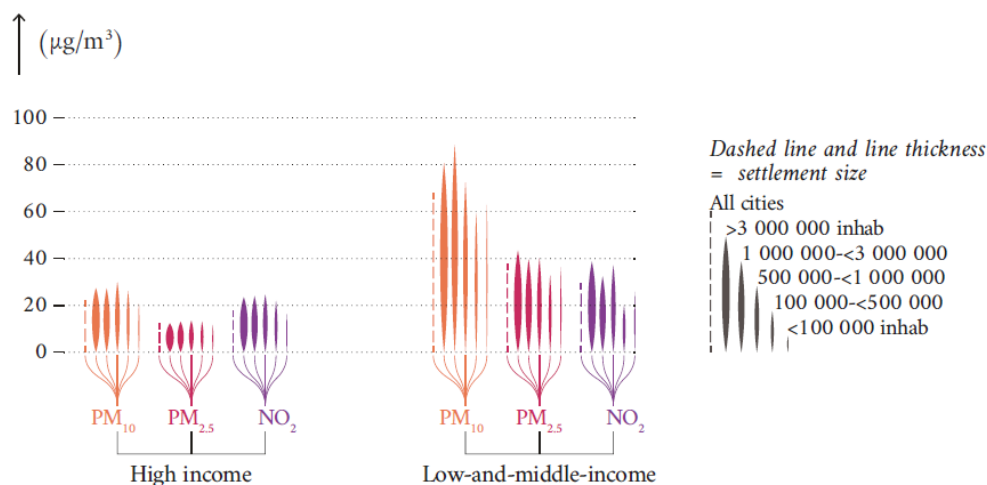
Contexto Mundial del Sector Energético y las Energías Renovables

El sector energético a nivel mundial ha estado experimentando una transición hacia fuentes más limpias y sostenibles debido a la creciente preocupación por el cambio climático, la seguridad energética y los altos costos de las energías fósiles. A nivel global, se observa un aumento significativo en la inversión en energías renovables, especialmente en energía solar y eólica. La tendencia hacia una descarbonización de las economías se ve impulsada por acuerdos internacionales como el Acuerdo de París, que busca limitar el calentamiento global a 1,5°C.

De Acuerdo con el informe de la OMS sobre la calidad del aire, actualización 2022, para el periodo comprendido entre 2010 y 2019, se evidencia que un 99% de la población mundial respira aire que excede los límites de calidad de aire definidos por la OMS, límites que se volvieron más estrictos debido a sus claras consecuencias negativas para la salud, y por lo cual se están generando alertas a nivel mundial. (Organización Mundial de la Salud, 2022)

Estas alertas vienen acompañadas por recomendaciones emitidas por la organización, dentro de las que se destacan, la importancia de acelerar la transición hacia sistemas energéticos más limpios y saludables y la inversión en viviendas y generación de energía eficientes.

Ilustración 1 PM10, PM2.5 and NO2 annual means by income level and settlement size, for settlements for which data were available in the latest year between 2010 and 2019



Nota: Tomado de WHO ambient air quality database, 2022 update. Status Report <https://www.who.int/publications/i/item/9789240047693>

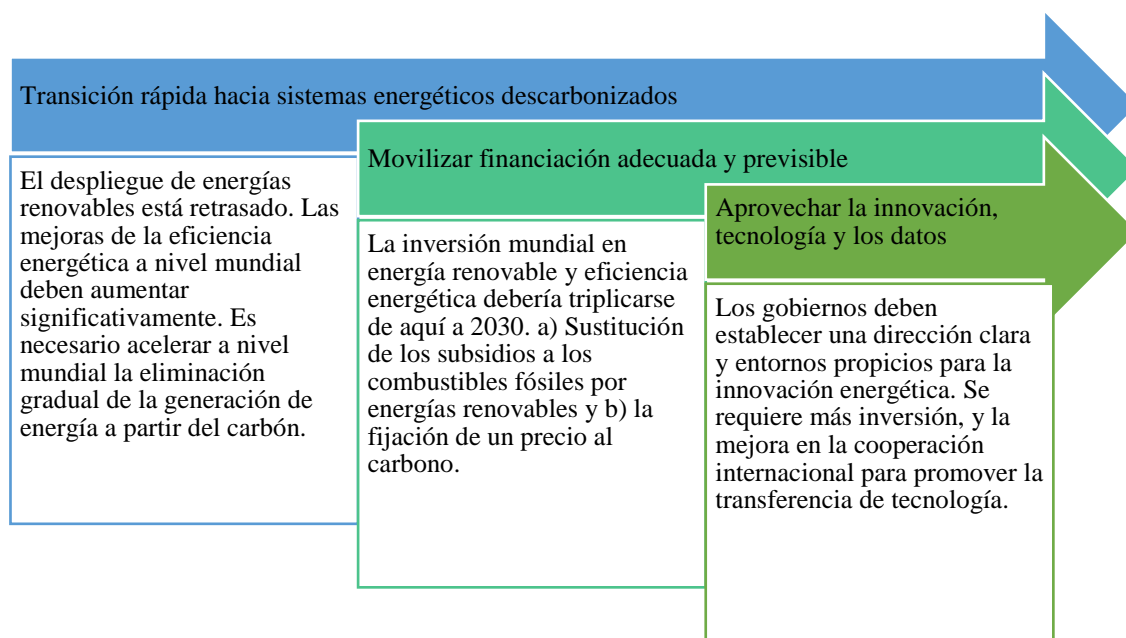
En concordancia con esto, las Naciones Unidas, de la mano con su entidad adscrita UN Energy, sostuvo una reunión mundial sobre energía, denominada “Diálogo de alto nivel sobre energía”, que tiene como principal objetivo promover la coordinación y cooperación entre los países miembros para garantizar el Objetivo de desarrollo Sostenible N°7: Acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos de aquí a 2030.

Ilustración 2 Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS – ONU



Nota: Tomado de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Como resultado se definió una hoja de ruta mundial para la aceleración de las acciones en pro del cumplimiento del ODS7, (Organización Mundial de la Salud, 2022), resumidas en 5 acciones, dentro de las cuales se destacan:



Nota: Elaboración Propia

Esta hoja de ruta se traduce en 9 objetivos de los cuales se resaltan los siguientes 5:

- 1. TRANSICIÓN:** Aumento de la capacidad de energías renovables modernas a nivel mundial y objetivos de energía 100% renovables establecidos en 100 países.
- 2. FINANZAS:** Garantizar el doble de la inversión anual en energía limpia a nivel mundial (en relación con el nivel actual).
- 3. RESILIENCIA:** Generación de 30 millones de empleos en energías renovables y eficiencia energética.
- 4. REDIRECCIONAMIENTO:** Las subvenciones a los combustibles fósiles para energías limpias y fin de la financiación de nuevas centrales eléctricas de carbón.
 - 4.1.** Reducción de 1/3 de las emisiones anuales de gases de efecto invernadero.

Para entender el reto, se debe conocer la situación mundial actual, de acuerdo con los datos de Ember, organización que crea datos específicos y conocimientos el mercado energético, donde se evidencia variaciones atípicas frente a 1. La demanda energética mundial, la cual aumentó 3 puntos sobre la media de la última década, 2. Un aumento porcentual del 1% de las emisiones de CO₂, las cuales no aumentaron en la misma medida del crecimiento de la demanda, lo que se ve a su vez reflejado en 3. La disminución del porcentaje de participación en la matriz energética de la generación térmica y 4. Un aumento del 1,5% en la participación de la energía solar y eólica en la matriz energética mundial.

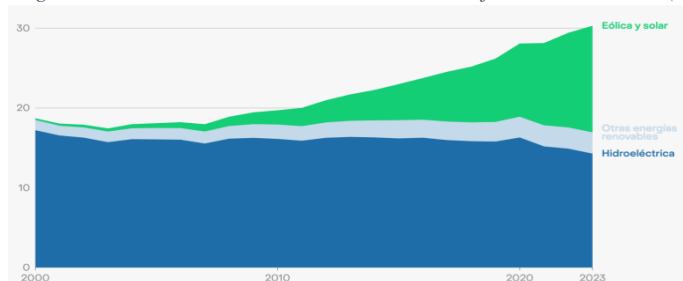
Tabla 1 Datos del Mercado Energético Global

(Ember Energy ORG, 2024)	
Demanda total a nivel mundial	29.471 TWh
Crecimiento 2023	627 TWh
Tasa de crecimiento 2023	+2,2%
Crecimiento promedio última década (2012-2022)	+2,5%
Emisiones CO2	
Emisiones CO2	14.153 millones de toneladas
Aumento CO2 2023	135 millones de toneladas
Tasa de aumento	1%
Generación térmica	
Generación térmica	10.434 TWh
Participación matriz energética	35,4 %
Tasa de crecimiento 2023	-3%
Generación eólica y solar	
Generación eólica y solar	3.935 TWh
Participación matriz energética	13,4%
Tasa de crecimiento 2023	1,5%

Nota: Elaboración propia tomado de [https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20\(%2D333%20TWh\)](https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20(%2D333%20TWh))

Estos datos reflejan la relevancia de la necesidad de toma de acciones inmediatas para garantizar el cumplimiento de los objetivos mundiales planteados por los países miembros.

Ilustración 4 Participación de la generación de electricidad a nivel mundial de fuentes renovables (%) - 2024

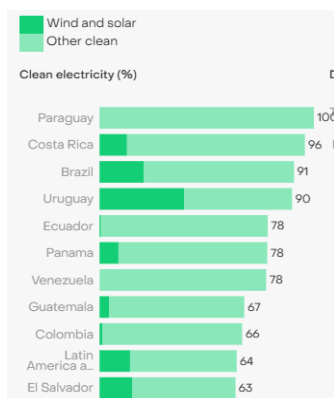


Nota: Tomado de Análisis global en electricidad [https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20\(%2D33%20TWh\)](https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20(%2D33%20TWh))

Contexto Nacional: Sector Energético en Colombia

Colombia ha tenido una evolución frente a las acciones tendientes a la diversificación de su matriz energética y la transición hacia las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), a pesar de que al 2022 y según datos de EMBER, Colombia cuenta con un 66% de su producción energética ligada a las energías limpias, teniendo en cuenta la generación hidroeléctrica, los objetivos son más ambiciosos que eso, y pretenden contar con respaldo energético que permita garantizar la seguridad energética del país en épocas de sequías.

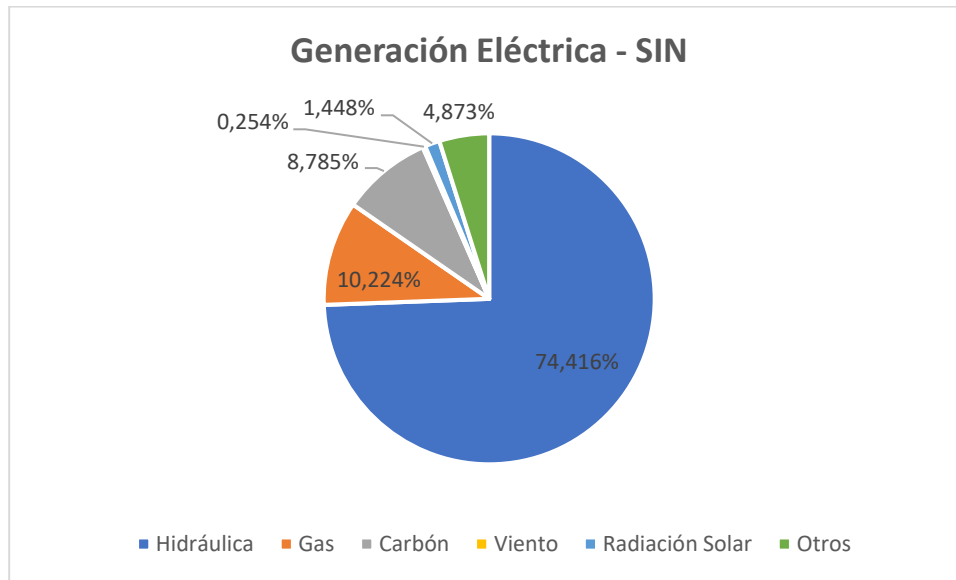
Ilustración 5 Participación de Energías limpias en Latinoamérica



Nota: Tomado de Análisis global en electricidad [https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20\(%2D33%20TWh\)](https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20(%2D33%20TWh))

Si bien es cierto, Colombia es un país rico en recursos hídricos, y gracias a su geografía le permite tener una matriz energética sostenida con una capacidad de abastecimiento del 74% en energía hidráulica, el camino va hacia el uso de las FNCE, que actualmente, entre energía eólica y solar, completan un total de 1,7%.

Ilustración 6 Generación Eléctrica en Colombia – 2024



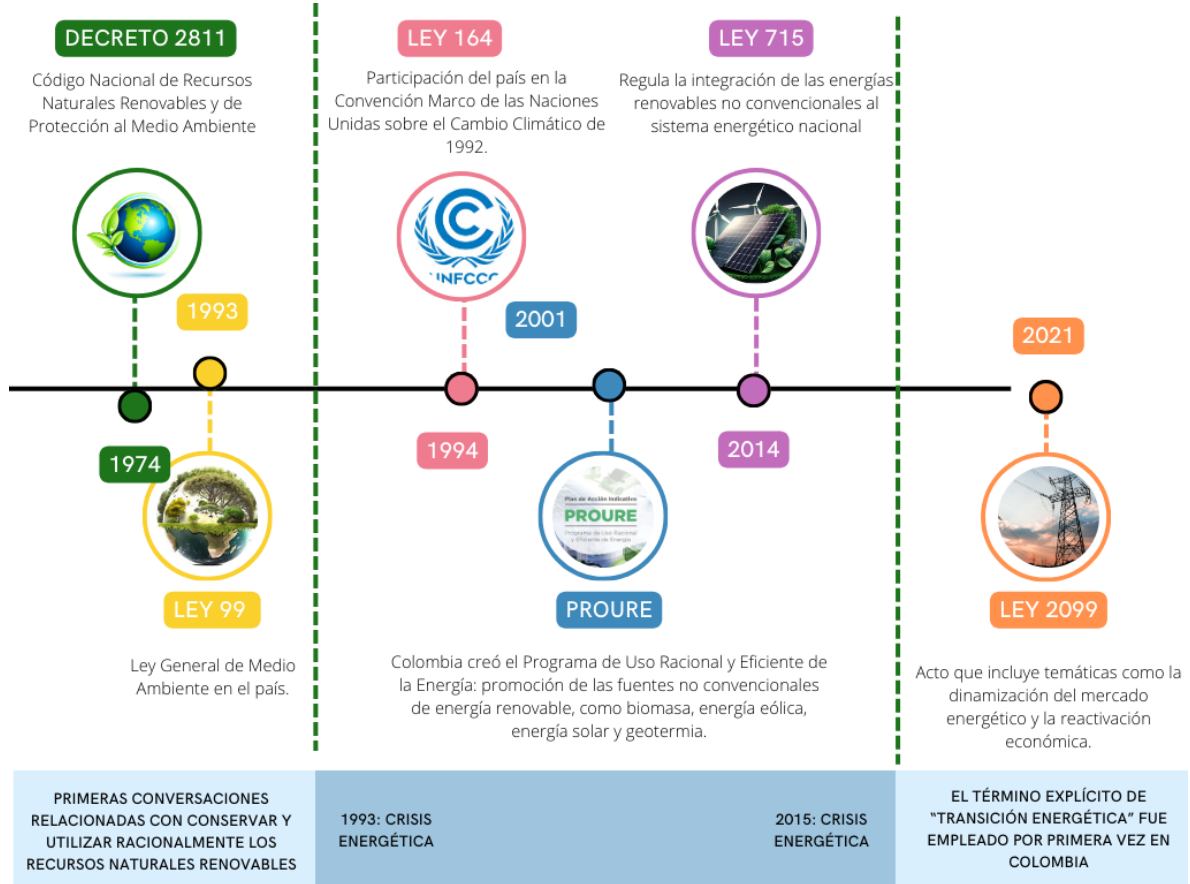
Nota: Fuente Elaboración Propia

Este camino hacia la transición ha desarrollado un marco normativo en Colombia, que a lo largo de su historia ha formulado cerca de 31 actos legislativos asociados a esta temática, de los cuales, a la fecha permanecen vigentes 29.

Dentro de los hitos más relevantes frente a legislación, están los siguientes, que se encuentran divididos en momentos

1. Las primeras conversaciones relacionadas a la conservación y el uso racional de los recursos (1974 – 1993)
2. La crisis energética de 1993 y la del 2015, causadas por el fenómeno del niño (1993 – 2016)
3. Actualidad

Ilustración 7 Hitos de la legislación Colombiana Frente a los Recursos Naturales



Nota: Fuente Elaboración Propia

Público Objetivo y Necesidades

El Gobierno de Colombia constituye el principal beneficiario objetivo del proyecto, dada su función estratégica en la planeación, regulación, expansión y supervisión del sistema energético nacional. A través del Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entre otras entidades, el gobierno define políticas públicas, establece planes de expansión, otorga incentivos tributarios y promueve el desarrollo de fuentes de energía renovable no convencionales (ProColombia, 2024). Este marco institucional convierte al Estado en un actor clave y en un potencial socio estratégico para proyectos que contribuyan a sus metas de transición energética y cobertura nacional.

Entre las principales necesidades energéticas del Gobierno Nacional se encuentra la diversificación de la matriz energética. En 2021, el 68 % de la capacidad instalada del país correspondió a energía verde, principalmente de origen hidráulico, pero para 2032 se proyecta una capacidad instalada de 42.737 MW con una mayor participación de fuentes como la energía solar, eólica e hidráulica (ProColombia, 2024). Esta transformación evidencia la necesidad prioritaria del gobierno de promover la generación con tecnologías limpias que reduzcan la dependencia de fuentes tradicionales y aumenten la resiliencia del sistema frente a fenómenos climáticos.

Otra necesidad crítica es la expansión de la cobertura energética. Actualmente, el 53% del territorio colombiano está compuesto por Zonas No Interconectadas (ZNI), muchas de ellas ubicadas en departamentos como La Guajira, enfrentan serias barreras para acceder a un servicio energético confiable y sostenible. El parque solar propuesto se convierte así en una solución viable para avanzar en la cobertura energética nacional, especialmente en territorios históricamente marginados.

Asimismo, el gobierno ha asumido compromisos internacionales que exigen una transición hacia fuentes más sostenibles y una reducción progresiva de las emisiones de gases de efecto invernadero. El aprovechamiento del potencial solar, en donde en Colombia supera en un 60% la media mundial de radiación solar permite responder de manera efectiva a estos compromisos, fortaleciendo el cumplimiento del Plan Energético Nacional y de las metas establecidas en acuerdos como el Acuerdo de París (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Desde una perspectiva económica, la necesidad de reactivación y atracción de inversión es también prioritaria para el gobierno. En 2022, la inversión en energías limpias alcanzó los USD 1.178,4 millones, un aumento del 23,66% respecto al año anterior, con la participación de actores internacionales como Enel, AES y PowerChina (ProColombia, 2024). Proyectos como el parque solar de La Guajira ofrecen una oportunidad clara para fomentar encadenamientos productivos, generar empleo y dinamizar las economías locales, mientras se contribuye a la modernización del sistema energético nacional.

En conclusión, el Gobierno de Colombia es el beneficiario principal del proyecto, no solo por su rol normativo y planificador, sino también por sus claras necesidades en materia de diversificación de la matriz energética, ampliación de cobertura, sostenibilidad ambiental, dinamización económica e institucionalidad técnica. El parque solar en La Guajira responde directamente a estas prioridades, contribuyendo de manera estratégica a los objetivos de desarrollo energético del país.

Tendencias

Un estudio del 2025 realizado para comprobar la evolución de las energías renovables en países como España y Ecuador revela que: “el uso de energías renovables en estos países ha ido en aumento, tales como las termoeléctricas, solar y eólica” (Duran, 2024) más sin embargo, en la actualidad se comenta que la tendencia tecnológica hacia estas fuentes de energías, más allá de descubrir otras, fuentes es potencializarlas a través de herramientas como el internet de las cosas, IA y almacenamiento de energía en blockchain.

Ahora bien, no basta solamente con ver qué está sucediendo, es importante dar una mirada hacia el futuro para analizar e intentar predecir lo que pueda llegar a ocurrir. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) “Se proyecta que casi 3.700 GW de nueva capacidad renovable estarán en línea durante el período 2023-2028, impulsados por políticas favorables en más de 130 países. La energía solar fotovoltaica y la eólica representarán el 95% de la expansión renovable global, beneficiándose de costos de generación más bajos que las alternativas tanto fósiles como no fósiles.” Esto a su vez impacta en que, al haber una creciente demanda, los precios de suministros para energía eólica y fotovoltaica se vayan reduciendo ya que hay un mercado el cual la competencia quiere adquirir.

En Colombia la generación de energía a través de fuentes renovables como por ejemplo la energía nuclear aún representa un problema en el país, ya que solo hay un reactor y este es usado para estudios. Adicionalmente, la construcción de estos requiere inversiones multimillonarias, eso sin contar con el costo de generación, por ejemplo: la energía solar tiene un costo promedio de entre 80 USD - 150 USD mientras la nuclear oscila entre 600 USD - 1.000 USD. A esto hay que sumarle aspectos relevantes de la operación de plantas de esta naturaleza como licencias y capacitación de personal, la cual en el país es escasa.

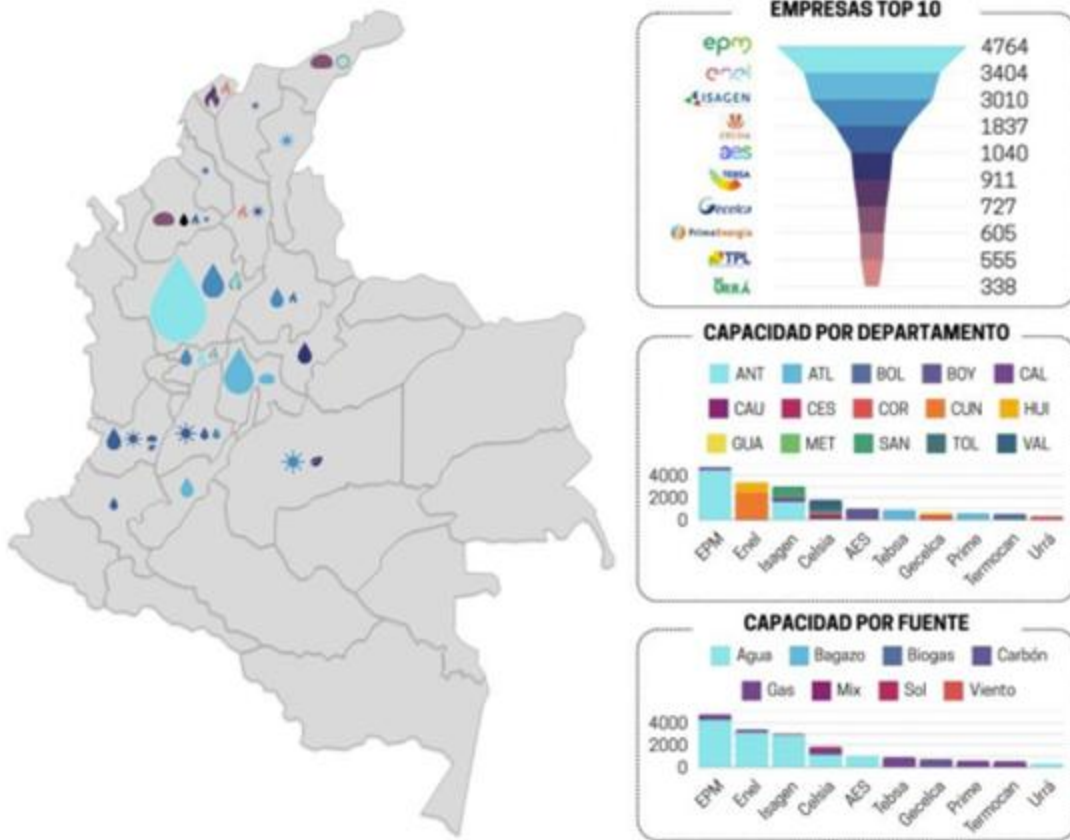
Por otro lado, el hidrógeno verde ha comenzado a ganar relevancia en el ámbito energético. No obstante, en el presente estudio se identifica como un desafío significativo, principalmente debido a los elevados costos asociados a su producción. Esto se debe a que se trata de una tecnología emergente y aún poco desarrollada. Adicionalmente, su producción depende del uso de agua, un recurso natural cuya gestión está sujeta a estrictas regulaciones y políticas internacionales, lo que representa una barrera legal considerable para su implementación a gran escala.

Competidores

La energía eléctrica en Colombia se abastece del mercado de energía mayorista, el cual es el sistema regulado y organizado para la compra y venta de este recurso, en este orden de ideas los competidores se van a segmentar dependiendo el papel que jueguen en la cadena de suministro.

A corte del año 2023, “de las 77 compañías funcionando en el país, Empresas Públicas de Medellín (EPM) es la colombiana con mayor capacidad de generación eléctrica con 4.764 MW operando fundamentalmente en el departamento de Antioquia. Luego le sigue Enel con 3.404 MW mayoritariamente distribuidos en Cundinamarca; ISAGEN con 3010 MW; Celsia (1.837 MW); AES (1.040 MW); TEBSA 911 MW; GECELCA 727 MW; Prime Energía (605 MW), TPL (555 MW) y Urra (338 MW).” (Energía estratégica, 2024)

Ilustración 8 Capacidad de producción en Colombia en MW



Nota: Tomado de <https://www.energiaestrategica.com/el-listado-de-las-10-empresas-con-mayor-generacion-electrica-de-colombia/>

Lo anterior permite evidenciar la limitada diversificación en la matriz de generación eléctrica del país, donde las fuentes hidroeléctricas continúan siendo predominantes. Esta situación refuerza la problemática central que se busca abordar en el presente estudio.

Marco institucional

Principales entes de regulación en Colombia

En el contexto normativo y operativo del sector energético colombiano, existen diversas entidades que cumplen funciones clave para garantizar el desarrollo, la regulación y el funcionamiento eficiente del sistema:

Tabla 2 Principales entes de regulación en Colombia

Entidad	Legislación	Descripción
CREG	Decreto 1260 de 2013, Art. 2°	Regula monopolios en servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, promueve la competencia y la eficiencia económica.
IPSE	Decreto 257 de 2004, Art. 4°	Promueve soluciones energéticas para Zonas No Interconectadas (ZNI) mediante esquemas empresariales eficientes y sostenibles.
UPME	Decreto 1258 de 2013, Art. 3°	Planea el desarrollo de recursos mineros y energéticos, y apoya al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de políticas.
XM	-	Opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el Mercado de Energía Mayorista (MEM), coordinando la operación de la cadena productiva del sector eléctrico.

Nota: Fuente Elaboración propia.

Normativa vigente en Colombia

El marco institucional y normativo se ha ido fortaleciendo a medida que el gobierno ha ido abarcando dentro de sus políticas, la transición energética; Contemplando dentro de estas referencias, temas relacionados con generalidades de la transición energética, sus lineamientos, incentivos, beneficios, entre otras.

Ley 1715 del 13 de mayo de 2014

“Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables No convencionales al Sistema Energético Nacional”.

Resolución 203 de 2020

Unidad de Planeación Minero-Energética. Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones, en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de Fuentes no Convencionales de Energía-FNCE.

Decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015

Ministerio de Minas y Energía “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 sobre los lineamientos de aplicación de incentivos de la Ley 1715 de 2014”.

Ley 1955 del 25 de mayo de 2019

“Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022”, que modifica el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014, relativo a “Incentivos a la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales (FNCE)”.

Decreto 829 del 10 de junio de 2020

“Por el cual se reglamentan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, se modifica y adiciona el Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria y se derogan algunos artículos del Decreto 1073, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”.

Circular 037 de 2020

Unidad de Planeación Minero-Energética. Se adoptan los Formatos 1, 2, 3 y 4 de la Resolución UPME 203 de 2020.

Ley 2099 de 2021

“Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones”.

Circular No. 035 de 2021

Unidad de Planeación Minero-Energética. Se da información relevante para los solicitantes de certificaciones de proyectos de FNCE y GEE para acceder a incentivos tributarios a propósito de las modificaciones introducidas por ley 2099 de 2021.

Normatividad General Relacionada al Proyecto

Esta sección incluye normativa general que resulta fundamental para su desarrollo legal y técnico. Comprende reglamentos sobre la habilitación profesional de técnicos electricistas y la regulación del etiquetado energético de equipos, lo cual garantiza competencias técnicas y promueve el uso eficiente de la energía.

Tabla 3 Normatividad General Relacionada al Proyecto

Tema	Norma y Número	Fecha	Entidad Emisora	Contenido Aplicable	Descripción
Conexión al Sistema Interconectado Nacional	Resolución 075	16/06/2021	CREG	Capítulos 2 y 3	Regula la asignación de capacidad de transporte para proyectos clase 1 en el SIN.
Matrícula de técnico electricista	Ley 19 de 1990	1990	MinEducación	Todos los artículos	Regula el ejercicio de la profesión de técnico electricista y exige matrícula profesional.
Etiquetado energético (RETIQ)	Resolución 41012 de 2015	18/09/2015	MinMinas	Todos los capítulos	Reglamento técnico de etiquetado para promover uso eficiente de equipos eléctricos y de gas.

Nota: Fuente Elaboración propia.

Normatividad Específica para Energías Renovables

Aquí se agrupan normas que regulan aspectos clave en la implementación y operación de proyectos de energías renovables. Estas disposiciones establecen lineamientos técnicos, operativos y de seguridad para temas como integración al sistema energético nacional, autogeneración, transición energética, manejo de químicos, y condiciones de seguridad laboral en el sector eléctrico.

Tabla 4 Normatividad Específica para Energías Renovables

Tema	Norma y Número	Fecha	Entidad Emisora	Contenido Aplicable	Descripción
Promoción de energías renovables	Ley 1715 de 2014	13/05/2014	Congreso de la República	Todos los capítulos	Marco legal para integrar las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCE) al sistema energético.
Autogeneración y generación distribuida	Resolución 030 de 2018	26/02/2018	MinMinas	Todos los capítulos	Regula condiciones operativas y comerciales de autogeneradores a pequeña escala y generación distribuida.
Seguridad en productos químicos	Decreto 1496 de 2018	06/08/2018	Presidencia de la República	Cap. II, III, V	Adopta el Sistema Globalmente Armonizado para el etiquetado y clasificación de productos químicos.
Seguridad laboral en sector eléctrico	Resolución 5018 de 2019	20/11/2019	MinTrabajo	Títulos IV y V	Lineamientos de seguridad y salud en el trabajo en actividades eléctricas.
Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)	Resolución 40293 de 2021	07/09/2021	MinMinas	Art. 3 al 6	Modifica definiciones clave y requisitos técnicos para instalaciones eléctricas.

Transición energética	Ley 2099 de 2021	10/07/2021	Congreso de la República	Art. 35	Promueve proyectos sostenibles en Zonas No Interconectadas como parte de la reactivación económica.
Seguridad eléctrica en el trabajo	NFPA 70E - 2021	2021	NFPA	Toda la norma	Normas de seguridad eléctrica para ambientes laborales con presencia de electricidad.

Nota: Fuente Elaboración propia.

Política fiscal y monetaria - Impuestos

El marco normativo para la aplicación de los beneficios o incentivos tributarios para los proyectos de energía con fuentes no convencionales de energías renovable (FNCER), se listan en la tabla a continuación:

Tabla 5 Política fiscal y monetaria - Impuestos

Normativa	Beneficio	Beneficiarios
Artículo 11 de la ley 1715 de 2014, modificado por la Ley 2099 de 2021.	Deducir en un periodo no mayor de 15 años contados a partir del año gravable siguiente al que haya entrado en operación la inversión, un monto equivalente al 50% del valor total de la inversión sin superar el 50% de la Renta Líquida del contribuyente.	Quienes dentro de sus actividades realicen nuevas erogaciones en materia de investigación, desarrollo e inversión para producir y utilizar energía generada por fuentes no convencionales de energía y de la gestión eficiente de la energía,
Artículo 12 de la Ley 1715 de 2014, modificado por la Ley 2099 de 2021.	Exclusión de IVA.	Los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, que se encuentren en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y

		Fuentes No Convencionales - PROURE estarán excluidos del IVA.
Artículo 13 de la ley 1715 de 2014 modificado por la Ley 2099 de 2021	Exención del pago de los derechos arancelarios	Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumas que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de estos.
Decreto 829 de 2020	Devolución de IVA	El inversionista solicite ante la DIAN la devolución del IVA pagado con posterioridad a la importación o compra, siempre y cuando se obtenga la certificación ante la UPME.
Artículo 14 de la ley 1715 de 2014	Régimen de depreciación acelerada, respecto del gasto deducible al declarar el impuesto sobre la renta, el cual será en proporción al valor del activo y no puede superar el 33,33% anual.	Aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía (FNCE).

Nota: Fuente Elaboración propia.

Análisis del Mercado Energético en Colombia

Contexto macroeconómico

El sector eléctrico colombiano está conformado por diversas entidades que desempeñan roles clave en la regulación, planeación, operación y supervisión. El Ministerio de Minas y Energía establece los requisitos técnicos para las empresas de servicios públicos, elabora planes de expansión de cobertura, identifica los subsidios necesarios y promueve negociaciones internacionales relacionadas con el sector. La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) tiene la responsabilidad de definir las necesidades energéticas del país, elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, y emitir certificados de incentivos tributarios conforme a la legislación vigente. Además, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regula los aspectos energéticos y gasíferos, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) controla y vigila los servicios públicos con independencia, asegurando el cumplimiento normativo (ProColombia, 2024).

Por su parte, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) gestiona los contratos de energía a largo plazo, las liquidaciones y la operación del mercado mayorista de energía, mientras que el Liquidador y Administrador de Cuentas administra los cargos por el uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los ingresos de los transportadores según la normativa vigente. El Centro Nacional de Despacho (CND) supervisa y controla la operación integrada del SIN, y el Consejo Nacional de Operación (CNO) se encarga de definir los aspectos técnicos para garantizar una operación confiable y económica del sistema (ProColombia, 2024).

En lo que respecta al marco normativo que regula el sector está compuesto por una serie de leyes y resoluciones que cubren diversos aspectos de su funcionamiento. Entre estos la Ley 143 de 1994 establece el régimen general para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el país. Además, las Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995 reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía y el Código de Redes, respectivamente. También se han promulgado leyes y resoluciones como la Ley 1215 de 2008, que aborda la cogeneración de energía, y la Ley 2099 de 2021, que impulsa la transición energética y la dinamización del mercado, contribuyendo a la reactivación económica del país (ProColombia, 2024).

En términos de capacidad instalada, en 2021 Colombia alcanzó una capacidad total de 17.761 MW, de los cuales el 68% correspondió a energía verde, principalmente generada por centrales hidroeléctricas. Para 2032, se proyecta que la capacidad instalada se incrementará a 42.737 MW, con una mayor diversificación en la matriz energética, destacando la creciente participación de fuentes renovables. Se espera que en 2032 el 39% de esta capacidad provenga de energía solar, el 35% de energía hidráulica, el 17% de energía térmica y el 9% de energía eólica (ProColombia, 2024). Este cambio refleja el compromiso del Gobierno Nacional con la transición hacia energías más limpias y sostenibles.

Colombia posee un alto potencial para generar energía a partir de fuentes no convencionales. La disponibilidad de recursos como la energía solar, eólica, hídrica, biomasa y geotermia es notablemente superior a la media mundial. En energía solar, el país supera en un 60% la media mundial de radiación, y en energía eólica, se estima un potencial de 50 GW en tierra y otros 50 GW costa afuera. Además, el potencial hidroeléctrico es de 65 GW, del cual actualmente el 67% proviene de fuentes hidroeléctricas. Con estas condiciones, el país está bien posicionado para avanzar en su transición energética y en la diversificación de su matriz (Ministerio de Minas y Energía, 2024).

En 2023, Colombia experimentó importantes incrementos en la generación, capacidad efectiva y demanda de energía. La generación de energía creció un 4,9% respecto a 2022, alcanzando los 80.687 GWh, mientras que la capacidad efectiva aumentó un 6,1%, alcanzando los 19.919 MW. Este crecimiento se refleja también en la demanda de energía, que creció un 4,3%, alcanzando los 79.985 GWh. Estos avances demuestran una expansión constante en el sector energético colombiano, con capacidad para satisfacer la creciente demanda de energía (Reporte integral de sostenibilidad, 2020).

Aunque el sector eléctrico del país muestra un progreso sostenido, cabe señalar que el 53% del territorio nacional está compuesto por Zonas No Interconectadas (ZNI), donde 14 departamentos y 77 municipios aún no están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas zonas, que

incluyen más de 1.750 localidades y 252.000 usuarios, enfrentan desafíos para acceder a una energía sostenible. De los 311,44 MW operativos en estas áreas, el 49 MW provienen de fuentes renovables no convencionales (IPSE, 2023).

Asimismo, uno de los principales obstáculos actuales está relacionado con la operatividad de la CREG. Desde hace casi más de un año, esta entidad fundamental opera con expertos en encargo, sin contar con los seis comisionados en propiedad que exige la Ley 2099 de 2021. Esta situación ha limitado la capacidad de decisión técnica y ha generado una caída significativa en la expedición de resoluciones regulatorias: de 136 resoluciones en 2021, se pasó a 70 en 2023, el nivel más bajo en dos décadas. La falta de nombramientos oficiales no solo representa un incumplimiento normativo, sino que socava la credibilidad institucional y pone en riesgo decisiones estratégicas de largo plazo (Rodríguez, 2024).

A pesar de estos desafíos, el sector eléctrico de Colombia sigue siendo atractivo para la inversión extranjera, particularmente en el área de energías renovables. En 2022, la inversión en energías limpias alcanzó los USD 1.178,4 millones, lo que representa un aumento del 23,66% en comparación con 2021. Empresas de renombre mundial, como Enel, PowerChina, AES y GreenYellow, están realizando importantes inversiones en el país, promoviendo la expansión de la capacidad instalada y apoyando la transición hacia fuentes renovables. La inversión extranjera está contribuyendo de manera significativa al desarrollo sostenible del sector eléctrico colombiano, posicionando al país como un referente clave en la región para la transición energética (ProColombia, 2024).

En conclusión, el sector eléctrico de Colombia está avanzando hacia una matriz energética más diversificada y sostenible. Gracias a un marco regulatorio robusto, un alto potencial de energías renovables y un creciente interés por parte de inversionistas internacionales, Colombia se posiciona como un líder en la región en términos de transición energética y sostenibilidad. No obstante, su estructura institucional enfrenta desafíos que pueden comprometer esa proyección. La interinidad prolongada en la CREG no solo ralentiza los procesos regulatorios esenciales para la planeación, operación e inversión, sino que también debilita la arquitectura técnica que soporta el crecimiento del sector.

Contexto Microeconómico

Desde una perspectiva microeconómica, es fundamental analizar la elasticidad, que mide la respuesta de consumidores y productores a los cambios en precios o ingresos (Moreno, 2010). En este caso, la elasticidad precio de la demanda evalúa cómo varía la cantidad demandada de electricidad ante un cambio en su precio.

La electricidad es un bien esencial tanto para los hogares como para las industrias. Los consumidores la utilizan en actividades básicas como iluminación, refrigeración y cocción, mientras que las industrias dependen de ella para sus procesos productivos. Debido a esta dependencia, la demanda de electricidad es inelástica, es decir, un incremento en el precio no genera una reducción significativa en el consumo, especialmente en zonas urbanas donde no existen sustitutos prácticos. Por ejemplo, si

el precio de la electricidad aumenta un 10%, el consumo podría disminuir solo un 2%, reflejando una elasticidad menor a 1.

El crecimiento de la demanda energética se refiere al incremento sostenido en la cantidad de energía eléctrica consumida en el país a lo largo del tiempo. Este crecimiento está influenciado por factores como el desarrollo industrial, que implica un mayor uso de electricidad para maquinaria y procesos, y el aumento poblacional, que incrementa la cantidad de hogares con necesidades energéticas. Además, la electrificación rural también ha contribuido significativamente, llevando electricidad a regiones que anteriormente dependían de velas o generadores diésel. Estos factores combinados explican por qué el mercado energético colombiano enfrenta retos como garantizar un suministro estable, diversificar las fuentes de energía y evitar una dependencia excesiva de tecnologías vulnerables a shocks de oferta o precio.

En cuanto a la oferta de energía eléctrica, esta está determinada por su estructura de generación, donde predominan las hidroeléctricas, seguidas por fuentes térmicas y, en menor medida, FNCE como la solar y eólica. Este panorama está condicionado por factores económicos, climáticos y tecnológicos.

La volatilidad climática es un aspecto crucial, ya que la dependencia de las hidroeléctricas genera vulnerabilidades. Durante fenómenos como El Niño, la disminución de lluvias reduce el caudal de los ríos y, por ende, la capacidad de generación hidroeléctrica, incrementando los costos al recurrir a fuentes térmicas más caras y contaminantes. Por ejemplo, el fenómeno de El Niño en 2015-2016 llevó a una crisis energética, aumentó las tarifas y generó apagones en algunas regiones. En 2024, este fenómeno sigue afectando al país, exacerbando las vulnerabilidades del sistema. Esto resalta la necesidad de diversificar la matriz energética para garantizar un suministro confiable en un contexto de patrones climáticos impredecibles.

Análisis de costos marginales y barreras tecnológicas

El costo marginal, que es el costo de producir una unidad adicional de electricidad, varía según la tecnología. Las hidroeléctricas tienen un costo marginal bajo una vez construida la infraestructura, sin embargo, los costos iniciales de construcción son altos y dependen de la disponibilidad hídrica. En contraste, las plantas térmicas tienen costos marginales elevados debido a los precios de combustibles como el carbón, el gas natural o el diésel. Aunque no dependen de factores climáticos, generan efectos nocivos para el medio ambiente y altos costos operativos. Por su parte, las FNCE enfrentan barreras económicas significativas: aunque tienen costos operativos bajos, requieren altas inversiones iniciales en infraestructura y tecnología. Además, la falta de redes de transmisión eficientes aumenta los costos, especialmente en regiones remotas como La Guajira, donde el potencial de energía renovable es alto pero subutilizado.

Otros factores que afectan la oferta energética incluyen la capacidad de transmisión y distribución. Las limitaciones en estas redes dificultan la integración de fuentes renovables al sistema energético nacional, generando cuellos de botella que restringen el acceso a energía producida en regiones con alto potencial. Además, el mercado está dominado por pocos actores, lo que limita la competencia y la adopción de tecnologías innovadoras.

La demanda de energía, caracterizada por una inelasticidad relativa en el corto plazo, atribuida a la naturaleza esencial del servicio y a la escasa disponibilidad de sustitutos inmediatos. Sin embargo,

diversos estudios y datos del sector energético evidencian que, bajo determinadas condiciones, la demanda puede responder a variaciones en el precio, especialmente en el mediano y largo plazo.

La sensibilidad de los consumidores ante aumentos tarifarios sostenidos es un factor que introduce elasticidad en el sistema. Según el estudio “Elasticidad precio-demanda de los Usuarios No Regulados en Colombia 2011” (GÓMEZ, 2021), aunque el comportamiento general es inelástico, se observa que, frente a incrementos prolongados en los precios, los usuarios adoptan medidas de eficiencia energética, como la modernización de equipos, mejoras de infraestructura y cambios en los hábitos de consumo, no obstante, se reitera que ello se presenta a mediano y largo plazo principalmente.

Equilibrio de mercado y externalidades

El equilibrio del mercado energético colombiano refleja un precio que subsidia parcialmente a los consumidores, especialmente a los de estratos bajos, para garantizar el acceso universal. Sin embargo, este precio no refleja completamente los costos sociales asociados a las emisiones de CO₂, incentivando el uso de fuentes fósiles. Las externalidades negativas incluyen emisiones de gases de efecto invernadero, impactos sociales en regiones como en el Departamento del Cesar y el Departamento de La Guajira debido a la minería de carbón, y la dependencia climática de las hidroeléctricas. Estas externalidades resaltan la necesidad de transitar hacia fuentes de energía más sostenibles.

En términos de bienestar, el excedente del consumidor se ve favorecido por los precios regulados que garantizan tarifas accesibles, pero al ser subsidiados generan distorsiones que limitan la inversión privada, ya que distorsionan los precios, generan una demanda insatisfecha y una carga fiscal la cual está sujeta al riesgo de impago, por su parte, el excedente del productor beneficia a las empresas generadoras.

Análisis de Precios

El mercado energético es el sistema por el cual se determina el precio de la electricidad, para entender un poco cómo funciona la energía, se deben conocer los actores involucrados en la cadena de valor, donde se relaciona el recorrido que esta realiza desde que se genera, hasta que llega al consumidor final.

Ilustración 9 Cadena de Valor del Recurso Energético



Nota: Tomado de <https://www.enelxenergy.com/Home/blog/energia-para-empresas/energia-en-colombia.html>

Los actores de la cadena se pueden definir de la siguiente manera:

- **Generador:** Es el responsable de producir la energía mediante plantas de generación que pueden ser eólicas, solares, hidráulicas y térmicas, entre otras. En Colombia existen varias generadoras de energía y por lo general sus plantas se encuentran ubicadas lejos de los centros de consumo.
- **Transmisor:** Es el agente encargado de conducir la energía de las plantas de generación hasta las ciudades y grandes consumidores por medio de líneas de alta tensión.
- **Distribuidor:** Es el responsable de llevar la energía de la entrada de la ciudad a los centros de consumo donde están las industrias, empresas, comercio y hogares.
- **Comercializador o Proveedor:** Es el agente que representa a los usuarios ante la cadena de energía, garantizando la operación eficiente del servicio. Además, es quien realiza la medición del consumo de energía y quien factura al cliente final.

Para determinar el precio de generación de la energía en Colombia, se utiliza un sistema llamado bolsa de energía, en la cual se presenta diariamente un precio por parte de todas las plantas de generación y su respectiva capacidad de generación. Posterior a este proceso, el operador del mercado organiza los precios de menor a mayor hasta satisfacer la demanda nacional para cada hora del día. De esta manera, “se establece el precio final, conocido como «precio de bolsa», el cual refleja el valor de la planta necesaria para cubrir el último kilovatio de la demanda nacional.” (Mora, 2023)

Según información de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (Acolgen), dentro de la tarifa que se paga por la energía en Colombia, existe un cobro por cada servicio que se presta para que llegue la energía desde las centrales donde se genera hasta los hogares. En la ilustración que se presenta a continuación se desglosan los porcentajes para cada actor de la cadena del mercado energético en el precio final del servicio en Colombia.

Ilustración 10 Componentes de las tarifas de energía en Colombia.



Nota: Tomado de Alcogen, 2023 (<https://www.valoraanalitik.com/como-se-calcula-el-valor-de-la-factura-de-energia-en-colombia/>)

¿Cómo se pactan los precios de energía en Colombia?

El Mercado de Energía Mayorista en el país se divide en dos segmentos para facilitar las transacciones de energía. En este contexto, se establecen diversas metodologías que determinan los precios de compra entre los generadores y los compradores. Las ventas en la Bolsa de Energía en Colombia están reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Esta entidad es responsable de establecer las normas y regulaciones que rigen el mercado eléctrico, incluyendo la operación de la bolsa, la fijación de precios y las condiciones de competencia. Además, el Operador del Sistema (XM) también juega un papel crucial, ya que es responsable de la gestión del sistema eléctrico y la administración de la Bolsa de Energía, facilitando las transacciones y asegurando el equilibrio entre la oferta y la demanda. Juntas, la CREG y XM aseguran que el mercado funcione de manera eficiente y transparente.

Precio en bolsa

La Resolución CREG 024 de 1995, modificada por la Resolución CREG 011 de 2010, establece el procedimiento para la determinación de los precios horarios en la bolsa de energía. Estos se calculan a partir del “Despacho Ideal”, siendo un proceso que busca atender la demanda real con la disponibilidad efectiva de las plantas de generación, fijando un precio único para el mercado. En condiciones normales de operación, el precio de la energía se determina por el mayor precio de oferta de las unidades programadas para generar en el despacho ideal, el cual se establece como un valor único para todo el sistema interconectado en cada periodo horario. Esta metodología implica que diariamente todas las plantas de generación presentan su precio y disponibilidad para generar energía, lo que da lugar al precio final conocido como “precio de bolsa”. Este precio refleja el valor de la planta necesaria para cubrir el último kilovatio de la demanda nacional.

Volatilidad Precio de Bolsa

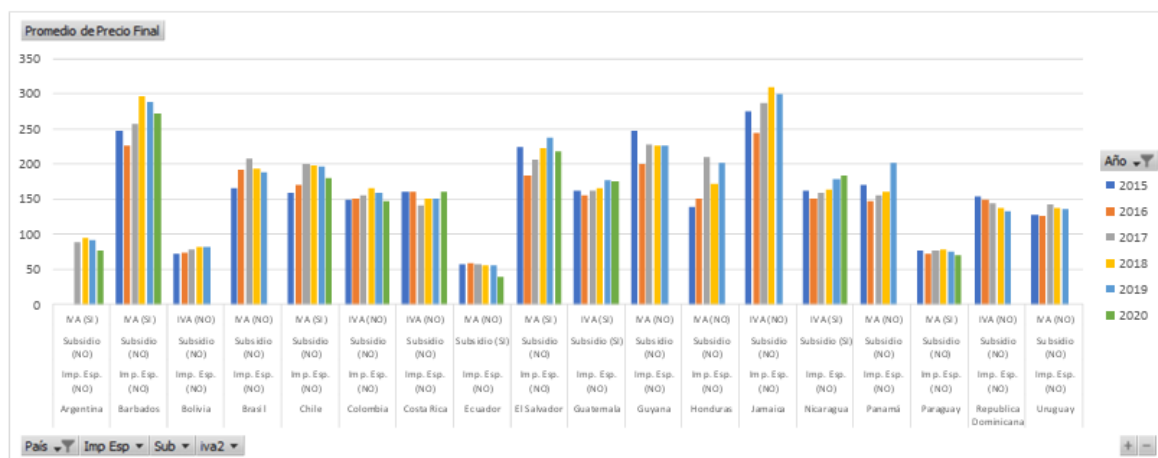
La metodología de cálculo de la volatilidad del precio de bolsa usa una ventana móvil de 30 días para calcular la desviación estándar de los promedios diarios ponderados por demanda de los precios de bolsa, la volatilidad no se escala por factor alguno. La metodología presenta directamente la volatilidad en lugar de la volatilidad porcentual con respecto al precio de bolsa, esto para conservar una medida comparable de volatilidad a través del tiempo. Cabe resaltar que esta volatilidad en el precio en bolsa, aunque se encuentra contemplada dentro los cálculos del mismo, representa un riesgo puesto que se puede ver afectado por factores externos como condiciones climáticas que a su vez representa un movimiento en la oferta de energía eléctrica.

Precio de escasez

Representa el valor máximo que la demanda del país puede pagar por la energía. Este precio se calcula mensualmente según los parámetros establecidos en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad. Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, se activa un mecanismo que indica una situación crítica en el sistema y regula el precio al que se compra la energía. El precio de escasez se determina en función de los costos variables asociados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y al precio del combustible.

A continuación, se muestra un comparativo de precios de la energía eléctrica para Latinoamérica en el sector residencial para el periodo 2014 - 2020:

Ilustración 11 Comparativo de precios de la electricidad Latinoamérica 2014-2020 (USD/kwh)



Nota: Tomado de OLADE, 2021 (<https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0462.pdf>)

Licencias

Licencias ambientales

En Colombia la autoridad encargada del otorgamiento de las licencias ambientales es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) la cual funciona “como un organismo técnico con autonomía administrativa y financiera encargada del estudio, aprobación y expedición de licencias, permisos y trámites ambientales.”

Ahora bien, la ANLA especifica que los proyectos que requieren licencia son: **“Los proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual cien (100) MW.”**

Para el proyecto en estudio, el pago de la licencia ambiental será un ítem que no se tendrá en cuenta, esto debido a que la producción energética será menor. Ahora bien, esto a su vez requiere la realización de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) el cual evalúa los siguientes aspectos:

- Físico
- Socioeconómico
- Biótico

Y tiene como requisitos mínimos según el artículo 21 del decreto 2041 de 2014 los siguientes puntos:

- Información del proyecto, relacionada con la localización, infraestructura, actividades del proyecto y demás información que se considere pertinente.

- Caracterización del área de influencia del proyecto, para los medios abiótico, biótico y socioeconómico.
- Demanda de recursos naturales por parte del proyecto; se presenta la información requerida para la solicitud de permisos relacionados con la captación de aguas superficiales, vertimientos, ocupación de cauces, aprovechamiento de materiales de construcción, aprovechamiento forestal, solicitud de levantamiento de veda, recolección de especímenes de la diversidad biológica con fines no comerciales, emisiones atmosféricas, gestión de residuos sólidos, exploración y explotación de aguas subterráneas.
- Información relacionada con la evaluación de impactos ambientales y análisis de riesgos.
- Zonificación de manejo ambiental, definida para el proyecto, obra o actividad para la cual se identifican las áreas de exclusión, las áreas de intervención con restricciones y las áreas de intervención.
- Valuación económica de los impactos positivos y negativos del proyecto.
- Plan de manejo ambiental del proyecto, expresado en términos de programa de manejo, cada uno de ellos diferenciado en proyectos y sus costos de implementación.
- Programa de seguimiento y monitoreo, para cada uno de los medios abiótico, biótico y socioeconómico.
- Plan de contingencias para la construcción y operación del proyecto que incluya la actuación para derrames, incendios, fugas, emisiones y/o vertimientos por fuera de los límites permitidos.
- Plan de desmantelamiento y abandono, en el que se define el uso final del suelo, las principales medidas de manejo, restauración y reconfiguración morfológica.
- Plan de inversión del 1%, en el cual se incluyen los elementos y costos considerados para estimar la inversión y la propuesta de proyectos de inversión, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 1900 de 2006 o la norma que lo modifique, sustituya o derogue.
- Plan de compensación por pérdida de biodiversidad de acuerdo con lo establecido en la Resolución 1517 del 31 de agosto de 2012 o la que lo modifique, sustituya o derogue.

Registro de la Planta de Generación Eléctrica

Antes de iniciar operaciones, toda planta de generación eléctrica en Colombia debe ser registrada ante el Ministerio de Minas y Energía. Este procedimiento garantiza que el proyecto cumple con los estándares técnicos y regulatorios establecidos por la normativa nacional. El registro permite a la autoridad verificar aspectos como la capacidad instalada, las características técnicas de los equipos y la fecha de entrada en operación, lo cual es fundamental para la integración del sistema eléctrico y la planificación energética del país.

Tabla 6 Registro de la planta de generación eléctrica ante el Ministerio de Minas y Energía

Permiso	Registro de la planta de generación eléctrica ante el Ministerio de Minas y Energía
Virtualidad	Presencial en Bogotá o por correo: menergia@minenergia.gov.co
Costo	Sin costo
Tiempo estimado	30 días laborales
Normatividad	Decreto 1933/1995 (Art. 1), Decreto 2024/1982 (Art. 13), Decreto 1073/2015, Ley 56/1981 (Art. 7, literal A)
Requisitos	Carta de solicitud con: razón social, NIT, ubicación, capacidad nominal, placas generadoras, información técnica, fecha estimada de entrada en operación, fotografías, notas de fabricante y protocolos de prueba.
Pasos	1. Reunir documentación 2. Radicar solicitud 3. Visita de verificación del Ministerio

Nota: Fuente Elaboración propia con base en información tomada de la Ventanilla Única de Inversión - VUI.

Trámites y Permisos para la Construcción de la Planta

La fase de construcción de una planta de generación energética requiere el cumplimiento de distintos requisitos legales y técnicos establecidos por las autoridades nacionales y locales. Estos trámites incluyen la obtención de la licencia ambiental, la licencia de construcción y el pago de impuestos como el de delineación urbana. Cada uno de estos procesos garantiza que el proyecto se desarrolla de forma sostenible, cumpliendo con normas urbanísticas, ambientales y fiscales.

Tabla 7 Licencia de construcción

Permiso	Licencia de construcción
Virtualidad	Curaduría Urbana o Ventanilla Única de la Construcción - VUC
Costo	Depende de ubicación, estrato, área, tipo de obra
Tiempo estimado	Mínimo 63 días laborales
Normatividad	Ley 388/1997, Decreto 1077/2015
Requisitos	Certificado de libertad, identidad, impuesto predial, proyecto firmado, formulario nacional
Pasos	1. Verificar requisitos 2. Presentar solicitud por VUC o curaduría

Nota: Fuente Elaboración propia con base en información tomada de la Ventanilla Única de Inversión - VUI.

Tabla 8 Pago del Impuesto de Delineación Urbana

Permiso	Pago del Impuesto de Delineación Urbana
Virtualidad	Pago en entidad financiera
Costo	Depende del municipio
Tiempo estimado	Más de 1 día laboral
Normatividad	Ley 97/1913, Decreto Ley 1333/1986, Decreto 352/2002, Acuerdo 352/2008
Requisitos	Formularios y documentos según Alcaldía local
Pasos	1. Diligenciar formulario de anticipo 2. Pagar 3. Diligenciar liquidación final 4. Pagar impuesto definitivo

Fuente: Elaboración propia con base en información tomada de la Ventanilla Única de Inversión - VUI.

Importadores y Comercializadores de Insumos

Con el propósito de contar con un diagnóstico sobre la posibilidad de importar o realizar la adquisición de insumos para necesarios para el proyecto, se realizó una exploración por fuentes abiertas, obteniendo el siguiente resultado:

Tabla 9 Exploración para adquisición de insumo.

Componente	¿Quién importa a Colombia?	¿Quién lo comercializa?	Fuente:	¿Importar o compra local?
Categoría Eléctricos				
Cableado DC	Top Cable (importa)	Top Cable	https://www.topcable.com/sites/es-co/cables-solares/	Compra local
	Autosolar Colombia (importa)	Autosolar Colombia	https://autosolar.co/	Compra local
	Nexans (fabrica en Colombia)	Nexans	https://www.nexans.co/es/	Compra local
	Prysmian (importa)	Prysmian	https://co.prysmian.com/es	Compra local

Componente	¿Quién importa a Colombia?	¿Quién lo comercializa?	Fuente:	¿Importar o compra local?
Accesorios DC	Autosolar Colombia (importa)	Autosolar Colombia	https://autosolar.co/	Compra local
	Ecoled (importa)	Ecoled	https://ecoled.com.co/collections/solar	Compra local
	Solar Edge (importa)	Empresas especializadas	https://www.solaredge.com/es/	Compra local
Cableado AC	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
	Top Cable (importa)	Top Cable	https://www.topcable.com/sites/es-co/cables-solares/	Compra local
	Prysmian (importa)	Prysmian	https://co.prysmian.com/es	Compra local
Accesorios AC	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/productos/	Compra local
	Prysmian (importa)	Prysmian	https://co.prysmian.com/es	Compra local
Canalizadores DC	Prysmian (importa)	Prysmian	https://co.prysmian.com/es	Compra local
	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/productos/	Compra local
	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
Canalizadores AC	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
	Prysmian (importa)	Prysmian	https://co.prysmian.com/es	Compra local
	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/	Compra local
Tableros DC	Vertisub (importa)	Vertisub	https://www.vertisub.com/servicios-solar	Compra local
	GreenCol Energy (importa)	GreenCol Energy	https://www.greencolenergy.com/	Compra local
	Autosolar Colombia (importa)	Autosolar Colombia	https://autosolar.co/	Compra local

Componente	¿Quién importa a Colombia?	¿Quién lo comercializa?	Fuente:	¿Importar o compra local?
Tableros AC	Electrical Switchgear (importar)	Electrical Switchgear	https://www.gwelectric.com/contact-us/find-a-rep/contact-rep/	Importar
	Autosolar Colombia (importa)	Autosolar Colombia	https://autosolar.co/	Compra local
	Soelco (importa)	Soelco	https://soelco.co/	Compra local
Paneles	Meico solar (importa)	Meico Solar	https://meicosolar.com/sobre-nosotros-2/	Compra Local
	GreenCol Energy (importa)	GreenCol Energy	https://www.greencolenergy.com/	Compra local
	Dahsolar (importa)	Dahsolar	https://www.dahsolarpv.com/contact-us_d2	Importar
	NexoSolar (importa)	NexoSolar	https://nexosolar.co/producto/	Compra local
	Autosolar Colombia (importa)	Autosolar Colombia	https://autosolar.co/	Compra local
Transformadores	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/	Compra local
	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
	HITACHI Energy (importa)	HITACHI Energy	https://www.hitachienergy.com/lata_m/	Importar
Inversores	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/	Compra local
	Schneider Electric(importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
	Projoy electric (importa)	Projoy electric	https://www.projoy-electric.com/Products/	Importar
	SMA (importa)	Meico Solar	https://meicosolar.com/	Compra local
Servicios Auxiliares UPS	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/	Compra local

Componente	¿Quién importa a Colombia?	¿Quién lo comercializa?	Fuente:	¿Importar o compra local?
Puesta a Tierra	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/	Compra local
Apantallamiento	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
Equipos de medición y energía	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
Cableado tierra DC	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/	Compra local
Categoría Comunicaciones y Control				
SCADA local	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
Data logger	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/	Compra local
Estación meteorológica	Meico solar (importa)	Meico Solar	https://meicosolar.com/sobre-nosotros-2/	Compra Local

Componente	¿Quién importa a Colombia?	¿Quién lo comercializa?	Fuente:	¿Importar o compra local?
Tableros de comunicación	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
Switch ODF	Schneider Electric (importa)	Schneider Electric	https://www.se.com/co/es/	Compra local
Cableado de comunicaciones	ABB (importa)	ABB	https://new.abb.com/low-voltage/es/productos/	Compra local

Nota: Fuente Elaboración propia.

A partir de lo anterior, se puede concluir que, Colombia cuenta con una amplia gama de ofertas de importadores y comercializadores de los insumos necesarios para la construcción del parque solar, esto a su vez, complementado con las facilidades tributarias que entrega el gobierno con exenciones para importación; contribuyendo así a la reducción de barreras para la transición energética en el país.

Dentro de los requerimientos de aprovisionamientos para la construcción, operación y mantenimiento del Parque Solar Rosario I, y las opciones disponibles para realizar la adquisición, se evidencian compañías que ejercen labores de comercialización directa, importación o existe la opción de importar directamente por parte del dueño del proyecto.

Así mismo, con el propósito de determinar cuál es la mejor opción para el proyecto, se realizó un análisis de decisión, tal como se relaciona a continuación:

Tabla 10 Análisis de decisión para la compra a través de importación directa o tercerización con empresa local

Factor	Importación Directa	Tercerización con Empresa Local
Disponibilidad de Stock	Alta	Empresas tercerizadas gestionan stock y logística internacional.
Plazos de Entrega	Retrasos logísticos (puertos, transporte).	Empresas locales especializadas optimizan tiempos.

Garantía y Soporte	Reclamos más lentos sin representante local.	La empresa tercerizada gestiona garantías con proveedores internacionales.
Costo Total	Más económico (precios de fábrica).	Incluye comisión, pero puede negociarse.
Riesgo Cambiario (USD/COP)	Vulnerable a devaluación del peso.	Puede pactarse en COP o con cláusulas de ajuste.
Logística y Aduanas	Complejidad en importación (permisos, aranceles).	La tercerizadora gestiona trámites y almacenamiento.
Beneficios Tributarios	Posibles exenciones arancelarias (0%-5%).	Empresas locales conocen incentivos legales.
Flexibilidad en Pagos	Pago anticipado a proveedores internacionales.	Opciones de financiamiento con tercerizadoras.

Nota: Fuente Elaboración propia.

Tras realizar un análisis integral de los posibles riesgos, el estudio de mercado y considerando variables como la disponibilidad de stock, los plazos de entrega, las condiciones de garantía, el soporte técnico, la volatilidad del mercado, los costos logísticos y la viabilidad de adquisición de los insumos necesarios para el desarrollo del proyecto, se concluye que la estrategia más adecuada es la tercerización mediante compra local. Si bien esta opción puede implicar costos más elevados, permite mitigar de manera significativa los riesgos asociados a los factores mencionados, lo cual contribuye a asegurar, en mayor medida, la implementación del proyecto dentro de los plazos establecidos.

Mano de obra

Para el suministro de personal requerido para la construcción, operación y mantenimiento del Parque Solar Rosario I, se calcularán las vacantes y perfiles requeridos, en función de la cantidad y fase del proyecto y así poder desarrollar la estrategia de contratación.

Tabla 11 Proyección de personal requerido para la etapa de construcción y mantenimiento del proyecto.

Etapa	Perfil	Cantidad
Construcción	Personal Profesional	
	Gerente de Proyecto	1
	Ingenieros de Proyecto	3-5
	Ingeniero de Calidad	1
	Ingeniero de Seguridad y Salud Ocupacional	1
	Ingeniero Ambiental	1

	Subtotal Personal Profesional	7-9
	Personal Técnico	
	Supervisores de Obra	5-7
	Técnicos en Energía Solar	10-15
	Técnicos Eléctricos	10-15
	Técnicos en Telecomunicaciones	3-5
	Técnicos en Mantenimiento de Equipos	5-7
	Subtotal Personal Técnico	33-49
	Mano de Obra	
	Operadores de Maquinaria Pesada	10-15
	Electricistas	20-30
	Soldadores	10-15
	Albañiles	20-30
	Ayudantes Generales	50-70
	Subtotal Mano de Obra	110-160
	Total Construcción	150-218
Operación y Mantenimiento	Personal Profesional	
	Gerente de Mantenimiento	1
	Ingenieros de Mantenimiento	2-3
	Subtotal Personal Profesional	3-4
	Personal Técnico	
	Supervisores de Mantenimiento	2-3
	Técnicos en Energía Solar	5-7
	Técnicos Eléctricos	5-7
	Técnicos en Telecomunicaciones	1-2
	Técnicos en Mantenimiento de Equipos	3-5
	Subtotal Personal Técnico	16-24
	Mano de Obra	

	Electricistas	5-7
	Ayudantes Generales	10-15
	Subtotal Mano de Obra	15-22
	Total Mantenimiento	34-50
Total General		184-268

Nota: Fuente Elaboración propia.

Logística para abastecimiento de Mano de Obra

El proceso de contratación de mano de obra local se realizará a través de los prestadores autorizados del Servicio Público de Empleo que tengan autorizada la prestación presencial en el municipio donde se desarrollará el proyecto.

La oferta de vacantes se realizará en el siguiente orden de priorización:

1. En el municipio o municipios que correspondan al área de influencia del proyecto.
2. En los municipios que limiten con aquel o aquellos que conforman el área de influencia del proyecto.
3. En los demás municipios del departamento o departamentos donde se encuentre el área de influencia del proyecto.
4. En el ámbito nacional.

Finalmente, a partir del análisis realizado para los insumos del proyecto y teniendo en cuenta las decisiones antes relacionadas en cuanto a la tercerización por compra local y logística para abastecimiento del mano de obra, se detectaron riesgos que podrían materializarse durante la etapa de construcción y mantenimiento del proyecto. Tales como:

- **Costos mayores:** Este riesgo se refiere al incremento no presupuestado en los precios de los insumos críticos para el proyecto, como paneles solares, inversores o estructuras de soporte, debido a factores externos como la alta demanda global, escasez de materias primas (ej. silicio o acero) o sobre costos por compras de última hora. Este escenario impactaría directamente el presupuesto inicial, reduciendo el margen de rentabilidad del proyecto.
- **Riesgos cambiarios:** El riesgo cambiario surge de la fluctuación en la tasa de cambio entre el dólar estadounidense (USD) y el peso colombiano (COP), lo que puede encarecer significativamente los insumos importados si el COP se devalúa. Dado que gran parte de los equipos solares se adquieren en USD.
- **Baja disponibilidad de stock a nivel local:** Este riesgo implica la falta de inventario suficiente en Colombia para cubrir la demanda del proyecto, especialmente en componentes clave como paneles solares o inversores de gran capacidad. La dependencia de proveedores locales sin stock adecuado podría retrasar el cronograma de construcción.
- **Retrasos en la obra por entrega de insumos:** Se refiere a demoras en la entrega de materiales debido a cuellos de botella logísticos, como congestión en puertos (ej. Barranquilla), problemas con fabricantes internacionales o conflictos laborales en la cadena de suministro.

Estos retrasos podrían paralizar temporalmente la construcción y generar costos adicionales por penalizaciones o reprogramación de actividades.

- Baja disponibilidad de personal calificado, aledaño al proyecto: La escasez de técnicos e ingenieros especializados en energía solar en La Guajira podría obligar a contratar personal foráneo, incrementando costos de transporte, alojamiento y permisos laborales.
- Posible deserción del personal contratado para la etapa de construcción: Las duras condiciones climáticas de La Guajira (altas temperaturas, vientos fuertes) y la competencia laboral en otros proyectos podrían aumentar la rotación de trabajadores, afectando la productividad.
- Condiciones meteorológicas adversas que impidan el ingreso de insumos y personal contratado para la fase de construcción: Fenómenos como lluvias intensas, tormentas de arena o vientos extremos podrían retrasar el ingreso de insumos y personal, e incluso dañar materiales expuestos.

Locación del Proyecto

Macrolocalización

Para determinar la macro localización del proyecto de energía solar en Colombia, se propone el desarrollo de una matriz multicriterio. Esta herramienta permitirá evaluar y comparar diferentes ubicaciones potenciales, considerando una serie de factores críticos que influirán en el éxito del proyecto. La matriz multicriterio es una técnica de toma de decisiones que integra múltiples criterios de evaluación, ponderándolos según su importancia relativa y proporcionando una visión integral y objetiva de las opciones disponibles.

Desarrollo de la Matriz Multicriterio

1. **Identificación de Criterios:** Se deben identificar los criterios relevantes para la selección de la ubicación del proyecto. Estos pueden incluir factores como la irradiación solar, la disponibilidad de terrenos, la proximidad a la red eléctrica, el impacto ambiental, los costos de infraestructura, y las regulaciones locales.
- **Radiación:** Se refiere a la energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas, que incluye luz visible, ultravioleta e infrarroja. Esta energía es fundamental para la generación de energía solar, ya que los paneles solares convierten la radiación solar en electricidad (Uenergy, 2025).
 - **Condiciones meteorológicas:** Se refieren al estado de la atmósfera en un lugar y momento específicos, incluyendo factores como la temperatura, la humedad, la precipitación, el viento y la presión atmosférica. Estas condiciones son cruciales para la planificación y operación de proyectos de generación de energía solar, ya que influyen directamente en la eficiencia y producción de los sistemas solares (CIIFEN, 2025).
 - **Cercanía a la red:** Se refiere a la proximidad de un proyecto de generación de energía a la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica existente. Esta proximidad es esencial para la eficiencia y viabilidad económica del proyecto, ya que facilita la conexión y el transporte de la energía generada hacia los consumidores finales (enel, 2025).

- **Disponibilidad de terrenos:** Se refiere a la existencia y accesibilidad de áreas adecuadas para la implementación de proyectos de generación de energía. Esta disponibilidad es crucial para la planificación y desarrollo de proyectos, ya que influye en la selección del sitio, los costos y la viabilidad del proyecto (Review Energy, 2025).
- **Vías de acceso:** Se refiere a las rutas y caminos que permiten el ingreso y salida de personas, equipos y materiales al sitio del proyecto. Estas vías son fundamentales para la logística y operación de proyectos de generación de energía, ya que facilitan el transporte y la movilidad necesaria para la construcción y mantenimiento del proyecto (Uenergy, 2025).
- **Mano de obra:** Se refiere al conjunto de trabajadores disponibles para realizar tareas específicas del proyecto. La mano de obra es esencial para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- **Posibilidad de aceptación del proyecto:** Se refiere al grado en que los interesados y la comunidad en general aprueban y apoyan la implementación de un proyecto. Es crucial para asegurar la colaboración y minimizar la resistencia durante las fases de planificación y ejecución. La aceptación puede influir en la viabilidad y el éxito del proyecto (The Conversation, 2025).
- **Orden público:** Se refiere al conjunto de normas y principios que regulan la convivencia y el comportamiento de los individuos dentro de una sociedad, garantizando la paz y la seguridad. Es fundamental para asegurar un entorno estable y seguro durante todas las fases del proyecto (Domínguez Martínez, 2025).

2. Descripción del criterio

- **Posibilidad de aceptación del proyecto:**
 - ✓ Calificación 5: Más del 80% de aceptación.
 - ✓ Calificación 4: Entre 60% y 80% de aceptación.
 - ✓ Calificación 3: Entre 40% y 59% de aceptación.
 - ✓ Calificación 2: Entre 20% y 39% de aceptación.
 - ✓ Calificación 1: Menos del 20% de aceptación.
- **Radiación:** Con la ayuda de datos históricos, asociadas a fuentes oficiales, se tomaron medidas de radiación de las regiones donde se podría localizar el proyecto. Teniendo en cuenta que:
 - ✓ Calificación 5: Mayor o igual: 6 (Kwh/m²)/día.
 - ✓ Calificación 4: Entre: 5.5 - 6 (Kwh/m²)/día.
 - ✓ Calificación 3: Entre: 5 - 5.5 (Kwh/m²)/día.
 - ✓ Calificación 2: Entre: 4.5 - 5 (Kwh/m²)/día.
 - ✓ Calificación 1: Menor que: 4.5 (Kwh/m²)/día.

- **Condiciones meteorológicas:**
 - ✓ Calificación 5: para obtener esta calificación, se debe tener en cuenta que:
 - **Temperatura Media Anual:** Mayor o igual a 25°C
 - **Humedad Relativa:** Menor o igual a 50%
 - **Velocidad del Viento:** Menor o igual a 2 m/s
 - **Precipitación Anual:** Menor o igual a 500 mm

 - ✓ Calificación 4: para obtener esta calificación, se debe tener en cuenta que:
 - **Temperatura Media Anual:** Entre 20°C y 24.9°C
 - **Humedad Relativa:** Entre 51% y 60%
 - **Velocidad del Viento:** Entre 2,1 m/s y 3 m/s
 - **Precipitación Anual:** Entre 501 mm y 1.000 mm

 - ✓ Calificación 3: para obtener esta calificación, se debe tener en cuenta que:
 - **Temperatura Media Anual:** Entre 15°C y 19.9°C
 - **Humedad Relativa:** Entre 61% y 70%
 - **Velocidad del Viento:** Entre 3,1 m/s y 4 m/s
 - **Precipitación Anual:** Entre 1.001 mm y 1.500 mm

 - ✓ Calificación 2: para obtener esta calificación, se debe tener en cuenta que:
 - **Temperatura Media Anual:** Entre 10°C y 14.9°C
 - **Humedad Relativa:** Entre 71% y 80%
 - **Velocidad del Viento:** Entre 4,1 m/s y 5 m/s
 - **Precipitación Anual:** Entre 1.501 mm y 2.000 mm

 - ✓ Calificación 1: para obtener esta calificación, se debe tener en cuenta que:
 - **Temperatura Media Anual:** Menor que 10°C
 - **Humedad Relativa:** Mayor que 80%
 - **Velocidad del Viento:** Mayor que 5 m/s
 - **Precipitación Anual:** Mayor que 2.000 mm

- **Cercanía a la red:**
 - ✓ Calificación 5: Menor o igual a un 1 km
 - ✓ Calificación 4: Entre 1,1 y 5 km
 - ✓ Calificación 3: Entre 5,1 y 10 km
 - ✓ Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km

- ✓ Calificación 1: Mayor de 20 km
- **Disponibilidad de terrenos:**
 - ✓ Calificación 5: Más de 100 hectáreas disponibles.
 - ✓ Calificación 4: Entre 75 y 100 hectáreas disponibles.
 - ✓ Calificación 3: Entre 50 y 74 hectáreas disponibles.
 - ✓ Calificación 2: Entre 25 y 49 hectáreas disponibles.
 - ✓ Calificación 1: Menos de 25 hectáreas disponibles.
- **Vías de acceso:**
 - ✓ Calificación 5: Menor o igual a 1 km de distancia a una carretera pavimentada principal.
 - ✓ Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km de distancia a una carretera pavimentada principal.
 - ✓ Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km de distancia a una carretera pavimentada principal.
 - ✓ Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal.
 - ✓ Calificación 1: Mayor que 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal.
- **Mano de obra disponible:**
 - ✓ Calificación 5: Más de 500 trabajadores.
 - ✓ Calificación 4: Entre 400 y 500 trabajadores.
 - ✓ Calificación 3: Entre 300 y 399 trabajadores.
 - ✓ Calificación 2: Entre 200 y 299 trabajadores.
 - ✓ Calificación 1: Menos de 200 trabajadores.
- **Orden público:**
 - ✓ Calificación 5: Alta estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy bajo, menos de 10 incidentes por cada 100.000 habitantes).
 - ✓ Calificación 4: Buena estabilidad y seguridad (índice de criminalidad bajo, entre 10 y 20 incidentes por cada 100.000 habitantes).
 - ✓ Calificación 3: Moderada estabilidad y seguridad (índice de criminalidad moderado, entre 21 y 30 incidentes por cada 100.000 habitantes).
 - ✓ Calificación 2: Baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad alto, entre 31 y 40 incidentes por cada 100.000 habitantes).
 - ✓ Calificación 1: Muy baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy alto, más de 40 incidentes por cada 100.000 habitantes).
3. **Asignación de Ponderaciones:** Cada criterio identificado se ponderó según su importancia relativa.

Tabla 12 Ponderación de criterios para selección de macro localización.

Criterio	Peso del criterio
Posibilidad de aceptación del proyecto	15%
Radiación	20%
Condiciones meteorológicas	15%
Cercanía a la red	10%
Disponibilidad de terrenos	15%
Vías de acceso	5%
Mano de obra	5%
Orden público	15%

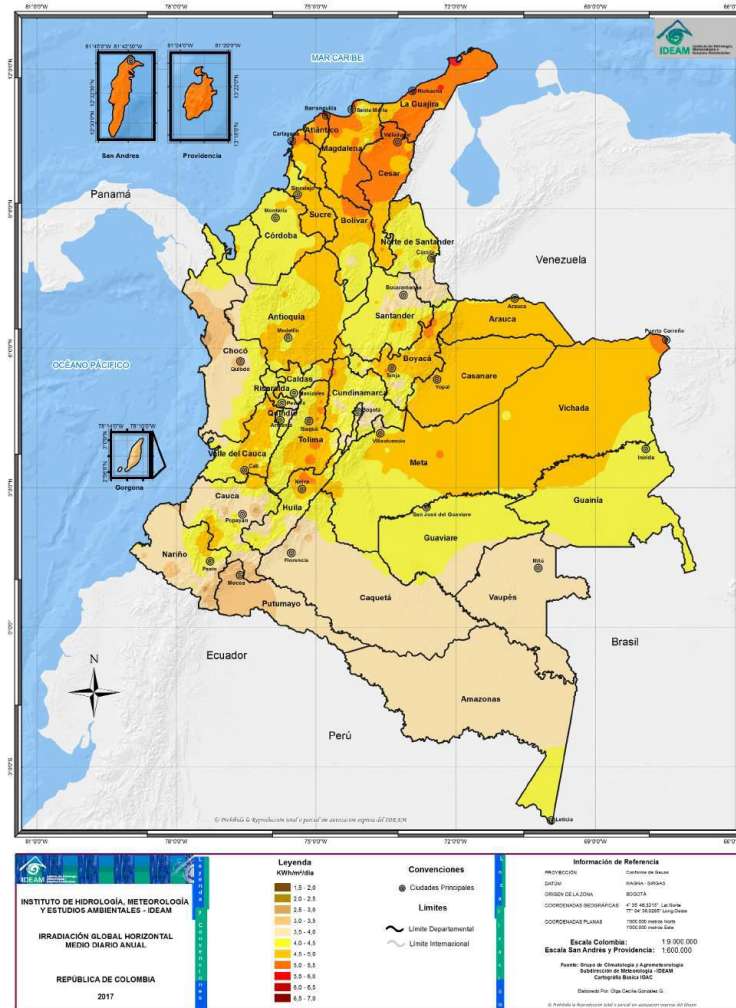
Nota: Fuente Elaboración propia.

4. **Selección de Alternativas:** Se identificaron y evaluaron las diferentes ubicaciones potenciales para el proyecto. Cada ubicación será calificada en función de los criterios establecidos, utilizando una escala uniforme para asegurar la comparabilidad.

Teniendo en cuenta la radiación como variable inicial para seleccionar tres posibles macro localizaciones y considerando información oficial sobre esta variable (Benavides Ballesteros & Fonseca Simbaqueva, 2017), se determinaron tres regiones para elegir la ubicación del proyecto. Las cuales fueron:

- Región Caribe
- Valles Interandinos
- Región Orinoquía

Ilustración 12 Irradiación global media diaria promedio multianual (kWh/m2 por día)



Nota: Tomado de Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia de Benavides Ballesteros, Henry Oswald; Fonseca Simbaqueva, Ovidio, IDEAM 2017 <https://www.ideam.gov.co/file-download/download/public/8252>

- Cálculo de Puntuaciones:** Las puntuaciones de cada ubicación se multiplican por las ponderaciones asignadas a cada criterio, y se suman para obtener una puntuación total para cada alternativa.

Tabla 13 Matriz de cálculo de Macro Localización

Criterio	Descripción del criterio	Peso del criterio	Región Caribe		Valles Interandinos		Región Orinoquia	
			Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación
Radiación	<p>Calificación 5: Mayor o igual: 6 (Kwh/m2)/día. Calificación 4: Entre: 5,5 - 6 (Kwh/m2)/día. Calificación 3: Entre: 5 – 5,5 (Kwh/m2)/día. Calificación 2: Entre: 4,5 - 5 (Kwh/m2)/día. Calificación 1: Menor que: 4,5 (Kwh/m2)/día.</p>	20%	5	1	3	0,6	4	0,8
Condiciones meteorológicas	<p>Calificación 5: Temperatura Media Anual: Mayor o igual a 25°C Humedad Relativa: Menor o igual a 50% Velocidad del Viento: Menor o igual a 2 m/s Precipitación Anual: Menor o igual a 500 mm Calificación 4: Temperatura Media Anual: Entre 20°C y 24,9°C Humedad Relativa: Entre 51% y 60% Velocidad del Viento: Entre 2,1 m/s y 3 m/s Precipitación Anual: Entre 501 mm y 1.000 mm Calificación 3: Temperatura Media Anual: Entre 15°C y 19,9°C Humedad Relativa: Entre 61% y 70% Velocidad del Viento: Entre 3,1 m/s y 4 m/s Precipitación Anual: Entre 1.001 mm y 1.500 mm Calificación 2: Temperatura Media Anual: Entre 10°C y 14,9°C Humedad Relativa: Entre 71% y 80% Velocidad del Viento: Entre 4,1 m/s y 5 m/s Precipitación Anual: Entre 1.501 mm y 2.000 mm Calificación 1: Temperatura Media Anual: Menor que 10°C Humedad Relativa: Mayor que 80% Velocidad del Viento: Mayor que 5 m/s Precipitación Anual: Mayor que 2.000 mm</p>	15%	4	0,6	3	0,45	5	0,75
Cercanía a la red	<p>Calificación 5: Menor o igual a un 1 km Calificación 4: Entre 1,1 y 5 km Calificación 3: Entre 5,1 y 10 km Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km Calificación 1: Mayor de 20 km</p>	10%	4	0,4	5	0,5	3	0,3

Criterio	Descripción del criterio	Peso del criterio	Región Caribe		Valles Interandinos		Región Orinoquia	
			Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación
Disponibilidad de terrenos	<p>Calificación 5: Más de 100 hectáreas disponibles.</p> <p>Calificación 4: Entre 75 y 100 hectáreas disponibles.</p> <p>Calificación 3: Entre 50 y 74 hectáreas disponibles.</p> <p>Calificación 2: Entre 25 y 49 hectáreas disponibles.</p> <p>Calificación 1: Menos de 25 hectáreas disponibles.</p>	15%	5	0,75	3	0,45	4	0,6
Vías de acceso	<p>Calificación 5: Menor o igual a 1 km de distancia a una carretera pavimentada principal.</p> <p>Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km de distancia a una carretera pavimentada principal.</p> <p>Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km de distancia a una carretera pavimentada principal.</p> <p>Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal.</p> <p>Calificación 1: Mayor que 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal.</p>	5%	3	0,15	5	0,25	3	0,15
Mano de obra	<p>Calificación 5: Más de 500 trabajadores.</p> <p>Calificación 4: Entre 400 y 500 trabajadores.</p> <p>Calificación 3: Entre 300 y 399 trabajadores.</p> <p>Calificación 2: Entre 200 y 299 trabajadores.</p> <p>Calificación 1: Menos de 200 trabajadores.</p>	5%	3	0,15	5	0,25	4	0,2
Posibilidad de aceptación del proyecto	<p>Calificación 5: Más del 80% de aceptación.</p> <p>Calificación 4: Entre 60% y 80% de aceptación.</p> <p>Calificación 3: Entre 40% y 59% de aceptación.</p> <p>Calificación 2: Entre 20% y 39% de aceptación.</p> <p>Calificación 1: Menos del 20% de aceptación.</p>	15%	3	0,45	4	0,6	5	0,75

Criterio	Descripción del criterio	Peso del criterio	Región Caribe		Valles Interandinos		Región Orinoquía	
			Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación	Calificación	Ponderación
Orden público	Calificación 5: Alta estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy bajo, menos de 10 incidentes por cada 100.000 habitantes).	15%						
	Calificación 4: Buena estabilidad y seguridad (índice de criminalidad bajo, entre 10 y 20 incidentes por cada 100.000 habitantes).							
	Calificación 3: Moderada estabilidad y seguridad (índice de criminalidad moderado, entre 21 y 30 incidentes por cada 100.000 habitantes).		3	0,45	2	0,3	2	0,3
	Calificación 2: Baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad alto, entre 31 y 40 incidentes por cada 100.000 habitantes).							
	Calificación 1: Muy baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy alto, más de 40 incidentes por cada 100.000 habitantes).							
TOTAL			3,95		3,4		3,85	

Nota: Fuente Elaboración propia.

6. **Análisis de Resultados:** Las ubicaciones se ordenan según sus puntuaciones totales. La ubicación con la puntuación más alta será la opción preferida, aunque se deben considerar también otros factores cualitativos y estratégicos antes de tomar la decisión final.

Una vez realizado el desarrollo de la matriz multicriterio se concluye que, de las tres posibles regiones que se plantearon como potencial opción para el desarrollo del proyecto, se selecciona la región Caribe, dado que obtiene el puntaje más alto: 3,95 puntos.

Así mismo, teniendo en cuenta que, La Región Caribe (La Guajira) combina el mejor recurso solar, infraestructura eléctrica incipiente, terrenos disponibles y menor riesgo climático/logístico, superando a los Valles Interandinos (limitaciones geográficas y sociales) y a la Orinoquía (lejanía y desafíos hídricos). Aunque requiere gestión social con comunidades indígenas, su potencial técnico y económico la posiciona como la zona más viable para energía solar a gran escala en Colombia.

Microlocalización

Para determinar la micro localización del proyecto de energía solar, se propuso el desarrollo de una matriz multicriterio. Lo cual permitió evaluar y comparar diferentes ubicaciones específicas dentro de la macro localización anteriormente seleccionada (Región Caribe), considerando una serie de factores críticos que influirán en el éxito del proyecto.

Desarrollo de la Matriz Multicriterio

1. **Identificación de Criterios:** Se identificaron los criterios relevantes para la selección de la ubicación específica del proyecto. En el orden de relevancia que se relacionan a continuación

1. Posibilidad de aceptación del proyecto
2. Proximidad fuentes de agua
3. Cercanía a la red
4. Vías de acceso
5. Mano de obra disponible
6. Orden público

- **Posibilidad de aceptación del proyecto:** Se refiere al grado en que los interesados y la comunidad en general aprueban y apoyan la implementación de un proyecto. Es crucial para asegurar la colaboración y minimizar la resistencia durante las fases de planificación y ejecución. La aceptación puede influir en la viabilidad y el éxito del proyecto (The Conversation, 2025).
- **Proximidad fuentes de agua:** Se refiere a la distancia entre el sitio potencial para el proyecto y las fuentes hídricas más cercanas, tales como ríos, arroyos, lagunas, o embalses. Esta proximidad se valora como clave para la etapa de operación y mantenimiento del proyecto.
- **Radiación:** Se refiere a la energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas, que incluye luz visible, ultravioleta e infrarroja. Esta energía es fundamental para la generación de energía solar, ya que los paneles solares convierten la radiación solar en electricidad (Uenergy, 2025).
- **Cercanía a la red:** Se refiere a la proximidad de un proyecto de generación de energía a la infraestructura de transmisión y distribución eléctrica existente. Esta proximidad es esencial para la eficiencia y viabilidad económica del proyecto, ya que facilita la conexión y el transporte de la energía generada hacia los consumidores finales (enel, 2025).
- **Vías de acceso:** Se refiere a las rutas y caminos que permiten el ingreso y salida de personas, equipos y materiales al sitio del proyecto. Estas vías son fundamentales para la logística y operación de proyectos de generación de energía, ya que facilitan el transporte y la movilidad necesaria para la construcción y mantenimiento del proyecto (Uenergy, 2025).
- **Mano de obra:** Se refiere al conjunto de trabajadores disponibles para realizar tareas específicas del proyecto. La mano de obra es esencial para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- **Orden público:** Se refiere al conjunto de normas y principios que regulan la convivencia y el comportamiento de los individuos dentro de una sociedad, garantizando la paz y la seguridad. Es fundamental para asegurar un entorno estable y seguro durante todas las fases del proyecto (Domínguez Martínez, 2025).

2. **Descripción de los criterios:**

- **Posibilidad de aceptación del proyecto**

- ✓ Calificación 5: Alta aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (más del 80% de aceptación)
 - ✓ Calificación 4: Buena aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (entre 60% y 80% de aceptación)
 - ✓ Calificación 3: Moderada aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (entre 40% y 59% de aceptación)
 - ✓ Calificación 2: Baja aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (entre 20% y 39% de aceptación)
 - ✓ Calificación 1: Muy baja aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (menos del 20% de aceptación).
- **Proximidad a fuente de agua**
 - ✓ Calificación 5: Menor o igual a 1 km
 - ✓ Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km
 - ✓ Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km
 - ✓ Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km
 - ✓ Calificación 1: Mayor que 20 km
- **Costo del terreno**
 - ✓ Calificación 5: Menor o igual a \$6 millones por hectárea
 - ✓ Calificación 4: Entre COP\$ 6.1 millones y COP\$ 8 millones por hectárea
 - ✓ Calificación 3: Entre COP\$ 8.1 millones y COP\$ 10 millones por hectárea
 - ✓ Calificación 2: Entre COP\$ 10.1 millones y COP\$ 12 millones por hectárea
 - ✓ Calificación 1: Mayor que COP\$ 12.1 millones por hectárea
- **Cercanía a la red**
 - ✓ Calificación 5: Menor o igual a 1 km
 - ✓ Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km
 - ✓ Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km
 - ✓ Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km
 - ✓ Calificación 1: Mayor que 20 km
- **Acceso al área del proyecto**
 - ✓ Calificación 5: Menor o igual a 1 km de distancia a una carretera pavimentada principal
 - ✓ Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km de distancia a una carretera pavimentada principal
 - ✓ Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km de distancia a una carretera pavimentada principal
 - ✓ Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal
 - ✓ Calificación 1: Mayor que 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal
- **Mano de obra disponible**
 - ✓ Calificación 5: Más de 500 trabajadores
 - ✓ Calificación 4: Entre 400 y 500 trabajadores
 - ✓ Calificación 3: Entre 300 y 399 trabajadores

- ✓ Calificación 2: Entre 200 y 299 trabajadores
 - ✓ Calificación 1: Menos de 200 trabajadores
- **Orden público**
 - ✓ Calificación 5: Alta estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy bajo, menos de 10 incidentes por cada 100.000 habitantes)
 - ✓ Calificación 4: Buena estabilidad y seguridad (índice de criminalidad bajo, entre 10 y 20 incidentes por cada 100.000 habitantes)
 - ✓ Calificación 3: Moderada estabilidad y seguridad (índice de criminalidad moderado, entre 21 y 30 incidentes por cada 100.000 habitantes)
 - ✓ Calificación 2: Baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad alto, entre 31 y 40 incidentes por cada 100.000 habitantes)
 - ✓ Calificación 1: Muy baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy alto, más de 40 incidentes por cada 100.000 habitantes)
3. **Asignación de Ponderaciones:** Cada criterio identificado debe ser ponderado según su importancia relativa. Esto puede lograrse a través de técnicas como el análisis jerárquico de procesos (AHP) o mediante la consulta a expertos en el sector.

Tabla 14 Ponderación de criterios para selección de micro localización.

Criterio	Peso del criterio
Aceptación del proyecto por parte de poblaciones cercanas	15%
Proximidad fuentes a agua	20%
Costos	10%
Cercanía a la red	20%
Acceso	15%
Mano de obra disponible	10%
Orden público	10%

Nota: Fuente Elaboración propia.

4. **Selección de Alternativas:** Se deben identificar y evaluar las diferentes ubicaciones específicas dentro de la macro localización seleccionada. Cada ubicación será calificada en función de los criterios establecidos, utilizando una escala uniforme para asegurar la comparabilidad.

Teniendo en cuenta la variable de proximidad a fuentes agua, como variable inicial para seleccionar cuatro posibles microlocalizaciones del proyecto, se determinaron tres regiones para elegir la ubicación del proyecto. Las cuales fueron:

- Albania
- Uribia
- Maicao
- Barrancas

5. **Cálculo de Puntuaciones:** Las puntuaciones de cada ubicación se multiplican por las ponderaciones asignadas a cada criterio, y se suman para obtener una puntuación total para cada alternativa.

Tabla 15 Matriz de cálculo de Macro Localización

Criterio	Descripción del criterio	Peso del criterio	Albania		Uribia		Maicao		Barrancas	
			Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio
Proximidad a fuente de agua	Calificación 5: Menor o igual a 1 km Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km Calificación 1: Mayor que 20 km	20%	3	0,6	2	0,4	1	0,2	5	3
Costos del terreno	Calificación 5: Menor o igual a COP\$ 6 millones por hectárea Calificación 4: Entre COP\$ 6,1 millones y COP\$ 8 millones por hectárea Calificación 3: Entre COP\$ 8,1 millones y COP\$ 10 millones por hectárea Calificación 2: Entre COP\$ 10,1 millones y COP\$ 12 millones por hectárea Calificación 1: Mayor que COP\$ 12,1 millones por hectárea	10%	5	0,5	4	0,4	3	0,3	4	2
Cercanía a la red	Calificación 5: Menor o igual a 1 km Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km Calificación 1: Mayor que 20 km	20%	5	1	4	0,8	5	1	4	4

Criterio	Descripción del criterio	Peso del criterio	Albania		Uribia		Maicao		Barrancas	
			Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio
Acceso al área del proyecto	<p>Calificación 5: Menor o igual a 1 km de distancia a una carretera pavimentada principal</p> <p>Calificación 4: Entre 1,1 km y 5 km de distancia a una carretera pavimentada principal</p> <p>Calificación 3: Entre 5,1 km y 10 km de distancia a una carretera pavimentada principal</p> <p>Calificación 2: Entre 10,1 km y 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal</p> <p>Calificación 1: Mayor que 20 km de distancia a una carretera pavimentada principal</p>	15%	5	0,75	3	0,45	5	0,75	4	3
Mano de obra disponible	<p>Calificación 5: Más de 500 trabajadores</p> <p>Calificación 4: Entre 400 y 500 trabajadores</p> <p>Calificación 3: Entre 300 y 399 trabajadores</p> <p>Calificación 2: Entre 200 y 299 trabajadores</p> <p>Calificación 1: Menos de 200 trabajadores</p>	10%	3	0,3	4	0,4	5	0,5	4	1,2
Orden público	<p>Calificación 5: Alta estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy bajo, menos de 10 incidentes por cada 100.000 habitantes)</p> <p>Calificación 4: Buena estabilidad y seguridad (índice de criminalidad bajo, entre 10 y 20 incidentes por cada 100.000 habitantes)</p> <p>Calificación 3: Moderada estabilidad y seguridad (índice de criminalidad moderado, entre 21 y 30 incidentes por cada 100.000 habitantes)</p> <p>Calificación 2: Baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad alto, entre 31 y 40 incidentes por cada 100.000 habitantes)</p> <p>Calificación 1: Muy baja estabilidad y seguridad (índice de criminalidad muy alto, más de 40 incidentes por cada 100.000 habitantes)</p>	10%	4	0,4	3	0,3	2	0,2	5	2

Criterio	Descripción del criterio	Peso del criterio	Albania		Uribia		Maicao		Barrancas	
			Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio	Calificación	Ponderación del criterio
Aceptación del proyecto por parte de las poblaciones aledañas	Calificación 5: Alta aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (más del 80% de aceptación)	15%	4	0,6	2	0,3	4	0,6	5	3
	Calificación 4: Buena aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (entre 60% y 80% de aceptación)									
	Calificación 3: Moderada aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (entre 40% y 59% de aceptación)									
	Calificación 2: Baja aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (entre 20% y 39% de aceptación)									
	Calificación 1: Muy baja aceptación por parte de la comunidad local y autoridades (menos del 20% de aceptación)									
TOTAL			4,15	3,05	3,55	18,2				

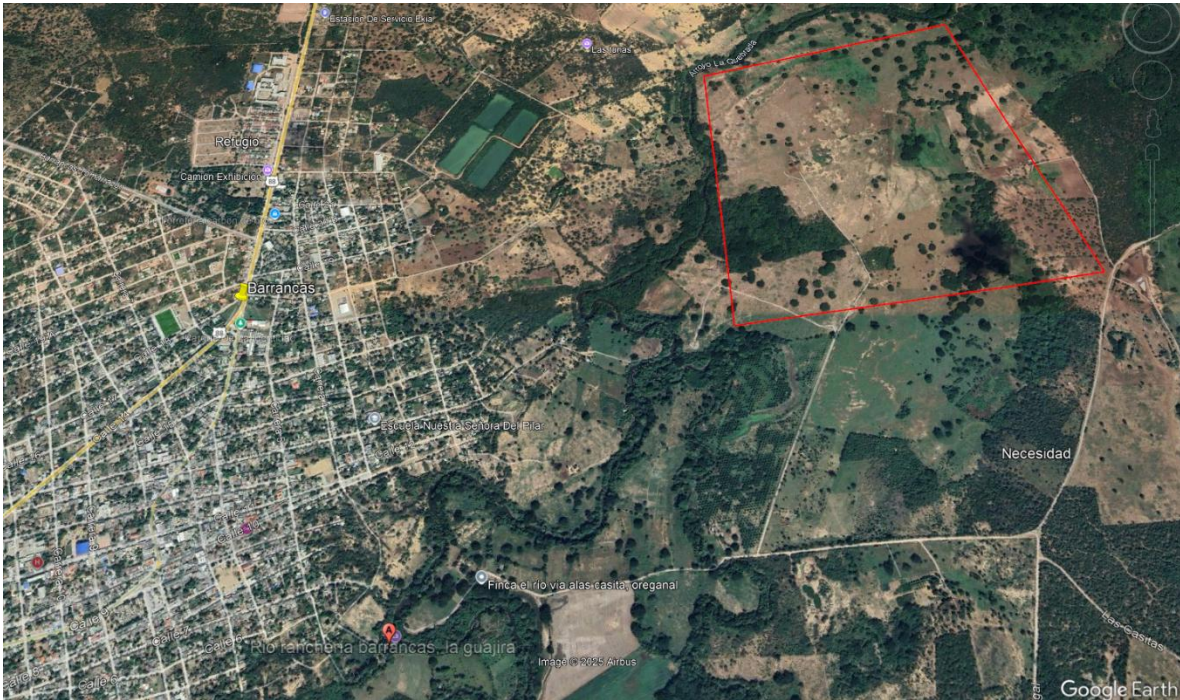
Nota: Fuente Elaboración propia.

6. **Análisis de Resultados:** Las ubicaciones se ordenan según sus puntuaciones totales. La ubicación con la puntuación más alta será la opción preferida, aunque se deben considerar también otros factores cualitativos y estratégicos antes de tomar la decisión final.

Una vez realizado el desarrollo de la matriz multicriterio se concluye que, de las cuatro posibles regiones que se plantearon como potencial opción para el desarrollo del proyecto, se selecciona el municipio de Barrancas, dado que obtiene el puntaje más alto: 18,2 puntos.

Y así mismo, teniendo en cuenta que, Barrancas destaca como la ubicación óptima para el proyecto solar en La Guajira debido a su balance entre recursos críticos y bajo riesgo. Su principal ventaja es la proximidad al Río Ranchería (agua garantizada para mantenimiento), combinada con una alta aceptación comunitaria (apoyo local clave para evitar conflictos) y un entorno seguro (baja criminalidad vs. otros municipios). Aunque otros sitios ofrecen costos de terreno más bajos (ej. Albania) o mejor infraestructura (ej. Maicao), Barrancas minimiza riesgos operativos y sociales, asegurando viabilidad a largo plazo.

Ilustración 13 Proyección Localización del Proyecto (Aproximadamente 120 hectáreas) – tomado de Google Earth



Nota: Tomado de Google Maps

Se proyectan estas posibles ubicaciones, teniendo en cuenta que:

1. **Cercanía al Río Ranchería:**

- <1 km del agua, clave para limpieza de paneles y operación sostenible.
- Evita zonas de inundación (terreno elevado naturalmente).

2. **Acceso a Red Eléctrica:**

- ~3 km de la Subestación Eléctrica de Barrancas (conexión factible a la red nacional).

3. **Vías de Acceso:**

- **Vía pavimentada** (Troncal del Caribe) a 2 km, con caminos secundarios en buen estado.

4. **Disponibilidad de Terreno:**

- **Área plana y despejada** (100+ hectáreas sin vegetación densa), con suelos no agrícolas (minimiza conflictos por uso de tierra).

5. **Radiación Solar Óptima:**

- Datos del IDEAM confirman **5,8–6,0 kWh/m²/día** en esta zona.

6. **Bajo Riesgo Social:**

- Lejos de resguardos indígenas cercanos (ej. comunidad Wayuu de Cerrodeco), pero con posibilidad de diálogo estructurado.

Definición de Localización del proyecto

Finalmente, a partir del análisis realizado para la macrolocalización y microlocalización, y teniendo en cuenta las decisiones antes relacionadas en cuanto a localización, se detectaron riesgos que podrían materializarse durante la etapa de construcción, operación y mantenimiento del proyecto. Tales como:

- Posible no aceptación del proyecto, una vez se inicie la construcción y operación de mismo: Riesgo de oposición local durante construcción u operación, generando paralizaciones o demandas, debido a falta de consulta previa, inequidad en beneficios o impactos socioambientales no mitigados.
- Cambios en las condiciones meteorológicas sobre la localización determinada para el proyecto: Alteraciones climáticas imprevistas (sequías extremas, tormentas de arena o lluvias atípicas) que reduzcan la eficiencia energética, aumenten costos de mantenimiento o dañen infraestructura.
- Cambios desfavorables para el desarrollo del proyecto en cuanto al orden público de la localización de este: Aumento de conflictos sociales, presencia de grupos ilegales o bloqueos viales que afecten la seguridad del personal, la logística o la continuidad operativa.
- Posibles cambios desfavorables en el costo del terreno asociado para el desarrollo del proyecto: Incremento imprevisto en el valor del suelo por especulación, disputas de propiedad o cambios regulatorios, elevando el presupuesto inicial y afectando la rentabilidad.

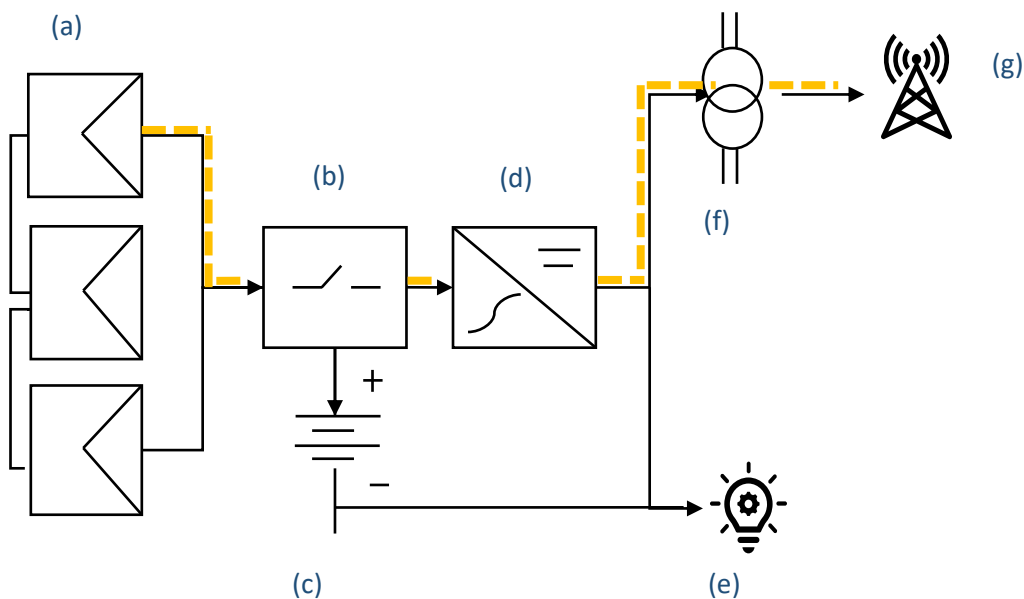
Estructuración técnica y organizacional

Los sistemas solares fotovoltaicos se pueden dividir en dos tipos

- Sistemas autónomos – aislados (Off Grid)
- Sistemas interconectados – Inyección a Red (On Grid)

Para efectos del proyecto, se pretende realizar el montaje de un sistema interconectado que inyecte la energía eléctrica que se genere, al sistema interconectado nacional.

Ilustración 14 Esquema básico - diagrama unifilar Sistema Solar Fotovoltaico



Nota: Fuente, elaboración propia.

Elementos de un parque solar fotovoltaico:

- Módulos Fotovoltaicos
- Regulador de Carga
- Baterías (Opcional)
- Inversor
- Cargas (Consumo final)
- Transformador (Cuando se requiere transporte de energía eléctrica)
- Conexión a la red (Sistemas interconectados)

Para el proyecto Solar Rosario I, se realizará el diseño básico del diagrama unifilar punteado en amarillo, el cual corresponde a un sistema conectado a la red.

Generación Propuesta: 100Mw

Tabla 16 Generalidades del Proyecto

Ítem	Unidad	Valor
Capacidad	MW	100
EOH (full year)	Horas	1971
Vida útil del Proyecto	Años	20.0
Disponibilidad de la planta	%	99,73%
Producción	kWh	157.680.000

Procedimiento de Conexión con Air-e

El proceso de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) representa una etapa crítica en la estructuración de proyectos de generación de energía, especialmente en el contexto colombiano, donde la integración de fuentes renovables no convencionales cobra cada vez mayor relevancia. En este marco, se describe de manera detallada el procedimiento requerido para la conexión a través del operador de red Air-e, conforme a la regulación vigente.

Air-e es la empresa encargada de la distribución y comercialización de energía eléctrica en los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira. Su sede principal se encuentra en la ciudad de Barranquilla, y actualmente opera bajo un régimen especial de intervención por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, desde el 12 de septiembre de 2024. Esta condición no exime a la empresa de sus funciones como operador de red (OR), especialmente en lo relacionado con la conexión de nuevos proyectos de generación.

Para la gestión de solicitudes de conexión al SIN, Air-e ha establecido un conjunto de documentos técnicos y normativos que deben ser conocidos y cumplidos por los desarrolladores de proyectos. Entre estos se destacan la Cartilla de información, el Instructivo para diligenciar el formulario de solicitud, el Contrato de Conexión, el Formulario de solicitud, y la normatividad regulatoria aplicable, incluyendo la Resolución CREG 174 de 2021 y la Resolución CREG 135 de 2021. Asimismo, se contemplan los requisitos técnicos para el estudio de conexión y los lineamientos establecidos por el Consejo Nacional de Operación mediante los Acuerdos CNO 1862, 1522 y 1549.

El desarrollo de este capítulo tiene como objetivo brindar una guía estructurada y actualizada sobre el procedimiento de conexión con Air-e, sirviendo como insumo clave para evaluar la viabilidad técnica y normativa de proyectos fotovoltaicos en la región Caribe de Colombia.

A continuación, se detallan las etapas clave de este procedimiento, que abordan desde el diligenciamiento inicial de la solicitud de conexión hasta la ejecución de las pruebas finales de conexión. Cada una de estas etapas busca verificar la viabilidad técnica, normativa y operativa del proyecto propuesto, asegurando que la infraestructura de generación y los equipos involucrados

cumplan con los estándares de seguridad y eficiencia requeridos para operar dentro del SIN (Air-e, 2025).

- **Diligenciamiento del Formulario de Solicitud de Conexión Simplificada:** La primera etapa del procedimiento consiste en completar el Formulario de Solicitud de Conexión Simplificada, el cual está disponible en el portal web de Air-e. Este formulario debe ser diligenciado con información técnica y operativa esencial sobre el proyecto de autogeneración, como la capacidad instalada, la tecnología de generación, los datos del solicitante y la localización del sistema de generación. El formulario incluye detalles que abarcan desde los datos básicos del solicitante hasta la descripción técnica de la instalación, asegurando que el proyecto cumpla con los requisitos establecidos por Air-e.

Dentro de los aspectos técnicos que deben ser detallados en este formulario se encuentran la potencia de los paneles solares, la capacidad de los inversores, el tipo de protección contra islas, la documentación técnica del sistema y los dispositivos de medición, entre otros. Además, se debe indicar si se planea la entrega de excedentes al SIN, lo cual requiere la instalación de un medidor bidireccional.

- **Entrega de Documentos para la Aprobación del Proyecto:** Una vez diligenciado el formulario, el AGGE debe entregar los documentos necesarios para la evaluación del proyecto. Estos incluyen el Estudio de Conexión Simplificado, el Certificado de Capacitación del Instalador, diagramas unifilares y otros documentos técnicos que permiten a Air-e realizar una revisión detallada de la viabilidad del proyecto. Es fundamental que toda la documentación esté completa y correcta, ya que Air-e tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para revisar y confirmar que la solicitud esté en conformidad con los requisitos.

En caso de que se identifiquen deficiencias en los documentos entregados, Air-e solicitará la subsanación de los mismos, otorgando un plazo de cinco (5) días hábiles para la corrección. Si la documentación no es entregada a tiempo o no cumple con los requisitos, el proyecto será considerado desistido.

- **Elaboración y Entrega del Estudio de Conexión Simplificado:** Una vez aprobada la solicitud inicial, se recibirá la documentación técnica necesaria de parte de Air-e para realizar el Estudio de Conexión Simplificado. Este estudio es clave para determinar el impacto técnico del proyecto sobre la red eléctrica y debe ser entregado a Air-e en un plazo máximo de cinco (5) meses. El estudio debe incluir un análisis exhaustivo del punto de conexión propuesto, evaluando la capacidad de la red, los esquemas de protección, la calidad del servicio y las condiciones de inyección de energía al SIN.

El estudio debe abordar varios aspectos técnicos, incluyendo la estabilidad del sistema, las pérdidas técnicas, el comportamiento ante contingencias, y los flujos de carga, entre otros. Además, se debe realizar simulaciones y validaciones de la modelación de la red, las cuales serán comparadas con las realizadas por Air-e para verificar la viabilidad técnica de la conexión.

- **Verificación Técnica y Aprobación:** Una vez recibido el estudio de conexión simplificado, Air-e tendrá un plazo de veinte (20) días hábiles para realizar la verificación técnica. Durante este proceso, Air-e validará el cumplimiento de los requisitos técnicos y normativos, incluyendo las protecciones necesarias y el esquema de control de inyección a la red. Si se requieren aclaraciones o correcciones, se notificará al generador, quien deberá atender las observaciones conforme a los plazos establecidos.
- **Solicitud y Ejecución de la Visita para la Conexión:** Después de que el estudio de conexión sea aprobado y la instalación física del sistema de generación esté completa, el generador podrá solicitar una visita técnica para realizar la inspección y las pruebas necesarias antes de la energización. Durante esta visita, se verificará que la instalación cumpla con todos los requisitos técnicos y normativos, y se realizarán pruebas de funcionamiento. Si se detectan deficiencias, Air-e no autorizará la energización y coordinará el plan de pruebas requerido para subsanar las fallas.
- **Vigencia de la Aprobación de la Conexión:** La aprobación de la conexión tiene una vigencia determinada según la tecnología de generación. Si el generador no logra entrar en operación dentro del período de vigencia, se entenderá que ha desistido del proceso, y la capacidad de transporte no utilizada será liberada por el operador de red.
- **Condiciones de Medición:** Se debe instalar un sistema de medición conforme con las normas del Código de Medida establecido en la Resolución CREG 038 de 2014. El medidor debe ser bidireccional y registrar la energía consumida y entregada de manera horaria y separada.

En el proceso de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través del operador de red Air-e, se identifican diversos riesgos que pueden afectar la viabilidad y ejecución del proyecto. En primer lugar, la condición actual de Air-e bajo régimen especial de intervención por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos introduce incertidumbre institucional, lo que puede derivar en retrasos, modificaciones en procedimientos o falta de claridad en la gestión de solicitudes.

Contrato de Conexión de Air-e

El Contrato de Conexión de Air-e es un documento esencial que regula el proceso de interconexión de plantas fotovoltaicas al Sistema de Distribución Local (SDL) del Operador de Red Air-e. Este contrato establece las condiciones técnicas, operativas y comerciales bajo las cuales el generador podrá conectar su infraestructura al Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como las responsabilidades y obligaciones de ambas partes a lo largo de la vigencia del acuerdo. A continuación, se describen los pasos y requisitos clave que componen dicho contrato, desde la obtención del Concepto de Viabilidad Técnica hasta la terminación anticipada del acuerdo (Air-e, 2025).

- **Concepto de Viabilidad Técnica de Conexión:** El proceso de conexión comienza con la obtención del Concepto de Viabilidad Técnica de la Conexión emitido por Air-e. Este documento incluye detalles sobre las condiciones técnicas específicas, el punto de conexión

asignado, así como las limitaciones aplicables. Este concepto se incluye como Anexo 1 en el Contrato de Conexión y es un requisito previo para avanzar a las siguientes etapas del proceso.

- **Firma del Contrato de Conexión:** Tras la aprobación del Concepto de Viabilidad Técnica, las partes involucradas deben formalizar el Contrato. Este contrato debe ser firmado dentro de los quince (15) días hábiles a partir de la notificación de la aprobación, conforme al artículo 16 de la Resolución CREG 174 de 2021. El contrato regula las relaciones técnicas, jurídicas, económicas, administrativas y comerciales derivadas de la conexión de la planta fotovoltaica al SDL. La duración inicial del contrato es de cinco (5) años, con posibilidad de renovación automática por períodos iguales, salvo que cualquiera de las partes notifique su intención de no renovarlo con tres (3) meses de antelación. La firma del contrato requiere la participación de los representantes legales de ambas partes.
- **Plan de Pruebas:** Una vez firmado el contrato, el generador debe presentar a Air-e un Plan de Pruebas dentro de los quince (15) días hábiles siguientes. Este plan tiene como finalidad verificar que los equipos e instalaciones cumplen con los requisitos técnicos antes de autorizar la conexión. Las pruebas se coordinarán con el Operador de Red (OR), quien notificará la fecha y hora de ejecución con al menos 48 horas de antelación. Si las pruebas son satisfactorias, se firmará el Acta de Energización, lo que habilitará la conexión oficial de la planta al sistema.
- **Declaración de Disponibilidad de los Activos de Conexión:** Tras la realización exitosa de las pruebas, se firmará el Acta de Relación de Activos y Declaración de Disponibilidad de la Conexión. Este documento certifica que todos los activos necesarios para la interconexión se encuentran en condiciones operativas y disponibles. La firma de esta acta es requisito indispensable para el inicio de la facturación del cargo de conexión.
- **Pago del Cargo de Conexión:** A partir de la fecha de la declaración de disponibilidad de los activos, el Generador deberá pagar mensualmente a Air-e un cargo por la conexión. Este cargo corresponde al suministro o instalación de los activos de propiedad del Operador de Red y se ajusta mensualmente según el Índice de Precios al Productor (IPP). Las facturas deben pagarse dentro del mes siguiente a la prestación del servicio. El incumplimiento en el pago generará intereses según la legislación civil y comercial vigente.
- **Puesta en Servicio del Proyecto:** El Generador podrá poner en servicio la planta fotovoltaica en la fecha pactada en el contrato o antes de esta, siempre que notifique la intención de adelantar la conexión con al menos cinco (5) días hábiles de anticipación. En caso de que el proyecto no entre en operación con al menos el 90% de su capacidad instalada en la fecha estipulada, Air-e podrá liberar la capacidad de transporte no utilizada.
- **Requisitos Técnicos Adicionales:** El Generador deberá cumplir con todas las normativas vigentes relacionadas con la instalación eléctrica, incluyendo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), la Resolución CREG 038 de 2014, el Acuerdo 1071 del

CNO sobre protecciones y la Resolución CREG 174 de 2021. Además, será responsable de asegurar que los equipos de medición, protecciones y control instalados permitan el correcto funcionamiento del punto de conexión y el registro de los excedentes entregados o de la energía importada desde la red.

- **Fronteras Comerciales y Excedentes:** El Generador debe garantizar que su comercializador representante registre correctamente las fronteras de comercialización y generación ante el ASIC, conforme a la Resolución CREG 157 de 2011. Si la entrega de excedentes supera los límites establecidos, Air-e podrá desconectar el proyecto y requerir al Generador que inicie un nuevo proceso para modificar la potencia máxima declarada o la capacidad de entrega.
- **Responsabilidades Operativas:** Toda maniobra en el sistema debe ser coordinada con el Centro Local de Distribución (CLD) de Air-e. Las desconexiones o desenergizaciones solo podrán ser realizadas por personal autorizado del Operador de Red. Cualquier intervención no autorizada por parte del Generador en los equipos de conexión podrá resultar en la desconexión del sistema y sanciones conforme a la normativa vigente.
- **Terminación Anticipada y Cargo por Retiro:** Si el Generador decide dar por terminado el Contrato de Conexión antes del plazo estipulado, deberá abonar un cargo por retiro, cuyo monto se calculará según la fórmula establecida en el contrato. Este cargo tiene carácter indemnizatorio y cubre el tiempo restante del contrato. Air-e también podrá terminar el contrato de manera unilateral si el generador incurre en incumplimientos reiterados, lo que resultará en la desconexión definitiva de la planta del sistema.

En materia de riesgos, cabe mencionar que, desde el punto de vista técnico, existen riesgos asociados al diseño y dimensionamiento del sistema de generación. Errores en la elaboración del Estudio de Conexión Simplificado, como omisiones en los análisis de estabilidad, protección, flujos de carga o simulaciones inadecuadas, pueden generar observaciones por parte del operador de red y obligar a la reestructuración del proyecto. Asimismo, especificaciones técnicas inadecuadas en equipos como inversores, protecciones o medidores bidireccionales podrían impedir la validación técnica del sistema o su conexión definitiva.

Económicamente, terminación anticipada del Contrato de Conexión implica el pago de un cargo por retiro, que puede representar un costo significativo. Además, si el proyecto no entra en operación con al menos el 90% de su capacidad instalada en la fecha estipulada, Air-e podrá liberar la capacidad asignada, lo que supone un riesgo crítico para la ejecución y rentabilidad del proyecto. Finalmente, cualquier intervención no autorizada en los equipos del operador de red también puede conllevar sanciones severas, incluyendo la desconexión definitiva de la planta.

Desagregación del CAPEX

Módulos Solares

Existen dos tipos de Módulos solares, que se instalan de acuerdo con las características propias y necesidades del proyecto, dentro de estos se encuentran:

- Bifaciales: Captan radiación por ambas caras, pero a pesar de que se pueden instalar en cualquier superficie, se genera un rendimiento superior al instalarlos en superficies claras, como por ejemplo en techos en materiales reflectivos o lugares con nieve. Es por esto que para el proyecto Rosario I se seleccionan los módulos monofaciales.
- Mono faciales o monocristalinos: Captan radiación únicamente desde una de sus caras mientras la otra está compuesta por un material opaco.

Para el proyecto Solar Rosario I, se hará uso de Módulos JA Solar con una potencia nominal de 540Wp, Monofaciales.

$$\text{Número de Módulos} = \frac{\text{Potencia Total}}{\text{Potencia de módulo}}$$

$$\text{Número de Módulos} = \frac{100.000.000 \text{ Wp}}{540 \text{ Wp}}$$

Tabla 17 Inversión en Módulos Fotovoltaicos

Elemento	Cantidad	Valor
Módulo Fotovoltaico Monocristalino Tecnología PERC y Celda Dividida Potencia Nominal: 540 Wp o similar	186.186 módulos	\$33.227.085
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Inversores

Debido a la naturaleza de los módulos solares, la generación de energía se produce como Corriente Continua (DC), la cual no es compatible con la red eléctrica del país, ni es apta el uso final en elementos como electrodomésticos, es por esto que debe ser convertida a Corriente Alterna (AC), lo cual se hace mediante un equipo denominado Inversor, lo cual es fundamental para asegurar que la energía solar generada pueda ser utilizada de manera efectiva y eficiente tanto en aplicaciones residenciales como industriales, además de garantizar su compatibilidad con la infraestructura eléctrica existente.

Para el Proyecto Solar Rosario I, se hará uso de Inversores Huawei con capacidad de 300kW o 300.000W

$$\text{Número de Inversores} = \frac{\text{Potencia Total}}{\text{Potencia del Inversor}}$$

$$\text{Número de Inversores} = \frac{100.000.000 \text{ Wp}}{300.000 \text{ Wp}}$$

Tabla 18 Inversión en Inversores Eléctricos

Elemento	Cantidad	Valor
Inversor Trifásico 300kW	334 inversores	\$7.381.092
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Transformador elevador

Los transformadores se utilizan para elevar la tensión de salida de los inversores de **baja tensión (BT)** a **media tensión (MT)**. Para este propósito, normalmente se utiliza un transformador por cada inversor, aunque en algunos casos pueden agruparse varios inversores en un solo transformador, dependiendo del diseño y la capacidad del transformador.

El objetivo de transformar la tensión de Baja a Media tensión, es para facilitar el transporte y conexión a la red.

Para el Parque Solar Rosario I, se adquieren transformadores con capacidad para captar la tensión de 35 inversores, lo que corresponde a un total de 10 transformadores con sus componentes.

Tabla 19 Inversión en Transformadores

Elemento	Cantidad	Valor
Transformador elevador, celdas y reconector de Media tensión.	10 transformadores	\$28.284.983
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Estructura de aluminio para sistema de montaje en suelo

Estructura con Seguidor (Tracker): Son estructuras móviles que tienen como objetivo orientar los módulos fotovoltaicos en todo momento para que el ángulo en el que incidan los rayos del Sol sea próximo a 90°.

En países como Colombia, que al ser un país cerca de la línea del Ecuador, tienen la misma cantidad de luz y oscuridad durante todo el año, es por esto que la relación costo beneficio de la instalación de seguidores al proyecto, no es positiva, y por ende se selecciona la estructura fija.

Estructura Fija: Es el soporte o estructura en aluminio sobre el cual se instalan los módulos solares y que definen la orientación e inclinación óptima para garantizar la máxima productividad del parque solar.

La estructura necesaria para hincarse en la superficie del suelo, y soportar la instalación de los módulos solares, cableado, inversores y demás elementos que constituyen cada una de las cadenas de inversores, estas permiten la inclinación necesaria para garantizar la captación de radiación solar necesaria para los requerimientos del proyecto, de acuerdo con las condiciones de la zona donde se instalaran.

Tabla 20 Inversión en Estructuras de Aluminio

Elemento	Cantidad	Valor
Estructura de aluminio	Soporte para 186.186 módulos y 334 inversores	\$32.255.816
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Balance de Planta BoP y Balance de Sistema BoS

Son todos los componentes y equipos que mueven la energía DC producida por los paneles solares a través del sistema de conversión, que a su vez produce electricidad de AC.

El BoP incluye toda la infraestructura necesaria para operar, mientras que el BoS se centra en los componentes eléctricos que integran la planta.

Materiales eléctricos, bandejas portacables, ductería, tubería, tableros en BT, monitoreo y medición, y demás elementos que gran

Tabla 21 Inversión en BOS/BOP

Elemento	Cantidad	Valor
BOS/ BOP	Infraestructura para Operación de 100 Mw	\$23.033.969
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Servicios de Conexión a la Red

Servicio de instalación en Media tensión, red aérea/ subterránea, obras civiles Media Tensión, ductería, materiales eléctricos, entre otros.

Tabla 22 Inversión para Conexión a la Red

Elemento	Cantidad	Valor
Conexión a la Red	Infraestructura para Operación de 100 Mw	\$23.416.871
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Obras civiles en Baja Tensión (BT)

Previo a la instalación de paneles se deben llevar a cabo obras para garantizar que el terreno y la zona de instalación, cumpla con unas características específicas, como nivelación, cerramiento físico o vayado, drenajes, limpieza, entre otros, lo cual se logra con actividades de adecuaciones de terreno como excavaciones.

Tabla 23 Inversión en Obras Civiles en BT

Elemento	Cantidad	Valor
Obras civiles en Baja Tensión	Infraestructura para Operación de 100 Mw	\$39.263.248
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Servicios de instalación en Baja Tensión (BT)

Configuración y puesta en Funcionamiento, sistema eléctrico, interconexión entre módulos, etiquetado, pruebas al sistema, y conexión a inversores.

Tabla 24 Inversión en Servicios de Instalación BT

Elemento	Cantidad	Valor
Servicios de Instalación en Baja Tensión	Infraestructura para Operación de 100 Mw	\$67.051.703
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Estudios de Conexión

Para que el operador de Red y/o Distribuidor autorice la inyección a la red, se requiere determinar la factibilidad técnica y económica de la conexión, Verificar la capacidad de carga, conocer el consumo, detectar problemas en los armónicos, controlar el voltaje y la sobretensión.

Esto con el objetivo de mitigar riesgos que se puedan transferir de la producción de energía hacia la red.

Tabla 25 Inversión en Estudios de Conexión

Elemento	Cantidad	Valor
Estudios de Conexión	Tamaño del Proyecto: 100 Mw	\$2.582.531
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Certificación RETIE de la Planta

Las instalaciones eléctricas antes de su puesta en operación, deben ser validadas por parte de un organismo de inspección que audita y corrobora que dichas instalaciones cumplen con la norma de referencia aplicable según la instalación.

En Colombia, existe el RETIE – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, un documento de obligatorio cumplimiento que detalla los requisitos de acuerdo con el tipo de instalación y las directrices para garantizar el cumplimiento de los estándares normativos.

Antes de conectarse a la red, se debe garantizar la conformidad del parque solar Fotovoltaico.

Tabla 26 Inversión en Certificación RETIE

Elemento	Cantidad	Valor
Certificación RETIE de la Planta	Tamaño del Proyecto: 100 Mw	\$716.023
Cifra en millones de pesos de 2025	Elaboración propia	

Ingeniería de detalle y estudios preliminares

Para garantizar que durante el precomisionamiento y comisionamiento, las actividades se ejecuten de acuerdo con lo planeado, se deben ir desarrollando estudios preliminares para identificar aspectos relevantes como demandas, requerimientos y necesidades a satisfacer, recopilación y análisis de información relevante, normativa, entre otras, y la ingeniería de detalle, donde se van a definir específicamente el detalle de las instalaciones eléctricas, configuraciones, y demás especificaciones técnicas.

Elemento	Cantidad	Valor
Ingeniería de detalle y estudios preliminares	Tamaño del Proyecto: 100 Mw	\$6.534.086
Cifra en millones de pesos de 2025		

Imprevistos

En todo proyecto se debe contar con un rubro para cubrir posibles eventos o circunstancias inesperadas que pueden afectar el progreso y los costos del proyecto, como por ejemplo, daños en materiales, demoras en la entrega por condiciones climáticas, accidentes laborales, entre otros.

Elemento	Porcentaje Asignado
Imprevistos	2,87%

Otros

Este rubro incluye los costos asociados al transporte de materiales y equipos al sitio de construcción, la infraestructura de transporte, almacenamiento temporal, y los trámites regulatorios ante la UPME para asegurar la viabilidad legal del proyecto.

Debido a la naturaleza impredecible de la logística, los trámites regulatorios y los imprevistos que pueden surgir, este margen se asegura para mantener la viabilidad financiera y operativa del proyecto, mitigando los riesgos asociados a imprevistos durante la ejecución.

Elemento	Cantidad
Otros	22,81%

Capex Totalizado

Tabla 27 Capex totalizado

		CapEx para 100 MWp
Inversor Trifásico Potencia:300 kW o similar	COP	\$ 7.381.092.534,98
Módulo Fotovoltaico Monocristalino Tecnología PERC y Celda Dividida Potencia Nominal: 540 Wp o similar	COP	\$ 33.227.085.682,28
Estructura aluminio para sistema de montaje en suelo	COP	\$ 32.255.816.256,18
Transformador elevador, celdas, reconector en Media Tensión (MT)	COP	\$ 28.284.983.754,88
BOS/BOP en Baja Tensión (BT): materiales eléctricos, bandejas portacables, tubería, tableros en BT, monitoreo y medición	COP	\$ 23.033.969.390,38
GRID CONNECTION MV: SERVICIOS INSTALACIÓN EN MEDIA TENSIÓN (MT): red aérea/subterránea, obras civiles MT, ducterías, materiales eléctricos en MT.	COP	\$ 23.416.871.593,17
Obras civiles en BT para el proyecto: adecuaciones de terreno, excavaciones, cerramiento, cimentación estructuras, drenajes, etc.	COP	\$ 39.263.248.338,46

SERVICIOS INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN (BT), Configuración y Puesta en Funcionamiento	COP	\$ 67.051.703.308,01
OTROS, Logística, Transporte y Costos UPME	COP	\$ 83.290.413.815,13
Estudios de conexión, ECP	COP	\$ 2.582.531.191,42
Certificación RETIE de la planta PV	COP	\$ 716.023.249,89
Ingeniería de detalle y estudios preliminares	COP	\$ 6.534.086.010,76
Imprevistos	COP	\$ 10.493.882.677,91
Costo Hedge	COP	\$ 4.052.382.474,09
Garantía extendida inversores	COP	\$ 2.758.264.554,49
Adquisición de tierras	COP	\$ 800.000.000,00
		\$ 365.142.354.832,03

Nota: Fuente elaboración propia

Estructuración organizacional

Para garantizar la correcta asignación de los costos necesarios para la gestión y funcionamiento de la organización, que se pueden perder vista al no estar directamente relacionados con la construcción o producción del proyecto, se realiza un análisis en el sector energético sobre la relación entre los costos de producción y los gastos administrativos.

Estos gastos son esenciales para que el proyecto se desarrolle de manera eficiente y se cumplan sus objetivos, permitiendo el cumplimiento de las obligaciones legales y contribuyendo a un entorno de trabajo adecuado, lo que a su vez puede mejorar la calidad del trabajo realizado por el personal del proyecto.

Tabla 28 Estructuración organizacional

Gasto administrativo			
COP\$ 5.477.135.322,48			
Rubro	% del total de gastos administrativos	Comentarios	Gasto administrativo COP\$
Nómina administrativa (gerente, contadores, administrativos)	45%	Depende del tamaño del equipo; en plantas grandes es el mayor gasto.	2.464.710.895,12
Costos de seguros generales (planta, personal)	22%	Incluye seguros de infraestructura, responsabilidad civil, etc.	1.204.969.770,95
Arrendamientos de oficinas	8%	Oficinas propias cerca de la planta.	438.170.825,80
Servicios públicos (agua, energía, internet, seguridad)	6%	Oficinas y pequeños consumos en planta.	328.628.119,35

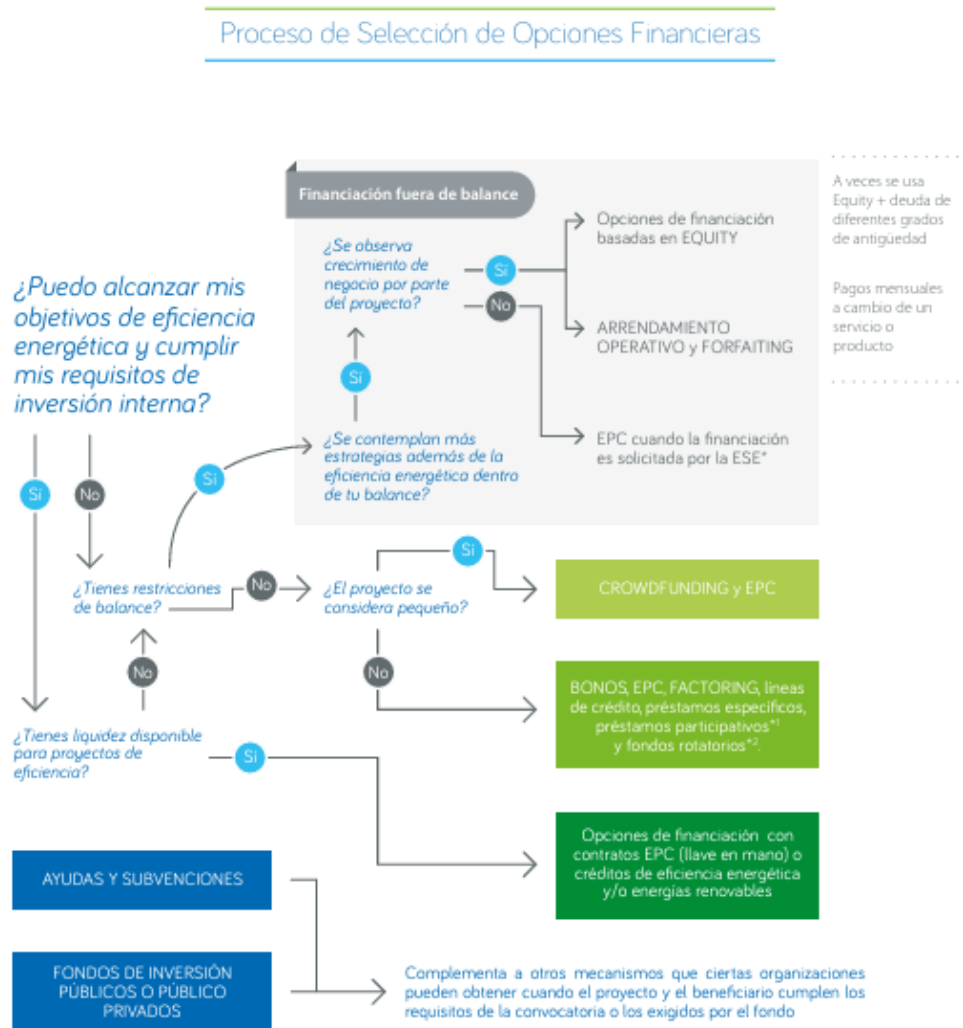
Costos legales, financieros y de auditoría	10%	Firmas de auditoría, revisión legal anual, cumplimiento normativo.	547.713.532,25
Comunicaciones y logística	5%	Incluye transporte administrativo, mensajería, comunicaciones externas.	273.856.766,12
Papelería, suministros y gastos menores	4%	Material de oficina, insumos varios no críticos.	219.085.412,90
	100%	TOTAL	5.477.135.322,48

Nota: Fuente elaboración propia

Análisis de apalancamiento

La necesidad de apalancamiento del proyecto responde a la cantidad de deuda que se requiere para financiar la operación de este. Dentro del mercado financiero existen distintas herramientas disponibles para este fin, que se analizarán a continuación a fin de escoger la alternativa óptima para el proyecto.

Ilustración 15 Proceso de selección de opciones financieras



Nota: Tomado de Enerinvest, 2018. (<https://www.ecoserveis.net/wp-content/uploads/2019/04/guia-para-la-financiaci3n-de-proyectos-de-energ3a-sostenible-2a-edici3n.pdf>)

Financiación bancaria

Es un servicio que busca obtener recursos a través de líneas de crédito o préstamos con entidades financieras. Existen diferentes líneas que se acomodan a las necesidades de la empresa y/o proyecto:

1. Renting o leasing: Se trata de un contrato que tiene como fin la cesión de un bien o inmueble a cambio de una contraprestación que se adiciona en los abonos de las cuotas pagadas por el uso del mismo.
2. Líneas de crédito: Préstamo de una cantidad de dinero que se cobra en un periodo determinado a cambio del pago de intereses por el capital dispuesto y el abono de cuotas previamente establecidas.
3. Préstamo de eficiencia energética y/o los préstamos para energías renovables: En Colombia existe una línea de crédito orientada en reactivar sectores económicos que no presentan altos dinamismos y que son claves para el crecimiento económico sostenible del país. Se trata de “una línea de crédito para financiar proyectos y capital de trabajo en el sector energético para eficiencia, generación, comercialización, distribución, transmisión y almacenamiento y de crédito directo con tasa compensada para entidades territoriales que necesiten recursos para la ejecución de proyectos energéticos.” (Minenergía, 2024)

Participación accionaria

Hace referencia a la adquisición de una parte de la propiedad del capital o patrimonio, a través de la compra de acciones o participaciones que ingresan como financiamiento en el flujo financiero.

1. Participación accionaria: En un mecanismo de financiación a través de la venta de pequeñas partes de la propiedad de un proyecto o empresa en forma de acciones, “estas acciones representan una fracción del capital social de la empresa y confieren derechos a los accionistas, como el derecho a recibir dividendos y a votar en las juntas de accionistas.” (Fincionario, 2025)

Pueden ser acciones preferentes, que confieren derechos prioritarios en el pago de dividendos y en la liquidación de la empresa, acciones minoritarias donde los dueños de dicha participación tienen derecho a votar en las reuniones de la empresa y a recibir dividendos si la empresa decide distribuir beneficios.

2. Fondos de capital riesgo especializado: Adicional a las inversiones de actores individuales, existen empresas que invierten recursos en el financiamiento de otras organizaciones; a este modelo se le conoce como sociedades de capital de riesgo. Esta figura requiere un amplio conocimiento del negocio y suelen entrar en fases donde la viabilidad este más asegurada.
3. Business Àngels: Se trata de inversores privados, pueden ser personas naturales o jurídicas que aportan capital, experiencia y/o conocimientos empresariales, con el fin de obtener una retribución futura.
4. Fondos de inversión especializados: Debido a las características particulares que tienen los proyectos de eficiencia energética y renovables, “están apareciendo en el ámbito europeo y español fondos de inversión privados, públicos y publico-privados especializados que ofrecen soluciones adaptadas a este tipo de proyectos. Estos fondos ponen a disposición del promotor vehículos de inversión para actuaciones de eficiencia energética” (Enerinvest, 2018)

Bonos verdes (Green Bonds)

Un bono, “es un valor emitido por una corporación o entidad gubernamental para obtener capital, que representa un préstamo a un prestatario a cambio del pago de los intereses y el capital al prestamista.” (Blackrcok, 2018)

Un bono verde, o green bond, “es un bono ordinario en sus características financieras, pero que cumplen con ciertos requisitos y certificaciones que demuestran un impacto positivo en materia de sostenibilidad.” (Snakia, 2021)

En Colombia, se consideran financiables con bonos verdes los proyectos tienen un impacto en alguna de las siguientes dimensiones:

- Energías renovales
- Eficiencia energética
- Transporte sostenible
- Infraestructura sostenible
- Construcción verde
- Agua
- Uso del suelo

Ilustración 16 Dimensiones aplicables a Bonos Verdes



Nota: Tomado de Skandia, 2021. (<https://wealth.skandia.com.co/bonos-verdes#:~:text=En%20Colombia%20se%20consideran%20financiables%20como%20bonos,el%C3%A9ctricos%2C%20veh%C3%ADculos%20h%C3%ADbridos%20y%20renovaci%C3%B3n%20de%20flota>)

Project Finance

Es un tipo de financiación que, a diferencia de otras alternativas, se basa en los flujos de caja del proyecto en vez de tomar como referencia los activos de la empresa o el capital de los inversionistas; esto permite estructurar el financiamiento de acuerdo con el comportamiento de los flujos de caja permitiendo unos plazos de amortización más largos.

Las características esenciales de este modelo son:

- Uso de una Sociedad Vehículo (SPV): Se crea una entidad independiente para gestionar el proyecto y recibir la financiación, evitando que la deuda aparezca en el balance del sponsor.
- Estructura sin recurso o con recurso limitado: Los financiadores solo pueden reclamar el pago a partir de los ingresos del proyecto, sin afectar los activos del sponsor.
- Alto nivel de apalancamiento: Permite financiar hasta el 70-80% del proyecto con deuda, lo que minimiza las aportaciones de capital y maximiza su rentabilidad.
- Contratos a largo plazo: La viabilidad financiera se asegura mediante acuerdos de concesión o contratos de venta a largo plazo (Power Purchase Agreements (PPA) en el sector energético).
- Distribución del riesgo: Los riesgos del proyecto se reparten entre el sponsor, financiadores, aseguradoras y otras partes implicadas.

Crowdfunding

También llamado financiación colectiva, es un mecanismo de financiación que consiste en recolectar capital a través de varios inversores particulares que esperan un beneficio futuro. Suele darse a través de plataformas especializadas que facilitan las transacciones, sin embargo, se puede hacer también a través de un modelo de compra de participaciones o a través de cooperativas.

Después de analizar las diferentes alternativas presentadas anteriormente para la financiación del proyecto, se establece como mejor opción la financiación a través de una entidad financiera que se apalque a través de bonos verdes, al ser estos “un tipo de instrumento de inversión que proporciona apoyo financiero a proyectos específicos relacionados con el cambio climático y el medio ambiente.” (The fixed income, 2024)

¿Por qué escoger entidades financieras que se apalacan con bonos verdes?

Los bonos verdes nacen de la necesidad de apalancar y financiar “proyectos que contribuyan a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el número 7 (energía asequible y no contaminante) y el número 13 (acción por el clima)”. (Iberdrola, s.f). Este instrumento financiero brinda beneficios en términos reputacionales y de acceso a inversionistas que buscan generar un impacto ambiental positivo, y a su vez, una opción con condiciones financieras favorables para el flujo del proyecto.

Beneficios de los bonos verdes:

- Acceso a capital especializado

Los proyectos verdes tienen una gran demanda por parte de inversores extranjeros, por lo que es posible reducir los gastos de recaudación de fondos. Esta base de inversionistas puede ser más amplia y diversa que la de los bonos tradicionales. Al emitir bonos verdes, el proyecto podría ser financiado por fondos de inversión que buscan inversiones alineadas con sus criterios de sostenibilidad.

- Condiciones de financiamiento más flexibles

Los bonos verdes pueden ofrecer tasas de interés menores que el de los préstamos de bancos e instituciones financieras, esto debido a que los inversores pueden estar más interesados en el impacto sostenible del proyecto.

- Menor riesgo de deuda

Un estudio de JP Morgan y Bloomberg titulado "Green Bonds: A Smart Investment" dice que los bonos verdes tienden a tener una menor prima de riesgo debido a la creciente demanda de interesados en realizar inversiones sostenibles. Adicionalmente, estos bonos suelen tener una menor volatilidad en el mercado al estar enfocados en apalancar proyectos de largo plazo.

- Incentivos fiscales

Los bonos verdes están respaldados por políticas gubernamentales que ofrecen incentivos fiscales. Estos incentivos pueden incluir exenciones fiscales sobre los rendimientos de los bonos, o incluso programas de apoyo y subsidios para proyectos de energías renovables.

Riesgos:

- Riesgo regulatorio

Los bonos verdes están sujetos a regulaciones internacionales que certifican la pertinencia de un proyecto, ante un cambio normativo los estándares de certificación podrían cambiar generando problemas para mantener la etiqueta verde del proyecto y el interés de los inversionistas.

Así mismo, los bonos verdes dependen de las políticas públicas del territorio donde se efectúen, para el caso de Bogotá, a finales del 2024 la Alcaldía y el Ministerio de Hacienda presentaron el Marco de Referencia de Bonos Verdes, Sociales y Sostenibles de Bogotá D.C. el cual está sujeto a los estándares internacionales emitidos por la Asociación Internacional del Mercado de Capitales. Este documento, “le permitirá al Distrito realizar la primera emisión de Bonos Verdes, con el fin de lograr la financiación de importantes proyectos sostenibles que hacen parte del Plan Distrital de Desarrollo ‘Bogotá Camina Segura’ (Alcaldía Mayor de Bogotá, 2021). Sin embargo, ante un cambio en el gobierno o las políticas públicas del mismo, se corre el riesgo de un desincentivo a la emisión de estos bonos.

- Riesgo de mercado

Como los bonos convencionales, los bonos verdes están sujetos a factores como cambios en las tasas de interés, políticas fiscales o fluctuaciones en la demanda de proyectos por cambios en la percepción en el desarrollo sostenible, que pueden influir en el rendimiento y el precio de estos.

Opciones disponibles

En Colombia, los emisores de bonos verdes pueden ser bancos, entidades gubernamentales, o empresas privadas que buscan financiar proyectos sostenibles. Si no emites directamente el bono, se podría aliarse con una empresa o banco que ya tenga experiencia en este tipo de emisión.

Algunas opciones de emisores en Colombia incluyen:

- Bancos nacionales o internacionales: Bancos como Bancolombia, Grupo Aval o Davivienda han participado en emisiones de bonos verdes.
- Organizaciones multilaterales: El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y otras instituciones pueden apoyar proyectos de energías renovables.
- Bonos verdes soberanos: A través del Ministerio de Hacienda.
- Sector privado: Empresas como CELSIA e ISA. Estos bonos se comercializan en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC).

Análisis de Riesgos

Para el análisis de Riesgos se hizo uso de los criterios definidos en la Metodología RAM (Risk Assessment Matrix) de OHSAS (Occupational Health and Safety Assessment Series).

A continuación, se presentan las escalas para valorar los riesgos en el criterio de probabilidad en la matriz RAM (Matriz de Riesgos y Oportunidades).

Tabla 29 Criterios de Probabilidad - Matriz RAM

	Equivalencia	1	2	3	4	5
Probabilidad	Opción 1	1-33%	33-50%	50-66%	66-96%	96-100%
	Opción 2	Ha ocurrido por lo menos una vez en los últimos 10 años.	Ha ocurrido en los últimos 5 años.	Ha ocurrido por lo menos 1 vez en los últimos 3 años.	Ha ocurrido por lo menos una vez en los últimos dos años.	Ha ocurrido por lo menos una vez en los últimos 6 meses.
	Opción 3	Muy improbable	Improbable	Probable	Muy Probable	Certero
	Opción 4	Presencia de un contaminante con concentración inferior al 30% del TLV (sin controles)	Presencia de un contaminante con concentración entre el 30% y 70% del TLV (sin controles)	Presencia de un contaminante con concentración entre el 70% y el 99% del TLV (sin controles)	Presencia de un contaminante con concentración igual al TLV (sin controles)	Presencia de un contaminante con concentración > Valor del TLV (sin controles)
	Opción 5	La Proximidad o exposición al peligro es muy baja, no requiere controles o puede ser controlada solo con Elementos de Protección Personal	Proximidad o exposición al peligro Baja, Adicional a los elementos de protección personal, requiere Medidas de Control Administrativas	Proximidad o Exposición al Peligro media, adicional a los Elementos de Protección Personal y a los controles Administrativos, requiere controles de Ingeniería	Proximidad o Exposición al Peligro es alta, o requiere decisiones de mandos medios	La Proximidad o Exposición al Peligro es muy alta o requiere decisiones de mandos Gerenciales

Nota: Tomado y adaptado de <https://www.cip.org.ec/attachments/article/111/OHSAS-18001.pdf>

Las variables que se presentan a continuación corresponden para valorar los riesgos en el criterio de severidad en la matriz RAM (Matriz de Riesgos y Oportunidades).

SEVERIDAD	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
		PROBABLIDAD				

$$\text{Valoración del Riesgo} = \text{Factor de Probabilidad} * \text{Factor de Impacto}$$

Puntuación:	Muy Bajo	Bajo	Medio	Alto	Muy alto
Acción:	Aceptar	Aceptar	Mitigar	Transferir	Evitar

Riesgos identificados

Luego de haber aplicado la metodología de OHSAS se obtuvo que los riesgos que se encuentran en la categoría de “Muy Altos” y que notoriamente pueden llegar a afectar el proyecto son:

- Cambios en la regulación que podría afectar los ingresos y costos
- Cambios en la regulación fiscal

Ahora bien, estos dos riesgos, debido a la naturaleza del proyecto es difícil de transferir, puesto que es un proyecto de carácter privado, por lo que la mejor forma de abordarlos es a través de un constante seguimiento y realizando apoyo en empresas consultoras en el tema que puedan definir acciones dependiendo cómo evolucione el entorno.

Dentro del proyecto también se encontraron otros riesgos de carácter “medio” como lo son:

- Deterioro del crédito e incumplimiento de obligaciones contractuales de alguna de las partes
- Pérdidas como resultado de una mayor volatilidad de los precios de las materias prima (por ejemplo: costos de materiales indexados, IPC, tasas de interés)
- Riesgos muy fluctuantes de la TMR que puedan afectar los costos e ingresos proyectados
- Riesgos muy fluctuantes de la TMR que puedan afectar los costos de las deudas relacionadas al desarrollo del proyecto
- Incumplimiento de las leyes y reglamentos ambientales o de la utilización de trabajos o maquinarias inadecuadas, afectando negativamente la calidad del medio ambiente y ecosistemas involucrados

- Resistencia de las comunidades alrededor del proyecto
- Condiciones inadecuadas para la conexión al sistema interconectado nacional
- Deserción de personal contratado en la etapa de construcción

El detalle de todos los riesgos evaluados y la mitigación de los antes expuesto se encuentran en el archivo “HAZARD IDENT TESIS”

Evaluación Financiera

A partir de la información anterior se analizarán los resultados de la evaluación financiera del proyecto junto con los componentes de esta (ingresos, CapEx, Costos, y CAPM).

Ingresos

Demanda

Para los ingresos, primero se determinó la cantidad de energía producida anualmente por la planta con la siguiente fórmula: $Energía\ Anual\ (kWh) = Potencia\ planta * horas\ de\ brillo\ solar * performance\ ratio * 365$ (Mateo, 2023). Donde la potencia equivale a los 100MW previstos del proyecto; las horas de brillo solar a nivel nacional son de alrededor de 5,4 horas en promedio (Benavides Ballesteros & Fonseca Simbaqueva, 2017); el ratio de rendimiento (*performance ratio*) es de alrededor de 80% de aprovechamiento de la potencia nominal de la planta (100MW) para la tecnología de paneles escogida para el proyecto (SMA Solar Technology AG), donde el riesgo de que este ratio sea menor se controla mediante gastos preventivos y correctivos de la planta.

Se obtiene que la planta produce 157.680.000 kWh anualmente, lo cual está en línea con las proyecciones de capacidad instalada para generación de electricidad del PEN 2022-2052, el cual afirma que esta capacidad debería ser de en promedio 20.532,5 MW a nivel nacional (UPME, 2024). Asimismo, pasa con la potencia máxima demandada a 2030, de alrededor de 14.379,33 MW, que estima XM en su portal web (XM, s.f.)

Tabla 30 Estimación de la Producción de Energía (kWh)

Capacidad Instalada (MW)	100
Capacidad Instalada (kW)	100.000
Factor Aprovechamiento	80%
Horas solares efectivas	5.4
Días productivos al año	365
Energía Anual Generada kWh(Q)	157,680,000.00

Nota: elaborado a partir de datos de (Benavides Ballesteros & Fonseca Simbaqueva, 2017)

Precio

Para determinar el precio de la energía se promedió la tasa o precio promedio ponderado en bolsa mensual, el cual hace referencia al cruce entre la demanda y oferta de energía firme en bolsa, junto con el precio promedio ponderado de escasez, el cual es establecido por la CREG y hace referencia al precio máximo que es pagado por la energía tranzada en situaciones irregulares o de crisis del sistema energético (XM, s.f.) . Con lo anterior se obtuvo un precio promedio de 696,72 pesos por kWh tranzado (XM, 2025).

Esto nos permite resolver que para el 2028 el proyecto recibirá 124.976,65 millones de pesos por la venta de energía al sistema. Cifra que se ajusta anualmente con la inflación, como es indicado por el Banco de la República, donde se destaca que el costo unitario es ajustado, en cierto grado, con los principales indicadores de precios del país (Lozano & Rincón, 2010), para lo cual se utilizó la proyección de Bancolombia (Grupo Bancolombia, 2025) del IPC al 2029.

Tabla 31 Proyección de Ingresos

Ingresos	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2045
	-	-	-	124,976.645	129,475.804	134,136.933	228,005.175
<i>Cifras en millones de pesos corrientes</i>							

Nota: Fuente, elaboración propia

Costos

Para evaluar la estructura de costos que tendrá el proyecto Solar Rosario I se hizo uso del estudio “Large-Scale Solar PV LCOE Comprehensive Breakdown Methodology” (Castillo Ramírez & Mejía Giraldo, 2017), el cual evalúa los costos nivelados de la electricidad o LCOE por sus siglas en inglés, y desagrega los componentes de costos para plantas solares de diferentes escalas en Colombia, en particular, la Guajira, dando un estimado de costo unitario por componente y total según la escala de la planta para 2015. En este caso se utilizó la interpolación lineal (INTERPOLACIÓN, s.f.) para estimar el costo a la escala de una capacidad de 100MW, posteriormente se convirtió el valor a pesos colombianos de 2015 y se le aplicó la inflación acumulada desde 2015-2028 para estimar los costos al momento en que entra en operación la planta.

Tabla 32 Componentes y Valores de los Costos para una planta de 100MW

Cifras en pesos		\$/kW (2028)
O&M	Mantenimiento Equipos	95.158,299
Costo	Salarios	3.876,017
O&M	Mantenimiento Línea y Subestación	2.597,682
O&M	Mantenimiento Carretera	3.779,246
O&M	Contrato de Conexión	48.705,212
O&M	Gestión Ambiental Operativa	13.592,841
Costo	Seguro Operacional	45.017,045
Costo	Impuesto Industria y Comercio	860,072
O&M	Impuesto Propiedad Operación	2.082,777
Costo	Recargo por Propiedad Operativa	539,485
O&M	Reemplazo Ocasional	38.619,804
O&M	Desmantelamiento	3.917,804
Total		258.746,29

Nota: Fuente, elaboración propia a partir de información de (Castillo Ramírez & Mejía Giraldo, 2017)

- Mantenimiento Equipos: mantenimiento preventivo y correctivo periódico anual.
- Salarios: remuneración de la mano de obra y demás gastos en personal.
- Mantenimiento Línea y Subestación: costo de mantenimiento anual.
- Mantenimiento Carretera: inspecciones y adecuación de carreteras de acceso.

- Contrato de Conexión: Costo anual de transmisión al sistema.
- Gestión Ambiental Operativa: conjunto de prácticas para reducir huella de carbono.
- Seguro Operacional: cobertura contra riesgos de responsabilidad civil, catástrofes ambientales y daños a la propiedad.
- Impuesto Industria y Comercio: impuesto a actividades industriales, comerciales o de servicios.
- Impuesto Propiedad: impuesto predial
- Recargo por Propiedad Operativa: recargo pagado a las municipalidades aplicado al impuesto de propiedad.
- Reemplazo Ocasional: costo de reemplazo de insumos electrónicos.
- Desmantelamiento: retiro para reemplazo de activos durante la vida del proyecto.

Cabe recalcar que los dos últimos ítems se consideraron únicamente a la mitad y al final del horizonte evaluado del proyecto, puesto que son gastos ocasionales y que van acorde con la vida útil de ciertos activos de la planta.

De lo anterior se obtuvo que para 2028, el año en que el proyecto entra en operación, se asumen unos costos de 21.629,87 millones de pesos, los cuales son proyectados o ajustados con el IPC hasta el año 2045, y en los años 2035 y 2045 se incurre en los gastos mencionados en el anterior párrafo de modo que estos años fluctúan los costos al alza.

Existe otro costo por concepto de “gastos administrativos” los cuales son considerados en alrededor del 0,15% del CapEx para el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Estos costos contemplan gastos de nómina de administrativos, seguros, arrendamiento de oficinas, servicios públicos, costos legales, financieros y de auditoría, de comunicaciones y logística, y gastos menores de suministro, papelería, entre otros (National Renewable Energy Laboratory, 2023).

Ilustración 17 Desagregación de Gastos Administrativos

Gasto administrativo			
\$	5,477,135,322.48		
Rubro	% del total de gastos administrativos	Comentarios	Gasto administrativo
Nómina administrativa (gerente, contadores, administrativos)	45%	Depende del tamaño del equipo; en plantas grandes es el mayor gasto.	2,464,710,895.12
Costos de seguros generales (planta, personal)	22%	Incluye seguros de infraestructura, responsabilidad civil, etc.	1,204,969,770.95
Arrendamientos de oficinas	8%	Oficinas propias cerca de la planta.	438,170,825.80
Servicios públicos (agua, energía, internet, seguridad)	6%	Oficinas y pequeños consumos en planta.	328,628,119.35
Costos legales, financieros y de auditoría	10%	Firmas de auditoría, revisión legal anual, cumplimiento normativo.	547,713,532.25
Comunicaciones y logística	5%	Incluye transporte administrativo, mensajería, comunicaciones externas.	273,856,766.12
Papelería, suministros y gastos menores	4%	Material de oficina, insumos varios no críticos.	219,085,412.90
	100%	TOTAL	5,477,135,322.48

Cifras en millones de pesos de 2028

Nota: Fuente, elaboración propia

Capital Expenditure (CapEx)

Para la construcción del gasto en inversión o CapEx se trajeron los rubros o componentes de la inversión en activos fijos de una planta de 2,4 MW de capacidad, y se aumentaron mediante el método de costo-capacidad (evcValuation, 2015) y la teoría de los factores de escala a los valores que tendría una planta de 100 MW, debido a que a mayor escala de planta el coste unitario se reduce por la distribución de la estructura de costos del proyecto, para ello se empleó un factor de escala de 0,9096 para centrales fotovoltaicas (Gómez Nasal, 2019).

Tabla 33 Componentes del CapEx para una planta de 2.4MW y una planta de 100MW

	Cifras en pesos de 2025	Cifras en millones de pesos de 2025
	2.4MW	100 MW
Inversor Trifásico Potencia:300 kW o similar	248.176	7,381.092
Módulo Fotovoltaico Monocristalino Tecnología PERC y Celda Dividida Potencia Nominal: 540 Wp o similar	1,117,203,781.00	33,227.085
Estructura aluminio para sistema de montaje en suelo	1,084.546	32,255.816
Transformador elevador, celdas, reconector en Media Tensión (MT)	951.034	28,284.983
BOS/BOP en Baja Tensión (BT): materiales eléctricos, bandejas portacables, tubería, tableros en BT, monitoreo y medición	774.477	23,033.969
GRID CONNECTION MV: SERVICIOS INSTALACIÓN EN MEDIA TENSIÓN (MT): red aérea/subterránea, obras civiles MT, ducterías, materiales eléctricos en MT.	787.352	23,416.871
Obras civiles en BT para el proyecto: adecuaciones de terreno, excavaciones, cerramiento, cimentación estructuras, drenajes, etc.	1,320.159	39,263.248
SERVICIOS INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN (BT), Configuración y Puesta en Funcionamiento	2,254.498	67,051.703
OTROS, Logística, Transporte y Costos UPME	2,800.497	83,290.413
Estudios de conexión, ECP	86.833	2,582.531
Certificación RETIE de la planta PV	24.075	716.02
Ingeniería de detalle y estudios preliminares	219.697	6,534.086
Imprevistos	352.838	10,493.882
Costo Hedge	136,254,412.00	4,052.382
Garantía extendida inversores	92.741	2,758.264
Adquisición de tierras		800
TOTAL		365,142,354,832.03

Nota: Fuente, elaboración propia

Adicionalmente se agregó un ítem el cual corresponde a la adquisición de tierras por un valor de 8 millones de pesos por hectárea.

Metodología CAPM

Para la construcción del WACC, es decir la tasa de retorno esperada del proyecto, se utilizó la metodología CAPM, la cual cumple la función de estimar el valor de un activo financiero o activo de capital mediante su rentabilidad esperada junto con una prima de riesgo de este.

Tabla 34 Análisis ratio Deuda/Equity

APALANCAMIENTO			
D/E	Deuda	Equity	SECTOR D/E (EMIS)
160,00%	62%	38,46%	164,108%

Nota: Fuente, elaboración propia a partir de información de (EMIS University, 2025)

Para el apalancamiento se tomaron datos de EMIS para el sector de “Generación de electricidad” (EMIS University, 2025) de empresas colombianas, donde se obtuvo que el promedio de la ratio de apalancamiento o $\frac{Deuda}{Equity}$ del sector es de 164,1%. De modo que se decidió tomar para el caso del proyecto una ratio de 160%, donde la deuda y el equity toman valores de 61,54% y 38,46% respectivamente.

Para los datos de construcción del CAPM, se tomaron el beta apalancado (1,13), la relación $\frac{Deuda}{Equity}$ (176%), y la tasa impositiva del sector (1,22%) de Damodaran (Damodaran, 2025), junto con la relación $\frac{Deuda}{Equity}$ para el proyecto mencionada anteriormente. La tasa impositiva del proyecto es el impuesto de renta para personas jurídicas a cierre de 2024 (Congreso de la República de Colombia, 2024).

Tabla 35 Insumos para Cálculo del Beta Apalancado del Proyecto

	Promedio del Sector	Proyecto
Beta Apalancado	1,13	0,84121696
Relación D/E	176%	160,00%
Tasa impositiva	1%	35%

Nota: Fuente, elaboración propia a partir de información de (Damodaran, 2025)

Se calculó también el promedio de la tasa de los bonos del tesoro de Estados Unidos a más de 10 años desde 2023 a 2025 (U.S DEPARTMENT OF THE TREASURY, 2025) como referencia de la tasa libre de riesgo (Rf). Asimismo, se tomó la tasa la variación anual del índice COLCAP (Bolsa de Valores de Colombia, 2025) para las empresas más grandes y representativas del mercado colombiano que cotizan en bolsa como tasa del mercado (Rm), y dado que la esta tasa ya contiene

dentro de su construcción una prima de riesgo que tiene en cuenta el riesgo país del mercado, se asume que el riesgo país (R_p) es 0%, con el fin de no realizar una doble contabilidad de la tasa.

Tabla 36 Cálculo metodología CAPM (k_e)

B_j	0,84121696
R_f	4,38%
R_m	15,88%
R_p	0,00%
k_e	14,05%

Nota: Fuente, elaboración propia a partir de información de (Bolsa de Valores de Colombia, 2025), (U.S DEPARTMENT OF THE TREASURY, 2025)

La tasa de la deuda se toma como el 12,01% E.A., esto teniendo en cuenta que la Superintendencia Financiera recoge las tasas de entidades financieras del sector, donde filtrando a un plazo de 7 años o más, obtenemos esta tasa (Superintendencia Financiera de Colombia, 2025). Igualmente, como ilustración, Findeter ofrece líneas de crédito para proyectos orientados a la “Eficiencia Energética y Conectividad Virtual” (FINDETER, 2024), donde se presta a plazos de hasta a 10 años a tasas indexadas al IBR + 0,7%-1% M.V., o Bancoldex con créditos de redescuento con tasas al DTF+4,35%-5,55% E.A. (Bancolombia, s.f.).

Con el costo del inversionista (k_e) y el costo de la deuda (k_d), junto con los montos para ambas fuentes de financiamiento, se procede a determinar el WACC, teniendo en cuenta el escudo fiscal que adquiere el costo de la deuda al permitir el ahorro de parte del impuesto de renta.

De modo que la tasa de retorno esperada del proyecto es de 10,21%.

Tabla 37 Cálculo del WACC

	Costo	Costo ajustado después de impuestos	Ponderación	Costo ajustado después de impuestos x ponderación
k_d	12%	8%	62%	5%
k_e	14%	14%	38%	5%
			WACC	10,21%

Nota: Fuente, elaboración propia

Flujo de Caja Libre

Beneficios Tributarios

Para la construcción del flujo de caja libre es conveniente conocer los beneficios en materia tributaria que presenta la legislación colombiana ante proyectos de implementación de energías renovables en todas las escalas y tamaños de proyecto.

La Ley 1175 de 2014 establece en su artículo 11 que, el proyecto tiene el derecho a deducir de su impuesto de renta el 50% del valor total de la inversión el año posterior al que entró en operación la planta y por hasta un período de 15 años (Congreso de la República de Colombia, 2014). Para efectos del proyecto, se asume que este derecho se hace efectivo en el año posterior al año en que entra en operación el proyecto y se refleja en el flujo de caja del inversionista.

Del mismo modo, la ley discutida en el anterior párrafo en su artículo 14 ofrece la posibilidad de depreciación acelerada aplicable a maquinaria, obras civiles y equipos necesarios para la reinversión, inversión u operación a una tasa máxima anual del 33,33% (Congreso de la República de Colombia, 2014). De modo que se seleccionaron los elementos aplicables al artículo y se depreció en los dos primeros años a la tasa máxima, y el resto de los años 10% hasta acumular el valor depreciado igual al valor de los componentes a depreciar.

Resultados

Se incluyen los ingresos por venta de energía generada, los costos tanto por ventas como operativos, el CapEx, el cual se divide entre los tres años preoperativos de igual manera y ajustados a la inflación, la depreciación acelerada, y se obtiene el siguiente flujo de caja libre habiendo descontado por el WACC:

Ilustración 18 Flujo de Caja Libre

FLUJO DE CAJA LIBRE							
CONCEPTO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2045
(+) Ventas totales	0	0	0	124,976,645,188	129,475,804,414	134,136,933,373	228,005,175,118
Salarios	0	0	0	387601747.6	401943012.2	416412960.7	707816316
Seguro Operacional	0	0	0	4501704502	4668267569	4836325201	8220757302
Impuesto Industria y Comercio	0	0	0	86007223.56	89189490.83	92400312.5	157061511
Recargo por Propiedad Operativa	0	0	0	53948574.34	55944671.59	57958679.77	98517825.02
(-) Costo de ventas	0	0	0	5,029,262,048	5,215,344,743	5,403,097,154	9,184,152,954
Depreciación Acelerada				62,281,460,415	62,281,460,415	18,686,306,755	
Resultado bruto	0	0	0	57,665,922,725	61,978,999,256	110,047,529,464	218,821,022,164
Mantenimiento Equipos	0	0	0	9,515,829,900	9,867,915,606	10,223,160,568	17,377,268,563
Mantenimiento Línea y Subestación	0	0	0	259,768,207	269,379,631	279,077,298	474,373,959
Mantenimiento Carretera	0	0	0	377,924,641	391,907,853	406,016,536	690,144,533
Contrato de Conexión	0	0	0	4,870,521,279	5,050,730,566	5,232,556,866	8,894,269,569
Gestión Ambiental Operativa	0	0	0	1,359,284,139	1,409,577,652	1,460,322,448	2,482,247,559
Impuesto Propiedad	0	0	0	208,277,721	215,983,997	223,759,421	380,344,956
Reemplazo Ocasional	0	0	0	3,861,980,496	4,004,873,775	4,149,049,231	7,052,529,625
Desmantelamiento	0	0	0	391,780,498	406,276,376	420,902,326	715,447,313
Gastos administrativos	0	0	0	5,477,135,322	5,766,328,068	6,002,747,518	10,233,000,777
Total gastos directos	0	0	0	16,591,605,887	17,205,495,305	17,824,893,136	48,299,626,854
EBIT	0	0	0	41,074,316,838	44,773,503,952	92,222,636,328	170,521,395,310
(+) Depreciación	0	0	0	62,281,460,415	62,281,460,415	18,686,306,755	
(-) Inversión en activos fijos CapEx	119,318,182,783	125,618,182,834	130,768,528,330				
(-) Incremento Capital de Trabajo							
FCL antes de Impuestos	-119,318,182,783	-125,618,182,834	-130,768,528,330	103,355,777,253	107,054,964,366	110,908,943,083	170,521,395,310
Impuestos	0	0	0	14,376,010,893	15,670,726,383	32,277,922,715	59,682,488,359
FCL	-119,318,182,783	-125,618,182,834	-130,768,528,330	88,979,766,359	91,384,237,983	78,631,020,368	110,838,906,952
VP Perpetuidad							1,085,664,349,473
Flujo con Perpetuidad	-119,318,182,783	-125,618,182,834	-130,768,528,330	88,979,766,359	91,384,237,983	78,631,020,368	1,196,503,256,424
Valor Negocio							1,196,503,256,424
FCL Millones De Pesos	-119,318	-125,618	-130,769	88,980	91,384	78,631	110,839
VP FCL (Millones de pesos)	-119,318	-113,981	-107,663	66,472	61,944	48,362	15,861

Nota: Fuente, elaboración propia

Como se evidencia en la siguiente tabla, el VPN de 250.147,75 millones de pesos indica que el proyecto operativamente es viable luego de tener en cuenta todos los costos operacionales en el horizonte de evaluación. De igual manera, la TIR o Tasa Interna de Retorno del proyecto es de 18,72%, que respecto al WACC del 10,21% representa un desempeño mayor a la tasa esperada u óptima para que el proyecto cubra sus gastos y responsabilidades financieras, con una diferencia del 8,5%.

Tabla 38 VPN y TIR del Proyecto

VPN	259.147,75
TIR	18,72%

Cifras en millones de pesos

Nota: Fuente, elaboración propia

Para la construcción del flujo del inversionista, se le restan los intereses y abonos a capital del crédito, se calcula también el ahorro fiscal por pago de responsabilidades financieras y se suman los nuevos aportes tanto a capital como a crédito. Asimismo, se calcula la deducción del 50% de la inversión que el beneficio tributario mencionado anteriormente permite.

Para las condiciones del crédito se decidió que para los años preoperativos (2025-2027) el proyecto recibirá desembolsos de $\frac{1}{3}$ del valor de la deuda ajustados a la inflación para cada año. De igual manera, para el desembolso de 2025, se toma un período de gracia total o período muerto de 2 años; para el del 2026 se toma un año de período muerto, y para el de 2027 se realiza el desembolso el cual se unifica con los demás para 2028 cuando el proyecto ya empieza a generar ingresos, y comienza a pagar tanto a interés como a capital mediante método francés con cuotas fijas por un período de 7 años que equivale al plazo máximo del último desembolso.

Ilustración 19 Tabla de Amortización del Crédito

	Período de Gracia Muerto			Período de Amortización (Crédito Unificado)		
	2025	2026	2027	2028	2033	2034
Saldo final del crédito 1	\$ 74,900,797,732.64	\$ 83,896,383,540.33	\$ 93,972,339,203.53			
Desembolso 1	\$ 74,900,797,732.64					
Cuota		\$ -	\$ -			
Intereses 1		\$ 8,995,585,807.69	\$ 10,075,955,663.19			
Abono Capital 1		-\$ 8,995,585,807.69	-\$ 10,075,955,663.19			
Saldo final del crédito 2		\$ 78,855,559,852.93	\$ 88,326,112,591.26	\$ 264,387,089,601.69	\$ 57,426,973,861.92	\$ -
Desembolso 2		\$ 78,855,559,852.93		\$ 264,387,089,601.69		
Cuota			\$ -			
Intereses 2			\$ 9,470,552,738.34	\$ 31,752,889,461.16	\$ 6,896,979,560.82	\$ -
Abono Capital 2			-\$ 9,470,552,738.34	\$ 32,571,063,961.57	\$ 57,426,973,861.92	\$ 0.00
Saldo final del crédito 3			\$ 82,088,637,806.90			
Desembolso 3			\$ 82,088,637,806.90			
Intereses 3						
Abono Capital 3						
Flujo Crédito	\$ 74,900,797,732.64	\$ 78,855,559,852.93	\$ 82,088,637,806.90	-\$ 64,323,953,422.73	-\$ 64,323,953,422.73	\$ -

Cifras en pesos

Nota: Fuente, elaboración propia

Ilustración 20 Flujo de Caja del Inversionista

CONCEPTO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2045
(-) Gastos Financieros/ Intereses	0	0	0	31,752,889,461	27,841,104,679	23,459,514,545	0
(+) Ahorro fiscal por pago de intereses	0	0	0	11,113,511,311	9,744,386,638	8,210,830,091	0
(-) Amortización del Préstamo	0	0	0	32,571,063,962	36,482,848,743	40,864,438,877	0
Deducción 50% inversión Art. 11 L1715-2014					8,466,199,636	34,381,560,891	
Ahorro fiscal por deducción					2,963,169,873	12,033,546,312	
(+) Nuevos créditos	74,900,797,733	78,855,559,853	82,088,637,807				
(+) Nuevos aportes de capital	44,417,385,050	46,762,622,981	48,679,890,523				
Equity Cash Flow	0	0	0	35,769,324,248	39,767,841,071	22,517,897,036	110,838,906,952
Equity Cash Flow Ajustado	-44,417,385,050	0	0	35,769,324,248	39,767,841,071	22,517,897,036	110,838,906,952
Perpetuidad del Equity							1,085,664,349,473
Equity Cash Flow con Perpetuidad	-44,417,385,050	0	0	35,769,324,248	39,767,841,071	22,517,897,036	1,196,503,256,424

Cifras en pesos

De modo que para el inversionista el VPN es de 229.106,88 millones de pesos, es decir, el proyecto también es rentable desde la perspectiva de los inversionistas.

Ilustración 21 VPN y TIR del Inversionista

VPN Inversionista	229.106,882
TIR Inversionista	42%

Cifras en millones de pesos

Nota: Fuente, elaboración propia

Finalmente, tomando la deducción del 50% de la inversión mencionada en párrafos anteriores, e incluyendo el valor de la perpetuidad en el flujo de caja del proyecto, se obtiene la siguiente tabla:

De modo que el negocio finalmente tanto en el horizonte de evaluación como a perpetuidad o terminalmente tendría un valor de 449.178.732 millones de pesos.

Ilustración 22 Flujo de Caja del Proyecto con Perpetuidad y Beneficios Tributarios

CONCEPTO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2045
FCL	-119,318,182,783	-125,618,182,834	-130,768,528,330	88,979,766,359	91,384,237,983	78,631,020,368	110,838,906,952
VP Perpetuidad							1,085,664,349,473
Flujo con Perpetuidad	-119,318,182,783	-125,618,182,834	-130,768,528,330	88,979,766,359	91,384,237,983	78,631,020,368	1,196,503,256,424
Valor Negocio							1,196,503,256,424
Deducción 50% inversión Art. 11 L1715-2014					8,466,199,636	34,381,560,891	
Ahorro fiscal por deducción					2,963,169,873	12,033,546,312	
FLUJO DE CAJA LIBRE	-119,318,182,783	-125,618,182,834	-130,768,528,330	88,979,766,359	94,347,407,856	90,664,566,680	1,196,503,256,424
VPN	449,178,732,913						

Nota: Fuente, elaboración propia

Evaluación Económica y Social

Tasa Social de Descuento

La evaluación económica y social busca analizar los beneficios y costos desde la perspectiva de la sociedad, más allá de los intereses financieros del inversionista. Este enfoque permite medir la conveniencia del proyecto en términos de bienestar colectivo, identificando sus externalidades y aplicando los criterios establecidos por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

Tasa Social de Descuento

Según la Resolución 1092 de 2022 del DNP, la tasa social de descuento vigente en Colombia para la evaluación de proyectos de inversión pública es del **9% efectiva anual en términos reales**. Sin embargo, para proyectos con impacto ambiental significativo y con horizontes temporales extensos, se aplican tasas decrecientes como se muestra a continuación:

- **9,5%** para un horizonte de 0 a 5 años
- **6,4%** para horizontes de 6 a 25 años
- **3,5%** para horizontes superiores a 25 años

Dado que el proyecto de granja solar fotovoltaica en Barrancas, La Guajira, tiene una vida útil estimada de 25 a 30 años y contempla beneficios ambientales relevantes como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la diversificación de la matriz energética, se adopta esta estructura de tasa del 6,4% para reflejar adecuadamente el valor inter temporal de sus beneficios sociales.

Razones Precio-Cuenta del proyecto

Para hacer la evaluación económica del proyecto se identifican las razones precio-cuenta o RPC (Hernández Díaz, Matamoros Cardenas, & Sánchez Segura, 2019), que hacen referencia a las razones que buscan encontrar los precios sombra de los componentes del proyecto, es decir, buscan reducir las perturbaciones de mercado para determinar los precios económicos o reales de los insumos, costos y demás componentes del proyecto.

Tabla 39 RPC aplicados al CapEx

Concepto	Peso porcentual	Millones (COP)	RPC	Millones (COP) con RPC
Paneles Solares	17,93%	65.482.901	0.988	64.697.107
Equipos eléctricos	9,09%	33.173.326	0.983	32.609.379
Obra Civil	10,75%	39.263.248	0.905	35.533.239
Línea eléctrica y Subestación	6,41%	23.416.871	0.988	23.135.869
Ingeniería	28,80%	105.169.327	0.991	104.222.803
Gestión y otros	26,79%	97.836.678	0.991	96.956.148
Adquisición de tierras	0,22%	800	1	800
	100%	365.142.354		357.954.548

Nota: Fuente elaboración propia a partir de información de (Hernández Díaz, Matamoros Cardenas, & Sánchez Segura , 2019)

De igual manera se aplicaron las razones precio-cuenta para los costos involucrados en el proyecto. Algunos componentes se excluyen debido a que son transferencias.

Tabla 40 RPC empleados en los Costos

Concepto	RPC Estimada	Justificación
Mantenimiento Equipos	0,95	Servicios técnicos especializados con componente local, pero también con insumos importados,
Salarios	1	Mano de obra local, su precio de mercado refleja el costo social,
Mantenimiento Línea y Subestación	0,95	Mano de obra e insumos técnicos en parte importados, ajustado por eficiencia social,
Mantenimiento Carretera	0,95	Mano de obra e insumos mixtos, Valor cercano al social,
Contrato de Conexión	0,9	Pagos regulados que pueden incluir subsidios o sobrecostos no reflejados socialmente,
Gestión Ambiental Operativa	1,05	Genera beneficios sociales adicionales no capturados por el precio de mercado,
Seguro Operacional	0,9	Producto financiero cuyo costo incluye márgenes de riesgo y lucro, menor valor social,
Impuesto Industria y Comercio	0	Transferencia fiscal, no representa costo económico (se excluye del análisis económico),
Impuesto Propiedad	0	Transferencia fiscal, Igual que el anterior, se excluye,
Recargo por Propiedad Operativa	0	Transferencia fiscal, no representa consumo de recursos reales,
Reemplazo Ocasional	0,9	Bienes de capital con posible componente importado,
Desmantelamiento	0,9	Servicios técnicos especializados con insumos importados, uso intensivo de maquinaria,

Concepto	RPC Estimada	Justificación
----------	--------------	---------------

Nota: Los valores marcados como 0,00 no se contabilizan en la evaluación económica (sí en la financiera), ya que son simplemente redistribuciones de recursos dentro del Estado.

Nota: Fuente elaboración propia a partir de información de (Hernández Díaz, Matamoros Cardenas, & Sánchez Segura , 2019)

Para los costos administrativos se emplearon las siguientes razones precio-cuenta, de los cuales se obtuvo un promedio entre todas las razones precio-cuenta identificadas para aplicarlo en el flujo:

Tabla 41 RPC utilizados en los Gastos Administrativos

Rubro	RPC DNP (2020)	Comentario
Nómina administrativa (gerente, contadores, administrativos)	0,971	Se usa la RPC de "Mano de obra administrativa".
Costos de seguros generales (planta, personal)	0,93	Categoría de "Servicios financieros y seguros".
Arrendamientos de oficinas	0,973	Categoría de "Arrendamientos inmobiliarios".
Servicios públicos (agua, energía, internet, seguridad)	0,946	Agua y energía eléctrica tienen RPC diferentes. pero el DNP recomienda usar un promedio de 0,946 para servicios públicos básicos.
Costos legales, financieros y de auditoría	0,93	Servicios profesionales financieros/legales usan esta RPC.
Comunicaciones y logística	0,957	Se refiere a "Servicios de transporte, almacenamiento y comunicaciones".
Papelería, suministros y gastos menores	0,979	Comprende bienes de consumo de oficina y papelería.
RCP flujo	0,955	

Nota: Fuente elaboración propia a partir de información de (Hernández Díaz, Matamoros Cardenas, & Sánchez Segura , 2019)

Tabla 42 RPC aplicados a los Ingresos

Concepto	Cuentas Nacionales	Descripción cuenta	RPC
Ingresos por venta de Servicios (P*Q)	380001	Energía eléctrica generada	1

Nota: Fuente elaboración propia a partir de información de (Hernández Díaz, Matamoros Cardenas, & Sánchez Segura , 2019)

En el caso de los ingresos, se empleó el RPC para “Energía eléctrica generada” (Hernández Díaz, Matamoros Cardenas, & Sánchez Segura , 2019), el cual equivale a 1, de modo que los ingresos permanecen intactos para el flujo financiero y económico.

Conclusión del Flujo Económico

A partir del análisis económico del proyecto y aplicando los indicadores de Razón Precio-Cuenta (RPC) a las inversiones, costos operativos e ingresos, se logró ajustar el flujo de caja económico para reflejar con mayor precisión el valor real de los recursos desde una perspectiva social. Con estos ajustes y utilizando una tasa social de descuento del 6,4%, correspondiente al rango de proyectos con horizonte de 6 a 25 años según el DNP (2022), se obtuvo un Valor Presente Neto (VPN) económico positivo de COP 899.506 millones y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 24,91%.

Estos resultados indican que el proyecto es económicamente viable desde el punto de vista de la sociedad, es decir, los beneficios sociales superan los costos sociales. La inclusión de los RPC permite observar con mayor claridad el impacto real del proyecto en la economía, al ajustar los valores de mercado por factores de distorsión como subsidios, impuestos o precios no competitivos.

En comparación con el flujo financiero, que arrojó un VPN de 259.147 millones de pesos y una TIR de 18,72%, se evidencia que el proyecto no solo resulta rentable para los inversionistas, sino que también genera valor agregado desde una perspectiva social más amplia, validando su conveniencia para ser priorizado en políticas públicas o esquemas de financiamiento con recursos del Estado.

Ilustración 23 Flujo Económico con RPC

Flujo Económico con RPC						
CONCEPTO	2025	2026	2027	2028	2029	2045
(+) Ventas totales	0	0	0	124.976.645.188	129.475.804.414	228.005.175.118
Salarios	0	0	0	387601747,6	401943012,2	707816316
Seguro Operacional	0	0	0	4051534052	4201440812	7398681571
(-) Costo de ventas	0	0	0	4.439.135.800	4.603.383.824	8.106.497.887
Resultado bruto	0	0	0	120.537.509.388	124.872.420.590	219.898.677.230
Mantenimiento Equipos	0	0	0	9.040.038.405	9.374.519.826	16.508.405.135
Mantenimiento Línea y Subestación	0	0	0	246.779.797	255.910.649	450.655.261
Mantenimiento Carretera	0	0	0	359.028.409	372.312.460	655.637.307
Contrato de Conexión	0	0	0	4.383.469.151	4.545.657.509	8.004.842.612
Gestión Ambiental Operativa	0	0	0	1.427.248.346	1.480.056.535	2.606.359.937
Reemplazo Ocasional	0	0	0	3.475.782.447	3.604.386.397	6.347.276.662
Desmantelamiento	0	0	0	352.602.448	365.648.739	643.902.582
Gastos administrativos	0	0	0	5.230.664.233	5.506.843.304	9.772.515.742
Total gastos directos	0	0	0	15.456.564.107	16.028.456.979	44.989.595.238
EBIT	0	0	0	105.080.945.281	108.843.963.611	174.909.081.992
(-) Inversión en activos fijos CapEx	119.318.182.783	125.618.182.834	130.768.528.330			
(-) Incremento Capital de Trabajo						
FCL antes de Impuestos	-119.318.182.783	-125.618.182.834	-130.768.528.330	105.080.945.281	108.843.963.611	174.909.081.992
FCL	-119.318.182.783	-125.618.182.834	-130.768.528.330	105.080.945.281	108.843.963.611	174.909.081.992
VP Perpetuidad						1.561.688.232.074.620
FCPerpetuidad	-119.318.182.783	-125.618.182.834	-130.768.528.330	105.080.945.281	108.843.963.611	1.561.863.141.156.620
Valor Negocio						1.562.038.050.238.610
FCL Millones De Pesos	-119.318	-125.618	-130.769	105.081	108.844	174.909
VP FCL	-119.318	-113.981	-107.663	78.500	73.779	25.029
VPN Proyecto (Millones de pesos)	899.506					
TIR	24,91%					

Fuente: elaboración propia

Externalidades

Análisis de Externalidades del Proyecto de Generación Fotovoltaica en Barrancas

La implementación de una planta de generación de energía fotovoltaica en Barrancas genera múltiples impactos más allá de la producción de electricidad. Estos impactos, conocidos como externalidades, pueden ser tanto positivos como negativos, y tienen efectos significativos sobre el medio ambiente, la economía local y el bienestar social. La inclusión de estos factores responde a las directrices internacionales de evaluación ambiental y social, como las promovidas por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, 2021), la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2019) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2018).

En este análisis se identificaron diversas externalidades, tanto positivas como negativas. Sin embargo, para efectos del análisis de flujo Económico y social, solo se valoraron monetariamente una externalidad positiva —las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) evitadas— y dos negativas: la alteración temporal del ecosistema durante la fase de construcción y la pérdida de ingresos por desplazamiento de actividades productivas tradicionales.

Externalidades Positivas Identificadas

1. Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

La sustitución de energía generada con combustibles fósiles por energía solar reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente dióxido de carbono (CO₂). Esta externalidad tiene un impacto directo sobre el cambio climático y constituye una de las principales justificaciones ambientales del proyecto.

2. Conservación de Recursos Hídricos

Las plantas solares fotovoltaicas no requieren grandes cantidades de agua para su operación, a diferencia de las termoeléctricas que consumen recursos hídricos significativos para refrigeración. En una región como La Guajira, caracterizada por su escasez hídrica y vulnerabilidad al cambio climático, este ahorro de agua representa una externalidad muy relevante, alineada con el **ODS 6 – Agua limpia y saneamiento**.

3. Mejora de la Calidad del Aire y Salud Pública

La generación solar no emite contaminantes como óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), ni material particulado (PM10), los cuales son comunes en la generación fósil. La disminución de estos contaminantes reduce los casos de enfermedades respiratorias y cardiovasculares, especialmente en poblaciones vulnerables como niños y adultos mayores. Esto tiene un efecto positivo en el sistema de salud pública, aunque no fue cuantificado en este análisis.

4. Aporte al Cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Además del ODS 13 y el ODS 6, este proyecto impacta favorablemente:

- **ODS 7 – Energía asequible y no contaminante:** al incrementar la participación de fuentes renovables en la matriz energética.
- **ODS 8 – Trabajo decente y crecimiento económico:** mediante la generación de empleos directos e indirectos durante la construcción y operación.
- **ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura:** al promover tecnologías limpias y modernización de redes eléctricas.

5. Fortalecimiento del Capital Natural y la Reputación Ambiental del Territorio

Proyectos de este tipo posicionan a La Guajira como una región líder en energías renovables en Colombia. Esto mejora su reputación ambiental, atrae nuevas inversiones y fortalece la imagen del país ante organismos internacionales y mercados de bonos verdes. La reputación también actúa como un activo intangible para el desarrollo futuro.

6. Generación Descentralizada y Eficiencia Energética

Al ubicarse cerca de los centros de consumo del norte del país, la planta solar reduce las pérdidas por transmisión de energía, lo que mejora la eficiencia del sistema eléctrico. Además, al diversificar la generación, se incrementa la resiliencia del **Sistema Interconectado Nacional (SIN)** frente a fenómenos climáticos o interrupciones regionales.

Externalidades Negativas Identificadas

1. Alteración Temporal del Ecosistema Durante la Construcción

La fase de construcción del parque solar puede provocar la **fragmentación del hábitat**, desplazamiento de fauna silvestre, compactación del suelo y modificación del microclima. Aunque estos efectos tienden a ser temporales y reversibles, requieren medidas de mitigación. Según el BID (2018), este tipo de externalidad debe evaluarse mediante estudios de impacto ambiental y planes de manejo ecológico.

2. Pérdida de Ingresos por Desplazamiento de Actividades Productivas

El uso del suelo para el parque fotovoltaico puede implicar la suspensión o limitación de actividades agrícolas y ganaderas tradicionales, especialmente en zonas ocupadas por comunidades rurales. Esta pérdida de oportunidades económicas, aunque puede mitigarse mediante acuerdos y compensaciones, representa una externalidad económica directa sobre el ingreso local.

3. Riesgo de Conflicto Social por Tenencia de la Tierra o Percepción de Inequidad

En algunas zonas de La Guajira, las tensiones por el acceso a la tierra, la distribución de beneficios del proyecto y la participación de comunidades indígenas pueden escalar si no se gestionan de forma adecuada. El BID y el Banco Mundial han señalado este tipo de riesgos como críticos en proyectos de infraestructura con alto impacto territorial (BID, 2018).

Valoración Económica de Externalidades

1. Valoración del GEI Evitado

Una de las externalidades evidentes y de las principales razones para implementar este tipo de proyectos es el impacto ambiental que se genera ante el reemplazo o reestructuración de la matriz de generación energética de un país (IEA, 2024, págs. 131-132). En este caso para capturar este impacto se decidió valorar la cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que se están evitando dada la capacidad productiva de la planta una vez entre en operación esta.

Para determinar la valoración, la UPME actualiza anualmente un factor de emisión que refleja la relación entre la emisión de GEI y la cantidad de energía producida, que permite estimar el potencial de mitigación de proyectos de energías renovables (UPME, 2025). El anterior factor de emisión equivale a 0,677tCO₂eq/MWh para proyectos de tipo eólico y solar.

Tabla 43 Insumos y Cálculo Valor Anual del GEI Evitado a 2028

	Valor	Unidad
Factor de emisión para inventarios de GEI 2024	<u>0,677</u>	tonCO2eq/mWh
Producción	157.680,00	mWh
GEI Evitado	106.749,36	tonCO2eq
Costo Social del Carbono USD	<u>25,83</u>	USD/tonCO2eq 2019
Valor Anual GEI Evitado USD	2.757.335,97	USD corriente
TRM 2019	<u>3.282,26</u>	COP/tonCO2eq 2019
Costo Social del Carbono COP 2019	84.780,6634	COP 2019
IPC 2019	3,80%	%
IPC 2028	4%	%
IPC Acumulado 2019-2028	<u>1,709025357</u>	
Costo Social del Carbono COP 2028	144.892,3035	COP 2028
Valor Anual GEI Evitado 2028	15.467.160.667,02	COP corriente

Nota: Fuente elaborado a partir de datos de (UPME, 2025), (Alatorre & Caballero, 2019), (DANE, 2025), (Grupo Bancolombia, 2025)

Dado el factor de emisión, se estima la cantidad de GEI evitado por el proyecto dada su producción anual, lo que da un valor de 106.749,36 tonCO2eq evitados por la implementación del proyecto al año.

Para darle un valor monetario a la cantidad de GEI evitado por el proyecto, la CEPAL publica estudios donde se calcula el Costo Social del Carbono (CSC) para América Latina, el cual representa el valor presente y futuro de impactos sobre procesos económicos, bienestar social y ecosistemas de la emisión de GEI. En este caso, el estudio para 2019 determinaba que el CSC para la región era de 25.83 USD/tonCO2eq (Alatorre & Caballero, 2019). Precio que traído a pesos colombianos de 2019 mediante la TRM promedio del año (Superintendencia Financiera de Colombia, 2025), nos permite estimar un valor de 84.780,66 COP/tonCO2eq.

Aplicando una inflación acumulada del 170.9% entre 2019 (SINTRAPREVI) – 2028 (Grupo Bancolombia, 2025) se obtiene un precio de 144.892,30 COP/tonCO2eq a 2028. Teniendo el precio por tonelada de GEI, y la cantidad de GEI evitada por el proyecto se determina el impacto ambiental a través de la valoración económica y monetaria de la cantidad de GEI evitado gracias al proyecto, lo que resulta en un monto de 15.467.160 millones de pesos en beneficios ambientales para el primer año de operación del proyecto. Para años posteriores se ajusta la cifra con la proyección del IPC.

2. Valoración de la Alteración Temporal del Ecosistema

Siguiendo la recomendación del BID (2018), para valorar la alteración temporal del ecosistema durante la fase de construcción, se asumió un valor estimado del **1,5% del CAPEX** del proyecto.

Esta metodología ha sido respaldada por organismos como el Banco Mundial (Belli et al., 2001) y ha sido aplicada en estudios ambientales previos (Dixon et al., 1994; IRENA, 2016), cuando no se cuenta con estudios específicos de valoración ambiental. Representa un enfoque conservador para reflejar el costo económico de perturbaciones como la fragmentación del hábitat, compactación de suelos y desplazamiento de fauna silvestre.

- **CAPEX del proyecto:** COP \$365.142 millones
- **Valor estimado (1,5% del CAPEX):**
COP \$5.477 millones

Este valor sugiere un costo razonable para compensar o mitigar los efectos ambientales durante la fase de construcción, incluyendo restauración de ecosistemas, reubicación de fauna y monitoreo ambiental.

3. Valoración por Pérdida de Ingresos en Actividades Tradicionales

Para estimar la pérdida de ingresos de las actividades productivas desplazadas (agricultura y ganadería), se aplicó el enfoque de **ingreso evitado**. A diferencia de un cálculo puntual, se proyectó el ingreso a lo largo de **21 años** de vida útil del proyecto, aplicando un incremento anual en línea con el **Índice de Precios al Productor (IPP)** o **IPG** del sector rural.

El ingreso base por hectárea se estimó en **COP \$1.200.000** anuales para 100 hectáreas, y se proyectaron los siguientes valores con una tasa de crecimiento aproximada del 5,28% anual:

Valor presente acumulado estimado (sin descontar):
COP \$3.965 millones

Ilustración 24 Flujo Económico con Externalidades

Flujo Económico con Externalidades					
CONCEPTO	2025	2026	2027	2028	2,045
(+) Ventas totales	0	0	0	124,976,645,188	228,005,175,118
EXTERNALIDADES POSITIVAS					
GEI Evitado	-	-	-	15,467,160,667.02	28,245,251,087.83
Salarios	0	0	0	387601747.6	707816316
Seguro Operacional	0	0	0	4051534052	7398681571
(-) Costo de ventas	0	0	0	4,439,135,800	8,106,497,887
EXTERNALIDADES NEGATIVAS					
Alteración temporal del ecosistema durante la fase de construcción.	1,825,711,774	1,922,109,356	2,000,915,839		
Valoración por pérdida de ingresos (enfoque de ingreso evitado)	120,000,000	126,336,000	131,515,776	136,513,375	249,292,980
Depreciación Acelerada					
Resultado bruto	-1,945,711,774	-2,048,445,356	-2,132,431,615	135,868,156,680	247,894,635,339
Gastos directos					
Mantenimiento Equipos	0	0	0	9,040,038,405	16,508,405,135
Mantenimiento Línea y Subestación	0	0	0	246,779,797	450,655,261
Mantenimiento Carretera	0	0	0	359,028,409	655,637,307
Contrato de Conexión	0	0	0	4,383,469,151	8,004,842,612
Gestión Ambiental Operativa	0	0	0	1,427,248,346	2,606,359,937
Reemplazo Ocasional	0	0	0	3,475,782,447	6,347,276,662
Desmantelamiento	0	0	0	352,602,448	643,902,582
Gastos administrativos	0	0	0	5,230,664,233	9,772,515,742
Total gastos directos	0	0	0	15,456,564,107	44,989,595,238
EBIT		-2,048,445,356	-2,132,431,615	120,411,592,572	202,905,040,101
(-) Inversión en activos fijos CapEx	119,318,182,783	125,618,182,834	130,768,528,330		
(-) Incremento Capital de Trabajo Art. 11 L1715-2014					
FCL antes de Impuestos	-119,318,182,783	-127,666,628,190	-132,900,959,946	120,411,592,572	202,905,040,101
Impuestos	0	0	0	0	0
FCL	-119,318,182,783	-127,666,628,190	-132,900,959,946	120,411,592,572	202,905,040,101
VP Perpetuidad					411,629,178,225,476
FC Perpetuidad	-119,318,182,783	-127,666,628,190	-132,900,959,946	120,411,592,572	411,832,083,265,577
Valor Negocio					412,034,988,305,678
FCL Millones De Pesos	-119,318	-127,667	-132,901	120,412	202,905
VP FCL	-119,318	-115,840	-109,419	89,953	29,035
VPN Proyecto	1,080,242,083,458				
TIR	28%				

Fuente: elaboración propia

Conclusión del Flujo Económico con externalidades

La incorporación de las externalidades en el análisis del flujo económico permite reflejar de manera más precisa el impacto total del proyecto sobre la sociedad. Aunque se reconocen ciertos efectos negativos inevitables, el balance neto es ampliamente positivo. El aumento del Valor Presente Neto (VPN) de 18,72% a 28% evidencia una mejora significativa en la rentabilidad social del proyecto, al considerar beneficios ambientales como la reducción de gases de efecto invernadero. Este aspecto tiene una creciente valorización en el ámbito global, lo que refuerza tanto la viabilidad económica como la conveniencia social del proyecto.

Enfoque Social y Participación Comunitaria Profundizada

Además de las externalidades cuantificables, el proyecto incorpora un **enfoque social estratégico** basado en la creación de valor compartido (Porter & Kramer, 2011), que busca armonizar los beneficios económicos con el bienestar de las comunidades locales, especialmente en territorios históricamente excluidos como La Guajira.

Las principales estrategias son:

1. Desarrollo de capacidades técnicas locales

En colaboración con instituciones de formación técnica regional, se capacitará a jóvenes y adultos — con especial énfasis en comunidades indígenas wayuu— en instalación, operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, fortaleciendo así el capital humano local (Banco Mundial, 2014).

2. Inclusión laboral y equidad de género

El plan de contratación fomentará la inclusión de mujeres, personas con discapacidad y minorías étnicas, garantizando igualdad de oportunidades y priorizando el cierre de brechas históricas en el sector energético (OIT, 2017).

3. Participación comunitaria en la cadena de valor

Se priorizará la contratación de servicios comunitarios en actividades como reforestación, seguridad, transporte y alimentación. Esto fomenta el encadenamiento productivo local y multiplica los beneficios económicos (BID, 2015).

4. Empoderamiento energético a través de sistemas descentralizados

Se implementarán programas comunitarios de instalación y mantenimiento de sistemas solares domiciliarios, lo que permitirá a las comunidades acceder a energía confiable y fortalecer su autonomía (PNUD, 2019).

Estas estrategias se ejecutarán conforme a los principios de la **consulta previa, libre e informada**, en el marco del **Convenio 169 de la OIT**, garantizando respeto por los derechos, la cultura y las decisiones de las comunidades indígenas.

5. Alineación normativa:

El proyecto está en armonía con la política pública nacional de transición energética justa y los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026, promoviendo sostenibilidad, equidad y desarrollo regional.

CONCLUSIONES

El análisis de prefactibilidad para la construcción, operación y mantenimiento de una planta fotovoltaica con capacidad instalada de 100 MW en el municipio de Barrancas, La Guajira, permitió determinar que el proyecto es viable desde una perspectiva técnica, ambiental, social, jurídica y económica. A pesar de la reducción en el alcance inicialmente propuesto (del 5% al 0,8% de la capacidad nacional), esta reformulación permitió adaptar el proyecto a una escala realista y sostenible, manteniendo su impacto estratégico en el marco de la transición energética del país.

Desde el enfoque económico con inclusión de externalidades, se observó un VPN de COP \$1.080.242.083.458 millones y una TIR del 28%, lo cual confirma su viabilidad no solo para el inversionista, sino también para la sociedad. Este resultado incorpora tanto beneficios como la generación de empleo, el fortalecimiento del capital humano local y la reducción de emisiones de CO₂, como los costos relacionados con posibles afectaciones al entorno ecosistémico y a las actividades productivas tradicionales.

El análisis de las tendencias energéticas globales y los compromisos nacionales de sostenibilidad evidenció un entorno favorable para este tipo de proyectos, potenciado por políticas públicas, incentivos gubernamentales y compromisos internacionales. A nivel técnico, se identificaron y dimensionaron adecuadamente los requerimientos de diseño y operación de la planta, considerando tecnologías fotovoltaicas maduras y adaptadas al contexto climático de la región.

En cuanto al estudio de localización, se seleccionó un sitio con alta irradiación solar, baja conflictividad territorial y buena accesibilidad, factores que respaldan la eficiencia del proyecto. Asimismo, se evaluaron aspectos jurídicos y regulatorios clave, garantizando su alineación con el marco legal vigente, incluyendo los procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa con comunidades indígenas.

El proyecto también contempló una caracterización integral de riesgos, proponiendo estrategias de mitigación para cada fase de desarrollo, lo que refuerza su sostenibilidad a largo plazo.

En conjunto, estos resultados evidencian que el proyecto no solo es rentable y alineado con las prioridades nacionales, sino que puede convertirse en una referencia de implementación de energías limpias con un enfoque inclusivo y territorialmente contextualizado. Su desarrollo representa una oportunidad estratégica para avanzar hacia un sistema energético más resiliente, equitativo y descarbonizado.

Tipo de Evaluación	VPN (millones COP)	TIR (%)	Enfoque
Flujo Financiero	259.147,75	18,72	Enfoque privado: ingresos y egresos reales del inversionista.
Flujo Económico sin Externalidades	899.506	24,91	Enfoque social: precios de cuenta y beneficios para la economía.

Flujo Económico con Externalidades	1.080.242.083	28	Enfoque integral: incluye costos y beneficios indirectos para la sociedad.
---	---------------	----	--

La decisión de invertir, especialmente en territorios con rezago histórico como La Guajira, **no debe limitarse al retorno financiero**, sino que debe ponderar el impacto social y ambiental, para asegurar un desarrollo equitativo y sostenible.

Bibliografía

- Congreso de la República de Colombia. (31 de Diciembre de 2024). *CAPÍTULO IX*. Obtenido de Secretaría del Senado:
http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/estatuto_tributario_pr010.html#CAPITULO%20IX-I
- Enerinvest. (2018). GUÍA PARA LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA SOSTENIBLE. <https://www.ecoserveis.net/wp-content/uploads/2019/04/guia-para-la-financiacion-de-proyectos-de-energia-sostenible-2a-edicion.pdf>.
- Air-e*. (2025). Obtenido de <https://www.air-e.com/normativas.html>
- Alatorre, J. E., & Caballero, K. (2019). *El costo social del carbono: una visión agregada desde América Latina*. Santiago de Chile: CEPAL. Obtenido de <https://hdl.handle.net/11362/44423>
- Alcaldía Mayor de Bogotá. (2021). Conoce el ABC de emisión de los bonos verdes en Bogotá. Alcaldía Mayor de Bogotá. <https://bogota.gov.co/mi-ciudad/hacienda/conoce-el-abc-de-emision-de-los-bonos-verdes-en>.
- Bancolombia. (s.f.). *Crédito Bancoldex*. Obtenido de Bancolombia:
<https://www.bancolombia.com/personas/creditos/negocios/bancoldex>
- Benavides Ballesteros, H. O., & Fonseca Simbaqueva, O. (2017). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia*. Bogotá D.C.: IDEAM. Obtenido de <https://www.andi.com.co/uploads/radiacion.compressed.pdf>
- Blackrock. (2018). ¿Qué es un bono?
<https://www.blackrock.com/mx/intermediarios/educacion/como-invertir-en-bonos>.
- Bolsa de Valores de Colombia. (2025). *MSCI COLCAP*. Obtenido de [bvc xnuam: https://www.bvc.com.co/indices/msci%20colcap](https://www.bvc.com.co/indices/msci%20colcap)
- Castillo Ramírez, A., & Mejía Giraldo, D. (2017). *Large-Scale Solar PV LCOE Comprehensive Breakdown Methodology*. doi:<https://doi.org/10.29047/01225383.69>
- CIIFEN. (20 de Abril de 2025). *Tiempo Atmosférico y Clima*. Obtenido de <https://ciifen.org/tiempo-atmosferico-clima/#:~:text=Es%20el%20estado%20en%20que,humedad%2C%20est%C3%A1%20lloviendo%2C%20etc>.
- Congreso de la República de Colombia. (13 de Mayo de 2014). *Ley 1715 de 2014*. Obtenido de Función Pública:
<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- Damodaran, A. (2025). *Betas by Sector (US)*. Obtenido de Damodaran ONLINE:
https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html

- DANE. (Marzo de 2025). *IPC Índice de Precios al Consumidor*. Obtenido de DANE: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>
- DIAN. (2024). *Resolución número 000193 de 2024*. DIAN. Obtenido de <https://www.dian.gov.co/normatividad/Normatividad/Resoluci%C3%B3n%20000193%20de%2004-12-2024.pdf>
- Domínguez Martínez, J. A. (2025). Cien años de derecho civil en México. Ciudad de México: Biblioteca Virtual del Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM.
- Duran, J. H. (2024). *Evolución de las energías renovables en España y Ecuador: un análisis comparativo de datos recientes y tendencias anteriores*. Esmeraldas.
- Ember Energy ORG. (Mayo de 2024). *Global Electricity Review 2024*. Obtenido de Ember Energy ONG: [https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20\(%2D333%20TWh\)](https://ember-energy.org/es/analisis/global-electricity-review-2024/#:~:text=Se%20espera%20que%20el%20crecimiento,el%20mundo%20(%2D333%20TWh))
- EMIS University. (2025). *Generación de electricidad*. Obtenido de EMIS University: <https://www-emis-com.ez.urosario.edu.co/v2/industries/profile/5.1/indicators/>
- enel. (20 de Abril de 2025). *¿En qué consisten las Áreas de Distribución de Energía? Te contamos*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/es/historias/a202302-en-que-consisten-las-areas-de-distribucion-de-energia.html>
- Enel X Energy. (s.f.). *Enel X*. Obtenido de *¿Cómo funciona la energía en Colombia? Conoce su cadena de valor*: <https://www.enelxenergy.com/Home/blog/energia-para-empresas/energia-en-colombia.html>
- Energía estratégica. (17 de Mayo de 2024). *Energía estratégica*. Obtenido de El listado de las 10 empresas con mayor generación eléctrica de Colombia: <https://www.energiaestrategica.com/el-listado-de-las-10-empresas-con-mayor-generacion-electrica-de-colombia/>
- evcValuation. (02 de 07 de 2015). *The Cost-to-Capacity Method and Scale Factors*. Obtenido de evcValuation: <https://evcvaluation.com/the-cost-to-capacity-method-and-scale-factors/#:~:text=Introduction,the%20previous%20unit%20of%20capacity.>)
- Fincionario. (2025). *¿Qué es la Participación en el Capital?* <https://fincionario.com/definicion-participacion-en-el-capital>.
- FINDETER. (2024). *Eficiencia Energética y Conectividad Virtual*. Obtenido de findeter Banco de Desarrollo Territorial: https://www.findeter.gov.co/productos-y-servicios/lineas-de-credito-directo/eficiencia-energetica-conectividad-virtual?utm_source=chatgpt.com
- Gómez Nasal, A. D. (2019). *Economías de escala en centrales solares de potencia en el Norte de Chile*. Santiago de Chile: Universidad de Chile. Obtenido de <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/173751>
- GÓMEZ, A. G. (2021). *ELASTICIDAD PRECIO - DEMANDA DE LOS USUARIOS NO REGULADOS EN COLOMBIA*. Medellín.

- Grupo Bancolombia. (2025). *Actualización de proyecciones económicas para Colombia*. Grupo Bancolombia. Obtenido de https://www.bancolombia.com/wcm/connect/www.bancolombia.com-26918/983e1e07-d723-42e2-a97a-e873e8ff6f54/Actualizaci%C3%B3n+de+Proyecciones+Econ%C3%B3micas+para+Colombia+-+Marzo+2025.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE.Z18_9O44G4S049MAD06H7SNS78IMS1-983e1
- Hernández Díaz, G. A., Matamoros Cardenas, M., & Sánchez Segura, A. F. (2019). *Actualización de la estimación de los indicadores "Razón Precio-Cuenta"*. Departamento Nacional de Planeación. Obtenido de https://mgaayuda.dnp.gov.co/Recursos/Estimacion_indicadores_razon_precio_cuenta.pdf
- Iberdrola. (20 de 04 de 2025). *Radiación solar: ¿cuál es su impacto sobre el planeta y el ser humano?* Obtenido de <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- Iberdrola. (s.f). *¿Qué son los bonos verdes y para qué se utilizan?* <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/inversiones-bonos-verdes>.
- IEA. (2024). *World Energy Outlook*. Paris: IEA. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024?language=es>
- INTERPOLACIÓN. (s.f.). Obtenido de Métodos Numéricos: https://aniei.org.mx/paginas/uam/CursoMN/curso_mn_04.html
- IPSE, I. d. (2023). *IPSE*.
- Lozano, L. I., & Rincón, H. (2010). *Borradores de Economía*. Bogotá, D.C.: Banco de la República. Obtenido de <https://www.banrep.gov.co/es/formacion-las-tarifas-electricas-e-inflacion-colombia>
- Mateo, J. (05 de 07 de 2023). *¿Cómo calcular la producción fotovoltaica de una placa solar?* Obtenido de POWEN: <https://powen.es/kwh-panel-solar/>
- Minenergía. (2024). Ministerio de Minas y Energía y Findeter en alianza con Asocapitales, Asointermedias y Fedemunicipios lanzan línea de financiamiento para Parques de Generación de Energía Renovable en los Municipios y Territorios Energéticos. *Minenergía*, <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/ministerio-de-minas-y-energ%C3%ADa-y-findeter-en-alianza-con-asocapitales-asointermedias-y-fedemunicipios-lanzan-l%C3%ADnea-de-financiamiento-para-parques-de-generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-re>.
- Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Transición Energética Justa*.
- Mora, Y. S. (2023). *¿Cómo se calcula el valor de la factura de energía en Colombia? Valora Analitik*, (<https://www.valoraanalitik.com/como-se-calcula-el-valor-de-la-factura-de-energia-en-colombia/>).
- National Renewable Energy Laboratory. (2023). *2023 Electricity ATB Technologies and Data Overview*. Obtenido de NREL Transforming ENERGY: <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>

- Organización de Naciones Unidas ORG. (2015). *Objetivos de desarrollo sostenibles*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- Organización Mundial de la Salud. (2022). *WHO ambient air quality database, 2022 update. Status Report*.
- ProColombia. (2024). *Invest In Colombia*. Obtenido de <https://investincolombia.com.co/es/como-invertir/mercado-energia>
- Reporte integral de sostenibilidad, o. y. (2020). *XM*.
- Review Energy. (20 de Abril de 2025). *La difícil tarea de encontrar terrenos adecuados para proyectos renovables*. Obtenido de <https://www.review-energy.com/otras-fuentes/la-dificil-tarea-de-encontrar-terrenos-adecuados-para-proyectos-renovables>
- Rodríguez, J. (04 de 03 de 2024). *Cómo afecta la falta de comisionados en propiedad a la operatividad de la Creg. Portafolio*.
- SINTRAPREVI. (s.f.). *Resumen Histórico IPC 1967 a 2024*. Obtenido de SINTRAPREVI: <https://sintraprevi.org/indicadores.php>
- SMA Solar Technology AG. (s.f.). *Performance ratio: quality factor for the PV*. Obtenido de SMA Solar: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-en-11.pdf#:~:text=The%20performance%20ratio%20is%20a%20measure%20of%20the, and%20theoretical%20energy%20outputs%20of%20the%20PV%20plant.>
- Snakia. (2021). *Bonos Verdes ¿Qué son, cómo funcionan y cómo invertir?* <https://wealth.skandia.com.co/bonos-verdes#:~:text=En%20Colombia%20se%20consideran%20financiables%20como%20bonos,el%20C3%A9ctricos%20veh%20C3%ADculos%20h%20C3%ADbridos%20y%20renovaci%C3%B3n%20de%20flota.>
- Superintendencia Financiera de Colombia. (2025). *Tasa de Cambio Representativa del Mercado-TRM*. Obtenido de Datos Abiertos Colombia: https://www.datos.gov.co/Econom-a-y-Finanzas/Tasa-de-Cambio-Representativa-del-Mercado-TRM/32sa-8pi3/about_data
- Superintendencia Financiera de Colombia. (11 de 04 de 2025). *Tasas y desembolsos por modalidad de crédito*. Obtenido de Superintendencia Financiera de Colombia: <https://www.superfinanciera.gov.co/powerbi/reportes/536/>
- The Conversation. (20 de Abril de 2025). *Cómo mejorar la aceptación social de proyectos de energía renovable*. Obtenido de <https://theconversation.com/como-mejorar-la-aceptacion-social-de-proyectos-de-energia-renovable-225814>
- The fixed income. (2024). *Green Bonds: Definition, History, Advantages, and Disadvantages*. <https://www.thefixedincome.com/blog/bonds-and-debt/green-bonds-definition-history-advantages-and-disadvantages/>.
- U.S DEPARTMENT OF THE TREASURY. (2025). *Daily Treasury Long-Term Rates*. Obtenido de U.S DEPARTMENT OF THE TREASURY: https://home.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/TextView?type=daily_treasury_long_term_rate&field_tdr_date_value=2025

- Unergy. (20 de Abril de 2025). *Unergy*. Obtenido de <https://unergy.io/>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Proyección de Demanda de Energía Eléctrica*. Obtenido de https://www.xm.com.co/consumo/pronostico-de-demanda?utm_source=chatgpt.com
- UPME. (2024). *Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022 - 2052*. Bogotá D.C. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/PEN_2022_2052_Tomo1_VF.pdf
- UPME. (2025). *Factores de emisión del Sistema Interconectado Nacional – SIN para el año 2023*. Obtenido de UPME: <https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/calculo-factor-de-emision-de-Co2-del-SIN.aspx>
- XM. (2025). *Precio Promedio Ponderado en Bolsa*. Obtenido de Sinergox: <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/PrecioPromedioPB.aspx>
- XM. (s.f.). *Precio de bolsa y escasez*. Obtenido de XM: <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-bolsa-y-escasez>
- XM. (s.f.). *Pronóstico de demanda*. Obtenido de XM: <https://www.xm.com.co/consumo/pronostico-de-demanda>

Moreno, M. A. (2010). ¿Qué es la Elasticidad de la Demanda? Elblogsalmon.com. El Blog Salmón. <https://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-la-elasticidad-de-la-demanda>.

<https://www.anla.gov.co/evaluacion-de-licencias-ambientales/sector/energia-presas-represas-trasvases-y-embalses-sela>

https://archivo.minambiente.gov.co/images/normativa/app/decretos/7b-decreto_2041_oct_2014.pdf

- ¿Cómo están evolucionando las energías renovables en el mundo? (2024, 30 mayo). DCD. <https://www.datacenterdynamics.com/es/features/como-estan-evolucionando-las-energias-renovables-en-el-mundo/>
- Alcaldía Mayor de Bogotá. (2021, 12 de julio). *Conoce el ABC de emisión de los bonos verdes en Bogotá*. Alcaldía Mayor de Bogotá. Recuperado de <https://bogota.gov.co/mi-ciudad/hacienda/conoce-el-abc-de-emision-de-los-bonos-verdes-en-bogota#:~:text=Son%20instrumentos%20financieros%20de%20deuda,proyectos%20que%20abordan%20problem%C3%A1ticas%20sociales>
- Alter Finance Group. (2023, 4 de enero). *¿Qué es un business angel?* Alter Finance Group. Recuperado de <https://www.alterfinancegroup.com/blog/diccionario/que-es-un-business-angel>
- Asana. (2021, 25 de marzo). *Crowdfunding: qué es y cómo funciona*. Asana. Recuperado de <https://asana.com/es/resources/crowdfunding>
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2015). *Encadenamientos Productivos para el Desarrollo Inclusivo*.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2020). *La Valoración Económica de los Beneficios Ambientales en Proyectos de Desarrollo*.
- BlackRock. (2021, 3 de agosto). *Cómo invertir en bonos*. BlackRock. Recuperado de <https://www.blackrock.com/mx/intermediarios/educacion/como-invertir-en-bonos>
- Bloomberg. (2023, octubre 16). *JPMorgan returns to green bond market as sales hit record pace*. Bloomberg. Recuperado de <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-10-16/jpmorgan-returns-to-green-bond-market-as-sales-hit-record-pace>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). *Resolución CREG 015 de 2018: Lineamientos para la Generación Distribuida*.
- Convenio 169 de la OIT sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes. (1989).
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2023). *Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026: Colombia Potencia Mundial de la Vida*.
- Duran, J. H. M. (2025). Evolución de las energías renovables en España y Ecuador: un análisis comparativo de datos recientes y tendencias anteriores. *Reincisol*, 4(7), 358-381. [https://doi.org/10.59282/reincisol.v4\(7\)358-381](https://doi.org/10.59282/reincisol.v4(7)358-381)

- Ecoserveis. (2019). *Guía para la financiación de proyectos de energía sostenible (2ª edición)*. Ecoserveis. Recuperado de <https://www.ecoserveis.net/wp-content/uploads/2019/04/guia-para-la-financiacion-de-proyectos-de-energia-sostenible-2a-edicion.pdf>
- Fika. (s.f.). *¿Qué es la financiación bancaria?* Fika. Recuperado de <https://www.fika.cat/es/que-es-la-financiacion-bancaria/>
- Financionario. (2021, 18 de marzo). *Definición: participación en el capital*. Financionario. Recuperado de <https://financionario.com/definicion-participacion-en-el-capital>
- Francovich, G. (2024, 17 mayo). *El listado de las 10 empresas con mayor generación eléctrica de Colombia*. Energía Estratégica. <https://www.energiaestrategica.com/el-listado-de-las-10-empresas-con-mayor-generacion-electrica-de-colombia/>
- Fthenakis, V. M. (2009). Life cycle impact analysis of cadmium telluride (CdTe) photovoltaic technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(9), 2703-2721.
- García, M., Pérez, R., & Soto, J. (2014). Environmental impacts of photovoltaic power plants: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 861-876.
- Gobernación de La Guajira. (2021). *Estrategia Departamental de Cambio Climático de La Guajira*.
- Hernández, R. R., & Kenny, S. T. (2010). Environmental impacts of utility-scale solar energy. *Environmental Science & Technology*, 44(16), 6214-6222.
- Iberdrola. (n.d.). *Inversiones en bonos verdes*. Iberdrola. Recuperado de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/inversiones-bonos-verdes>
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2021). *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- **International Capital Market Association (ICMA)**. (2021). *Green bond principles 2021*. Recuperado de <https://www.icmagroup.org/assets/documents/Regulatory/Green-Bonds/Translations/2021/Spanish-GBP-2021.pdf?vid=2>
- International Renewable Energy Agency (IRENA) & IEA-PVPS. (2016). *End-of-life management: Solar photovoltaic panels*.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *Water Use in the Power Sector*.
- Investopedia. (2023, 26 de mayo). *Equity participation*. Investopedia. Recuperado de <https://www.investopedia.com/terms/e/equity-participation.asp>
- Jensen, G. L. (2012). The impact of large-scale renewable energy projects on land values. *Land Economics*, 88(4), 739-760.
- Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2023, 2 de febrero). *Ministerio de Minas y Energía y Findeter, en alianza con Asocapitales, Asointermedias y Fedemunicipios, lanzan línea de financiamiento para parques de generación de energía renovable en los municipios y territorios energéticos*. Ministerio de Minas y Energía. Recuperado de <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/ministerio-de-minas-y->

[energ%C3%ADa-y-findeter-en-alianza-con-asocapitales-asointermedias-y-fedemunicipios-lanzan-l%C3%ADnea-de-financiamiento-para-parques-de-generaci%C3%B3n-de-energ%C3%ADa-renovable-en-los-municipios-y-territorios-energ%C3%A9ticos/#:~:text=y%20Territorios%20Energ%C3%ADticos-Ministerio%20de%20Minas%20y%20Energ%C3%ADa%20y%20Findeter%20en%20alianza%20con,Minenerg%C3%ADa%20%2C%20Bogot%C3%A1.](#)

- Ministerio de Minas y Energía. (2014). *Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.*
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Documento de la Política de Transición Energética Justa.*
- Organización Internacional del Trabajo (OIT). (2017). *La igualdad de género en el mundo del trabajo: Un panorama general.*
- Organización Mundial de la Salud (OMS). (2021). *Calidad del aire y salud.*
- Pearce, D. W., & Atkinson, G. D. (1992). *International Yearbook of Environmental and Resource Economics 1992/1993: A Survey of Environmental Economics.* Edward Elgar Publishing.
- PIMCO. (2021, 8 de octubre). *Everything you need to know about bonds.* PIMCO. Recuperado de <https://www.pimco.com/lat/es/resources/education/everything-you-need-to-know-about-bonds>
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). (2019). *Energía Sostenible para Todos: Un Marco para la Acción.*
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). (2021). *Valuing What Matters: How to Account for Environmental Externalities in Green Investments.*
- Skandia. (2021, 17 de noviembre). *Bonos verdes: qué son y cómo funcionan.* Skandia. Recuperado de <https://wealth.skandia.com.co/bonos-verdes#:~:text=En%20Colombia%20se%20consideran%20financiables%20como%20bonos,el%C3%A9ctricos%2C%20veh%C3%ADculos%20h%C3%ADbridos%20y%20renovaci%C3%B3n%20de%20flota.>
- The Fixed Income. (2023, marzo 9). *Green bonds: Definition, history, advantages and disadvantages.* The Fixed Income. Recuperado de <https://www.thefixedincome.com/blog/bonds-and-debt/green-bonds-definition-history-advantages-and-disadvantages/>
- Tsoutsos, T., Frantzis, V., Gekas, V., Markatos, G., & Papaefthymiou, G. (2005). Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, 33(3), 289-296.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2023). *Factores de Emisión para el Sistema Interconectado Nacional de Colombia.*
- Universidad Externado de Colombia. (2021). *Emisión de bonos verdes para una economía sostenible en Colombia.* Universidad Externado de Colombia. Recuperado de

<https://www.uexternado.edu.co/wp-content/uploads/2021/12/Emisio%CC%81n-de-Bonos-Verdes-para-una-Economi%CC%81a-sostenible-en-Colombia.pdf>

- UPME. (2017). *Mecanismos e instrumentos financieros para proyectos de eficiencia energética y energías renovables*. Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Recuperado de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Mecanismos_Instrumentos_Financieros_Proj_EEE.pdf

Requisitos:

Los emisores de bonos verdes deben cumplir con ciertos estándares internacionales, como los **Principios de Bonos Verdes (Green Bond Principles - GBP)**, desarrollados por la Asociación Internacional de Mercados de Capitales (ICMA). Según GBP, los cuatro componentes principales para la alineación son:

1. Uso de los Fondos

- Los fondos recaudados a través de fondos verdes deben destinarse exclusivamente a proyectos que vayan alineados a los objetivos sostenibles y que tengan un impacto ambiental claro.

2. Proceso de Evaluación y Selección de Proyectos

- El emisor de un Bono Verde debe comunicar a los inversores de forma clara:
- Los objetivos de sostenibilidad ambiental de los proyectos.
- Análisis y justificación de como el proyecto puede encajar dentro de las categorías de Proyectos Verdes.
- Información sobre los procesos mediante los cuales se identifican y gestionan los riesgos sociales y ambientales percibidos asociados con el proyecto.
- Cumplimiento de criterios ambientales y sociales: Los proyectos también deben cumplir con estándares ambientales y sociales y de gobernanza como el respeto a los derechos humanos y a las normativas locales e internacionales.

3. Gestión de los Fondos

- Plazo y Uso a Largo Plazo: Los bonos verdes, al estar dirigidos a proyectos con beneficios a largo plazo, por lo cual, los proyectos deben ser sostenibles a largo plazo asegurando que los beneficios ambientales perduren en el periodo de tiempo de ejecución de este.

4. Informes

Reportes periódicos: Se deben presentar informes periódicos por parte de los emisores de bonos verdes a fin de garantizar la transparencia del uso de los fondos y comunicar el impacto generado a partir del proyecto.