



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO
DE CAPITAL EN PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE
PROMUEVEN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ECUADOR**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: MIGUEL ANDRÉS CUMBICOS CESÉN
JUAN ANDRÉS TENESACA PINTADO

TUTOR: ING. JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO, PHD.

Cuenca - Ecuador

2025

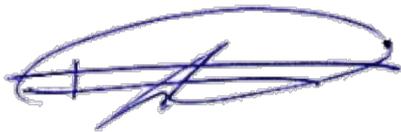
**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, Miguel Andrés Cumbicos Cesén con documento de identificación N° 1400980908 y Juan Andrés Tenesaca Pintado con documento de identificación N° 0106678527, manifestamos que:

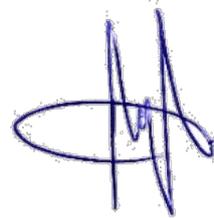
Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 17 de febrero del 2025

Atentamente,



Miguel Andrés Cumbicos Cesén
1400980908



Juan Andrés Tenesaca Pintado
0106678527

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Miguel Andrés Cumbicos Cesén con documento de identificación N° 1400980908 y Juan Andrés Tenesaca Pintado con documento de identificación N° 0106678527, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del proyecto técnico: “Análisis del impacto del Costo Promedio Ponderado de Capital en proyectos de generación eléctrica que promueven la transición energética en Ecuador”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 17 de febrero del 2025

Atentamente,



Miguel Andrés Cumbicos Cesén
1400980908



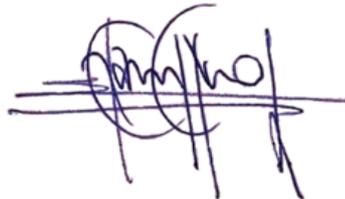
Juan Andrés Tenesaca Pintado
0106678527

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Johnny Xavier Serrano Guerrero con documento de identificación N° 0104983382, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ANÁLISIS DEL IMPACTO DEL COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL EN PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE PROMUEVEN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN ECUADOR, realizado por Miguel Andrés Cumbicos Cesén con documento de identificación N° 1400980908 y por Juan Andrés Tenesaca Pintado con documento de identificación N° 0106678527, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyectos Técnicos que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 17 de febrero del 2025

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Johnny Serrano', is written over a horizontal line.

Ing. Johnny Xavier Serrano Guerrero, PhD.
0104983382

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a Dios por ser mi fortaleza en los buenos y malos momentos. A mis padres, quienes me apoyaron de forma incondicional en todas las decisiones que he tomado y las cuales me permiten situarme aquí el día de hoy. Agradezco a mis hermanos, Mariuxi y Elmer, así como a mi cuñado Eduardo, por haber estado a mi lado en los momentos cuando más los necesité, brindándome su ayuda y consejos. Expreso mis agradecimientos al Ing. Antonio Barragán por haber dirigido con empeño y perseverancia nuestro trabajo de titulación, así como al Econ. Pablo Álvarez por su indispensable contribución en la realización de este trabajo. Por último, quiero agradecer a mis amigos y compañeros de clase por los inolvidables momentos que pasamos juntos.

Miguel Andrés Cumbicos Cesén

AGRADECIMIENTO

Agradezco principalmente a Dios, por brindarme la fortaleza que necesité día a día. A mis padres, mi más profundo agradecimiento por su apoyo incondicional y por siempre creer en mí; su presencia ha sido el pilar fundamental para este logro. A mis sobrinos, quienes, a pesar de la distancia, han sido mi mayor inspiración y motivación, les debo un agradecimiento inmenso, pues su alegría y amor me impulsaron a seguir adelante. A mi hermana, mi gratitud infinita por brindarme su apoyo constante y por jamás olvidarse de mí. A aquella persona especial que ha estado a mi lado, brindándome su cariño, comprensión y aliento en cada paso de este proceso, mi infinito agradecimiento.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi tutor de tesis, el Ing. Antonio Barragán, por su guía y acompañamiento a lo largo de este proceso, cuyo conocimiento y compromiso fueron esenciales para la realización de este trabajo. Asimismo, al Econ. Pablo Álvarez, por su valiosa orientación en los aspectos financieros de la investigación, aportando claridad y precisión para su desarrollo.

A mis amigos, gracias por su compañía y apoyo en los momentos de estrés y alegría; cada uno de ustedes aportó algo único que hizo que este proceso fuera más llevadero y enriquecedor.

Juan Andrés Tenesaca Pintado

DEDICATORIA

Dedico especialmente este trabajo a Miguel y Berta, dado que han sido los mejores padres que podría haber tenido, inculcándome desde la infancia los valores de la honestidad, el respeto y la responsabilidad, siendo el pilar fundamental en mi desarrollo académico y personal.

Miguel Andrés Cumbicos Cesén

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con todo mi cariño a mis padres, Juan y María, quienes siempre han estado a mi lado, brindándome su apoyo incondicional y motivándome en cada paso de este camino. A mis sobrinos, Ismael y Nicolás, cuya alegría y energía me han inspirado constantemente. A mi hermana, Elizabeth, por su apoyo inquebrantable y por ser un pilar fundamental en mi vida. Y a Jennifer, quien, con su amor y comprensión, ha sido mi compañera incansable, brindándome aliento y fortaleza en todo momento.

Juan Andrés Tenesaca Pintado

RESUMEN

El presente estudio tiene como finalidad analizar el impacto del Costo Promedio Ponderado de Capital en la rentabilidad y viabilidad financiera de los proyectos de generación eléctrica en Ecuador, con un enfoque en las tecnologías que impulsan la transición energética. Para ello, se evaluará cómo la inclusión del WACC en los flujos financieros de estos proyectos influye en la toma de decisiones de inversión, considerando factores económicos y de riesgo asociados al entorno ecuatoriano.

En primer lugar, se realizará una comparación de las metodologías más utilizadas para calcular el WACC, destacando sus diferencias y aplicabilidad en el contexto nacional. Posteriormente, se desarrollarán distintos escenarios financieros para evaluar la influencia del WACC en la rentabilidad de los proyectos en contraste con los métodos tradicionales de evaluación. Como parte del análisis, se calculará el WACC específico para diversas tecnologías de generación eléctrica en Ecuador, considerando variables como el costo de la deuda, el capital propio y la estructura impositiva del país.

Los resultados del estudio permitirán comprender cómo el WACC afecta la competitividad de los proyectos de energía renovable en comparación con otras regiones del mundo. Asimismo, se identificarán posibles estrategias para mejorar las condiciones de financiamiento en Ecuador, con el objetivo de fomentar inversiones en infraestructura energética sostenible y fortalecer la transición hacia un modelo energético más eficiente y menos dependiente de fuentes convencionales.

ABSTRACT

The purpose of this study is to analyze the impact of the Weighted Average Cost of Capital (WACC) on the profitability and financial viability of power generation projects in Ecuador, with a focus on technologies that drive the energy transition. To achieve this, the study will assess how the inclusion of WACC in the financial flows of these projects influences investment decision-making, considering economic factors and risks associated with the Ecuadorian environment.

First, a comparison of the most widely used methodologies for calculating WACC will be conducted, highlighting their differences and applicability in the national context. Subsequently, various financial scenarios will be developed to evaluate the influence of WACC on project profitability in comparison

with traditional evaluation methods. As part of the analysis, the specific WACC for different power generation technologies in Ecuador will be calculated, taking into account variables such as the cost of debt, equity capital, and the country's tax structure.

The study's findings will provide insights into how WACC affects the competitiveness of renewable energy projects compared to other regions worldwide. Additionally, potential strategies will be identified to improve financing conditions in Ecuador, aiming to promote investments in sustainable energy infrastructure and strengthen the transition toward a more efficient energy model with reduced reliance on conventional sources.

PALABRAS CLAVES TEMÁTICAS

Weighted Average Cost of Capital

Tasa Interna de Retorno

Valor Actual Neto

Capital Asset Pricing Model

Tasa de descuento

Transición energética

Índice general

Introducción	15
Antecedentes	16
Justificación	18
1. Objetivos	19
1.1. Objetivo General	19
1.2. Objetivos Específicos	19
2. Estado del Arte	20
2.1. Tecnologías de generación eléctrica en Ecuador	20
2.2. Tecnologías con transición energética en Ecuador	21
2.2.1. Costo unitario de potencia	22
2.2.2. Costo nivelado de la energía	23
2.3. Weighted Average Cost of Capital (WACC)	23
3. Metodología	28
3.1. Cálculo del WACC: Tasa de descuento	30
3.1.1. Cálculo del costo de la deuda	31
3.1.2. Cálculo del costo de capital propio mediante el modelo CAPM	31
3.2. Flujos de caja	33
3.2.1. Factores de evaluación para proyectos de generación eléctrica	34
3.2.2. Valor Actual Neto	35
3.2.3. Tasa Interna de Retorno	36
3.2.4. Índice Beneficio-Costo	36
3.2.5. Periodo de Recuperación de la Inversión	37
4. Resultados	38
4.1. Costo de la deuda	38
4.2. Costo de los recursos propios	38
4.3. Costo promedio ponderado de capital en proyectos que promueven la transición energética en Ecuador	40
4.4. Evaluación financiera de tecnologías de generación	42
4.4.1. Flujo de caja y rentabilidad de los proyectos de generación	43
4.4.2. Impacto de la variación del WACC en el VAN	44
4.4.3. Impacto de la variación del precio de energía en el VAN y la TIR	45
4.4.4. Índice Costo-Beneficio y recuperación de la inversión	46
5. Discusión	48
6. Conclusiones	50
Anexos	56
A. Área de trabajo (ABET)	57

B. Proyecto solar fotovoltaico	59
C. Proyecto eólico	62
D. Proyecto de biomasa	65
E. Proyecto geotérmico	68
F. Proyecto hidráulico	71

Índice de figuras

2.1. Distribución de la producción eléctrica en Ecuador.	20
2.2. Potencial energético de Ecuador por tecnología (MW).	21
3.1. Flujograma de la metodología.	29
4.1. Variación del coeficiente β_r con respecto al porcentaje de inversión propia E/A.	39
4.2. Variación del costo del capital propio con respecto al porcentaje de endeudamiento.	40
4.3. Variación del <i>WACC</i> con respecto al porcentaje de apalancamiento de cada tecnología.	41
4.4. Variación del <i>WACC</i> con respecto a la clasificación de riesgo, <i>PRZ</i> en todas las tecnologías.	42
4.5. Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del <i>WACC</i>	44
4.6. Sensibilidad del VAN con respecto al precio de energía.	45
4.7. Sensibilidad de la TIR con respecto al precio de energía.	46

Índice de tablas

2.1. Comparación de costos por tecnología	23
2.2. Costos nivelados de la energía por tecnología.	23
2.3. Revisión Bibliográfica.	27
3.1. Parámetros utilizados en el flujo de caja.	33
3.2. Costos de operación y mantenimiento.	34
3.3. Proyectos de generación eléctrica	35
4.1. Costo de la deuda por tecnología de generación.	38
4.2. Tasa impositiva.	38
4.3. Riesgo no sistemático reapalancado.	39
4.4. Tasa libre de riesgo del tesoro de los Estados Unidos.	39
4.5. Costo de capital por tecnología.	40
4.6. WACC diferenciado para los proyectos de generación con transición energética en Ecuador.	41
4.7. Inversión requerida para los proyectos de generación	42
4.8. Parametros empleados para el flujo de caja en los proyectos de generación.	43
4.9. Resultados del análisis financiero de cada tecnología	43
4.10. Índice costo-beneficio y retorno de la inversión con los flujos descontados.	46
5.1. WACC por tecnología y región.	48
5.2. Comparación del WACC de Ecuador con Países Europeos.	49
5.3. WACC con 70% de apalancamiento.	49
A.1. Áreas del Trabajo de Grado	58
B.1. Flujo de caja para un proyecto solar fotovoltaico. Parte 1 de 2.	60
B.2. Flujo de caja para un proyecto solar fotovoltaico. Parte 2 de 2.	61
C.1. Flujo de caja para un proyecto eólico. Parte 1 de 2.	63
C.2. Flujo de caja para un proyecto eólico. Parte 2 de 2.	64
D.1. Flujo de caja para un proyecto de biomasa. Parte 1 de 2.	66
D.2. Flujo de caja para un proyecto de biomasa. Parte 2 de 2.	67
E.1. Flujo de caja para un proyecto geotérmico. Parte 1 de 2.	69
E.2. Flujo de caja para un proyecto geotérmico. Parte 2 de 2.	70
F.1. Flujo de caja para un proyecto hidráulico. Parte 1 de 2.	72
F.2. Flujo de caja para un proyecto hidráulico. Parte 2 de 2.	73

Introducción

A nivel global, la preocupación por el cambio climático ha provocado un creciente impacto e interés en la inversión en proyectos de generación eléctrica que priorizan el uso de energías renovables. Es importante entender que, para incorporar un proyecto de generación, es esencial garantizar a los inversionistas un retorno adecuado. Por ello, resulta fundamental realizar un análisis financiero que permita determinar la rentabilidad de estos proyectos y asegurar la confianza de los inversionistas.

En este escenario, el Weighted Average Cost of Capital (WACC, por sus siglas en inglés) se presenta como un indicador clave para determinar la viabilidad económica de los proyectos de generación eléctrica. Este parámetro refleja el costo de los recursos financieros empleados, considerando las diversas fuentes de financiamiento y su peso relativo en la estructura del capital. Su aplicación como tasa de descuento en los flujos financieros permite evaluar si un proyecto genera el valor suficiente para justificar su ejecución.

En el Ecuador existen metodologías tradicionales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Tasa de Descuento, que ayudan a determinar la rentabilidad de un proyecto. Por tal motivo, es necesario analizar cómo la inclusión de WACC en los escenarios financieros tiene impacto en la toma de decisiones de los proyectos de generación. Este análisis proporciona una comprensión sobre el uso del WACC al momento de evaluar la rentabilidad de dichos proyectos.

Por lo tanto, la finalidad de este proyecto de titulación es calcular el WACC para distintas tecnologías de generación y aplicarlo como tasa de descuento en los flujos financieros, con el objetivo de determinar la rentabilidad y viabilidad de los proyectos. A través de este análisis, se busca establecer el impacto de este indicador en la toma de decisiones de inversión, proporcionando un marco técnico que optimice la evaluación financiera de proyectos alineados con la transición energética en Ecuador.

Antecedentes

En las últimas décadas, la creciente preocupación por el cambio climático y la crisis energética ha impulsado la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. Las energías renovables, como la eólica, solar e hidroeléctrica [1],[2], se han consolidado como alternativas viables de la capacidad de generación de electricidad a nivel mundial frente a los combustibles fósiles. Sin embargo, la implementación de estas tecnologías exige, además de avances tecnológicos, un análisis financiero adecuado para garantizar su competitividad y rentabilidad en el mercado energético. En este contexto, el Costo Promedio Ponderado de Capital, CPPC conocido en inglés como Weighted Average Cost of Capital, WACC por sus siglas en inglés, se presenta como una herramienta clave para la evaluación de proyectos de generación eléctrica.

El concepto de WACC ha sido ampliamente discutido y aplicado en el campo de las finanzas desde mediados del siglo XX [3],[4]. Este indicador, popularizado a través de los trabajos de Modigliani y Miller [5] en 1958, proporciona una medida del costo de financiamiento de una empresa, ponderando los costos de deuda y capital propio según su proporción en la estructura de capital. En el sector energético, el WACC juega un papel crucial para determinar la rentabilidad y viabilidad de los proyectos de inversión, donde el equilibrio entre financiamiento y riesgo es esencial.

En la década de los 60, Boness, un profesor adjunto de la Universidad de Pittsburgh en Pensilvania, Estados Unidos, publica un artículo [6], en el que se hace mención del WACC a partir de un debate que analiza si la estructura de capital influye de manera significativa en el costo de capital y cómo los distintos actores tales como inversores o gerentes, pueden tener diferentes puntos de vista sobre la forma en la que se determina este costo. De igual forma, se establece que el costo de capital es más dependiente del riesgo propio de los activos que de la forma en que estos activos se financian.

El costo promedio ponderado de capital es un concepto ampliamente utilizado tanto en la literatura teórica de finanzas como en el análisis de gastos de capital de las empresas. En el sector energético, la determinación del WACC adquiere especial relevancia debido a la combinación de factores que influyen en su cálculo. Las políticas gubernamentales, los incentivos fiscales y las fluctuaciones en el costo de la tecnología son algunos de los elementos que pueden modificar el costo del financiamiento de estos proyectos.

Estudios recientes han demostrado que una evaluación precisa del WACC permite a las empresas energéticas tomar decisiones estratégicas sobre la inversión en tecnologías sostenibles [7], mejorando así su competitividad frente a las fuentes de energía tradicionales. Un estudio importante indica las investigaciones en las que se estudia el impacto de diversos factores de riesgo sobre las energías renovables, en el cual se determina que el WACC es empleado con el fin de evaluar principalmente las inversiones de origen privado. El elevado costo de financiamiento se ha ido generalizando como un importante problema a la hora de realizar una inversión en tecnologías impulsadas por energías renovables [8]. En Colombia, un estudio ha evaluado el WACC en cada departamento, considerando el impacto de la violencia y el riesgo de corrupción [9]. Los resultados muestran que el WACC para las energías renovables es ligeramente superior en comparación con las energías no renovables.

Por otro lado, existen estudios realizados a la empresa de electricidad del Perú, Electroperú S.A., para analizar su rentabilidad bajo la incidencia del WACC. En estos estudios se ha llegado a la siguiente conclusión: a medida que el WACC aumenta, la rentabilidad de Electroperú S.A. también presenta un incremento considerable. Es decir, el WACC incide de manera directa en la rentabilidad de la empresa [10]. De igual forma, se establece que el uso de fuentes de financiamiento externo no reduce el WACC respecto al financiamiento realizado con fondos propios. El Costo Promedio Ponderado de Capital puede ser utilizado por empresas de cualquier tamaño, ya sean grandes, medianas o pequeñas, para mantener un seguimiento continuo de la rentabilidad que se puede alcanzar. Esto facilita tomar decisiones acertadas en relación con las utilidades [11].

En 2015, Masabanda propuso un modelo económico para determinar una tasa de retorno aceptable para distintos tipos de proyectos de generación eléctrica a partir de energías renovables. Para ello, calculó el WACC en proyectos de generación eólica, fotovoltaica, hidráulica y de biomasa. Además, el análisis del WACC a nivel nacional en Ecuador permite identificar los lugares estratégicos para la implementación de estas tecnologías [12].

Esta investigación tiene como objetivo calcular el WACC y realizar un análisis detallado de la rentabilidad en inversiones de proyectos de generación de energía eléctrica. El WACC se calculará para cada región del Ecuador, con el objetivo de obtener resultados más precisos y adaptados a las particularidades de cada zona.

Justificación

La presente investigación busca contribuir en el análisis del Costo Promedio Ponderado de Capital en el sector energético, con el objetivo de proporcionar un marco financiero que facilite la toma de decisiones de inversión y evaluar su impacto en los proyectos de generación. Al evaluar el impacto del WACC en los flujos financieros de la generación de electricidad se puede disponer de información que permita la planificación y desarrollo en proyectos que promueven la transición energética [7] ,[13].

El análisis de las repercusiones del WACC permite comprender su relevancia tanto a nivel nacional como internacional, dado que se encuentra estrechamente vinculado con la estabilidad económica de cada país, medida a través de la estabilidad de las tasas de interés. Estas tasas han demostrado ser frágiles, especialmente en contextos de crisis o volatilidad en los mercados financieros; esto se demostró durante la pandemia del COVID-19. La variabilidad de las tasas de interés afecta directamente el costo del capital y, en consecuencia, las decisiones de inversión de las empresas, influyendo en la competitividad y en el desarrollo de proyectos de generación de energía y otros sectores estratégicos. El WACC, además de ser un indicador clave para evaluar el costo de financiamiento [14], es también una herramienta importante para gestionar el riesgo asociado a la fluctuación de las tasas de interés y su impacto en la planificación financiera a largo plazo.

Capítulo 1

Objetivos

1.1. Objetivo General

Determinar el impacto de la inclusión del Costo Promedio Ponderado de Capital en los flujos financieros y la rentabilidad de los proyectos de generación eléctrica en Ecuador.

1.2. Objetivos Específicos

- Comparar las diferentes metodologías utilizadas para determinar el costo promedio ponderado de capital.
- Analizar escenarios financieros que comparen la incorporación del WACC con los métodos tradicionales de evaluación de proyectos de generación eléctrica.
- Calcular el costo promedio ponderado de capital para las tecnologías de generación eléctrica que promueven la transición energética en Ecuador.

Capítulo 2

Estado del Arte

2.1. Tecnologías de generación eléctrica en Ecuador

La generación hidroeléctrica domina la matriz energética del Sistema Nacional Interconectado (SNI), lo que muestra una alta dependencia de esta fuente renovable. Otras tecnologías, como la solar y la eólica, tienen una contribución muy baja. Esto evidencia la necesidad de diversificar la matriz energética para reducir la concentración en una sola fuente y potenciar el uso de otras energías renovables en desarrollo.

El cambio climático ha alterado significativamente los patrones de precipitación a nivel global, dando lugar a sequías hidrológicas considerablemente extensas. En Ecuador, donde más del 85 % de la generación eléctrica depende de fuentes hidroeléctricas, las sequías hidrológicas representan una seria amenaza a la producción energética del país, ya que reducen el nivel de los embalses y disminuyen la capacidad de generación de energía. Por ello, resulta pertinente analizar la contribución de las distintas tecnologías de generación y promover la diversificación de la matriz energética para fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico. A continuación, se presenta un desglose detallado de las principales fuentes de generación [15], destacando su contribución en términos de energía producida (GWh) y su aporte al SNI en porcentaje.

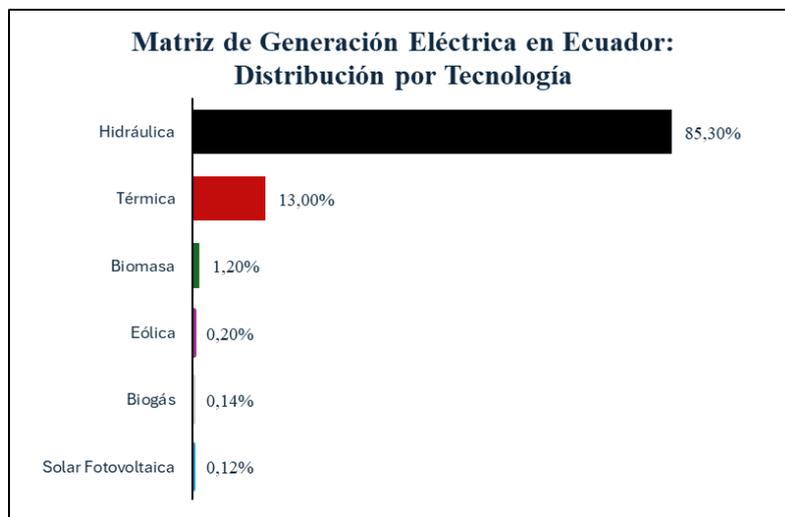


Figura 2.1: Distribución de la producción eléctrica en Ecuador.

La figura 2.1 presenta, en términos porcentuales, la contribución de las distintas tecnologías de generación eléctrica que conforman el Sistema Nacional Interconectado hasta finales de 2022, donde se puede determinar la energía hidráulica como la principal fuente de generación, representando el 85,3 % del total, equivalente a 24.624 GWh. La energía térmica aporta con el 13 % al Sistema Nacional Interconectado, es decir, con 3.758 GWh de energía. En el ámbito de la generación térmica, Ecuador dispone únicamente de centrales de turbogás, turbovapor y MCI [16]. Estas plantas dependen de combustibles fósiles como

gas, carbón o diésel, y se utilizan principalmente en momentos de alta demanda o cuando las fuentes renovables no cubren la carga. La biomasa representa el 1,2% de la generación eléctrica, equivalente a 348 GWh de aportación al Sistema Nacional Interconectado. Aunque su participación es pequeña, favorece la diversificación de la matriz energética. La participación de la energía solar fotovoltaica es del 0,12%, lo que equivale a 33 GWh. A pesar de ser una tecnología no convencional, se espera que su uso crezca con el tiempo. El biogás aporta el 0,14% de la generación, con 42 GWh de energía. El biogás se genera a partir de residuos especialmente agrícolas, estiércoles, desechos orgánicos municipales y aguas residuales, cuya disponibilidad y distribución geográfica varían considerablemente en el país [17]. La energía eólica contribuye con el 0,20%, lo que representa 57,89 GWh [15].

De manera general se puede analizar la participación de las principales tecnologías de generación eléctrica que forman parte de la matriz energética del Ecuador, siendo evidente la alta dependencia de la generación hidroeléctrica.

2.2. Tecnologías con transición energética en Ecuador

La transición energética en Ecuador se presenta como un proceso estratégico para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, con el objetivo de disminuir la dependencia de fuentes tradicionales como los combustibles fósiles. Esta transformación implica la incorporación de fuentes de energía renovable que estén alineadas con los compromisos internacionales destinados a combatir el cambio climático. En este contexto, se destacan diferentes fuentes de energía renovable presentadas en la figura 2.2, tales como la solar fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica e hidráulica. Este análisis de potencial se ha basado en diversos estudios llevados a cabo por la CELEC EP y publicados en el Plan Maestro de Electricidad 2023-2032 [15].

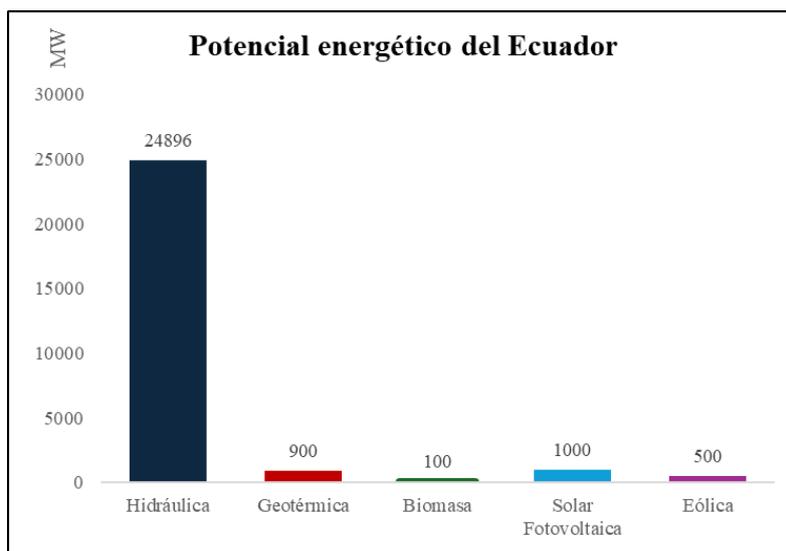


Figura 2.2: Potencial energético de Ecuador por tecnología (MW).

El potencial hidroenergético es 24 896 MW y cubre especialmente la región andina y parte de la región oriental de Ecuador, donde se concentra la mayor parte del potencial hidroenergético. Cabe recalcar que la energía hidroeléctrica se considera renovable porque utiliza el agua, un recurso natural que se regenera constantemente. Sin embargo, no todas las instalaciones hidroeléctricas tienen el mismo impacto ambiental. Algunas represas, por ejemplo, pueden modificar drásticamente el ecosistema, alterar el flujo de los ríos y afectar la biodiversidad, lo que genera debates sobre su sostenibilidad a largo plazo. Por lo general, se consideran como energías renovables a las fuentes de generación hidroeléctrica con una capacidad menor a 50 MW [18].

En el año 2010, la CELEC EP efectuó varios estudios con el fin de explorar la capacidad geotérmica en Ecuador y se logró evidenciar que este tipo de tecnología tiene el potencial de generar cerca de 900 megavatios repartidos en más de 20 zonas con gran potencial en el territorio ecuatoriano. El potencial

bioenergético de dos tipos de biomasa agrícola de mayor participación en la región Costa son la palma africana y la cascarilla de arroz, destacando su capacidad para generar 100 MW de energía eléctrica. De acuerdo con un estudio realizado por la Agencia Francesa de Desarrollo en conjunto con la CELEC EP acerca del potencial solar fotovoltaico, se podría alcanzar una potencia de 1000 MWp. En el año 2017, se realizó una evaluación para determinar el potencial eólico por parte de la CELEC EP. Esto permitió establecer las ubicaciones más idóneas para la construcción de parques eólicos con una potencia aproximada en proyectos que suman los 500 MW [15].

El significativo potencial energético de Ecuador, impulsado por sus fuentes de energías renovables, representa una oportunidad clave para la transición hacia un modelo sostenible. Sin embargo, para que esta transformación sea viable y competitiva, es necesario analizar los costos asociados a la generación de energía renovable, su desempeño y el impacto en el costo unitario de potencia. Se examinarán estos aspectos, presentando una visión integral de la viabilidad económica y técnica de la transición energética en el país.

2.2.1. Costo unitario de potencia

El costo unitario de potencia se refiere al costo total requerido para habilitar e implementar una unidad de potencia (1 kilovatio) en cualquier tipo de tecnología de generación eléctrica. Este concepto permite analizar la eficiencia económica de diferentes sistemas de generación eléctrica para tomar decisiones estratégicas en la planificación y desarrollo de infraestructura energética.

Para la energía solar fotovoltaica, los precios de los sistemas que tienen una capacidad entre 50 y 500 kW varían entre \$800 y \$1,000 USD por kW instalado. En el caso de los sistemas que superan los 500 kW, se pueden obtener beneficios por economías de escala, lo que reduce el costo a un rango de \$700 a \$850 USD/kW [19].

Una planta referencial de generación de energía eólica, con una capacidad instalada que varía entre 16.5 y 50 MW, presenta un costo promedio de instalación de \$1953.60 USD/kW de potencia instalada [20], según datos estimados para este tipo de tecnología.

Para una central de energía proveniente de biomasa, el costo de inversión estimado para una capacidad de entre 5 y 10 MW, varía según la tecnología empleada. Para aquellas que operan con un ciclo Rankine convencional, el rango de costos se sitúa entre \$4000 y \$8000 USD/kW instalado, mientras que las plantas que utilizan tecnología ORC presentan costos que oscilan entre \$2000 y \$5000 USD por kW [21]. La principal diferencia entre el ciclo Rankine convencional y el ORC (Organic Rankine Cycle) radica en el fluido de trabajo: el ciclo Rankine convencional usa agua o vapor de agua, adecuado para altas temperaturas, mientras que el ORC utiliza fluidos orgánicos con menor punto de ebullición, lo que lo hace ideal para aprovechar fuentes de calor con menor temperatura [22].

En el ámbito de la energía geotérmica, el costo de capital unitario varía, comenzando en 2000 USD/kW instalado para una planta de 5 MW, y reduciéndose a 1000 USD/kW para el caso de una planta de 150 MW [23].

Los costos vinculados a las centrales de generación hidroeléctrica con una capacidad entre 51 y 100 MW muestran una variabilidad considerable. En este caso, el costo correspondiente al percentil 5 es de 836 USD/kW, lo que implica que solo el 5 % de estos proyectos dentro de este rango tienen costos iguales o inferiores a esta cifra y representan los costos más bajos observados. No obstante, el costo promedio ponderado es considerablemente más alto, alcanzando los 1,728 USD/kW [24].

En la tabla 2.1 se presentan los costos de inversión estimados para diferentes tecnologías de generación eléctrica en función de su capacidad instalada. Las tecnologías analizadas muestran una variabilidad en sus costos unitarios dependiendo de la escala del proyecto.

Tabla 2.1: Comparación de costos por tecnología

Tecnología	Capacidad	USD/kW
Solar fotovoltaica	50-500 kW	800-1000
	>500 kW	700-850
Eólica	16.5-50 MW	1953.60
Biomasa	5-10 MW ORC	2000-5000
	5-10 MW Conv.	4000-8000
Geotérmica	5 MW	2000
	150 MW	1000
Hidráulica	1-50 MW	807-1518
	51-100 MW	836-1728

2.2.2. Costo nivelado de la energía

El costo de la energía representa el gasto derivado del consumo energético necesario para llevar a cabo diversas actividades o procesos. Los costos nivelados de energía, expresados en USD/kWh, corresponden a los montos que se pagarán por la electricidad generada por las centrales de generación. Dentro del marco de la Regulación Nro. ARCONEL-006/24, estos costos se determinan en función de la tecnología utilizada. El costo de energía tendrá vigencia desde el inicio de la operación comercial de la central de generación distribuida hasta la finalización del plazo de concesión [25].

Tabla 2.2: Costos nivelados de la energía por tecnología.

Tecnología	Costo de la energía <i>USD kW/h</i>
Solar fotovoltaica	0,08144
Eólica	0,08488
Biomasa	0,11864
Geotérmica	0,11140
Hidráulica	0,07589

La tabla 2.2 compara el costo nivelado de la energía para diferentes tecnologías de generación eléctrica. Se observa que la energía hidroeléctrica presenta el menor costo por kWh, seguida de la solar fotovoltaica y la eólica, mientras que la biomasa y la geotérmica tienen los valores más altos. Esta variación refleja diferencias en costos de inversión, operación y mantenimiento, así como en la disponibilidad de los recursos energéticos.

Es importante evaluar el aspecto financiero para determinar el rendimiento de las alternativas que impulsan la transición energética en el Ecuador. Este análisis permite identificar cuáles de estas tecnologías son atractivas desde el punto de vista de inversión. A través de la metodología del WACC, es posible calcular el costo promedio que una empresa debe asumir para remunerar a los proveedores de financiamiento involucrados en estas inversiones, proporcionando así un indicador clave para la toma de decisiones en proyectos de generación eléctrica.

2.3. Weighted Average Cost of Capital (WACC)

El WACC es un indicador que representa el costo que una empresa paga a sus actores financieros, por los recursos utilizados para financiar sus operaciones y proyectos [26]. Es un promedio de los costos relativos a cada una de las fuentes de un proyecto [27]. Es importante conocer el valor del costo promedio ponderado, ya que permite determinar cuánto dinero se invierte en financiación. Además, esta tasa permite establecer la rentabilidad mínima que se debe generar en cualquier inversión. Si el rendimiento de una

inversión es menor que el WACC, la empresa presentará pérdidas económicas, ya que no logrará cubrir los intereses adeudados a sus acreedores y accionistas.

En la década de los 80, comienzan a establecerse los primeros conceptos del WACC, tales como el modelo de Modigliani y Miller (M&M), los cuales han sido ampliados en el contexto del análisis presupuestario de capital, mediante el uso del modelo de valor presente ajustado (APV). En este modelo, se establece que el valor del flujo de caja apalancado de un proyecto es la suma de dos componentes: uno que refleja los efectos de la decisión de inversión y otro que captura los efectos de la decisión de financiamiento. Según la teoría de M&M, en mercados de capitales perfectos, el impacto de la decisión de financiamiento se reduce únicamente al beneficio fiscal generado por el uso de deuda [4].

Uno de los eventos más destacados en la controversia económica contemporánea fue la publicación de los estudios de M. H. Miller y F. Modigliani sobre el costo de capital y temas conexos. Esta controversia ha permanecido activa y ha sido objeto de intensas discusiones en foros profesionales desde 1962. Se sostiene que las proposiciones de M&M son consistentes tanto internamente como con la teoría financiera tradicional, aunque no necesariamente con todas las tradiciones empíricas y teóricas, las cuales suelen integrar elementos de ambas perspectivas. Una idea central en el trabajo de M&M es la interpretación del riesgo financiero como el riesgo al que se enfrenta un prestamista ante la posibilidad de impago de un préstamo [6]. Este concepto busca aclarar los problemas en discusión, resaltar las similitudes entre sus enfoques y señalar las limitaciones de la teoría financiera actual.

Para ilustrar sus postulados, el autor presenta el ejemplo de un comerciante en Boston que debe decidir si enviar un barco a Oriente para comerciar. En este caso, el cálculo de la tasa de rendimiento esperado no se ve afectado por la forma de financiamiento de la operación, ya sea mediante fondos propios, préstamos o la venta de acciones [6]. El rendimiento esperado, según esta perspectiva, depende exclusivamente de factores tecnológicos, como la tecnología del transporte marítimo, y de las condiciones del comercio internacional. Por otro lado, si el comerciante financia la operación a través de un préstamo, el interés cobrado por el prestamista estaría influenciado por la probabilidad de que el comerciante pueda cumplir con el pago de la deuda. En caso de que el barco no regrese, no habría activos disponibles para cubrir la obligación, lo que introduce el riesgo de incumplimiento como una variable determinante en la fijación del costo del financiamiento. La relación entre deuda y capital propio (D/E) es modelada mediante una fórmula que vincula el costo del capital con el nivel de deuda y capital, sin incluir primas adicionales por riesgo de incumplimiento. Este planteamiento es considerado una innovación teórica significativa en el campo de las finanzas.

Se han desarrollado variaciones metodológicas que permiten evaluar la tasa de descuento en proyectos de generación eléctrica, tanto para energías renovables como no renovables, considerando las características específicas de cada zona dentro de un territorio determinado. Tales como en el caso de Colombia, donde se ha identificado un nivel de riesgo asociado a cada región del país. Esto facilita el cálculo directo de un WACC regionalizado para diferentes tecnologías de generación eléctrica en donde se concluyó que el WACC para las energías convencionales tiene un valor aproximado de 7,4 %, mientras que el WACC para las energías renovables es ligeramente más elevado, con un valor de 8,08 % [9].

Por otra parte, la Comisión de Regulación de Comunicaciones de la República de Colombia en el Cód. Proyecto: 2000-38-3-2 evaluó las condiciones de remuneraciones mayoristas, considerando las dinámicas del mercado de servicios móviles. En este análisis, se utilizó la metodología WACC como referencia para garantizar una valoración adecuada y actualizada según las realidades del sector. En la Resolución CRC 5050 de 2016 se establece el uso del WACC para calcular valores de remuneración para redes fijas y móviles por parte de los proveedores de larga distancia internacional. Inicialmente, se fijaron valores del 13 % y 13,62 % para estas estimaciones; no obstante, dichos valores fueron actualizados al WACC vigente para el sector de telecomunicaciones, que corresponde al 12,53 % [28].

Un ejemplo relevante es el trabajo de Barrientos y Villada [9], quienes introdujeron un índice denominado Delta, calculado a partir de parámetros específicos de cada departamento de Colombia, como el nivel de violencia y el riesgo de corrupción. Este índice Delta se incorporó al costo de capital analizado para tecnologías de generación eléctrica, tanto renovables como no renovables. Con este enfoque, se determinó el WACC utilizando valores ajustados del costo del capital propio (k_e).

El Colegio de Contadores Públicos de México propone una metodología específica para calcular el Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC), que incluye los siguientes pasos principales:

1. Porcentaje de participación: Se determina qué proporción representa cada componente dentro de la estructura total de financiamiento.

2. Consideración de costos financieros: Se analizan los costos de la deuda tanto a corto como a largo plazo antes de impuestos, así como los costos asociados a acciones preferentes, retenidas, utilidades y acciones ordinarias, considerando además el Impuesto Sobre la Renta.
3. Determinación del promedio ponderado: Se multiplica el porcentaje relativo de participación de cada componente por su costo financiero correspondiente y se suman los resultados. Esta sumatoria constituye el WACC.
4. Evaluación de la rentabilidad: Se calcula la tasa de rentabilidad proyectada para determinar si supera al WACC, garantizando que sea atractiva para los inversionistas.

Como resultado del estudio se calcula un WACC para dos empresas A y B del sector alimentario cuyas condiciones difieren en ciertos parámetros como en el financiamiento, el cual cuenta con un 76,27% y 64,37% de apalancamiento respectivamente. El Costo Promedio Ponderado de Capital para la empresa A es de 15,29% mientras que para la empresa B el valor se reduce a 13,46%. [11]

El WACC permite determinar un modelo económico que fomenta la integración de energías renovables no convencionales. Masabanda realiza un cálculo para determinar un precio optimizado para los costos de operación de diferentes tipos de tecnologías de generación (fotovoltaica, eólica, biomasa e hidráulica). Para ello, determina la mínima tasa de retorno aceptable y el Costo Promedio Ponderado de Capital para cada fuente de generación eléctrica. En el caso del WACC, se emplea la ecuación 3.1 para incluirla en un modelo de optimización no lineal y determinar nuevos precios referenciales para cada tipo de tecnología estudiada. Esta contribución permite concluir que la energía solar fotovoltaica presenta el costo relativo más elevado en comparación con otras tecnologías. Además, se determina de manera general que los proyectos de generación fotovoltaica, eólica, biomasa e hidráulica tienen un WACC de 12,09% con un 30% de capital propio y un 70% de endeudamiento. [12].

Para Dumrauf, cada empresa tiene una estructura de capital óptima que combina acciones y deuda para aumentar el valor de sus acciones y reducir el costo de capital. Determinar el costo de capital presenta varios desafíos. Por ejemplo, obtener más fondos mediante deuda depende del comportamiento cambiante de los mercados. Las emisiones de deuda y acciones preferentes también presentan incertidumbre en cuanto a su costo, y el cálculo del costo de las acciones comunes es aún más complejo. Los modelos utilizados requieren supuestos que no siempre son verificables en la práctica, y las variables clave, como el riesgo y el rendimiento, son inciertas y dependen de estimaciones basadas en datos históricos [29].

Según Vartiainen et al, el LCOE (Costo Nivelado de Energía) es un indicador clave que refleja el costo promedio de generación de electricidad fotovoltaica hasta su conexión a la red, considerando todos los costos involucrados en el proceso. El cálculo del LCOE incluye toda la cadena de valor de la energía fotovoltaica, desde la fabricación hasta la operación, mantenimiento y reemplazo de inversores, y se considera un valor residual nulo debido a la falta de acuerdo sobre el valor de módulos usados o ingresos por reciclaje. El WACC tiene una contribución en la determinación del LCOE, dado que el WACC permite descontar tanto los costos de inversión (CAPEX) como los costos operativos (OPEX). De igual forma, un mayor WACC eleva los costos de capital, lo que se traduce en un mayor LCOE. Se determina que el WACC influye significativamente en el LCOE de la energía fotovoltaica, ya que un aumento del WACC nominal del 2% al 10% puede duplicar el LCOE. [30].

Ante la inexistencia de un modelo capaz establecer el riesgo sectorial de una forma apropiada para las empresas ecuatorianas, Bonete ha propuesto una metodología para la estimación del coeficiente Beta con el fin de aplicarlo en una industria determinada. De esta manera se busca complementar las metodologías internacionales que actualmente están en uso para adaptarlas a la economía del Ecuador. A partir del estudio de los métodos actuales, se estima el cálculo para un beta sectorial en el Ecuador enfocándose en la industria alimenticia como caso de estudio [31]. Este parámetro es clave para la determinación del WACC y evidencia que Ecuador carece de experiencia consolidada para la determinación de un coeficiente Beta para diversos sectores del país.

En el proceso de valorar sociedades o compañías, resulta necesario analizar la estructura de capital, lo que implica evaluar el nivel de apalancamiento tanto operativo como financiero. Esto significa medir el riesgo asociado a las operaciones de la empresa y al grado de su endeudamiento. La gestión financiera correspondiente a las operaciones recae en las áreas operativas y sus decisiones afectan directamente los resultados económicos reflejados en los estados financieros. Este análisis permite determinar un nivel de riesgo específico que clasifica a las empresas en tres niveles: riesgo alto o subestándar, riesgo medio o potencial y riesgo bajo o normal [32].

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de España determinó la tasa de retorno anual regulada para los mercados de comunicaciones electrónicas en 2013, tomando como referencia el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) [33]. En 2012, este indicador fue aprobado en un 12,74 % antes de impuestos, mientras que para 2013 se recalculó y ajustó al 13,4 %, adoptándose como la tasa de retorno anual. Dicho valor se emplea en la contabilidad regulatoria para estimar los costos de capital, garantizando una rentabilidad razonable sobre las inversiones, conforme a la ecuación 2.1.

$$\text{Coste de capital} = VNC + WACC \quad (2.1)$$

Donde, VNC se refiere al Valor Neto Contable de los activos corrientes y WACC es la tasa de retorno anual aprobada para el año correspondiente. La estimación se efectúa de acuerdo con la metodología aprobada para calcular el coste medio ponderado del capital de los operadores con considerable poder dentro del mercado, conforme a la resolución de diciembre de 2012 [33].

En la Tabla 2.3 se muestra una síntesis de los distintos estudios analizados, que analizan el Costo Promedio Ponderado de Capital y su aplicación en diferentes contextos. Los trabajos muestran cómo el WACC, ajustado según factores como el apalancamiento, el riesgo sectorial o la ubicación geográfica, influye en la toma de decisiones financieras y la valoración de proyectos de inversión en sectores como el energético, de telecomunicaciones y la industria alimenticia. Estos estudios destacan la importancia del WACC en la estructura de capital y en la evaluación de la rentabilidad de las inversiones.

Tabla 2.3: Revisión Bibliográfica.

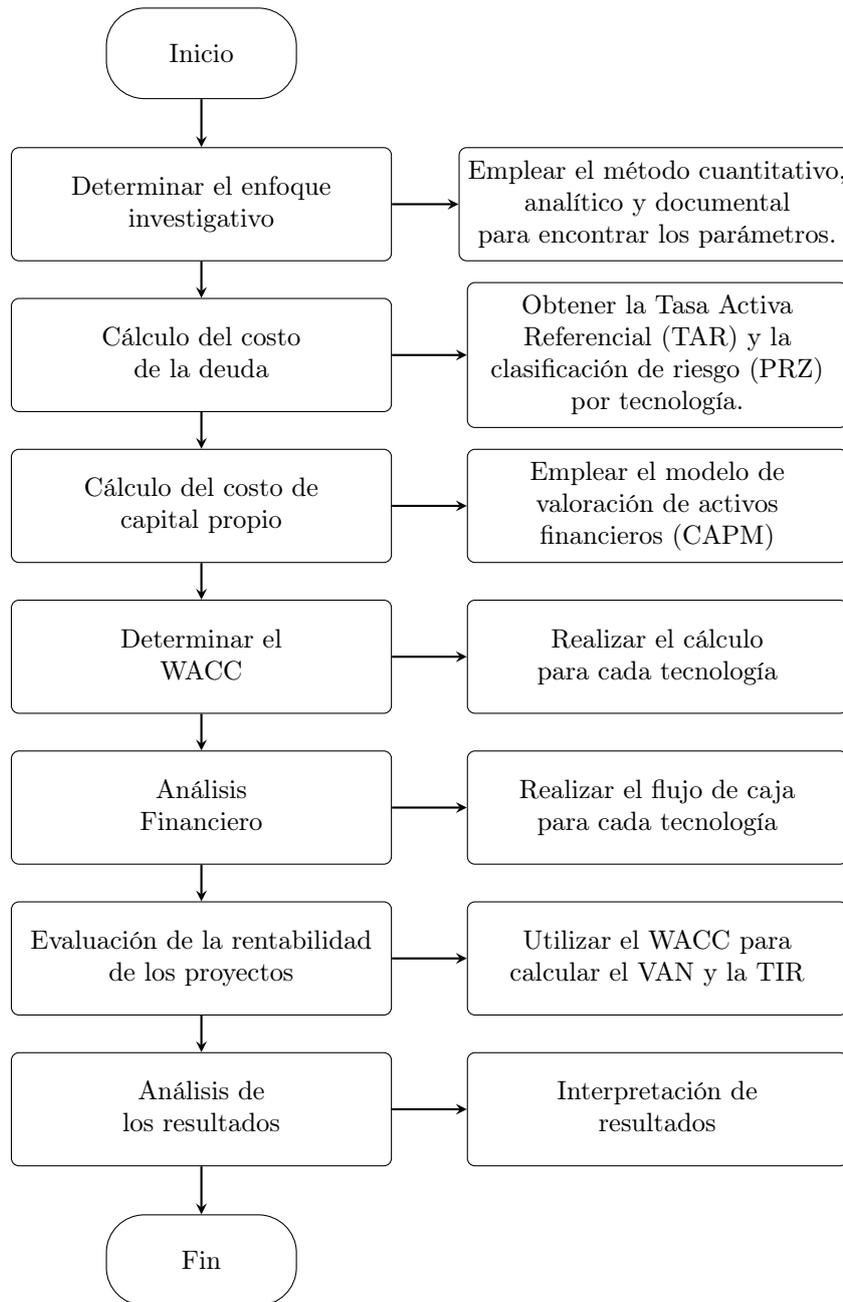
Contribuciones	Autor	Convergencia temática
Se demuestra la relación entre el modelo de valoración de Modigliani y Miller (M&M) en mercados de capitales perfectos y la regla de valoración ajustada (APV), estableciendo la validez del WACC donde se mantiene una política de apalancamiento constante.	[4]	Este análisis se centra en una política de apalancamiento constante, similar a enfoques aplicados en sectores energéticos y en la evaluación de proyectos de inversión.
Se aclaran y analizan las posturas sobre el costo de capital, vistos desde la crítica a las proposiciones de Miller y Modigliani (M&M) y la forma en que se integran con teorías tradicionales. Se explica cómo el riesgo de incumplimiento influye en el costo de capital.	[6]	Se determina el WACC considerando factores de riesgo como el incumplimiento. Además, exploran teorías tradicionales sobre el costo de capital y su aplicación en contextos financieros.
Se estima un parámetro Delta de riesgo sectorizado con factores como corrupción y violencia en Colombia, esto permite determinar el WACC por regiones. Se determinó un WACC de 7,4 % para energías convencionales y 8,1 % para energías renovables.	[9]	Está enfocado en sectores energéticos, como las energías convencionales y renovables, y cómo estos factores influyen en la determinación del costo de capital.
El CCPM propone calcular el Costo Promedio Ponderado de Capital mediante el análisis de la participación y costos de financiamiento, determinando el promedio ponderado. Se obtiene un WACC de 15,3 % y 13,5 % en dos empresas del sector alimenticio con diferente apalancamiento.	[11]	Son considerados diferentes niveles de apalancamiento para el cálculo del WACC y su impacto en el costo de capital. Se evalúa el WACC con un enfoque en la estructura de financiamiento y su influencia en la valoración de proyectos.
Busca determinar un WACC adecuado al contexto del mercado que permita identificar la tasa mínima de retorno aceptable para un proyecto específico. Se determina un WACC de 12,09 % para las fuentes renovables no convencionales con un apalancamiento del 70 %.	[12]	Se utiliza el apalancamiento como variable clave y se ajusta según el contexto de los proyectos energéticos.
Se evaluaron las condiciones de remuneración mayorista en el mercado colombiano de servicios móviles, considerando su evolución y utilizando un WACC del 12,53 % para el sector de las telecomunicaciones para garantizar una valoración adecuada y actualizada según las dinámicas y necesidades del mercado.	[28]	El análisis del WACC aplicado al sector energético de Ecuador y al sector de telecomunicaciones en Colombia busca determinar una tasa de retorno adecuada para cada industria, considerando las condiciones específicas de cada mercado.
Cada empresa busca una estructura de capital óptima que equilibre deuda y acciones para maximizar su valor y minimizar el costo de capital. Sin embargo, calcular este costo presenta varios desafíos debido a la incertidumbre y las estimaciones necesarias.	[29]	El análisis del WACC busca encontrar una estructura de capital considerando variables como la deuda y el apalancamiento, lo que permite evaluar el impacto de estas en la rentabilidad.
Analiza la ubicación geográfica y la tasa de costo promedio ponderado de capital (WACC), en el cálculo del LCOE y demostrar cómo la energía fotovoltaica se posicionará como la opción más económica de generación eléctrica en Europa. Determinando que un aumento del WACC nominal del 2 % al 10 % duplicaría el LCOE.	[30]	Considerar el impacto del WACC y el costo de generación de energía, permite evaluar la viabilidad de las tecnologías, ajustándose a factores como la ubicación y las condiciones de mercado.
Análisis de métodos existentes para aproximar una adaptación para el cálculo del beta sectorial (parámetro para el cálculo del WACC) para empresas del sector real de la economía ecuatoriana.	[31]	Los métodos para determinar el beta sectorial permiten ajustar el cálculo del WACC en el contexto ecuatoriano para evaluar la competitividad de las tecnologías en la transición energética.
Se utiliza el análisis de índices financieros para evaluar el desempeño de una empresa, se aplica el flujo de caja descontado para determinar su valor, y se considera el riesgo y la estructura de capital en el proceso de valoración. Se determina el WACC como tasa de descuento para el flujo de caja libre.	[32]	Se emplea el flujo de caja y el WACC como tasa de descuento para evaluar el valor y riesgo de las tecnologías de generación de energía en Ecuador.
Se estima la tasa de retorno anual del 13,4 % para 2013 en España, este valor se determina calculando el WACC antes de impuestos, conforme a la metodología definida en la resolución de diciembre de 2012, para calcular los costos de capital.	[33]	Se estima una tasa de retorno anual calculada mediante el WACC, utilizando el modelo CAPM para determinar el costo de capital.

Capítulo 3

Metodología

La metodología se orienta a la determinación de la tasa de descuento aplicable a los flujos de caja de los proyectos de generación eléctrica. Para ello, se emplea el WACC, que permite establecer una tasa de descuento representativa para cada tecnología de generación, considerando la estructura de financiamiento del proyecto y la combinación del costo de la deuda y del capital propio. Para realizar este análisis, se siguieron una serie de etapas metodológicas, las cuales se muestran en la Figura 3.1.

Figura 3.1: Flujograma de la metodología.



- **Determinación del enfoque investigativo:** La investigación se desarrolló mediante el método científico aplicado a la ingeniería, con un enfoque cuantitativo, analítico y documental, para evaluar el impacto del Costo Promedio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC) en la viabilidad de los proyectos de generación eléctrica.
- **Cálculo del costo de la deuda:** Se obtiene la Tasa Activa Referencial (TAR) y la clasificación de riesgo (PRZ) asociada a cada tecnología de generación eléctrica, permitiendo determinar el costo financiero asociado al endeudamiento.
- **Cálculo del costo de capital:** Se emplea el modelo de valoración de activos financieros (CAPM) para estimar el costo del capital propio en función del riesgo de mercado y la rentabilidad exigida por los inversionistas.
- **Determinación del WACC:** A partir de los parámetros obtenidos en las etapas anteriores, se

calcula el costo promedio ponderado de capital para cada tecnología de generación, considerando la estructura de financiamiento de los proyectos.

- **Análisis financiero:** Se elabora el flujo de caja para cada tecnología, incorporando la inversión inicial, costos operativos fijos y variables, impuestos, utilidades, incentivos fiscales y base imponible, con el fin de evaluar el desempeño financiero del proyecto.
- **Evaluación de la rentabilidad de los proyectos:** Se utiliza el WACC como tasa de descuento en la estimación del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), indicadores clave para medir la rentabilidad y viabilidad de las centrales de generación eléctrica.
- **Análisis de resultados:** Se realiza un análisis de sensibilidad sobre los flujos financieros, variando el WACC y ajustando el precio de venta de energía. Este análisis permite evaluar el impacto de dichas variaciones en los indicadores financieros, específicamente en el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), con el fin de comprender su comportamiento ante diferentes escenarios. Además, se analiza cómo estas fluctuaciones influyen en la toma de decisiones de inversión en los proyectos de generación eléctrica con enfoque en la transición energética.

3.1. Cálculo del WACC: Tasa de descuento

La tasa de descuento es utilizada para determinar los flujos futuros de un proyecto, permitiendo calcular el valor presente de estos. Refleja la rentabilidad mínima que un inversionista espera obtener al destinar sus recursos a esa inversión en lugar de una alternativa [27]. A medida que esta tasa aumenta, el valor actual neto de los flujos disminuye, lo que impacta la viabilidad financiera del proyecto.

Para determinar la tasa de descuento, se calcula el WACC, ponderando las distintas fuentes de financiamiento según su costo y su participación relativa en la estructura de capital [29]. La Regulación No. CONELEC 003/11 [34], actualmente derogada, también establece la manera de calcular el WACC. Este se determina según la ecuación 3.1, como se indica en [35].

$$WACC = k_e \cdot \frac{E}{A} + k_d \cdot (1 - t_i) \cdot \frac{D}{A} \quad (3.1)$$

Donde:

k_e : costo del capital propio.

$\frac{E}{A}$: porcentaje de capital propio utilizado en el proyecto.

k_d : costo de la deuda, ya que el préstamo deberá desembolsarse en una fecha futura.

t_i : tasa impositiva o de impuestos.

$\frac{D}{A}$: porcentaje de deuda utilizado en el proyecto.

E : es el patrimonio, D es la Deuda y $A = E + D$.

Para calcular el WACC, es fundamental analizar sus componentes principales: el costo de la deuda y el costo de capital. Cada uno de estos parámetros representa una fuente de financiamiento y riesgos distintos, que influyen en la rentabilidad exigida por los inversionistas. El costo de la deuda corresponde un gasto financiero obtenido mediante préstamos, mientras que el costo de capital propio representa la rentabilidad esperada por los accionistas, para lo cual se emplea el modelo de valoración de activos financieros (Capital Asset Pricing Model, CAPM). A continuación, se describen estos componentes en detalle.

3.1.1. Cálculo del costo de la deuda

El costo de la deuda k_d es el costo efectivo al que una empresa se enfrenta al utilizar financiamiento, considerando los intereses obligatorios a pagar por este recurso. Los intereses son considerados un gasto deducible de impuestos, lo que genera un ahorro tributario [35]. Por lo tanto, este costo se mide en términos del costo financiero después de pagar impuestos, y se calcula multiplicando el costo antes de impuestos k_d por el factor $(1 - t_i)$, donde t_i representa la tasa impositiva. Para el caso de Ecuador [32], el costo se calcula como se indica en la ecuación 3.2.

$$k_d = TAR + PRZ \quad (3.2)$$

Siendo TAR la Tasa Activa Referencial del Banco Central del Ecuador, mientras que PRZ representa la clasificación de riesgo: $PRZ = 0,25\%$, Riesgo bajo; $PRZ = 2,5\%$, Riesgo medio; $PRZ = 5\%$, Riesgo alto.

- La Tasa Activa Referencial (TAR) es el promedio ponderado por monto de las tasas de interés efectivas, como acuerdo pactado en las operaciones de crédito otorgadas por las entidades financieras en cada segmento de la cartera de crédito [36]. Este cálculo se realiza con base en la información reportada al Banco Central del Ecuador.
- La prima de riesgo es un ajuste adicional que se incluye en el costo del financiamiento para compensar el riesgo percibido asociado a la inversión [35]. Este riesgo se relaciona con la insolvencia, que es la probabilidad de incumplimiento de un país con las obligaciones financieras.

3.1.2. Cálculo del costo de capital propio mediante el modelo CAPM

Solarte [37] considera que, para calcular el costo del capital propio k_e se consideran los impuestos ahorrados que se obtienen al adquirir una deuda. Esto se logra ponderando el costo de cada fuente de financiamiento según las proporciones marginales del capital empleado, las cuales se determinan a partir de la estructura de capital de la empresa. Proaño Rivera [35] la define como la proporción de la inversión que será cubierta mediante fondos propios, empleando el modelo de valoración de activos de capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM).

Este modelo permite estimar el costo de los recursos propios y representa la rentabilidad esperada por los inversionistas al participar en un proyecto [35]. Es un hecho que los accionistas demanden una rentabilidad adecuada como compensación por asumir el riesgo asociado a su inversión. Esta exigencia está directamente vinculada a los riesgos considerados en la estimación del costo de capital. Para su cálculo, se establece una relación entre el riesgo asumido y el rendimiento esperado del mercado. La composición del modelo CAPM está dada por β que es el parámetro de sensibilidad que representa la relación entre los rendimientos de la acción y el mercado [38].

Damodaran [39] relaciona la exposición de los proyectos frente al riesgo país para estimar el costo de capital en el modelo CAPM y establece tres alternativas:

1. Todas las empresas enfrentan el mismo nivel de exposición al riesgo país.

$$k_e = R_f + \beta_r \cdot (R_m - R_f) + R_p \quad (3.3)$$

2. La exposición de una empresa al riesgo país está relacionada con su exposición a otros riesgos del mercado.

$$k_e = R_f + \beta_r \cdot [(R_m - R_f) + R_p] \quad (3.4)$$

3. Las empresas pueden tener diferentes niveles de exposición al riesgo país.

$$k_e = R_f + \beta_r \cdot (R_m - R_f) + \lambda \cdot R_p \quad (3.5)$$

Donde:

- R_f : tasa libre de riesgo, considerada como los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de Norteamérica a un periodo de 10, 20 o 30 años.

- β_r : factor que mide el riesgo no sistemático.
- R_m : tasa de rentabilidad esperada sobre la cartera del mercado de activos riesgosos, que es el premio que exigen los inversores por invertir en acciones.
- R_p : riesgo país dado por consultoras internacionales.
- λ : grado de exposición del proyecto al riesgo país.

La alternativa empleada es la de asumir que los proyectos o empresas tienen la misma exposición al riesgo país, ecuación 3.3.

La tasa libre de riesgo R_f se define como el retorno esperado de una inversión segura, sin riesgo de incumplimiento. Se basa en rendimientos respaldados por gobiernos con economías estables. Por esta razón, la tasa de los bonos del Tesoro de Estados Unidos se considera una referencia estándar y pueden utilizarse las siguientes variantes [35], [40]:

1. **T-bills:** Tasa de corto plazo. El CAPM asume un modelo de único periodo, donde las tasas históricas sirven como estimadores razonables de las tasas futuras de corto plazo debido a su estabilidad y bajo riesgo.
2. **Forward rates:** Utiliza la tasa de corto plazo para el primer año y, a partir de esta, proyecta las tasas a futuro dentro de un horizonte de análisis. Se asume que estas proyecciones ofrecen una mejor estimación de los niveles futuros de las tasas de corto plazo.
3. **T-bonds:** Tasa de largo plazo. Se selecciona el instrumento financiero cuya madurez coincida de manera más cercana con la vida útil de la inversión en estudio.

El rendimiento del mercado ecuatoriano R_m corresponde a la tasa de rentabilidad sobre los activos riesgosos. Es un indicador que refleja el comportamiento de las inversiones en el mercado ecuatoriano. La referencia [41] indica el valor para el sector energético ecuatoriano de **2.72 %**. Por su parte, el riesgo país R_p está dado por el Banco Central del Ecuador y representa la puntuación del nivel de riesgo de un país para los inversionistas extranjeros. Dicha puntuación es el resultado de multiplicar el porcentaje por 100 [36].

El riesgo no sistemático β es un indicador del riesgo que mide la sensibilidad del rendimiento de una acción frente a las fluctuaciones en el rendimiento del mercado. En Ecuador, la ausencia de un enfoque sistemático para la evaluación del riesgo en las empresas ha llevado a la adopción y adaptación del coeficiente Beta (β) como indicador clave para medir el riesgo asociado. Es por eso que se analizará el riesgo de los proyectos de generación bajo el modelo CAPM.

Este coeficiente se interpreta como se indica a continuación:

- Si $\beta = 1$, el riesgo es igual al riesgo promedio del mercado.
- Si $\beta < 1$, el riesgo es menor al riesgo promedio del mercado.
- Si $\beta > 1$, el riesgo es mayor al riesgo promedio del mercado.

Dado que en Ecuador no se cuenta con una experiencia consolidada en proyectos de generación no convencional, se utiliza un β comparable obtenido de otra empresa o proyectos similares. Sin embargo, esto puede generar imprecisiones debido a la limitada información disponible para establecer comparaciones precisas. Por esta razón, se selecciona un β apalancado y posteriormente se lo reapalanca para adaptarlo a las condiciones particulares del proyecto en Ecuador [38], como se detalla en la ecuación 3.6:

$$\beta_r = \beta \left[1 + \frac{D}{A} \cdot (1 - t_i) \right] \quad (3.6)$$

t_i es la tasa impositiva y refleja los impuestos gravados por ley. Para el caso de Ecuador, Proaño Rivera [35] indica cómo determinarla, como se muestra en la ecuación 3.7.

$$t_i = (1 - (1 - t_u \%) \cdot (1 - IR \%)) \quad (3.7)$$

Donde t_u representa el impuesto aplicable a las utilidades establecido por el Código del Trabajo [42] e IR , el impuesto a la renta [43].

3.2. Flujos de caja

Una vez determinada la tasa de descuento mediante la metodología del WACC, es importante aplicarla en el análisis financiero de los proyectos. Para ello, se evalúan los flujos de caja proyectados, los cuales representan las entradas y salidas de efectivo a lo largo del horizonte de inversión.

En el estudio de la valoración de empresas, una de las principales preocupaciones es entender cómo los flujos de caja influyen en el valor de la empresa. El flujo de caja es una herramienta indispensable para representar los recursos financieros generados por la actividad empresarial, evaluar la viabilidad y el rendimiento de una compañía. Además, el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) juega un papel clave en la determinación del valor de una empresa, ya que refleja el costo de los fondos utilizados para financiar sus operaciones [44].

La estructura del flujo de caja se basa en la referencia [45], y la Tabla 3.1 presenta un desglose detallado de los parámetros utilizados. Esta organización establece una clara base para la evaluación financiera de un proyecto. Se parte de los ingresos, compuestos por la venta de energía y posibles pagos adicionales por transporte, cuyo total representa los ingresos generales. En la sección de egresos, se incluyen costos operativos como mantenimiento, personal, seguros, administración e impuestos, agrupados en el total de egresos.

Tabla 3.1: Parámetros utilizados en el flujo de caja.

Ingresos	
	Venta de energía
	Pago adicional por transporte
A	Total de ingresos
Egresos	
	Gastos de operación y mantenimiento.
	Gastos de personal
	Seguros y garantías
	Gastos de administración
	Tasas, impuestos y contribuciones
	Otros gastos operacionales
B	Total de egresos
C=A-B	Beneficios brutos
D	Amortización
E=C-D	BAIT (beneficios antes de los intereses, impuestos)
F	Intereses
G=E-F	BAIT (beneficios antes de impuestos)
H=G*0.15	Utilidad para trabajadores
I=G-H	Base imponible
J=I*0.25	Impuesto a la renta
K=I-J	Beneficio neto
L	Desembolso del préstamo
M	Inversión inicial
J=K+D-L-M	Cash flow

El flujo financiero se desarrolla a partir del cálculo de los beneficios brutos, a los cuales se les descuenta la amortización para obtener los beneficios antes de intereses e impuestos. Luego, al descontar los intereses, se obtiene un nuevo valor sobre el cual se calculan las utilidades para trabajadores. La base imponible se determina restando esta utilidad, y el impuesto a la renta se calcula sobre dicha base.

Posteriormente, al descontar el impuesto a la renta del beneficio antes de impuestos, se obtiene el beneficio neto. Finalmente, al considerar el desembolso del préstamo y la inversión inicial, el flujo de caja final se determina combinando estos factores.

3.2.1. Factores de evaluación para proyectos de generación eléctrica

Se abordan los principales parámetros involucrados en la evaluación de proyectos de generación eléctrica, sus funciones y los criterios clave que influyen en la viabilidad de estos proyectos.

El tiempo de vida útil de una central de generación eléctrica está determinado por la Regulación Nro. ARCERNNR-008/23 en la Tabla 3.3 de acuerdo con el tipo de tecnología. Con respecto a la potencia instalada, se tendrá en cuenta el Octavo Suplemento NO. 673 del Registro Oficial, el cual establece que no se supere los 100 MW en proyectos de generación eléctrica con energía renovable [46]. Los valores presentados en la Tabla 3.3 permiten establecer la energía anual, la energía disponible a la venta y el precio de la energía. De igual manera, mediante la fórmula de la extrapolación de costos de inversión presente en la ecuación 3.8 se puede determinar la inversión requerida.

Los costos fijos generalmente corresponden a los costos de operación y mantenimiento (O&M). Este valor se determina en función de cierto porcentaje de la inversión requerida, dependiendo del tipo de tecnología de generación eléctrica [47], [48] y se muestra en la Tabla 3.2:

Tabla 3.2: Costos de operación y mantenimiento.

Tecnología	Inversión inicial
Solar PV	1 % - 2 %
Eólica	1 % - 2 %
Biomasa	1 % - 2 %
Geotérmica	2 % - 3 %
Hidráulica	1 % - 3 %

El porcentaje de incremento de costo anual corresponde al valor de la inflación anual promedio, la cual se proyecta entre un 1,81 % y 1,93 % entre el periodo 2024-2025 [49]. La Ley Orgánica de Incentivos a la Producción y Prevención del Fraude Fiscal establece un impuesto a la renta del 25 % para las empresas de distintos sectores que inviertan en proyectos orientados a transformar la matriz productiva del país [43]. Con respecto a los incentivos fiscales otorgados por el Estado, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones, en su artículo 24, reconoce la deducción del 100 % del costo de la depreciación anual y la exoneración del impuesto a la renta de los primeros cinco años a los proyectos que promuevan la transición energética en el país [50]. El Código del Trabajo exige que el 15 % de las utilidades de la empresa se destinen a favor de los empleados [42].

Para realizar una estimación de la inversión necesaria en una central de generación, se emplea la metodología de extrapolación de costos de inversión y se debe ajustar a una escala. En función del grado de desarrollo tecnológico y del nivel de innovación aplicado, los costos suelen experimentar una reducción progresiva [47]. Para determinar los costos de inversión requeridos para cada tecnología se utiliza la ecuación 3.8.

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{S_1}{S_2} \right)^p \quad (3.8)$$

Donde:

C_1 y C_2 : representan los costos de inversión de dos proyectos o activos de diferentes tamaños.

S_1 y S_2 : representan capacidad o potencia instalada de los proyectos.

p : factor de escala de 0.75 para plantas de generación eléctrica.

En la Tabla 3.3 se presentan los proyectos de generación considerados como referencia para la estimación de la inversión requerida. Diversas empresas han presentado sus propuestas económicas en el marco del Bloque de Energías Renovables No Convencionales [51]. Adicionalmente, la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) ha desarrollado estudios técnicos que incluyen estimaciones de inversión para determinados proyectos de generación [52]. Estos análisis constituyen una referencia relevante para el sector privado, fomentando su participación en la incorporación de nuevas iniciativas energéticas.

Tabla 3.3: Proyectos de generación eléctrica

Tecnología	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
Proyecto	La Ceiba	Villonaco II	San Carlos	Chachimbiro	Chontal
Ubicación	Loja	Loja	Guayas	Imbabura	Pichincha
Potencia instalada (MW)	200,1	80,5	77	50	194
Energía (GWh/año)	396,8	315	170	394	1037
Factor de planta (%)	22,65	45,00	60,00	90,00	61,00
Inversión (MUSD)	170	120	70	250	389
Tiempo construcción (meses)	24	24	24	78	60
Vida útil (años)	25	25	20	25	30

La evaluación financiera de los proyectos se basa en el análisis de los flujos de caja a partir del cual se calculan indicadores fundamentales como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El VAN permite estimar el valor generado por un proyecto al descontar sus flujos futuros al presente, mientras que la TIR corresponde a la rentabilidad mínima necesaria para que los ingresos igualen los egresos [35]. A continuación, se detallan estos conceptos y su aplicación en la evaluación financiera.

3.2.2. Valor Actual Neto

El Net Present Value NPV o Valor Actual Neto (VAN) es la suma de los flujos de efectivo y el valor presente de los flujos de entrada y de salida de efectivo durante un periodo de tiempo específico [53]. El valor de un dólar en la actualidad es más alto que el de un dólar en el futuro debido a varios factores como la inflación. Esto ocasiona que el precio de los bienes y servicios tienda a aumentar con el paso del tiempo y los consumidores tengan un menor poder adquisitivo [54].

Por lo tanto, es un error centrarse en el dinero que se recibirá en un futuro, dado que en términos de "valor presente", ese dinero tendrá menos valor con el tiempo. Al evaluar un proyecto de inversión, es necesario tener en cuenta el valor actual de ese dinero, además de la cantidad futura que se espera recibir. De igual manera, se ha determinado que las acciones y los bonos tienen diferentes niveles de riesgo [55], lo que significa que requieren diferentes tasas de retorno. Por lo tanto, la tasa de interés que se usa para calcular el valor de esos flujos de caja puede variar de una inversión a otra.

Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), se emplea la tasa de descuento determinada para cada tecnología, la cual ha sido previamente calculada mediante la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC). La inclusión del WACC en los flujos de caja permite reflejar el costo de financiamiento y el nivel de riesgo asociado a cada proyecto, asegurando que la rentabilidad se evalúe de manera integral. De este modo, se analiza el impacto de la estructura de capital sobre el VAN, proporcionando un criterio clave para la toma de decisiones en proyectos de transición energética en Ecuador.

La fórmula para calcular el VAN o NPV [55] se detalla en la ecuación 3.9:

$$NPV = VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1 + WACC)^t} \quad (3.9)$$

Donde:

I_0 : representa la inversión requerida en un tiempo cero.

CF_t : indica los flujos de caja para cada tiempo t .

$WACC$: es la tasa de descuento.

T : es el último periodo en que se recibirán flujos de caja .

Cabe señalar que los flujos de caja, CF_t , pueden ser tanto ingresos (positivos) como costos o salidas (negativos). El análisis del VAN permite interpretar los resultados obtenidos y tomar una posible decisión [56]:

- NPV > 0 Se recomienda aceptar el proyecto.
- NPV < 0 Se recomienda no aceptar el proyecto.
- NPV = 0 La decisión depende de otros factores.

3.2.3. Tasa Interna de Retorno

La Internal Rate of Return (IRR) o Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero cuando se aplica a los flujos de efectivo de un proyecto [55]. Dado que el VAN se calcula utilizando una tasa de descuento basada en el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), la TIR permite evaluar si la rentabilidad de un proyecto supera o no el costo del capital invertido.

La principal regla de decisión basada en la TIR establece que un proyecto es financieramente viable si su TIR es mayor o igual al costo de capital preestablecido [57]. En este contexto, el WACC juega un papel clave, ya que representa la tasa mínima de rentabilidad aceptable para los inversionistas. Cuando la TIR excede el WACC, el proyecto genera valor para los accionistas y se considera viable; en caso contrario, el proyecto no resulta atractivo desde una perspectiva financiera.

La TIR o IRR se determina a partir de la ecuación 3.10:

$$IRR = TIR = \frac{-I_0 + \sum_{i=1}^T F_i}{\sum_{i=1}^T i \cdot F_i} = 0 \quad (3.10)$$

Donde:

F_i : representa el flujo de caja en un tiempo t .

T : es el último periodo en que se recibirán flujos de caja.

I_0 : representa la inversión inicial.

La TIR se emplea en el presupuesto de capital para medir la rentabilidad de una inversión en comparación con la tasa de retorno requerida por la empresa. Dado que el WACC es la tasa de descuento utilizada en el cálculo del VAN, se establece una relación directa entre estos indicadores. Si la TIR supera el WACC, el proyecto se considera rentable, ya que genera un VAN positivo. Por el contrario, si la TIR es inferior al WACC, la inversión destruiría valor, por lo que el proyecto debería ser rechazado.

Debido a su simplicidad y facilidad de interpretación, la TIR es uno de los métodos más utilizados en la evaluación de proyectos de inversión, con aproximadamente un 75 % de los directores ejecutivos empleándola en sus decisiones financieras [58].

3.2.4. Índice Beneficio-Costo

Los indicadores de rentabilidad, como el VAN y la TIR, permiten determinar la alternativa de inversión que genere valor para los proyectos de generación. Además de estos indicadores, se puede determinar el Índice Beneficio-Costo, que permite comparar el valor presente de los beneficios esperados con los costos asociados (O&M). Para obtener este indicador, se requiere separar los ingresos y egresos [59], actualizarlos con la tasa de descuento (WACC) correspondiente para cada proyecto y, finalmente, calcular el coeficiente. La ecuación 3.11 indica la manera de determinarlo.

$$I_{B/C} = \frac{\sum_{i=0}^n \text{Ingresos}_i}{\sum_{i=0}^n (\text{Inversión} + \text{Costos}_i)} \quad (3.11)$$

Siendo los *ingresos* los valores provenientes de la venta de energía, mientras que los *costos* comprenden los gastos de operación y mantenimiento, así como la *inversión inicial* del proyecto, la cual se analiza como un valor negativo en este cálculo.

- Si $I_{B/C} \geq 0$: el proyecto es viable, ya que los beneficios generados son iguales o superiores a los costos.
- Si $I_{B/C} < 0$: el proyecto no es viable, dado que los costos superan los beneficios obtenidos.

3.2.5. Periodo de Recuperación de la Inversión

El período en el que se recupera la inversión (en inglés, payback) se refiere al tiempo en años que la inversión se recupera con los flujos de efectivo actualizados de cada proyecto [60]. Básicamente, se considera que el proyecto o alternativa más rentable es aquel que logra recuperar la inversión en el menor período de tiempo posible.

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) aplicado a los proyectos de generación eléctrica con transición energética en Ecuador. Estos resultados incluyen escenarios financieros que destacan las implicaciones del WACC en la rentabilidad de los proyectos.

4.1. Costo de la deuda

Para estimar el costo de la deuda, se utilizó la ecuación 3.3, donde la Tasa Activa Referencial promedio (TAR), proporcionada por el Banco Central del Ecuador [36], es del 10.94 %. Además, según Villada Duque [9], el riesgo (PRZ) asociado a los proyectos de generación se clasifica como se muestra en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1: Costo de la deuda por tecnología de generación.

Parámetro/Tecnología	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
Tasa Activa Referencial (TAR)	10,94 %	10,94 %	10,94 %	10,94 %	10,94 %
Clasificación de Riesgo (PRZ)	2,50 %	2,50 %	2,50 %	5,00 %	0,25 %
Costo de la Deuda (k_d)	13,44 %	13,44 %	13,44 %	15,94 %	11,19 %

En esta tabla se muestra el costo de la deuda k_d ajustado por tecnología de generación, considerando factores como la madurez tecnológica y el nivel de riesgo PRZ . Tecnologías maduras y estables, como la hidráulica, presentan un menor k_d debido a su bajo riesgo, mientras que tecnologías emergentes o con mayor incertidumbre, como la geotérmica, exhiben un k_d más elevado por su mayor PRZ .

4.2. Costo de los recursos propios

Primero se utilizó la ecuación 3.7 para calcular la tasa impositiva t_i , que corresponde a los impuestos gravados por ley y se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Tasa impositiva.

Impuesto aplicable a utilidades (t_u)	15,00 %
Impuesto a la Renta (IR)	25,00 %
Tasa Impositiva (t_i)	36,25 %

Una vez obtenida la tasa impositiva, se calculó el riesgo no sistemático, que varía según el tipo de proyecto. La referencia [61] incluye datos de β apalancados, los cuales reflejan las características específicas de los proyectos de los que fueron obtenidos y se muestran en la Tabla 4.3. La tasa impositiva se utiliza

para ajustar el coeficiente β , adaptándolo a las condiciones del Ecuador, reapalancándolo (β_r) como indica la ecuación 3.6.

Tabla 4.3: Riesgo no sistemático reapalancado.

Parámetro/Tecnología	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
Riesgo no Sistemático (β)	9,30 %	2,10 %	18,50 %	10,60 %	9,60 %
Endeudamiento (D/A)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Tasa Impositiva (t_i)	36,25 %	36,25 %	36,25 %	36,25 %	36,25 %
Riesgo Reapalancado (β_r)	15,23 %	3,44 %	30,29 %	17,36 %	15,72 %

Para el cálculo del riesgo sistemático reapalancado β_r se utilizó un porcentaje de endeudamiento D/A igual a 100 %, por lo tanto, E/A es 0 %.

En la Figura 4.1 se puede observar la sensibilidad del coeficiente β_r con respecto al porcentaje de inversión de capital propio.

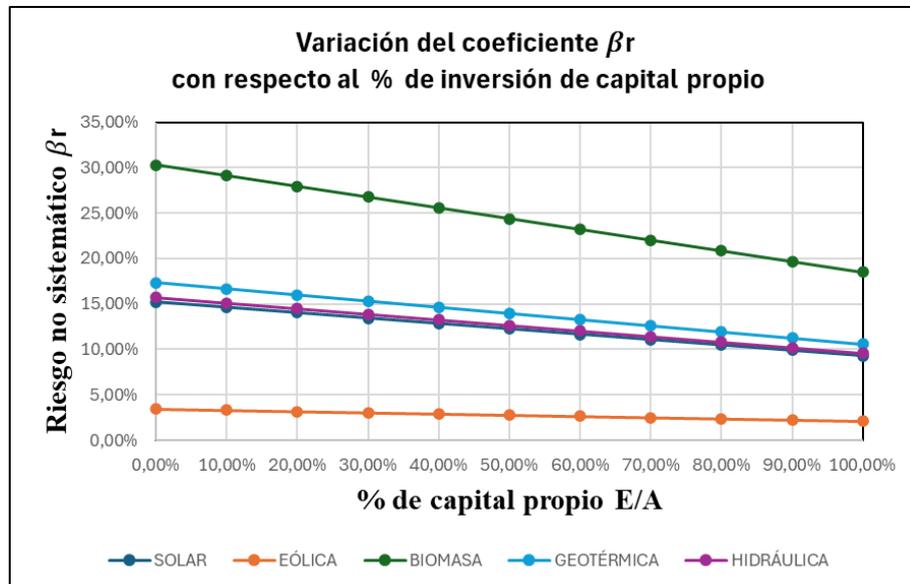


Figura 4.1: Variación del coeficiente β_r con respecto al porcentaje de inversión propia E/A .

Se puede notar que todas las tecnologías muestran una tendencia decreciente en el coeficiente β_r a medida que aumenta el porcentaje de capital propio E/A en la estructura de financiamiento. Esto sugiere que un mayor apalancamiento D/A está asociado con un mayor riesgo no sistemático.

Por otro lado, la tasa libre de riesgo R_f depende del tiempo de vida útil o de la concesión del proyecto en cuestión. La Tabla 3.3 muestra el tiempo de vida útil de las tecnologías de generación eléctrica con energías renovables [62]. Donde el tiempo de concesión de cada tecnología varía entre 20 y 30 años. Por esta razón, se utiliza el rendimiento del activo libre de riesgo del bono del tesoro de los Estados Unidos (T-Bond) a 30 años [63], cuyo rendimiento promedio se indica en la Tabla 4.4:

Tabla 4.4: Tasa libre de riesgo del tesoro de los Estados Unidos.

Bono del tesoro EEUU	R_f
T-bills (hasta 13 semanas)	4,10 %
T-bills (10 años)	4,57 %
T-bonds (30 años)	4,72 %

Posterior a la adaptación del coeficiente β_r a las condiciones de Ecuador, con la rentabilidad del

mercado ecuatoriano $r_m = 2,72\%$, la tasa libre de riesgo $r_f = 4,72\%$ y el riesgo país promedio $r_p = 13,36\%$ del año 2024, se calculó el costo de capital propio k_e para cada proyecto, como indica la ecuación 3.3.

Tabla 4.5: Costo de capital por tecnología.

Parámetro/Tecnología	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
Tasa Libre de Riesgo (R_f)	4,72 %	4,72 %	4,72 %	4,72 %	4,72 %
Riesgo no Sistemático (β_r)	15,23 %	3,44 %	30,29 %	17,36 %	15,72 %
Rentabilidad del mercado (R_m)	2,72 %	2,72 %	2,72 %	2,72 %	2,72 %
Riesgo país (R_p)	13,36 %	13,36 %	13,36 %	13,36 %	13,36 %
Costo del capital (k_e)	17,78 %	18,01 %	17,47 %	17,73 %	17,77 %

La Figura 4.2 muestra que el costo de capital para todas las tecnologías aumenta a medida que se incrementa la inversión de capital propio E/A , lo que indica que un menor apalancamiento financiero resulta en un costo de capital más alto. Este comportamiento es esperado, ya que una mayor participación de capital propio implica un mayor retorno exigido por los inversionistas.

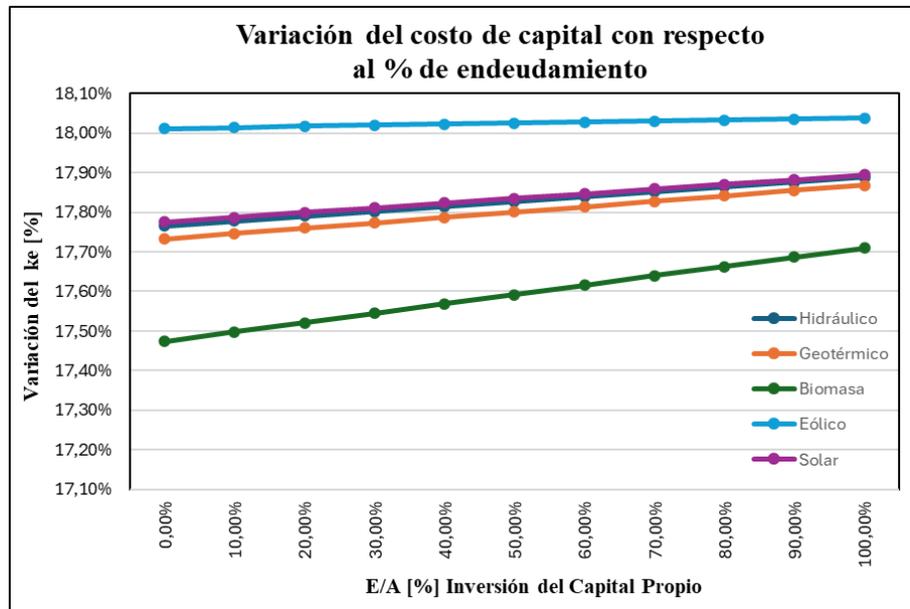


Figura 4.2: Variación del costo del capital propio con respecto al porcentaje de endeudamiento.

4.3. Costo promedio ponderado de capital en proyectos que promueven la transición energética en Ecuador

Una vez establecidos el costo de la deuda k_d y el costo de los recursos propios k_e , es posible calcular el costo promedio ponderado de capital $WACC$, como se indica en la ecuación 3.1. Para el análisis se considera que los proyectos son 100 % apalancados. En la Tabla 4.6 se presentan los valores correspondientes para las distintas tecnologías analizadas.

Tabla 4.6: WACC diferenciado para los proyectos de generación con transición energética en Ecuador.

Parámetro/Tecnología	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
Costo del Capital (k_e)	17,78 %	18,01 %	17,43 %	17,73 %	17,77 %
Porcentaje del Capital (E/A)	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Costo de la Deuda (k_d)	13,44 %	13,44 %	13,44 %	15,94 %	11,19 %
Tasa impositiva (t_i)	36,25 %	36,25 %	36,25 %	36,25 %	36,25 %
Porcentaje del préstamo (D/A)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
WACC	8,57 %	8,57 %	8,57 %	10,16 %	7,13 %

Se puede determinar que el *WACC* varía entre tecnologías debido a diferencias en los costos de financiamiento. En este análisis, todas las tecnologías están financiadas al 100 % con deuda ($D/A = 100\%$), sin participación de capital propio ($E/A = 0\%$), lo que significa que el *WACC* depende únicamente del costo de la deuda y la tasa impositiva. En este sentido, la hidráulica presenta el menor costo de deuda 11,19% y, en consecuencia, el *WACC* más bajo 7,13%, lo que la convierte en la opción más atractiva financieramente. Por el contrario, la geotérmica, con el costo de deuda más alto 15,94%, tiene el *WACC* más elevado 10,16%, lo que sugiere mayores riesgos financieros o tecnológicos.

Las tecnologías solar, eólica y biomasa presentan un *WACC* idéntico de 8,57%, lo que refleja condiciones de financiamiento similares. Además, el costo del capital propio k_e varía ligeramente entre tecnologías, con valores entre 17,43% y 18,01%, siendo la eólica la más alta, lo que indica una mayor percepción de riesgo para inversionistas. En general, tecnologías con menor costo de deuda tienden a presentar una tasa de descuento más baja, haciéndolas más viables financieramente. En cambio, aquellas con una tasa más elevada, como la geotérmica, pueden requerir incentivos adicionales o mejores esquemas de financiamiento para mejorar su rentabilidad.

Por otro lado, se realiza un análisis de la sensibilidad del *WACC* en función del porcentaje de inversión propia E/A y se muestra en la Figura 4.3. Se puede apreciar en todas las tecnologías que, a medida que aumenta el porcentaje de inversión propia, aumenta la tasa que se debe utilizar.

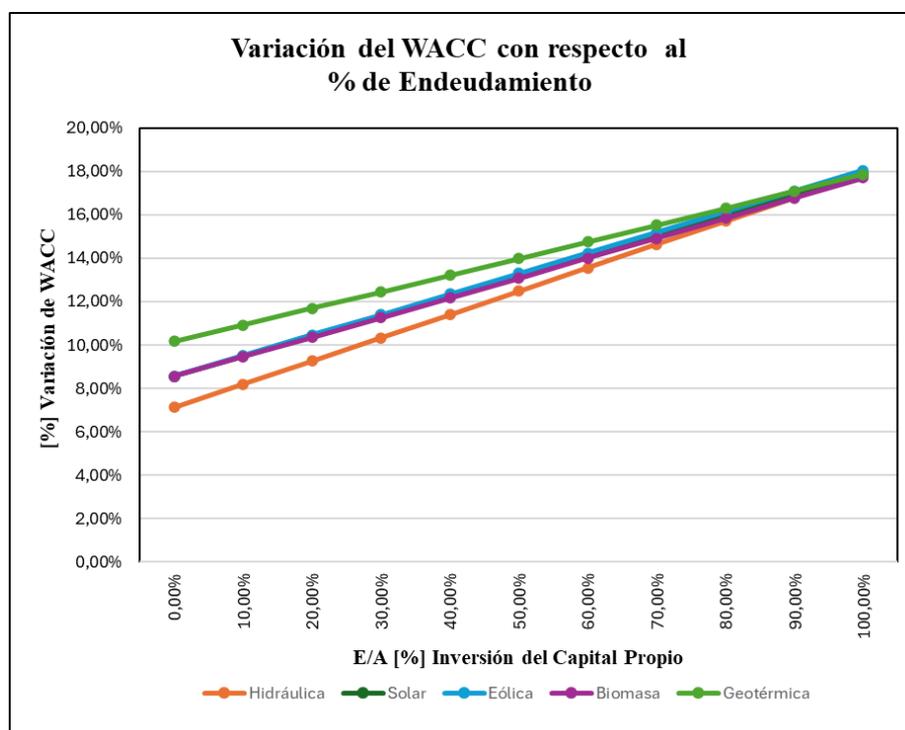


Figura 4.3: Variación del *WACC* con respecto al porcentaje de apalancamiento de cada tecnología.

Con respecto a la clasificación de riesgo *PRZ*, manteniendo un financiamiento de $D/A = 100\%$ desde un riesgo bajo a alto, se llega a una tasa de: 7,13%, 8,57% y 10,16% respectivamente. La Figura 4.4

muestra el comportamiento característico similar entre los proyectos, debido a que el porcentaje de capital propio en el análisis es $E/A = 0\%$.

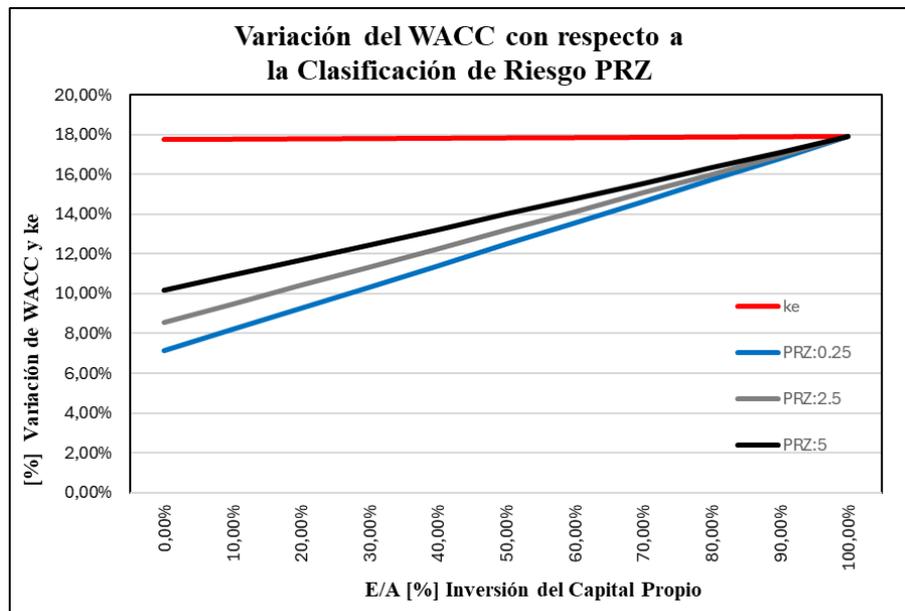


Figura 4.4: Variación del $WACC$ con respecto a la clasificación de riesgo, PRZ en todas las tecnologías.

4.4. Evaluación financiera de tecnologías de generación

A partir del cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital ($WACC$), se estructuraron los flujos de caja proyectados para cada tecnología analizada: solar fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica e hidráulica. En estos flujos, se incorporó la tasa de descuento correspondiente para reflejar el costo de financiamiento y el riesgo asociado a cada tipo de generación. Con estos datos, se calcularon el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), indicadores fundamentales para evaluar la rentabilidad de cada tecnología. El análisis de estos resultados permite determinar si la inversión en cada fuente de energía genera valor y es financieramente viable o si, por el contrario, no cumple con los criterios de rentabilidad establecidos.

La inversión requerida (C_2) para cada tecnología se determinó mediante la extrapolación de la ecuación 3.8, utilizando como referencia los datos de los proyectos de generación (C_1 y S_1) presentados en la Tabla 3.3. El análisis considera la potencia máxima permitida para el sector privado, establecida en 100 MW (S_2) por tecnología y un factor de escala $p = 0,75$. Los costos de inversión resultantes se presentan en la Tabla 4.7.

Parámetros	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
S_1	200,1 MW	80,5 MW	77 MW	50 MW	194 MW
C_1	\$170.000.000,00	\$120.000.000,00	\$70.000.000,00	\$250.000.000,00	\$389.000.000,00
S_2	100 MW	100 MW	100 MW	100 MW	100 MW
C_2	\$101.044.715,37	\$141.199.882,65	\$85.158.890,81	\$420.448.507,63	\$236.645.529,12

Tabla 4.7: Inversión requerida para los proyectos de generación

Para evaluar la viabilidad económica de las centrales, se desarrolló un análisis financiero basado en el flujo de caja proyectado. Este considera los ingresos generados por la venta de energía, los costos operativos, la inversión inicial y los beneficios fiscales aplicables. A partir de estos flujos, se calcularon el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), indicadores clave para determinar la rentabilidad del proyecto.

4.4.1. Flujo de caja y rentabilidad de los proyectos de generación

En la Tabla 4.8 se presentan los parámetros considerados en la proyección del flujo de caja. Estos incluyen el costo de inversión, factor de planta, generación y venta de energía, costos operativos, tasas de interés y otros factores clave para la evaluación financiera del proyecto [51, 52], tomados de la Tabla 3.3.

Tabla 4.8: Parámetros empleados para el flujo de caja en los proyectos de generación.

Item	Característica	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
1	Tiempo de vida útil	25 Años	25 Años	20 Años	25 Años	30 Años
2	Potencia instalada	100 MW	100 MW	100 MW	100 MW	100 MW
3	Factor de escala	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
4	Inversión requerida	\$101.044.715,37	\$141.199.882,65	\$85.158.890,81	\$420.448.207,63	\$236.645.529,12
5	Apalancamiento	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
6	Factor de planta	22,65 %	45 %	60 %	90 %	61 %
7	Energía anual	198,414 GWh/año	394,2 GWh/año	262,8 GWh/año	788,4 GWh/año	534,36 GWh/año
8	Precio de la energía	0,08144 \$/kWh	0,08488 \$/kWh	0,11864 \$/kWh	0,1114 \$/kWh	0,07589 \$/kWh
9	Venta de la energía anual	\$16.158.836,16	\$33.459.696,00	\$31.178.592,00	\$87.827.760,00	\$38.524.951,38
10	% Inversión	1,2 %	2 %	3,5 %	3 %	2 %
11	O&M	\$1.212.536,58	\$2.823.997,65	\$2.980.561,18	\$12.613.446,23	\$4.732.910,58
12	% de incremento de costo anual	1,87 %	1,87 %	1,87 %	1,87 %	1,87 %
13	Pago de la deuda	10 Años	10 Años	10 Años	10 Años	10 Años
14	Amortización	25 Años	25 Años	20 Años	25 Años	30 Años
15	Tasa de interés	5,40 %	5,40 %	5,40 %	5,40 %	5,40 %
16	WACC	8,57 %	8,57 %	8,57 %	10,16 %	7,13 %
17	Impuesto a la renta	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %
18	Utilidad a los trabajadores	15 %	15 %	15 %	15 %	15 %

La proyección del flujo de caja ha sido elaborada considerando los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como los ingresos generados por la venta de energía. Para evaluar el impacto del costo de capital en los flujos financieros de cada proyecto, se aplicó la tasa de descuento diferenciada (WACC) específica para cada tecnología. Como resultado, se obtuvo el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) mediante las ecuaciones 3.9 y 3.10, cuyos valores se presentan en la Tabla 4.9, evidenciando cómo la inclusión del WACC influye en la rentabilidad de cada alternativa tecnológica.

Tabla 4.9: Resultados del análisis financiero de cada tecnología

Indicador	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
VAN	\$24.135.826,99	\$99.344.531,93	\$111.909.355,80	\$130.624.224,13	\$109.119.759,62
TIR	12 %	19 %	28 %	15 %	13 %
WACC	8,57 %	8,57 %	8,57 %	10,16 %	7,13 %

Los resultados del análisis financiero demuestran la viabilidad económica de las tecnologías evaluadas, dado que cada una presenta un Valor Actual Neto (VAN) positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior a su respectiva tasa de descuento (WACC). Esto indica que los proyectos generan beneficios netos descontados y retornos suficientes para cubrir el costo de financiamiento. La tecnología geotérmica presenta el mayor VAN (\$130.624.224,13), seguida de biomasa (\$111.909.355,80) y la eólica (\$99.344.531,93), lo que implica una mayor capacidad de generación de valor. Por otro lado, la solar fotovoltaica muestra un menor VAN (\$24.135.826,99), reflejando un margen de rentabilidad limitado.

En cuanto a la Tasa Interna de Retorno (TIR), la biomasa destaca con 28 %, lo que la convierte en la opción con la mayor rentabilidad relativa sobre la inversión. La eólica (19 %) y la geotérmica (15 %) también presentan tasas de retorno atractivas, mientras que la hidráulica (13 %) y la solar fotovoltaica (12 %) registran las menores TIR. Estos valores reflejan la viabilidad financiera de cada tecnología y su capacidad para generar retornos competitivos frente al costo de financiamiento.

La inclusión de una tasa de descuento diferenciada permite evidenciar cómo el costo del capital impacta en la rentabilidad de cada tecnología. Se observa que la hidráulica tiene la menor tasa (7,13 %), lo que sugiere una menor percepción de riesgo y costos financieros más bajos. Por otro lado, la geotérmica (10,16 %) presenta la tasa más alta, lo que podría estar asociado a una mayor incertidumbre en su desarrollo. Las demás tecnologías, como solar, eólica y biomasa, comparten una tasa de 8,57 %, indicando condiciones similares de financiamiento. Estos resultados permiten identificar la influencia del WACC en los flujos financieros y la viabilidad económica de cada proyecto.

4.4.2. Impacto de la variación del WACC en el VAN

El análisis financiero indica que los proyectos de generación evaluados presentan rentabilidad. No obstante, la tasa de descuento puede ser ajustada estratégicamente para optimizar el rendimiento financiero y mejorar los retornos de inversión. La Figura 4.5 presenta la sensibilidad del VAN ante variaciones porcentuales en la tasa de descuento específica para cada tecnología, evidenciando su impacto en la viabilidad económica de los proyectos.

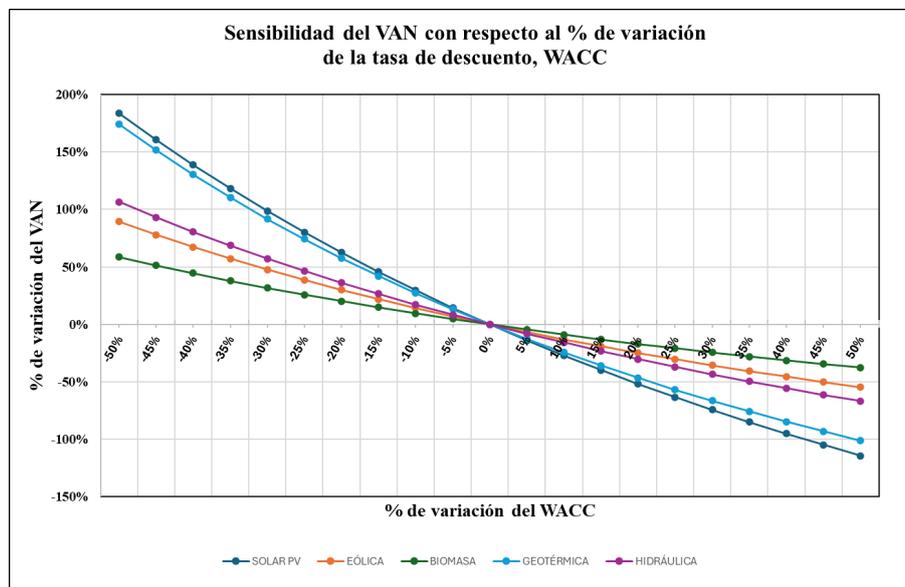


Figura 4.5: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del WACC.

La tecnología solar fotovoltaica evidencia una mayor sensibilidad al WACC, con variaciones significativas en el VAN a medida que se ajusta la tasa de descuento. De manera similar, la tecnología geotérmica sigue la misma tendencia, debido a su WACC inicial, lo que hace que la disminución de esta tasa incremente significativamente el VAN. Mientras que las tecnologías de biomasa y eólica muestran una sensibilidad moderada, esto indica que los flujos financieros y su estructura de costos amortiguan el impacto del financiamiento. En contraste, la tecnología hidráulica, con un WACC inicial bajo, es la menos afectada por las variaciones de la tasa de descuento. Esto representa una mayor estabilidad financiera y una menor dependencia de las condiciones de financiamiento.

Si se considera un aumento del 20% en el valor inicial de la tasa de descuento, las tecnologías con mayor sensibilidad experimentan una considerable pérdida de su valor actual neto (VAN). En particular, la tecnología solar fotovoltaica (Solar PV) disminuye un 52% de su VAN inicial, la eólica presenta una disminución de 25%, la biomasa reduce su VAN en 17%, la geotérmica presenta una caída del 46% y la hidráulica muestra una disminución de 30%. Estos valores representan las pérdidas a considerar si se ajusta el WACC. A medida que se incrementa la tasa de descuento aplicada en cada tecnología, el VAN experimenta pérdidas significativas, lo que debe ser tenido en cuenta en las negociaciones con los inversionistas, especialmente para ajustar las expectativas y estrategias de financiamiento de los proyectos.

Al disminuir el WACC en un 10% en cada tecnología revela que este ajuste eleva significativamente el VAN en todas las tecnologías evaluadas. Al reducir la tasa de descuento aplicada, el valor presente de los flujos de caja futuros aumenta, lo que se traduce en una mejora en la rentabilidad de los proyectos. Para la tecnología solar fotovoltaica (Solar PV), la disminución del WACC genera un incremento notable en su VAN a un 30%, lo que refleja una mayor viabilidad financiera. La tecnología eólica también experimenta una mejora de 14%, indicando que una reducción en el WACC contribuye a mejorar la rentabilidad, aunque de manera menos pronunciada que la fotovoltaica debido a su estructura de costos más estable. La biomasa sigue una tendencia similar, mostrando un aumento de 10%, lo que refuerza la idea de que la disminución del WACC beneficia especialmente a aquellas tecnologías que dependen de altos costos de financiamiento.

En el caso de la tecnología geotérmica, la disminución del WACC también resulta en un incremento

en su VAN de 27 %, lo que refleja la alta sensibilidad de esta tecnología al costo del financiamiento. Finalmente, la tecnología hidráulica, con una tasa de descuento más baja inicialmente, también experimenta una mejora en su VAN, aunque de manera menos significativa de 17 %, ya que su estructura financiera es menos sensible a variaciones en el WACC.

4.4.3. Impacto de la variación del precio de energía en el VAN y la TIR

En el sector eléctrico, las empresas privadas presentan costos de venta de energía más elevados en comparación con las empresas públicas, debido a factores como el financiamiento por deuda, la rentabilidad exigida por los inversionistas y las tarifas por la venta de energía. Esta diferencia en precios impacta directamente en el rendimiento de los proyectos de generación, influyendo en el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Si los precios de venta de energía son más elevados, los indicadores financieros, como VAN y la TIR, mejoran significativamente, lo que incrementa la viabilidad financiera de los proyectos privados. No obstante, en términos de competitividad frente a las tarifas reguladas, estos precios pueden ajustarse estratégicamente para garantizar un equilibrio entre la rentabilidad del proyecto y la atracción de inversionistas, manteniendo retornos de inversión favorables. En la Figura 4.6, se presenta el impacto de la variación del costo de energía sobre las diferentes tecnologías analizadas, permitiendo evaluar cómo el aumento o disminución de la tarifa incide en la rentabilidad y viabilidad de cada tecnología.

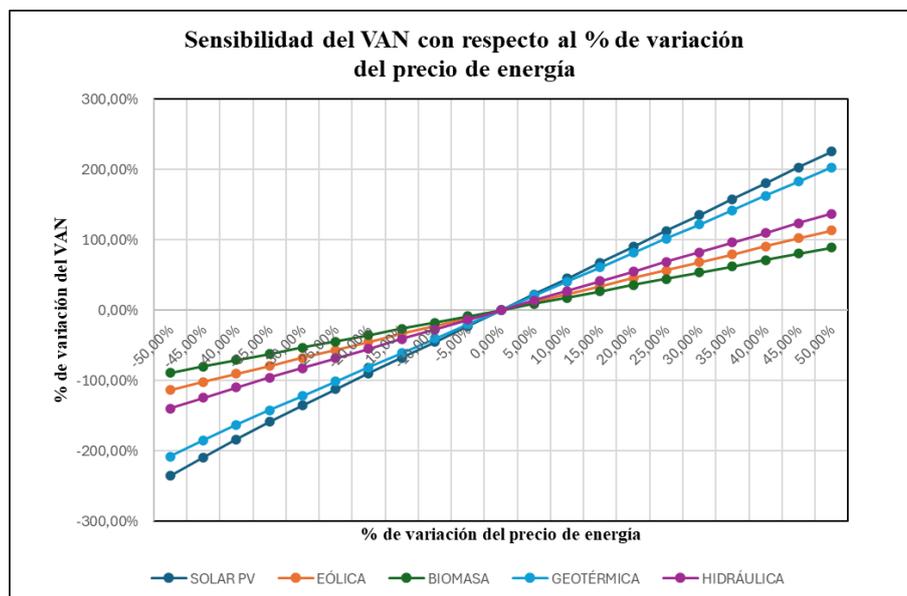


Figura 4.6: Sensibilidad del VAN con respecto al precio de energía.

La reducción del 10 % en el precio de venta de energía afecta de manera distinta a cada tecnología de generación. En la energía solar fotovoltaica, cuyo valor es de \$0.08144 por kWh, esta disminución provoca una caída del 45 % en el Valor Actual Neto (VAN), generando incertidumbre en los ingresos futuros. La energía eólica, con un precio inicial de \$0.08488 por kWh, presenta una menor sensibilidad, reduciendo su VAN en aproximadamente un 23 %.

Por otro lado, la biomasa y la geotermia muestran una mayor estabilidad financiera ante esta variación. La biomasa, con un precio de \$0.11864 por kWh, experimenta una disminución del VAN de alrededor del 15 %, mientras que la geotérmica, con \$0.1114 por kWh, sufre una reducción del 18 %. La hidroeléctrica, con un precio de \$0.07589 por kWh, presenta una sensibilidad intermedia, con una caída del 20 % en el VAN, ubicándose entre la eólica y las tecnologías más estables.

En la Figura 4.7 se muestra la variación del rendimiento de los proyectos de generación, conforme se varia o se ajusta el precio de energía.

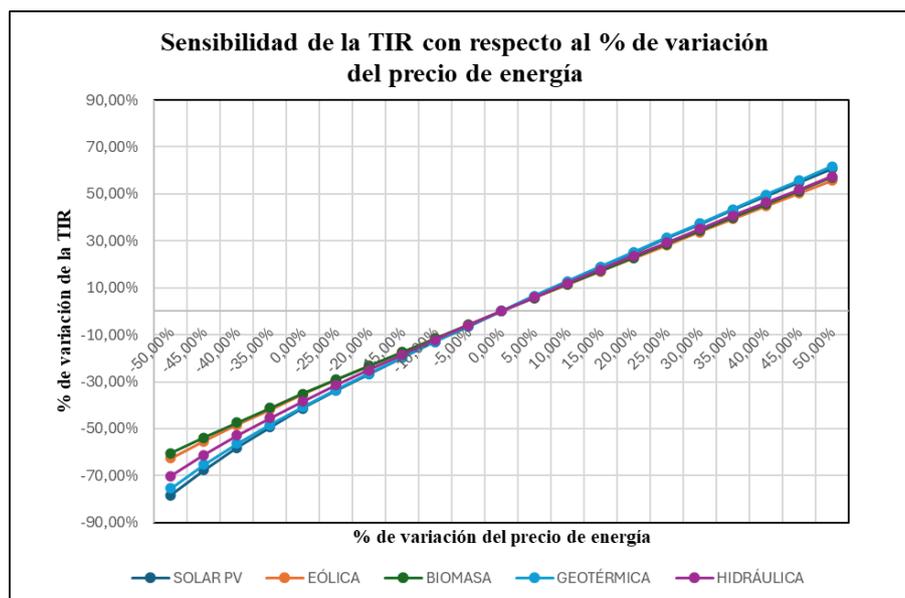


Figura 4.7: Sensibilidad de la TIR con respecto al precio de energía.

Si se asume una reducción del 30 % en el valor de venta de la energía, la mayoría de los proyectos experimenta una disminución significativa en su rentabilidad. La energía solar fotovoltaica y la geotérmica presentan la mayor sensibilidad, con una caída del 41 % en su TIR respecto al valor inicial. La energía eólica y la biomasa muestran una reducción del 36 % y 35 %, respectivamente, evidenciando una menor sensibilidad en comparación con las tecnologías previamente mencionadas. Por su parte, la hidráulica registra una disminución del 39 %, posicionándose en un nivel intermedio de sensibilidad. La TIR está directamente relacionada con los ingresos de los proyectos, esto quiere decir que estos dependen del precio de energía vendida. Conforme aumenta el precio de la venta de energía, el rendimiento del proyecto sube. Lo contrario ocurre cuando el costo de energía disminuye. Esto denota una relación lineal entre estos parámetros.

La variabilidad del precio de venta de la energía, con el objetivo de promover una competitividad equitativa entre las empresas estatales o públicas, es un factor que depende de la estructura específica de cada proyecto o tecnología de generación. Este aspecto debe ser considerado detenidamente al establecer el valor óptimo del precio, de manera que se logren ingresos suficientes para asegurar la viabilidad económica del proyecto, mientras se garantiza un precio justo y competitivo para todas las partes involucradas. La determinación de este precio debe contemplar tanto las características particulares de la tecnología empleada como los costos operativos, el financiamiento y la rentabilidad esperada, asegurando un equilibrio entre la sostenibilidad financiera del proyecto y la accesibilidad del servicio para los consumidores.

4.4.4. Índice Costo-Beneficio y recuperación de la inversión

En la tabla 4.10 se presentan los resultados del Índice Costo-Beneficio (B/C) utilizando la ecuación 3.11, tanto en términos absolutos como descontados, junto con el retorno de inversión en las diferentes tecnologías de generación eléctrica.

Tabla 4.10: Índice costo-beneficio y retorno de la inversión con los flujos descontados.

Indicador	Solar PV	Eólica	Biomasa	Geotérmica	Hidráulica
Beneficio-Costo	3,08	3,95	4,31	2,98	3,59
Beneficio-Costo desc.	1,45	2,00	2,59	1,48	1,65
Retorno inversión	7 años	5 años	4 años	6 años	7 años

El Índice Costo-Beneficio muestra la relación entre los beneficios y los costos de cada tecnología sin aplicar el descuento de flujos futuros. En este caso, la Biomasa presenta el valor más alto con un Índice

B/C de 4.31, lo que indica que por cada dólar invertido en esta tecnología se espera un beneficio de 4.31 dólares. Le siguen Eólica con un B/C de 3.95 y Hidráulica con un B/C de 3.59. Las tecnologías Solar PV y Geotérmica tienen los índices más bajos, con 3.08 y 2.98, respectivamente.

Cuando se aplica el descuento a los flujos de beneficios y costos, el Índice Costo-Beneficio Descontado refleja la rentabilidad ajustada por el valor del dinero en el tiempo. En este escenario, se observa que la Biomasa sigue siendo la tecnología más favorable, con un B/C descontado de 2.59. Sin embargo, el Índice B/C descontado de todas las tecnologías disminuye en comparación con el índice no descontado, lo que es esperado debido a que los flujos futuros pierden valor con el tiempo. La Eólica y Hidráulica tienen valores de 2.00 y 1.65, respectivamente, indicando que también son tecnologías atractivas. En el caso de la Solar PV y Geotérmica, los valores de 1.45 y 1.48 son menores, lo que sugiere una rentabilidad reducida cuando se toma en cuenta el valor temporal del dinero.

El tiempo de recuperación de la inversión indica cuántos años se necesitarán para recuperar la inversión inicial a partir de los ingresos generados. Las tecnologías Biomasa y Eólica presentan los plazos de recuperación más cortos, con 4 años y 5 años, respectivamente. Esto significa que, en promedio, estas tecnologías permiten una recuperación de la inversión más rápida. La Geotérmica tiene un tiempo de recuperación de 6 años, mientras que las tecnologías Solar PV y Hidráulica requieren 7 años para recuperar la inversión inicial. Este análisis sugiere que las tecnologías con menor tiempo de recuperación pueden ser más atractivas para inversores que buscan un retorno rápido.

Capítulo 5

Discusión

Este análisis se centra en determinar cómo el WACC influye en la viabilidad financiera de los proyectos que promueven la transición energética en el país, considerando los factores específicos que afectan su estructura de financiamiento. En la Tabla 5.1 se observa el valor general del Costo Promedio Ponderado de Capital de las tecnologías analizadas en China y el resto del mundo en comparación con los datos obtenidos en Ecuador, así como la variación de estos resultados debido a diferencias en el cálculo del riesgo país y las tasas libres de riesgo utilizadas en cada región.

Tabla 5.1: WACC por tecnología y región.

Tecnología	WACC Ecuador	WACC China	WACC Resto del mundo
Solar PV	8,57 %		
Eólica	8,57 %		
Biomasa	8,57 %	5,00 %	7,50 %
Geotérmica	10,16 %		
Hidráulica	7,13 %		

En el caso de Ecuador, se utilizaron parámetros nacionales como el riesgo país proporcionado por el Banco Central del Ecuador, lo que refleja una prima de riesgo ajustada a la situación económica y política específica del país. Adicionalmente, la tasa libre de riesgo utilizada para Ecuador se basó en el bono del tesoro de los Estados Unidos a 30 años, los cuales suelen ser más sensibles a fluctuaciones en tasas de interés a largo plazo.

Para China y el resto del mundo, el cálculo del riesgo país se realizó con base en una prima de riesgo de la deuda, la cual se estimó a partir de los credit default swaps (CDS). Esta metodología refleja la percepción de los mercados internacionales sobre la estabilidad crediticia de cada país. Además, la tasa libre de riesgo utilizada en estos casos provino del bono del tesoro de los Estados Unidos a 10 años [64], los cuales suelen tener menor volatilidad en comparación con los de 30 años, lo que puede influir en una menor tasa de descuento. Estas diferencias metodológicas explican por qué el WACC de Ecuador es más alto en comparación con China y el resto del mundo. Un mayor riesgo país implica mayores costos de financiamiento para proyectos de energía renovable, ya que los inversionistas exigen una mayor rentabilidad para compensar la incertidumbre.

En el sector eléctrico de ciertos países europeos tales como: Alemania, Finlandia, Polonia, República Checa, Francia y Eslovaquia, se tiene un Costo Promedio Ponderado de Capital más bajo que en Ecuador [9]. En los países de la Unión Europea analizados, las condiciones de financiamiento son más favorables en comparación con Ecuador, lo que se refleja en sus valores de WACC. En Ecuador, los valores son más elevados en todas las tecnologías de generación estudiadas debido a los factores presentados en la Tabla 4.6, como el mayor costo del capital propio, determinado por el riesgo país, un mayor costo de la deuda, influenciado por una tasa activa referencial más elevada, y diferencias en la tasa impositiva, que se ve alterada por el impuesto a la renta y el impuesto aplicable a utilidades. Estas condiciones encarecen el acceso a financiamiento, lo que obliga a los proyectos energéticos en Ecuador a exigir tasas de retorno más altas para ser atractivos para los inversionistas. Por otra parte, en los países europeos mencionados,

los parámetros presentes en la Tabla 5.2, tales como el acceso a capital con costos más bajos, favorecen la inversión en infraestructura energética.

Tabla 5.2: Comparación del WACC de Ecuador con Países Europeos.

	Costo de la deuda %	Costo del capital %	Tasa impositiva %	WACC %
Alemania	3,8	9,05	15,82	5,9
Finlandia	1,82	3,97	24,5	3,19
Polonia	6,42	8,73	19	8,95
República Checa	4,91	8,05	19	7,923
Francia	4,8	10,92	34,43	7,25
Eslovaquia	5,13	6	20	6,04
Ecuador				
Solar PV	13,44	17,78	36,25	8,57
Eólica	13,44	18,01	36,25	8,57
Biomasa	13,44	17,43	36,25	8,57
Geotérmica	15,94	17,73	36,25	10,16
Hidráulica	11,19	17,77	36,25	7,13

Un modelo económico realizado en Ecuador sobre fuentes de generación con energía renovable no convencional calculó el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) para este sector con un valor de 12,09 % correspondiente al año 2015. Para este cálculo, se establecieron los parámetros de un 70 % de apalancamiento, utilizando el bono del Tesoro de los EE.UU. a 30 años como tasa libre de riesgo, y el costo de capital propio fue determinado mediante el modelo CAPM, con un valor de 13,14 %. Este enfoque es similar al cálculo de la tasa de descuento obtenido en la Tabla 4.6. Si se considera el mismo porcentaje de apalancamiento utilizado en este modelo económico (70 %), las tasas de descuento llegan a los valores presentados en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: WACC con 70 % de apalancamiento.

Tecnología	WACC %
Solar PV	11,34
Eólica	11,40
Biomasa	11,26
Geotérmica	12,45
Hidráulica	10,33

Se observa que las tecnologías Solar PV, Eólica y Biomasa presentan un costo financiero inferior al 12,09 %, lo que sugiere que, en el análisis actual, estas tecnologías han mejorado sus condiciones de financiamiento en comparación con el estudio realizado en 2015. En cambio, la tecnología Geotérmica presenta un WACC superior, lo que indica que enfrenta mayores costos financieros y un nivel de riesgo más alto en el contexto actual. Por otro lado, la energía hidráulica sigue siendo la opción más competitiva en términos de costo de capital, con el valor más bajo entre todas las tecnologías analizadas. Estos resultados reflejan cómo las condiciones de inversión y financiamiento han evolucionado en los últimos 9 años.

Capítulo 6

Conclusiones

El análisis del impacto del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) en los proyectos de generación eléctrica para la transición energética en Ecuador revela que el WACC desempeña un papel importante para la viabilidad financiera de dichos proyectos. A través de la comparación de los valores de WACC entre Ecuador y distintas regiones, se observa que el país enfrenta mayores costos de financiamiento. Un aspecto clave identificado en este análisis es cómo las condiciones de financiamiento afectan la competitividad de las tecnologías de generación de energía renovable. Ecuador presenta un WACC considerablemente elevado, lo que indica que los costos de capital son más elevados. Estos valores superiores de WACC se deben a una combinación de factores como un mayor costo de la deuda, influenciado por una tasa activa referencial más elevada, y una estructura impositiva que altera el costo de financiamiento. En Europa, el acceso a financiamiento es más favorable, lo que se refleja en un WACC significativamente más bajo. Esto subraya la necesidad de que Ecuador implemente políticas que favorezcan la reducción de las tasas de interés y la mejora de la estabilidad económica, para hacer más atractivos los proyectos de energía renovable.

En cuanto a las tecnologías específicas, se observa una mejora en las condiciones de financiamiento de las tecnologías solares, eólicas y de biomasa, comparadas con estudios realizados en Ecuador, donde el WACC era más alto. Sin embargo, la tecnología geotérmica continúa enfrentando un mayor costo de financiamiento debido a los altos niveles de riesgo asociados a esta fuente de energía. Por otro lado, la energía hidráulica se mantiene como la opción más competitiva en términos de costos de capital, lo cual explicaría la razón por la que el país muestra una alta dependencia de esta fuente renovable.

El impacto potencial de una política de fomento a la infraestructura financiera renovable provocaría una reducción del WACC en Ecuador. El valor actual del WACC, si bien refleja el contexto de riesgo, también podría ser influenciado positivamente por la creación de nuevos incentivos fiscales o mecanismos de financiación específicos para proyectos de energías renovables. Esto podría atraer inversionistas nacionales e internacionales que buscan financiar proyectos sostenibles con menores riesgos percibidos. Esto no solo favorecería el desarrollo de proyectos renovables, sino que también contribuiría a la diversificación de la matriz energética del país, reduciendo su dependencia de fuentes de energía tradicionales.

El impacto de las fluctuaciones del mercado internacional también debe ser tenido en cuenta. Ecuador, al depender de tasas externas como las del Bono del Tesoro de los EE. UU. está sujeto a los cambios en las políticas monetarias globales. Cualquier cambio en las tasas de interés a nivel internacional podría afectar de manera significativa el WACC y la viabilidad de los proyectos en el corto plazo. Por ello, se recomienda que el país se enfoque en mejorar la resiliencia económica interna, reduciendo su exposición a estas variables externas y aumentando la estabilidad financiera en el sector energético.

Bibliografía

- [1] O. Ogunrinde, E. Shittu, and K. Dhanda, “Investing in renewable energy: Reconciling regional policy with renewable energy growth,” *IEEE Engineering Management Review*, vol. 46, no. 4, pp. 103–111, 2018. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8528319>
- [2] A. Blakers, M. Stocks, B. Lu, C. Cheng, and R. Stocks, “Pathway to 100% renewable electricity,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 9, no. 6, pp. 1828–1833, 2019. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8836526>
- [3] R. Reilly and W. Wecker, “On the weighted average cost of capital,” *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, vol. 8, no. 1, pp. 123–126, 1973. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/2329754>
- [4] J. Miles and J. Ezzell, “The weighted average cost of capital, perfect capital markets, and project life: A clarification,” *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, vol. 15, no. 3, pp. 719–730, 1980. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/2330405>
- [5] F. Modigliani and M. H. Miller, “The cost of capital, corporation finance and the theory of investment,” *The American economic review*, vol. 48, no. 3, pp. 261–297, 1958. [Online]. Available: <https://www.jstor.org/stable/1809766>
- [6] J. Boness, “A pedagogic note on the cost of capital,” *The Journal of Finance*, vol. 19, no. 1, pp. 99–106, 1964. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/2977483>
- [7] J. Laws, *The weighted average cost of capital*. Liverpool University Press, 2018, pp. 107–116. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/j.ctvt6rjjs.9>
- [8] B. Breitschopf and A. Alexander-Haw, “Auctions, risk and the wacc. how auctions and other risk factors impact renewable electricity financing costs,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 44, p. 100983, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X22001778>
- [9] F. Villada and J. Barrientos, “Cálculo de un WACC diferenciado por región para proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables en Colombia,” Universidad de Antioquia, CIE, Borradores Departamento de Economía 17510, Aug. 2017. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/10495/8183>
- [10] R. Ñiquen, D. Osorio, and Y. Peña, “Incidencia del costo promedio ponderado de capital en la rentabilidad de electroperú sa,” 2015. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.12952/1526>
- [11] B. Sauza, J. Cruz, S. Pérez, C. Lechuga, D. Cruz, and N. Chávez, “Costo promedio ponderado de capital para una mejor decisión de inversión,” *Ingenio y Conciencia Boletín Científico de la Escuela Superior Ciudad Sahagún*, vol. 9, no. 17, pp. 12–17, ene. 2022. [Online]. Available: <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/sahagun/article/view/7884>
- [12] V. Masabanda, “Modelo economico para la incorporacion de generacion con fuentes renovables no convencionales,” B.S. thesis, 2015. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/11278>
- [13] B. Steffen, “Estimating the cost of capital for renewable energy projects,” *Energy Economics*, vol. 88, p. 104783, 2020. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320301237>

- [14] Z. Dobrowolski, G. Drozdowski, M. Panait, and S. A. Apostu, "The weighted average cost of capital and its universality in crisis times: Evidence from the energy sector," *Energies*, vol. 15, no. 18, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/18/6655>
- [15] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Plan maestro de electricidad 2023-2032," Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023, documento oficial del Gobierno de Ecuador, aprobado en junio de 2024. [Online]. Available: <https://www.recursoyenergiagob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [16] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2023*. Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023. [Online]. Available: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/07/Atlas-del-Sector-Elctrico-Ecuatoriano-2023.pdf>
- [17] M. Vergara and C. Velásquez, "Potencial energético del biogás con fines de generación eléctrica," *Revista Científica de Educación Superior y Gobernanza Interuniversitaria Aula 24*, vol. 3, no. 6, p. 37, 2022, fecha de recepción: 16 de marzo de 2022; Fecha de aceptación: 23 de mayo de 2022; Fecha de publicación: 08 de julio de 2022. [Online]. Available: <https://publicacionescd.uleam.edu.ec/index.php/aula-24/article/view/454>
- [18] A. Eras and E. Barragán, "Mecanismos de Promoción y Financiación de las Energías Renovables en El Ecuador," *Revista Técnica 'energía'*, vol. 9, no. 1, p. PP. 128–135, ene. 2013. [Online]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/142>
- [19] J. Millingalli, W. Pazuña, and J. Corrales, "Análisis y evaluación de la generación distribuida fotovoltaica como alternativa para mitigar la crisis energética en Ecuador," *Bastcorp International Journal*, vol. 4, no. 1, p. 87–103, ene. 2025. [Online]. Available: <https://editorialinnova.com/index.php/bij/article/view/164>
- [20] J. Olmedo and H. Plaza, "Análisis multicriterio para la identificación de zonas potenciales para la explotación de energía eólica en las costas del litoral ecuatoriano," Tesis de Maestría, Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), Guayaquil, Ecuador, 2021, director: Danny Ochoa Correa. [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/57291>
- [21] C. Chamba and C. Gómez, "Evaluación del potencial técnico y económico de plantas de generación eléctrica basadas en desechos agrícolas y agroindustriales, reproducibles en distintas localizaciones en Ecuador," Quito, Ecuador, Sep. 2020, 76 hojas. Director: No especificado. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21233>
- [22] J. Vélez, "Estudio termodinámico del aprovechamiento energético de fuentes de energía de baja temperatura mediante un ciclo Rankine con fluidos de trabajo orgánicos (ORC)," 2011. [Online]. Available: <https://portalcienciaytecnologia.jcyl.es/documentos/619ca0b8a08dbd1b8f9f0fdc>
- [23] D. Enriquez and J. Montilla, "Revisión de literatura de proyectos energéticos basados en energía geotérmica," San Juan de Pasto, septiembre 2024, trabajo de grado presentado en la Universidad CESMAG. [Online]. Available: <http://repositorio.unicesmag.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/1210>
- [24] S. Naranjo, D. Punina, and J. Álvarez, "Costo comparativo por kilovatio de los últimos proyectos hidroeléctricos en Ecuador," *Revista InGenio*, vol. 5, no. 1, p. 22–34, ene. 2022. [Online]. Available: <https://revistas.uteq.edu.ec/index.php/ingenio/article/view/473>
- [25] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), "Regulación Nro. ARCONEL-006/24," 2024, accedido: 2025-02-02. [Online]. Available: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/10/Regulacion-ARCONEL-006-24-1-3.pdf>
- [26] H. Carrillo and L. Cubillos, "El costo promedio ponderado de capital de la empresa," Villavicencio, 2018, fecha consulta: 24 de noviembre 2024. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.12494/12330>

- [27] N. Sapag, R. Sapag, and J. Sapag, *Preparación y evaluación de proyectos*. Mc Graw Hill educación, 2014.
- [28] Comisión de Regulación de Comunicaciones, “Cód. proyecto: 2000-38-3-2,” Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones de Colombia, 2021. [Online]. Available: <https://acortar.link/8fMwxD>
- [29] G. Dumrauf, *Finanzas Corporativas: Un enfoque latinoamericano*, 2nd ed. Buenos Aires: Alfaomega Grupo Editor Argentino, 2010.
- [30] E. Vartiainen, G. Masson, C. Breyer, D. Moser, and E. Román Medina, “Impact of weighted average cost of capital, capital expenditure, and other parameters on future utility-scale pv levelised cost of electricity,” *Progress in photovoltaics: research and applications*, vol. 28, no. 6, pp. 439–453, 2020.
- [31] J. Bonete, “Aproximación de un modelo de cálculo para el riesgo sectorial, caso: Industria alimenticia,” B.S. thesis, Universidad del Azuay, 2018.
- [32] W. Proaño and J. Salgado, “Propuesta metodológica de valoración de empresas aplicada a grandes empresas en el ecuador, adaptación de los modelos z de altman y flujos de caja descontados,” Master’s thesis, Universidad del Azuay, 2005.
- [33] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, “Aem 2013/1549,” CNMC, 2013. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/expedientes/aem-20131549>
- [34] Consejo Nacional de Electricidad, “Conelec 003/11,” CONELEC, 2008. [Online]. Available: <https://vvalner.com/wp-content/uploads/2021/10/SGCR006-414.pdf>
- [35] B. Proaño, *Finanzas de empresas*. Cuenca, Ecuador: Universidad del Azuay, 2018, ISBN digital: 978-9942-778-09-3.
- [36] Banco Central del Ecuador, “Banco Central del Ecuador,” 2024, accedido: 30-dic-2024. [Online]. Available: <https://www.bce.fin.ec/>
- [37] M. Lio, “Costo de capital y valor económico agregado en una empresa manufacturera,” *Ingeniare*, vol. 16, no. 16, pp. 95–109, Jan. 2014. [Online]. Available: <https://revistas.unilibre.edu.co/index.php/ingeniare/article/view/594>
- [38] B. Villagómez, “El riesgo medido a través del modelo capm ajustado para mercados emergentes: El caso ecuatoriano,” *Economía y Negocios*, vol. 5, no. 1, pp. 70–78, 2014.
- [39] A. Damodaran, “Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation, and Implications – The 2024 Edition,” *SSRN Electronic Journal*, March 2024. [Online]. Available: <https://ssrn.com/abstract=4751941>
- [40] A. Damodaran, “Country risk: Determinants, measures, and implications - the 2024 edition,” *SSRN Electronic Journal*, July 2024. [Online]. Available: <https://ssrn.com/abstract=4896539>
- [41] M. Reyes, L. Pinos, I. Orellana, and L. Tonon, “Modelo de Valoración de Activos Financieros (CAPM) aplicado al sector empresarial de Ecuador,” *Retos: Revista de Ciencias de la Administración y Economía*, vol. 13, no. 25, pp. 113–126, abril-septiembre 2023, iISSN electrónico: 1390-861. [Online]. Available: <https://doi.org/10.17163/ret.n25.2023.08>
- [42] “Código del trabajo,” Registro Oficial, 2005, Última modificación: 2015. [Online]. Available: https://www.ces.gob.ec/lotaip/2020/Junio/Literal_a2/C%C3%B3digo%20del%20Trabajo.pdf
- [43] “Ley orgánica de incentivos a la producción y prevención del fraude fiscal,” Registro Oficial Suplemento 405, 29 de diciembre de 2014, 2014, oficio No. T. 7140-SGJ-14-951, emitido en Guayaquil el 23 de diciembre de 2014.
- [44] Z. Pavel, “The impact of cash flows and weighted average cost of capital to enterprise value in the oil and gas sector,” *Journal of Reviews on Global Economics*, vol. 7, p. 138–145, Mar. 2018. [Online]. Available: <http://www.lifescienceglobalca.com/index.php/jrge/article/view/5282>

- [45] E. Barragán, “Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo,” *Revista Técnica .energía*, vol. 10, no. 1, p. PP. 58–66, ene. 2014. [Online]. Available: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/100>
- [46] Registro Oficial, órgano de la República del Ecuador, “Octavo Suplemento No. 673,” octubre 2024. [Online]. Available: <https://www.registroficial.gob.ec/index.php/registro-oficial-web/publicaciones/suplementos/item/21844-octavo-suplemento-al-registro-oficial-no-673>
- [47] A. Barragán, J. Terrados, E. Zalamea, and P. Arias, “Electricity production using renewable resources in urban centres,” *Proceedings of Institution of Civil Engineers: Energy*, vol. 171, no. 1, pp. 12–25, Feb. 2018.
- [48] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento,” Chile, mayo 2024. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ICTG-Mayo-2024.pdf>
- [49] Ministerio de Economía y Finanzas del Ecuador, “Programación macroeconómica 2024-2028,” Documento oficial, septiembre 2024. [Online]. Available: <https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=16457>
- [50] “Código orgánico de la producción, comercio e inversiones (copci),” Registro Oficial Suplemento 351, 29 de diciembre de 2010, 2010, Última modificación: 18 de diciembre de 2015. Artículo 2 del Decreto Ejecutivo No. 338 (Registro Oficial Suplemento 263, 9 de junio de 2014). [Online]. Available: <https://www.gobiernoelectronico.gob.ec/wp-content/uploads/2018/10/C%C3%B3digo-Org%C3%A1nico-de-la-Producci%C3%B3n-Comercio-e-Inversiones-Copci.pdf>
- [51] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Ministerio de energía y recursos naturales no renovables - ecuador,” 2025, consultado el 13 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://acortar.link/QA19uQ>
- [52] Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), “Alianza Estratégica - Proyectos de Generación Eléctrica,” Sitio web oficial de CELEC EP, Panamericana Norte Km 7.5, Quito, Ecuador, 2025, Último acceso: 9 de febrero de 2025. [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/alianza-estrategica/>
- [53] X. Cui, Y. Li, X. Wang, and Z. Wang, “Analysis of the net present value and equivalent annual cost in optimal machine life,” in *Proceedings of the 2022 7th International Conference on Financial Innovation and Economic Development (ICFIED 2022)*. Atlantis Press, 2022, pp. 2929–2933. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2991/aebmr.k.220307.477>
- [54] O. Llaguno, B. Recalde, and J. Campuzano, “Análisis de inflación y base monetaria del ecuador en el periodo 2015-2020,” *Sociedad amp; Tecnología*, vol. 4, no. S2, p. 306–319, oct. 2021. [Online]. Available: <https://institutojubones.edu.ec/ojs/index.php/societec/article/view/153>
- [55] J. Laws, *Investment appraisal*. Liverpool University Press, 2018, pp. 87–106. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/j.ctvt6rjjs.8>
- [56] L. Fajardo, M. Girón, C. Vásquez, L. Fajardo, X. Zúñiga, L. Solís, and J. Pérez, “Valor actual neto y tasa interna de retorno como parámetros de evaluación de las inversiones,” *Investigación operacional*, vol. 40, no. 4, 2019. [Online]. Available: <https://revistas.uh.cu/invoperacional/article/download/664/580>
- [57] M. Gutiérrez, “Valoración de inversiones en proyectos no convencionales-tasa interna de retorno versus tasa interna de retorno modificada.” *INNOVA Research Journal*, vol. 3, no. 9, pp. 126–133, 2018. [Online]. Available: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6778117>
- [58] M. Mujahed and E. Elshareif, “Internal Rate of Return (IRR): A New Proposed Approach,” in *Leadership, Innovation and Entrepreneurship as Driving Forces of the Global Economy*, R. Benlamri and M. Sparer, Eds. Cham: Springer International Publishing, 2017, pp. 761–767.
- [59] P. Briceño, *Evaluación de proyectos de inversión: Guía teórica y práctica*. Ediciones de la U, 2021.

- [60] A. Andrade, “Aplicación del índice de rentabilidad (IR) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI),” *Contadores y Empresas*, 2021. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10757/609207>
- [61] Infront Analytics, “Infront analytics,” 2024, Último acceso: 30 de diciembre de 2024. [Online]. Available: <https://www.infrontanalytics.com/>
- [62] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica,” 2023, accedido: 19 de diciembre de 2024. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/11/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf>
- [63] Yahoo Finance, “Tasas de bonos del tesoro de EEUU,” 2025, accedido el 3 de enero de 2025. [Online]. Available: <https://es-us.finanzas.yahoo.com/tasas-de-bonos-del-tesoro-de-EEUU/>
- [64] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Power Generation Costs in 2023,” Abu Dhabi, 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

Anexos

Anexos A

Área de trabajo (ABET)

Tabla A.1: Áreas del Trabajo de Grado

Título del Trabajo:				
Restricciones múltiples	Accesibilidad [pág: 20.]	■	Estética	
	Códigos		Constructibilidad	
	Costos [pág: 22, 23, 46]	■	Ergonomía	
	Extensibilidad [pág: 40]	■	Funcionalidad	
	Interoperabilidad		Consideraciones Legales	
	Mantenibilidad		Manufacturabilidad	
	Mercadeo		Política	
	Regulaciones		Cronogramas	
	Normativas [pág: 23, 24, 30]	■	Sostenibilidad [pág: 46]	■
	Usabilidad		Otros:	
Normas relevantes	Regulación No. CONELEC 003/11			
	Cód. Proyecto: 2000-38-3-2			
	AEM 2013/1549			
Elementos del proceso	Identificación de oportunidades		Generación de soluciones múltiples	
	Desarrollo de requerimientos		Evaluación de soluciones	
	Procesos iterativos		Consideración de riesgos [pág: 38]	■
	Realizar compromisos o tratos			
Basado en trabajos anteriores	Protecciones		Iluminación	
	Optimización de sistemas		Alta Tensión	
	Energías alternativas [pág: 21]	■	Distribución	
	Máquinas eléctricas		Otros temas	

Anexos B

Proyecto solar fotovoltaico

Flujo de caja para un proyecto solar fotovoltaico.

Tabla B.1: Flujo de caja para un proyecto solar fotovoltaico. Parte 1 de 2.

AÑO	INVERSIÓN USD	INGRESOS ENERGÍA	EGRESOS O&M	BENEFICIOS BRUTOS	DEPRECIACIÓN	BAIT	INTERESES	BAT
1	2025	\$ -101.044.715,37						
2	2026	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 14.946.299,58	\$ 4.041.788,61	\$ 10.904.510,96	\$ 5.351.746,26	\$ 5.552.764,70
3	2027	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 15.225.795,38	\$ 4.041.788,61	\$ 11.184.006,76	\$ 4.921.692,30	\$ 6.262.314,46
4	2028	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 15.510.517,75	\$ 4.041.788,61	\$ 11.468.729,14	\$ 4.468.101,92	\$ 7.000.627,22
5	2029	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 15.800.564,43	\$ 4.041.788,61	\$ 11.758.775,82	\$ 3.989.686,98	\$ 7.769.088,84
6	2030	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 16.096.034,99	\$ 4.041.788,61	\$ 12.054.246,37	\$ 3.485.088,88	\$ 8.569.157,49
7	2031	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 16.397.030,84	\$ 4.041.788,61	\$ 12.355.242,23	\$ 2.952.874,63	\$ 9.402.367,60
8	2032	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 16.703.655,32	\$ 4.041.788,61	\$ 12.661.866,70	\$ 2.391.532,82	\$ 10.270.333,88
9	2033	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 17.016.013,67	\$ 4.041.788,61	\$ 12.974.225,06	\$ 1.799.469,34	\$ 11.174.755,72
10	2034	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 17.334.213,13	\$ 4.041.788,61	\$ 13.292.424,51	\$ 1.175.002,81	\$ 12.117.421,70
11	2035	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 17.658.362,91	\$ 4.041.788,61	\$ 13.616.574,30	\$ 516.359,86	\$ 13.100.214,44
12	2036	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 17.988.574,30	\$ 4.041.788,61	\$ 13.946.785,69		\$ 13.946.785,69
13	2037	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 18.324.960,64	\$ 4.041.788,61	\$ 14.283.172,03		\$ 14.283.172,03
14	2038	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 18.667.637,40	\$ 4.041.788,61	\$ 14.625.848,79		\$ 14.625.848,79
15	2039	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 19.016.722,22	\$ 4.041.788,61	\$ 14.974.933,61		\$ 14.974.933,61
16	2040	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 19.372.334,93	\$ 4.041.788,61	\$ 15.330.546,31		\$ 15.330.546,31
17	2041	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 19.734.597,59	\$ 4.041.788,61	\$ 15.692.808,98		\$ 15.692.808,98
18	2042	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 20.103.634,57	\$ 4.041.788,61	\$ 16.061.845,95		\$ 16.061.845,95
19	2043	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 20.479.572,53	\$ 4.041.788,61	\$ 16.437.783,92		\$ 16.437.783,92
20	2044	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 20.862.540,54	\$ 4.041.788,61	\$ 16.820.751,93		\$ 16.820.751,93
21	2045	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 21.252.670,05	\$ 4.041.788,61	\$ 17.210.881,43		\$ 17.210.881,43
22	2046	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 21.650.094,98	\$ 4.041.788,61	\$ 17.608.306,36		\$ 17.608.306,36
23	2047	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 22.054.951,75	\$ 4.041.788,61	\$ 18.013.163,14		\$ 18.013.163,14
24	2048	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 22.467.379,35	\$ 4.041.788,61	\$ 18.425.590,74		\$ 18.425.590,74
25	2049	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 22.887.519,35	\$ 4.041.788,61	\$ 18.845.730,73		\$ 18.845.730,73
26	2050	\$ 16.158.836,16	\$ 1.212.536,58	\$ 23.315.515,96	\$ 4.041.788,61	\$ 19.273.727,34		\$ 19.273.727,34

Tabla B.2: Flujo de caja para un proyecto solar fotovoltaico. Parte 2 de 2.

UTILIDADES TRABAJADORES	DEDUCIBLES 100 % ADICIONAL	BASE IMPONIBLE	IMPUESTO A LA RENTA	BENEFICIO NETO	DESEMBOLSO DEL PRESTAMO	CASH FLOW	AÑO	Retorno de Inversión
						\$-101.044.715,37		Diferencia
\$ 832.914,70	\$ 4.041.788,61	\$ 678.061,38		\$ 678.061,38	\$ 10.104.471,54	\$ 14.824.321,53	1	\$ -86.220.393,84
\$ 939.347,17	\$ 4.041.788,61	\$ 1.281.178,68		\$ 1.281.178,68	\$ 10.104.471,54	\$ 15.147.943,03	2	\$ -71.072.450,81
\$ 1.050.094,08	\$ 4.041.788,61	\$ 1.908.744,52		\$ 1.908.744,52	\$ 10.104.471,54	\$ 15.490.786,50	3	\$ -55.581.664,32
\$ 1.165.363,33	\$ 4.041.788,61	\$ 2.561.936,89		\$ 2.561.936,89	\$ 10.104.471,54	\$ 15.853.932,19	4	\$ -39.727.732,13
\$ 1.285.373,62	\$ 4.041.788,61	\$ 3.241.995,25		\$ 3.241.995,25	\$ 10.104.471,54	\$ 16.238.519,99	5	\$ -23.489.212,13
\$ 1.410.355,14	\$ 4.041.788,61	\$ 3.950.223,85	\$ 987.555,96	\$ 2.962.667,88	\$ 10.104.471,54	\$ 15.658.196,77	6	\$ -7.831.015,36
\$ 1.540.550,08	\$ 4.041.788,61	\$ 4.687.995,19	\$ 1.171.998,80	\$ 3.515.996,39	\$ 10.104.471,54	\$ 15.904.900,80	7	\$ 8.073.885,44
\$ 1.676.213,36	\$ 4.041.788,61	\$ 5.456.753,75	\$ 1.364.188,44	\$ 4.092.565,31	\$ 10.104.471,54	\$ 16.169.111,37	8	\$ 24.242.996,80
\$ 1.817.613,26	\$ 4.041.788,61	\$ 6.258.019,83	\$ 1.564.504,96	\$ 4.693.514,87	\$ 10.104.471,54	\$ 16.451.861,47	9	\$ 40.694.858,28
\$ 1.965.032,17	\$ 4.041.788,61	\$ 7.093.393,66	\$ 1.773.348,42	\$ 5.320.045,25	\$ 10.104.471,54	\$ 16.754.242,06	10	\$ 57.449.100,34
\$ 2.092.017,85	\$ 4.041.788,61	\$ 7.812.979,22	\$ 1.953.244,80	\$ 5.859.734,41		\$ 6.859.248,30	11	\$ 64.308.348,64
\$ 2.142.475,80	\$ 4.041.788,61	\$ 8.098.907,61	\$ 2.024.726,90	\$ 6.074.180,71		\$ 6.737.308,25	12	\$ 71.045.656,89
\$ 2.193.877,32	\$ 4.041.788,61	\$ 8.390.182,86	\$ 2.097.545,71	\$ 6.292.637,14		\$ 6.613.087,93	13	\$ 77.658.744,82
\$ 2.246.240,04	\$ 4.041.788,61	\$ 8.686.904,95	\$ 2.171.726,24	\$ 6.515.178,71		\$ 6.486.544,68	14	\$ 84.145.289,50
\$ 2.299.581,95	\$ 4.041.788,61	\$ 8.989.175,75	\$ 2.247.293,94	\$ 6.741.881,81		\$ 6.357.635,08	15	\$ 90.502.924,58
\$ 2.353.921,35	\$ 4.041.788,61	\$ 9.297.099,02	\$ 2.324.274,75	\$ 6.972.824,26		\$ 6.226.314,86	16	\$ 96.729.239,44
\$ 2.409.276,89	\$ 4.041.788,61	\$ 9.610.780,44	\$ 2.402.695,11	\$ 7.208.085,33		\$ 6.092.538,96	17	\$102.821.778,39
\$ 2.465.667,59	\$ 4.041.788,61	\$ 9.930.327,72	\$ 2.482.581,93	\$ 7.447.745,79		\$ 5.956.261,44	18	\$108.778.039,84
\$ 2.523.112,79	\$ 4.041.788,61	\$ 10.255.850,52	\$ 2.563.962,63	\$ 7.691.887,89		\$ 5.817.435,54	19	\$114.595.475,38
\$ 2.581.632,22	\$ 4.041.788,61	\$ 10.587.460,60	\$ 2.646.865,15	\$ 7.940.595,45		\$ 5.676.013,59	20	\$120.271.488,97
\$ 2.641.245,95	\$ 4.041.788,61	\$ 10.925.271,79	\$ 2.731.317,95	\$ 8.193.953,85		\$ 5.531.947,06	21	\$125.803.436,03
\$ 2.701.974,47	\$ 4.041.788,61	\$ 11.269.400,05	\$ 2.817.350,01	\$ 8.452.050,04		\$ 5.385.186,48	22	\$131.188.622,51
\$ 2.763.838,61	\$ 4.041.788,61	\$ 11.619.963,51	\$ 2.904.990,88	\$ 8.714.972,63		\$ 5.235.681,47	23	\$136.424.303,98
\$ 2.826.859,61	\$ 4.041.788,61	\$ 11.977.082,51	\$ 2.994.270,63	\$ 8.982.811,88		\$ 5.083.380,72	24	\$141.507.684,70
\$ 2.891.059,10	\$ 4.041.788,61	\$ 12.340.879,63	\$ 3.085.219,91	\$ 9.255.659,72		\$ 4.928.231,95	25	\$146.435.916,66

Anexos C

Proyecto eólico

Flujo de caja para un proyecto eólico.

Tabla C.1: Flujo de caja para un proyecto eólico. Parte 1 de 2.

AÑO	INVERSIÓN USD	INGRESOS ENERGÍA	EGRESOS O&M	BENEFICIOS BRUTOS	DEPRECIACIÓN	BAIT	INTERESES	BAT
1	2025	\$ -141.199.882,65						
2	2026	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 30.635.698,35	\$ 5.647.995,31	\$ 24.987.703,04	\$ 7.478.530,09	\$ 17.509.172,95
3	2027	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 31.208.585,91	\$ 5.647.995,31	\$ 25.560.590,60	\$ 6.877.572,69	\$ 18.683.017,91
4	2028	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 31.792.186,46	\$ 5.647.995,31	\$ 26.144.191,16	\$ 6.243.725,50	\$ 19.900.465,66
5	2029	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 32.386.700,35	\$ 5.647.995,31	\$ 26.738.705,04	\$ 5.575.188,49	\$ 21.163.516,56
6	2030	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 32.992.331,65	\$ 5.647.995,31	\$ 27.344.336,34	\$ 4.870.063,11	\$ 22.474.273,23
7	2031	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 33.609.288,25	\$ 5.647.995,31	\$ 27.961.292,94	\$ 4.126.346,93	\$ 23.834.946,02
8	2032	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 34.237.781,94	\$ 5.647.995,31	\$ 28.589.786,63	\$ 3.341.927,90	\$ 25.247.858,73
9	2033	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 34.878.028,46	\$ 5.647.995,31	\$ 29.230.033,15	\$ 2.514.578,40	\$ 26.715.454,75
10	2034	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 35.530.247,59	\$ 5.647.995,31	\$ 29.882.252,29	\$ 1.641.948,90	\$ 28.240.303,39
11	2035	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 36.194.663,22	\$ 5.647.995,31	\$ 30.546.667,92	\$ 721.561,25	\$ 29.825.106,66
12	2036	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 36.871.503,42	\$ 5.647.995,31	\$ 31.223.508,12		\$ 31.223.508,12
13	2037	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 37.561.000,54	\$ 5.647.995,31	\$ 31.913.005,23		\$ 31.913.005,23
14	2038	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 38.263.391,25	\$ 5.647.995,31	\$ 32.615.395,94		\$ 32.615.395,94
15	2039	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 38.978.916,67	\$ 5.647.995,31	\$ 33.330.921,36		\$ 33.330.921,36
16	2040	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 39.707.822,41	\$ 5.647.995,31	\$ 34.059.827,10		\$ 34.059.827,10
17	2041	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 40.450.358,69	\$ 5.647.995,31	\$ 34.802.363,38		\$ 34.802.363,38
18	2042	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 41.206.780,39	\$ 5.647.995,31	\$ 35.558.785,09		\$ 35.558.785,09
19	2043	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 41.977.347,19	\$ 5.647.995,31	\$ 36.329.351,88		\$ 36.329.351,88
20	2044	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 42.762.323,58	\$ 5.647.995,31	\$ 37.114.328,27		\$ 37.114.328,27
21	2045	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 43.561.979,03	\$ 5.647.995,31	\$ 37.913.983,72		\$ 37.913.983,72
22	2046	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 44.376.588,04	\$ 5.647.995,31	\$ 38.728.592,73		\$ 38.728.592,73
23	2047	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 45.206.430,23	\$ 5.647.995,31	\$ 39.558.434,93		\$ 39.558.434,93
24	2048	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 46.051.790,48	\$ 5.647.995,31	\$ 40.403.795,17		\$ 40.403.795,17
25	2049	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 46.912.958,96	\$ 5.647.995,31	\$ 41.264.963,66		\$ 41.264.963,66
26	2050	\$ 33.459.696,00	\$ 2.823.997,65	\$ 47.790.231,29	\$ 5.647.995,31	\$ 42.142.235,99		\$ 42.142.235,99

Tabla C.2: Flujo de caja para un proyecto cólico. Parte 2 de 2.

UTILIDADES TRABAJADORES	DEDUCIBLES 100% ADICIONAL	BASE IMPONIBLE	IMPUESTO A LA RENTA	BENEFICIO NETO	DESEMBOLSO DEL PRESTAMO	CASH FLOW	AÑO	Retorno de Inversión
						\$ -141.199.882,65	0	
\$ 2.626.375,94	\$ 5.647.995,31	\$ 9.234.801,70		\$ 9.234.801,70	\$ 14.119.988,26	\$ 29.002.785,28	1	\$ -112.197.097,37
\$ 2.802.452,69	\$ 5.647.995,31	\$ 10.232.569,92		\$ 10.232.569,92	\$ 14.119.988,26	\$ 29.427.665,93	2	\$ -82.769.431,45
\$ 2.985.069,85	\$ 5.647.995,31	\$ 11.267.400,50		\$ 11.267.400,50	\$ 14.119.988,26	\$ 29.878.895,96	3	\$ -52.890.535,49
\$ 3.174.527,48	\$ 5.647.995,31	\$ 12.340.993,77		\$ 12.340.993,77	\$ 14.119.988,26	\$ 30.357.975,34	4	\$ -22.532.560,15
\$ 3.371.140,98	\$ 5.647.995,31	\$ 13.455.136,94		\$ 13.455.136,94	\$ 14.119.988,26	\$ 30.866.487,21	5	\$ 8.333.927,06
\$ 3.575.241,90	\$ 5.647.995,31	\$ 14.611.708,81	\$ 3.652.927,20	\$ 10.958.781,61	\$ 14.119.988,26	\$ 27.753.175,28	6	\$ 36.087.102,33
\$ 3.787.178,81	\$ 5.647.995,31	\$ 15.812.684,62	\$ 3.953.171,15	\$ 11.859.513,46	\$ 14.119.988,26	\$ 28.025.413,44	7	\$ 64.112.515,77
\$ 4.007.318,21	\$ 5.647.995,31	\$ 17.060.141,23	\$ 4.265.035,31	\$ 12.795.105,92	\$ 14.119.988,26	\$ 28.320.759,38	8	\$ 92.433.275,16
\$ 4.236.045,51	\$ 5.647.995,31	\$ 18.356.262,57	\$ 4.589.065,64	\$ 13.767.196,93	\$ 14.119.988,26	\$ 28.640.631,26	9	\$ 121.073.906,41
\$ 4.473.766,00	\$ 5.647.995,31	\$ 19.703.345,36	\$ 4.925.836,34	\$ 14.777.509,02	\$ 14.119.988,26	\$ 28.986.527,71	10	\$ 150.060.434,13
\$ 4.683.526,22	\$ 5.647.995,31	\$ 20.891.986,59	\$ 5.222.996,65	\$ 15.668.989,95		\$ 15.081.180,17	11	\$ 165.141.614,30
\$ 4.786.950,78	\$ 5.647.995,31	\$ 21.478.059,14	\$ 5.369.514,79	\$ 16.108.544,36		\$ 14.831.237,47	12	\$ 179.972.851,77
\$ 4.892.309,39	\$ 5.647.995,31	\$ 22.075.091,25	\$ 5.518.772,81	\$ 16.556.318,43		\$ 14.576.620,84	13	\$ 194.549.472,61
\$ 4.999.638,20	\$ 5.647.995,31	\$ 22.683.287,85	\$ 5.670.821,96	\$ 17.012.465,89		\$ 14.317.242,87	14	\$ 208.866.715,49
\$ 5.108.974,07	\$ 5.647.995,31	\$ 23.302.857,73	\$ 5.825.714,43	\$ 17.477.143,30		\$ 14.053.014,54	15	\$ 222.919.730,03
\$ 5.220.354,51	\$ 5.647.995,31	\$ 23.934.013,57	\$ 5.983.503,39	\$ 17.950.510,18		\$ 13.783.845,14	16	\$ 236.703.575,17
\$ 5.333.817,76	\$ 5.647.995,31	\$ 24.576.972,02	\$ 6.144.243,00	\$ 18.432.729,01		\$ 13.509.642,27	17	\$ 250.213.217,44
\$ 5.449.402,78	\$ 5.647.995,31	\$ 25.231.953,79	\$ 6.307.988,45	\$ 18.923.965,34		\$ 13.230.311,81	18	\$ 263.443.529,26
\$ 5.567.149,24	\$ 5.647.995,31	\$ 25.899.183,73	\$ 6.474.795,93	\$ 19.424.387,79		\$ 12.945.757,87	19	\$ 276.389.287,12
\$ 5.687.097,56	\$ 5.647.995,31	\$ 26.578.890,86	\$ 6.644.722,71	\$ 19.934.168,14		\$ 12.655.882,77	20	\$ 289.045.169,89
\$ 5.809.288,91	\$ 5.647.995,31	\$ 27.271.308,52	\$ 6.817.827,13	\$ 20.453.481,39		\$ 12.360.587,00	21	\$ 301.405.756,89
\$ 5.933.765,24	\$ 5.647.995,31	\$ 27.976.674,38	\$ 6.994.168,60	\$ 20.982.505,79		\$ 12.059.769,21	22	\$ 313.465.526,10
\$ 6.060.569,28	\$ 5.647.995,31	\$ 28.695.230,59	\$ 7.173.807,65	\$ 21.521.422,94		\$ 11.753.326,12	23	\$ 325.218.852,22
\$ 6.189.744,55	\$ 5.647.995,31	\$ 29.427.223,80	\$ 7.356.805,95	\$ 22.070.417,85		\$ 11.441.152,54	24	\$ 336.660.004,76
\$ 6.321.335,40	\$ 5.647.995,31	\$ 30.172.905,28	\$ 7.543.226,32	\$ 22.629.678,96		\$ 11.123.141,32	25	\$ 347.783.146,08

Anexos D

Proyecto de biomasa

Flujo de caja proyecto para un proyecto de biomasa.

Tabla D.1: Flujo de caja para un proyecto de biomasa. Parte 1 de 2.

AÑO	INVERSIÓN	INGRESOS	EGRESOS	BENEFICIOS		DEPRECIACIÓN	BAIT	INTERESES	BAT
	USD	ENERGÍA	O&M	BRUTOS					
1	2025	\$ -85.158.890,81							
2	2026		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 28.198.030,82	\$ 4.257.944,54	\$ 23.940.086,28	\$ 4.510.367,26	\$ 19.429.719,03
3	2027		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 28.725.334,00	\$ 4.257.944,54	\$ 24.467.389,46	\$ 4.147.924,57	\$ 20.319.464,89
4	2028		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 29.262.497,74	\$ 4.257.944,54	\$ 25.004.553,20	\$ 3.765.645,75	\$ 21.238.907,45
5	2029		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 29.809.706,45	\$ 4.257.944,54	\$ 25.551.761,91	\$ 3.362.445,20	\$ 22.189.316,71
6	2030		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 30.367.147,96	\$ 4.257.944,54	\$ 26.109.203,42	\$ 2.937.177,88	\$ 23.172.025,54
7	2031		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 30.935.013,63	\$ 4.257.944,54	\$ 26.677.069,09	\$ 2.488.636,11	\$ 24.188.432,97
8	2032		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 31.513.498,38	\$ 4.257.944,54	\$ 27.255.553,84	\$ 2.015.546,10	\$ 25.240.007,74
9	2033		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 32.102.800,80	\$ 4.257.944,54	\$ 27.844.856,26	\$ 1.516.564,35	\$ 26.328.291,92
10	2034		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 32.703.123,18	\$ 4.257.944,54	\$ 28.445.178,64	\$ 990.273,82	\$ 27.454.904,82
11	2035		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 33.314.671,58	\$ 4.257.944,54	\$ 29.056.727,04	\$ 435.179,94	\$ 28.621.547,11
12	2036		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 33.937.655,94	\$ 4.257.944,54	\$ 29.679.711,40		\$ 29.679.711,40
13	2037		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 34.572.290,11	\$ 4.257.944,54	\$ 30.314.345,57		\$ 30.314.345,57
14	2038		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 35.218.791,93	\$ 4.257.944,54	\$ 30.960.847,39		\$ 30.960.847,39
15	2039		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 35.877.383,34	\$ 4.257.944,54	\$ 31.619.438,80		\$ 31.619.438,80
16	2040		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 36.548.290,41	\$ 4.257.944,54	\$ 32.290.345,87		\$ 32.290.345,87
17	2041		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 37.231.743,44	\$ 4.257.944,54	\$ 32.973.798,90		\$ 32.973.798,90
18	2042		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 37.927.977,04	\$ 4.257.944,54	\$ 33.670.032,50		\$ 33.670.032,50
19	2043		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 38.637.230,21	\$ 4.257.944,54	\$ 34.379.285,67		\$ 34.379.285,67
20	2044		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 39.359.746,42	\$ 4.257.944,54	\$ 35.101.801,88		\$ 35.101.801,88
21	2045		\$ 31.178.592,00	\$ 2.980.561,18	\$ 40.095.773,68	\$ 4.257.944,54	\$ 35.837.829,14		\$ 35.837.829,14

Tabla D.2: Flujo de caja para un proyecto de biomasa. Parte 2 de 2.

UTILIDADES TRABAJADORES	DEDUCIBLES 100 % ADICIONAL	BASE IMPONIBLE	IMPUESTO A LA RENTA	BENEFICIO NETO	DESEMBOLSO DEL PRESTAMO	CASH FLOW	AÑO	Retorno de Inversión
						\$ -85.158.890,81	0	
\$ 2.914.457,85	\$ 4.257.944,54	\$ 12.257.316,63		\$ 12.257.316,63	\$ 8.515.889,08	\$ 25.031.150,25	1	\$ -60.127.740,56
\$ 3.047.919,73	\$ 4.257.944,54	\$ 13.013.600,62		\$ 13.013.600,62	\$ 8.515.889,08	\$ 25.260.131,06	2	\$ -34.867.609,49
\$ 3.185.836,12	\$ 4.257.944,54	\$ 13.795.126,79		\$ 13.795.126,79	\$ 8.515.889,08	\$ 25.504.493,49	3	\$ -9.363.116,00
\$ 3.328.397,51	\$ 4.257.944,54	\$ 14.602.974,66		\$ 14.602.974,66	\$ 8.515.889,08	\$ 25.765.132,66	4	\$ 16.402.016,65
\$ 3.475.803,83	\$ 4.257.944,54	\$ 15.438.277,17		\$ 15.438.277,17	\$ 8.515.889,08	\$ 26.042.993,65	5	\$ 42.445.010,30
\$ 3.628.264,95	\$ 4.257.944,54	\$ 16.302.223,49	\$ 4.075.555,87	\$ 12.226.667,62	\$ 8.515.889,08	\$ 22.263.518,43	6	\$ 64.708.528,73
\$ 3.786.001,16	\$ 4.257.944,54	\$ 17.196.062,04	\$ 4.299.015,51	\$ 12.897.046,53	\$ 8.515.889,08	\$ 22.355.412,59	7	\$ 87.063.941,32
\$ 3.949.243,79	\$ 4.257.944,54	\$ 18.121.103,59	\$ 4.530.275,90	\$ 13.590.827,69	\$ 8.515.889,08	\$ 22.459.891,33	8	\$ 109.523.832,65
\$ 4.118.235,72	\$ 4.257.944,54	\$ 19.078.724,56	\$ 4.769.681,14	\$ 14.309.043,42	\$ 8.515.889,08	\$ 22.577.784,68	9	\$ 132.101.617,33
\$ 4.293.232,07	\$ 4.257.944,54	\$ 20.070.370,50	\$ 5.017.592,62	\$ 15.052.777,87	\$ 8.515.889,08	\$ 22.709.970,74	10	\$ 154.811.588,07
\$ 4.451.956,71	\$ 4.257.944,54	\$ 20.969.810,15	\$ 5.242.452,54	\$ 15.727.357,61		\$ 14.245.677,03	11	\$ 169.057.265,10
\$ 4.547.151,83	\$ 4.257.944,54	\$ 21.509.249,19	\$ 5.377.312,30	\$ 16.131.936,89		\$ 14.015.622,15	12	\$ 183.072.887,25
\$ 4.644.127,11	\$ 4.257.944,54	\$ 22.058.775,74	\$ 5.514.693,94	\$ 16.544.081,81		\$ 13.781.265,24	13	\$ 196.854.152,49
\$ 4.742.915,82	\$ 4.257.944,54	\$ 22.618.578,44	\$ 5.654.644,61	\$ 16.963.933,83		\$ 13.542.525,85	14	\$ 210.396.678,34
\$ 4.843.551,88	\$ 4.257.944,54	\$ 23.188.849,45	\$ 5.797.212,36	\$ 17.391.637,09		\$ 13.299.322,04	15	\$ 223.696.000,38
\$ 4.946.069,83	\$ 4.257.944,54	\$ 23.769.784,52	\$ 5.942.446,13	\$ 17.827.338,39		\$ 13.051.570,32	16	\$ 236.747.570,69
\$ 5.050.504,88	\$ 4.257.944,54	\$ 24.361.583,09	\$ 6.090.395,77	\$ 18.271.187,31		\$ 12.799.185,63	17	\$ 249.546.756,33
\$ 5.156.892,85	\$ 4.257.944,54	\$ 24.964.448,28	\$ 6.241.112,07	\$ 18.723.336,21		\$ 12.542.081,36	18	\$ 262.088.837,69
\$ 5.265.270,28	\$ 4.257.944,54	\$ 25.578.587,06	\$ 6.394.646,76	\$ 19.183.940,29		\$ 12.280.169,24	19	\$ 274.369.006,92
\$ 5.375.674,37	\$ 4.257.944,54	\$ 26.204.210,23	\$ 6.551.052,56	\$ 19.653.157,67		\$ 12.013.359,35	20	\$ 286.382.366,28

Anexos E

Proyecto geotérmico

Flujo de caja para un proyecto geotérmico.

Tabla E.1: Flujo de caja para un proyecto geotérmico. Parte 1 de 2.

AÑO	INVERSIÓN		INGRESOS		EGRESOS		BENEFICIOS		DEPRECIACIÓN	BAIT	INTERESES	BAT
	USD	\$	ENERGÍA	O&M	O&M	BRUTOS	BRUTOS					
1	2025	\$ -420.448.207,63										
2	2026		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 75.214.313,77	\$ 16.817.928,31	\$ 58.396.385,47	\$ 22.268.676,94	\$ 36.127.708,52		
3	2027		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 76.620.821,44	\$ 16.817.928,31	\$ 59.802.893,13	\$ 20.479.217,53	\$ 39.323.675,61		
4	2028		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 78.053.630,80	\$ 16.817.928,31	\$ 61.235.702,49	\$ 18.591.822,79	\$ 42.643.879,71		
5	2029		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 79.513.233,70	\$ 16.817.928,31	\$ 62.695.305,39	\$ 16.601.132,82	\$ 46.094.172,57		
6	2030		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 81.000.131,17	\$ 16.817.928,31	\$ 64.182.202,86	\$ 14.501.494,39	\$ 49.680.708,47		
7	2031		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 82.514.833,62	\$ 16.817.928,31	\$ 65.696.905,31	\$ 12.286.944,84	\$ 53.409.960,48		
8	2032		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 84.057.861,01	\$ 16.817.928,31	\$ 67.239.932,70	\$ 9.951.195,21	\$ 57.288.737,49		
9	2033		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 85.629.743,01	\$ 16.817.928,31	\$ 68.811.814,70	\$ 7.487.612,33	\$ 61.324.202,37		
10	2034		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 87.231.019,20	\$ 16.817.928,31	\$ 70.413.090,90	\$ 4.889.200,04	\$ 65.523.890,86		
11	2035		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 88.862.239,26	\$ 16.817.928,31	\$ 72.044.310,96	\$ 2.148.579,23	\$ 69.895.731,73		
12	2036		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 90.523.963,14	\$ 16.817.928,31	\$ 73.706.034,83		\$ 73.706.034,83		
13	2037		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 92.216.761,25	\$ 16.817.928,31	\$ 75.398.832,94		\$ 75.398.832,94		
14	2038		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 93.941.214,68	\$ 16.817.928,31	\$ 77.123.286,38		\$ 77.123.286,38		
15	2039		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 95.697.915,40	\$ 16.817.928,31	\$ 78.879.987,09		\$ 78.879.987,09		
16	2040		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 97.487.466,41	\$ 16.817.928,31	\$ 80.669.538,11		\$ 80.669.538,11		
17	2041		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 99.310.482,04	\$ 16.817.928,31	\$ 82.492.553,73		\$ 82.492.553,73		
18	2042		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 101.167.588,05	\$ 16.817.928,31	\$ 84.349.659,74		\$ 84.349.659,74		
19	2043		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 103.059.421,95	\$ 16.817.928,31	\$ 86.241.493,64		\$ 86.241.493,64		
20	2044		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 104.986.633,14	\$ 16.817.928,31	\$ 88.168.704,83		\$ 88.168.704,83		
21	2045		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 106.949.883,18	\$ 16.817.928,31	\$ 90.131.954,87		\$ 90.131.954,87		
22	2046		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 108.949.845,99	\$ 16.817.928,31	\$ 92.131.917,69		\$ 92.131.917,69		
23	2047		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 110.987.208,11	\$ 16.817.928,31	\$ 94.169.279,81		\$ 94.169.279,81		
24	2048		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 113.062.668,90	\$ 16.817.928,31	\$ 96.244.740,60		\$ 96.244.740,60		
25	2049		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 115.176.940,81	\$ 16.817.928,31	\$ 98.359.012,51		\$ 98.359.012,51		
26	2050		\$ 87.827.760,00	\$ 12.613.446,23	\$ 12.613.446,23	\$ 117.330.749,61	\$ 16.817.928,31	\$ 100.512.821,30		\$ 100.512.821,30		

Tabla E.2: Flujo de caja para un proyecto geotérmico. Parte 2 de 2.

UTILIDADES	DEDUCIBLES	BASE	IMPUESTO A	BENEFICIO	DESEMBOLSO	CASH	AÑO	Retorno de Inversión
TRABAJADORES	100% ADICIONAL	IMPONIBLE	LA RENTA	NETO	DEL PRESTAMO	FLOW		
						\$ -420.448.207,63	0	
\$ 5.419.156,28	\$ 16.817.928,31	\$ 13.890.623,94	\$ 7.145.134,52	\$ 13.890.623,94	\$ 42.044.820,76	\$ 72.753.373,01	1	\$ -347.694.834,62
\$ 5.898.551,34	\$ 16.817.928,31	\$ 16.607.195,96		\$ 16.607.195,96	\$ 42.044.820,76	\$ 74.063.437,36	2	\$ -273.631.397,26
\$ 6.396.581,96	\$ 16.817.928,31	\$ 19.429.369,44		\$ 19.429.369,44	\$ 42.044.820,76	\$ 75.452.801,48	3	\$ -198.178.595,77
\$ 6.914.125,89	\$ 16.817.928,31	\$ 22.362.118,38		\$ 22.362.118,38	\$ 42.044.820,76	\$ 76.925.947,52	4	\$ -121.252.648,25
\$ 7.452.106,27	\$ 16.817.928,31	\$ 25.410.673,90		\$ 25.410.673,90	\$ 42.044.820,76	\$ 78.487.605,57	5	\$ -42.765.042,68
\$ 8.011.494,07	\$ 16.817.928,31	\$ 28.580.538,10	\$ 7.145.134,52	\$ 21.435.403,57	\$ 42.044.820,76	\$ 72.997.632,79	6	\$ 30.232.590,11
\$ 8.593.310,62	\$ 16.817.928,31	\$ 31.877.498,57	\$ 7.969.374,64	\$ 23.908.123,92	\$ 42.044.820,76	\$ 73.927.325,76	7	\$ 104.159.915,87
\$ 9.198.630,36	\$ 16.817.928,31	\$ 35.307.643,71	\$ 8.826.910,93	\$ 26.480.732,78	\$ 42.044.820,76	\$ 74.928.052,61	8	\$ 179.087.968,48
\$ 9.828.583,63	\$ 16.817.928,31	\$ 38.877.378,93	\$ 9.719.344,73	\$ 29.158.034,20	\$ 42.044.820,76	\$ 76.004.077,83	9	\$ 255.092.046,31
\$ 10.484.359,76	\$ 16.817.928,31	\$ 42.593.443,66	\$ 10.648.360,92	\$ 31.945.082,75	\$ 42.044.820,76	\$ 77.159.906,32	10	\$ 332.251.952,64
\$ 11.055.905,22	\$ 16.817.928,31	\$ 45.832.201,30	\$ 11.458.050,33	\$ 34.374.150,98		\$ 35.882.429,92	11	\$ 368.134.382,55
\$ 11.309.824,94	\$ 16.817.928,31	\$ 47.271.079,69	\$ 11.817.769,92	\$ 35.453.309,77		\$ 35.268.790,60	12	\$ 403.403.173,15
\$ 11.568.492,96	\$ 16.817.928,31	\$ 48.736.865,11	\$ 12.184.216,28	\$ 36.552.648,84		\$ 34.643.676,23	13	\$ 438.046.849,39
\$ 11.831.998,06	\$ 16.817.928,31	\$ 50.230.060,72	\$ 12.557.515,18	\$ 37.672.545,54		\$ 34.006.872,22	14	\$ 472.053.721,61
\$ 12.100.430,72	\$ 16.817.928,31	\$ 51.751.179,09	\$ 12.937.794,77	\$ 38.813.384,32		\$ 33.358.159,98	15	\$ 505.411.881,59
\$ 12.373.883,06	\$ 16.817.928,31	\$ 53.300.742,37	\$ 13.325.185,59	\$ 39.975.556,77		\$ 32.697.316,81	16	\$ 538.109.198,40
\$ 12.652.448,96	\$ 16.817.928,31	\$ 54.879.282,48	\$ 13.719.820,62	\$ 41.159.461,86		\$ 32.024.115,88	17	\$ 570.133.314,29
\$ 12.936.224,05	\$ 16.817.928,31	\$ 56.487.341,29	\$ 14.121.835,32	\$ 42.365.505,97		\$ 31.338.326,10	18	\$ 601.471.640,38
\$ 13.225.305,72	\$ 16.817.928,31	\$ 58.125.470,80	\$ 14.531.367,70	\$ 43.594.103,10		\$ 30.639.712,04	19	\$ 632.111.352,42
\$ 13.519.793,23	\$ 16.817.928,31	\$ 59.794.233,34	\$ 14.948.558,33	\$ 44.845.675,00		\$ 29.928.033,90	20	\$ 662.039.386,32
\$ 13.819.787,65	\$ 16.817.928,31	\$ 61.494.201,73	\$ 15.373.550,43	\$ 46.120.651,30		\$ 29.203.047,38	21	\$ 691.242.433,71
\$ 14.125.391,97	\$ 16.817.928,31	\$ 63.225.959,53	\$ 15.806.489,88	\$ 47.419.469,65		\$ 28.464.503,61	22	\$ 719.706.937,32
\$ 14.436.711,09	\$ 16.817.928,31	\$ 64.990.101,20	\$ 16.247.525,30	\$ 48.742.575,90		\$ 27.712.149,08	23	\$ 747.419.086,39
\$ 14.753.851,88	\$ 16.817.928,31	\$ 66.787.232,33	\$ 16.696.808,08	\$ 50.090.424,24		\$ 26.945.725,51	24	\$ 774.364.811,90
\$ 15.076.923,20	\$ 16.817.928,31	\$ 68.617.969,80	\$ 17.154.492,45	\$ 51.463.477,35		\$ 26.164.969,82	25	\$ 800.529.781,72

Anexos F

Proyecto hidráulico

Flujo de caja proyecto para un proyecto hidráulico.

Tabla F.1: Flujo de caja para un proyecto hidráulico. Parte 1 de 2.

AÑO	INVERSIÓN		INGRESOS		EGRESOS		BENEFICIOS		DEPRECIACIÓN		BAIT		INTERESES		BAT	
	USD		ENERGÍA		O&M		BRUTOS									
1	2025	\$ -236.645.529,12														
2	2026		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 35.685.205,03	\$ 7.888.184,30	\$ 27.797.020,73	\$ 12.533.726,49	\$ 15.263.294,24						
3	2027		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 36.352.518,36	\$ 7.888.184,30	\$ 28.464.334,06	\$ 11.526.545,20	\$ 16.937.788,86						
4	2028		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 37.032.310,46	\$ 7.888.184,30	\$ 29.144.126,15	\$ 10.464.241,88	\$ 18.679.884,28						
5	2029		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 37.724.814,66	\$ 7.888.184,30	\$ 29.836.630,36	\$ 9.343.799,76	\$ 20.492.830,60						
6	2030		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 38.430.268,70	\$ 7.888.184,30	\$ 30.542.084,39	\$ 8.162.036,96	\$ 22.380.047,43						
7	2031		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 39.148.914,72	\$ 7.888.184,30	\$ 31.260.730,42	\$ 6.915.597,47	\$ 24.345.132,94						
8	2032		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 39.880.999,43	\$ 7.888.184,30	\$ 31.992.815,12	\$ 5.600.941,60	\$ 26.391.873,53						
9	2033		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 40.626.774,12	\$ 7.888.184,30	\$ 32.738.589,81	\$ 4.214.335,92	\$ 28.524.253,90						
10	2034		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 41.386.494,79	\$ 7.888.184,30	\$ 33.498.310,49	\$ 2.751.842,70	\$ 30.746.467,79						
11	2035		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 42.160.422,25	\$ 7.888.184,30	\$ 34.272.237,94	\$ 1.209.308,68	\$ 33.062.929,26						
12	2036		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 42.948.822,14	\$ 7.888.184,30	\$ 35.060.637,84		\$ 35.060.637,84						
13	2037		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 43.751.965,12	\$ 7.888.184,30	\$ 35.863.780,81		\$ 35.863.780,81						
14	2038		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 44.570.126,86	\$ 7.888.184,30	\$ 36.681.942,56		\$ 36.681.942,56						
15	2039		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 45.403.588,24	\$ 7.888.184,30	\$ 37.515.403,93		\$ 37.515.403,93						
16	2040		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 46.252.635,34	\$ 7.888.184,30	\$ 38.364.451,03		\$ 38.364.451,03						
17	2041		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 47.117.559,62	\$ 7.888.184,30	\$ 39.229.375,31		\$ 39.229.375,31						
18	2042		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 47.998.657,98	\$ 7.888.184,30	\$ 40.110.473,68		\$ 40.110.473,68						
19	2043		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 48.896.232,89	\$ 7.888.184,30	\$ 41.008.048,58		\$ 41.008.048,58						
20	2044		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 49.810.592,44	\$ 7.888.184,30	\$ 41.922.408,14		\$ 41.922.408,14						
21	2045		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 50.742.050,52	\$ 7.888.184,30	\$ 42.853.866,22		\$ 42.853.866,22						
22	2046		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 51.690.926,86	\$ 7.888.184,30	\$ 43.802.742,56		\$ 43.802.742,56						
23	2047		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 52.657.547,20	\$ 7.888.184,30	\$ 44.769.362,89		\$ 44.769.362,89						
24	2048		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 53.642.243,33	\$ 7.888.184,30	\$ 45.754.059,02		\$ 45.754.059,02						
25	2049		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 54.645.353,28	\$ 7.888.184,30	\$ 46.757.168,97		\$ 46.757.168,97						
26	2050		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 55.667.221,39	\$ 7.888.184,30	\$ 47.779.037,08		\$ 47.779.037,08						
27	2051		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 56.708.198,43	\$ 7.888.184,30	\$ 48.820.014,12		\$ 48.820.014,12						
28	2052		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 57.768.641,74	\$ 7.888.184,30	\$ 49.880.457,43		\$ 49.880.457,43						
29	2053		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 58.848.915,34	\$ 7.888.184,30	\$ 50.960.731,03		\$ 50.960.731,03						
30	2054		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 59.949.390,05	\$ 7.888.184,30	\$ 52.061.205,75		\$ 52.061.205,75						
31	2055		\$ 38.524.951,38	\$ 2.839.746,35	\$ 2.839.746,35	\$ 61.070.443,65	\$ 7.888.184,30	\$ 53.182.259,34		\$ 53.182.259,34						

Tabla F.2: Flujo de caja para un proyecto hidráulico. Parte 2 de 2

UTILIDADES TRABAJADORES	DEDUCIBLES 100 % ADICIONAL	BASE IMPONIBLE	IMPUESTO A LA RENTA		BENEFICIO NETO		DESEMBOLSO DEL PRESTAMO		CASH FLOW	AÑO	Retorno de Inversión
									\$ -236.645.529,12	0	
\$ 2.289.494,14	\$ 7.888.184,30	\$ 5.085.615,80			\$ 5.085.615,80		\$ 23.664.552,91	\$ 36.638.353,01	\$ -200.007.176,11	1	
\$ 2.540.668,33	\$ 7.888.184,30	\$ 6.508.936,23			\$ 6.508.936,23		\$ 23.664.552,91	\$ 37.394.360,11	\$ -162.612.816,00	2	
\$ 2.801.982,64	\$ 7.888.184,30	\$ 7.989.717,33			\$ 7.989.717,33		\$ 23.664.552,91	\$ 38.195.349,12	\$ -124.417.466,88	3	
\$ 3.073.924,59	\$ 7.888.184,30	\$ 9.530.721,71			\$ 9.530.721,71		\$ 23.664.552,91	\$ 39.043.849,29	\$ -85.373.617,59	4	
\$ 3.357.007,11	\$ 7.888.184,30	\$ 11.134.856,01			\$ 11.134.856,01		\$ 23.664.552,91	\$ 39.942.529,56	\$ -45.431.088,03	5	
\$ 3.651.769,94	\$ 7.888.184,30	\$ 12.805.178,70	\$ 3.201.294,67		\$ 9.603.884,02		\$ 23.664.552,91	\$ 37.692.911,55	\$ -7.738.176,48	6	
\$ 3.958.781,03	\$ 7.888.184,30	\$ 14.544.908,19	\$ 3.636.227,05		\$ 10.908.681,15		\$ 23.664.552,91	\$ 38.265.623,96	\$ 30.527.447,49	7	
\$ 4.278.638,08	\$ 7.888.184,30	\$ 16.357.431,51	\$ 4.089.357,88		\$ 12.268.073,63		\$ 23.664.552,91	\$ 38.879.241,76	\$ 69.406.689,25	8	
\$ 4.611.970,17	\$ 7.888.184,30	\$ 18.246.313,32	\$ 4.561.578,33		\$ 13.684.734,99		\$ 23.664.552,91	\$ 39.536.182,44	\$ 108.942.871,69	9	
\$ 4.959.439,39	\$ 7.888.184,30	\$ 20.215.305,57	\$ 5.053.826,39		\$ 15.161.479,17		\$ 23.664.552,91	\$ 40.238.999,17	\$ 149.181.870,87	10	
\$ 5.259.095,68	\$ 7.888.184,30	\$ 21.913.357,86	\$ 5.478.339,46		\$ 16.435.018,39			\$ 17.059.585,59	\$ 166.241.456,45	11	
\$ 5.379.567,12	\$ 7.888.184,30	\$ 22.596.029,39	\$ 5.649.007,35		\$ 16.947.022,04			\$ 16.768.446,26	\$ 183.009.902,71	12	
\$ 5.502.291,38	\$ 7.888.184,30	\$ 23.291.466,87	\$ 5.822.866,72		\$ 17.468.600,15			\$ 16.471.862,62	\$ 199.481.765,33	13	
\$ 5.627.310,59	\$ 7.888.184,30	\$ 23.999.909,04	\$ 5.999.977,26		\$ 17.999.931,78			\$ 16.169.732,88	\$ 215.651.498,21	14	
\$ 5.754.667,65	\$ 7.888.184,30	\$ 24.721.599,07	\$ 6.180.399,77		\$ 18.541.199,30			\$ 15.861.953,30	\$ 231.513.451,52	15	
\$ 5.884.406,30	\$ 7.888.184,30	\$ 25.456.784,71	\$ 6.364.196,18		\$ 19.092.588,53			\$ 15.548.418,25	\$ 247.061.869,77	16	
\$ 6.016.571,05	\$ 7.888.184,30	\$ 26.205.718,32	\$ 6.551.429,58		\$ 19.654.288,74			\$ 15.229.020,09	\$ 262.290.889,86	17	
\$ 6.151.207,29	\$ 7.888.184,30	\$ 26.968.656,99	\$ 6.742.164,25		\$ 20.226.492,74			\$ 14.903.649,19	\$ 277.194.539,05	18	
\$ 6.288.361,22	\$ 7.888.184,30	\$ 27.745.862,61	\$ 6.936.465,65		\$ 20.809.396,96			\$ 14.572.193,85	\$ 291.766.732,91	19	
\$ 6.428.079,93	\$ 7.888.184,30	\$ 28.537.601,98	\$ 7.134.400,49		\$ 21.403.201,48			\$ 14.234.540,30	\$ 306.001.273,21	20	
\$ 6.570.411,38	\$ 7.888.184,30	\$ 29.344.146,87	\$ 7.336.036,72		\$ 22.008.110,15			\$ 13.890.572,62	\$ 319.891.845,83	21	
\$ 6.715.404,43	\$ 7.888.184,30	\$ 30.165.774,15	\$ 7.541.443,54		\$ 22.624.330,62			\$ 13.540.172,75	\$ 333.432.018,58	22	
\$ 6.863.108,85	\$ 7.888.184,30	\$ 31.002.765,87	\$ 7.750.691,47		\$ 23.252.074,40			\$ 13.183.220,41	\$ 346.615.238,99	23	
\$ 7.013.575,35	\$ 7.888.184,30	\$ 31.855.409,32	\$ 7.963.852,33		\$ 23.891.556,99			\$ 12.819.593,05	\$ 359.434.832,04	24	
\$ 7.166.855,56	\$ 7.888.184,30	\$ 32.723.997,22	\$ 8.180.999,30		\$ 24.542.997,91			\$ 12.449.165,86	\$ 371.883.997,90	25	
\$ 7.323.002,12	\$ 7.888.184,30	\$ 33.608.827,70	\$ 8.402.206,92		\$ 25.206.620,77			\$ 12.071.811,68	\$ 383.955.809,58	26	
\$ 7.482.068,61	\$ 7.888.184,30	\$ 34.510.204,51	\$ 8.627.551,13		\$ 25.882.653,38			\$ 11.687.400,98	\$ 395.643.210,57	27	
\$ 7.644.109,65	\$ 7.888.184,30	\$ 35.428.437,07	\$ 8.857.109,27		\$ 26.571.327,80			\$ 11.295.801,80	\$ 406.939.012,37	28	
\$ 7.809.180,86	\$ 7.888.184,30	\$ 36.363.840,58	\$ 9.090.960,15		\$ 27.272.880,44			\$ 10.896.879,72	\$ 417.835.892,09	29	
\$ 7.977.338,90	\$ 7.888.184,30	\$ 37.316.736,14	\$ 9.329.184,03		\$ 27.987.552,10			\$ 10.490.497,79	\$ 428.326.389,88	30	