

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN
ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA**

GUSTAVO ADOLFO BERMÚDEZ GIRALDO

LINA MARCELA HENAO PEÑA

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA CALI
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS
MAESTRÍA EN FINANZAS
SANTIAGO DE CALI, COLOMBIA**

2024

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN
ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA**

GUSTAVO ADOLFO BERMÚDEZ GIRALDO

LINA MARCELA HENAO PEÑA

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de
MAGÍSTER EN FINANZAS**

Director de trabajo de grado: José Augusto Castillo

Doctor en Administración con énfasis en Finanzas

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA CALI
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS
MAESTRÍA EN FINANZAS
SANTIAGO DE CALI, COLOMBIA**

2024

Santiago de Cali, 15 de mayo del 2024

Doctor

Fabián Fernando Osorio Tinoco

Decano

Facultad De Ciencias Económicas y Administrativas

Pontificia Universidad Javeriana

Cali

Por medio de la presente estamos entregando a usted el Trabajo de Grado cuyo título es “Análisis de factibilidad financiera de proyectos de inversión en energía renovable fotovoltaica en Colombia”.

Esperamos que este Trabajo cumpla con los requisitos académicos exigidos y que alcance el propósito para el cual fue elaborado.

Atentamente,



Lina Marcela Henao Peña

CC 1.144.069.877



Gustavo Adolfo Bermúdez Giraldo

CC 1.130.594.996

Santiago de Cali, 15 de mayo del 2024

Doctor

Fabián Fernando Osorio Tinoco

Decano

Facultad De Ciencias Económicas y Administrativas

Pontificia Universidad Javeriana

Cali

Por medio de la presente me permito comunicarle, que en mi calidad de director de trabajo de grado he leído detenidamente el informe final del estudio titulado “Análisis de factibilidad financiera de proyectos de inversión en energía renovable fotovoltaica en Colombia”, realizado por los estudiantes de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas de la Pontificia Universidad Javeriana de Cali Gustavo Adolfo Bermúdez Giraldo 1.130.594.996 y Lina Marcela Henao Peña CC 1.144.069.877, y considero que cumple con todos los requisitos requeridos para ser presentado a evaluación.

Atentamente,



José Augusto Castillo

CC 94.277.402

ARTÍCULO 23 de la resolución N° 13 de julio 6 de 1946

“La Universidad no se hace responsable por los conceptos emitidos por sus alumnos en sus trabajos de Tesis. Sólo velará porque no se publique nada contrario al dogma y a la moral católica y porque la Tesis no contenga ataques o polémicas puramente personales; antes bien, se vea en ellas al anhelo de buscar la Verdad y la Justicia”.

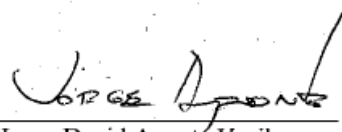
“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD FINANCIERA DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE FOTOVOLTAICA EN COLOMBIA”, Aprobado por el Comité de Trabajos de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Pontificia Universidad Javeriana para optar por el título de Magíster en Finanzas.



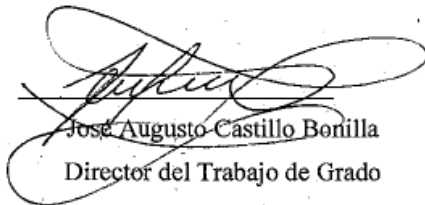
Fabian Fernando Osorio Tinoco
Decano
Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas



Jessica Gil Carcedo
Directora de Maestría en Finanzas.



Jorge David Aponte Vasilescu
Jurado.



José Augusto Castillo Bonilla
Director del Trabajo de Grado

Santiago de Cali, 04 de julio del 2024

RESUMEN

Este trabajo analiza la factibilidad financiera de proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala en Colombia, considerando un horizonte temporal de veinticinco (25) años dada la vida útil de los paneles solares. Se desarrolla un modelo financiero robusto que integra análisis de sensibilidad, simulación de Monte Carlo y estrategias de gestión de riesgos para evaluar la rentabilidad del proyecto bajo condiciones de incertidumbre. Se exploran las implicaciones de los incentivos gubernamentales, sensibilizando el modelo vía precios de ventas y CAPEX. El objetivo es determinar la viabilidad económica del proyecto y guiar la toma de decisiones estratégicas para el desarrollo de la energía solar en Colombia.

Palabras claves: Factibilidad financiera, energía solar fotovoltaica, análisis de sensibilidad, simulación Montecarlo.

ABSTRACT

This study analyzes the financial feasibility of large-scale solar photovoltaic projects in Colombia, considering a time horizon of twenty-five (25) years given the lifespan of solar panels. A robust financial model is developed that integrates sensitivity analysis, Monte Carlo simulation, and risk management strategies to evaluate project profitability under conditions of uncertainty. The implications of government incentives are explored, sensitizing the model through sales prices and CAPEX. The objective is to determine the economic viability of the project and guide strategic decision-making for the development of solar energy in Colombia.

Keywords: Financial feasibility, solar photovoltaic energy, sensitivity analysis, Monte Carlo simulation.

Tabla de contenido

1.	Introducción	2
2.	Marco teórico	4
2.1.	Antecedentes	4
2.2.	Marco conceptual	7
2.3.	Marco legal	23
3.	Objetivos y metodología	27
3.1.	Objetivo general	27
3.2.	Objetivos específicos	27
3.3.	Metodología	28
4.	Análisis del mercado energético en territorio colombiano.....	31
4.1.	Demanda energética.....	31
4.2.	Precios del mercado energético colombiano.....	36
4.3.	Capacidad de la planta – Potencia del mercado energético colombiano	42
4.4.	Factor de la planta – Indicador de utilización.....	43
5.	Supuestos y parámetros para la construcción del modelo financiero.....	44
5.1.	Costos primarios – Planta de energía fotovoltaica.....	44
5.1.1.	Gasto en capital (CAPEX).....	44
5.1.2.	Costos de conexión	45
5.1.3.	Costos de operación (OPEX).....	44
5.1.4.	Impuestos	45
5.2.	Estructura de capital.....	45
5.3.	Costo promedio ponderado de capital (CPPC o WACC).....	46

5.4.	Modelo financiero	47
6.	Conclusiones	58
7.	Recomendaciones para investigaciones futuras.	61
8.	Referencias.....	62
9.	Anexos	66

Lista de Figuras

Figura 1. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 2015-2030.....	7
Figura 2. Variación de costos de energía solar y eólica comprada con fuentes fósiles.	10
Figura 3. Promedio multianual de irradiación solar por las principales ciudades de Colombia..	11
Figura 4. Número de proyectos vigentes de energías renovables en Colombia.	13
Figura 5. Estructura del mercado colombiano.	14
Figura 6. Demanda energética colombiana 2015 al 2023.....	31
Figura 7. Demanda energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia (2015 al 2023).....	34
Figura 8. Análisis de volatilidad de la demanda energética de Colombia (2015 al 2023).	34
Figura 9. Descomposición de serie de tiempo de la demanda energética en Colombia (2015 al 2023).	35
Figura 10. Predicción Holt-Winters para la demanda energética en Colombia.....	36
Figura 11. Precio del mercado energético colombiano 2015 - 2023	37
Figura 12. Precio del mercado no regulado de Colombia (2015 al 2023).....	38
Figura 13. Análisis de volatilidad del precio en el mercado no regulado de Colombia (2015 al 2023).	39
Figura 14. Descomposición serie de tiempo del precio (mercado no regulado) en Colombia (2015 al 2023).	40
Figura 15. Predicción Holt-Winters para el precio promedio ponderado (PPP) del mercado no regulado en Colombia.	41
Figura 16. Proceso para construcción de la evaluación del modelo financiero.....	44
Figura 17. Detalle de costos de operación y mantenimiento (O&M) por tipo de tecnología	44

Figura 18. Distribución Montecarlo para el VPN – Simulación precios de energía.	53
Figura 19. Distribución Montecarlo para TIR - Simulación precios de energía.....	54
Figura 20. Distribución Montecarlo para VPN - Simulación inversión inicial.	55
Figura 21. Distribución Montecarlo para TIR - Simulación inversión inicial.....	56

Lista de Tablas

Tabla 1. Participación en la matriz de generación eléctrica del Sistema Internacional Interconectado (SIN) por tipo de fuente energética.....	12
Tabla 2. Proyectos de inversión en FNCR al primer trimestre del 2023 en Colombia.....	42
Tabla 3. Factor de planta por tecnología.....	43
Tabla 4. Gastos de capital (CAPEX) – Planta de generación	45
Tabla 5. Estructura de capital – Planta de generación	45
Tabla 6. Resumen de métricas utilizadas para el cálculo del WACC.....	46
Tabla 7. Resumen de parámetros y escenarios - Modelo financiero	48
Tabla 8. Métricas sensibilizadas bajo escenarios comparativos - Modelo financiero	49

Lista de Anexos

Anexo A. Fórmulas de métricas financieras.....	66
Anexo B. Información demanda energética colombiana.....	69
Anexo C. Información precio promedio ponderado (PPP) energética colombiana	75
Anexo D. Estadísticas de precios anuales - Modelo financiero.....	81
Anexo E. Estados de Resultados – Modelo Financiero por escenario	79
Anexo F. Estado de Situación Financiera – Modelo Financiero por escenario.....	82
Anexo G. Flujos de Caja Descontados - Modelo Financiero por escenario.....	85

1. Introducción

El panorama energético mundial se encuentra en un punto de inflexión, marcado por la urgencia de mitigar el cambio climático y asegurar un futuro sostenible. En este contexto, las energías renovables, en particular la energía solar fotovoltaica, se presentan como alternativas viables y con un potencial transformador para la matriz energética global. Colombia, con su privilegiada ubicación geográfica y abundante radiación solar, se erige como un actor estratégico en esta transición energética. El gobierno colombiano, consciente de este potencial, ha implementado políticas de incentivos y marcos regulatorios, como la Ley 2099 de 2021 (Congreso de la República de Colombia, 2021), con el objetivo de impulsar la inversión en proyectos de energía solar fotovoltaica. Estas iniciativas buscan no solo diversificar la matriz energética del país, sino también fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética.

No obstante, la evaluación de la factibilidad financiera de estos proyectos se enfrenta a un desafío crucial: la incertidumbre inherente a variables clave que determinan su rentabilidad. El precio de la energía, la eficiencia de la tecnología (factor de planta) y los costos de inversión (CAPEX) son factores sujetos a fluctuaciones, influenciados por dinámicas económicas, tecnológicas y regulatorias, que pueden afectar significativamente el atractivo de estos proyectos para los inversionistas.

Esta tesis se adentra en el análisis de la factibilidad financiera de proyectos de energía solar fotovoltaica en Colombia, considerando un horizonte temporal de veinticinco (25) años. A través de un modelo financiero robusto y la aplicación de técnicas de análisis de sensibilidad y simulación de Monte Carlo, se busca comprender cómo la incertidumbre en las variables clave impacta la rentabilidad de estos proyectos. Asimismo, se explorará el impacto de los incentivos

gubernamentales y se discutirán estrategias para optimizar la eficiencia y minimizar los costos, proporcionando a los inversionistas una visión integral del panorama de inversión en energía solar fotovoltaica en Colombia, por ello, se plantea la pregunta de investigación:

¿Cómo se puede desarrollar un modelo financiero robusto, que integre análisis de sensibilidad, simulación de Monte Carlo, para evaluar la factibilidad financiera de proyectos de energía solar fotovoltaica a gran escala en Colombia, considerando la incertidumbre, el impacto de los incentivos gubernamentales, y buscando maximizar la rentabilidad a largo plazo (25 años) en un contexto de desarrollo sostenible?

2. Marco teórico

2.1. Antecedentes

De acuerdo con la literatura, el correcto análisis y estudio de un proyecto de inversión garantiza la eficiente e informada toma de decisiones, así como la asignación óptima de recursos mediante una planeación estratégica que despliegue y contemple el análisis del mercado, la evaluación de viabilidad financiera, la identificación de posibles riesgos y retos que puede conllevar el proyecto. Es así como lo plantea Hurtado Zamora (2017) en el análisis de viabilidad de un proyecto de energía eólica en el contexto peruano, aplicando un modelo estadístico de simulación Montecarlo. El autor contempla seis variables de entrada al modelo, a saber: precio, costos de operación, inversión total, costo medio ponderado del capital (WACC), producción y estructura financiera del proyecto, utilizando el valor actual neto (VAN) como variable principal sobre la que se mide el efecto de cambios en las variables de entrada. Los resultados indican que el proyecto es económicamente viable mediante el resultado del VAN, lo que sugiere su aceptabilidad, destacando su atractiva rentabilidad, respaldada por un análisis sólido de flujos de efectivo previsible. Además, se enfatiza la importancia de abordar adecuadamente los aspectos sociales y ambientales en el desarrollo de proyectos eólicos.

Los proyectos de inversión en energías renovables se han convertido en una prioridad de gobiernos e inversionistas alrededor del mundo. La inversión en este tipo de fuentes energéticas ha crecido durante los últimos años según informe de BloombergNEF (2024) donde se afirma: “El año pasado se batieron récords de inversión mundial en energías renovables. El fuerte crecimiento en EE.UU. y Europa impulsó la subida mundial. A pesar de un año repleto de titulares pesimistas sobre proyectos de energía eólicos, el sector atrajo una cantidad récord de financiación” (p.10). Este crecimiento está siendo impulsado por las Organización de las Naciones Unidas (ONU, 2024)

quienes hacen un llamado para generar un cambio climático, disminuir la contaminación y acelerar la transición a energías renovables con lo que buscan promover el desarrollo económico sostenible y mejorar la seguridad energética del mundo.

Es claro que los países subdesarrollados promueven los crecimientos o decrecimientos significativos en gran parte de los sectores de la economía a nivel mundial. Sin embargo, los países latinoamericanos, considerados en su mayoría como economías emergentes (Brasil, México, Chile, Colombia, Perú, entre otros) se encuentran movilizando sus recursos de inversión cada vez más en proyectos de migración energética. Los autores Washburn & Pablo-Romero (2019) enfocan su estudio en las medidas adoptadas por dieciocho (18) países latinoamericanos para fomentar el uso de energías renovables en la generación de electricidad de acuerdo con su participación y vinculación al Acuerdo de París. Los países estudiados han generado compromisos claros entorno a la transformación energética y para tal efecto, han implementado al menos una medida de promoción. Las medidas más comunes incluyen incentivos fiscales: exenciones en impuestos sobre la renta, impuesto al valor agregado y aranceles. Los resultados del estudio muestran una correlación positiva entre los países que han sido más activos en la promoción de energías renovables y su desempeño en términos de adopción de estas fuentes de energía en los años analizados.

Colombia, país participante dentro de los Acuerdos de París, pionero y promotor de la generación de energía eléctrica a través de fuentes amigables con el ambiente, cuenta con una matriz energética basada principalmente en plantas hidroeléctricas (fuente renovable) la cual, representa la mayor parte de la capacidad instalada y producción de electricidad del país, generando alrededor del 65% al 70% de energía según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (MME) (2015). Por otra

parte, las fuentes térmicas (combustión de fósiles – fuente no renovable) representan el 25% a 30% de la energía producida, basadas en carbón y gas natural. Por último, contando con una menor participación dentro de la matriz energética colombiana con menos del 5%, se encuentran las energías renovables no convencionales como la solar y la eólica. El reto para Colombia se centra en la diversificación de sus fuentes generadoras de energía en miras a reducir la dependencia y así, aumentar la seguridad mediante la mitigación de riesgos concernientes con la volatilidad de precios, variabilidad climática, incertidumbre frente a la disponibilidad y acceso equitativo para toda la población del territorio.

El país ha generado diversos incentivos o medidas de promoción, como deducciones al impuesto sobre la renta y exenciones de IVA, sin embargo, según los últimos estudios de la UPME y MME (2015), estos esfuerzos son insuficientes para garantizar la estabilidad, retorno y éxito financiero de inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, principalmente en proyectos basados en energía solar. Producir energía mediante estructuras fotovoltaicas precisa tolerar elevados costos, producto de la baja oferta y poca adopción de estas tecnologías.

Puntualmente el trabajo desarrollado por López Mejía (2017) es una puesta en escena de la evaluación de proyectos de inversión, argumentado en la viabilidad financiera de la generación de energía fotovoltaica por medio de huertos solares en la ciudad de Pereira. La metodología utilizada se basa en la estimación del valor de la inversión mediante el levantamiento de estados financieros y proyección de flujo de caja para determinar el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), construyendo el WACC y determinando el costo de la deuda. La autora, establece la viabilidad del proyecto mediante el análisis de indicadores de liquidez y rentabilidad concluyendo que, el proyecto es factible bajo perspectivas de mercado, análisis técnico,

administrativo, legal y ambiental; no obstante, el proyecto no brinda los rendimientos financieros esperados en el transcurso de cinco años.

2.2. Marco conceptual

Desarrollo sostenible

El desarrollo sostenible es un concepto integral que reconoce la interconexión de los sistemas ambientales, sociales y económicos. Su objetivo es crear un equilibrio armonioso entre estas dimensiones para asegurar el bienestar de las generaciones presentes y futuras. Colombia como país perteneciente a la Organización de las Naciones Unidas (ONU) desde 1945, bajo su soberanía e independencia se comprometió con los principios y propósitos, trazando una agenda de 17 objetivos mundiales (Objetivos de desarrollo sostenible - ODS) al 2030 como se evidencia en la Figura 1, concebidos como el plan maestro para generar un futuro sostenible (Organización de las Naciones Unidas Colombia [ONU-C], 2024).

Figura 1.

Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 2015-2030.



Fuente: Tomado de la página oficial de las Naciones Unidas. Consultado en marzo 2024.

El Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) número siete (7) es "Energía asequible y no contaminante", el cual busca garantizar que todas las personas tengan acceso a servicios de energía sostenible (contribuyendo a la reducción de la pobreza y mejorando las condiciones de vida de la población) a través del uso de fuentes de energía renovable, como solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa, para reducir la dependencia de combustibles fósiles. Lo expuesto por la ONU mediante este objetivo es crucial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. De forma adicional, fomenta la sostenibilidad a largo plazo de los recursos energéticos, generando colaboración internacional en términos de investigación y desarrollo tecnológico como mecanismo impulsor para la utilización de energías limpias y eficientes.

Energía renovable

La energía renovable (ER) o fuentes no convencionales de energía (FNCE) son todas aquellas fuentes energéticas derivadas de un proceso geológico, obtenidas de orígenes naturales que tienden a renovarse (inagotables o infinito) de forma más rápida de lo que pueden consumirse, considerándose ambientalmente sostenibles. Un claro ejemplo de estas fuentes son la luz solar y el viento; las cuales son renovadas continuamente, pululan y son obtenidas bajo casi cualquier entorno (Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía [FENOG], 2024). Por el contrario, los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas, se caracterizan por ser fuentes de energía no renovables, es decir, tardan cientos de millones de años en formarse y son considerados fuentes de energía agotables. Adicionalmente, los combustibles fósiles requieren del proceso de combustión para transformarse en energía, lo que provoca emisiones dañinas en forma de gases de efecto invernadero (dióxido de carbono) que ha deteriorado con el paso de los años de forma significativa la capa protectora de la tierra contra

radiación ultravioleta (Ozono), obteniendo como resultado cambios climáticos (variaciones extremas de temperaturas) que afectan la salud de los diversos ecosistemas terrestres y marinos.

Energía solar

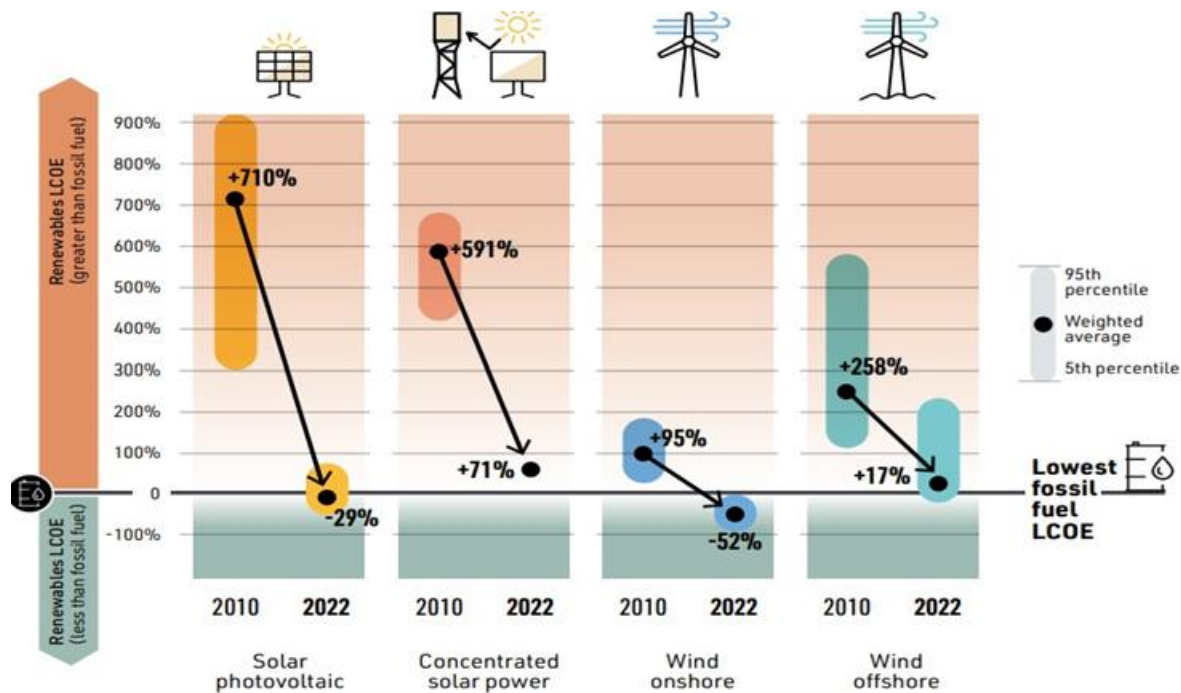
Fuente no convencional de energía (FNCER) captada de la radiación solar (energía electromagnética generada por el sol). Requiere el uso de paneles fotovoltaicos o espejos que concentren la radiación solar, transformando la luz solar en energía eléctrica. Esta fuente de energía renovable se encuentra disponible en cualquier parte del mundo, con variaciones en intensidad y duración por condiciones geográficas. Colombia, país con clima tropical y cercanía al eje ecuatorial, se caracteriza por tener potencial solar, es decir, puede obtenerse una cantidad considerable de radiación solar aun con un cielo nublado. Lo anterior aporta propiedades específicas para la generación de energía eléctrica mediante fuentes solares de forma permanente ya que según el reporte de la 28ª Conferencia de las Partes dentro del Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (2023) “La velocidad a la que la Tierra intercepta la energía solar es aproximadamente 10.000 veces superior a la velocidad con la que la humanidad consume la energía”.

Aun cuando las condiciones climáticas sean favorables, la inversión requerida para la fabricación de paneles solares ha sido el principal desafío para que los inversionistas vean con ojos atractivos este tipo de proyectos. No obstante, la infraestructura y construcción de herramientas de captura de energía solar ha experimentado avances significativos tanto en eficiencia tecnológica como en reducción de costos durante la última década (ver Figura 2). Para el año 2010, el costo promedio ponderado de electricidad (LCOE) para energía solar fotovoltaica era de 0,445 USD/kWh, representando un 710% más costoso que los combustibles fósiles. Doce años después, las cifras para el año 2022 son más alentadoras y competitivas puesto que, el LCOE para el FNCER

de interés fue de 0.049 USD/kWh en comparación con el LCOE de combustibles fósiles estimado en 0.069 USD/kWh, reflejando una variación 29% a favor de las tecnologías de sostenibilidad energética (COP28 et al., 2023).

Figura 2.

Variación de costos de energía solar y eólica comprada con fuentes fósiles.



Fuente: Tomado del reporte oficial de la 28ª Conferencia de las Partes dentro del Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, (p. 24). Consultado en marzo 2024.

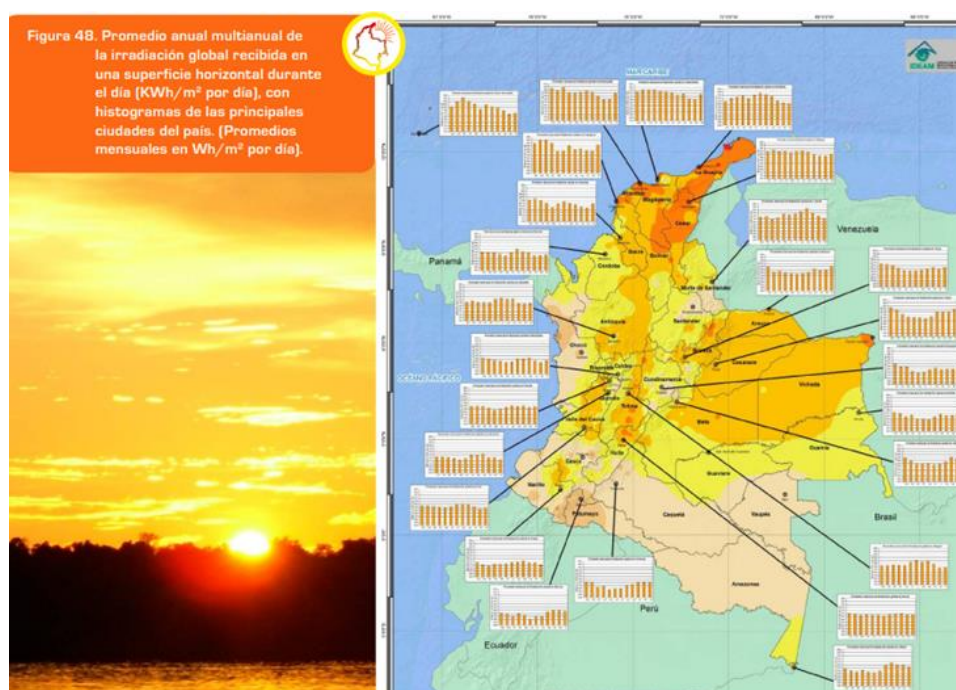
Energía solar en Colombia

La Institución Pública de Apoyo Técnico y Científico al Sistema Nacional Ambiental en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética (IDEAM & UPME, 2017) consolidaron un atlas de radiación solar que busca remover barreras del conocimiento e implementación de tecnologías para el aprovechamiento de los recursos renovables en Colombia y según el cual: “Colombia, debido a su posición geográfica, es favorecida con una gran disponibilidad de recurso solar. Las zonas de mayor intensidad de radiación solar global, superiores a los 4,5 kWh/m² por

día, son: las Islas de San Andrés y Providencia, amplios sectores de la región Caribe, Vichada, Arauca, Casanare, Meta, el norte, sur y oriente de Antioquia, el centro y norte de Boyacá, el occidente de Cundinamarca, el oriente y centro del Tolima, el norte del Huila; la zona que se inicia en el norte del Cauca, atraviesa el Valle del Cauca de sur a norte y llega hasta el Eje Cafetero, así como sectores puntuales del norte de Nariño, del norte de Norte de Santander y del suroriente de Santander. Los valores más altos (superiores a los 5,5 kWh/m² por día) se muestran en pequeños sectores del centro y norte de La Guajira. Las zonas con menor intensidad de radiación solar global en Colombia, con promedios inferiores a los 3,5 kWh/m² por día, se registran en sectores del occidente del Chocó, occidente de Putumayo, oriente de Cauca, oriente, sur y noroccidente de Nariño y en pequeños sectores de Caquetá, Huila, Cundinamarca, Quindío, Boyacá y Santander” (ver Figura 3).

Figura 3.

Promedio multianual de irradiación solar por las principales ciudades de Colombia.



Fuente: Tomado de Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia (p. 66).

Colombia cuenta con el potencial geoespacial para el desarrollo de proyectos de energía solar. En la actualidad, la matriz energética del país es clasificada como limpia, lo que implica que una proporción significativa de la energía producida y consumida proviene de fuentes consideradas renovables o de bajo impacto ambiental como se ilustra en la Tabla 1. La energía hidráulica ha sido históricamente una fuente importante en la matriz energética de Colombia, generando grandes niveles de dependencia de la misma y baja diversificación ante impactos inminentes como el fenómeno del niño (escasez de lluvia) bajo comportamientos extremos por el inminente cambio climático (España Exportación e Inversiones [ICEX], 2022) .

Tabla 1.

Participación en la matriz de generación eléctrica del Sistema Internacional Interconectado (SIN) por tipo de fuente energética.

Fuente	2018	2019	2020	2021
No renovable	16,70%	21,08%	26,77%	16,60%
Renovable	83,30%	78,92%	73,23%	83,42%
Biomasa	1,06%	1%	1,04%	1,07%
Eólica	0,06%	0,09%	0,01%	0,08%
Hidráulica	82,17%	77,64%	71,89%	81,82%
Solar	0,02%	0,19%	0,28%	0,44%
Datos claves				
258,66 MWh	Total de MWh solares fotovoltaicos en operación en el SIN a septiembre 2022.			
725 MWh	Capacidad instalada procedente FNCER a mayo de 2022. Equivale a 25 veces lo que tenía Colombia en 2018 (28MWh). Crecimiento aproximado del 25%.			
6	Nuevos proyectos fotovoltaicos en operación en septiembre 2022. Supone 86 nuevos MWh al SIN. Un 50% más de lo que estaba conectado.			

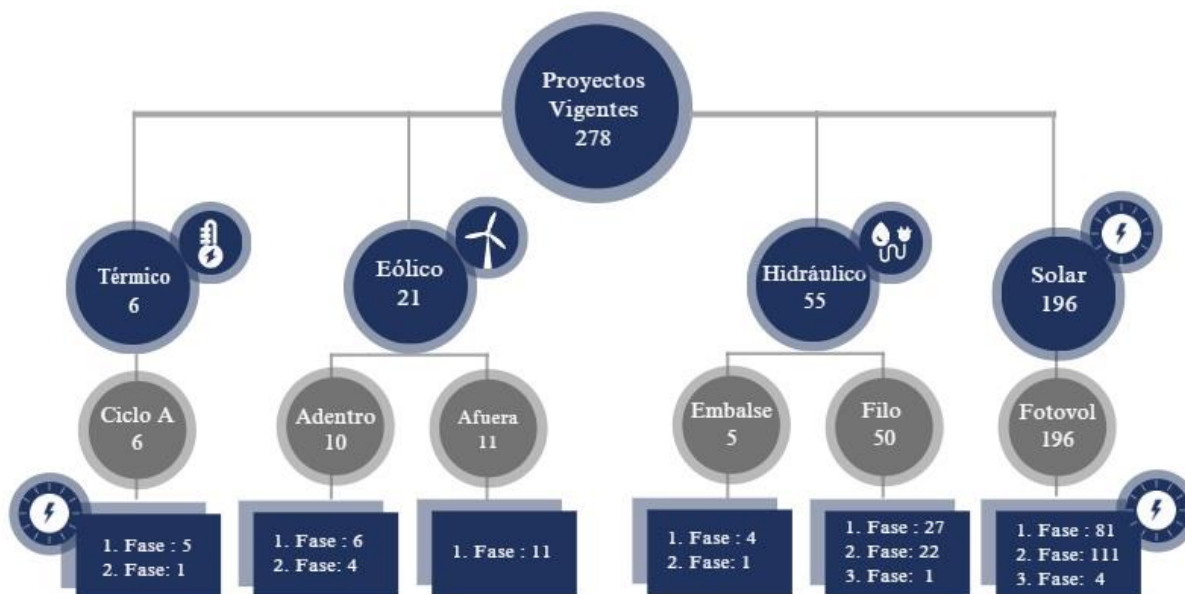
Fuente: Tomado de reporte emitido por ICEX en el año 2022.

Según el seguimiento de la (UPME, 2023) frente al despliegue de proyectos de transición energética, afirma: “La cantidad de proyectos vigentes a corte del primer trimestre de 2023 es de

278 proyectos, siendo la mayor cantidad de 196 de tipo solar, 55 de tipo hídrico, seguido de 21 de tipo eólico con 11 costa afuera y 10 costa adentro, y finalmente 6 proyectos de tipo térmico” como se evidencia en la Figura 4.

Figura 4.

Número de proyectos vigentes de energías renovables en Colombia.



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informe de avance proyectos de generación (UPME) en el año 2023.

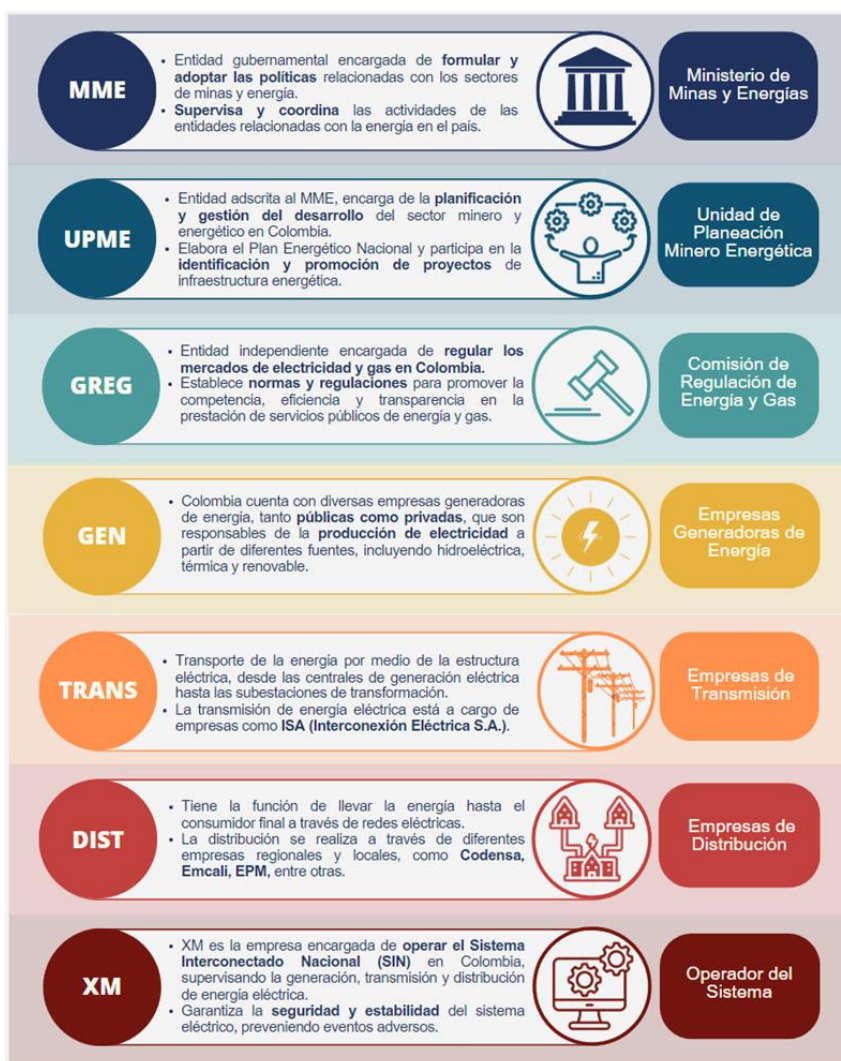
Estructura del mercado de energía en Colombia

A finales del siglo XIX, Colombia inició el proceso de electrificación como resultado de inversiones privadas (generación, distribución y comercialización). Sin embargo, la necesidad de ampliar y abarcar el territorio por parte del sector energético, suscitó fuertes debates e inconformidades, razón por la cual, las empresas existentes pasan a manos del Estado y con ello, se inicia la creación y consolidación del mercado energético del país. En la década de 1960, se crearon varias empresas públicas para gestionar la generación y distribución de energía eléctrica en diferentes regiones del país como las Empresas Públicas de Medellín (EPM) en 1955 e

Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) en 1967. Un hito importante en la regulación del sector energético en Colombia fue la promulgación de la Ley 142 y 143 de 1994 (Bello & Beltrán, 2010). Esta ley introdujo reformas significativas al sector eléctrico, estableciendo un marco regulatorio que buscaba promover la competencia, la eficiencia y la participación del sector privado, generando la apertura del mercado en Colombia (ver Figura 5).

Figura 5.

Estructura del mercado colombiano.



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Artículo caracterización y pronósticos del precio spot de la energía eléctrica en Colombia (p.4-10).

Empresas generadoras de energía en Colombia

La negociación de energía eléctrica en territorio colombiano se lleva a cabo principalmente en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) el cual tiene como objetivo, facilitar la compra y venta de energía entre generadores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores. Como se evidencia en la Figura 5, el mercado y/o sistema es administrado u operado por la empresa la Compañía de Expertos en Mercados S.A (XM), fundada en el año 2002. Las operaciones del mercado se efectúan teniendo en cuenta las estructuras y mecanismos existentes, a saber:

Mercado Regulado. Las transacciones se encuentran sujetas a definición y regulación por parte del gobierno el cual, fija las tarifas de acceso a la red, los precios de la energía eléctrica, mecanismos de asignación de capacidad, entre otras. Esta labor la ejecuta la Comisión de Regulación de Energía y Gas (GREG).

Mercado No Regulado. Contratos bilaterales, donde el precio se determina mediante mecanismos de oferta y demanda. Esta modalidad de negociación es considerada más flexible ya que las actividades no requieren la intervención de la GREG, por el contrario, las partes definen y determinan los términos contractuales y los precios.

Mercado de Subastas. Sistema basado en licitaciones y concesiones de asignación obtenido mediante competencia. XM es la entidad organizadora bajo la vigilancia de la GREG de este tipo de transacciones.

En Colombia, el funcionamiento del MEM se encuentra constituido a la luz de la existencia de una Bolsa de Energía (BE) donde se realizan intercambios comerciales en tiempo real y a corto plazo bajo la supervisión de la GREG, las transacciones spot se realizan dentro de un marco normativo y sujeto a regulaciones específicas de transacciones de contado y de entrega inmediata (Bello & Beltrán, 2010).

Proyecto de inversión

Un proyecto de inversión es una idea, iniciativa o propuesta estructurada con intención estratégica de generar valor organizacional y/o personal. Requiere planeación clara y objetiva, asignación de recursos o presupuesto financiero, humano y material con el propósito de obtener ingresos netos después de un periodo de construcción y arranque (punto de equilibrio), contemplando una planeación detallada y evaluación de viabilidad. Al final, las partes interesadas o inversores deben recuperar el valor invertido y obtener beneficios o rendimientos acordes a sus expectativas y a las condiciones del mercado (Serrano, 2018).

Evaluación de un proyecto de inversión

La evaluación de un proyecto de inversión es un proceso sistemático para definir, analizar, identificar, cuantificar y valorar los costos, beneficios, riesgos e impactos propios de éste, considerando el período de tiempo durante el cual se justifica, desde una mirada económica, mantener operando el proyecto (vida útil). El objetivo final de la evaluación es tomar la decisión de si llevar a cabo el proyecto por efecto del potencial de retorno (Serrano, 2018).

Viabilidad de un proyecto de inversión

Se define la viabilidad de un proyecto como la posibilidad general de que un proyecto tenga éxito, examinando el potencial para obtener beneficios considerando variables del mercado, disponibilidad de recursos, tecnología y conceptualmente, viabilidad financiera. Es considerada general (menor profundidad técnica) y se desarrolla al inicio del proceso de planeación del proyecto para determinar si vale la pena realizar un análisis más profundo, el cual detalla la factibilidad (Departamento Nacional de Planeación de Colombia [DNP], 2017).

Factibilidad de un proyecto de inversión

Evaluación detallada, exhaustiva y específica con mayor profundidad técnica de la posibilidad de éxito de un proyecto donde se consideran aspectos como la viabilidad técnica, financiera, operativa., legal, ambiental y social, evaluando riesgos, obstáculos y retos específicos que podrían surgir durante la implementación del proyecto (DNP, 2017).

Estado de resultados

Los estados de resultado Integral también conocido como estado de pérdidas y ganancias (P&G), detalla registros contables agrupados por tipos de cuentas que describe las utilidad o pérdida de una empresa en un determinado periodo de tiempo, permitiendo la observación y análisis de los ingresos por actividad ordinaria y extraordinaria, costos y gastos que evidencian el desempeño y salud financiera de la compañía (Romero López, 2014).

Gasto operativo (Opex – Operational expenditures). Costos asociados con la operación cotidiana o permanente de una compañía describiendo así, una correlación directa y positiva con la generación de ingresos. Los gastos operativos pueden clasificarse de diversas maneras según sea la estructura y tipo de negocio, sin embargo, suelen incluir los costos de ventas (salarios de planta operativa, comisiones, publicidad y marketing, honorarios, entre otros), costos de gestión y administración (salarios administrativos, alquiler de espacios, servicios públicos, suministros de oficina, derechos de licencias, mantenimiento y reparaciones) gastos asociados a la investigación y desarrollo (I+D) y otros gastos operativos como depreciaciones de activos fijos, amortización de intangibles, honorarios legales, impuestos entre otros (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007).

Estado de situación financiera

El estado de situación financiera también llamado balance general se define en el marco conceptual de las NIIF como “el estado de situación financiera y el estado (o estados) de

rendimiento financiero que describen los activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos de una entidad en resúmenes estructurados que se diseñan para hacer la información comparable y comprensible” (p.44). Contiene los activos, definido como lo que la empresa posee como cuentas por cobrar, activos fijos (planta y equipos), efectivo, inversiones a corto plazo e inventarios, ubicados al lado izquierdo del balance general. Por otra parte, el lado derecho contiene el pasivo, conocido como obligaciones financieras con proveedores, acreedores, accionista y bancos al igual que el patrimonio, definido como el capital inicial del accionista junto a las utilidades retenidas (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007). Es considerada la “foto” de la posición financiera de una compañía al final de los años.

Estado de flujos de efectivo

De acuerdo con Romero López (2014) el estado de flujos de efectivo “permite analizar la forma en que la empresa obtiene y aplican las entradas y salidas de efectivo, determinando los factores que pueden afectar la solvencia o liquidez, o los cambios en los recursos y fuentes de financiamiento, clasificados en actividades de operación, inversión y financiamiento”.

Gasto en capital (Capex – Capital expenditures). Inversión en capital que realiza una compañía para adquirir, mantener o mejorar activos no corrientes. Está relacionada con el crecimiento, generación de valor y beneficio económico a largo plazo. Estas inversiones pueden ser adquisiciones de nuevos equipos y maquinarias, construcciones o expansiones, adquisición de terrenos, actualización o mejora de tecnologías informáticas, entre otras. El Capex se encuentra en el estado de flujos de efectivo de las actividades de inversión (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007).

Estructura de capital

Distribución o combinación entre deuda y capital utilizada por una empresa para financiar sus operaciones o inversiones (Modigliani y Miller, 1958), dejando clara la procedencia de los fondos corporativos.

Deuda. Toda forma de préstamo tomado por una empresa para financiar y ejecutar sus proyectos de inversión. Conlleva la devolución o reembolso en un futuro (periodo de tiempo establecido), usualmente más intereses.

Capital propio. Inversión realizada por propietarios, dueños y/o accionistas de la compañía.

Flujo libre

Es el efectivo disponible para distribuirlo entre los inversionistas y por lo mismo el valor de una compañía depende del valor presente de su flujo futuro previsto, descontado al costo promedio ponderado de capital (CPPC o WACC) (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007).

Técnicas de Flujo de efectivo descontado (FED)

Los autores Ehrhardt & Brigham Eugene F. (2007) dejan en evidencia el valor e importancia que tiene dentro del mundo financiero el valor del dinero en el tiempo. La decisión de asignar un presupuesto de capital al interior de las compañías es determinada por:

Periodo de recuperación o periodo de recuperación descontado. Definido como el número de años que se tardara en recobrar la inversión original o en su variante conocida como el periodo de recuperación descontado, definido como los años necesarios para recobrar la inversión partiendo de los flujos netos descontados.

Valor presente neto (VPN). Técnica de FED, definido como la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo entrantes y salientes de un proyecto. Para resultados positivos,

indica que el proyecto generara más ingresos de los que cuesta financiarlo y por lo tanto se considera viable. Es considerado una técnica FED, por su propiedad de reconocimiento explícito del valor del dinero el en tiempo.

Tasa interna de rendimiento o retorno (TIR). Técnica de FED, definida como tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero. Por lo tanto, la TIR de un proyecto es el rendimiento esperado y debe ser comparada contra el costo de capital. Si la TIR excede el costo de capital incrementara la riqueza de los accionistas y si la TIR es menor que el costo del capital, la aceptación del proyecto significara un costo para los inversionistas. Esta técnica cuanta con una característica de “equilibrio”, lo que refuerza su utilidad e importancia cuando se evalúa un proyecto de inversión.

Índice de rentabilidad (IR) o índice de costo-beneficio (IBC). Metica financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de un proyecto. Si el IR es mayor a uno (1), indica que el proyecto es rentable ya que los flujos de efectivo positivos con mayores que la inversión inicial. Por el contrario, si el IR es menor que uno (1), indica que la inversión inicial es mayor que los flujos de efectivo positivos, indicando un proyecto no rentable.

Valoración de empresa

El libro “Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies” de Koller et al. (2020) brinda la siguiente definición:

“La valoración de empresas se refiere al proceso sistemático y detallado de determinar el valor financiero de una empresa en un momento específico. Este proceso implica evaluar diversos aspectos de la empresa, como sus activos, pasivos, ingresos, gastos, flujos de efectivo y perspectivas futuras, con el objetivo de establecer su valor en términos monetarios. La valoración de empresas es esencial

para diversas decisiones financieras y de negocios, como la venta de una empresa, la captación de inversiones, la planificación de la sucesión o la resolución de disputas legales. Además, el valor de una empresa no se limita únicamente a la suma de sus activos físicos, sino que se basa en su capacidad para generar beneficios futuros, lo que lo convierte en un indicador clave para la toma de decisiones estratégicas y financieras”.

La valoración de empresas comparte similitudes con la evaluación financiera de un proyecto en varios objetivos, metodologías y enfoques como la estimación de flujos de efectivos futuros, consideración de riesgos potenciales, estimación y selección adecuada del costo promedio ponderado de capital (WACC) y análisis de sensibilidad.

Costo promedio ponderado de capital (CPPC o WACC)

Definido como métrica financiera de rendimiento promedio exigido por los inversionistas. Lo determinan la estructura de capital (el monto relativo de deuda y capital propio) en proporción al peso que tienen en la empresa, las tasas de interés, el riesgo de la compañía y la actitud del mercado ante el riesgo. Es utilizada como tasa de descuento en los escenarios de valoración de empresas y proyectos de inversión, ya que representa el costo de obtener fondos para financiar nuevas inversiones (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007).

Modelo de asignación de precios de activos de Capital (CAPM)

Modelo para analizar la relación entre el riesgo y las tasas de interés. Según los autores Ehrhardt & Brigham Eugene F. (2007) quienes llegan a la conclusión fundamenta de: “El riesgo relevante de una acción es su aporte al riesgo de una cartera bien diversificada. Una acción podría resultar riesgosa en extremo si es la única; la mitad del riesgo podría eliminarse diversificándose;

entonces el riesgo relevante, que es su contribución al riesgo de cartera, será mucho menor que el riesgo aislado”.

El modelo CAPM está basado en la suposición de que la tasa requerida de la acción es igual a su tasa libre de riesgo más una prima por riesgo que refleje sólo el riesgo después de la diversificación.

Método de flujos de caja descontados (DCF)

Esta metodología busca proyectar los flujos de efectivo que se espera generar a futuro a partir de una nueva inversión y descontarlos al valor presente utilizando la tasa de descuento idónea. Cuenta con la capacidad de incorporar el valor en el tiempo y el riesgo de la evaluación de inversiones. Esta técnica es utilizada para tomar decisiones de inversión, valorar empresas, evaluar proyectos de inversión y determinar precios de activos financieros (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007).

Simulación Monte Carlo

Técnica que involucra modelos matemáticos y computacionales para imitar sistemas complejos y estimar resultados en condiciones de incertidumbre, integrando la distribución de sensibilidades y la probabilidad. Tiene sus orígenes en la creación de la primera bomba atómica durante la segunda guerra mundial y recibe su nombre en asociación con la ciudad de Monte Carlo en Mónaco, conocida y famosa por su despliegue de casinos. Los juegos de azar involucran la teoría de probabilidad y generación de números aleatorios, al igual que la simulación Monte Carlo. Para el caso de evaluación de proyectos, se identifican las variables relevantes que por su nivel de incertidumbre o volatilidad afectan el proyecto y se determinan la distribución de probabilidad asociada a cada variable mediante análisis histórico de datos. Al iniciar la simulación Monte Carlo mediante la generación de múltiples muestras aleatorias de las distribuciones de probabilidad de las variables del modelo, se debe fijar el parámetro de “cantidad de muestras” que garanticen la

precisión de los resultados. Una vez se ejecutaron todas las simulaciones, se pueden obtener la distribución de técnicas de FED (VPN y TIR), logrando evaluar escenarios extremos, analizar el riesgo y la incertidumbre del proyecto de inversión (Ehrhardt & Brigham Eugene F., 2007).

Modelo de predicción Holt-Winters

El modelo Holt-Winters es un método de pronóstico utilizado dentro del campo de las series temporales, consideradas herramientas estadísticas y matemáticas relacionadas directamente con el tiempo. Este modelo se construyó mediante los aportes de Holt (1960) y Winters (1960) quienes propusieron el método de suavización exponencial como técnica para proyectar datos de series temporales que exhiben tanto tendencia como estacionalidad, mejorando la precisión de los pronósticos mediante la asignación de ponderación exponencial a observaciones pasadas, dando mayor relevancia y peso a las observaciones recientes. Este método se basa en dar solución a tres (3) ecuaciones: nivel, tendencia y estacionalidad (Ver anexos). El trabajo desarrollado por Mariño et al. (2021) pone a prueba tres modelos para pronosticar la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras en Colombia, concluyendo que el modelo de Holt-Winters presenta menor nivel de error.

2.3. Marco legal

Bajo la Ley 2099 del 2021 en Colombia se dictaron las disposiciones para la transición energética en el territorio, con el principal objetivo de enmarcar la promoción (incentivos y beneficios fiscales), la regulación y la implementación de proyectos de energías no convencionales, en busca de diversificar la matriz energética, impactar de forma positiva la seguridad energética y garantizar la equidad y justicia social, mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de efecto invernadero, fomentar la innovación y cooperación mundial, apostando al desarrollo sostenible.

Puntualmente, este marco legal busca evidenciar los incentivos para la inversión en proyectos de energía renovable al interior del territorio colombiano, a saber:

Artículo 8. Modifica el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014 mediante el Congreso de la República de Colombia (2021) y estipula:

“Incentivos a la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales (FNCE) y a la gestión eficiente de la energía como fomento a la investigación, el desarrollo y la inversión en el ámbito de la producción de energía con fuentes no convencionales de energía -FNCE y de la gestión eficiente de la energía, incluyendo la medición inteligente, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a deducir de su renta, en un período no mayor de 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión, el 50% del total de la inversión realizada. El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión”. (p.4)

Artículo 9. Modifica el artículo 12 de la Ley 1715 de 2014 mediante el Congreso de la República de Colombia (2021) y estipula:

“Exclusión del impuesto a las ventas - IVA en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de generación con FNCE y gestión eficiente de la energía. Para fomentar el uso de la energía procedente de fuentes no convencionales de energía - FNCE y la gestión eficiente de energía, 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, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos, y para adelantar las acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que se encuentren en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales - PROURE estarán excluidos del IVA”. (p.4-5)

Artículo 10. Modifica el artículo 13 de la Ley 1715 de 2014 mediante el Congreso de la República de Colombia (2021) y estipula:

“Instrumentos para la promoción de las fuentes no convencionales de energía - FNCE y gestión eficiente de la energía. Incentivo arancelario. Las personas naturales o jurídicas que, a partir de la vigencia de la presente ley, sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía - FNCE y medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, incluyendo los equipos de medición inteligente, en el marco del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales -PROURE, gozarán de exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de reinversión y de inversión en dichos proyectos. Este beneficio arancelario será aplicable y recaerá sobre maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos”. (p. 5)

Artículo 11. Modifica el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014 mediante el Congreso de la República de Colombia (2021) y estipula:

“Instrumentos para la promoción de las fuentes no convencionales de energía - FNCE y gestión eficiente de la energía. Incentivo contable depreciación acelerada de activos. Las actividades de generación a partir de fuentes no convencionales de energía -FNCE y de gestión eficiente de la energía, gozará del régimen de depreciación acelerada. La depreciación acelerada será 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, así como la medición y evaluación de los potenciales recursos y para acciones o medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para estos fines, a partir de la vigencia de la presente ley. Para tal efecto, la tasa anual de depreciación será no mayor de aproximadamente treinta y tres por ciento (33,33%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo”. (p.6)

3. Objetivos y metodología

3.1. Objetivo general

Analizar la factibilidad financiera de proyectos de inversión en energías renovables fotovoltaicas, mediante la incorporación de escenarios de incertidumbre en Colombia.

3.2. Objetivos específicos

- Analizar el mercado energético en Colombia identificando las dinámicas, estructuras y variables de interés para la constitución de un proyecto de inversión en dicho sector.
- Diseñar un modelo financiero que permita establecer la factibilidad de proyectos de inversión en energías renovables fotovoltaicos en Colombia.
- Calcular la factibilidad financiera del proyecto desde una perspectiva tradicional (VPN y TIR) e indexando el análisis de incertidumbre utilizando el modelo de Montecarlo.

3.3. Metodología

En este estudio se analizó la factibilidad financiera de proyectos de inversión de energía renovable fotovoltaica en Colombia por medio de metodologías tradicionales como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) integrando la metodología de Monte Carlo para proporcionar una evaluación rigurosa y detallada de los riesgos, modelando la probabilidad de diferentes resultados bajo incertidumbre significativa como lo es el precio de la energía, el factor de planta a utilizar dada la cantidad de energía capturada por los paneles solares y, por último, el valor del gasto de capital. Para lo anterior, se procedió de la siguiente manera:

1. Se analizó el mercado, evaluando la demanda potencial de energía en Colombia para los próximos veinticinco (25) años (horizonte de duración del proyecto y vida útil de la tecnología), analizando el contexto mundial que busca la migración de la generación de energía por medios limpios e incluyendo la diversificación de fuentes enmarcada por los gobiernos en los últimos tiempos. A su vez, se proyectó el comportamiento y tendencia del precio de la energía bajo el mismo periodo de tiempo utilizando el modelo Holt-Winters por cumplimiento de supuestos de estacionalidad y tendencia en los datos. Este análisis fue descriptivo y predictivo, con el cual se pudo generar un estudio de mercado y modelar variables de alta volatilidad y de principal interés para la elaboración del modelo financiero.
2. Se realizó un análisis de un estudio técnico previo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), & Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (MME), (2015) para identificar y estimar los principales costos del proyecto de inversión en ejecución. El diseño de esta fase requirió de análisis financiero e

- investigación para identificar la tecnología requerida, los rubros destinados a mantenimientos y variables preoperativas.
3. Se definieron y/o estimaron parámetros financieros condicionados a variables económicas, operativas, financieras y gubernamentales como lo son los ingresos esperados, Operating Expenditure o gastos operativos (OPEX), depreciaciones, días de cartera, días de inventarios, días de proveedores, Capital Expenditure o gasto de capital (CAPEX), estructura de capital (deuda y capital), Weighted Average Cost of Capital o costo medio ponderado del capital (WACC), Beta apalancado y desapalancado (utilizando el índice bursátil de la bolsa de valores de Colombia COLCAP y una de las acciones energéticas más relevantes CELSIA), Tasa de cambio representativo del mercado (TRM), tasa de interés de intervención, tasa libre de riesgo, prima de riesgo del mercado, descuentos por incentivos o subsidios, entre otros. Lo anterior permitió aplicar la metodología de valoración de Flujo de Caja Descontados (FCD), trayendo a presente los flujos de caja libre proyectados mediante la tasa de descuento.
 4. Se evaluó la factibilidad financiera del proyecto de inversión energética utilizando el modelo financiero sensibilizado en tres escenarios: neutral, pesimista (mínimo) y optimista (máximo). Los estados financieros se condicionaron a variables de alta fluctuación y volatilidad (ante un mínimo cambio de ellas, el modelo puede afectarse en grandes proporciones). Se calcularon las métricas para quince mil (15.000) simulaciones de Monte Carlo realizadas, obteniendo el valor más probable para el valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) para determinar si el proyecto generaría valor y medir la tasa de rendimiento del proyecto, sensibilizando múltiples variables como precios de venta de la energía y la inversión inicial. Esto permitiría

obtener un análisis más robusto y realista de los posibles escenarios financieros, lo que ayudaría a los inversionistas y tomadores de decisiones a comprender mejor los riesgos y oportunidades involucrados en la inversión en energía solar fotovoltaica en Colombia. La metodología de Monte Carlo proporcionaría una visión más completa y precisa de la viabilidad financiera de estos proyectos, lo que facilitaría la toma de decisiones informadas y la gestión eficaz de los riesgos financieros.

Todos los análisis estadísticos se realizaron en el software estadístico R Project for Statistical Computing 4.1.1 y Excel. El modelo de Montecarlo fue ejecutado en Crystal Ball 11.1.3. Los datos del mercado colombiano como el COLPAP y CELSIA fueron tomados del portal investing, y, por último, se extrajo la información de los precios históricos de la energía en Colombia del portal XM.

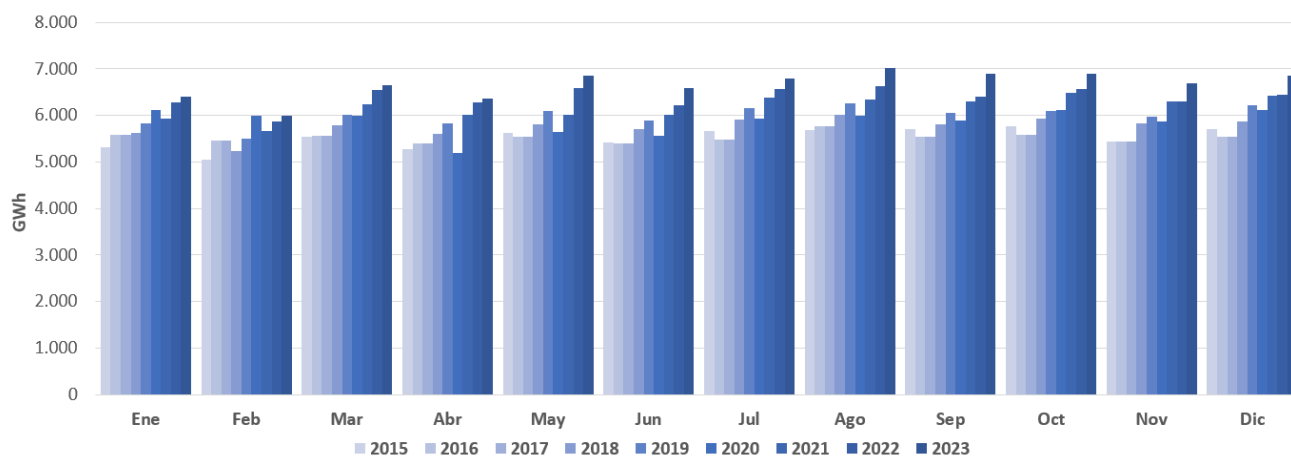
4. Análisis del mercado energético en territorio colombiano

4.1. Demanda energética

Al examinar y comprender las necesidades energéticas del territorio colombiano, se evidencia el crecimiento sostenido durante los últimos años y los patrones de demanda requerida (ver Figura 6). Según el informe de la UPME (2024), el año 2023 presenta una demanda promedio mes de 6.614 GWh y un crecimiento promedio mes del 3.8% con respecto al año 2022 y a su vez, los resultados del año 2022 y 2021 se ubicaron en los 6.388 GWh y 6.176 GWh respectivamente. Es importante resaltar que el Gobierno Nacional anunció el fin de la emergencia sanitaria en el país el 30 de junio del 2022, disolviendo el comportamiento atípico de los años 2020, 2021 y 2022.

Figura 6.

Demanda energética colombiana 2015 al 2023



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda energética XM.

Colombia durante los meses de enero y febrero reporta la menor demanda energética atribuido a una combinación de factores estacionales, climáticos y económicos. Puntualmente, durante estos meses la actividad laboral se reduce (menor número de días), la actividad industrial y económica se desacelera junto con la presencia de temperaturas moderadas, contribuyendo a una

menor demanda. Caso contrario ocurre durante los meses de agosto y septiembre, donde la economía suele activarse por el regreso a clases y menor disponibilidad de recursos hídricos.

Plantear una estimación futura del comportamiento energético del país involucra múltiples variables como el despliegue del plan de desarrollo del Gobierno Nacional, el número de proyectos de inversión desarrollados en la región, la cantidad de recurso natural disponible como insumo principal de los proyectos de energía renovables, entre otras. Por lo anterior, se detallan los principales hallazgos en materia de proyección del mercado de interés:

- 1. Registros de proyectos de generación eléctrica.** La cantidad de proyectos vigentes superan los 322 (cifra reportada al 31 de diciembre del 2023), sobresaliendo la inversión en energía solar o fotovoltaica con 233 proyectos, aproximadamente el 72%. El 27% de estos proyectos están asociados a inversiones de rangos elevados de potencia acumulada (Mayor a 50 MWh), obteniendo la mayor participación (62%) frente a las otras tecnologías (UPME, 2024).
- 2. Cobertura.** El crecimiento de la cobertura de energía eléctrica en el país viene año a año reflejando un despliegue por parte del Gobierno Nacional con un crecimiento del 2.8%, 3.1% y 3.9% durante los años 2020, 2021 y 2022 respectivamente. Dicho crecimiento es liderado por departamentos como La Guajira, Chocó, Guaviare, Vichada, Vaupés y Guainía (UPME, 2024).
- 3. Equipamiento de hogares colombianos.** Como resultado de la pandemia por COVID-19 finalizada en el año 2022, el desarrollo económico y los avances tecnológicos, el equipamiento de los hogares colombianos evolucionó significativamente. Según la UPME (2024), “Se destacan equipos como aire acondicionado, computador, televisión, nevera, lavadora, plancha y calentador de agua, identificados como los utilizados con

mayor frecuencia, elementos que requieren de energía para su correcto funcionamiento”.

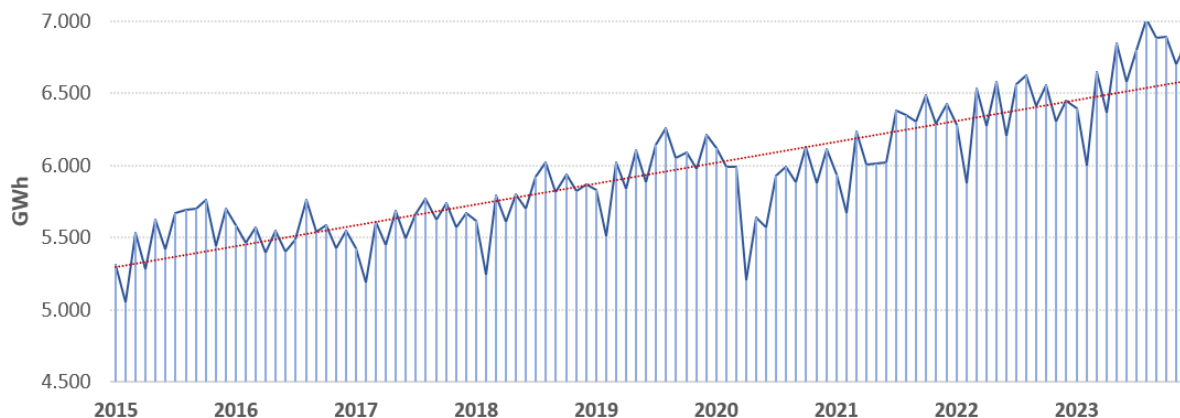
4. Comportamiento climático. El aumento de la temperatura impacta la demanda de energía eléctrica como lo demuestran los crecimientos promedios durante el segundo trimestre del año 2023, equivalente al 3.9% y 5.6% para el tercer trimestre asociado al fenómeno de El Niño (Andrian et al., 2024). El cambio climático junto al calentamiento global, han intensificado tanto en tiempo como en intensidad los fenómenos teleológicos alrededor de todo el planeta y las predicciones para los próximos años, prevé escenarios de mayor rigor. Es importante resaltar el impacto y correlación existente entre las anomalías climáticas, principalmente el fenómeno de El Niño con efectos negativos sobre la economía, sobre la reducción de la oferta energética en Colombia por la escasez del agua (Generación hidroeléctrica), entre otros.

Diferentes entidades en Colombia como la UPME (2024) y Corficolombiana (2023) han desarrollados modelos de proyección de consumo de energía eléctrica donde se estima una demanda de 117.341 GWh – Año para el 2035.

Al visualizar la serie de tiempo del consumo energético en GWh – Mes desde enero del 2015 a diciembre 2023 (ver Figura 7) se evidencia una tendencia positiva con fluctuaciones cíclicas durante los meses de febrero. La volatilidad causada por el fenómeno de El Niño a lo largo del tiempo genera grandes fluctuaciones en la demanda energética como ocurrió en el año 2015 y 2023 como se observa en la Figura 8 y a su vez, la pandemia de COVID-19 en el año 2020 tuvo un impacto significativo en la demanda energética en Colombia, principalmente debido a la reducción de la actividad económica y los cambios en los patrones de consumo y movilidad.

Figura 7.

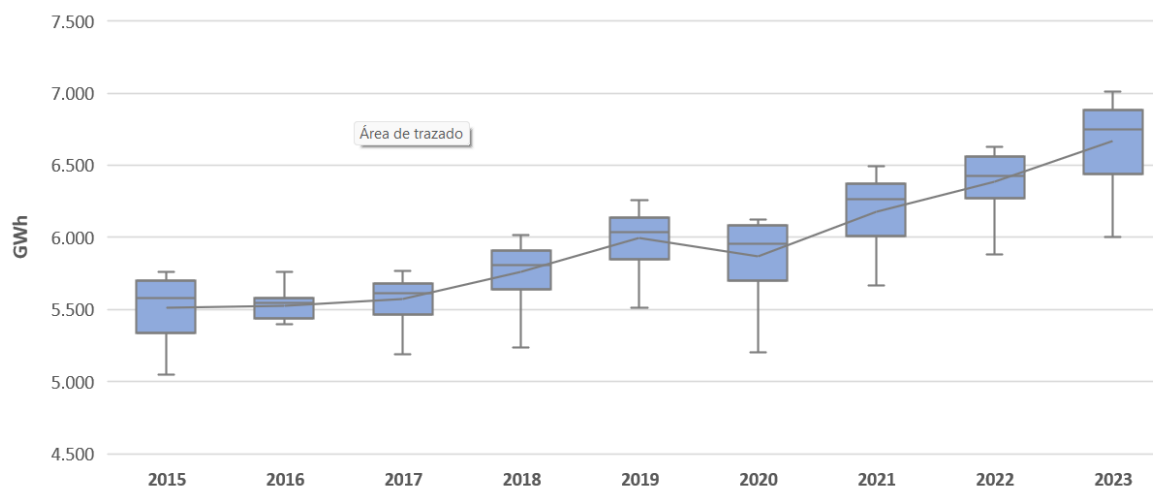
Demanda energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia (2015 al 2023)



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda energética XM.

Figura 8.

Análisis de volatilidad de la demanda energética de Colombia (2015 al 2023).



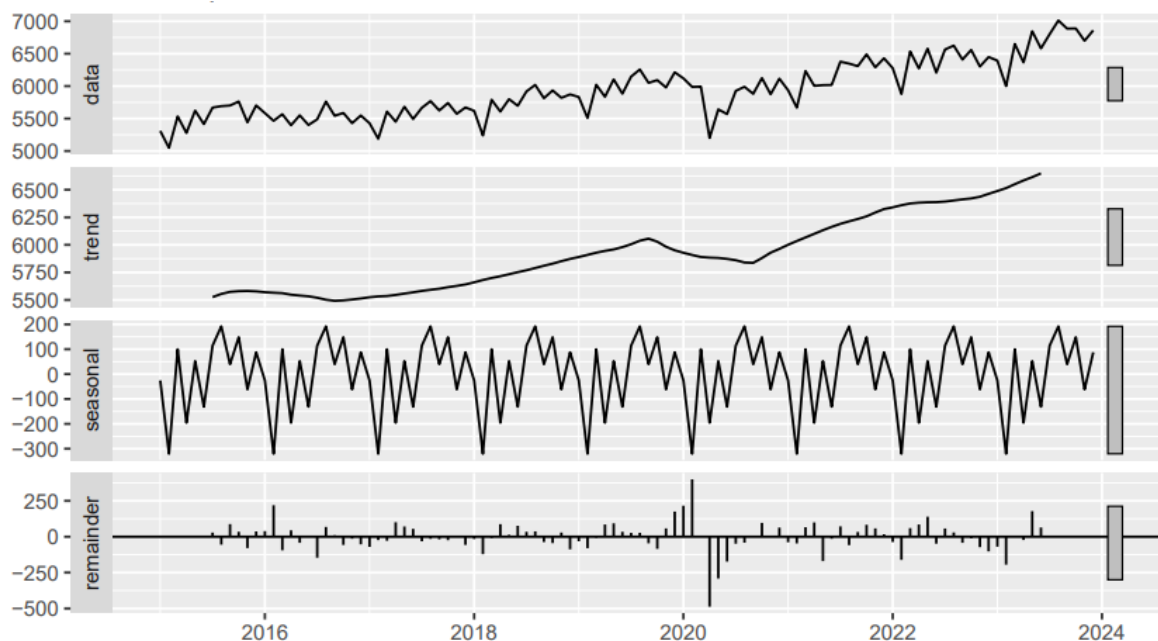
Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda energética XM.

Ante este análisis, se utiliza el método de Holt-Winters, quien cuenta con la ventaja de adaptabilidad ante nueva información real disponible (asigna mayor peso a las observaciones recientes y menos a las observaciones antiguas) considerando el nivel, la tendencia y la estacionalidad para lo cual, se realiza la descomposición de la serie de tiempo (ver Figura 9). El

primer panel recrea el comportamiento de los datos a través del tiempo, el segundo panel descompone la tendencia, representando la dirección natural en la que se mueven los datos a lo largo del tiempo utilizando la metodología de medias móviles, siendo positiva y creciente, definiendo la serie como no estacionaria. El efecto estacional permite conocer los patrones repetitivos o cíclicos que ocurren en ciertos periodos de tiempo (febrero) y es modelado mediante el promedio centrado o estandarizado de cada unidad de tiempo para todos los periodos, obteniendo como resultado el tercer panel. Por último, el cuarto panel corresponde al componente residual (errores) que representa la variabilidad no explicada por la tendencia y la estacionalidad como lo es el efecto de la pandemia por COVID-19.

Figura 9.

Descomposición de serie de tiempo de la demanda energética en Colombia (2015 al 2023).



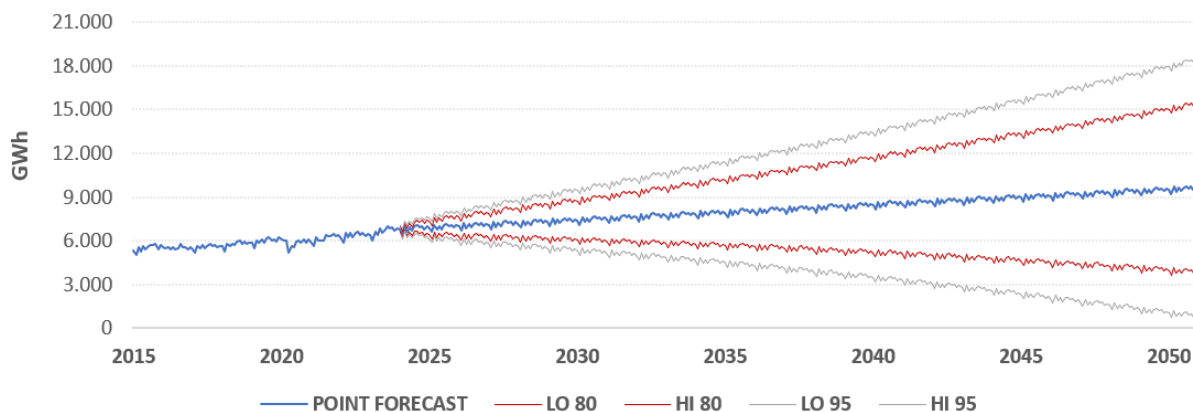
Fuente: Elaboración propia. Fuente: Gráfica realizada en R Project con los datos de XM.

Al estar en presencia de una serie de datos con tendencia y estacionalidad, se cumplen los supuestos para la predicción mediante el modelo Holt-Winter aditivo (ver Figura 10). Al comparar

el pronóstico modelado contra el obtenido por Corficolombiana (2023) para el año 2035, se espera una demanda de 95.926 GWh – año (diferencia de 21.415 GWh – año) con base en la información histórica más actualizada (ver Anexo B).

Figura 10.

Predicción Holt-Winters para la demanda energética en Colombia.



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Gráfica realizada en R Project con los datos de XM.

Las estimaciones justifican un mercado potencial para inversiones en proyectos de generación eléctrica en Colombia ya que, vaticinan un mercado en crecimiento y altas probabilidades de déficit en la oferta por efecto de fenómenos naturales que impactan de forma significativa la matriz energética poco diversificada del país.

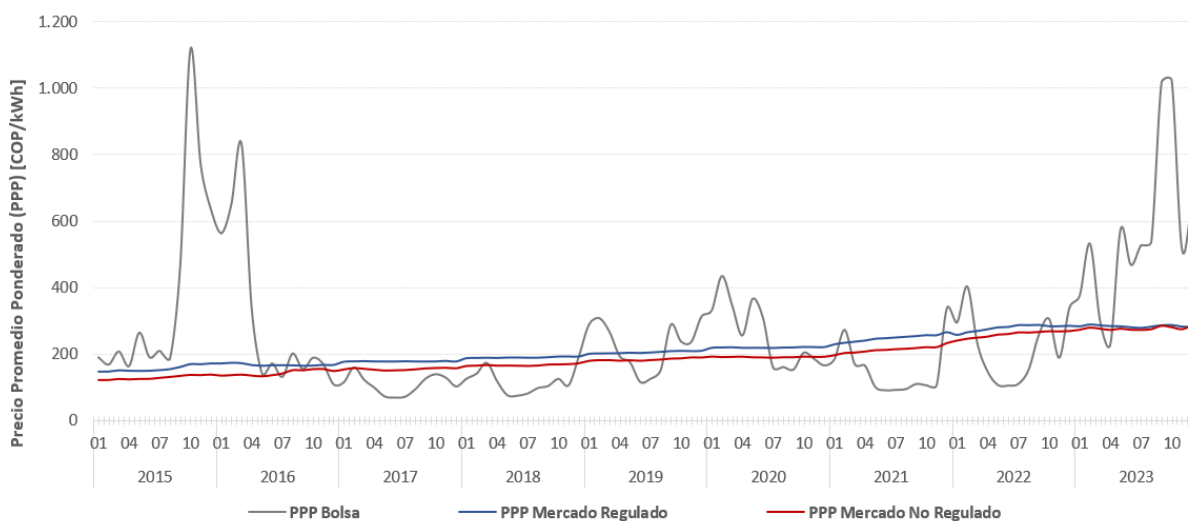
4.2. Precios del mercado energético colombiano

El ingreso operacional que permite el correcto desarrollo del proyecto, tiene una dependencia y correlación directa con el precio y la demanda. Al analizar la información histórica de los precios promedios ponderados (PPP) mensuales de los tres mercados para la venta energética en Colombia se evidencia que, el PPP de la bolsa por sus características de negociación es altamente volátil (aumento de riesgo), sujeto a diversas variables económicas y políticas de Colombia. Por el contrario, el mercado regulado se basa en estructuras tarifarias fijas, siendo más

estable, de menor riesgo y cuenta con la participación de usuarios industriales, comerciales y residenciales con demandas de energía inferiores a 55 MWh. De igual manera ocurre con el mercado no regulado, donde participa la industria y todos aquellos usuarios que tienen demandas de energía superiores o iguales a 55 MWh como se evidencia en la Figura 11.

Figura 11.

Precio del mercado energético colombiano 2015 - 2023



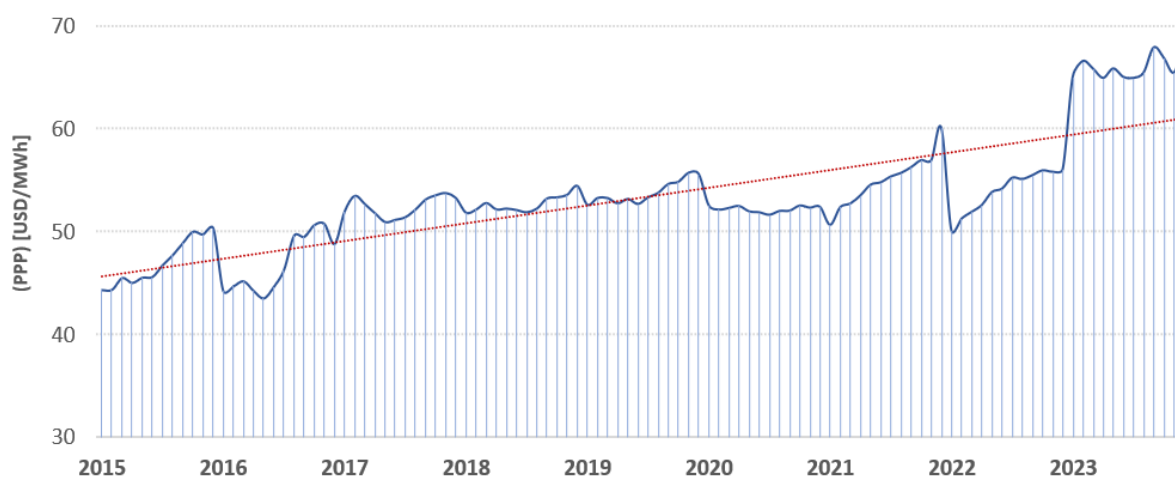
Fuente: Elaboración propia. Fuente: Información de precios mercado energético XM.

Por lo anterior, se establece como plaza para la venta energética del proyecto el mercado no regulado por sus características de baja volatilidad y escenario de venta a diversos agentes con altas necesidades energéticas, es importante mencionar que los contratos bilaterales en el mercado energético colombiano son realizados entre agentes del mercado y son contratos financieros, es decir, se pacta el precio de la energía para una vigencia establecida más no implica la entrega del producto. De forma adicional, se define el dólar como unidad de medida del proyecto a evaluar, es decir, se indexa la TRM publicada por el Grupo Bancolombia (2023) para analizar el comportamiento del precio en dólares (USD).

Al visualizar la serie de tiempo del precio del mercado no regulado en USD – Mes, desde enero del 2015 a diciembre 2023 (ver Figura 12) se evidencia tendencia positiva. Durante el año 2016 el exceso de oferta en el mercado energético (principalmente el no regulado) en territorio colombiano por aumento en la capacidad de generación ejerció una caída en los precios, la principal razón está asociada a la entrada en operación de nuevas plantas combinado con los bajos precios del petróleo y la desaceleración económica que presentó el país (UPME, 2016). Posteriormente, en el año 2020 inician las medidas de confinamiento, el cierre de empresas y la reducción de la actividad económica debido al impacto de la pandemia de COVID-19 que recrearon un entorno a la baja en el precio de la energía. Existe una ciclicidad al cierre de cada año, el precio de la energía en dicho mercado cierra a un valor mensual superior durante el mes de diciembre en comparación al mes de enero por cese de la actividad económica, razón por la cual, al iniciar el año 2022 se experimenta una variación de diez (10) USD respecto al cierre del 2021.

Figura 12.

Precio del mercado no regulado de Colombia (2015 al 2023)

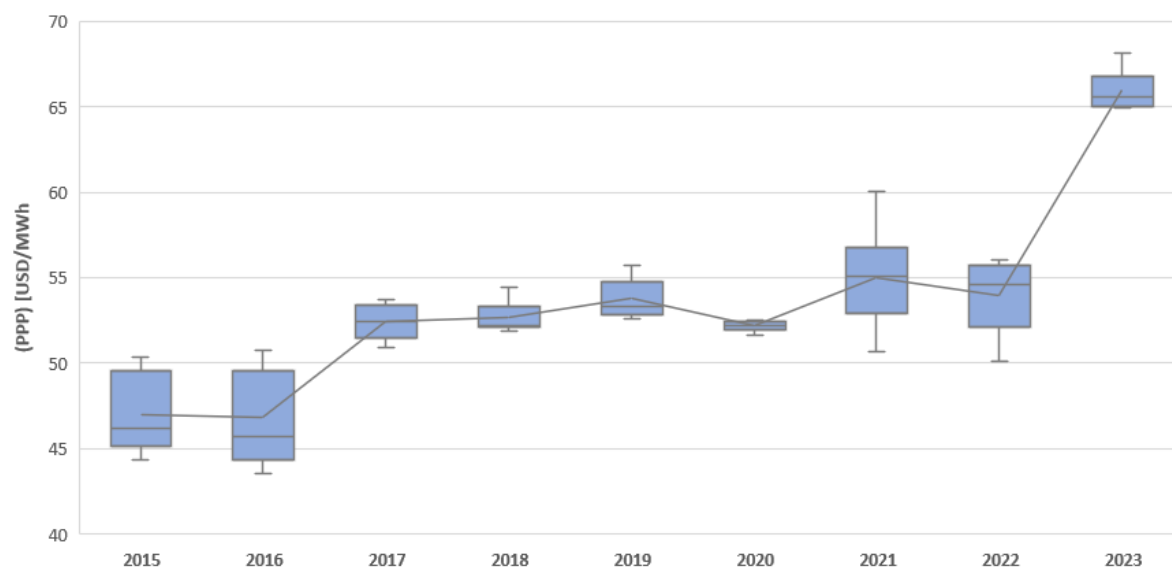


Fuente: Elaboración propia. Fuente: Información de precios mercado energético XM.

Al analizar las distribuciones anuales para el mercado no regulado, se detalla poca volatilidad (año 2016 con mayor rango de fluctuación aproximadamente 5 USD/MWh) con tendencia positiva. Para el año 2015 y 2016 los PPP se concentran por debajo de su valor promedio con asimetría positiva (valor mediano por debajo de su valor promedio) para posteriormente normalizar su distribución hasta el año 2022, donde concentran los PPP por encima de su valor promedio, denotando simetría negativa (ver Figura 13).

Figura 13.

Análisis de volatilidad del precio en el mercado no regulado de Colombia (2015 al 2023).



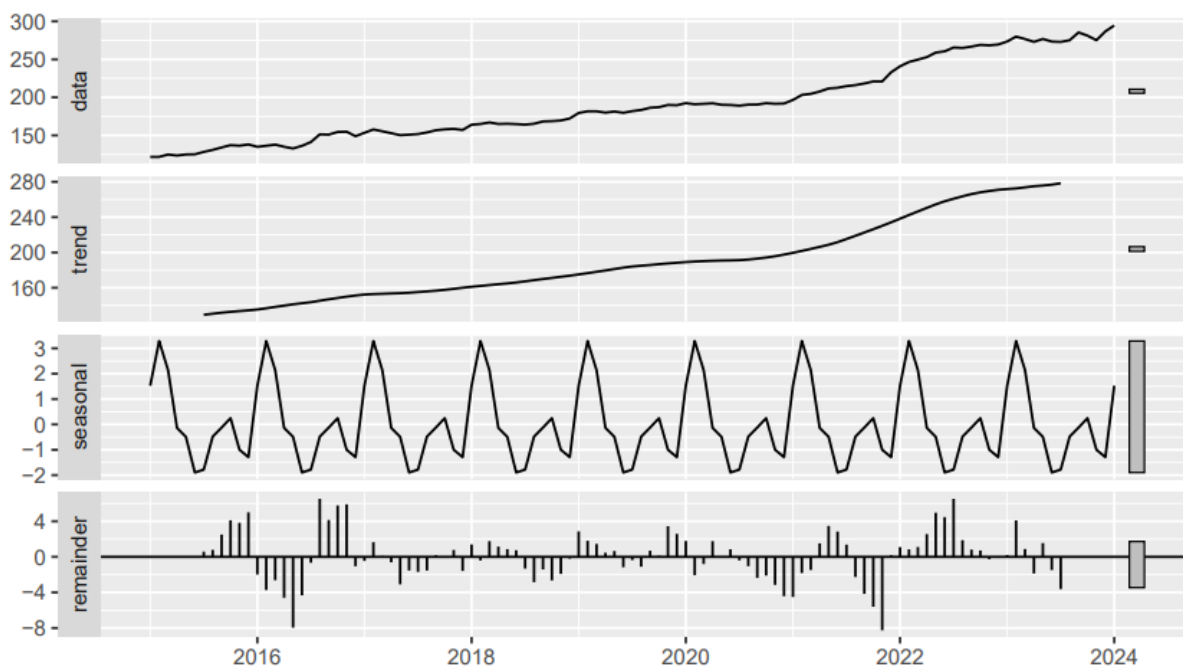
Fuente: Elaboración propia. Fuente: Información de precios mercado energético XM.

Bajo las características del mercado y con el interés de lograr proyectar el PPP para los próximos veinticinco (25) años, se requiere la descomposición de la serie de tiempos para verificar supuestos de aplicación del modelo Holt-Winters (ver Figura 14). Los resultados confirman la dirección natural de los datos de forma creciente positiva durante los últimos ocho (8) años, con patrones recurrentes o cíclicos y por último, la presencia de volatilidad no explicada por los

componentes de nivel, tendencia y estacionalidad concentrada en los años 2016 y 2022, asociadas a desaceleraciones económicas, fenómeno del Niño y fluctuaciones en el precio del petróleo.

Figura 14.

Descomposición serie de tiempo del precio (mercado no regulado) en Colombia (2015 al 2023).



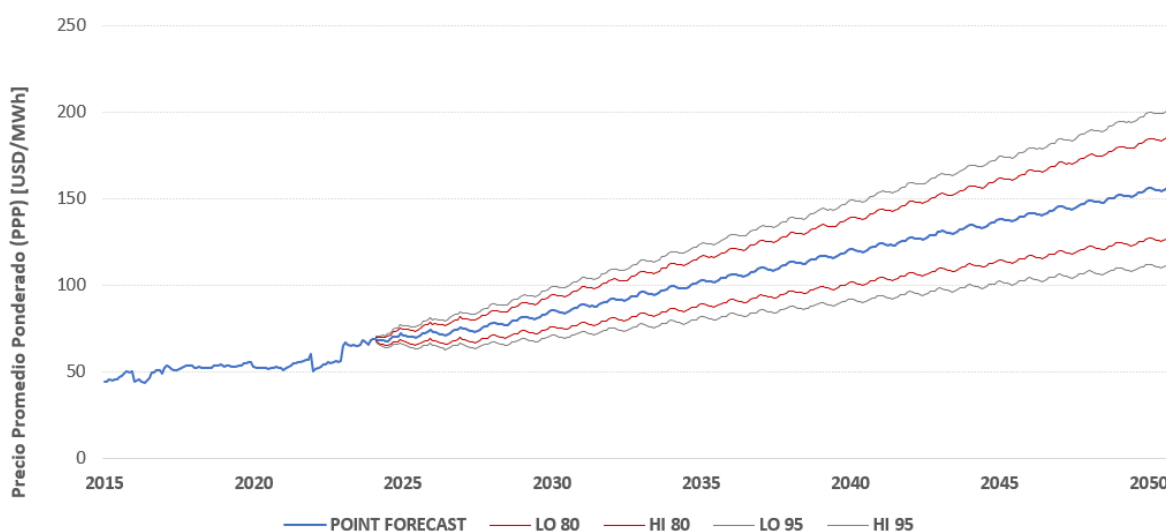
Fuente: Elaboración propia. Fuente: Gráfica realizada en R Project con los datos de XM.

Bajo el cumplimiento de los supuestos del modelo Holt-Winters (serie de tiempo con tendencia y estacionalidad), se proyecta el PPP al año 2050. Es importante resaltar que, la energía vista como un recurso que en Colombia depende en gran medida de afluentes hídricos, se ve significativamente afectada por los periodos prolongados de sequías. Según el Centro Internacional para la investigación del Fenómeno de El Niño (CIIFEN, 2024), la intensidad y duración de eventos climáticos extremos serán cada vez mayores debido a los cambios en los patrones climáticos a nivel mundial, al punto de sobrepasar las predicciones del aumento de la temperatura del océano pacifico (fenómeno de El Niño). Considerando esta hipótesis, el PPP de la energía tendría afectaciones por ser un bien escaso, elevando su valor y afectando la proyección

realizada. Sin embargo, al comparar los resultados obtenidos por el modelo de Corficolombiana (2023) quien espera para el año 2035 un PPP de 387,46 \$/MWh para los contratos no regulados, la proyección para el mismo año predice un PPP de 473,77 \$/MWh, reflejando el impacto en el pronóstico de la información real del último año (2023) en el PPP.

Figura 15.

Predicción Holt-Winters para el precio promedio ponderado (PPP) del mercado no regulado en Colombia.



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Gráfica realizada en R Project con los datos de XM.

Las estimaciones medianas anuales del PPP proyectado (Point Forecast) justificarán la construcción del ingreso estimado al año 2048 para el proyecto de inversión a modelar (ver Anexo C). Las bandas medianas anuales con amplitud del 80% y del 95% constituirán la base para sensibilizar el ingreso ante un escenario a la baja o en su defecto, al alza. En conclusión, el precio se considera una variable que depende de un contexto idóneo para el cumplimiento de una proyección, ante una variación mínima puede alterar significativamente la factibilidad del proyecto.

4.3. Capacidad de la planta – Potencia del mercado energético colombiano

La capacidad de la planta está directamente asociada con factores como la disponibilidad del recurso natural, la capacidad de la tecnología utilizada, el tamaño y tipo de planta energética, entre otras. Para el caso particular de una planta fotovoltaica, la capacidad depende de la potencia de captura de los paneles solares, expresada en Watts(W). De esta forma, la cantidad de energía generada estará sujeta al factor o porcentaje de utilización de la tecnología disponible, el cual considera márgenes de pérdida con base en la volatilidad de la duración y cantidad de radiación capturada. La UPME (2023) en el informe de avance de proyectos de generación relaciona las inversiones vigentes al corte del primer trimestre del año 2023 en Colombia, caracterizando los proyectos de fuentes no convencionales por la capacidad de generación (ver Tabla 2), donde prevalece la generación eléctrica entre 50 y 10 Megavatios (MWh) en proyectos solares.

Tabla 2.

Proyectos de inversión en FNCR al primer trimestre del 2023 en Colombia

Rango	Eólica	Hidráulica	Solar	Térmica	Total
0-1 MWh	-	1,0	4,0	-	5,0
1-10 MWh	8,0	146,0	722,0	-	876,0
10-20 MWh	-	345,0	960,0	-	1.305,0
20-50 MWh	250,0	180,0	476,0	150,0	1.056,0
50-100 MWh	-	90,0	2.515,0	-	2.605,0
Mayor a 100 MWh	6.413,0	1.183,0	3.767,0	860,0	12.223,0
Total	6.671	1.945	8.444	1.010	18.070

Fuente: Datos obtenidos del Informe de avance proyectos de generación UPME 2023.

El proyecto a evaluar considera una ubicación geográfica en el departamento de la Guajira, situado en el extremo noreste de Colombia. Esta región cuenta con un clima predominantemente soleado, con alta radiación solar durante la mayor parte del año, es decir, existe cantidad y duración significativa de luz solar para la generación de energía fotovoltaica (ver Marco teórico). La

inversión económica en esta región del país contribuye al plan de desarrollo del gobierno colombiano, involucrando avance económico, sostenibilidad ambiental y aumento de cobertura eléctrica.

Por lo tanto, se establece la capacidad de generación de la planta en 100 megavatios (MWh) considerada como planta a “Gran escala” (generación mayor a 20 MWh), ubicada en el departamento de la Guajira y con una vida útil (duración de tecnología) de 25 años.

4.4. Factor de la planta – Indicador de utilización

El factor de planta o utilización de un sistema solar fotovoltaico se define como la relación entre la energía real generada durante un periodo y la energía que se podría haber generado operando el equipo a su capacidad nominal durante el mismo período de tiempo. Un factor de planta alto, contribuye a una mayor rentabilidad y retorno de la inversión en proyectos solares.

Según la UPME (2022), el factor a utilizar para plantas solares fotovoltaicas es de 0.26, es decir, los sistemas de generación solares evaluados que se encontraban operando, generaron energía equivalente al 26% de su capacidad máxima teórica (ver Tabla 3).

Tabla 3.

Factor de planta por tecnología

Tecnología	Capex (USD\$/kW)
Solar FV	0,26
Eólico Onshore	0,57
Eólico Offshore	0,57
Biomasa y residuos	0,7
Geotérmica	0,8
PCH	0,54
Térmica - Ciclo abierto	0,85

Fuente: Datos obtenidos del procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1 de la UPME, 2022 (p.27).

Sin embargo Energía estratégica (2020) publicó en su plataforma: “La producción de energía solar fotovoltaica ascendió a 5.637 MWh y el factor de planta solar fotovoltaico promedio se situó en un 32% en Colombia al corte de diciembre del 2020”.

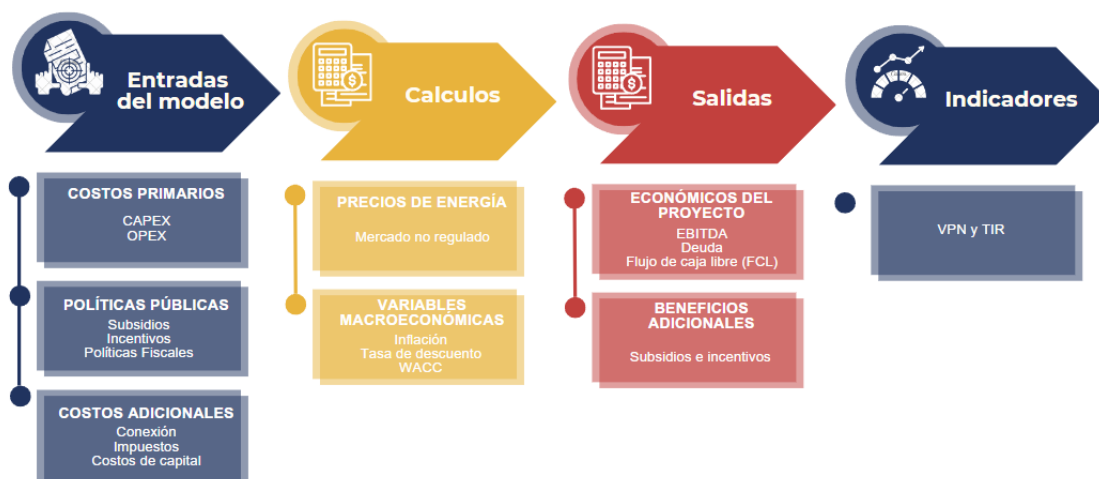
Por lo anterior y bajo la hipótesis que el factor de planta año tras año va convergiendo a niveles cada mes más óptimos, el proyecto a evaluar considera un factor de planta del 0.3 (promedio entre fuentes de información).

5. Supuestos y parámetros para la construcción del modelo financiero

En la se Figura 16 esquematiza y estructura el proceso de construcción del modelo financiero para evaluar la factibilidad del proyecto de interés.

Figura 16.

Proceso para construcción de la evaluación del modelo financiero



Fuente: Elaboración propia.

5.1. Costos primarios – Planta de energía fotovoltaica

5.1.1. Gasto en capital (CAPEX)

Los gastos iniciales para desarrollar e implementar una planta de energía fotovoltaica están asociados con la planificación e ingeniería, como lo son la adquisición de equipos de generación

eléctrica, montaje e instalación de la planta y conexión a la red de transmisión, materiales, permisos e inversión en los terrenos, obras civiles y vías. Para los proyectos a gran escala, se incluyen gastos en extensiones de carreteras. Para esto, la UPME (2015) establece la inversión requerida en función de la planta en MWh como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4.

Gastos de capital (CAPEX) – Planta de generación

Capex USD/MWh		Equipo de generación	Balance de planta	Costos de desarrollo
Eólica		1.413.322	184.158	175.552
Solar	Residencial	3.974.963	1.005.802	-
	Comercial	2.854.358	855.403	-
	Gran escala	2.734.692	732.779	2.788
Biomasa		617	529	-
Geotérmica		5.155.000	-	-

Fuente: Datos obtenidos de Integración de las FNCR en Colombia UPME, 2015 (p.125.3)

5.1.2. Costos de conexión

Según la UPME (2015), los costos de conexión incluyen la construcción de subestaciones y líneas de conexión. Se establece un costo de 20.000 USD/Km para proyectos de gran escala. Se incluyen gastos de desarrollo como estudios ambientales, licencias, inversión social y costos financieros y legales asociados al proyecto (p.123).

De acuerdo con los parámetros establecidos previamente para la inversión en una planta de energía solar fotovoltaica de 100 MWh, los costos totales de inversión y conexión corresponden aproximadamente a USD 480.000.000, es decir, 4,8 USD/MWh instalado. El Capex se encuentra indexado con el IPC histórico de Estados Unidos, entendiendo que se trata de equipos importados en dólares americanos.

5.1.3. Costos de operación (OPEX)

Los costos operativos se dividen en tres (3) categorías. La primera agrupa el componente fijo expresado en función de la capacidad del proyecto, son independientes del nivel de producción de energía de la planta y suelen ser estables a lo largo del tiempo. Dentro de este grupo se encuentran los costos de personal y administración, costo de seguro y licencias, costos de monitoreo y gestión de la información, costos de mantenimientos preventivos, entre otros. La segunda categoría agrupa el componente variable asociado con la energía generada, es decir, los costos varían en función de la cantidad de energía producida por la planta fotovoltaica tales como los costos de mantenimiento correctivo, costos de operación del sistema de almacenamiento de energía, entre otros. Por último, el tercer grupo corresponde a los costos de transferencias realizadas al sector eléctrico por la venta de energía. Según la UPME (2015), estos costos operacionales son estimables dada la tecnología y se detallan en la Figura 17.

Figura 17.

Detalle de costos de operación y mantenimiento (O&M) por tipo de tecnología

Ítem	Unidad	Valor	Tecnología
Cargos O&M fijos	USD/MWh	6.500	Solar.
		40.000	Eólica.
		87.000	Geotermia.
		21.000	Biomasa sólida (Caña de azúcar).
		40.000	Biogás derivado de efluentes de palma de aceite.
Cargos O&M variables	USD/MW	-	Para la tecnología solar, eólica y geotermia.
	USD/MWh	11,5	Para biomasa sólida y biogás.
Cargos <i>SNDa</i> y <i>ASICb</i>	USD/MWh	0,33	Solo aplica para Empresas Servicios Públicos. (Utilities)
Ley 99 de 1993	% venta energía	4%	Para plantas mayores a 10 MWh cuya producción de energía se base en procesos térmicos.
Ley 99 de 1993	USD/MWh	31,62	Precio de la energía para aplicación Ley 99/93.
Ley 193 de 1994	% gastos operacionales	1%	Solo aplica para Empresas Servicios Públicos. (Utilities)

Fuente: Datos obtenidos de Integración de las FNCR en Colombia UPME, 2015 (p.124)

a. SND: Servicio No Domiciliario.

b. ASIC: Aportes de Servicio de Interconexión y Capacidades.

5.1.4. Impuestos

Se consideran los siguientes impuestos para la proyección de los estados de resultados:

Impuesto de renta¹: Impuesto que grava las utilidades derivadas de las operaciones ordinarias de las empresas. Para este caso se considera el costo del impuesto sobre las utilidades generadas por la venta de energía (Congreso de la República de Colombia, 2021).

Impuesto sobre la renta para la equidad -CREE: Aporte de las personas jurídicas en beneficio de los trabajadores, la creación de empleos y la inversión social. Se aplica sobre los ingresos que sean susceptibles de incrementar el patrimonio.

Impuesto de industria y comercio: Impuesto directo de carácter municipal que grava toda actividad comercial, industrial o de servicios. Se utiliza un estimado de 8/1.000 como tasa sobre el ingreso.

5.2. Estructura de capital

Según la UPME (2015), la estructura de capital para este tipo de proyectos corresponde al 65% (deuda) y el 35% restante de capital propio (ver Tabla 5).

Tabla 5.

Estructura de capital – Planta de generación

Concepto	Valor	Tipo
CAPEX	469.536.263	100%
Deuda	305.198.571	65%
Capital	164.337.692	35%

Fuente: Datos obtenidos de Integración de las FNCR en Colombia UPME, 2015 (p.121)

¹ Se calcula la tasa de impuesto sobre la renta en dólares estadounidenses (USD), y ya que el resultado es muy cercano a la tasa de impuesto sobre la renta en pesos colombianos (COP) y dado que no genera variaciones significativas en los resultados, se decide utilizar la tasa en COP para los cálculos posteriores. El cálculo se realiza mediante la fórmula:
 $Tasa\ USD\ Impto = (Tasa\ COP\ Impto + 1) / (Devaluación + 1) - 1$
 Donde, Tasa COP Impto = 35%, Devaluación = 5,2% y Tasa USD Impto = 28.3%.

5.3. Costo promedio ponderado de capital (CPPC o WACC)

Para el cálculo del WACC es necesario segmentar la fórmula (ver Anexos), teniendo como información base el costo de la deuda (K_d) y el costo del capital propio k_e que involucra el rendimiento libre de riesgo (R_f), la sensibilidad del precio de la acción frente al mercado (β) y la prima de riesgo del mercado ($R_m - R_f$), como se evidencia en la Tabla 6.

Tabla 6.

Resumen de métricas utilizadas para el cálculo del WACC

WACC	
Beta Desapalancado	0,70
Deuda a Patrimonio	1,86
Tasa de Imptos	35,0%
Beta Apalancado	1,53
Tasa libre de Riesgo	10,1%
Prima de riesgo del mercado	7,43%
Ke	6,0%
Kd "Costo de la deuda"	12,42%
Tasa de Imptos	35,0%
Costo de deuda desp de Imptos	8,07%
Kd% = Deuda/ (Deuda+Capital)	65,0%
Ke% = Capital (Deuda+Capital)	35,0%
WACC	7,3%

Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de Plan de inversiones bajo el programa de integración de energías renovables para Colombia, 2022 (p.33)

En esta oportunidad la tasa libre de riesgo corresponde a la tasa cero cupón en pesos con periodicidad diaria para bonos con vencimiento de diez (10) años del último día del mes de enero

del 2024. A su vez, el factor β se estimó entre los rendimientos diarios de los precios de la acción CELSIA (generadora de energía del mercado colombiano) y el COLCAP (índice de capitalización que refleja las variaciones de los precios de las acciones más líquidas de la bolsa de valores de Colombia) para el año 2023. Es importante resaltar que, se debe involucrar el efecto de la deuda (estructura de capital) en el riesgo percibido para proporcionar una medida más precisa y poder recrear un escenario comparable a través del β apalancado (ver Anexos). Para el último componente, la prima de riesgo del mercado fue obtenida mediante el promedio anualizado de los rendimientos diarios del índice COLCAP, índice de capitalización que refleja las variaciones de los precios de las acciones más líquidas de la Bolsa de Valores de Colombia (BVC). La ventana de tiempo utilizada para el cálculo de la prima fueron los últimos diez años (2014-2023).

Por otro lado, el costo de la deuda (K_d) fue obtenido del proyecto “Plan de inversiones bajo el programa de integración de energías renovables para Colombia” donde se establece una tasa fija del 0.98% mensual para la financiación de este tipo de proyectos (Banco Interamericano de Desarrollo (BID) et al., 2022). Estos recursos se obtienen mediante la intermediación entre el Banco Interamericano de Desarrollo y Bancoldex, deuda proveniente del exterior en USD.

5.4. Modelo financiero

El análisis de factibilidad financiera para un proyecto de generación de energía renovable a través de paneles solares fotovoltaicos en Colombia se desarrolla mediante un modelo financiero que cuenta con los parámetros descritos en la Tabla 7 contemplados bajo un escenario inicial/neutral o esperado, valorado mediante la metodología de Flujos de Caja Descontados (FCD), utilizando como tasa de descuento el Costo Promedio Ponderado de Capital CPPC o WACC.

5.4.1. Análisis de sensibilidad

Se recrean tres (3) escenarios de sensibilidad con la finalidad de modificar parámetros con base en su volatilidad real y alta afectación en los resultados esperados con el objetivo de evaluar cómo estas variaciones pueden alterar o afectar los resultados finales mediante la estimación de métricas de rendimiento. Así, se define el escenario inicial o esperado como la proyección bajo tendencias y estimaciones utilizadas por el mercado en general. El escenario pesimista, contempla una situación de crisis máxima que aumenta el riesgo del proyecto y el escenario optimista se recrea mediante tendencias de aumento o positivistas, brindando propiedades de comparabilidad. Para la selección de las variables a sensibilizar se utilizó el software “Crystal Ball” bajo la técnica denominada “Tornado” que busca priorizar los factores que tienen mayor impacto en los resultados de las métricas de interés VPN y TIR, analizando y gestionando los riesgos del proyecto. De esta forma, se definen las variables precio de la energía, factor de la planta e inversión inicial CAPEX como los parámetros a interpolar en el modelo financiero (ver Anexo E, F y G).

Tabla 7.

Resumen de parámetros y escenarios - Modelo financiero

Parámetro	Esc. Pesimista	Esc. Esperado	Esc. Optimista
Capacidad (MWh)	100	100	100
Factor de planta	0,25	0,3	0,35
CAPEX (USD/W)	USD 6,39	USD 4,70	USD 3,00
OPEX (USD/MWh)	USD 10.854	USD 10.854	USD 10.854
ICA (%/Ingreso)	8/1.000	8/1.000	8/1.000
Depreciación (Años)	25	25	25
Impuesto T (%)	0,35	0,35	0,35
Días cartera (Días)	60	60	60
Días proveedores (Días)	80	80	80
CAPEX (USD)	USD 639.072.525	USD 469.536.263	USD 300.000.000
Deuda (USD)	USD 415.397.141	USD 305.198.571	USD 195.000.000
Capital (USD)	USD 223.675.384	USD 164.337.692	USD 105.000.000
% Deuda (%)	0,65	0,65	0,65

% Capital (%)	0,35	0,35	0,35
Kd	0,1242	0,1242	0,1242
Beta Desapalancado	0,7	0,7	0,7
Beta Apalancado	1,53	1,53	1,53
Tasa libre de riesgo	0,101	0,101	0,101
Pima de riesgo del mercado	0,074	0,074	0,074

Fuente: Elaboración propia.

Los precios de la energía utilizados corresponden al valor mediano anual proyectado para cada escenario equivalentes a la banda superior e inferior al 95% (ver Anexo D).

5.4.2. Resultados

El VPN del escenario inicial/esperado es negativo, con un valor de -233.266.261 USD. Esto traduce que el valor presente de sus flujos de caja futuros es menor que la inversión inicial. La TIR del escenario esperado es 2.05% indicando la tasa de descuento a la que el VPN del proyecto sería cero. Una TIR del 2.05% es relativamente baja, especialmente considerando el riesgo inherente a los proyectos de energía. Bajo las condiciones esperadas el proyecto no es rentable ya que el valor presente de los flujos de efectivo futuros no compensa la inversión inicial y los costos operativos. La TIR al ser inferior a la tasa de descuento (WACC) del 7,5%, permite concluir que el proyecto no generaría un rendimiento suficiente para cubrir el costo de capital y, por lo tanto, no sería atractivo desde el punto de vista financiero (ver Tabla 8). La información financiera (estados financieros pro-formas, flujos de caja libre e inversión neta propia) base de los cálculos se muestran desde el anexo E hasta el G.

Tabla 8.

Métricas sensibilizadas bajo escenarios comparativos - Modelo financiero

Resultados	Esc. Pesimista	Esc. Esperado	Esc. Optimista
WACC	7,50%	7,50%	7,50%
Valor de continuidad (USD)	USD 278.737.497	USD 421.270.132	USD 560.406.350
TIR	-2.9%	2.05%	9.85%

VPN	-USD 544.126.692	-USD 233.266.261	USD 70.026.388
-----	------------------	------------------	----------------

Fuente: Elaboración propia.

En el escenario pesimista, se evidencia una significativa degradación en las variables de salida, atribuible a la sensibilidad de dichas variables ante los cambios adversos en los parámetros clave, como los precios, el factor de planta y la inversión inicial. Esta relación causa-efecto genera una disminución notable en las métricas financieras del proyecto, en comparación con las expectativas iniciales.

Por el contrario, en el escenario optimista, se registra un incremento sustancial en el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), superando el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC). Este resultado sugiere que, bajo condiciones óptimas, el proyecto exhibe una rentabilidad que supera los dos escenarios expuestos (pesimista y esperado) con un periodo de recuperación (PRI) de 16,2 años y una relación beneficio/costo de 1.55.

5.4.3. Simulación Montecarlo

En el software "Crystal Ball", se llevaron a cabo 15,000 iteraciones del escenario esperado, lo que implica la ejecución del modelo 15,000 veces con diferentes conjuntos de valores de entrada. Estos valores de entrada se seleccionaron cuidadosamente entre las variables definidas previamente que tienen mayor impacto en las métricas de interés, en este caso, VPN y TIR. Las variables seleccionadas son el precio de la energía (expresado en USD por megavatio-hora) y la inversión inicial (CAPEX, expresado en USD por watt) para el escenario esperado, considerando la simulación de cada variable de forma independientes, es decir, se realiza la simulación Montecarlo iterando el precio de venta de la energía y dejando constante las demás variables, para luego dejar fija la variable del precio bajo el escenario esperado y movilizar el CAPEX

El precio de la energía es una variable crucial para la rentabilidad de cualquier proyecto de generación, para este caso, de este depende en mayor medida el ingreso operacional que permite el correcto desarrollo del proyecto. Está influenciado por factores como la oferta y demanda de energía, la política energética del gobierno, el precio de los combustibles fósiles, la tasa de cambio, entre otros y que ante una variación mínima puede alterar significativamente la factibilidad del proyecto. En el modelo se establece la plaza de negociación del mercado no regulado por su menor volatilidad en comparación al de bolsa, donde las transacciones se realizan mediante contratos bilaterales entre agentes con altas necesidades energéticas y donde las partes definen contractualmente las cantidades y los precios dependiendo de la oferta y la demanda.

El CAPEX, o gasto de capital, es otro factor de importancia crítica. Representa la inversión inicial necesaria para construir la planta solar fotovoltaica, incluyendo el costo de los paneles solares, la instalación, la conexión a la red eléctrica, etc. Este valor impacta en la viabilidad del proyecto ya que están directamente relacionados con la capacidad para generar el ingreso, y al ser un proyecto extensivo en capital, la inversión inicial es muy alta, esto se traduce en la necesidad de que el proyecto genere flujos de caja descontados mayores a este valor para que el proyecto pueda ser considerado rentable. Según el documento técnico de la UPME, hay un rango de valores máximos, mínimos y promedios identificados en países desarrollados, que permiten realizar la sensibilidad a este valor.

En resumen, la elección del precio de la energía y el CAPEX como variables a sensibilizar se justifica porque representan los dos principales factores que afectan la rentabilidad de un proyecto de energía solar fotovoltaica en Colombia y que de acuerdo con la plaza de negociación

y la flexibilidad entre las partes – para el caso del precio – y a la sensibilidad desarrollada en el documento técnico de la UPME – en cuanto al CAPEX – se identifican los valores máximos, mínimos y promedio para estas 2 variables.

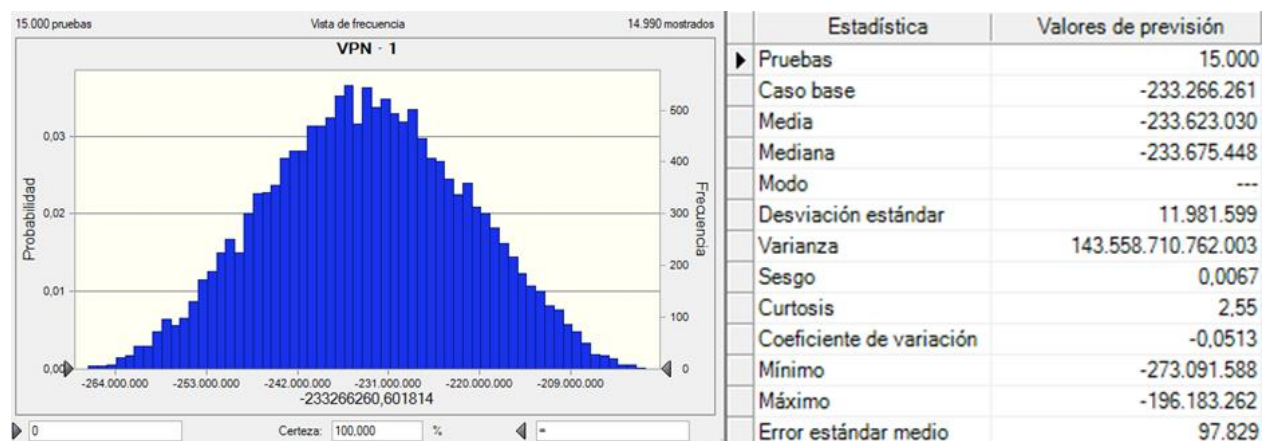
Es importante destacar que cada una de estas variables de entrada se modela utilizando una distribución triangular. La distribución triangular es una forma común de modelar la incertidumbre en las variables de entrada, ya que permite representar una amplia gama de posibles valores con un enfoque en valores extremos y más probables. Esta distribución está definida por tres parámetros principales: el valor mínimo (escenario pesimista), el valor máximo (escenario optimista) y el valor más probable (escenario esperado).

Para el primer caso donde se realizan las 15,000 iteraciones para el precio de venta de energía, se recopilaron los resultados correspondientes al VPN y la TIR. Estos resultados son la base para analizar la variabilidad en las métricas financieras del proyecto y evaluar su robustez bajo diferentes condiciones y niveles de incertidumbre.

Los resultados, reflejados en la distribución del VPN (ver Figura 18.), indican una alta probabilidad de no rentabilidad. Si bien el coeficiente de variación del 5.13% sugiere una baja dispersión en los resultados, el VPN promedio de -USD 233.623.030 evidencia la inviabilidad del proyecto bajo los supuestos actuales. La concentración de la distribución del VPN en valores negativos resalta la necesidad de un análisis crítico de las variables claves del modelo, particularmente la inversión inicial, la proyección de flujos de caja y la tasa de descuento. Se requiere validar los supuestos utilizados y evaluar la posibilidad de rediseñar el proyecto o considerar alternativas de inversión más rentables.

Figura 18.

Distribución Montecarlo para el VPN – Simulación precios de energía.

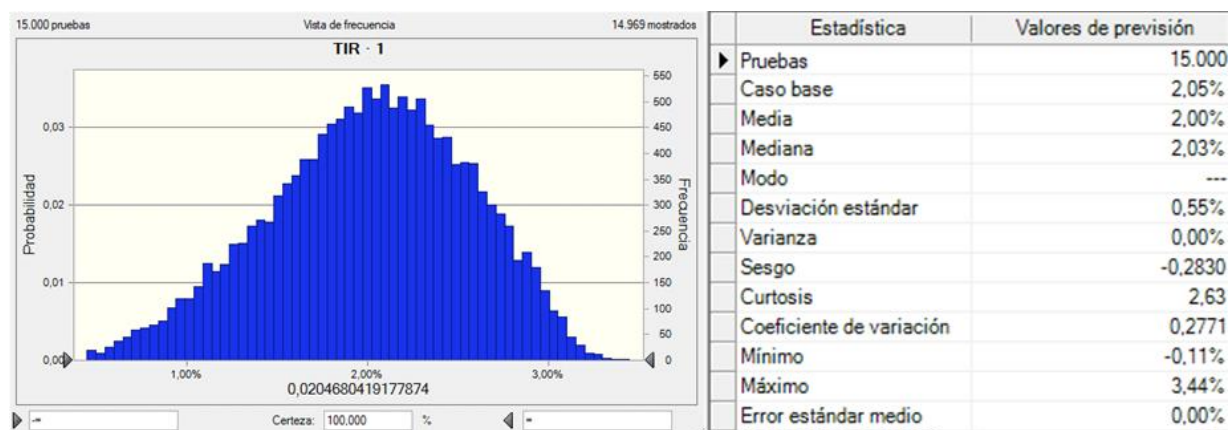


Fuente: Elaboración propia. Fuente: Resultados de Crystal Ball.

Estos resultados recalcan la importancia de realizar simulaciones de Montecarlo para evaluar la robustez financiera de un proyecto y comprender su exposición a diferentes escenarios y niveles de incertidumbre. Sumado a esto, el análisis de la TIR con un valor promedio del 2.00%, indica una rentabilidad marginal, apenas superior al costo de capital. La distribución asimétrica a la derecha de la TIR, con un coeficiente de variación del 27.71%, resalta la sensibilidad del proyecto a las variaciones en los inputs del modelo, incrementando el riesgo a la baja. En conjunto, ambos análisis sugieren que el proyecto, bajo su diseño actual, no presenta un perfil de riesgo-retorno atractivo, requiriendo una profunda revisión de los supuestos del modelo, especialmente aquellos que mayor impacto tienen en la TIR, para determinar la viabilidad de un rediseño o la pertinencia de considerar alternativas de inversión (ver Figura 19).

Figura 19.

Distribución Montecarlo para TIR - Simulación precios de energía.

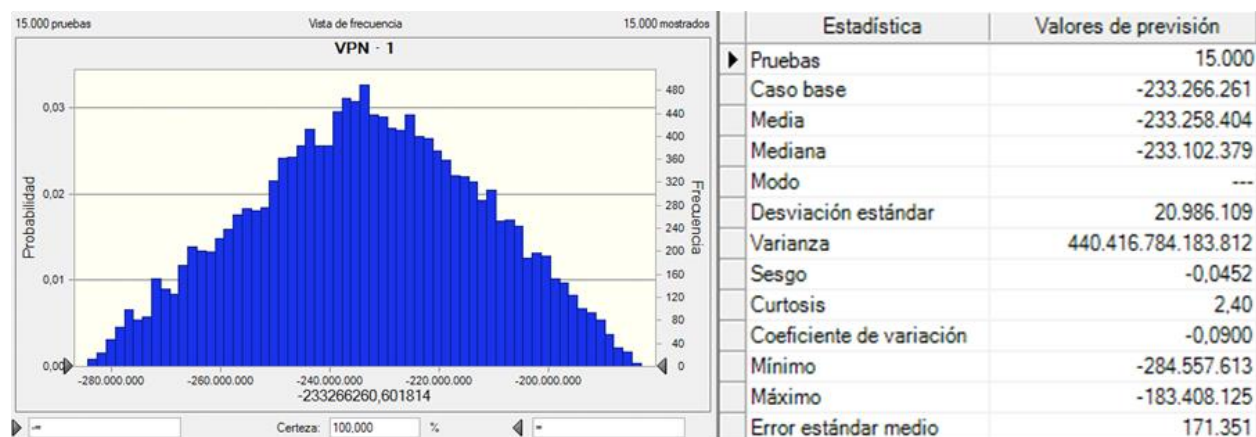


Fuente: Elaboración propia. Fuente: Resultados de Crystal Ball.

Al aplicar una distribución triangular al CAPEX en el modelo, manteniendo constantes las demás variables, la simulación de Monte Carlo del VPN (con 15,000 iteraciones) resulta en una distribución asimétrica a la izquierda (ver Figura 20). El VPN promedio es de -USD 233.258.404, con una desviación estándar considerable de USD 20.986.109, lo que indica una dispersión significativa en los resultados. Aunque el coeficiente de variación (-0.0900) presenta un error en su signo (debe ser positivo), la magnitud de la dispersión es evidente. La concentración de la distribución en valores negativos del VPN, junto con la amplia dispersión, evidencia un alto riesgo de no rentabilidad para el proyecto bajo los supuestos actuales. La asimetría a la izquierda sugiere una mayor probabilidad de obtener resultados aún más desfavorables que el VPN promedio, lo cual exige una revisión crítica de las variables del modelo y la búsqueda de alternativas para mejorar la viabilidad del proyecto.

Figura 20.

Distribución Montecarlo para VPN - Simulación inversión inicial.

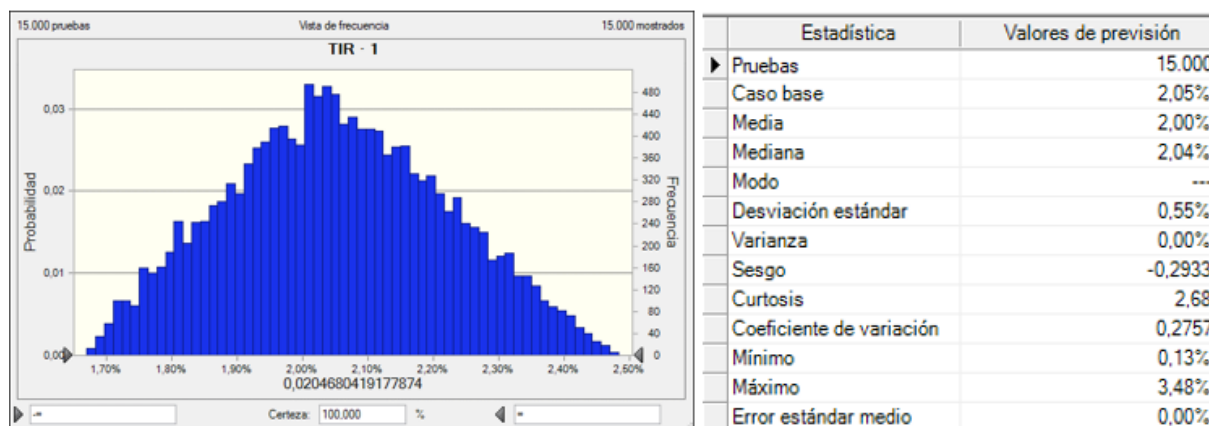


Fuente: Elaboración propia. Fuente: Resultados de Crystal Ball.

La simulación de Montecarlo de la TIR, con variación en el CAPEX, revela un panorama de riesgo considerable para el proyecto. La distribución, asimétrica a la derecha, presenta una TIR promedio del 2%, apenas superando el costo de capital, y una desviación estándar del 0.55%, evidenciando una alta dispersión en los resultados. Esto significa que, si bien existe la posibilidad de obtener TIRs atractivas, la probabilidad de obtener rentabilidades bajas, incluso negativas, es significativa. La asimetría de la distribución resalta un riesgo a la baja considerable (ver Figura 21).

Figura 21.

Distribución Montecarlo para TIR - Simulación inversión inicial.



Fuente: Elaboración propia. Fuente: Resultados de Crystal Ball.

Los resultados de la simulación de Montecarlo indican que la viabilidad del proyecto está fuertemente influenciada por las suposiciones del escenario consideradas en el análisis. En las dos (2) simulaciones se observa que el VPN tiene una media negativa y una probabilidad nula de que sea positivo, de igual forma la TIR en las iteraciones nunca está por encima del WACC. Comparando la simulación con variación en el CAPEX con la simulación con variación en el precio de venta de la energía, se observa que el CAPEX tiene un mayor impacto en la incertidumbre del proyecto, resultando en una mayor dispersión del VPN y una asimetría más pronunciada hacia valores negativos. Si bien ambas simulaciones arrojan un VPN promedio negativo, la mayor sensibilidad al CAPEX resalta la importancia de un análisis profundo de esta variable para evaluar la viabilidad de un rediseño o la búsqueda de alternativas de inversión.

Mediante la función “Buscar Objetivo” de Excel, manteniendo los crecimientos año a año del escenario esperado y cambiando el precio de venta de la energía del 2024, se observa que para que el VPN sea igual a 0, el precio inicial debería incrementarse en cerca de un 77%, lo cual es posible pero poco probable, Dado que un incremento tan significativo en el precio podría definir

un precio del MWh muy por arriba al del mercado no regulado y no sería un precio competitivo para los distribuidores y por ende para los comercializadores; incrementos mayores a este valor empiezan a generar VPN mayores a 0; al que realizar el mismo ejercicio para el valor de la inversión inicial (USD/W), este valor debería ser negativo para tener un VPN=0, lo que quiere decir que bajo las condiciones del escenario esperado y manteniendo estables las demás variables, no existe un valor de inversión inicial razonable que genere rendimientos positivos. Se llega a la misma conclusión al mantener las condiciones “esperadas” para los precios y la inversión inicial, el factor de planta se debe incrementar al 0.53 para generar rendimientos positivos.

Lo anterior indica que, para obtener un VPN positivo, se requieren condiciones favorables en las 3 variables principales analizadas, es decir, para que el VPN sea positivo o la TIR superior al WACC, los precios se deben ubicar en la banda alta del 95% o mayor, el factor de planta debería ser del 0,35 o mayor y la inversión inicial debe estar del orden de 3 USD/W o menor, como lo muestra el escenario optimista, ya que los valores que llevan a un VPN positivo al iterar cada variable de forma independiente, son valores muy por encima, en lo referente al precio y al factor de planta, o muy por debajo en lo referente a la inversión inicial, en comparación a los valores esperados. En sintonía con lo anterior, en el documento técnico de la UPME, marco de referencia del presente trabajo, el valor de CAPEX de 3 USD/W o menor tan solo es viable en países desarrollados; así, sería un escenario poco probable para el contexto Colombiano.

6. Conclusiones

El documento analiza la factibilidad de un proyecto de inversión para una planta de energía solar fotovoltaica de 100 MWh en Colombia, con una vida útil de 25 años. Este proyecto se enmarca en el contexto global de transición energética hacia fuentes renovables, la diversificación de la matriz energética colombiana y el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Las proyecciones realizadas muestran una demanda energética creciente en Colombia, con un mercado potencial para la energía solar fotovoltaica. Se determina el Mercado No Regulado como la plaza de comercialización, por su menor volatilidad en precios y la posibilidad de contratos bilaterales con grandes consumidores.

Para la evaluación del proyecto se utilizó la metodología de Flujo de Caja Descontado (FCD), con el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) como tasa de descuento, con el fin de determinar el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) como variables de salida.

Bajo las condiciones de proyecciones moderadas, el proyecto no es rentable, presentando un VPN negativo y una TIR inferior al WACC. De acuerdo con lo anterior, se analizaron tres escenarios (pesimista, esperado y optimista), modificando variables críticas como el precio de la energía, el factor de planta y el CAPEX y considerando la incertidumbre de estas, siendo estas las de mayor impacto en la rentabilidad del proyecto.

El escenario optimista es el único que presenta un resultado financiero factible, debido a que su valor presente neto (VPN) es positivo y su tasa interna de retorno (TIR) es mayor que su costo de capital (WACC). Consideran opciones favorables en cuanto a los precios de la energía

proyectados, el factor de planta y el monto de la inversión inicial, aunque, bajo unas condiciones poco viables para el contexto colombiano

Los incentivos del gobierno local mediante la Ley 2099 del 2021, como la exención del pago del impuesto de renta y la depreciación acelerada son importantes, pero no suficientes; Las inversiones iniciales son tan altas que el beneficio generado a partir de la operación del proyecto se presenta en unos horizontes de tiempo muy superiores a los contemplados en el marco de la normativa para los incentivos.

El factor de planta es el factor de riesgo operacional con mayor impacto, por lo que se hace necesario implementar estrategias para maximizar la generación de energía, como el uso de tecnologías de seguimiento solar, mantenimiento preventivo, sistemas de control avanzados, evaluar tecnologías emergentes que puedan aumentar la eficiencia de la generación y por supuesto considerar las ubicaciones con mayor recurso solar y condiciones climáticas favorables.

El CAPEX es el factor de riesgo financiero con mayor impacto, ya que el proyecto es intensivo en capital y requiere una inversión inicial muy alta, exigiéndole al proyecto generar flujos futuros de efectivo de igual forma altos para compensarla. Es necesario explorar opciones con menor costo de inversión por MWh instalado, buscar mejores condiciones de pago y precios más competitivos para los equipos y la construcción o identificar áreas donde se puedan reducir costos sin comprometer la calidad y el rendimiento del proyecto.

La simulación de Montecarlo proporciona una visión probabilística del proyecto, pero es importante recordar que los resultados dependen de los supuestos utilizados. Para el caso del factor de planta el valor utilizado (0,3) es un promedio de varias fuentes, es decir, hay valores mayores y menores, por lo que el valor optimista podría convertirse en el esperado debido a las situaciones climáticas que se prevén en el futuro respecto al calentamiento global y el mayor nivel de radiación

solar que esto conlleva. En cuanto al valor de la inversión inicial del escenario optimista (3 USD/W), de acuerdo con el documento de la UPME – “Estudio: Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia” se encuentra en proyectos a gran escala de países desarrollados, lo anterior hace pensar que con los avances tecnológicos es posible encontrar opciones en el rango de inversión esperado en un futuro próximo.

7. Recomendaciones para investigaciones futuras.

Las investigaciones futuras deberían considerar variables no incluidas en el análisis de sensibilidad, como OPEX, WACC y estructura de capital. Específicamente, se podrían explorar estrategias de optimización de OPEX, incluida la renegociación de contratos y la implementación de tecnología de automatización. Además, se podría analizar la sensibilidad de la VPN a cambios en la tasa de descuento para determinar el nivel de riesgo financiero del proyecto. De igual forma, se deberían examinar estructuras de capital alternativas para encontrar un equilibrio entre minimizar el costo de capital y maximizar el valor del proyecto. Esto podría implicar la exploración de diferentes fuentes de financiación, incluidos subsidios, préstamos blandos e inversiones de capital privado.

Es importante considerar que la volatilidad de las variables macroeconómicas asociadas a todo tipo de proyectos puede tener un impacto significativo en la rentabilidad del proyecto.

Por último, es necesario tener en cuenta otros factores no financieros, como el impacto ambiental y social del proyecto, antes de tomar una decisión final. Si bien estos proyectos son viables para generar energía incluso en zonas no interconectadas (ZNI), la gran duda en adelante sería cuál es la mejor forma de disponer de los paneles solares una vez se agote su vida útil.

8. Referencias

- Andrian, L., Álvarez, C. M., & Chávez, (2024). *Efectos del fenómeno “El Niño” en la región Andina: Una aproximación empírica.*
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Bancoldex, & Federación Nacional de Departamentos. (2022). *Plan de inversiones bajo el programa de integración de energías renovables para Colombia.*
- Bello, S., & Beltrán, R. (2010). Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Revista de La Maestría En Derecho Económico, Universidad Javeriana Bogotá.*, 6, 4–10.
- BloombergNEF. (2024). Tendencias de Inversión en la Transición Energética 2024. In <https://www.bloomberg.com/latam/blog/inversion-en-energias-limpias-se-dispara-un-17-y-alcanza-los-1-8-billones-de-dolares-en-2023-a-nivel-mundial-segun-un-informe-de-bloombergnef/>.
- Centro Internacional para la investigación del Fenómeno de El Niño (CIIFEN). (2024). *El Niño/La Niña en América Latina - Boletín Climáticos.* <https://Ciifen.Org/>.
- Conference of the Parties (COP28), International Renewable Energy Agency (IRENA), & Global Renewables Alliance (GRA). (2023). *Tripling Renewable Power and Doubling Energy Efficiency by 2030.*
- Congreso de la República de Colombia. (2021). *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.* <https://Www.Suin-Juriscal.Gov.Co/ViewDocument.Asp?Id=30041997#>.
- Corficolombiana. (2023). *Perspectiva sectorial: Actualidad del sector energético colombiano.*

Departamento Nacional de Planeación de Colombia (DNP). (2017). *ABC de la viabilidad. Criterios para dar viabilidad a un proyecto de inversión pública.*

Ehrhardt, M. C., & Brigham Eugene F. (2007). *Finanzas Corporativas* (2nd ed.).

Energía estratégica. (2020). *Colombia: la energía eólica y solar estuvieron por debajo del precio promedio anual de la energía.* <https://www.energiaestrategica.com/colombia-la-energia-eolica-y-solar-estuvo-por-debajo-del-precio-promedio-anual-de-la-energia/#:~:Text=Por%20otro%20lado%2C%20la%20producci%C3%B3n,Se%20situ%C3%B3%20en%20un%2032%25>.

España Exportación e Inversiones (ICEX). (2022). *Energía Solar en Colombia.*

Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE). (2024). *Gestión del conocimientos - Fuentes no Convencionales de Energía (FNCER).* <https://fenoge.gov.co/Gestion-Del-Conocimiento/Fuentes-No-Convencionales-de-Energia-Fncer/>.

Grupo Bancolombia. (2023). *Guía Bancolombia 2024: Entorno económico.* <https://www.andi.com.co/uploads/presentaci%C3%B3n%20gu%C3%ADa%20Bancolombia%202024.pdf>.

Holt, C. C. (1960). Forecasting seasonals and trends by exponentially weighted moving averages. *International Journal of Forecasting*, Vol. 6, 324–342.

Hurtado Zamora, O. (2017). *Evaluación de un modelo para las decisiones de inversión en proyectos de energías renovables y optimizar su rentabilidad - Caso peruano energía eólica.*

Institución Pública de Apoyo Técnico y Científico al Sistema Nacional Ambiental (IDEAM), & Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2017). *Atlas de Radiación Solar, Ultravioleta y Ozono de Colombia.*

- Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2020). *Valuation: Measuring and Managing the Value of Companies* (Edi. 7). Mckinsey y company.
- López Mejía, E. (2017). *Evaluación de proyecto de inversión: viabilidad financiera de la generación de energía fotovoltaica por medio de un huerto solar en Pereira*. Universidad EAFIT.
- Mariño, M. D., Arango, A., Lotero, L., & Jiménez, M. (2021). Modelos de series temporales para pronósticos de la demanda eléctrica del sector de explotación de minas y canteras en Colombia. *Revista EIA*, 1–23.
- Modigliani, F., & Miller, M. (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *The American Economic Review*, Vol. 48, 261–297.
- Organización de las Naciones Unidas Colombia (ONU). (2024). *¿Cómo la ONU apoya los Objetivos de Desarrollo Sostenible en Colombia?* <https://Colombia.Un.Org/Es/Sdgs>.
- Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2024). *Energías renovables: energías para un futuro más seguro*. <https://Www.Un.Org/Es/Climatechange/Raising-Ambition/Renewable-Energy>.
- Romero López, Á. J. (2014). *Principios de contabilidad: incluye las NIIF para pymes*. McGraw-Hill Interamericana.
- Serrano, J. (2018). *Matemáticas financieras y evaluación de proyectos* (Segunda edición.). Universidad de los Andes.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2016). *Informe de gestión 2016*.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2022). *Procedimiento de evaluación de solicitudes de asignación de capacidad para proyectos clase 1*.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). *Informe de avance proyectos de Generación.*

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2024). *Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037.*
https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.Pdf.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), & Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (MME). (2015). *Estudio: Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.*

Washburn, C., & Pablo-Romero, M. del P. (2019). Measures to promote renewable energies for electricity generation in Latin American countries. *Energy Policy*, 128, 212–222.

Winters, P. R. (1960). Forecasting Sales by Exponentially Weighted Moving Averages. *Management Science*, Vol. 6, 324–342.

9. Anexos

Anexo A. Fórmulas de métricas financieras

Costo promedio ponderado de capital (CPPC o WACC)

Costo promedio ponderado de todas las fuentes de financiamiento utilizadas por una empresa para financiar sus operaciones y proyectos de inversión. Cuanto más alto sea el WACC, mayor será el costo de financiamiento y menor será el valor presente de los flujos de efectivo futuros. Por lo tanto, un WACC más bajo indica un menor costo de capital y una mayor capacidad para crear valor.

$$\left(\frac{D}{V}\right) * K_d * (1 - T) + \left(\frac{E}{V}\right) * K_e$$

D = Valor de mercado de la deuda.

E = Valor de mercado de capital propio.

V = Valor total de la empresa (Suma de valor de mercado de capital propio y deuda).

K_d = Costo de la deuda (Tasa de interés pagada por la deuda).

K_e = Costo del capital propio (Rendimiento requerido por los inversionistas).

T = Tasa impositiva de la compañía.

Modelo de asignación de precios de activos de capital (CAPM)

Se utiliza para determinar el rendimiento esperado de un activo financiero, como una acción o un portafolio de acciones. Se utiliza dicho modelo para calcular el costo del capital propio K_e , considerado como el rendimiento que los accionistas requieren o esperan recibir por invertir su dinero en una empresa.

$$R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

R_f = Rendimiento libre de riesgo. Rendimiento mínimo esperado ya que, no asume riesgo. Al invertir en un activo financiero libre de riesgo como Bonos del tesoro (Gobierno).

β = Sensibilidad del rendimiento del activo frente a los movimientos del mercado.

R_f = Rendimiento esperado del mercado.

$(R_m - R_f)$ = Considerada como la prima de riesgo del mercado y es definida como la compensación adicional que los inversionistas exigen por asumir el riesgo del mercado.

Beta β apalancado

Medida de riesgo sistemático de una empresa al involucrar la estructura de capital de la misma, incorporando el efecto de la deuda.

$$\beta_{Desapalancado} * \left[1 + (1 - T) * \frac{Deuda}{Patrimonio} \right]$$

Valor presente neto (VPN)

Es el valor de los flujos de efectivo proyectados, descontados al presente.

$$FC_0 + \frac{FC_1}{(1+r)^1} + \frac{FC_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+r)^n} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

FC_0 = Flujo de efectivo en el periodo 0, correspondiente a la inversión realizada (salida de dinero).

FC_t = Flujo de efectivo en el periodo t.

r = Tasa de descuento o tasa de interés requerida por el proyecto.

n = Número total de periodos.

Índice de rentabilidad (IR) o índice de costo-beneficio (IBC)

Métrica financiera que se utiliza para evaluar la rentabilidad de una inversión.

$$\frac{VPN \text{ de flujos futuros de efectivo}}{\text{Costo inicial}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}}{FC_0}$$

Modelo Holt-Winters

Las ecuaciones para un modelo con tendencia y estacionalidad modelada de forma aditiva se presentan a continuación:

$$l_t = \alpha * (Y_t - S_{t-m}) + (1 - \alpha) * (l_{t-1} + b_{t-1})$$

$$b_t = \gamma * (l_t - l_{t-1}) + (1 - \gamma) * (b_{t-1})$$

$$S_t = \delta * (Y_t - l_{t-1} - b_{t-1}) + (1 - \delta)S_{t-m}$$

l_t = Nivel o valor suavizado de la serie.

b_t = Es la tendencia o pendiente de la serie.

S_t = Es la estacionalidad de la serie.

Y_t = Es el valor real de la serie en el momento t.

α, γ y δ = Parámetros de suavizado para el nivel, tendencial y estacionalidad respectivamente, con valores entre 0 y 1.

Anexo B. Información demanda energética colombiana

Demanda energética GWh mensualizada en Colombia 2015 -2023.

Mes / Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ene	5.310	5.584	5.584	5.619	5.832	6.119	5.937	6.278	6.393
Feb	5.048	5.465	5.465	5.239	5.509	5.988	5.668	5.878	6.000
Mar	5.533	5.567	5.567	5.790	6.022	5.993	6.233	6.535	6.651
Abr	5.278	5.397	5.397	5.607	5.835	5.201	6.004	6.272	6.366
May	5.623	5.550	5.550	5.799	6.104	5.642	6.015	6.578	6.846
Jun	5.414	5.401	5.401	5.697	5.883	5.568	6.018	6.208	6.581
Jul	5.669	5.488	5.488	5.918	6.147	5.927	6.377	6.565	6.801
Ago	5.691	5.762	5.762	6.019	6.257	5.990	6.347	6.624	7.012
Sep	5.701	5.542	5.542	5.813	6.050	5.881	6.308	6.410	6.886
Oct	5.763	5.587	5.587	5.934	6.092	6.125	6.490	6.558	6.889
Nov	5.441	5.428	5.428	5.819	5.979	5.874	6.290	6.302	6.699
Dic	5.703	5.548	5.548	5.872	6.213	6.115	6.429	6.449	6.860

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Point Forecast para demanda energética en Colombia (GWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	6.762	6.866	6.971	7.075	7.179	7.283	7.388	7.492	7.596
Feb	6.489	6.593	6.697	6.801	6.906	7.010	7.114	7.219	7.323
Mar	6.990	7.094	7.198	7.303	7.407	7.511	7.616	7.720	7.824
Abr	6.644	6.748	6.852	6.957	7.061	7.165	7.269	7.374	7.478
May	6.909	7.013	7.118	7.222	7.326	7.431	7.535	7.639	7.743
Jun	6.682	6.786	6.891	6.995	7.099	7.203	7.308	7.412	7.516
Jul	6.968	7.073	7.177	7.281	7.385	7.490	7.594	7.698	7.802
Ago	7.048	7.152	7.256	7.361	7.465	7.569	7.673	7.778	7.882
Sep	6.896	7.000	7.105	7.209	7.313	7.417	7.522	7.626	7.730
Oct	7.007	7.111	7.216	7.320	7.424	7.529	7.633	7.737	7.841
Nov	6.802	6.906	7.011	7.115	7.219	7.324	7.428	7.532	7.636
Dic	6.965	7.069	7.174	7.278	7.382	7.486	7.591	7.695	7.799
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	7.700	7.805	7.909	8.013	8.118	8.222	8.326	8.430	8.535
Feb	7.427	7.531	7.636	7.740	7.844	7.948	8.053	8.157	8.261
Mar	7.928	8.033	8.137	8.241	8.345	8.450	8.554	8.658	8.763
Abr	7.582	7.687	7.791	7.895	7.999	8.104	8.208	8.312	8.416
May	7.848	7.952	8.056	8.160	8.265	8.369	8.473	8.578	8.682
Jun	7.621	7.725	7.829	7.933	8.038	8.142	8.246	8.350	8.455
Jul	7.907	8.011	8.115	8.220	8.324	8.428	8.532	8.637	8.741
Ago	7.986	8.090	8.195	8.299	8.403	8.508	8.612	8.716	8.820
Sep	7.835	7.939	8.043	8.147	8.252	8.356	8.460	8.564	8.669
Oct	7.946	8.050	8.154	8.258	8.363	8.467	8.571	8.675	8.780
Nov	7.741	7.845	7.949	8.053	8.158	8.262	8.366	8.471	8.575
Dic	7.903	8.008	8.112	8.216	8.321	8.425	8.529	8.633	8.738
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	8.639	8.743	8.847	8.952	9.056	9.160	9.265	9.369	9.473
Feb	8.366	8.470	8.574	8.678	8.783	8.887	8.991	9.095	9.200
Mar	8.867	8.971	9.075	9.180	9.284	9.388	9.492	9.597	9.701
Abr	8.521	8.625	8.729	8.834	8.938	9.042	9.146	9.251	9.355
May	8.786	8.890	8.995	9.099	9.203	9.307	9.412	9.516	9.620
Jun	8.559	8.663	8.767	8.872	8.976	9.080	9.185	9.289	9.393
Jul	8.845	8.949	9.054	9.158	9.262	9.367	9.471	9.575	9.679
Ago	8.925	9.029	9.133	9.237	9.342	9.446	9.550	9.654	9.759
Sep	8.773	8.877	8.982	9.086	9.190	9.294	9.399	9.503	9.607
Oct	8.884	8.988	9.093	9.197	9.301	9.405	9.510	9.614	9.718
Nov	8.679	8.783	8.888	8.992	9.096	9.200	9.305	9.409	9.513
Dic	8.842	8.946	9.050	9.155	9.259	9.363	9.468	9.572	9.676

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Banda inferior al 80% de confianza para demanda energética (GWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	6.584	6.408	6.315	6.239	6.170	6.103	6.034	5.964	5.891
Feb	6.278	6.118	6.027	5.952	5.883	5.816	5.747	5.676	5.603
Mar	6.751	6.603	6.513	6.439	6.371	6.303	6.234	6.164	6.090
Abr	6.379	6.240	6.153	6.079	6.011	5.943	5.874	5.803	5.729
May	6.621	6.489	6.403	6.331	6.262	6.194	6.125	6.054	5.980
Jun	6.371	6.246	6.162	6.090	6.021	5.954	5.884	5.813	5.738
Jul	6.636	6.517	6.434	6.362	6.294	6.226	6.156	6.085	6.010
Ago	6.695	6.581	6.499	6.428	6.359	6.291	6.222	6.150	6.075
Sep	6.523	6.414	6.333	6.262	6.194	6.126	6.056	5.984	5.908
Oct	6.615	6.509	6.430	6.359	6.291	6.223	6.153	6.080	6.005
Nov	6.392	6.289	6.211	6.140	6.072	6.004	5.934	5.861	5.785
Dic	6.536	6.437	6.360	6.289	6.221	6.153	6.082	6.009	5.933
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	5.815	5.735	5.651	5.564	5.473	5.379	5.280	5.177	5.071
Feb	5.527	5.446	5.363	5.275	5.184	5.089	4.990	4.887	4.780
Mar	6.013	5.933	5.849	5.761	5.669	5.574	5.474	5.371	5.264
Abr	5.652	5.571	5.487	5.399	5.307	5.211	5.111	5.008	4.901
May	5.903	5.822	5.737	5.648	5.556	5.460	5.360	5.256	5.149
Jun	5.661	5.579	5.494	5.405	5.313	5.216	5.116	5.012	4.904
Jul	5.932	5.850	5.765	5.676	5.583	5.486	5.385	5.281	5.173
Ago	5.996	5.914	5.829	5.739	5.646	5.549	5.448	5.343	5.234
Sep	5.830	5.747	5.661	5.572	5.478	5.381	5.279	5.174	5.065
Oct	5.926	5.843	5.757	5.667	5.573	5.475	5.373	5.268	5.159
Nov	5.706	5.623	5.536	5.446	5.351	5.253	5.151	5.046	4.936
Dic	5.854	5.770	5.683	5.593	5.498	5.399	5.297	5.191	5.081
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	4.961	4.847	4.730	4.608	4.484	4.355	4.223	4.087	3.948
Feb	4.670	4.556	4.438	4.316	4.191	4.062	3.930	3.794	3.655
Mar	5.154	5.039	4.921	4.799	4.674	4.544	4.412	4.276	4.136
Abr	4.790	4.675	4.556	4.434	4.308	4.179	4.046	3.910	3.770
May	5.037	4.922	4.803	4.681	4.555	4.425	4.292	4.155	4.015
Jun	4.792	4.677	4.558	4.435	4.309	4.179	4.045	3.908	3.767
Jul	5.061	4.945	4.825	4.702	4.576	4.445	4.311	4.174	4.033
Ago	5.122	5.006	4.886	4.763	4.636	4.505	4.371	4.234	4.092
Sep	4.953	4.836	4.716	4.592	4.465	4.334	4.200	4.062	3.921
Oct	5.046	4.929	4.809	4.685	4.557	4.426	4.291	4.153	4.011
Nov	4.823	4.706	4.585	4.461	4.333	4.201	4.066	3.928	3.786
Dic	4.968	4.850	4.729	4.605	4.476	4.345	4.209	4.071	3.928

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Banda superior al 80% de confianza para demanda energética (GWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	6.940	7.324	7.626	7.910	8.188	8.464	8.741	9.020	9.301
Feb	6.699	7.068	7.368	7.651	7.928	8.205	8.482	8.761	9.043
Mar	7.229	7.586	7.884	8.166	8.443	8.720	8.997	9.276	9.558
Abr	6.908	7.256	7.552	7.834	8.111	8.387	8.665	8.944	9.227
May	7.198	7.537	7.832	8.113	8.390	8.667	8.944	9.224	9.507
Jun	6.993	7.326	7.619	7.900	8.177	8.453	8.731	9.011	9.294
Jul	7.301	7.628	7.920	8.200	8.477	8.753	9.031	9.312	9.595
Ago	7.401	7.723	8.013	8.293	8.570	8.847	9.125	9.405	9.689
Sep	7.269	7.587	7.876	8.156	8.432	8.709	8.987	9.268	9.552
Oct	7.399	7.713	8.001	8.281	8.557	8.834	9.113	9.394	9.678
Nov	7.213	7.524	7.811	8.090	8.366	8.643	8.922	9.203	9.488
Dic	7.394	7.702	7.988	8.266	8.543	8.820	9.099	9.381	9.665
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	9.586	9.874	10.166	10.462	10.762	11.065	11.372	11.683	11.998
Feb	9.328	9.616	9.909	10.205	10.504	10.808	11.116	11.427	11.742
Mar	9.844	10.133	10.425	10.722	11.022	11.326	11.634	11.945	12.261
Abr	9.513	9.802	10.095	10.391	10.692	10.996	11.304	11.616	11.932
May	9.793	10.082	10.375	10.672	10.973	11.278	11.587	11.899	12.215
Jun	9.580	9.870	10.164	10.461	10.762	11.067	11.376	11.689	12.005
Jul	9.882	10.172	10.466	10.763	11.065	11.370	11.679	11.992	12.309
Ago	9.976	10.267	10.561	10.859	11.161	11.466	11.776	12.089	12.406
Sep	9.839	10.130	10.425	10.723	11.025	11.331	11.641	11.955	12.272
Oct	9.965	10.257	10.551	10.850	11.153	11.459	11.769	12.083	12.401
Nov	9.776	10.067	10.362	10.661	10.964	11.271	11.581	11.895	12.214
Dic	9.953	10.245	10.541	10.840	11.143	11.450	11.761	12.076	12.394
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	12.317	12.639	12.965	13.295	13.628	13.965	14.306	14.650	14.998
Feb	12.061	12.384	12.710	13.040	13.374	13.711	14.052	14.397	14.745
Mar	12.580	12.903	13.230	13.560	13.894	14.232	14.573	14.918	15.266
Abr	12.252	12.575	12.902	13.233	13.567	13.905	14.247	14.592	14.940
May	12.535	12.859	13.186	13.517	13.852	14.190	14.532	14.877	15.226
Jun	12.326	12.650	12.977	13.309	13.644	13.982	14.324	14.670	15.019
Jul	12.630	12.954	13.282	13.614	13.949	14.288	14.630	14.976	15.325
Ago	12.727	13.052	13.380	13.712	14.047	14.387	14.729	15.075	15.425
Sep	12.593	12.918	13.247	13.579	13.915	14.254	14.597	14.944	15.294
Oct	12.722	13.048	13.376	13.709	14.045	14.385	14.728	15.075	15.425
Nov	12.535	12.861	13.190	13.523	13.859	14.200	14.543	14.890	15.241
Dic	12.716	13.042	13.372	13.705	14.042	14.382	14.726	15.073	15.424

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Proyección realizada en R Project.

Proyección 2024 - 2050: Banda inferior al 95% de confianza para demanda energética (GWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	6.489	6.166	5.967	5.797	5.636	5.478	5.318	5.155	4.988
Feb	6.167	5.867	5.672	5.502	5.342	5.183	5.023	4.860	4.693
Mar	6.625	6.343	6.151	5.982	5.822	5.663	5.503	5.340	5.172
Abr	6.239	5.971	5.782	5.615	5.455	5.296	5.136	4.972	4.804
May	6.468	6.212	6.025	5.859	5.699	5.540	5.379	5.215	5.047
Jun	6.206	5.961	5.776	5.611	5.451	5.292	5.131	4.966	4.797
Jul	6.460	6.223	6.041	5.875	5.716	5.557	5.395	5.230	5.061
Ago	6.508	6.278	6.098	5.934	5.774	5.615	5.453	5.288	5.118
Sep	6.326	6.103	5.925	5.761	5.601	5.442	5.280	5.114	4.944
Oct	6.407	6.191	6.014	5.851	5.691	5.532	5.370	5.203	5.033
Nov	6.174	5.962	5.787	5.625	5.465	5.305	5.143	4.976	4.805
Dic	6.309	6.102	5.929	5.766	5.607	5.447	5.284	5.117	4.945
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	4.816	4.639	4.456	4.268	4.074	3.873	3.667	3.455	3.238
Feb	4.520	4.343	4.160	3.971	3.776	3.575	3.368	3.156	2.938
Mar	4.999	4.821	4.637	4.448	4.252	4.051	3.844	3.631	3.412
Abr	4.630	4.452	4.267	4.077	3.882	3.680	3.472	3.259	3.040
May	4.873	4.694	4.509	4.319	4.122	3.920	3.712	3.498	3.278
Jun	4.623	4.443	4.258	4.067	3.870	3.668	3.459	3.245	3.024
Jul	4.886	4.706	4.521	4.329	4.132	3.928	3.719	3.504	3.284
Ago	4.943	4.762	4.576	4.384	4.186	3.983	3.773	3.558	3.336
Sep	4.768	4.587	4.401	4.208	4.010	3.805	3.595	3.379	3.158
Oct	4.856	4.675	4.488	4.295	4.096	3.891	3.681	3.464	3.242
Nov	4.629	4.446	4.259	4.065	3.866	3.661	3.450	3.233	3.010
Dic	4.768	4.586	4.398	4.204	4.004	3.798	3.586	3.369	3.146
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	3.014	2.785	2.550	2.309	2.063	1.811	1.554	1.292	1.024
Feb	2.714	2.484	2.248	2.007	1.761	1.509	1.251	988	720
Mar	3.188	2.958	2.722	2.480	2.233	1.980	1.722	1.459	1.190
Abr	2.815	2.584	2.347	2.105	1.858	1.605	1.346	1.082	813
May	3.053	2.821	2.585	2.342	2.094	1.840	1.581	1.317	1.047
Jun	2.798	2.567	2.329	2.086	1.838	1.584	1.324	1.059	789
Jul	3.057	2.825	2.587	2.344	2.095	1.840	1.580	1.315	1.045
Ago	3.109	2.877	2.638	2.394	2.145	1.890	1.630	1.364	1.093
Sep	2.930	2.697	2.458	2.214	1.964	1.709	1.448	1.182	910
Oct	3.014	2.780	2.541	2.296	2.046	1.790	1.529	1.262	990
Nov	2.781	2.547	2.308	2.062	1.811	1.555	1.293	1.026	754
Dic	2.917	2.682	2.442	2.196	1.945	1.688	1.426	1.158	886

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Proyección realizada en R Project.

Proyección 2024 - 2050: Banda superior al 95% de confianza para demanda energética (GWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	7.035	7.567	7.974	8.353	8.722	9.089	9.457	9.829	10.204
Feb	6.810	7.319	7.723	8.101	8.470	8.837	9.205	9.577	9.953
Mar	7.355	7.846	8.246	8.623	8.992	9.359	9.728	10.100	10.476
Abr	7.049	7.525	7.923	8.298	8.667	9.034	9.403	9.776	10.153
May	7.351	7.815	8.210	8.585	8.953	9.321	9.690	10.063	10.440
Jun	7.158	7.612	8.005	8.379	8.747	9.115	9.485	9.858	10.235
Jul	7.477	7.922	8.313	8.687	9.055	9.422	9.792	10.166	10.544
Ago	7.588	8.026	8.414	8.787	9.155	9.523	9.893	10.267	10.646
Sep	7.466	7.898	8.284	8.657	9.025	9.393	9.763	10.138	10.517
Oct	7.607	8.032	8.417	8.789	9.157	9.525	9.896	10.271	10.650
Nov	7.430	7.850	8.234	8.605	8.973	9.342	9.713	10.088	10.468
Dic	7.621	8.036	8.418	8.789	9.157	9.526	9.897	10.273	10.653
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	10.584	10.970	11.361	11.758	12.161	12.570	12.985	13.405	13.831
Feb	10.334	10.720	11.112	11.509	11.913	12.322	12.737	13.158	13.585
Mar	10.858	11.244	11.637	12.035	12.439	12.848	13.264	13.685	14.113
Abr	10.534	10.921	11.314	11.713	12.117	12.527	12.944	13.366	13.793
May	10.822	11.210	11.603	12.002	12.407	12.818	13.235	13.657	14.085
Jun	10.618	11.006	11.400	11.799	12.205	12.616	13.033	13.456	13.885
Jul	10.927	11.316	11.710	12.110	12.516	12.928	13.345	13.769	14.198
Ago	11.029	11.418	11.813	12.214	12.620	13.032	13.451	13.875	14.304
Sep	10.901	11.290	11.686	12.087	12.493	12.906	13.325	13.749	14.180
Oct	11.035	11.425	11.821	12.222	12.630	13.043	13.462	13.887	14.318
Nov	10.853	11.243	11.640	12.042	12.450	12.863	13.283	13.708	14.140
Dic	11.039	11.430	11.827	12.229	12.637	13.052	13.472	13.898	14.330
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	14.264	14.701	15.145	15.594	16.049	16.509	16.975	17.446	17.922
Feb	14.017	14.456	14.900	15.349	15.805	16.265	16.731	17.203	17.680
Mar	14.546	14.985	15.429	15.879	16.335	16.796	17.263	17.735	18.212
Abr	14.227	14.666	15.111	15.562	16.018	16.480	16.947	17.419	17.897
May	14.519	14.959	15.405	15.856	16.312	16.774	17.242	17.715	18.193
Jun	14.320	14.760	15.206	15.657	16.114	16.577	17.045	17.518	17.997
Jul	14.633	15.074	15.520	15.972	16.430	16.893	17.361	17.835	18.314
Ago	14.740	15.181	15.628	16.081	16.539	17.002	17.471	17.945	18.425
Sep	14.616	15.057	15.505	15.958	16.416	16.880	17.349	17.824	18.304
Oct	14.754	15.196	15.644	16.098	16.557	17.021	17.491	17.966	18.446
Nov	14.577	15.019	15.468	15.922	16.381	16.846	17.316	17.792	18.273
Dic	14.767	15.210	15.659	16.113	16.573	17.039	17.509	17.985	18.467

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Proyección realizada en R Project.

Anexo C. Información precio promedio ponderado (PPP) energética colombiana

PPP (USD/MWh) mensualizada en Colombia 2015 -2023.

Mes / Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ene	44,34	44,23	51,98	51,85	52,62	52,56	50,67	50,09	65,04
Feb	44,37	44,69	53,47	52,15	53,27	52,15	52,37	51,27	66,56
Mar	45,51	45,19	52,67	52,78	53,27	52,31	52,74	51,93	65,81
Abr	45,04	44,26	51,79	52,16	52,75	52,50	53,53	52,60	64,92
May	45,54	43,53	50,94	52,24	53,18	51,97	54,56	53,85	65,83
Jun	45,61	44,66	51,15	52,10	52,69	51,89	54,79	54,18	65,01
Jul	46,75	46,30	51,41	51,89	53,33	51,65	55,36	55,23	64,91
Ago	47,73	49,62	52,15	52,24	53,77	52,02	55,70	55,11	65,43
Sep	48,90	49,50	53,11	53,22	54,63	52,04	56,25	55,49	67,87
Oct	49,99	50,63	53,53	53,34	54,84	52,54	56,94	55,95	66,86
Nov	49,73	50,75	53,74	53,58	55,71	52,34	56,93	55,82	65,43
Dic	50,34	48,81	53,25	54,44	55,61	52,41	60,05	56,05	68,19

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de precios históricos XM.

Proyección 2024 - 2050: Point Forecast PPP (USD/MWh) mensualizada en Colombia

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	68,88	70,96	72,64	74,67	78,20	81,74	85,27	88,80	92,33
Feb	68,94	71,01	72,70	74,73	78,26	81,79	85,32	88,86	92,39
Mar	68,32	70,40	72,10	74,14	77,68	81,21	84,74	88,27	91,81
Abr	67,86	69,96	71,67	73,72	77,26	80,79	84,32	87,85	91,39
May	67,89	69,98	71,69	73,75	77,28	80,81	84,34	87,88	91,41
Jun	67,24	69,35	71,07	73,14	76,67	80,20	83,74	87,27	90,80
Jul	67,78	69,88	71,59	73,64	77,18	80,71	84,24	87,77	91,31
Ago	68,60	70,68	72,37	74,41	77,94	81,47	85,01	88,54	92,07
Sep	69,99	72,04	73,69	75,70	79,23	82,77	86,30	89,83	93,36
Oct	70,30	72,33	73,98	75,98	79,52	83,05	86,58	90,11	93,65
Nov	70,51	72,55	74,19	76,19	79,72	83,25	86,79	90,32	93,85
Dic	71,97	73,97	75,57	77,54	81,07	84,61	88,14	91,67	95,20
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	95,9	99,4	102,9	106,5	110,0	113,5	117,1	120,6	124,1
Feb	95,9	99,5	103,0	106,5	110,1	113,6	117,1	120,6	124,2
Mar	95,3	98,9	102,4	105,9	109,5	113,0	116,5	120,1	123,6
Abr	94,9	98,5	102,0	105,5	109,0	112,6	116,1	119,6	123,2
May	94,9	98,5	102,0	105,5	109,1	112,6	116,1	119,7	123,2
Jun	94,3	97,9	101,4	104,9	108,5	112,0	115,5	119,1	122,6
Jul	94,8	98,4	101,9	105,4	109,0	112,5	116,0	119,6	123,1
Ago	95,6	99,1	102,7	106,2	109,7	113,3	116,8	120,3	123,9
Sep	96,9	100,4	104,0	107,5	111,0	114,6	118,1	121,6	125,2
Oct	97,2	100,7	104,2	107,8	111,3	114,8	118,4	121,9	125,4
Nov	97,4	100,9	104,4	108,0	111,5	115,0	118,6	122,1	125,6
Dic	98,7	102,3	105,8	109,3	112,9	116,4	119,9	123,5	127,0
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	127,7	131,2	134,7	138,3	141,8	145,3	148,9	152,4	155,9
Feb	127,7	131,2	134,8	138,3	141,8	145,4	148,9	152,4	156,0
Mar	127,1	130,7	134,2	137,7	141,3	144,8	148,3	151,9	155,4
Abr	126,7	130,2	133,8	137,3	140,8	144,4	147,9	151,4	155,0
May	126,7	130,3	133,8	137,3	140,9	144,4	147,9	151,5	155,0
Jun	126,1	129,7	133,2	136,7	140,3	143,8	147,3	150,9	154,4
Jul	126,6	130,2	133,7	137,2	140,8	144,3	147,8	151,4	154,9
Ago	127,4	130,9	134,5	138,0	141,5	145,1	148,6	152,1	155,7
Sep	128,7	132,2	135,8	139,3	142,8	146,4	149,9	153,4	156,9
Oct	129,0	132,5	136,0	139,6	143,1	146,6	150,2	153,7	157,2
Nov	129,2	132,7	136,2	139,8	143,3	146,8	150,4	153,9	157,4
Dic	130,5	134,1	137,6	141,1	144,7	148,2	151,7	155,3	158,8

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Banda inferior al 80% de confianza PPP (USD/MWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	68,88	67,52	67,79	68,70	71,12	73,62	76,15	78,71	81,29
Feb	67,74	67,36	67,68	68,61	71,05	73,56	76,09	78,66	81,24
Mar	66,76	66,62	66,98	67,94	70,39	72,89	75,43	78,00	80,58
Abr	66,03	66,04	66,45	67,43	69,88	72,39	74,93	77,50	80,08
May	65,81	65,94	66,37	67,36	69,82	72,33	74,88	77,44	80,02
Jun	64,93	65,18	65,65	66,67	69,13	71,64	74,19	76,76	79,34
Jul	65,27	65,58	66,07	67,08	69,55	72,07	74,62	77,19	79,77
Ago	65,90	66,26	66,75	67,76	70,23	72,75	75,31	77,88	80,46
Sep	67,11	67,50	67,97	68,96	71,44	73,97	76,52	79,09	81,67
Oct	67,25	67,68	68,16	69,16	71,64	74,17	76,73	79,30	81,88
Nov	67,30	67,78	68,28	69,28	71,76	74,29	76,85	79,42	82,01
Dic	68,60	69,09	69,56	70,54	73,03	75,57	78,12	80,70	83,28
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	83,9	86,5	89,1	91,6	94,2	96,8	99,4	102,0	104,5
Feb	83,8	86,4	89,0	91,6	94,2	96,8	99,3	101,9	104,5
Mar	83,2	85,8	88,3	90,9	93,5	96,1	98,7	101,3	103,8
Abr	82,7	85,3	87,9	90,4	93,0	95,6	98,2	100,8	103,3
May	82,6	85,2	87,8	90,4	93,0	95,6	98,1	100,7	103,3
Jun	81,9	84,5	87,1	89,7	92,3	94,9	97,5	100,0	102,6
Jul	82,4	84,9	87,5	90,1	92,7	95,3	97,9	100,4	103,0
Ago	83,0	85,6	88,2	90,8	93,4	96,0	98,6	101,1	103,7
Sep	84,3	86,9	89,4	92,0	94,6	97,2	99,8	102,3	104,9
Oct	84,5	87,1	89,7	92,2	94,8	97,4	100,0	102,6	105,1
Nov	84,6	87,2	89,8	92,4	95,0	97,5	100,1	102,7	105,2
Dic	85,9	88,5	91,1	93,6	96,2	98,8	101,4	104,0	106,5
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	107,1	109,6	112,2	114,7	117,3	119,8	122,3	124,8	127,3
Feb	107,0	109,6	112,1	114,7	117,2	119,7	122,2	124,7	127,2
Mar	106,4	108,9	111,5	114,0	116,5	119,1	121,6	124,1	126,6
Abr	105,9	108,4	111,0	113,5	116,0	118,6	121,1	123,6	126,1
May	105,8	108,4	110,9	113,5	116,0	118,5	121,0	123,5	126,0
Jun	105,1	107,7	110,2	112,8	115,3	117,8	120,3	122,8	125,3
Jul	105,6	108,1	110,7	113,2	115,7	118,2	120,7	123,2	125,7
Ago	106,3	108,8	111,3	113,9	116,4	118,9	121,4	123,9	126,4
Sep	107,5	110,0	112,6	115,1	117,6	120,1	122,6	125,1	127,6
Oct	107,7	110,2	112,8	115,3	117,8	120,3	122,8	125,3	127,8
Nov	107,8	110,3	112,9	115,4	117,9	120,4	122,9	125,4	127,9
Dic	109,1	111,6	114,1	116,7	119,2	121,7	124,2	126,7	129,2

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Banda superior al 80% de confianza PPP (USD/MWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	68,88	74,39	77,49	80,65	85,29	89,86	94,39	98,89	103,38
Feb	70,15	74,66	77,71	80,84	85,46	90,03	94,55	99,05	103,54
Mar	69,87	74,19	77,22	80,35	84,96	89,52	94,05	98,55	103,04
Abr	69,70	73,88	76,89	80,02	84,63	89,19	93,71	98,21	102,69
May	69,97	74,03	77,02	80,13	84,74	89,29	93,81	98,31	102,79
Jun	69,54	73,52	76,50	79,61	84,21	88,76	93,28	97,78	102,26
Jul	70,29	74,17	77,11	80,20	84,80	89,35	93,86	98,36	102,84
Ago	71,30	75,10	77,99	81,06	85,65	90,19	94,71	99,20	103,69
Sep	72,87	76,57	79,41	82,44	87,02	91,57	96,08	100,57	105,05
Oct	73,34	76,98	79,80	82,81	87,39	91,93	96,44	100,93	105,41
Nov	73,73	77,31	80,10	83,10	87,68	92,21	96,72	101,21	105,69
Dic	75,34	78,84	81,58	84,54	89,11	93,64	98,15	102,64	107,12
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	107,9	112,3	116,8	121,3	125,8	130,2	134,7	139,2	143,7
Feb	108,0	112,5	117,0	121,4	125,9	130,4	134,9	139,4	143,9
Mar	107,5	112,0	116,5	120,9	125,4	129,9	134,4	138,9	143,4
Abr	107,2	111,6	116,1	120,6	125,1	129,6	134,0	138,5	143,0
May	107,3	111,7	116,2	120,7	125,2	129,6	134,1	138,6	143,1
Jun	106,7	111,2	115,7	120,2	124,6	129,1	133,6	138,1	142,6
Jul	107,3	111,8	116,3	120,7	125,2	129,7	134,2	138,7	143,2
Ago	108,2	112,6	117,1	121,6	126,1	130,5	135,0	139,5	144,0
Sep	109,5	114,0	118,5	123,0	127,4	131,9	136,4	140,9	145,4
Oct	109,9	114,4	118,8	123,3	127,8	132,3	136,8	141,3	145,8
Nov	110,2	114,6	119,1	123,6	128,1	132,6	137,0	141,5	146,0
Dic	111,6	116,1	120,5	125,0	129,5	134,0	138,5	143,0	147,5
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	148,2	152,7	157,3	161,8	166,3	170,9	175,4	180,0	184,6
Feb	148,4	152,9	157,4	161,9	166,5	171,0	175,6	180,2	184,7
Mar	147,9	152,4	156,9	161,4	166,0	170,5	175,1	179,7	184,2
Abr	147,5	152,1	156,6	161,1	165,6	170,2	174,8	179,3	183,9
May	147,6	152,2	156,7	161,2	165,7	170,3	174,9	179,4	184,0
Jun	147,1	151,6	156,2	160,7	165,2	169,8	174,3	178,9	183,5
Jul	147,7	152,2	156,7	161,3	165,8	170,4	174,9	179,5	184,1
Ago	148,5	153,1	157,6	162,1	166,7	171,2	175,8	180,3	184,9
Sep	149,9	154,4	159,0	163,5	168,0	172,6	177,1	181,7	186,3
Oct	150,3	154,8	159,3	163,9	168,4	173,0	177,5	182,1	186,7
Nov	150,6	155,1	159,6	164,1	168,7	173,2	177,8	182,4	187,0
Dic	152,0	156,5	161,0	165,6	170,1	174,7	179,2	183,8	188,4

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Banda inferior al 95% de confianza PPP (USD/MWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	68,88	65,70	65,22	65,53	67,37	69,32	71,32	73,37	75,44
Feb	67,10	65,43	65,03	65,38	67,24	69,20	71,21	73,26	75,33
Mar	65,94	64,61	64,27	64,66	66,53	68,49	70,51	72,56	74,63
Abr	65,06	63,97	63,69	64,10	65,98	67,95	69,97	72,02	74,09
May	64,71	63,80	63,56	63,98	65,87	67,84	69,87	71,92	74,00
Jun	63,71	62,97	62,78	63,24	65,14	67,11	69,14	71,20	73,27
Jul	63,94	63,31	63,14	63,61	65,52	67,50	69,53	71,58	73,66
Ago	64,48	63,93	63,77	64,24	66,15	68,14	70,17	72,23	74,31
Sep	65,59	65,10	64,94	65,40	67,32	69,31	71,34	73,41	75,48
Oct	65,63	65,22	65,09	65,55	67,48	69,47	71,51	73,57	75,65
Nov	65,60	65,26	65,15	65,62	67,55	69,55	71,59	73,66	75,74
Dic	66,82	66,51	66,38	66,84	68,78	70,78	72,82	74,89	76,97
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	77,5	79,6	81,7	83,8	85,9	88,0	90,0	92,1	94,2
Feb	77,4	79,5	81,6	83,7	85,8	87,9	89,9	92,0	94,1
Mar	76,7	78,8	80,9	83,0	85,1	87,2	89,2	91,3	93,4
Abr	76,2	78,3	80,4	82,5	84,5	86,6	88,7	90,8	92,8
May	76,1	78,2	80,3	82,4	84,5	86,5	88,6	90,7	92,7
Jun	75,4	77,5	79,5	81,6	83,7	85,8	87,9	89,9	92,0
Jul	75,8	77,8	79,9	82,0	84,1	86,2	88,3	90,3	92,4
Ago	76,4	78,5	80,6	82,7	84,8	86,8	88,9	91,0	93,0
Sep	77,6	79,7	81,8	83,9	85,9	88,0	90,1	92,1	94,2
Oct	77,7	79,8	81,9	84,0	86,1	88,2	90,2	92,3	94,4
Nov	77,8	79,9	82,0	84,1	86,2	88,3	90,3	92,4	94,4
Dic	79,1	81,2	83,3	85,3	87,4	89,5	91,6	93,6	95,7
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	96,2	98,2	100,3	102,3	104,3	106,2	108,2	110,2	112,1
Feb	96,1	98,1	100,2	102,2	104,2	106,1	108,1	110,1	112,0
Mar	95,4	97,4	99,5	101,5	103,5	105,4	107,4	109,4	111,3
Abr	94,9	96,9	98,9	100,9	102,9	104,9	106,9	108,8	110,7
May	94,8	96,8	98,8	100,8	102,8	104,8	106,7	108,7	110,6
Jun	94,0	96,1	98,1	100,1	102,1	104,0	106,0	108,0	109,9
Jul	94,4	96,4	98,5	100,5	102,5	104,4	106,4	108,3	110,3
Ago	95,1	97,1	99,1	101,1	103,1	105,1	107,0	109,0	110,9
Sep	96,2	98,3	100,3	102,3	104,3	106,2	108,2	110,1	112,1
Oct	96,4	98,4	100,4	102,4	104,4	106,4	108,3	110,3	112,2
Nov	96,5	98,5	100,5	102,5	104,5	106,5	108,4	110,4	112,3
Dic	97,7	99,7	101,7	103,7	105,7	107,7	109,6	111,6	113,5

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Proyección 2024 - 2050: Banda superior al 95% de confianza PPP (USD/MWh)

Mes / Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ene	68,88	76,21	80,06	83,81	89,03	94,16	99,21	104,24	109,23
Feb	70,79	76,59	80,36	84,07	89,28	94,39	99,44	104,45	109,45
Mar	70,69	76,19	79,93	83,63	88,82	93,93	98,98	103,99	108,98
Abr	70,67	75,95	79,66	83,35	88,53	93,63	98,68	103,69	108,68
May	71,07	76,17	79,83	83,51	88,68	93,78	98,82	103,83	108,82
Jun	70,76	75,73	79,37	83,04	88,20	93,29	98,33	103,34	108,33
Jul	71,61	76,45	80,04	83,68	88,84	93,92	98,96	103,96	108,95
Ago	72,73	77,43	80,97	84,58	89,73	94,81	99,84	104,85	109,83
Sep	74,39	78,97	82,44	86,00	91,15	96,22	101,25	106,26	111,24
Oct	74,96	79,45	82,88	86,42	91,56	96,63	101,66	106,66	111,64
Nov	75,43	79,84	83,23	86,76	91,89	96,96	101,98	106,98	111,96
Dic	77,12	81,43	84,76	88,24	93,37	98,43	103,45	108,45	113,43
Mes / Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ene	114,2	119,2	124,2	129,1	134,1	139,1	144,1	149,1	154,1
Feb	114,4	119,4	124,4	129,3	134,3	139,3	144,3	149,3	154,3
Mar	114,0	118,9	123,9	128,9	133,9	138,8	143,8	148,8	153,8
Abr	113,7	118,6	123,6	128,6	133,5	138,5	143,5	148,5	153,5
May	113,8	118,8	123,7	128,7	133,7	138,7	143,7	148,7	153,7
Jun	113,3	118,3	123,2	128,2	133,2	138,2	143,2	148,2	153,2
Jul	113,9	118,9	123,9	128,8	133,8	138,8	143,8	148,8	153,8
Ago	114,8	119,8	124,8	129,7	134,7	139,7	144,7	149,7	154,7
Sep	116,2	121,2	126,2	131,1	136,1	141,1	146,1	151,1	156,1
Oct	116,6	121,6	126,6	131,5	136,5	141,5	146,5	151,5	156,5
Nov	116,9	121,9	126,9	131,9	136,8	141,8	146,8	151,8	156,9
Dic	118,4	123,4	128,4	133,3	138,3	143,3	148,3	153,3	158,3
Mes / Año	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Ene	159,1	164,1	169,2	174,2	179,3	184,4	189,5	194,6	199,7
Feb	159,3	164,4	169,4	174,5	179,5	184,6	189,7	194,8	199,9
Mar	158,9	163,9	168,9	174,0	179,1	184,2	189,3	194,4	199,5
Abr	158,6	163,6	168,6	173,7	178,8	183,9	189,0	194,1	199,2
May	158,7	163,7	168,8	173,8	178,9	184,0	189,1	194,2	199,4
Jun	158,2	163,3	168,3	173,4	178,4	183,5	188,6	193,8	198,9
Jul	158,8	163,9	168,9	174,0	179,1	184,2	189,3	194,4	199,5
Ago	159,7	164,8	169,8	174,9	180,0	185,1	190,2	195,3	200,4
Sep	161,1	166,2	171,2	176,3	181,4	186,5	191,6	196,7	201,8
Oct	161,6	166,6	171,6	176,7	181,8	186,9	192,0	197,1	202,3
Nov	161,9	166,9	172,0	177,0	182,1	187,2	192,3	197,5	202,6
Dic	163,4	168,4	173,5	178,5	183,6	188,7	193,8	198,9	204,1

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Anexo D. Estadísticas de precios anuales - Modelo financiero

Estadísticas precio de la energía anual – Escenario esperado

Indicadores	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Media	69,02	71,09	72,77	74,80	78,33	81,87	85,40	88,93	92,46	96,00	99,53	103,06	106,59	110,13
Mediana	68,74	70,82	72,51	74,54	78,07	81,61	85,14	88,67	92,20	95,74	99,27	102,80	106,33	109,87
Desviación estándar	1,40	1,37	1,33	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Rango	4,73	4,62	4,49	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Mínimo	67,24	69,35	71,07	73,14	76,67	80,20	83,74	87,27	90,80	94,33	97,87	101,40	104,93	108,46
Máximo	71,97	73,97	75,57	77,54	81,07	84,61	88,14	91,67	95,20	98,74	102,27	105,80	109,33	112,87
Cuenta	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Indicadores	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Media	113,66	117,19	120,72	124,26	127,79	131,32	134,85	138,39	141,92	145,45	148,99	152,52	156,05
Mediana	113,40	116,93	120,46	124,00	127,53	131,06	134,59	138,13	141,66	145,19	148,72	152,26	155,79
Desviación estándar	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Rango	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
Mínimo	112,00	115,53	119,06	122,59	126,13	129,66	133,19	136,72	140,26	143,79	147,32	150,85	154,39
Máximo	116,40	119,93	123,46	127,00	130,53	134,06	137,59	141,13	144,66	148,19	151,72	155,26	158,79
Cuenta	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Estadísticas precio de la energía anual – Escenario optimista

Indicadores	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Media	72,42	77,53	81,13	84,76	89,92	95,01	100,05	105,06	110,05	115,02	120,00	124,97	129,94	134,92
Mediana	71,34	76,52	80,21	83,94	89,16	94,27	99,33	104,34	109,34	114,32	119,29	124,26	129,24	134,21
Desviación estándar	2,49	1,89	1,75	1,67	1,65	1,64	1,63	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62	1,62
Rango	8,23	5,70	5,39	5,20	5,16	5,14	5,12	5,11	5,10	5,10	5,10	5,10	5,11	5,11
Mínimo	68,88	75,73	79,37	83,04	88,20	93,29	98,33	103,34	108,33	113,31	118,28	123,25	128,22	133,20
Máximo	77,12	81,43	84,76	88,24	93,37	98,43	103,45	108,45	113,43	118,41	123,38	128,35	133,33	138,31
Cuenta	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Indicadores	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Media	139,90	144,90	149,90	154,92	159,94	164,98	170,03	175,09	180,17	185,26	190,36	195,48	200,61
Mediana	139,20	144,19	149,19	154,20	159,22	164,25	169,29	174,35	179,42	184,50	189,60	194,71	199,84
Desviación estándar	1,62	1,63	1,63	1,63	1,63	1,64	1,64	1,64	1,65	1,65	1,65	1,66	1,66
Rango	5,11	5,12	5,12	5,13	5,14	5,14	5,15	5,16	5,16	5,17	5,18	5,19	5,19
Mínimo	138,19	143,18	148,18	153,20	158,22	163,26	168,31	173,37	178,44	183,53	188,63	193,75	198,88
Máximo	143,30	148,30	153,31	158,33	163,36	168,40	173,46	178,52	183,61	188,70	193,81	198,94	204,07
Cuenta	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Estadísticas precio de la energía anual – Escenario pesimista

<i>Indicadores</i>	<i>2024</i>	<i>2025</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>	<i>2028</i>	<i>2029</i>	<i>2030</i>	<i>2031</i>	<i>2032</i>	<i>2033</i>	<i>2034</i>	<i>2035</i>	<i>2036</i>	<i>2037</i>
Media	65,62	64,65	64,42	64,85	66,74	68,72	70,75	72,81	74,88	76,97	79,06	81,16	83,25	85,33
Mediana	65,60	64,86	64,61	65,02	66,88	68,84	70,86	72,91	74,98	77,07	79,16	81,25	83,35	85,44
Desviación estándar	1,45	1,06	1,05	1,04	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Rango	5,17	3,54	3,60	3,60	3,64	3,67	3,68	3,69	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,69
Mínimo	63,71	62,97	62,78	63,24	65,14	67,11	69,14	71,20	73,27	75,36	77,46	79,55	81,64	83,73
Máximo	68,88	66,51	66,38	66,84	68,78	70,78	72,82	74,89	76,97	79,06	81,16	83,25	85,34	87,42
Cuenta	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

<i>Indicadores</i>	<i>2038</i>	<i>2039</i>	<i>2040</i>	<i>2041</i>	<i>2042</i>	<i>2043</i>	<i>2044</i>	<i>2045</i>	<i>2046</i>	<i>2047</i>	<i>2048</i>	<i>2049</i>	<i>2050</i>
Media	87,41	89,49	91,55	93,60	95,64	97,67	99,68	101,68	103,67	105,65	107,61	109,56	111,49
Mediana	87,52	89,59	91,66	93,71	95,76	97,79	99,81	101,82	103,81	105,79	107,76	109,71	111,65
Desviación estándar	1,06	1,06	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04
Rango	3,69	3,68	3,68	3,67	3,67	3,66	3,65	3,65	3,64	3,63	3,63	3,62	3,61
Mínimo	85,81	87,88	89,94	91,99	94,03	96,06	98,08	100,08	102,07	104,05	106,01	107,96	109,89
Máximo	89,50	91,56	93,62	95,67	97,70	99,72	101,73	103,73	105,71	107,68	109,64	111,58	113,51
Cuenta	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00

Fuente: Elaboración propia. Fuente: Informes de demanda XM.

Anexo E. Estados de Resultados – Modelo Financiero por escenario

Escenario Pesimista

AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CAPACIDAD (MW)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FACTOR DE RDTO	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
TIEMPO (h)	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
GENERACIÓN (MW-h)	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000	219.000
PRECIOS CONTRATOS (USD MW-h)	65,62	65,60	64,86	64,61	65,02	66,88	68,84	70,86	72,91	74,98	77,07	79,16	81,25	83,35
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
INGRESOS	14.365.529	14.203.755	14.149.407	14.239.054	14.647.587	15.076.449	15.517.746	15.966.853	16.420.820	16.877.649	17.335.937	17.794.655	18.253.031	
O&M Fijos	1.085.444	1.142.973	1.189.835	1.236.238	1.280.743	1.326.850	1.374.616	1.424.102	1.475.370	1.528.483	1.583.509	1.640.515	1.699.574	
ICA	114.924	113.630	113.195	113.912	117.181	120.612	124.142	127.735	131.367	135.021	138.687	142.357	146.024	
EBITDA	13.165.161	12.947.152	12.846.377	12.888.903	13.249.663	13.628.988	14.018.988	14.415.016	14.814.083	15.214.145	15.613.740	16.011.783	16.407.433	
DEPRECIACIONES	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901
UTILIDAD OPERACIONAL	- 12.397.740	- 12.615.749	- 12.716.524	- 12.673.998	- 12.313.238	- 11.933.913	- 11.543.913	- 11.147.885	- 10.748.818	- 10.348.756	- 9.949.161	- 9.551.118	- 9.155.468	
INTERES	47.955.108	46.001.079	44.047.051	42.093.023	40.138.995	38.184.967	36.230.939	34.276.911	32.322.882	30.368.854	28.414.826	26.460.798	24.506.770	
UTILIDAD ANTES DE IMPTO	- 60.352.848	- 58.616.828	- 56.763.576	- 54.767.021	- 52.452.233	- 50.118.880	- 47.774.852	- 45.424.796	- 43.071.700	- 40.717.611	- 38.363.987	- 36.011.916	- 33.662.238	
RENTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD NETA	- 60.352.848	- 58.616.828	- 56.763.576	- 54.767.021	- 52.452.233	- 50.118.880	- 47.774.852	- 45.424.796	- 43.071.700	- 40.717.611	- 38.363.987	- 36.011.916	- 33.662.238	
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
INGRESOS	18.710.477	19.166.545	19.620.871	20.073.175	20.523.227	20.970.853	21.415.897	21.858.241	22.297.794	22.734.472	23.168.216	23.598.970		
O&M Fijos	1.760.758	1.824.146	1.889.815	1.957.848	2.028.331	2.101.351	2.176.999	2.255.371	2.336.565	2.420.681	2.507.826	2.598.107		
ICA	149.684	153.332	156.967	160.585	164.186	167.767	171.327	174.866	178.382	181.876	185.346	188.792		
EBITDA	16.800.035	17.189.067	17.574.089	17.954.741	18.330.711	18.701.736	19.067.570	19.428.004	19.782.847	20.131.916	20.475.045	20.812.071		
DEPRECIACIONES	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901
UTILIDAD OPERACIONAL	- 8.762.866	- 8.373.834	- 7.988.812	- 7.608.160	- 7.232.190	- 6.861.165	- 6.495.331	- 6.134.897	- 5.780.054	- 5.430.985	- 5.087.856	- 4.750.830		
INTERES	22.552.742	20.598.713	18.644.685	16.690.657	14.736.629	12.782.601	10.828.573	8.874.545	6.920.516	4.966.488	3.012.460	1.058.432		
UTILIDAD ANTES DE IMPTO	- 31.315.608	- 28.972.548	- 26.633.497	- 24.298.817	- 21.968.819	- 19.643.766	- 17.323.904	- 15.009.441	- 12.700.570	- 10.397.474	- 8.100.317	- 5.809.262		
RENTA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD NETA	- 31.315.608	- 28.972.548	- 26.633.497	- 24.298.817	- 21.968.819	- 19.643.766	- 17.323.904	- 15.009.441	- 12.700.570	- 10.397.474	- 8.100.317	- 5.809.262		

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Esperado

AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CAPACIDAD (MW)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FACTOR DE RDTO	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
TIEMPO (h)	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
GENERACIÓN (MW-h)	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800
PRECIOS CONTRATOS (USD MW-h)	65,62	68,74	70,82	72,51	74,54	78,07	81,61	85,14	88,67	92,20	95,74	99,27	102,80	106,33
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
INGRESOS		18.065.644	18.611.040	19.054.646	19.589.227	20.517.585	21.445.943	22.374.302	23.302.660	24.231.015	25.159.373	26.087.731	27.016.089	27.944.447
O&M Fijos		1.085.444	1.142.973	1.189.835	1.236.238	1.280.743	1.326.850	1.374.616	1.424.102	1.475.370	1.528.483	1.583.509	1.640.515	1.699.574
ICA		144.525	148.888	152.437	156.714	164.141	171.568	178.994	186.421	193.848	201.275	208.702	216.129	223.556
EBITDA		16.835.674	17.319.179	17.712.374	18.196.275	19.072.702	19.947.526	20.820.691	21.692.136	22.561.796	23.429.614	24.295.520	25.159.445	26.021.317
DEPRECIACIONES		18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451
UTILIDAD OPERACIONAL		- 1.945.776	- 1.462.272	- 1.069.076	- 585.175	291.251	1.166.076	2.039.240	2.910.685	3.780.346	4.648.164	5.514.069	6.377.994	7.239.867
INTERES		35.233.344	33.797.690	32.362.036	30.926.382	29.490.727	28.055.073	26.619.419	25.183.765	23.748.111	22.312.457	20.876.803	19.441.149	18.005.495
UTILIDAD ANTES DE IMPTO		- 37.179.120	- 35.259.961	- 33.431.112	- 31.511.557	- 29.199.476	- 26.888.998	- 24.580.179	- 22.273.080	- 19.967.765	- 17.664.293	- 15.362.734	- 13.063.155	- 10.765.628
RENTA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD NETA		- 37.179.120	- 35.259.961	- 33.431.112	- 31.511.557	- 29.199.476	- 26.888.998	- 24.580.179	- 22.273.080	- 19.967.765	- 17.664.293	- 15.362.734	- 13.063.155	- 10.765.628
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
AÑO		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
CAPACIDAD (MW)		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FACTOR DE RDTO		0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
TIEMPO (h)		8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
GENERACIÓN (MW-h)		262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800	262.800
PRECIOS CONTRATOS (USD MW-h)		109,87	113,40	116,93	120,46	124,00	127,53	131,06	134,59	138,13	141,66	145,19	148,72	
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
INGRESOS		28.872.805	29.801.163	30.729.521	31.657.879	32.586.237	33.514.595	34.442.953	35.371.311	36.299.669	37.228.024	38.156.382	39.084.740	
O&M Fijos		1.760.758	1.824.146	1.889.815	1.957.848	2.028.331	2.101.351	2.176.999	2.255.371	2.336.565	2.420.681	2.507.826	2.598.107	
ICA		230.982	238.409	245.836	253.263	260.690	268.117	275.544	282.970	290.397	297.824	305.251	312.678	
EBITDA		26.881.064	27.738.608	28.593.870	29.446.767	30.297.216	31.145.127	31.990.410	32.832.969	33.672.707	34.509.519	35.343.305	36.173.955	
DEPRECIACIONES		18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	
UTILIDAD OPERACIONAL		8.099.613	8.957.157	9.812.419	10.665.317	11.515.766	12.363.677	13.208.959	14.051.518	14.891.256	15.728.068	16.561.855	17.392.504	
INTERES		16.569.841	15.134.187	13.698.533	12.262.879	10.827.224	9.391.570	7.955.916	6.520.262	5.084.608	3.648.954	2.213.300	777.646	
UTILIDAD ANTES DE IMPTO		- 8.470.227	- 6.177.029	- 3.886.114	- 1.597.562	688.541	2.972.106	5.253.043	7.531.256	9.806.648	12.079.114	14.348.555	16.614.858	
RENTA		-	-	-	-	240.989	1.040.237	1.838.565	2.635.940	3.432.327	4.227.690	5.021.994	5.815.200	
UTILIDAD NETA		- 8.470.227	- 6.177.029	- 3.886.114	- 1.597.562	447.552	1.931.869	3.414.478	4.895.317	6.374.321	7.851.424	9.326.561	10.799.658	

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Optimista

AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CAPACIDAD (MW)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FACTOR DE RDTO	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
TIEMPO (h)	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
GENERACIÓN (MW-h)	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600
PRECIOS CONTRATOS (USD MW-h)	65,62	71,34	76,52	80,21	83,94	89,16	94,27	99,33	104,34	109,34	114,32	119,29	124,26	129,24
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
INGRESOS		21.873.415	23.460.892	24.593.341	25.736.876	27.335.217	28.903.509	30.453.517	31.992.049	33.523.419	35.050.526	36.575.416	38.099.575	39.624.105
O&M Fijos		1.085.444	1.142.973	1.189.835	1.236.238	1.280.743	1.326.850	1.374.616	1.424.102	1.475.370	1.528.483	1.583.509	1.640.515	1.699.574
ICA		174.987	187.687	196.747	205.895	218.682	231.228	243.628	255.936	268.187	280.404	292.603	304.797	316.993
EBITDA		20.612.983	22.130.232	23.206.760	24.294.742	25.835.793	27.345.432	28.835.272	30.312.010	31.779.861	33.241.638	34.699.304	36.154.264	37.607.538
DEPRECIACIONES		12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000
UTILIDAD OPERACIONAL		8.612.983	10.130.232	11.206.760	12.294.742	13.835.793	15.345.432	16.835.272	18.312.010	19.779.861	21.241.638	22.699.304	24.154.264	25.607.538
INTERES		22.511.580	21.594.300	20.677.020	19.759.740	18.842.460	17.925.180	17.007.900	16.090.620	15.173.340	14.256.060	13.338.780	12.421.500	11.504.220
UTILIDAD ANTES DE IMPTO		- 13.898.597	- 11.464.068	- 9.470.260	- 7.464.998	- 5.006.667	- 2.579.748	- 172.628	2.221.390	4.606.521	6.985.578	9.360.524	11.732.764	14.103.318
RENTA		-	-	-	-	-	-	-	777.487	1.612.282	2.444.952	3.276.183	4.106.467	4.936.161
UTILIDAD NETA		- 13.898.597	- 11.464.068	- 9.470.260	- 7.464.998	- 5.006.667	- 2.579.748	- 172.628	1.443.904	2.994.239	4.540.626	6.084.340	7.626.296	9.167.157
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
AÑO		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
CAPACIDAD (MW)		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
FACTOR DE RDTO		0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
TIEMPO (h)		8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
GENERACIÓN (MW-h)		306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600	306.600
PRECIOS CONTRATOS (USD MW-h)		134,21	139,20	144,19	149,19	154,20	159,22	164,25	169,29	174,35	179,42	184,50	189,60	
ESTADO DE RESULTADO (USD)														
INGRESOS		41.149.855	42.677.476	44.207.481	45.740.281	47.276.196	48.815.489	50.358.370	51.905.009	53.455.547	55.010.093	56.568.740	58.131.557	
O&M Fijos		1.760.758	1.824.146	1.889.815	1.957.848	2.028.331	2.101.351	2.176.999	2.255.371	2.336.565	2.420.681	2.507.826	2.598.107	
ICA		329.199	341.420	353.660	365.922	378.210	390.524	402.867	415.240	427.644	440.081	452.550	465.052	
EBITDA		39.059.898	40.511.911	41.964.007	43.416.511	44.869.656	46.323.614	47.778.503	49.234.398	50.691.338	52.149.331	53.608.365	55.068.397	
DEPRECIACIONES		12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	
UTILIDAD OPERACIONAL		27.059.898	28.511.911	29.964.007	31.416.511	32.869.656	34.323.614	35.778.503	37.234.398	38.691.338	40.149.331	41.608.365	43.068.397	
INTERES		10.586.940	9.669.660	8.752.380	7.835.100	6.917.820	6.000.540	5.083.260	4.165.980	3.248.700	2.331.420	1.414.140	496.860	
UTILIDAD ANTES DE IMPTO		16.472.958	18.842.251	21.211.627	23.581.411	25.951.836	28.323.074	30.695.243	33.068.418	35.442.638	37.817.911	40.194.225	42.571.537	
RENTA		5.765.535	6.594.788	7.424.069	8.253.494	9.083.142	9.913.076	10.743.335	11.573.946	12.404.923	13.236.269	14.067.979	14.900.038	
UTILIDAD NETA		10.707.423	12.247.463	13.787.557	15.327.917	16.868.693	18.409.998	19.951.908	21.494.471	23.037.714	24.581.642	26.126.246	27.671.499	

Fuente: Elaboración propia.

Anexo F. Estado de Situación Financiera – Modelo Financiero por escenario

Escenario Pesimista

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA (USD)														
AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DISPONIBLE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARTERA	-	2.394.255	2.367.293	2.358.234	2.373.176	2.441.264	2.512.742	2.586.291	2.661.142	2.736.803	2.812.942	2.889.323	2.965.776	3.042.172
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPE BRUTO	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525
DEPR ACUM	-	25.562.901	51.125.802	76.688.703	102.251.604	127.814.505	153.377.406	178.940.307	204.503.208	230.066.109	255.629.010	281.191.911	306.754.812	332.317.713
PPE NETO	639.072.525	613.509.624	587.946.723	562.383.822	536.820.921	511.258.020	485.695.119	460.132.218	434.569.317	409.006.416	383.443.515	357.880.614	332.317.713	306.754.812
ACTIVOS	639.072.525	615.903.879	590.314.016	564.742.057	539.194.097	513.699.285	488.207.861	462.718.509	437.230.459	411.743.219	386.256.457	360.769.937	335.283.489	309.796.984
DEUDA	415.397.141	403.189.199	390.981.256	378.773.313	366.565.370	354.357.427	342.149.484	329.941.542	317.733.599	305.525.656	293.317.713	281.109.770	268.901.827	256.693.885
PROVEEDORES	-	3.192.340	3.156.390	3.144.313	3.164.234	3.255.019	3.350.322	3.448.388	3.548.190	3.649.071	3.750.589	3.852.430	3.954.368	4.056.229
IMPTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS	415.397.141	406.381.538	394.137.646	381.917.626	369.729.604	357.612.447	345.499.807	333.389.930	321.281.788	309.174.727	297.068.302	284.962.201	272.856.195	260.750.114
CAPITAL SOCIAL	223.675.384	257.153.425	290.220.893	321.947.514	352.187.955	380.614.266	407.224.468	432.008.326	454.960.068	476.076.819	495.357.695	512.803.240	528.415.064	542.195.604
UTILIDADES RETENIDAS	-	-	47.631.084	94.044.523	139.123.083	182.723.462	224.527.428	264.516.414	302.679.747	339.011.397	373.508.326	406.169.540	436.995.504	465.987.771
UTILIDAD DEL EJERCICIO	-	47.631.084	46.413.439	45.078.560	43.600.379	41.803.966	39.988.986	38.163.333	36.331.650	34.496.929	32.661.214	30.825.964	28.992.267	27.160.963
PATRIMONIO	223.675.384	209.522.341	196.176.370	182.824.431	169.464.493	156.086.838	142.708.054	129.328.580	115.948.671	102.568.492	89.188.155	75.807.736	62.427.294	49.046.870

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA (USD)													
AÑO	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
DISPONIBLE	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	870.796	4.032.480	
CARTERA	3.118.413	3.194.424	3.270.145	3.345.529	3.420.538	3.495.142	3.569.316	3.643.040	3.716.299	3.789.079	3.861.369	3.933.162	
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PPE BRUTO	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	639.072.525	
DEPR ACUM	357.880.614	383.443.515	409.006.416	434.569.317	460.132.218	485.695.119	511.258.020	536.820.921	562.383.822	587.946.723	613.509.624	639.072.525	
PPE NETO	281.191.911	255.629.010	230.066.109	204.503.208	178.940.307	153.377.406	127.814.505	102.251.604	76.688.703	51.125.802	25.562.901	-	
ACTIVOS	284.310.324	258.823.434	233.336.254	207.848.737	182.360.845	156.872.548	131.383.821	105.894.644	80.405.002	54.914.881	30.295.066	7.965.641	
DEUDA	182.774.742	166.158.857	149.542.971	132.927.085	116.311.200	99.695.314	83.079.428	66.463.543	49.847.657	33.231.771	16.615.886	0	
PROVEEDORES	4.157.884	4.259.232	4.360.194	4.460.705	4.560.717	4.660.190	4.759.088	4.857.387	4.955.065	5.052.105	5.148.492	5.244.216	
IMPTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS	186.932.626	170.418.089	153.903.164	137.387.791	120.871.917	104.355.504	87.838.516	71.320.930	54.802.722	38.283.876	21.764.378	5.244.216	
CAPITAL SOCIAL	746.791.791	766.791.986	784.453.228	799.779.902	812.776.703	823.448.586	831.800.749	837.838.600	841.567.735	842.993.934	842.993.934	842.993.934	
UTILIDADES RETENIDAS	618.098.485	649.414.093	678.386.641	705.020.138	729.318.955	751.287.775	770.931.541	788.255.444	803.264.886	815.965.456	826.362.929	834.463.246	
UTILIDAD DEL EJERCICIO	31.315.608	28.972.548	26.633.497	24.298.817	21.968.819	19.643.766	17.323.904	15.009.441	12.700.570	10.397.474	8.100.317	5.809.262	
PATRIMONIO	97.377.698	88.405.346	79.433.090	70.460.946	61.488.928	52.517.045	43.545.305	34.573.715	25.602.280	16.631.004	8.530.688	2.721.426	

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Esperado

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA (USD)														
AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DISPONIBLE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARTERA	-	3.010.941	3.101.840	3.175.774	3.264.871	3.419.598	3.574.324	3.729.050	3.883.777	4.038.502	4.193.229	4.347.955	4.502.681	4.657.408
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPE BRUTO	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263
DEPR ACUM	-	18.781.451	37.562.901	56.344.352	75.125.802	93.907.253	112.688.703	131.470.154	150.251.604	169.033.055	187.814.505	206.595.956	225.377.406	244.158.857
PPE NETO	469.536.263	450.754.812	431.973.362	413.191.911	394.410.461	375.629.010	356.847.560	338.066.109	319.284.659	300.503.208	281.721.758	262.940.307	244.158.857	225.377.406
ACTIVOS	469.536.263	453.765.753	435.075.202	416.367.685	397.675.332	379.048.608	360.421.884	341.795.159	323.168.435	304.541.711	285.914.986	267.288.262	248.661.538	230.034.814
DEUDA	305.198.571	292.990.628	280.782.685	268.574.742	256.366.799	244.158.857	231.950.914	219.742.971	207.535.028	195.327.085	183.119.142	170.911.200	158.703.257	146.495.314
PROVEEDORES	-	4.014.588	4.135.787	4.234.366	4.353.162	4.559.463	4.765.765	4.972.067	5.178.369	5.384.670	5.590.972	5.797.273	6.003.575	6.209.877
IMPITOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS	305.198.571	297.005.215	284.918.472	272.809.108	260.719.961	248.718.320	236.716.679	224.715.038	212.713.397	200.711.755	188.710.114	176.708.473	164.706.832	152.705.191
CAPITAL SOCIAL	164.337.692	193.939.657	222.595.811	249.428.771	274.337.121	296.911.514	317.175.428	335.130.524	350.778.521	364.121.203	375.160.414	383.898.064	390.336.136	394.476.680
UTILIDADES RETENIDAS	-	-	37.179.120	72.439.081	105.870.193	137.381.750	166.581.226	193.470.224	218.050.403	240.323.483	260.291.248	277.955.541	293.318.275	306.381.430
UTILIDAD DEL EJERCICIO	-	37.179.120	35.259.961	33.431.112	31.511.557	29.199.476	26.888.998	24.580.179	22.273.080	19.967.765	17.664.293	15.362.734	13.063.155	10.765.628
PATRIMONIO	164.337.692	156.760.537	150.156.730	143.558.577	136.955.371	130.330.288	123.705.205	117.080.121	110.455.038	103.829.955	97.204.872	90.579.789	83.954.706	77.329.623

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA (USD)													
AÑO	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
DISPONIBLE	-	448.054	3.187.023	8.214.545	15.528.169	24.884.369	35.722.258	48.040.032	61.835.824	77.107.694	93.853.642	112.071.589	
CARTERA	4.812.134	4.966.860	5.121.587	5.276.313	5.431.039	5.585.766	5.740.492	5.895.218	6.049.945	6.204.671	6.359.397	6.514.123	
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PPE BRUTO	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	469.536.263	
DEPR ACUM	262.940.307	281.721.758	300.503.208	319.284.659	338.066.109	356.847.560	375.629.010	394.410.461	413.191.911	431.973.362	450.754.812	469.536.263	
PPE NETO	206.595.956	187.814.505	169.033.055	150.251.604	131.470.154	112.688.703	93.907.253	75.125.802	56.344.352	37.562.901	18.781.451	-	
ACTIVOS	211.408.090	193.229.419	177.341.665	163.742.462	152.429.362	143.158.838	135.370.002	129.061.053	124.230.120	120.875.266	118.994.489	118.585.712	
DEUDA	134.287.371	122.079.428	109.871.485	97.663.543	85.455.600	73.247.657	61.039.714	48.831.771	36.623.828	24.415.886	12.207.943	0	
PROVEEDORES	6.416.179	6.622.481	6.828.782	7.035.084	7.241.386	7.447.688	7.653.989	7.860.291	8.066.593	8.272.894	8.479.196	8.685.498	
IMPITOS	-	-	-	-	-	240.989	1.040.237	1.838.565	2.635.940	3.432.327	4.227.690	5.021.994	5.815.200
PASIVOS	140.703.550	128.701.909	116.700.268	104.698.627	92.937.975	81.735.582	70.532.269	59.328.002	48.122.748	36.916.470	25.709.133	14.500.698	
CAPITAL SOCIAL	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	396.321.825	
UTILIDADES RETENIDAS	317.147.058	325.617.285	331.794.314	335.680.428	337.277.990	336.830.438	334.898.569	331.484.091	326.588.774	320.214.453	312.363.029	303.036.468	
UTILIDAD DEL EJERCICIO	8.470.227	6.177.029	3.886.114	1.597.562	447.552	1.931.869	3.414.478	4.895.317	6.374.321	7.851.424	9.326.561	10.799.658	
PATRIMONIO	70.704.540	64.527.510	60.641.397	59.043.835	59.491.387	61.423.256	64.837.734	69.733.050	76.107.372	83.958.796	93.285.356	104.085.014	

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Optimista

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA (USD)														
AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DISPONIBLE	-	-	-	-	-	-	1.707.379	5.820.863	12.327.728	20.441.838	30.099.973	41.300.261	54.041.516	68.323.064
CARTERA	-	3.645.569	3.910.149	4.098.890	4.289.479	4.555.870	4.817.252	5.075.586	5.332.008	5.587.236	5.841.754	6.095.903	6.349.929	6.604.017
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPE BRUTO	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000
DEPR ACUM	-	12.000.000	24.000.000	36.000.000	48.000.000	60.000.000	72.000.000	84.000.000	96.000.000	108.000.000	120.000.000	132.000.000	144.000.000	156.000.000
PPE NETO	300.000.000	288.000.000	276.000.000	264.000.000	252.000.000	240.000.000	228.000.000	216.000.000	204.000.000	192.000.000	180.000.000	168.000.000	156.000.000	144.000.000
ACTIVOS	300.000.000	291.645.569	279.910.149	268.098.890	256.289.479	244.555.870	234.524.631	226.896.449	221.659.736	218.029.075	215.941.728	215.396.163	216.391.446	218.927.081
DEUDA	195.000.000	187.200.000	179.400.000	171.600.000	163.800.000	156.000.000	148.200.000	140.400.000	132.600.000	124.800.000	117.000.000	109.200.000	101.400.000	93.600.000
PROVEEDORES	-	4.860.759	5.213.532	5.465.187	5.719.306	6.074.493	6.423.002	6.767.448	7.109.344	7.449.649	7.789.006	8.127.870	8.466.572	8.805.357
IMPITOS	-	-	-	-	-	-	-	-	777.487	1.612.282	2.444.952	3.276.183	4.106.467	4.936.161
PASIVOS	195.000.000	192.060.759	184.613.532	177.065.187	169.519.306	162.074.493	154.623.002	147.167.448	140.486.831	133.861.931	127.233.958	120.604.053	113.973.040	107.341.518
CAPITAL SOCIAL	105.000.000	113.483.407	120.659.282	125.866.628	129.068.096	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967
UTILIDADES RETENIDAS	-	-	13.898.597	25.362.665	34.832.925	42.297.923	47.304.590	49.884.338	50.056.966	48.613.062	45.618.823	41.078.197	34.993.857	27.367.560
UTILIDAD DEL EJERCICIO	-	13.898.597	11.464.068	9.470.260	7.464.998	5.006.667	2.579.748	172.628	1.443.904	2.994.239	4.540.626	6.084.340	7.626.296	9.167.157
PATRIMONIO	105.000.000	99.584.810	95.296.617	91.033.703	86.770.174	82.481.377	79.901.629	79.729.001	81.172.905	84.167.144	88.707.769	94.792.110	102.418.406	111.585.563

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA (USD)													
AÑO	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
DISPONIBLE	84.144.624	101.506.207	120.408.047	140.850.544	162.834.214	186.359.662	211.427.545	238.038.552	266.193.384	295.892.736	327.137.283	359.927.665	
CARTERA	6.858.309	7.112.913	7.367.914	7.623.380	7.879.366	8.135.915	8.393.062	8.650.835	8.909.258	9.168.349	9.428.123	9.688.593	
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PPE BRUTO	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	300.000.000	
DEPR ACUM	168.000.000	180.000.000	192.000.000	204.000.000	216.000.000	228.000.000	240.000.000	252.000.000	264.000.000	276.000.000	288.000.000	300.000.000	
PPE NETO	132.000.000	120.000.000	108.000.000	96.000.000	84.000.000	72.000.000	60.000.000	48.000.000	36.000.000	24.000.000	12.000.000	-	
ACTIVOS	223.002.933	228.619.120	235.775.960	244.473.924	254.713.580	266.495.577	279.820.607	294.689.387	311.102.642	329.061.085	348.565.407	369.616.258	
DEUDA	85.800.000	78.000.000	70.200.000	62.400.000	54.600.000	46.800.000	39.000.000	31.200.000	23.400.000	15.600.000	7.800.000	-	
PROVEEDORES	9.144.412	9.483.884	9.823.885	10.164.507	10.505.821	10.847.886	11.190.749	11.534.446	11.879.010	12.224.465	12.570.831	12.918.124	
IMPITOS	5.765.535	6.594.788	7.424.069	8.253.494	9.083.142	9.913.076	10.743.335	11.573.946	12.404.923	13.236.269	14.067.979	14.900.038	
PASIVOS	100.709.948	94.078.671	87.447.954	80.818.001	74.188.964	67.560.962	60.934.084	54.308.393	47.683.934	41.060.734	34.438.810	27.818.162	
CAPITAL SOCIAL	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	129.785.967	
UTILIDADES RETENIDAS	18.200.403	7.492.981	4.754.482	18.542.039	33.869.957	50.738.650	69.148.648	89.100.556	110.595.028	133.632.742	158.214.384	184.340.630	
UTILIDAD DEL EJERCICIO	10.707.423	12.247.463	13.787.557	15.327.917	16.868.693	18.409.998	19.951.908	21.494.471	23.037.714	24.581.642	26.126.246	27.671.499	
PATRIMONIO	122.292.986	134.540.449	148.328.006	163.655.923	180.524.616	198.934.614	218.886.523	240.380.994	263.418.709	288.000.351	314.126.597	341.798.096	

Fuente: Elaboración propia.

Anexo G. Flujos de Caja Descontados - Modelo Financiero por escenario

Escenario Pesimista

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
UOPER	-	12.397.740	12.615.749	12.716.524	12.673.998	12.313.238	11.933.913	11.543.913	11.147.885	10.748.818	10.348.756	9.949.161	9.551.118	9.155.468
DEPRECIACIONES	-	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901
IMPTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO OPERACIONAL DESPUÉS DE IMPTOS	-	13.165.161	12.947.152	12.846.377	12.888.903	13.249.663	13.628.988	14.018.988	14.415.016	14.814.083	15.214.145	15.613.740	16.011.783	16.407.433
CARTERA	-	2.394.255	26.962	9.058	14.941	68.089	71.477	73.549	74.851	75.661	76.138	76.381	76.453	76.396
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROVEEDORES	-	3.192.340	35.950	12.077	19.922	90.785	95.303	98.066	99.802	100.881	101.518	101.842	101.937	101.861
WK	-	798.085	8.987	3.019	4.980	22.696	23.826	24.516	24.950	25.220	25.379	25.460	25.484	25.465
CAPEX	639.072.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJA MÍNIMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA LIBRE OPERACIONAL	-	639.072.525	13.963.246	12.938.165	12.843.357	12.893.884	13.272.359	13.652.814	14.043.504	14.439.966	14.839.303	15.239.524	15.639.201	16.037.267
VARIACIÓN DE DEUDA	415.397.141	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886
VARIACIÓN DE APORTES A CAPITAL	223.675.384	50.607.748	49.678.800	47.819.580	45.815.025	43.482.521	41.148.039	38.803.320	36.452.830	34.099.465	31.745.216	29.391.511	27.039.416	24.689.757
GASTOS FINANCIEROS	-	47.955.108	46.001.079	44.047.051	42.093.023	40.138.995	38.184.967	36.230.939	34.276.911	32.322.882	30.368.854	28.414.826	26.460.798	24.506.770
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
WACC	7,34%													
VNA APORTES A CAPITAL	370.096.826													
INVERSIÓN INICIAL CON CAPITAL PROPIO	223.675.384													
FLUJO DE CAJA LIBRE Y APORTES DE CAPITAL PROPIO	593.772.210	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VPN	544.728.004													
TIR	-2,9%													

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
UOPER	8.762.866	8.373.834	7.988.812	7.608.160	7.232.190	6.861.165	6.495.331	6.134.897	5.780.054	5.430.985	5.087.856	4.750.830
DEPRECIACIONES	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901	25.562.901
IMPTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO OPERACIONAL DESPUÉS DE IMPTOS	16.800.035	17.189.067	17.574.089	17.954.741	18.330.711	18.701.736	19.067.570	19.428.004	19.782.847	20.131.916	20.475.045	20.812.071
CARTERA	76.241	76.011	75.721	75.384	75.009	74.604	74.174	73.724	73.259	72.780	72.291	71.792
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROVEEDORES	101.655	101.348	100.961	100.512	100.012	99.472	98.899	98.299	97.678	97.040	96.387	95.723
WK	25.414	25.337	25.240	25.128	25.003	24.868	24.725	24.575	24.420	24.260	24.097	23.931
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJA MÍNIMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA LIBRE OPERACIONAL	16.825.449	17.214.404	17.599.329	17.979.869	18.355.714	18.726.604	19.092.295	19.452.579	19.807.267	20.156.176	20.499.141	20.836.002
VARIACIÓN DE DEUDA	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886	16.615.886
VARIACIÓN DE APORTES A CAPITAL	22.343.179	20.000.195	17.661.242	15.326.674	12.996.801	10.671.883	8.352.164	6.037.851	3.729.135	1.426.198	-	-
GASTOS FINANCIEROS	22.552.742	20.598.713	18.644.685	16.690.657	14.736.629	12.782.601	10.828.573	8.874.545	6.920.516	4.966.488	3.012.460	1.058.432
FLUJO DE CAJA LIBRE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	870.796	3.161.684
FLUJO DE CAJA LIBRE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	870.796	287.100.494

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)	Inicial (0)	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
WACC	7,34%												
VNA APORTES A CAPITAL	370.096.826												
INVERSIÓN INICIAL CON CAPITAL PROPIO	223.675.384												
FLUJO DE CAJA LIBRE Y APORTES DE CAPITAL PROPIO	593.772.210	-	-	0	-	-	0	0	0	0	0	870.796	287.100.494
VPN	544.728.004												
TIR	-2,9%												

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Esperado

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)														
AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
UOPER	-	1.945.776	1.462.272	1.069.076	585.175	291.251	1.166.076	2.039.240	2.910.685	3.780.346	4.648.164	5.514.069	6.377.994	7.239.867
DEPRECIACIONES	-	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451
IMPTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO OPERACIONAL DESPUÉS DE IMPTOS	-	16.835.674	17.319.179	17.712.374	18.196.275	19.072.702	19.947.526	20.820.691	21.692.136	22.561.796	23.429.614	24.295.520	25.159.445	26.021.317
CARTERA	-	3.010.941	90.899	73.934	89.097	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROVEEDORES	-	4.014.588	121.199	98.579	118.796	206.302	206.302	206.302	206.302	206.301	206.302	206.302	206.302	206.302
WK	-	1.003.647	30.300	24.645	29.699	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575
CAPEX	469.536.263	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJA MÍNIMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA LIBRE OPERACIONAL	-	469.536.263	17.839.321	17.349.479	17.737.019	18.225.974	19.124.277	19.999.102	20.872.266	21.743.711	22.613.372	23.481.190	24.347.095	25.211.020
VARIACIÓN DE DEUDA	305.198.571	-	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943
VARIACIÓN DE APORTES A CAPITAL	164.337.692	29.601.965	28.656.154	26.832.959	24.908.350	22.574.393	20.263.915	17.955.096	15.647.997	13.342.682	11.039.210	8.737.650	6.438.072	4.140.545
GASTOS FINANCIEROS	-	35.233.344	33.797.690	32.362.036	30.926.382	29.490.727	28.055.073	26.619.419	25.183.765	23.748.111	22.312.457	20.876.803	19.441.149	18.005.495
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)														
	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
WACC	7,34%													
VNA APORTES A CAPITAL	163.409.133													
INVERSIÓN INICIAL CON CAPITAL PROPIO	164.337.692													
FLUJO DE CAJA LIBRE Y APORTES DE CAPITAL PROPIO	-	327.746.825	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VPN	-	230.840.373												
TIR		2,1%												

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)													
AÑO	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	
UOPER	8.099.613	8.957.157	9.812.419	10.665.317	11.515.766	12.363.677	13.208.959	14.051.518	14.891.256	15.728.068	16.561.855	17.392.504	
DEPRECIACIONES	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	18.781.451	
IMPTOS	-	-	-	-	-	240.989	1.040.237	1.838.565	2.635.940	3.432.327	4.227.690	5.021.994	
FLUJO OPERACIONAL DESPUÉS DE IMPTOS	26.881.064	27.738.608	28.593.870	29.446.767	30.297.216	30.904.138	30.950.173	30.994.404	31.036.767	31.077.192	31.115.615	31.151.961	
CARTERA	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	154.726	
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PROVEEDORES	206.302	206.302	206.302	206.302	206.302	206.302	206.302	206.302	206.302	206.301	206.302	206.302	
WK	-	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	51.575	
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CAJA MÍNIMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FLUJO DE CAJA LIBRE OPERACIONAL	26.932.639	27.790.183	28.645.445	29.498.343	30.348.791	30.955.713	31.001.748	31.045.979	31.088.343	31.128.767	31.167.191	31.203.536	
VARIACIÓN DE DEUDA	-	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	12.207.943	
VARIACIÓN DE APORTES A CAPITAL	1.845.144	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
GASTOS FINANCIEROS	16.569.841	15.134.187	13.698.533	12.262.879	10.827.224	9.391.570	7.955.916	6.520.262	5.084.608	3.648.954	2.213.300	777.646	
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	448.054	2.738.970	5.027.521	7.313.624	9.356.200	10.837.889	12.317.774	13.795.792	15.271.870	16.745.948	18.217.947	
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	448.054	2.738.970	5.027.521	7.313.624	9.356.200	10.837.889	12.317.774	13.795.792	15.271.870	16.745.948	18.217.947	

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)													
	Inicial (0)	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
WACC	7,34%												
VNA APORTES A CAPITAL	163.409.133												
INVERSIÓN INICIAL CON CAPITAL PROPIO	164.337.692												
FLUJO DE CAJA LIBRE Y APORTES DE CAPITAL PROPIO	-	-	448.054	2.738.970	5.027.521	7.313.624	9.356.200	10.837.889	12.317.774	13.795.792	15.271.870	16.745.948	18.217.947
VPN	-	230.840.373											
TIR		2,1%											

Fuente: Elaboración propia.

Escenario Optimista

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)															
AÑO	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
UOPER	-	8.612.983	10.130.232	11.206.760	12.294.742	13.835.793	15.345.432	16.835.272	18.312.010	19.779.861	21.241.638	22.699.304	24.154.264	25.607.538	
DEPRECIACIONES	-	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	
IMPTOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	777.487	1.612.282	2.444.952	3.276.183	4.106.467	
FLUJO OPERACIONAL DESPUÉS DE IMPTOS	-	20.612.983	22.130.232	23.206.760	24.294.742	25.835.793	27.345.432	28.835.272	30.312.010	31.002.374	31.629.356	32.254.351	32.878.080	33.501.071	
CARTERA	-	3.645.569	264.580	188.742	190.589	266.390	261.382	258.335	256.422	255.228	254.518	254.148	254.027	254.088	
INVENTARIOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PROVEEDORES	-	4.860.759	352.773	251.655	254.119	355.187	348.509	344.446	341.896	340.304	339.357	338.864	338.702	338.784	
WK	-	1.215.190	88.193	62.914	63.530	88.797	87.127	86.112	85.474	85.076	84.839	84.716	84.676	84.696	
CAPEX	300.000.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CAJA MÍNIMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FLUJO DE CAJA LIBRE OPERACIONAL	-	300.000.000	21.828.173	22.218.425	23.269.674	24.358.272	25.924.590	27.432.559	28.921.384	30.397.484	31.087.451	31.714.195	32.339.067	32.962.756	33.585.767
VARIACIÓN DE DEUDA	195.000.000	-	7.800.000	-	7.800.000	-	7.800.000	-	7.800.000	-	7.800.000	-	7.800.000	-	7.800.000
VARIACIÓN DE APORTES A CAPITAL	105.000.000	8.483.407	7.175.875	5.207.346	3.201.468	717.870	-	-	-	-	-	-	-	-	
GASTOS FINANCIEROS	-	22.511.580	21.594.300	20.677.020	19.759.740	18.842.460	17.925.180	17.007.900	16.090.620	15.173.340	14.256.060	13.338.780	12.421.500	11.504.220	
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	-	-	-	-	-	1.707.379	4.113.484	6.506.864	8.114.111	9.658.135	11.200.287	12.741.256	14.281.547	
FLUJO DE CAJA LIBRE	-	-	-	-	-	-	1.707.379	4.113.484	6.506.864	8.114.111	9.658.135	11.200.287	12.741.256	14.281.547	

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)														
	Inicial (0)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
WACC	7,34%													
VNA APORTES A CAPITAL	21.257.949													
INVERSIÓN INICIAL CON CAPITAL PROPIO	105.000.000													
FLUJO DE CAJA LIBRE Y APORTES DE CAPITAL PROPIO	-	126.257.949	-	-	-	-	1.707.379	4.113.484	6.506.864	8.114.111	9.658.135	11.200.287	12.741.256	14.281.547
VPN	73.225.393													
TIR	9,8%													

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)													
AÑO		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
UOPER		27.059.898	28.511.911	29.964.007	31.416.511	32.869.656	34.323.614	35.778.503	37.234.398	38.691.338	40.149.331	41.608.365	43.068.397
DEPRECIACIONES		12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000	12.000.000
IMPTOS		4.936.161	5.765.535	6.594.788	7.424.069	8.253.494	9.083.142	9.913.076	10.743.335	11.573.946	12.404.923	13.236.269	14.067.979
FLUJO OPERACIONAL DESPUÉS DE IMPTOS		34.123.736	34.746.375	35.369.219	35.992.442	36.616.162	37.240.472	37.865.427	38.491.062	39.117.391	39.744.408	40.372.096	41.000.418
CARTERA		254.292	254.603	255.001	255.467	255.986	256.549	257.147	257.773	258.423	259.091	259.775	260.469
INVENTARIOS		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PROVEEDORES		339.056	339.471	340.001	340.622	341.314	342.065	342.862	343.698	344.564	345.455	346.366	347.293
WK		84.764	84.868	85.000	85.156	85.329	85.516	85.716	85.924	86.141	86.364	86.592	86.823
CAPEX		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAJA MÍNIMA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUJO DE CAJA LIBRE OPERACIONAL		34.208.500	34.831.243	35.454.219	36.077.597	36.701.490	37.325.988	37.951.143	38.576.987	39.203.532	39.830.771	40.458.688	41.087.241
VARIACIÓN DE DEUDA		7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000	7.800.000
VARIACIÓN DE APORTES A CAPITAL		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GASTOS FINANCIEROS		10.586.940	9.669.660	8.752.380	7.835.100	6.917.820	6.000.540	5.083.260	4.165.980	3.248.700	2.331.420	1.414.140	496.860
FLUJO DE CAJA LIBRE		15.821.560	17.361.583	18.901.839	20.442.497	21.983.670	23.525.448	25.067.883	26.611.007	28.154.832	29.699.351	31.244.548	32.790.381
FLUJO DE CAJA LIBRE		15.821.560	17.361.583	18.901.839	20.442.497	21.983.670	23.525.448	25.067.883	26.611.007	28.154.832	29.699.351	31.244.548	32.790.381

FLUJO DE CAJA LIBRE (USD)													
	Inicial (0)	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
WACC	7,34%												
VNA APORTES A CAPITAL	21.257.949												
INVERSIÓN INICIAL CON CAPITAL PROPIO	105.000.000												
FLUJO DE CAJA LIBRE Y APORTES DE CAPITAL PROPIO	-	15.821.560	17.361.583	18.901.839	20.442.497	21.983.670	23.525.448	25.067.883	26.611.007	28.154.832	29.699.351	31.244.548	32.790.381
VPN	73.225.393												
TIR	9,8%												

Fuente: Elaboración propia.