



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE ELECTRICIDAD

ESTUDIO COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS DE CÁLCULO
PARA COSTOS DE ENERGÍA ALTERNATIVAS EN EL ECUADOR

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniera Eléctrica

AUTORES: ARIANA BETZABE PAUCAR YANZA
VILMA JEANNETH ENCALADA TENESACA

TUTOR: ING. JOHNNY XAVIER SERRANO GUERRERO, PhD.

CUENCA - ECUADOR

2024

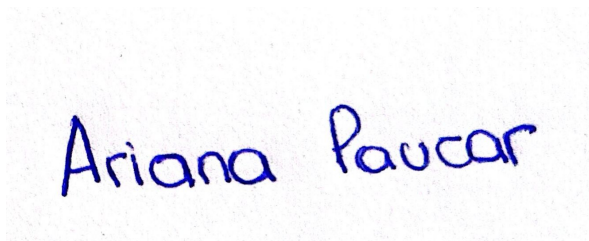
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotras, Ariana Betzabe Paucar Yanza con documento de identificación N° 1401041940 y Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca con documento de identificación N° 0302926142 manifestamos que:

Somos las autoras 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, 6 de Agosto del 2024

Atentamente,



Ariana Betzabe Paucar Yanza
1401041940



Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca
0302926142

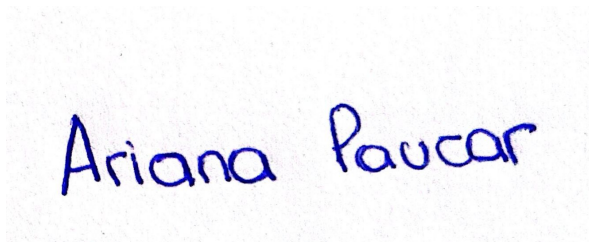
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotras, Ariana Betzabe Paucar Yanza con documento de identificación N° 1401041940 y Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca con documento de identificación N° 0302926142 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 las autoras del Proyecto Técnico: “Estudio Comparativo de Metodologías de Cálculo para Costos de Energía Alternativas en el Ecuador” , el cual a sido desarrollado para optar por el titulo de: Ingeniera Eléctrica, 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, 6 de Agosto del 2024

Atentamente,



Ariana Betzabe Paucar Yanza
1401041940



Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca
0302926142

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Johnny Xavier Serrano Guerrero con documento de identificación N° 0104983382, docente de la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Cuenca, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ESTUDIO COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS DE CÁLCULO PARA COSTOS DE ENERGÍA ALTERNATIVAS EN EL ECUADOR, realizado por Ariana Betzabe Paucar Yanza con documento de identificación N° 1401041940 y por Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca con documento de identificación N° 0302926142, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 6 de junio del 2024

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**JOHNNY XAVIER
SERRANO GUERRERO**

Ing. Xavier Serrano Guerrero, PhD
0104983382

AGRADECIMIENTO

Un profundo agradecimiento a nuestro tutor de tesis el Ing Xavier Serrano M.Sc Ph.D por su inmensa ayuda, sus valiosos consejos y su paciencia durante este proceso de titulación. Su conocimiento y dedicación han sido fundamentales para la realización de este trabajo. Que Dios le acompañen en cada paso de su vida personal y profesional.

A ELECAUSTRO S.A. mediante el Ing. Héctor Zumba y EMAC-BGP ENERGY CEM mediante el Ing. David Gonzáles por la colaboración de los datos necesarios para la realización de esta tesis. Su generosidad y disposición han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

A todos nuestros queridos docentes de la carrera de Electricidad, por sus enseñanzas para nuestra vida profesional, a nuestros amigos y compañeros de aula. Los llevamos en el corazón.

Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca

Ariana Betzabe Paucar Yanza

DEDICATORIA

A mis queridos padres, Luis y Matilde.

Con profundo amor y gratitud, dedico esta tesis a Ustedes, quienes han sido mi mayor fuente de inspiración y apoyo incondicional. Gracias por sus sacrificios, por creer en mí y por motivarme a alcanzar mis metas. Su amor, paciencia y enseñanzas han sido fundamentales en cada paso de mi camino académico.

Esta tesis es tanto un logro mío, como un reflejo de su constante apoyo y dedicación, les debo todo lo que soy y todo lo que he logrado.

Con todo mi cariño.

Vilma Jeanneth Encalada Tenesaca

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada con amor y gratitud a las personas más importantes de mi vida, quienes han sido mi inspiración y apoyo incondicional durante este proceso.

A mi madre, Patricia Yanza, por su constante apoyo y sacrificio. Gracias por creer en mí y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Tu amor y dedicación son la base de todo lo que he logrado.

A mi padrastro, Miguel Cauritongo, por su apoyo y motivación. Gracias por estar siempre ahí para mí.

A mis hermanos, Mishelle y Miguel, por ser mi inspiración y por su comprensión y paciencia durante los momentos difíciles. Gracias por su cariño y por su apoyo incondicional.

A mi segunda madre, mi abuelita Lusa Cuji, por su amor, sabiduría y por ser una guía constante en mi vida. Gracias por todo lo que has hecho por mí.

Finalmente, dedico esta tesis a todas las personas que, de alguna manera, contribuyeron a que este proyecto se hiciera realidad. A todos ustedes, les agradezco de corazón.

Con todo mi cariño.

Ariana Betzabe Paucar Yanza

Índice

RESUMEN	I
ABSTRACT	I
GLOSARIO DE TÉRMINOS	II
INTRODUCCIÓN	III
JUSTIFICACIÓN	IV
OBJETIVOS	V
1. CAPÍTULO I. ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE	6
1.1. Energías Renovables	8
1.1.1 Clasificación de las Energías Renovables	8
1.1.2 Ventajas e Inconvenientes de las Energías Renovables	8
1.2. Situación actual de la producción de electricidad utilizando energías re- novables en Ecuador	9
1.3. Centrales Eléctricas	10
1.3.1 Centrales hidroeléctricas	10
1.3.2 Centrales fotovoltaicas	13
1.3.3 Centrales eólicas	14
1.3.4 Centrales térmicas	15
1.3.5 Centrales de biogas	17
1.4. Costo Nivelado de Electricidad	18
1.5. Costos Variables	20
1.6. Costos Fijos	20
1.6.1 Cálculo de la tasa de descuento WACC	21
1.7. Costos Totales	22
2. CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS DE CÁLCULO	23
2.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	23
2.1.1 ECUACIÓN CNE 1	23
2.1.2 ECUACIÓN CNE 2	24
2.1.3 ECUACIÓN CNE 3	24
2.1.4 ECUACIÓN CF 1	26
2.1.5 ECUACIÓN CF 2	26
2.1.6 ECUACIÓN CF 3	27
2.1.7 ECUACIÓN CV 1	29
2.1.8 ECUACIÓN CV 2	29
2.1.9 ECUACIÓN CV 3	30
2.1.10 ECUACIÓN CT 1	32
2.2. SISTEMAS EÓLICOS	33
2.2.1 ECUACIÓN CNE 1	33
2.2.2 ECUACIÓN CNE 2	34
2.2.3 ECUACIÓN CNE 3	34

2.2.4	ECUACIÓN CF 1	36
2.2.5	ECUACIÓN CF 2	36
2.2.6	ECUACIÓN CF 3	37
2.2.7	ECUACIÓN CV 1	39
2.2.8	ECUACIÓN CV 2	39
2.2.9	ECUACIÓN CV 3	40
2.2.10	ECUACIÓN CT 1	42
2.3.	SISTEMAS HIDRÁULICOS	43
2.3.1	ECUACIÓN CNE 1	43
2.3.2	ECUACIÓN CNE 2	43
2.3.3	ECUACIÓN CNE 3	44
2.3.4	ECUACIÓN CF 1	46
2.3.5	ECUACIÓN CF 2	47
2.3.6	ECUACIÓN CF 3	47
2.3.7	ECUACIÓN CV 1	49
2.3.8	ECUACIÓN CV 2	49
2.3.9	ECUACIÓN CV 3	50
2.3.10	ECUACIÓN CT 1	52
2.4.	SISTEMAS BIOMASA	53
2.4.1	ECUACIÓN CNE 1	53
2.4.2	ECUACIÓN CNE 2	53
2.4.3	ECUACIÓN CNE 3	54
2.4.4	ECUACIÓN CF 1	56
2.4.5	ECUACIÓN CF 2	56
2.4.6	ECUACIÓN CF 3	57
2.4.7	ECUACIÓN CV 1	59
2.4.8	ECUACIÓN CV 2	60
2.4.9	ECUACIÓN CV 3	60
2.4.10	ECUACIÓN CT 1	62
2.5.	SISTEMAS TÉRMICOS	63
2.5.1	ECUACIÓN CNE 1	63
2.5.2	ECUACIÓN CNE 2	63
2.5.3	ECUACIÓN CNE 3	64
2.5.4	ECUACIÓN CF 1	66
2.5.5	ECUACIÓN CF 2	66
2.5.6	ECUACIÓN CF 3	67
2.5.7	ECUACIÓN CV 1	69
2.5.8	ECUACIÓN CV 2	69
2.5.9	ECUACIÓN CV 3	70
2.5.10	ECUACIÓN CT 1	72
3.	CAPÍTULO III. APLICACIÓN A CASOS DE ESTUDIO	73
3.1.	GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	73
3.1.1	Costo de inversión total	73
3.1.2	Costos fijos	73
3.1.3	Costos variables	74
3.1.4	Costos operación y mantenimiento	74

3.1.5	Costos de la conexión a la red eléctrica	74
3.1.6	Tasa de descuento	75
3.2.	GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	75
3.2.1	Costo de inversión total	76
3.2.2	Costos fijos	76
3.2.3	Costos variables anuales	76
3.2.4	Costos operación y mantenimiento	76
3.2.5	Tasa de descuento	77
3.3.	GENERACIÓN EÓLICA	77
3.3.1	Inversión inicial	78
3.3.2	Costos operación y mantenimiento	78
3.3.3	Costos fijos	78
3.3.4	Costos variables	78
3.3.5	Costos de financiamiento	78
3.3.6	Tasa de descuento	79
3.4.	GENERACIÓN DE BIOMASA	79
3.4.1	Inversión inicial	80
3.4.2	Costos operación y mantenimiento	80
3.4.3	Costos fijos	80
3.4.4	Costos variables	81
3.4.5	Costos de financiamiento	81
3.4.6	Costos administrativos	81
3.4.7	Tasa de descuento	81
3.5.	GENERACIÓN TÉRMICA	81
3.5.1	Costo de inversión	82
3.5.2	Costos operación y mantenimiento	82
3.5.3	Costos fijos	83
3.5.4	Costos variables	83
3.5.5	Costos administrativos	83
3.5.6	Tasa de descuento	83
4.	CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	84
4.1.	Descripción	84
4.2.	CASO 1 (HIDROELÉCTRICA)	84
4.3.	CASO 2 (FOTOVOLTAICO)	85
4.4.	CASO 3 (EÓLICO)	87
4.5.	CASO 4 (BIOGAS)	89
4.6.	CASO 5 (TÉRMICA)	91
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
	CONCLUSIONES	93
	RECOMENDACIONES	94

RESUMEN

Este proyecto investigativo está orientado al análisis de metodologías de cálculo para el costo de la energía eléctrica de tecnologías de energías renovables en Ecuador. Las cuales, son utilizadas para evaluar la factibilidad de proyectos de generación eléctrica y tomar decisiones en función del costo de producción de la energía. A su vez ciertas metodologías son una guía para determinar el valor del CNE (Costo Nivelado de Electricidad), costos fijos, costos variables y costos totales para diversos tipos de centrales de generación. Para esto se acogen diferentes regulaciones, metodologías y procedimientos Nacionales e Internacionales ya existentes.

Para el estudio se han considerado cinco tecnologías (hidráulica, solar, térmica, fotovoltaica, biogás), de las cuales se realiza un levantamiento de cada tecnología, basadas en su potencial de fuentes primarias de energía. Finalmente, se compara las diferentes metodologías de cálculo aplicadas a diferentes casos de estudio.

Palabras clave: Costo Nivelado de Electricidad, tasa de descuento, costo fijo, costo variable, factor de disponibilidad, anualidad.

ABSTRACT

This research project is focused on the analysis of calculation methodologies for the cost of electricity from renewable energy technologies in Ecuador. These methodologies are used to evaluate the feasibility of electricity generation projects and make decisions based on the cost of energy production. At the same time, certain methodologies are a guide to determine the value of the CNE (Cost of Electricity Levelized), fixed costs, variable costs and total costs for various types of generation plants. For this purpose, different existing national and international regulations, methodologies and procedures are used.

Five technologies have been considered for the study (hydro, solar, thermal, photovoltaic, biogas), of which a survey of each technology is carried out, based on their potential as primary energy sources. Finally, the different calculation methodologies applied to different case studies are compared.

Keywords: Cost of Electricity Levelized, discount rate, fixed cost, variable cost, availability factor, annuity.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CNE: Costo Nivelado de Electricidad.

CV: Costo variable.

CF: Costo Fijo.

CT: Costo Total.

WACC (Weighted Average Cost of Capital): Tasa de descuento.

ARCERNNR: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales

No Renovables.

GD: Generación Distribuida.

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad.

CENACE: Agencia Nacional de Control de Energía.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.

LOSPEE: Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

ACB: Análisis Costo Beneficio.

INECEL: Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

VPN: Valor presente neto.

IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables.

INTRODUCCIÓN

En una concepción histórica, la humanidad ha sido definida por el descubrimiento y la utilización de diversas fuentes de energía. El primer gran logro fue el uso y dominio del fuego, seguido por los avances en el aprovechamiento agrícola y ganadero como fuente de energía en forma de alimentos, así también la aparición del transporte con la invención de la rueda. Aproximadamente para el siglo XX a.C., se utilizaron las velas para aprovechar la energía del viento, posteriormente surge la rueda hidráulica y los molinos de viento, que constituyen la principal fuente de energía en el Continente Europeo durante la Edad Media [1].

El ser humano empieza a utilizar distintas fuentes energéticas que facilitan su trabajo y mejora su nivel de vida. Esta energía está basada en fuerzas de la naturaleza como es el agua y el viento, pues así aparecen los primeros molinos y turbinas. En el sector energético, el obstáculo global actual, es la sustitución de la generación de energía con combustibles fósiles por energías eficientes y respetuosas con el medio ambiente. A su vez, las sociedades buscan ser cada vez más independientes en términos energéticos, lo que ha llevado a considerar nuevas fuentes de energía provenientes de tecnologías no tradicionales [2], [3].

Es aquí donde surgen las energías renovables, que constituyen la base fundamental de los tres pilares del desarrollo sostenible: económico, social y ambiental. La utilización de energías renovables propicia el desarrollo sostenible, el mismo que propone un modelo energético que satisface las necesidades actuales, sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras, al tener en cuenta la dimensión económica, social y medio ambiental. El impacto de las energías renovables sobre el medio ambiente es mínimo, excepto las centrales hidráulicas, ya que requiere de la construcción de grandes embalses que de alguna u otra presentan aspectos negativos a escala local [4], [5].

Hasta hace un par de años la explotación de recursos no renovables y contaminantes fue una de las opciones más empleadas para generar energía. Sin embargo, poco a poco se ha visto cómo se da la transición a energías limpias mitigando así el impacto negativo que se le ha generado al medio ambiente. Las energías renovables tienen como meta la sostenibilidad y el impacto positivo sobre el medio ambiente [3].

JUSTIFICACIÓN

A partir de 2010, en Ecuador se ha observado un notable aumento en la capacidad instalada de tecnologías de generación de energía renovable. Esto comenzó en 2010 para las centrales fotovoltaicas, en 2012 para las centrales eólicas, en 2015 para las centrales hidroeléctricas y en 2016 para las centrales de biogás. En 2021 fueron publicadas dos nuevas regulaciones que presentaron mejoras e incentivos para el desarrollo y fomento de la industria Solar en el Ecuador en dos categorías: autoabastecimiento y generación distribuida. La primera regulación en cuestión es la ARCERNNR Nro. 001/21 Generación Distribuida (GD) para autogeneración, que es una generación de energía que se encuentra junto a la carga. En noviembre de 2023 surgió un nuevo marco normativo Nro. ARCERNNR 008/23 de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, este desarrollo ha tenido un impacto significativo en la matriz energética del país. Por un lado, ha permitido reducir la dependencia de las centrales de generación de energía no renovable y, en consecuencia, el consumo de combustibles. Por otro lado, ha contribuido a mejorar la eficiencia de los procesos de generación de electricidad [6], [7].

Del mismo modo, los avances continuos en los procedimientos de fabricación de los elementos utilizados en las centrales eléctricas y en los métodos de generación de energía han resultado en una mejora significativa en la eficiencia de generadores de todas las categorías y en una reducción considerable de los costos, especialmente en el caso de las centrales fotovoltaicas y eólicas. Esto ha facilitado una mayor aceptación de las tecnologías de generación de energía renovable, haciéndolas más competitivas [8].

Por lo tanto, es esencial desarrollar un enfoque metodológico que permita realizar comparaciones técnicas entre diferentes tipos de centrales, tanto para evaluar proyectos de inversión en generación de energía como para analizar los costos de producción a nivel internacional. Es por ello que nace la iniciativa de llevar a cabo investigaciones que a largo plazo permitan actualizar el costo de generación de la electricidad, conocer la inversión requerida, el presupuesto necesario para la operación de las distintas tecnologías utilizadas en el Ecuador.

OBJETIVOS

Objetivos general

- Realizar un estudio comparativo de metodologías de cálculo de los costos de la energía eléctrica producida por diferentes tecnologías de generación de electricidad en Ecuador.

Objetivo específico

- Realizar un levantamiento de las principales tecnologías existentes y por existir en el país, basadas en el potencial de sus fuentes primarias de energía.
- Analizar distintas metodologías de cálculo de costos de producción de energía eléctrica aplicables en Ecuador.
- Comparar las diferentes metodologías de cálculo aplicadas a diferentes casos de estudio.

1. CAPÍTULO I. ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE

El inicio de la industria eléctrica en el Ecuador se remonta por los años noventa del siglo XIX, cuando se desarrolló la primera central hidroeléctrica en la ciudad de Loja. Asimismo, en 1897 en Loja, surgió la compañía "Luz y Fuerza", la cual adquirió dos turbinas de 12 kW cada una. Estas turbinas se instalaron junto a una cascada en el río Malacatos [9].

En Quito por su parte, la iluminación pública se implementó a partir de 1911. En la ciudad de Cuenca en 1914, Roberto Crespo Toral construyó una planta eléctrica con una capacidad de 37,5 kW en Cazhapata, hoy llamada Puertas del Sol que luego se incrementó a 102 kW en el año 1922. La segunda la construyó la Municipalidad de Cuenca en 1916 (3x75kW) cerca del arco de Yanuncay y la tercera la construyó también Roberto Crespo en Monay (actual urbanización Río Sol) [10]. En 1926, el Gobierno Ecuatoriano firmó un contrato por 60 años con la empresa estadounidense Foreign Power Co., para suministrar electricidad a Guayaquil. Proyectos similares se pusieron en marcha en Quito, Riobamba y otras ciudades. Con el transcurso de los años se instalaron masivamente pequeñas centrales hidroeléctricas, es así que hasta el año 1961 Ecuador contaba una potencia total de 120 MW aproximadamente.

El gobierno del Ecuador considera necesario redirigir de manera urgente el sector eléctrico para mejorar su calidad y llevar a cabo un desarrollo planificado y coordinado. Con este propósito, el 23 de mayo de 1961, a través del Decreto Ley de Emergencia No. 24, publicado el 31 del mismo mes y año en el Registro Oficial No. 227, se establece la Ley Básica de Electrificación, la cual crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) como el organismo gubernamental encargado de liderar el proceso de electrificación en Ecuador. Esta ley confiere personalidad jurídica y autonomía administrativa al (INECEL) [9]. El objetivo principal del (INECEL) era promover y llevar a cabo grandes proyectos hidroeléctricos, aprovechando el potencial hidroenergético del país. Además, se dedicó a concretar la integración eléctrica a nivel nacional mediante la creación de un Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Gracias a esto, el sistema eléctrico de Ecuador asumió un papel fundamental en el desarrollo económico y social del país. Se estableció el primer Plan Maestro de Energía Eléctrica, cuyo propósito central era unificar, regularizar y ampliar la disponibilidad de este servicio.

En 1997 se creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, de igual forma el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que se estableció como una entidad de naturaleza jurídica privada, y su membresía incluye a todas las compañías involucradas en la generación, transmisión, distribución de energía, así como a los grandes consumidores [9].

Según [4] en 2007 se crea el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) siendo el ente encargado de diseñar y ejecutar programas de desarrollo de energías renovables. En el 2015 se expidió la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía

Eléctrica (LOSPEE) que derogó la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) con la finalidad de establecer una nueva estructura institucional destinada a fortalecer el modelo ya existente de integración de la cadena productiva en el sector eléctrico.

Para el año 2020 mediante el Decreto Ejecutivo Nro. 1036 del 6 de mayo de 2020 se decreta funcionar la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR) [11].

El Ecuador ha desarrollado proyectos de fuentes de energía renovable. En los últimos años, se han implementado medidas para fomentar su uso, incluyendo proyectos solares, eólicos, hidroeléctricos y geotérmicos [11]. No obstante, la implementación de energías renovables en el país aún enfrenta desafíos, como la falta de inversiones y capacidad institucional para planificar y gestionar proyectos. A pesar de los recursos renovables disponibles, todavía existe una dependencia significativa de las fuentes de energía no renovable. A nivel global, se ha observado un incremento sustancial en la producción de electricidad utilizando recursos renovables.

Ecuador también ha experimentado este impacto, lo que ha llevado a una necesidad de ajustar y mejorar las regulaciones para fomentar e incentivar la transición hacia fuentes de energía limpias y respetuosas con el medio ambiente [4].

La economía juega un papel fundamental en el avance de las energías renovables. En Ecuador a pesar de la abundancia de recursos renovables en el país, la mayoría de las tecnologías renovables aún no pueden competir con los combustibles fósiles más convencionales en términos de costos, aunque esta diferencia se está reduciendo gradualmente en los países desarrollados. Como ejemplo, la inversión en energías renovables en el año 2018 fue de 104 millones de USD y en 2021 alcanzó los 555 millones de USD [12].

El análisis Costo Beneficio (ACB) es una herramienta analítica que se aplica a los costos y beneficios de un proyecto sea público o privado. Este Análisis Costo Beneficio (ACB) implica evaluar la rentabilidad financiera de un proyecto y examina las ganancias que obtiene la entidad responsable de su ejecución o quienes invierten en él [13].

Los costos en el sector de energías alternativas en Ecuador han experimentado una evolución significativa. En las primeras etapas los costos fijos estaban dominados por las inversiones iniciales necesarias para la instalación de infraestructuras como parques eólicos y plantas solares. Estos costos fijos eran a menudo evaluados de acuerdo a las tecnologías y la necesidad de importar equipos especializados [14].

Para [15], los costos totales reflejan la rentabilidad de un proyecto de generación de energía, estos costos se han visto sumamente alto debido a muchos factores, sin embargo se espera que las políticas gubernamentales favorecen las inversiones en energías renovables, se espera que los costos totales disminuyan, consolidando así la posición de las energías alternativas como una fuente fundamental en la matriz energética del país.

Por esta razón, [16], el Departamento de Administración de Energía de Estados Unidos describe la metodología de cálculo del CNE (costo nivelado de energía), donde para su cálculo metodología los costos de capital, costos de combustible (depende de la la central), costos de operación y mantenimiento fijos, variables, cuya finalidad es comparar los costos de producción entre diferentes centrales de generación.

Así mismo el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) presenta una metodología de cálculo del CNE que maneja un factor de recuperación de capital, el cual es el considera el número de anualidades y el valor presente neto (VPN) durante un intervalo de tiempo [17].

1.1. Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas que no se agotan con el tiempo; estas fuentes de energía representan una alternativa sostenible para obtener un impacto ambiental mínimo. Estas energías en conjunto con el ahorro y la eficiencia energética, son la clave para un futuro energético limpio, eficaz, seguro y autónomo [18].

En Ecuador, las energías renovables tienen un gran potencial para la producción de energía eléctrica, gracias a sus favorables condiciones geomorfológicas, topográficas y de localización geográfica. Estas características permiten el aprovechamiento eficiente de diversas fuentes de energía como la eólica, solar, hidráulica y geotérmica. Además, la biomasa representa otra fuente significativa de energía, aprovechando los grandes desechos generados por las actividades agrícolas y ganaderas [19].

1.1.1. Clasificación de las Energías Renovables

En la compleja transición hacia un modelo energético de bajas emisiones, la eficiencia energética y las diversas fuentes de energías renovables desempeñan un papel fundamental. En conjunto, pueden llegar a reducir el 90 % de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, utilizando tecnologías seguras, fiables, y de fácil acceso [20].

- **El sol:** Energía Solar
- **El viento:** Energía Eólica
- **Los ríos y corrientes de agua dulce:** Energía Hidráulica
- **El calor de la tierra:** Energía Geotérmica
- **Los mares y océanos:** Energía de origen marino.

1.1.2. Ventajas e Inconvenientes de las Energías Renovables

Ventajas

- Disminuye la emisión de carbono, es decir no se agotan porque provienen de fuentes ilimitadas, por lo que no dependen de la disminución de reservas a lo largo del tiempo.

- Son fuentes de energías inagotables: A diferencia de los recursos no renovables, las energías renovables, como la solar, la eólica y la hidroeléctrica, no se agotarán con el tiempo.
- Son más seguras para el medio ambiente: Las energías renovables no emiten gases de efecto invernadero ni contaminan el aire y el agua.
- Pueden reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados: Al utilizar energías renovables y mejorar su seguridad energética [21].

Inconvenientes

- Requieren una infraestructura significativa: La construcción de centrales eléctricas renovables, como parques eólicos y centrales solares, puede requerir una inversión significativa en infraestructura.
- Pueden tener un impacto ambiental negativo: La construcción de centrales eléctricas renovables puede alterar los hábitats naturales y afectar a la biodiversidad.

1.2. Situación actual de la producción de electricidad utilizando energías renovables en Ecuador

La relevancia de promover las energías renovables y la eficiencia energética no solo reside en disminuir la dependencia de fuentes de energías fósiles, sino también en generar nuevas oportunidades económicas y establecer un mercado energético más variado y respetuoso con el medio ambiente. En el año 2017, aproximadamente una cuarta parte de la producción mundial de electricidad vino de fuentes de energías renovables, mostrando un notorio incremento en la implementación de tecnologías eólicas y paneles solares fotovoltaicos [22].

En [23] se establece que en América Latina y el Caribe, gracias a la diversidad energética que posee, existe uno de los mercados más activos en energías renovables a nivel mundial. Se anticipan incrementos significativos en América del Norte, Asia, así como también en América Central y del Sur.

Ecuador se ha abastecido históricamente de fuentes de energía renovable, principalmente en hidroelectricidad, combinada con un porcentaje de energía térmica no renovable proveniente de combustibles fósiles [24]. El país posee abundantes recursos renovables, como índices de radiación solar entre los más elevados a nivel mundial, lo que favorece la instalación de plantas fotovoltaicas altamente eficientes.

Ecuador está incursionando de manera gradual pero sostenida en este nuevo panorama energético, aprovechando el potencial de sus recursos naturales. Las autoridades nacionales tienen como objetivo alcanzar el 93 % de energía limpia y renovable, reduciendo así la dependencia de la producción de energía contaminante [25].

Al hablar de situación actual de producción de electricidad en Ecuador, existe un tema que es muy importante, las comunidades indígenas aisladas, como las de la región

amazónica, donde no llega la electricidad. Estas comunidades, que incluyen a los pueblos Shuar, Achuar y otras etnias, viven en zonas de difícil acceso y dependen principalmente de actividades tradicionales como la agricultura, la pesca, la caza y la recolección. La falta de acceso a la electricidad limita su desarrollo y calidad de vida, haciendo crucial la implementación de soluciones energéticas sostenibles y accesibles para mejorar sus condiciones de vida y promover el desarrollo económico [26].

En [26] presenta un estudio sobre microrredes que son sistemas de generación y distribución de energía eléctrica que operan de manera independiente o conectados a la red eléctrica principal. Están diseñadas para suministrar electricidad a áreas específicas, como comunidades rurales, instalaciones industriales, campus universitarios, o incluso barrios urbanos.

1.3. Centrales Eléctricas

Una central eléctrica es una instalación que convierte energía mecánica, obtenida de diversas fuentes de energía primaria, en energía eléctrica. Esta energía mecánica puede derivar de la energía potencial del agua almacenada en embalses, la energía térmica generada por la combustión de carbón, gas natural etc. Esta energía impulsa los rodets de una turbina, ya sea en forma de agua cayendo desde un nivel elevado o de vapor de agua o gas de combustión a alta presión [1].

1.3.1. Centrales hidroeléctricas

Las centrales Hidroeléctricas pueden definirse como aquellas que aprovechan la energía potencial que posee la masa del agua de un cauce natural en virtud de su desnivel. El cauce de un río es fundamental, ya que el fluido pasa por una turbina hidráulica, que se encarga de transmitir la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica. [27], [28].

En [29], una planta hidroeléctrica cuenta con un depósito de almacenamiento que proporciona servicios de flexibilidad, como respuesta a la frecuencia, capacidad de arranque y reservas giratorias. Esta diversificación de servicios mejora la viabilidad económica de la central al incrementar los flujos de ingresos para el propietario del activo. Además, facilita una integración más eficiente de las fuentes variables de energía renovable para cumplir con los objetivos de descarbonización. Además de su función en la red eléctrica, la energía hidroeléctrica puede almacenar energía durante períodos que pueden extenderse desde semanas hasta meses, estaciones o incluso años, dependiendo del tamaño del embalse.



Figura 1: Central Hidroeléctrica-Manduriacu [19].

Central Hidroeléctrica de Pasada

Se refiere a la energía obtenida directamente del río en el que se encuentra ubicado el proyecto. En este caso, la hidroeléctrica redirige el agua del curso principal del río a través de una bocatoma, la conduce hacia la sala de máquinas para la generación eléctrica y luego la devuelve por completo al cauce del río. Este método depende de las variaciones en el flujo del agua, ya que no se almacena agua en el proceso, a su vez son centrales más económicas al solo necesitar infraestructura para desviar agua del río [30].

Central Hidroeléctrica de embalse

Se trata de centrales cuya función principal es almacenar agua para su posterior utilización en la generación de energía, se requiere la construcción de una presa, actuando como una barrera que facilita la retención del agua. También se debe considerar la existencia de una cavidad natural que permita la formación de una depresión geográfica en altura para acumular el agua. En cuanto al depósito elevado, se utilizarían estanques industriales cuya capacidad dependería de la cantidad de electricidad que se desea generar [30].

- Bocatoma: La función principal de la bocatoma es dar inicio al flujo del agua hacia la cámara de equilibrio a través del canal de derivación. Además, desempeña un papel crucial al evitar la entrada de materiales sólidos y flotantes mediante el uso de rejillas y desarenadores. También cumple con la tarea de proteger el sistema contra posibles inundaciones del río mediante la implementación de un aliviadero.
- Aliviadero: Cualquier central está expuesta al riesgo de experimentar fallas debido a caudales que superen los límites de diseño. Por esta razón, es fundamental que todas las centrales cuenten con un aliviadero cuya función principal sea regular el nivel del agua, garantizando así la protección del sistema contra posibles riesgos. Estos aliviaderos suelen estar equipados con compuertas de control que facilitan la liberación del exceso de agua o permiten detener el flujo hacia el canal.

- Cámara de carga: La estructura de la cámara de carga es similar a la de un desarenador, salvo por la sección de salida que es sustituida por la conexión a la tubería de presión. En principio, se espera que la capacidad de retención de sedimentos de la cámara de carga sea menor que la del desarenador, dado que es este último el encargado de retener la mayor parte de los sedimentos [30] .
- Canales: Existen varias alternativas para conducir el agua, ya sea desde canales sin revestimiento o revestidos con tierra, hasta canales construidos con mampostería o concreto, canales que utilizan tuberías de baja presión o acueductos fabricados con planchas de acero galvanizado, madera o tubos cortados longitudinalmente [30].
- Tubería de presión: Es una parte importante del sistema de generación de energía. Su función es transportar el agua desde la salida de la turbina hasta el embalse o el río de descarga. Esta tubería está diseñada para manejar altas presiones debido al flujo del agua que proviene de la turbina hidráulica, convirtiendo así la energía hidráulica en energía mecánica para finalmente convertirla en energía eléctrica [30].
- Turbina: Basándonos en los datos de caudal y altura, se elige una turbina por ejemplo de tipo Pelton. Estas turbinas son ampliamente empleadas en situaciones con diferencias de altura considerables (aproximadamente de 20 a 1000 metros) y caudales moderados (de 0.01 m³/s a 20 m³/s). Las dimensiones de las paletas de una turbina Pelton guardan proporción con el diámetro del chorro de agua expulsados mediante los inyectores [30].
- Generador: Es el encargado de convertir la energía mecánica del agua en energía eléctrica, cuyo proceso funciona mediante el principio de la inducción , es decir el movimiento de un rotor dentro de un campo magnético produce corriente eléctrica [31]. .
- Transformador: El transformador está diseñado para aumentar la tensión producida por el generador a un nivel estándar y adecuado para su distribución. Debe ser compatible tanto con las especificaciones del generador (440 V) como con la frecuencia del sistema (60 Hz).
- Líneas de media tensión: Encargadas en transportar la electricidad generada por los generadores hacia los transformadores, para luego a través de líneas de alta tensión se entregar la electricidad en los puntos de distribución.

Potencial Hidroeléctrico en Ecuador

Las particulares características geomorfológicas de Ecuador, que debido a la presencia de la cordillera de los Andes, que separa el territorio continental en dos partes sistemas fluviales, uno dirigido hacia el Océano Pacífico y otro hacia la llanura Amazónica, ofrecen un considerable potencial hidroeléctrico. Este potencial debe ser desarrollado de manera coordinada, teniendo en cuenta la complementariedad hidrológica existente entre ambas vertientes fluviales [19].

En la actualidad Ecuador dispone una capacidad máxima instalada de 5.155,39 MW, siendo destacadas las provincias del Azuay con la mayor capacidad de generación (2.042,49 MW), principalmente abastecida por la planta Hidroeléctrica Paute-Molino que contribuye con 1.075 MW de electricidad. La provincia de Napo ocupa el segundo lugar con una capacidad de 1.565,60 MW gracias al aporte de la central Coca Codo Sinclair dispone de una capacidad de 1.500 MW. A continuación, se encuentra la provincia de Tungurahua con una capacidad de 505,30 MW distribuidas entre las centrales Agoyán, San Francisco, Topo, La Península, Pucará, y Ría Verde Chico [32].

1.3.2. Centrales fotovoltaicas

La energía solar se clasifica como una fuente de energía renovable y forma parte de las energías no convencionales. Esta energía se genera a través de la radiación electromagnética proveniente del sol. La energía solar fotovoltaica se caracteriza por la generación de electricidad mediante módulos fotovoltaicos, los cuales transforman directamente la radiación solar en energía eléctrica a través del efecto fotovoltaico [33].



Figura 2: Central Fotovoltaica–Puerto Ayora [19].

Potencial fotovoltaico en Ecuador

Dado que Ecuador se encuentra ubicado sobre el centro de la Tierra, posee un potencial solar que, aunque no sea el mejor a nivel mundial, se sitúa en niveles muy favorables para la utilización de energía solar [34]. Con el propósito de promover el uso de la energía solar, (CONELEC) publicó el *Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica*. Cuyo atlas proporciona una evaluación cuantitativa del potencial solar disponible y sus oportunidades para la generación eléctrica. La Figura 3 muestra las áreas con niveles más altos de radiación solar en el país, lo cual indica un mayor potencial para la generación de energía fotovoltaica, destacándose provincias como Loja, Imbabura y Carchi.

A pesar de que Ecuador cuenta con un elevado potencial energético, la energía solar fotovoltaica aún se encuentra en una etapa incipiente, especialmente en el ámbito de la micro generación distribuida. Hasta septiembre de 2017, según datos de (ARCONEL), la capacidad de este recurso energético alcanzó los 25,6 MW, representando el 0,34 % de la capacidad total a nivel de país. [35].

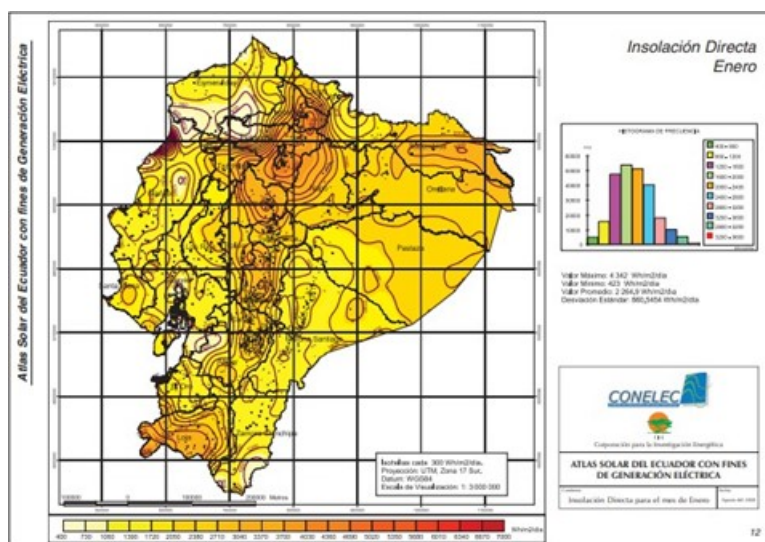


Figura 3: Atlas Solar del Ecuador - Insolación Directa Promedio [34].

1.3.3. Centrales eólicas

Una central eólica es aquella que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante aerogeneradores [36]. Presenta dos situaciones. La primera cuando se busca generar electricidad para integrarla en la red de distribución, se instalan múltiples aerogeneradores que forman parques eólicos. Por otro lado, si el objetivo es suministrar electricidad a puntos de consumo aislados como viviendas dispersas, granjas o explotaciones agrícolas, se emplean equipos de menor potencia (kW).

Para que la energía eólica pueda ser aprovechada con eficacia en una zona específica, es necesario que las características del viento cumplan con ciertas condiciones en términos de velocidad, continuidad, estabilidad, entre otras. Es importante señalar que las ubicaciones con densidades de potencia del viento por debajo de los 50 vatios/m² no resultan interesantes para la instalación de dispositivos eólicos, y solo aquellas que superan los 200 vatios/m² comienzan a ser verdaderamente rentables. Sin embargo, es necesario considerar que se requieren densidades de potencia del viento superiores a 1.000 vatios/m² para lograr un rendimiento aceptable en aerogeneradores [37].



Figura 4: Central Eólica - Villonaco Loja [19].

Potencial eólico en Ecuador

El primer Parque Eólico en Ecuador se encuentra en San Cristóbal, en el Archipiélago de Galápagos y comenzó a operar en octubre de 2007 tiene una capacidad nominal de 2,4 MW, compuesto por 3 aerogeneradores. Hasta la fecha actual, no existe un mapeo integral del recurso eólico con el propósito de generación eléctrica que abarque todo el territorio ecuatoriano. No obstante, se han identificado lugares con potencial eólico mediante métodos pragmáticos y el criterio profesional de expertos en energía eólica [34]. En 2011, se dio inicio a la construcción del proyecto eólico Villonaco, con una capacidad de 16.5 MW, situado en las proximidades de la ciudad de Loja. Está planificado llevar a cabo estudios adicionales para los proyectos eólicos Salinas Etapa I y II, con una capacidad de 40 MW, así como para Membrillo-Chinchas, con una capacidad de 110 MW.

Como uno de los proyectos eólicos mas grandes en Ecuador está Minas de Huascachaca, con una generación eléctrica de 50 MW, con su implementación se reducirán 76.625 toneladas de CO₂ y generará 360 empleos directos e indirectos. El proyecto comprende dos fases, la primera contempla construcción, mejoramiento y adecuación de 6.5 km de vías y la segunda fase contempla la energización de las subestaciones La Paz y Uchucay, realización de líneas de transmisión que permiten la interconexión del parque eólico [38].

Para [39] los retos con la tecnología eólica es reducir los costos de operación y mantenimiento así lograr la interconexión amigable con el sistema eléctrico a costos competitivos y bajo condiciones confiables para cumplir cabalmente con códigos de red estrictos. Desde 2007 hasta 2022, las centrales eólicas han generado una potencia nominal de 2,40 MW y 17,16 MW. En términos de potencia efectiva, los valores varían entre 2,40 MW, 2,25 MW y 16,50 MW. El incremento en la producción total de energía a lo largo del tiempo se debe a las necesidades básicas de la población. Para calcular la producción total de energía a nivel nacional [40].

1.3.4. Centrales térmicas

Las centrales térmicas adoptan un papel clave en el suministro de electricidad a partir de la emisión de energía en forma de calor, generalmente a través la combustión

de combustibles fósiles como el gas natural, el carbón y el fuel oil o petróleo. Estas plantas emplean tecnologías convencionales basadas en un ciclo de agua y vapor, donde el calor se utiliza en un espacio termodinámico para poner en movimiento un alternador y de esta manera, producir energía eléctrica [41], [42].



Figura 5: Central Térmica - Esmeraldas [19].

Las centrales térmicas se clasifican según su modo de combustión:

La combustión interna implica la transformación de energía térmica en energía cinética dentro del motor mediante la combustión de un fluido activo compuesto típicamente por aire y combustible gaseoso o líquido que finalmente es pulverizado. Este proceso se realiza dentro del motor, donde la combustión genera movimiento en los componentes, ya sean alternativos o rotativos. En contraste, la combustión externa implica la generación de energía mediante la combinación de combustible y un oxidante, generalmente aire, fuera del motor. Los gases resultantes de la combustión a presión se utilizan en motores de turbina de gas y en sistemas térmicos como motores de ciclo Otto o Diésel [43].

Potencial geotérmico en Ecuador

Ecuador está ubicado en la región del Cinturón de Fuego del Pacífico y presenta oportunidades para la explotación de recursos geotérmicos, algunas estimaciones sugieren un potencial geotérmico que oscila entre 400 y 500 MW [44].

En 1978, se inició la exploración geotérmica en Ecuador bajo la supervisión del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). El propósito principal de esta iniciativa fue aprovechar los recursos geotérmicos que se encuentran en la región de la Sierra Ecuatoriana. La intención era complementar la generación hidroeléctrica [36]. Así mismo a finales de 2009 y principios de 2010, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable formuló el "Plan para la utilización de los recursos geotérmicos en Ecuador". Este plan incluye un análisis detallado de las áreas geotérmicas clave en el país. Como conclusión de dicho estudio, se sugirió una lista de sitios geotérmicos potenciales, con una clasificación establecida en función de su prioridad, de la siguiente manera:

- Cachimbiro (150 MW).
- Chalpatán (130 MW).
- Jamanco/Chacana (129 MW).
- Chalupas (50 MW).
- Cachiyaçu/Chacana (191 MW)
- Tufiño (138 MW)
- Oyacachi/Chacana (100 MW)
- Alcedo (150 MW)

El atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano detalla el gran potencial geotérmico que alberga el norte del país, ya que aquí en su mayoría se encuentran volcanes. En la provincia de Guayas, se localizan múltiples centrales térmicas que tienen una capacidad total de 805,21 MW. Asimismo, en Orellana se dispone de generación térmica con 746,57 MW de potencia nominal; que corresponde a empresas auto generadoras dedicadas a actividades petroleras [45].

1.3.5. Centrales de biogas

Son aquellas centrales que consideran al biogás un recurso energético, que se forma a partir de la degradación de partículas orgánicas biodegradables que se encuentran en los residuos sólidos orgánicos como: estiércol animal, residuos alimentarios o cultivos energéticos que se descomponen en ausencia de oxígeno, produciendo biogás compuesto principalmente de metano (CH) y dióxido de carbono (CO). Este biogás puede ser utilizado como combustible para generar electricidad [46].



Figura 6: Planta de biogas - Pichacay [47].

Energía de la biomasa en Ecuador

Algunas plantas generan energía y vapor a través de un sistema de cogeneración, y venden los excedentes a la red interconectada. Estas plantas están asociadas principalmente a la industria azucarera, si bien una de ellas no solo emplea bagazo de caña, sino también otros desechos agrícolas. Las más destacadas incluyen Ecoelectric (36,5MW, utilizando bagazo y otros residuos agrícolas), San Carlos (35MW) y Escudos (29,8MW) [44]. A pesar de que Ecuador cuenta con un potencial agroindustrial significativo, la biomasa contribuye con un porcentaje muy reducido a la generación de energía eléctrica en el país. La aplicación de esta tecnología ha sido escasamente difundida, lo que ha limitado su desarrollo, resultando en una implementación incipiente hasta el momento [22].

En la ciudad de Cuenca, Ecuador, se optó por establecer un relleno sanitario como una solución para la gestión de desechos. Este relleno sanitario abarca una extensión de 123 hectáreas y ha estado operativo desde octubre de 2001 en el área de Pichacay, ubicada en la parroquia de Santa Ana, a 21 km de la ciudad de Cuenca, en la provincia de Azuay (Figura 5). En estas instalaciones, se depositan diariamente 430 toneladas de desechos sólidos [47].

1.4. Costo Nivelado de Electricidad

El Costo Nivelado de la Electricidad (CNE) es el costo por unidad de electricidad producida, que incluye todos los costos del proyecto a lo largo de su vida útil. Este indicador establece un precio uniforme al cual la energía debe venderse durante toda la operación del proyecto, considerando la inversión inicial, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento (OM), el costo de los combustibles y los beneficios fiscales [48].

En los últimos años, el CNE ha ganado relevancia como una metodología financiera que calcula los costos de generación. Su uso ha experimentado un aumento significativo debido al incremento de la necesidad de evaluar fuentes de energía alternativas. Esto se debe a la demanda de soluciones para áreas con suministro de energía limitado e

ineficiente, donde el CNE se utiliza como una herramienta valiosa para determinar la viabilidad económica de diversas opciones energéticas.

La Ecuación de CNE 1 es la general para calcular, que es el sumatorio de todos los costos incurridos en el ciclo de vida de la central, dividido para su producción de energía [48].

$$CNE = \frac{\text{Costo del ciclo de vida}(\$)}{\text{Producción de energia de por vida}(kWh)} \quad (1)$$

Hay dos métodos comúnmente utilizados para calcular CNE, conocidos como el método de “descuento” y el método de “anualización”. En el método de descuento mostrado en la Ecuación 2, el flujo de costos reales futuros y las producciones eléctricas identificados como C_t y E_t en el año t se descuentan con la tasa de descuento r , a un valor presente (PrV). El PrV de los costos se divide luego por el PrV de la producción a lo largo de la vida. Los costos nivelados medidos según el método de “descuento”, se dan en la Ecuación 2 a continuación [48].

$$CNE_{\text{Descuento}} = \frac{PrV(\text{Costos})}{PrV(\text{Producción})} \quad (2)$$

En el método de anualización, como se muestra en la Ecuación 3, el valor actual del flujo de costos durante la vida útil del dispositivo se calcula y luego se convierte a un costo anual equivalente, utilizando una fórmula de anualidad estándar. Este costo anual equivalente se divide luego por la producción eléctrica anual promedio durante la vida útil de la planta, donde n es la vida útil del sistema en años [48].

$$CNE_{\text{Anualización}} = \frac{Ann(\text{Costos})}{Ave(\text{Producción})} \quad (3)$$

Los dos métodos dan los mismos costos nivelados cuando la tasa de descuento utilizada para descontar los costos y la producción de energía en la Ecuación 2 es la misma que la utilizada para calcular el factor de anualidad en la Ecuación 3. Sin embargo, para que los costos nivelados sean los mismos en ambas medidas, la producción de energía anual también debe ser constante durante la vida útil del dispositivo. El método de anualidad convierte los costos en un flujo constante en el tiempo. Esto es apropiado cuando el flujo de producción de energía es constante. En la literatura sobre estimaciones de costos nivelados se supone comúnmente que la producción anual de energía es constante. Sin embargo, la producción anual de energía de las tecnologías renovables normalmente variaría de un día a otro debido principalmente a variaciones en los recursos renovables.

1.5. Costos Variables

Los costos variables dependen directamente de la tecnología implementada y son aquellos costos en los que se incurre para operar y mantener los equipos de una central generadora y que cambian en función de la magnitud de la producción [49].

- Como lo señala la disposición transitoria sexta del RGLOSPEE el costo variable para generación hidroeléctrica fué de 2USD/MWh, hasta la determinación de las metodologías de cálculo de costos variables de producción establecidos en la Resolución Nro. ARCERNNR-001/2023. En el capítulo 2 de este trabajo de tesis se presentan las diferentes metodologías para el cálculo de costos variables [50]
- Para Centrales de generación Térmica, el cálculo correspondiente a los costos variables deberán desarrollarse de acuerdo a lo establecido en la Resolución Nro. ARCERNNR-001/2023.
- Si partimos el concepto de costos variables, que son aquellos que tienen relación directa con el nivel de producción, para centrales fotovoltaicas y eólicas el costo variable es cero, debido a que estas no requieren combustible para generar energía, por lo que estas aprovechan la luz solar, y la energía del viento para su generación [51] .
- Para centrales de biomasa, no existe una metodología de cálculo para el costo variable, sin embargo IRENA (International Renewable Energy Agency) establece una media de 0.005 USD/kWh [52].

Los componentes para los costos variables de producción son:

- Combustible.
- Transporte de combustible.
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación.
- Agua potable.
- Costo de operación y mantenimiento de los equipos y las instalaciones usados para el control y mitigación del impacto ambiental.

1.6. Costos Fijos

Son los gastos asociados con la instalación y funcionamiento de la central, independientemente de la actividad de producción. Para evaluar los costos fijos de generación, se emplea un método de asignación que implica ajustar los costos fijos a lo largo del período analizado, partiendo de las cifras del año base hasta alcanzar un valor que se ajuste con los estándares internacionales de referencia [53].

A modo de referencia, se ha establecido un porcentaje del costo total de inversión que representa los gastos fijos asociados a cada planta, según la tecnología utilizada. Los costos fijos de Operación y Mantenimiento (O&M) de la central se establece según Estándares Internacionales.

- Para el caso de centrales de biomasa no existe una metodología de cálculo, sin embargo IRENA International Renewable Energy Agency establece que los costos fijos representen un 2 % al 6 % de los costos totales instalados al año [52].
- Para centrales hidroelectricas IRENA establece un valor de 0.003 USD/kWh.

Tecnología	Costos fijos (% valor de inversión)
Térmica a Gas Natural Ciclo Abierto	2% - 3%
Térmica a Gas Natural Ciclo Combinado	1% - 2%
Térmica diésel – Turbina a Gas Dual	1% - 2%
Térmica diésel – Grupos Motor-Generador	1% - 2%
Conjunto motores Gas	2% - 3%
Eólica	2% - 3%
Solar fotovoltaica	1% - 2%
Solar Térmica (Concentración)	1% - 2%
Hidráulica de Pasada (> 20 MW)	2% - 3%
Mini-Hidráulica (< 20 MW)	2% - 3%
Hidráulica de Embalse	1%
Térmica a Biomasa	1% - 2%
Térmica a Biogás	1% - 2%
Geotérmica	2% - 3%
Eólica con Almacenamiento	1% - 2%
Solar Fotovoltaica con Almacenamiento	1% - 2%

Figura 7: Costos fijos de la inversión [49].

1.6.1. Cálculo de la tasa de descuento WACC

El WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital), en [54] presenta la metodología del cálculo, detallando que es una media ponderada entre la proporción de los recursos propios y la proporción de los recursos financiados. Se calcula con la siguiente ecuación 4.

$$WACC = c_e \frac{E}{D + E} + c_d(1 - T) \frac{D}{D + E} \quad (4)$$

Donde:

- C_e : Costos de los fondos propios.
- C_d : Costo de la deuda.
- D : Valor de mercado de la deuda.
- E : Valor de mercado de los fondos propios.
- T : Tasa de impuesto de sociedades.

1.7. Costos Totales

El costo constituye la inversión económica asociada a la manufactura de un producto o la provisión de un servicio. Evaluar de manera precisa los costos, mediante el análisis detallado de todos sus componentes, resulta fundamental para lograr un resultado satisfactorio en la creación de un bien o servicio, siendo un factor crucial para el éxito futuro de una inversión. Los costos de inversión abarcan todos aquellos gastos que surgen desde la concepción de la idea que origina el proyecto hasta poco antes de la producción del primer producto o servicio [49].

2. CAPÍTULO II. ANÁLISIS DE LAS METODOLOGÍAS DE CÁLCULO

2.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD (CNE)

2.1.1. ECUACIÓN CNE 1

La ecuación 5 representa una metodología de cálculo para costo nivelado de electricidad, donde el autor [48] asocia todos los costos que existen durante la vida útil de la central, desde la inversión inicial, costos de operación, mantenimiento y combustible que son los gastos por intereses para el año, dividido para la energía que genera la planta, multiplicada por el factor de degradación $(1 - d)$. El cálculo incluye la tasa de descuento, y n que indica el número de años que representa la vida útil de la planta.

Es importante aclarar que para este caso, no se aplica costo de combustible, ya que la energía fotovoltaica no requiere combustible para generar electricidad. Esta característica distingue a la energía solar de otras tecnologías de generación, como las plantas térmicas que dependen de combustibles fósiles para su generación.

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{S_t(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (5)$$

Donde:

- I_t : Inversión en el año (USD/año).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil (años).
- O_t : Costos de Operación en el año (USD/año).
- M_t : Costos de Mantenimiento en el año (USD/año).
- F_t : Costos de Combustible en el año (USD/kWh)
- S_t : Generación de Energía Eléctrica (kWh).
- d : Degradación del sistema fotovoltaico (%).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.1.2. ECUACIÓN CNE 2

En [55] se establece una metodología de cálculo para CNE. Donde I_t cubre la inversión inicial, que comprende la construcción, el montaje y gastos adicionales. O_t y M_t describen los costos de operación y mantenimiento respectivamente. S_t denota la producción anual de energía durante el periodo t , multiplicado por el factor de degradación $(1 - d)$.

$$CNE = \frac{I_t + \sum_{t=0}^n \frac{(O_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

$$E_t = S_t(1 - d)^t \quad (7)$$

Donde:

- I_t : Inversión en el año (USD/año).
- O_t : Costos de Operación en el año (USD/año).
- M_t : Costos de Mantenimiento en el año (USD/año).
- r : Tasa de descuento (%).
- d : Degradación del sistema fotovoltaico (%).
- n : Tiempo de vida útil de la planta (años).
- S_t : Generación de Energía Eléctrica (kWh).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.1.3. ECUACIÓN CNE 3

El método de la anualización es otra forma distinta de cálculo de CNE. La metodología que se establece en [48] calcula el valor actual del flujo de costos durante a vida útil de la central. Este costo anual equivalente se divide para la producción eléctrica anual de la planta.

$$CNE = \frac{(\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}) (\frac{r}{1-(1+r)^{-n}})}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{n}} \quad (8)$$

$$C_t = I_t + O_t + M_t \quad (9)$$

Donde:

- I_t : Capital de la inversión en el año t (USD/año).
- O_t : Costo de operación en el año (USD/año).
- M_t : Costo de mantenimiento en el año (USD/año).
- E_t : Energía generada durante un año (kWh).

- r : Tasa de descuento de flujos de efectivo.
- n : Es el tiempo de vida útil en el año t .
- t : Año específico dentro del período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 1: Análisis comparativo de las ecuaciones - CNE – Energía Fotovoltaica.

Aspecto	Ecuación CNE 1	Ecuación CNE 2	Ecuación CNE 3
Ventajas	- Considera la inversión inicial y los costos de O&M. - Utiliza la producción de energía actualizada al valor presente. - Aplicable para análisis detallado año por año.	- Permite comparar costos entre diferentes tecnologías. - Simplifica la evaluación económica global del proyecto. - Ideal para análisis preliminar de viabilidad.	- Incluye el cálculo de la anualidad - Considera beneficios económicos directos.
Desventajas	- Requiere datos detallados de costos y generación anual. - Puede ser compleja para proyectos a gran escala. - Menos adecuada para comparaciones preliminares.	- Puede no reflejar todos los costos asociados. - Menos detallada en el análisis anual. - Puede subestimar beneficios específicos.	- Complejidad alta en el cálculo. - Requiere estimación de beneficios económicos. - Posible dificultad en la determinación del valor residual.

La ecuación CNE 5 se destaca por su utilidad en el análisis detallado de proyectos energéticos, siempre y cuando se cuente con información precisa sobre la inversión inicial, los costos de operación, mantenimiento y como la generación de energía. Esta ecuación es particularmente adecuada para la evaluación económica de proyectos de pequeña y mediana escala, ya que el nivel de detalle requerido posibilita una optimización más efectiva tanto de los recursos como de la gestión financiera del proyecto.

Por otro lado, la ecuación CNE 6 se presenta como una herramienta efectiva para realizar comparaciones rápidas y preliminares entre diferentes tecnologías de generación de energía. Su sencillez la convierte en una opción ideal para las fases iniciales de evaluación de proyectos, facilitando la exclusión de alternativas menos viables sin necesidad de someterse a análisis complejos y tediosos.

En cuanto a la ecuación CNE 8, esta proporciona un enfoque integral al incorporar tanto los costos y el cálculo de la anualidad, lo cual la vuelve especialmente valiosa.

Esta ecuación es más apropiada para el análisis a largo plazo de proyectos a gran escala, en los cuales la precisión en la estimación de costos fijos y variables, así como de beneficios económicos, es crucial para determinar la viabilidad financiera del proyecto.

Desde una perspectiva relevante, la selección de la ecuación CNE más adecuada se encuentra ligada a las características específicas del proyecto en cuestión. Para evaluaciones preliminares o comparativas entre tecnologías energéticas, la ecuación CNE para un análisis más detallado y una optimización financiera de proyectos en el ámbito fotovoltaico, las ecuaciones CNE 5 y CNE 6, proporcionan un marco más analítico. De estas, la ecuación CNE 8 adquiere especial relevancia en contextos de anualidad lo que hace posible identificar y cuantificar directamente los beneficios económicos.

COSTOS FIJOS (CF)

2.1.4. ECUACIÓN CF 1

Los costos fijos no varían con el nivel de producción, estos se mantienen constantes independientemente si la central se encuentra en operación o no, por lo que la ecuación suma el costo de adquisición e instalación del proyecto fotovoltaico en general, más el costos de $O\&M$ [56].

$$CF_{Ciclo\ de\ vida} = \sum_{t=1}^n C_{adquisicion\ e\ instalacion} + \sum_{t=1}^n C_{O\&M} \quad (10)$$

Donde:

- $C_{adquisición\ e\ instalación}$: Son todos los gastos incurridos en la adquisición de materiales y equipos, necesarios para la instalación de la planta, costos de mano de obra y otros (USD).
- $C_{O\&M}$: Se refiere a los costos de mantenimiento preventivo y correctivo, gastos administrativos, salarios, actualización, mejora de sistemas y otros (USD).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.1.5. ECUACIÓN CF 2

Para el cálculo de los costos fijos de conexión a la red incluye, costos del personal de operación y mantenimiento de la planta fotovoltaica, cargos por uso de la red y seguros. Los costos fijos se los calcular con su valor unitario de la siguiente manera [57].

$$CF_{conexion} = \sum_{t=1}^n C_{conexion\ a\ la\ red} \quad (11)$$

Donde:

- $C_{conexión\ a\ la\ red}$: Son todos los costos relacionados con la integración del sistema de generación solar a la red eléctrica existente. Estos pueden ser equipos de interconexión como: transformadores, medidores de energía, mano de obra, tarifas de conexión (USD).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.1.6. ECUACIÓN CF 3

Representan los costos fijos asociados al monitoreo y control del sistema fotovoltaico. Estos costos incluyen el software y hardware, así como cualquier servicio de soporte técnico [56].

$$CF_{monitoreo} = \sum_{t=1}^n C_{Anual_{monitoreo}} \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (12)$$

Donde:

- $CostoAnualdeMonitoreo(CAM)$: Se refiere al gasto anual recurrente del seguimiento y análisis del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos, y pueden ser costos de servicio de monitoreo y soporte técnico. Software, hardware y personal encargado (USD).
- r : Tasa de descuento del valor del dinero %.
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 2: Análisis comparativo de la ecuaciones - CF – Energía Fotovoltaica.

Aspecto	Ecuación 1	Ecuación 2	Ecuación 3
Ventajas	- Considera los costos de adquisición y el costos de instalación de la planta fotovoltaica. - Aplicable para análisis detallado y proyección de costos a largo plazo.	- Aplica todos los costos de conexión a la red. - Fácil para llevar estimaciones de presupuesto sobre equipos de conexión	- Específica para costos de monitoreo y control. - Permite evaluar la inversión en tecnología de soporte a lo largo del tiempo. - Aplica la tasa de descuento para ajustar por el valor del tiempo.
Desventajas	- Puede ser compleja para proyectos pequeños. - Menos útil para cálculos rápidos.	- Menos detallada para análisis específicos. - Requiere datos bastante detallados para asegurar su precisión y fiabilidad.	- Requiere estimaciones precisas de costos anuales de monitoreo.

La Ecuación de CF 10 se destaca por su capacidad para proporcionar un análisis de los costos fijos de adquisición e instalación de la planta, así como también los costos de O &M. Esta ecuación ayuda a aquellos proyectos a gran escalada con el fin de medir la viabilidad económica del proyecto a largo plazo.

Por otro lado, la Ecuación CF 11 se orienta hacia una metodología más simplificada para el cálculo de los costos fijos, lo cual la hace ideal para realizar estimaciones preliminares y comparaciones rápidas entre distintos proyectos. Por ello la convierte en una herramienta práctica para la toma de decisiones rápidas, aunque ofrece un nivel de detalle menor.

Las Ecuaciones CF 12 adquiere relevancia para la evaluación de costos específicos relacionados con el monitoreo, control y actualización tecnológica en sistemas fotovoltaicos. Estas ecuaciones son esenciales para proyectos que priorizan la importancia de la tec-

nología de soporte y la mejora continua, con el fin de optimizar el rendimiento y la eficiencia del sistema a lo largo del tiempo.

En situaciones donde el enfoque se centra en los costos asociados al monitoreo, control y actualizaciones tecnológicas, la Ecuación CF 12 proporcionan información específica y detallada, resultando indispensables para una gestión eficiente y una planificación estratégica a largo plazo de la inversión tecnológica, en comparación con las ecuaciones 11 y 10.

COSTOS VARIABLES (CV)

2.1.7. ECUACIÓN CV 1

La fórmula aborda el costo asociado con la necesidad de reemplazar componentes específicos del sistema fotovoltaico. Considera que, a lo largo del tiempo, ciertos componentes como los inversores o los módulos pueden requerir reemplazo debido a fallas al final de su vida útil. Es esencial para los operadores de sistemas fotovoltaicos tener en cuenta estos costos para una evaluación precisa del rendimiento económico a largo plazo del proyecto [56].

$$CV_{reemplazo} = \sum_{t=1}^{N_t} Costo_{componente,t} \cdot F_{reemplazo} \quad (13)$$

Donde:

- $Costo_{componente,t}$: Este término representa el costo de reemplazo de un componente específico en el período de tiempo t . Puede variar cada año dependiendo de factores como cambios en los precios de mercado o en la tecnología (USD).
- $F_{reemplazo}$: Indica la frecuencia con la que se espera reemplazar el componente durante el período t . Por ejemplo, si un inversor se espera reemplazar cada 10 años, la frecuencia sería 0.1 por año.
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.1.8. ECUACIÓN CV 2

Evalúa el impacto económico de las pérdidas de eficiencia en el sistema fotovoltaico, a lo largo del tiempo, los sistemas fotovoltaicos pueden experimentar una disminución en la eficiencia debido a factores como el envejecimiento de los módulos, la degradación del material y las condiciones ambientales. Estimar este costo es fundamental para comprender la rentabilidad del sistema a lo largo de su vida útil y así planificar intervenciones que puedan mitigar estas pérdidas [56].

$$CV_{eficiencia} = \sum_{t=1}^{N_t} Perdida_{eficiencia,t} \cdot Prod_{energia,t} \quad (14)$$

Donde:

- $Perdida_{eficiencia,t}$ (%): Representa la pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico en el período t. Puede ser envejecimiento natural de los componentes, como los paneles solares, inversores. La pérdida de eficiencia se debe a que existen muchos factores que disminuyen la eficiencia del sistema a lo largo del tiempo (%).
- $Prod_{energia,t}$: Es la cantidad de energía que se espera que el sistema produzca en el período t, teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia (kWh).
- n : Tiempo de vida útil de la planta (años)
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.1.9. ECUACIÓN CV 3

Esta fórmula aborda los costos asociados con la operación y mantenimiento del sistema, y la energía que la planta genera en el año [56].

$$CV_{O\&M} = \sum_{t=1}^{N_t} C_{O\&M} \cdot Prod_{energia,t} \quad (15)$$

Donde:

- $CV_{O\&M}$: Representa todos los costos asociados con el mantenimiento correctivo y preventivo del sistema fotovoltaico, así como también todos los costos que tienen que ver con la operación del sistema en el período t (USD).
- $Prod_{energia,t}$: Es la cantidad de energía que el sistema fotovoltaico genera en un determinado período t (kWh).
- n : Tiempo de vida útil de la planta (años)
- t : Año específico dentro del período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 3: Análisis comparativo de la ecuaciones - CV – Energía Fotovoltaica

Aspecto	Ecuación CV 1	Ecuación CV 2	Ecuación CV 3
Ventajas	- Específica para costos de reemplazo de componentes. - Considera la variabilidad de costos y frecuencia de reemplazo. - Útil para presupuestar y planificar a largo plazo.	- Estima el impacto económico de la pérdida de eficiencia. - Facilita la identificación de periodos críticos para mantenimiento o actualización. - Ayuda a evaluar la rentabilidad del sistema a lo largo del tiempo.	- Enfocada en costos de operación y mantenimiento. - Esta relacionada según su producción de energía.
Desventajas	- Requiere estimaciones precisas de costos y frecuencias de reemplazo. - Puede ser compleja debido a la variabilidad de precios.	- Depende de estimaciones de pérdida de eficiencia y producción de energía. - Puede subestimar costos si no se actualizan las tarifas eléctricas. - Requiere datos específicos sobre la degradación de componentes.	- Requiere los costos exactos de operación y mantenimiento.

La Ecuación de CV 13 se presenta para la gestión de activos y la planificación financiera dentro del ámbito de los sistemas fotovoltaicos. Resulta importante para anticipar los costos asociados al reemplazo de componentes, siendo su aplicabilidad especialmente

relevante en proyectos que cuentan históricos o modelos predictivos confiables sobre la vida útil y el costo de los componentes.

La Ecuación CV 14 sirve para la evaluación del impacto económico derivado por la pérdida de la eficiencia de la planta fotovoltaica. Esta ecuación permite optimizar la rentabilidad a lo largo del tiempo e identificar oportunidades de mantenimiento o mejoras capaces de mitigar las pérdidas de eficiencia.

En lo que respecta a la Ecuación CV 15, se centra en el relación de los costos de operación, mantenimiento y la producción anual de la planta, este es crucial a la hora de analizar rentabilidad en la planta fotovoltaica.

Para la gestión económica eficaz la selección de los costos variables adecuada se torna esencial y debe alinearse con los objetivos específicos del proyecto y su contexto operativo. La Ecuación CV 13 se recomienda para aquellos casos en los que se prevé la planificación de reemplazos y mantenimiento a largo plazo. La Ecuación CV 14 resulta de gran utilidad en proyectos que aspiran maximizar la eficiencia y rentabilidad mediante la gestión efectiva. Finalmente, la Ecuación CV 15 sirve para proyectos que enfatizan la importancia de la innovación y la adaptación ante los cambios tecnológicos que intervengan en la operación y el mantenimiento de la planta.

La integración cuidadosa de estas ecuaciones en el análisis económico y la planificación de sistemas fotovoltaicos facilita una comprensión de los costos variables involucrados, promoviendo la toma de decisiones que contribuyen a mejorar la sostenibilidad y rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos.

COSTOS TOTALES (CT)

2.1.10. ECUACIÓN CT 1

La fórmula de costo total refleja un estima de todo el proyecto, el mismo que constantemente necesita ajustarse a cambios en la regulación o normativas ambientales, de seguridad, o de energía. Estos ajustes pueden incluir modificaciones en el diseño del sistema, actualizaciones de seguridad, o cambios en los procedimientos operativos para cumplir con las nuevas regulaciones [58].

$$CT_{fijos \ y \ variable} = \sum_{t=1}^n CT_{variables} + \sum_{t=1}^n CT_{fijos} \quad (16)$$

Donde:

- CT_{fijos} : Son todos los costos relacionados con la infraestructura, adquisición de equipos, instalación, seguros, mantenimiento preventivo, gastos administrativos.
- $CT_{variables}$: Gastos asociados con el mantenimiento correctivo, reparaciones y reemplazos, costos de monitoreo y supervisión.
- n : Tiempo de vida útil de la planta (años)

- t : Año específico dentro del período de análisis.

En la Ecuación CT 16 el costo total de un proyecto de generación de energía se compone de costos fijos y costos variables. Los costos fijos incluyen gastos iniciales de inversión, como la compra e instalación de equipos, mientras que los costos variables son aquellos que fluctúan con el nivel de producción, como el mantenimiento y, en algunos casos, el combustible. Para la energía fotovoltaica, los costos variables son mínimos, ya que esta tecnología no requiere combustible. Por lo tanto, el costo total se puede representar como la suma de los costos fijos y los costos variables, proporcionando una visión completa de la inversión necesaria para el proyecto.

2.2. SISTEMAS EÓLICOS

COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD (CNE)

2.2.1. ECUACIÓN CNE 1

Para determinar la viabilidad económica de un proyecto, resulta crucial anticipar los ingresos que generará un parque eólico. La noción básica del CNE implica calcular el costo promedio total de la construcción y operación de una central eléctrica, multiplicada por la anualidad y luego dividir este costo entre la cantidad total de energía que se genera la central a lo largo de su vida útil [48].

$$CNE = \frac{(\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t})(\frac{r}{1-(1+r)^{-n}})}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{n}} \quad (17)$$

$$C_t = I_t + O_t + M_t \quad (18)$$

Donde:

- I_t : Es el costo de inversión en el año t (USD/año).
- O_t : Es el costo de operación en el año t (USD/año).
- M_t : Es el costo de mantenimiento en el año t (USD/año).
- E_t : Producción anual de energía en un año (kWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Es la vida útil del parque eólico (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.2.2. ECUACIÓN CNE 2

El CNE, para un sistema eólico se calcula considerando los costos de inversión inicial, los costos operativos, mantenimiento y el costo de desmantelamiento del parque eólico dividido para la energía generada a lo largo de la vida útil del proyecto [59].

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(CAPEX_t + OPEX_t + Decommissioning_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{(AEY)}{(1+r)^t}} \quad (19)$$

Donde:

- $CAPEX_t$: Representa la inversión inicial (USD/año).
- $OPEX_t$: Los costos operativos y de mantenimiento (USD/año).
- $Decommissioning_t$: Costo de desmantelamiento (USD/año).
- AEY : La energía generada cada año (kWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.2.3. ECUACIÓN CNE 3

La ecuación 20 para el cálculo de CNE incluye los costos de operación y mantenimiento llevadas al valor presente, más la inversión en el año, dividido para la producción de energía del parque eólico [51].

$$CNE = \frac{I_o + \sum_{t=1}^T \frac{O\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (20)$$

Donde:

- I_o : Es el costo de inversión en el año t (USD/año).
- $O\&M_t$: Son los costos de operación y mantenimiento en el año t (USD/año).
- E_t : Es la energía generada en el año t (kW/h).
- n : Tiempo de vida útil del parque eólico (años).
- r : Tasa de descuento.
- t : Año específico dentro del período de análisis. .

Análisis comparativo

Tabla 4: Análisis comparativo de la ecuaciones - CNE – Energía Eólica.

Aspecto	Ecuación CNE 1	Ecuación CNE 2	Ecuación CNE 3
Ventajas	- Incluye todos los costos de ciclo de vida del proyecto. - Considera la producción de energía anual. - Utiliza la tasa de descuento para el valor presente. - Aplica el cálculo de la anualidad.	- Considera la inversión inicial, los costos operativos y de mantenimiento así como también el costo de desmantelamiento. - Sencillo y directo para cálculos preliminares.	- La inversión inicial lo trabaja como un valor directo. - Los costos de operación y mantenimiento los trabaja con la fórmula de valor presente. - Utiliza una tasa de descuento para su cálculo.
Desventajas	- Requiere datos detallados sobre costos y producción. - Puede ser complejo para proyectos a gran escala.	- Puede resultar una estimación menos precisa del CNE neto en entornos subvencionados.	- Requiere información precisa sobre un costo de desmantelamiento esto con la finalidad de tener un estudio de restabilidad ideal. - Puede complicar el cálculo si los incentivos cambian con el tiempo.

La Ecuación del CNE 17 se destaca por su adecuación en la realización de evaluaciones integrales sobre la viabilidad económica de proyectos eólicos, abordando los costos involucrados de la producción de energía. Esta ecuación es de especial interés para analistas y desarrolladores que requieren un entendimiento del flujo de costos a lo largo del ciclo de vida del proyecto, proporcionando las bases para un análisis detallado y preciso.

La Ecuación CNE 19, ofrece un cálculo más exacto, debido a que en su metodología utiliza el valor del costo de desmantelamiento de la planta eólica, este ayudará a tener un valor de rentabilidad más real.

Por otro lado, la Ecuación CNE 20 introduce a todos los costos asociados durante

la vida útil de la central, y los divide para la energía que genera la central eólica, es ideal para obtener una perspectiva más clara del costo neto de la energía generada.

La selección de la ecuación CNE más conveniente para proyectos eólicos es la Ecuación CNE 19, ya que esta contempla todos los costos desde el año de construcción de la central hasta su demantelamiento.

COSTOS FIJOS (CF)

2.2.4. ECUACIÓN CF 1

Calcula el costo de instalación de los aerogeneradores, más el costo de construcción del parque eólico. [60].

$$CF_{infraestructura} = \sum_{t=1}^n C_{instalacion_{aerogeneradores}} + \sum_{t=1}^n Costo_{construccion} \quad (21)$$

Donde:

- $C_{instalación\ de\ aerogeneradores}$: Costo de la instalación de aerogeneradores: Son los gastos en construcciones necesarias para los aerogeneradores como: costo de adquisición de equipos, infraestructura y construcción como cimientos, instalación de torres, obras civiles, grúas, equipos de izaje, instalaciones eléctricas, mano de obra y logística y transporte (USD).
- $C_{construcción}$: Son todos los costos que intervienen en la construcción en general del parque eólico (USD).
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.2.5. ECUACIÓN CF 2

Esta ecuación representa los gastos asociados con la integración del sistema eólico a la red eléctrica existente. Esto puede incluir el coste de transformadores, cableado y cualquier otro equipo necesario para la conexión [57].

$$CF_{conexion} : \sum_{t=1}^n Costo\ de\ integracion\ a\ la\ red\ electrica \quad (22)$$

Donde:

- $C_{integración\ a\ la\ red\ eléctrica}$: Incluye el gasto en transformadores, cableado y otros equipos para conectar los aerogeneradores a la red.
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.2.6. ECUACIÓN CF 3

Para calcular todos los gastos relacionados con la gestión del proyecto eólico, como los costos de permisos, licencias y seguros necesarios para operar [58].

$$CF_{gestion} : \sum_{t=1}^n Costos\ anuales\ de\ gestion \quad (23)$$

Donde:

- $C_{anuales\ de\ gestión}$: Gastos relacionados con la administración del proyecto eólico, como costos administrativos, salarios y beneficios, licencias, seguros, costos operativos, costos de mantenimiento y compra de terreno.
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 5: Análisis comparativo de la ecuaciones - CF – Energía Eólica.

Aspecto	Ecuación CF 1	Ecuación CF 2	Ecuación CF 3
Ventajas	- Cubre los costos de instalación de los aerogeneradores. - Esencial para la planificación inicial del proyecto. - Facilita la estimación de inversiones a largo plazo el proyecto. - Cubre todos los costos de construcción del parque eólico.	- Específica para los costos de conexión a la red eléctrica. - Crucial para proyectos que requieren extensas obras de integración. - Permite una estimación detallada de los costos de conexión.	- Incluye gastos administrativos esenciales para la operación. - Abarca costos de salarios, beneficios entre otros.
Desventajas	- Puede variar significativamente según la ubicación. - Requiere actualizaciones constantes de costos de mercado.	- Los costos pueden ser difíciles de estimar en fases tempranas. - Depende de las especificaciones técnicas del proyecto y de la red existente.	- Los costos pueden fluctuar según cambios regulatorios y de mercado. - No incluye costos de infraestructura o conexión. - Puede ser menos relevante para la estimación inicial de inversiones.

La Ecuación CF 21 establece el costo de infraestructura del parque eólico, donde aplica los costos de instalación de los aerogeneradores (transporte y logística, instalación y montaje, conexión a la red, otros), más el costo de construcción del proyecto, es ideal para estimar proyectos futuros.

Por otro lado la Ecuación CF 22 establece costos de (líneas de transmisión, equipos de conexión, medición y monitoreo, mano de obra y otros), los costos de conexión a la red eléctrica son una parte fundamental a considerar en cualquier proyecto de generación de energía.

Mientras que la Ecuación CF 23 es esencial en la operación de sistemas eólicos. Estos costos incluyen la administración y supervisión del sistema, seguros, monitoreo del rendimiento del parque eólico. Aunque los sistemas eólicos generalmente requieren menos mantenimiento que otras tecnologías de generación, es crucial llevar a cabo una gestión eficiente para maximizar la producción de energía y asegurar el retorno de la inversión.

En la implementación de proyectos de energía renovable, es esencial considerar y equilibrar adecuadamente los costos que engloba el proyecto. Evaluar de manera integral estos costos es fundamental porque permite evaluar la rentabilidad económica y la eficiencia operativa de cualquier proyecto de energía renovable. Entre estos, la Ecuación CF 23, que engloba los costos anuales de gestión suelen ser los más manejables a largo plazo, ya que permiten un monitoreo y mantenimiento continuo que pueden optimizar el rendimiento y prolongar la vida útil del sistema, asegurando un retorno constante de la inversión.

COSTOS VARIABLES (CV)

2.2.7. ECUACIÓN CV 1

La ecuación aborda los costos de mantenimiento que varían según la cantidad de energía producida. Este enfoque permite estimar con mayor precisión los costos en función de la producción real [61].

$$CV_{mantenimiento} : \sum_{t=1}^{N_t} C_M \cdot E_{generada} \quad (24)$$

Donde:

- C_M : Gastos en mantenimiento generados (USD/año).
- $E_{generada}$: La cantidad de energía que genera el sistema eólico (kWh).
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.2.8. ECUACIÓN CV 2

La ecuación estima el costo asociado con la sustitución periódica de partes del aerogenerador, como las palas o los componentes electrónicos, en función de la frecuencia de reemplazo [61] .

$$CV_{reemplazo} : \sum_{t=1}^{N_t} C_{componentes,i} \cdot F_{reemplazo,i} \quad (25)$$

Donde:

- $C_{componente,i}$: Precio de sustitución de cada componente específico del aerogenerador (USD).
- $F_{reemplazo,i}$: Frecuencia de reemplazo, es decir cuántas veces se espera reemplazar cada componente durante la vida útil del proyecto.
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

2.2.9. ECUACIÓN CV 3

Esta ecuación incluye gastos que varían de acuerdo al funcionamiento del sistema, como, materiales para reparaciones menores y otros suministros [61].

$$CV_{operación} : \sum_{t=1}^n C_{variables} \quad (26)$$

Donde:

- $C_{variables}$: Costos que varían en función del uso y operación del sistema, como materiales para reparaciones menores (USD).
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 6: Análisis comparativo de la ecuaciones - CV – Energía Eólica.

Aspecto	Ecuación CV 1	Ecuación CV 2	Ecuación CV 3
Ventajas	- Permite una estimación precisa de los costos de mantenimiento en función de la producción. - Facilita la planificación financiera ajustada a la producción real. - Útil para optimizar estrategias de mantenimiento.	- Específica para el reemplazo de componentes críticos. - Ayuda en la planificación a largo plazo de la sustitución de piezas.	- Cubre los gastos operativos menores y variables. - Esencial para el cálculo de costos operativos detallados. - Aporta flexibilidad en la gestión de recursos.
Desventajas	- Requiere datos precisos sobre la relación entre producción y mantenimiento. - Puede subestimar costos si la producción excede las expectativas. - Menos efectiva sin un seguimiento detallado de la producción.	- Depende de la precisión en la estimación de la vida útil de los componentes. - Puede ser complejo calcular para componentes con diferentes frecuencias de reemplazo.	- Puede ser difícil estimar con precisión los costos variables menores. - Menos relevante para la planificación de inversiones a largo plazo. - Requiere una gestión detallada de inventario y consumibles.

La Ecuación CV 24 se encuentra como una alternativa, que ayuda de manera fundamental operadores de parques eólicos interesados en establecer un modelo de costos operativos que se correlacione directamente con la producción de energía. Permite la optimización de programas de mantenimiento y una gestión financiera que se base en la producción efectiva de energía, permitiendo así una planificación más precisa y ajustada a las realidades operativas del parque eólico.

Por otro lado, la Ecuación CV 25 tiene un enfoque más detallado para la planifica-

ción del reemplazo de componentes, el mantenimiento predictivo y la minimización de períodos de inactividad no planificados, siendo esencial para aquellos proyectos que buscan una planificación financiera a largo plazo centrada en la sostenibilidad operativa.

La Ecuación CV 26, se concentra en los costos operativos en relación al uso y la operación del sistema, incluyendo gastos variables de ciertos materiales necesarios para reparaciones, facilitando una asignación eficiente de recursos destinados al mantenimiento operativo y asegurando así la continuidad y eficiencia del funcionamiento del parque eólico.

La elección de la Ecuación CV 24 más apropiada se guía por las necesidades específicas del proyecto, la disponibilidad de datos precisos y una estrategia orientada hacia el mantenimiento y operación eficiente del sistema, posibilitando la toma de decisiones informadas que contribuyan a la mejora de la eficiencia operativa y la rentabilidad del parque eólico.

COSTOS TOTALES (CT)

2.2.10. ECUACIÓN CT 1

La forma de representar la suma total de los costos fijos y variables a lo largo de la vida útil del proyecto eólico [62].

$$CT_{ope} : \sum_{t=1}^n CF_t + CV_t \quad (27)$$

Donde:

- CF_t : Sumatoria de todos los costos fijos a lo largo de la vida útil del proyecto.
- CV_t : Sumatoria de todos los costos variables a lo largo de la vida útil del proyecto.
- n : Tiempo de vida útil del parque eólicos (años).
- t : Año específico dentro del período de análisis.

Por su parte, la Ecuación CT 27 aporta una visión integral de los costos a lo largo de toda la vida útil del proyecto, integrando tanto los costos fijos como los variables, siendo fundamental para la gestión financiera a largo plazo, ya que permite a los operadores planificar de manera efectiva los gastos operativos y asegurar así la sostenibilidad financiera del proyecto, contribuyendo a una visión holística y detallada del flujo financiero necesario para el mantenimiento y operación del parque eólico.

Esta aproximación estratégica facilita una planificación financiera detallada y orientada a garantizar tanto la viabilidad como la rentabilidad, asegurando que todos los aspectos financieros sean cuidadosamente evaluados y gestionados para el éxito sostenido del proyecto.

2.3. SISTEMAS HIDRÁULICOS

COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD (CNE)

2.3.1. ECUACIÓN CNE 1

Esta ecuación calcula el CNE considerando los costos de inversión, costos de operación, mantenimiento y costo del agua turbinada de la central hidroeléctrica, dividido para la energía generada. [63]. Los componentes clave son:

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + CO \& M_t + CUW_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (28)$$

Donde:

- I_t : Costo de inversión en el año t (USD/año).
- $O \& M_t$: Costos de operación y mantenimiento en el año y (USD).
- CUW_t : Costo del agua turbinada para generación (USD/kWh).
- E_t : Electricidad generada anualmente por el sistema hidráulico (kWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del periodo de análisis.

2.3.2. ECUACIÓN CNE 2

Esta ecuación calcula los costos de inversión, costos de operación, mantenimiento llevándolos al valor presente, entre la energía generada por la central hidroeléctrica [64].

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O \& M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (29)$$

Donde:

- I_t : Representa el costo de inversión en el año t (USD).
- $O \& M_t$: Costos de operación y mantenimiento anuales (USD).
- E_t : Electricidad generada anualmente por el sistema hidráulico (kWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del periodo de análisis.

2.3.3. ECUACIÓN CNE 3

La Ecuación calcula el CNE llevando al valor presente los costos de operación, mantenimiento mediante una tasa de descuento r y sumando el costo de inversión CapEx, dividiendo para la energía generada en (MWh) [65].

$$CNE = \frac{CapEx_t + \sum_{t=1}^n \frac{OpEx_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{MWh_t}{(1+r)^t}} \quad (30)$$

Donde:

- $CapEx_t$: Inversión en el año t (USD/año).
- $OpEx_t$: Costo de operación y mantenimiento en el año t (USD/año).
- MWh_t : Electricidad generada anualmente por el sistema hidráulico (MWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- n : Año específico dentro del periodo de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 7: Análisis comparativo de la ecuaciones - CNE – Energía Hidráulica.

Aspecto	Ecuación CNE 1	Ecuación CNE 2	Ecuación CNE 3
Ventajas	- Considera los costos de operación, mantenimiento y el costo de agua turbinada, para generación eléctrica, proporcionando una base sólida para el cálculo del CNE. - Útil para evaluar proyectos de manera precisa y transparente la viabilidad económica del proyecto. - Permite a los planificadores a tomar decisiones informadas.	- Permite una comparación más directa y sencilla entre diferentes proyectos de generación de energía. - Simplifica el análisis financiero especialmente para proyectos donde los costos de recursos naturales son indispensables .	- Proporciona una separación entre la inversión inicial y los costos recurrentes de operación y mantenimiento. - Destaca la importancia de estos costos recurrentes y como se distribuyen a lo largo del tiempo.
Desventajas	- Sensibilidad a la tasa de descuento que calcula el valor presente de los flujos de costos futuros. - Incertidumbre en las proyecciones de costos.	- Podría subestimarse el costo total del proyecto. - Distorsiona la evaluación de la sostenibilidad económica a largo plazo del proyecto.	- Menos precisa especialmente donde los costos son significativos. - Pasa por alto costos importante y podría afectar a la sensibilidad de la tasa de descuento r, debido a que solo trabaja los costos de operación y mantenimiento como valor presente neto.

La Ecuación del CNE 28 es esencial para la evaluación preliminar de proyectos hidráulicos, poniendo especial énfasis en los costos operativos y de mantenimiento implicados. Además engloba los costos de agua para generación. Dicha ecuación es de particular importancia porque brinda una perspectiva clara sobre la viabilidad financiera del proyecto desde sus etapas iniciales, ajustados todos los costos por una tasa de descuento r .

La Ecuación CNE 29 es viable para el cálculo de CNE, sin embargo puede tener cierta variación en los resultados, ya que no engloba el costo de agua turbinada, costo que es muy esencial para el estudio de una central hidroeléctrica.

La Ecuación CNE 30 cumple con los criterios de viabilidad económica, sin embargo puede tener ciertos desajustes a la hora del cálculo debido a que no aplica la tasa de descuento r a todos los costos. Puede entonces su resultado variar un poco en comparación con la ecuación CNE 28, de igual manera se alinea con objetivos de sostenibilidad.

La adecuada selección es la ecuación CNE 28 para un sistema hidráulico, ya que debe estar fundamentada en una comprensión de las particularidades del proyecto, incluyendo factores como su ubicación, estructura de financiamiento, impactos ambientales y las estrategias de mitigación asociadas. La integración de estas ecuaciones dentro del análisis económico del proyecto posibilita una visión integral de los costos involucrados, promoviendo la toma de decisiones que no solo buscan optimizar la rentabilidad económica de la central.

COSTOS FIJOS (CF)

2.3.4. ECUACIÓN CF 1

Esta ecuación calcula los costos fijos relacionados con los salarios y beneficios de los trabajadores, no varía con el nivel de producción de la planta. Para ello primero se calcula factor de la anualidad, que aplica la tasa de descuento [66].

$$CF_{remuneracion} : \frac{Anualidad \cdot fd_R}{12} \quad (31)$$

$$A = I \left[\frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}} \right] \quad (32)$$

Tipo	Tecnología	Fd_ref
Hidráulica	Embalse	0,92
	Pasada	0,90
Térmica	Vapor	0,80
	Gas	0,80
	MCI	0,80

Tabla 8: Factores de referencia por tecnología

Donde:

- *Anualidad* : Es el costo asociado con la construcción de la infraestructura en el año t.
- *I*: Se refiere al costo de la inversión en el año t (USD).
- *fd_R*: Factor de disponibilidad referencial.
- *r*: Es la tasa de descuento.
- *n*: El tiempo de vida útil de la planta.
- *t*: Año específico dentro del periodo de análisis.

2.3.5. ECUACIÓN CF 2

Esta ecuación determina los costos fijos relacionados con la operación y el mantenimiento del proyecto hidráulico [67].

$$CF_{O\&M} : \sum_{t=1}^n C_{operacion} + \sum_{t=1}^n C_{mantenimiento} \quad (33)$$

Donde:

- *C_{operacion}*: Es el costo operativo en el año t.
- *C_{mantenimiento}*: Es el costo de mantenimiento en el año t.
- *n*: El año específico dentro del período de análisis.
- *t*: Es el tiempo de vida útil en años de la central.

2.3.6. ECUACIÓN CF 3

Esta ecuación estima los costos fijos asociados a la integración del sistema hidráulico a la red eléctrica existente, incluyendo transformadores, cableado y otros equipos necesarios para la conexión [67].

$$CF_{conexion} : \sum_{t=1}^n C_{red\ electrica,t} \quad (34)$$

Donde:

- *C_{redelectrica,t}*: Es el costo en el año t asociado con la conexión a la red eléctrica.
- *n*: Vida útil de la planta (años).
- *t*: Año específico dentro del período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 9: Análisis comparativo de la ecuaciones - CF – Energía Hidráulica.

Aspecto	Ecuación CF 1	Ecuación CF 2	Ecuación CF 3
Ventajas	- Proporciona una fiabilidad y estabilidad energética. - Alta disponibilidad operativa gracias al factor de disponibilidad. - Estabilidad en el suministro eléctrico proporcionando una base sólida en su generación.	- Cubre los costos de operación y mantenimiento esenciales para la operación del proyecto. - Control y gestión eficiente, esto permite a los operadores optimizar los recursos, y minimizar gastos innecesarios. - Fundamental para el presupuesto operativo anual.	- Enfoca en los costos de conexión a la red eléctrica, cruciales para la funcionalidad del proyecto. - Incluye gastos en infraestructura de conexión como transformadores y cableado. - Clave para la integración del sistema hidráulico con la red existente.
Desventajas	-Sensibilidad a cambios en la tasa de interés, esto puede ocasionar que las fluctuaciones en la tasa de interés tengan un impacto significativo en los resultados económicos a largo plazo.	- Impacto en la rentabilidad , pueden variar según la tecnología. - Los costos pueden fluctuar según cambios regulatorios. - Puede ser menos relevante para la estimación inicial de la inversión.	-No considera otros costos fijos como la infraestructura inicial o gastos administrativos. - Requiere una comprensión detallada de los requisitos de conexión específicos del proyecto.

La Ecuación del CF 31 es imprescindible en la fase inicial de evaluación y desarrollo de proyectos hidráulicos, ofreciendo una referencia sobre los costos asociados a la construcción de infraestructura, y factor de disponibilidad, que son factores que ya se encuentran establecidos en la regulaciones, además adquisición de equipamiento. Ayuda a financiadores en las etapas tempranas del proceso a tomar decisiones permitiendo estimar la inversión y la planificación financiera preliminar del proyecto.

La Ecuación CF 33 muestra una perspectiva de costos de operación y mantenimiento,

para un funcionamiento óptimo de la central, destaca la importancia de contemplar y presupuestar adecuadamente los requisitos administrativos desde una fase temprana.

La Ecuación CF 34 se enfoca en los costos vinculados a la conexión del sistema hidráulico a la red eléctrica, un elemento esencial para asegurar la funcionalidad del proyecto. Presentado la integración o adaptaciones necesarias para la conexión a la red, mostrando la necesidad de anticipar y gestionar adecuadamente estos costos para garantizar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

La elección adecuada de la ecuación CF se determinará en función de las especificidades del proyecto, incluyendo factores como su ubicación, requerimientos regulatorios y de conexión. La integración cuidadosa de estas ecuaciones en el análisis económico del proyecto permite una comprensión integral de los costos fijos, facilitando la toma de decisiones que optimicen tanto la viabilidad económica como la operatividad y sostenibilidad a largo plazo del proyecto.

COSTOS VARIABLES (CV)

2.3.7. ECUACIÓN CV 1

Esta calcula los costos variables de agua turbinada para generación, depende de la tarifa de uso de agua para hidroelectricidad, el volumen autorizado y la energía bruta estimada durante el ciclo operativo [68].

$$CA_T : \frac{\sum_{t=1}^n T_{UAA} \cdot Vol}{G_B} \quad (35)$$

Donde:

- T_{UAA} : Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad en USD/ m^3 .
- G_B : Energía bruta estimada durante el ciclo operativo en (kWh).
- Vol : Corresponde al porcentaje (%) total del caudal autorizado, determinado técnicamente con base al volumen turbinado para el ciclo operativo en m^3 .
- n : Tiempo de vida útil de la planta (años).
- t : Año específico del periodo de análisis.

2.3.8. ECUACIÓN CV 2

Esta ecuación evalúa los costos variables de lubricantes, productos químicos, otros insumos y están directamente relacionados con la energía bruta estimada durante el ciclo de vida operativo del sistema hidráulico [68].

$$C_{LQI} : \frac{\sum_{t=1}^n (PU_i \cdot C_i)}{G_B} \quad (36)$$

Donde:

- PU_i : Precio unitario del insumo i para el mes de la declaración (USD).
- C_i : Consumo del insumo i durante el ciclo operativo.
- G_B : Energía bruta estimada durante el ciclo operativo en (kWh).
- n : Vida útil de la planta (años).
- t : Año específico de periodo de análisis.

2.3.9. ECUACIÓN CV 3

La ecuación incluye los costos variables relacionados con el costo del agua turbinada, precios de lubricantes, productos químicos, el consumo de energía para servicios auxiliares y la energía bruta estimada durante el ciclo operativo [68].

$$C_{EE} : \frac{\sum_{t=1}^n (CA_T \cdot C_{LQI})}{(1 - \frac{CE_{AX}}{G_B})} \cdot \frac{CE_{AX}}{G_B} \quad (37)$$

Donde:

- CA_T : Costos del agua turbinada para generación en (USD/kWh).
- C_{LQI} : Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (USD/kWh).
- CE_{AX} : Consumo de energía exclusiva para servicios auxiliares de la central durante el ciclo operativo en kWh.
- G_B : Es la energía bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).
- n : Vida útil del la planta (años).
- t : El número total de años en el período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 10: Análisis comparativo de la ecuaciones - CV – Energía Hidráulica.

Aspecto	Ecuación CV 1	Ecuación CV 2	Ecuación CV 3
Ventajas	- Bajo impacto ambiental en comparación con otras centrales de generación. - Capacidad de regulación hidrológica, es decir que con el agua turbinada se puede controlar inundaciones en épocas de alta precipitación.	- Aborda los costos asociados con los lubricantes utilizados en la operación y el mantenimiento de la central. - Mejora la eficiencia operativa de la central para una mayor producción de energía con menor consumo de recursos.	- Mejora la confiabilidad y operación del sistema, el consumo de energía para servicios auxiliares ayuda a generar energía de manera constante.
Desventajas	- Requiere datos detallados sobre el caudal autorizado. - Puede subestimar costos si la producción excede las expectativas.	- Impacto ambiental si se produce el derrame de ciertos lubricantes. - Costos y gestiones el mal manejo de estos insumos, puede provocar gastos inadecuados para el proyecto.	- Reducción de vibración y ruido, debido a maquinas en mal estado, evitar no solo mejora las condiciones de trabajo sino también contribuye a la eficiencia operativa de la planta.

La Ecuación CV 35 es esencial para la planificación y gestión de los costos variables, ya que incluye el costo agua turbina para generación hidroeléctrica. Pues este tipo de centrales deben cumplir con una tarifa establecida en las respectivas regulaciones, en función de la producción de energía.

Por otro lado, la Ecuación CV 36 se enfoca en los costos de lubricantes u otros insumos que la central requiere para mantener un adecuado mantenimiento, los lubricantes se requieren especialmente en el cuarto de máquina, esto ayuda a tener una excelente operación de la central.

La Ecuación CV 37, se basa en todos los costos establecidos en las ecuaciones CNE 35 y 36, en donde los lubricantes y el agua turbinada desempeñan roles fundamentales

en el funcionamiento eficiente y confiable de una central hidroeléctrica. Los lubricantes, al reducir la fricción y el desgaste en las turbinas y otros equipos mecánicos, contribuyen a prolongar la vida útil de los componentes y mejorar la eficiencia operativa. Esto no solo optimiza la producción de energía, sino que también minimiza la necesidad de mantenimiento frecuente y costoso. Por otro lado, el agua turbinada actúa como el medio principal para transferir energía mecánica a energía eléctrica a través de las turbinas hidráulicas. Por otro lado además de ser una fuente renovable y sostenible, el agua turbinada permite regular el flujo hídrico, adaptándose a la demanda energética y proporcionando estabilidad al sistema eléctrico.

COSTOS TOTALES (CT)

2.3.10. ECUACIÓN CT 1

Esta ecuación representa la suma total de los costos fijos y variables a lo largo de la vida útil del proyecto hidráulico [69] .

$$CT_{ope} : \sum_{t=1}^n CF_{Total} + CV_{Total} \quad (38)$$

Donde:

- CF_{Total} : Representa el costo fijo total, que incluye todos los costos fijos asociados con el proyecto.
- CV_{Total} : Corresponde al costo variable total, que incluye todos los costos variables asociados con el proyecto.
- n : Vida útil de la planta (años).
- n : El número total de años en el período de análisis.

La Ecuación CT 38 aporta una visión global de los costos a lo largo de toda la vida útil del proyecto, pues la suma de los costos fijos y variables permiten a los gestores del proyecto asegurar la sostenibilidad financiera a través de una planificación adecuada de los gastos operativos. La capacidad de anticipar y gestionar de manera eficaz tanto los costos iniciales como los recurrentes resulta esencial para el éxito y la viabilidad financiera del proyecto.

2.4. SISTEMAS BIOMASA

COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD (CNE)

2.4.1. ECUACIÓN CNE 1

La ecuación calcula el CNE utilizando la anualidad, multiplicado por los diferentes costos en valores futuros y dividido por la energía generada durante la vida útil de la planta de biomasa [48] .

$$CNE = \frac{(\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t})(\frac{r}{1-(1+r)^{-n}})}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{n}} \quad (39)$$

$$C_t = I_t + O_t + M_t \quad (40)$$

Donde:

- I_t : Costo de inversión en el año t. (USD/año).
- O_t : Costo operativo en el año t (USD/año).
- M_t : Costo de mantenimiento en el año t (USD/año).
- E_t : Energía generada en el año t (kWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- t : Año de análisis dentro del periodo considerado.
- n : Tiempo de vida útil de la planta (años).

2.4.2. ECUACIÓN CNE 2

Incorpora el costo asociado con la inversión en el año, costos de operación y mantenimiento, el costo de combustible, si la planta utiliza dicho recurso y costos indirectos, estos (incluyen penalizaciones por emisiones de CO2, tal sea el caso), dividido para la energía generada por la planta (kWh) [70].

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n C_I + C_{O\&M} + C_f + C_{ind}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_g}{(1+r)^t}} \quad (41)$$

Donde:

- C_I : Costo de inversión en el año t. (USD/año)
- $C_{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento en el año t (USD).
- C_f : Costo de combustible en el año (USD/kWh)
- C_{ind} : Costos por emisiones de CO2 (USD).
- E_g : Energía generada en el año t (kWh).

- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años)
- t : Año de análisis dentro del periodo considerado.

2.4.3. ECUACIÓN CNE 3

Calcula el CNE utilizando la inversión inicial, costos de operación y mantenimiento, dividido para la energía generada por la planta [71].

$$CNE = \frac{I_o + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (42)$$

$$C_t = O_t + M_t \quad (43)$$

Donde:

- I_o : Costo de inversión en el año t (USD).
- O_t : Costo operativo en el año t (USD).
- M_t : Eficiencia del sistema en el año t (USD).
- E_t : Energía generada en el año t (kWh).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del periodo de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 11: Análisis comparativo de la ecuaciones - CNE – Energía Biomasa.

Aspecto	Ecuación CNE 1	Ecuación CNE 2	Ecuación CNE 3
Ventajas	- Considera los costos de operación y mantenimiento proporcionando una base sólida para el cálculo del CNE. - Útil para proyectos donde la anualidad es un factor clave, para el cálculo de CNE.	- Incorpora los costos de combustible en caso de la planta utilizarlo. - Esencial para proyectos donde el impacto ambiental es significativo. - Ayuda a evaluar la sostenibilidad económica considerando la mitigación ambiental.	- Utiliza la tasa de descuento para calcular el valor presente de los flujos de efectivos futuros. - Importante para proyectos que dependen de préstamos o inversiones externas.
Desventajas	- Puede subestimar el CNE al no considerar los costos ambientales o financieros. - Menos aplicable en contextos donde los aspectos ambientales o financieros son predominantes.	- Los costos ambientales pueden ser difíciles de cuantificar. - Puede resultar en un CNE más alto, afectando la percepción de viabilidad. - Requiere un enfoque interdisciplinario para evaluar correctamente los costos ambientales.	- Se centra en el aspecto financiero, pudiendo descuidar otros costos directos del proyecto. - Los costos de financiamiento varían ampliamente, complicando las estimaciones. - Puede ser menos relevante en proyectos financiados internamente o con bajos costos de préstamo.

La Ecuación del CNE 39 presenta la evaluación financiera de proyectos energéticos como plantas de biomasa. Esta ecuación calcula el Costo Nivelado de Electricidad (CNE), donde se suman la inversión inicial requerida para la construcción del proyecto y los costos anuales de operación y mantenimiento multiplicada por la anualidad, la misma que calcula el valor anual uniforme de los flujos de efectivo esperados durante la vida útil del proyecto.

Este enfoque proporciona una medida estandarizada del costo por unidad de energía generada, facilitando la comparación y la toma de decisiones informadas sobre la viabilidad económica y financiera del proyecto a largo plazo.”

La Ecuación CNE 41 se presenta para proyectos en los cuales los impactos ambientales y las necesidades de mitigación, para fomentar prácticas sostenibles y responsables con el medio ambiente, asegurando que no sólo cumplan con criterios de viabilidad económica, sino que también se alineen con objetivos de sostenibilidad a largo plazo.

La Ecuación CNE 42 proporciona una evaluación crítica del modo en que los costos de operación y mantenimiento utiliza una tasa de descuento r para calcular el valor presente de los flujos de efectivos futuros.

La adecuada selección de la ecuación CNE para un sistema de Biomasa debe estar fundamentada en una comprensión de las particularidades del proyecto. La ecuación de la Anualidad, es una correcta opción, para el cálculo de CNE y útil para estimar el costo anual uniforme de los ingresos o costos asociados con el proyecto.

COSTOS FIJOS (CF)

2.4.4. ECUACIÓN CF 1

Estima los costos fijos asociados con el terreno y la infraestructura necesaria para el proyecto [67].

$$CF_{infra} = \sum_{t=1}^n C_{terreno,t} + C_{constr,t} \quad (44)$$

Donde:

- $C_{terreno,t}$: Costo del terreno en el año t (USD).
- $C_{constr,t}$: Costo de construcción en el año t (USD).
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : El tiempo de vida útil de la planta (años).

2.4.5. ECUACIÓN CF 2

Evalúa los costos fijos como gastos financieros y costos de operación total asociado para el sistema de biomasa [67] .

$$CF_{financiamientos} : \sum_{t=1}^n Gastos_{financieros} + \sum_{t=1}^n C.Fijos_{operacion} \quad (45)$$

Donde:

- $Gastos_{administrativos}$: Incluye gastos como software, patentes municipales e impuestos, suministros de oficina, limpieza y seguros (USD).
- $C.fijos_{operacion}$: Gastos como mano de obra de producción, depreciación de planta y equipos, servicios básicos, flete, transporte y pago por biogás consumido (USD).
- t : El año específico dentro del período de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la planta de biogás (años).

2.4.6. ECUACIÓN CF 3

Calcula los costos anuales asociados con la administración y gestión del proyecto de biogas. [67].

$$CF_{administrativos} : \sum_{t=1}^n C_{admin,t} \quad (46)$$

Donde:

- $C_{admin,t}$: Costo administrativo en el año t (USD).
- t : El año específico dentro del período considerado.
- n El número total de años en el período de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 12: Análisis comparativo de la ecuaciones - CF – Energía de Biomasa.

Aspecto	Ecuación CF 1	Ecuación CF 2	Ecuación CF 3
Ventajas	- Proporciona una estimación detallada de los costos de construcción de la planta, conjuntamente con el costo del terreno donde esta esta construida la planta. - Esencial para la planificación de la inversión inicial. - Permite una evaluación precisa del capital necesario para el desarrollo del proyecto.	- Cubre los costos de financiamiento esenciales para la operación del proyecto. - Incluye costos fijos de operación. - Fundamental para el presupuesto operativo anual.	- Enfoca los gastos administrativos del proyecto , lo cual ayuda en la gestión eficiente del proyecto. - Optimización de recursos humanos , capacitación de personal especializado.
Desventajas	- Requiere datos detallados sobre los costos de construcción y equipamiento. - Puede variar significativamente según el proyecto y la ubicación.	- No abarca los costos de mantenimiento del proyecto. - Los costos pueden fluctuar según cambios regulatorios. - Puede ser menos relevante para la estimación inicial de la inversión.	- Impacto en la rentabilida del proyecto puede causar menor capacidad para competir en un mercado energético.

La Ecuación de CF 44 representa los distintos costos asociados a la compra del terreno donde va ser implementado la planta de biogás, además los costos de construcción de la planta, es crucial para empezar el proyecto. Este estudio se puede realizar ya sea de acuerdo a las condiciones climáticas, situaciones que de alguna u otra manera pueda afectar a la población cercana entre otras. Esta ecuación es sumamente importante para poner en marcha la planta.

La Ecuación de CF 45 representa los costos pueden aumentar la carga financiera total y afectar la rentabilidad esperada del proyecto a lo largo de su vida útil. Por otro lado, los costos fijos de operación, que abarcan gastos como mantenimiento de equipos, seguro, y administración general, son necesarios para asegurar la operación continua y eficiente de la planta. Estos costos representan una parte significativa de los gastos operativos totales y deben gestionarse cuidadosamente para mantener la eficiencia y maximizar los márgenes de beneficio. La combinación de una gestión eficaz de los costos de financiamiento y la optimización de los costos fijos de operación son fundamentales para garantizar la sostenibilidad financiera y operativa de una planta de biogás a largo plazo.

La Ecuación de CF 46 esta ecuación es fundamental para analizar los costos administrativos y de gestión de la planta de biogas. La gestión se refiere al conjunto de actividades y procesos necesarios para asegurar que la planta funcione de manera eficiente, segura y sostenible. Involucra la planificación, organización, coordinación y control de todos los aspectos relacionados con la producción de biogás y el manejo de residuos orgánicos.

La viabilidad y el éxito operativo de una planta de biogás dependen en gran medida de una gestión eficiente de los costos asociados. Los costos de construcción inicial establecen la base estructural y tecnológica del proyecto, afectando directamente la capacidad de la planta para operar de manera eficiente y competitiva. Una inversión adecuada en esta etapa garantiza la implementación de tecnologías adecuadas y sistemas de digestión eficientes que maximizan la producción de biogás.

Los gastos administrativos desempeñan un papel crucial en la planificación y gestión diaria de la planta. Estos costos son necesarios para asegurar el cumplimiento normativo, la gestión eficiente de recursos humanos y la coordinación efectiva de todas las actividades operativas y financieras. Una administración adecuada no solo optimiza los procesos internos, sino que también contribuye a la sostenibilidad ambiental y financiera del proyecto.

COSTOS VARIABLES (CV)

2.4.7. ECUACIÓN CV 1

Estima los costos que varían en función de la energía producida y el precio de venta de kWh [67].

$$CV_{producción} : \sum_{t=1}^n Precio_{kWh} \cdot E_{prod,t} \quad (47)$$

Donde:

- P_{kW} : Precio de venta de energía (USD/kWh).
- $E_{prod,t}$: Energía producida en el año t (kWh).

- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la planta de biogás (años).

2.4.8. ECUACIÓN CV 2

Calcula el costo asociado parámetros como la eficiencia, que varía según la cantidad de energía producida [67].

$$CV_{eficiencia} : \sum_{t=1}^n Eficiencia_{sistema} \cdot E_{pro,t} \quad (48)$$

Donde:

- $Eficiencia_{sistema}$: Es la eficiencia del sistema en el año t .
- $E_{Prod,t}$: Energía producida en el año t (kWh).
- t : El año específico dentro del período considerado.
- n : Tiempo de vida útil de la planta de biogás (años).

2.4.9. ECUACIÓN CV 3

Evalúa los costos operativos que varían año a año, como los materiales y suministros necesarios para el funcionamiento del sistema [67].

$$CV_{op} : \sum_{t=1}^n C_{variables \ de \ operacion_t} \quad (49)$$

Donde:

- $C_{variables \ de \ operacion,t}$: Costo variable de operación en el año.
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la planta de biogás (años).

Análisis comparativo

Tabla 13: Análisis comparativo de la ecuaciones - CV – Energía Biomasa.

Aspecto	Ecuación CV 1	Ecuación CV 2	Ecuación CV 3
Ventajas	- Se basa directamente en la cantidad de energía producida por la planta facilitando una correcta planificación y una análisis financiero. - Útil para presupuestar los costos operativos en función de la producción real. - Facilita la optimización de estrategias de adaptabilidad en el mercado.	- Ayuda a la mejora de eficiencia a través de tecnologías avanzadas o mejores prácticas operativas. - Refleja un desempeño mas realista del desempeño operativo de la planta.	- Cubre gastos operativos menores y variables, como lubricantes y reparaciones. - Clave para el cálculo de costos operativos detallados. - Aporta flexibilidad en la gestión de recursos operacionales.
Desventajas	- Requiere datos detallados sobre la relación entre producción y mantenimiento. - Puede subestimar costos si la producción excede las expectativas. - Menos efectiva sin un seguimiento preciso de la producción.	- Requiere un monitoreo constante y detallado de los procesos operativos. - Variabilidad en la eficiencia ya que puede fluctuar debido a varios factores, como las condiciones operativas.	- Puede ser complicado estimar con precisión los costos variables menores. - Menos relevante para la planificación de inversiones a largo plazo. - Requiere una gestión detallada de inventario y consumibles.

La Ecuación CV 47 es muy importante a la hora de analizar si la planta genera la suficiente cantidad de energía, la misma que con su venta exista una rentabilidad respecto a los costos incurridos en su construcción y operación de la planta.

La Ecuación CV 48 La fórmula ofrece varias ventajas significativas para la gestión

de una planta de biogás. Primero, esta fórmula incentiva la optimización operativa, para mejorar la eficiencia del proceso de producción y a su vez ayudará a minimizar los costos variables y obtener la rentabilidad del proyecto. Al enfocarse en la eficiencia, la planta se motiva a implementar tecnologías avanzadas y prácticas operativas más efectivas, lo que fomenta la sostenibilidad. Además, esta fórmula proporciona un reflejo más realista del desempeño operativo de la planta. Al medir y vincular los costos con la eficiencia, se permite una evaluación más precisa de cómo se están utilizando los recursos y cuán efectivamente se están convirtiendo en energía.

La Ecuación CV 49 permite a la planta ajustar sus gastos operativos de acuerdo con la cantidad de energía generada, lo que ayuda a mantener la eficiencia económica durante períodos de fluctuaciones en la producción. Además, los costos variables incentivan la optimización del proceso de producción, ya que cualquier mejora en la eficiencia operativa puede llevar a una reducción directa en estos costos.

Considerando las 3 ecuaciones de CV, es fundamental tener presente estos costos a la hora de llevar a cabo un proyecto de generación con una planta de biogás, con el objetivo de analizar la viabilidad del proyecto.

COSTOS TOTALES (CT)

2.4.10. ECUACIÓN CT 1

Suma todos los costos fijos y variables asociados con el establecimiento del proyecto de biogas.

$$CT_{operacionales} : \sum_{t=1}^n CFijos_{totales} + \sum_{t=1}^n CVariables_{totales} \quad (50)$$

Donde:

- $CFijos_{totales}$: Costos fijos totales en el año t.
- $CVariables_{totales}$: Costos variables totales en el año t.
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la planta de biogás (años).

La gestión de costos fijos y variables es fundamental para la viabilidad económica de una planta de biogás (Ecuación CT 50). Los costos fijos, como los gastos de construcción y mantenimiento de equipos, representan inversiones iniciales y recurrentes que aseguran la infraestructura y la operación continua de la planta, así mismo, costos variables, que fluctúan según la producción de biogás, permiten una mayor flexibilidad operativa, ajustándose a los niveles de generación de energía y a las condiciones del mercado.

2.5. SISTEMAS TÉRMICOS

COSTO NIVELADO DE ELECTRICIDAD (CNE)

2.5.1. ECUACIÓN CNE 1

Proporciona una medida del costo promedio por unidad de energía térmica generada. Incluye los costos de inversión, operación, gastos administrativos y el costo de combustible en función de la energía generada en el año [72].

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + CC_t + O\&M_t + GA_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (51)$$

Donde:

- I_t : Costo de inversión en el año t (USD).
- CC_t : Costo de combustible en el año t (USD/kWh).
- $O\&M_t$: Costos de operación y mantenimiento en el año t (USD).
- GA_t : Costos administrativos en el año t (USD).
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico del periodo de análisis.

2.5.2. ECUACIÓN CNE 2

Esta ecuación incluye el costo de inversión, costos de operación y mantenimiento, costo de combustible y transporte asociados a la central térmica, en función de la energía generada en el año [73].

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + O\&M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (52)$$

Donde:

- I_t : Costo de inversión en el año t (USD).
- $O\&M_t$: Costo de Operación y Mantenimiento en el año t (USD).
- F_t : Costos de combustible en el año t (USD/kWh).
- E_t : Energía generada en el año t.
- r : Tasa de descuento (%).
- n : Vida útil de la central en (años).
- t : Año de análisis dentro del periodo considerado.

2.5.3. ECUACIÓN CNE 3

Evalúa el costo de inversión en el año, junto con los costos fijos de operación y costos variables de mantenimiento, dividido para la energía generada por la central [74].

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + C_{fijo, O_t} + C_{variable, M_t}}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+d)^t}} \quad (53)$$

Donde:

- C_t : Costo de inversión en el año t (USD).
- C_{fijo, O_t} : Costo fijo de operación en el año t (USD).
- $C_{variable, M_t}$: Costo variable de mantenimiento en el año t (USD).
- E_t : Energía generada por la central en el año t (kWh).
- d : Tasa de descuento (%).
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico dentro del periodo de análisis.

Análisis comparativo

Tabla 14: Análisis comparativo de la ecuaciones - CNE – Energía Térmica.

Aspecto	Ecuación CNE 1	Ecuación CNE 2	Ecuación CNE 3
Ventajas	- Permite una evaluación integral de costos, ayuda a una evaluación más detallada del costo total de producción. - Permite comparar la viabilidad económica de diferentes proyectos de generación térmica.	- Enfoque en costos directamente relacionados con la producción. - Proporciona una visión clara y de la viabilidad económica de la central térmica, en términos de producción.	- Enfoca en los costos de fijos y variables, crucial para proyectos con grandes necesidades de capital. - Permite evaluar el impacto de los costos de financiamiento en el CNE. - Importante para proyectos que dependen de préstamos o inversiones externas.
Desventajas	- Puede subestimar el CNE al no considerar los costos ambientales o financieros. - Requiere datos precisos de costos como el precio de combustibles con las que operan las centrales térmicas.	- El CNE puede ser mas bajo que en comparación al anterior debido a que no cuenta los costos administrativos, que son importante dentro del costo del proyecto. - Requiere un enfoque interdisciplinario para evaluar correctamente los costos de combustibles.	- Se centra en el aspecto financiero, pudiendo descuidar otros costos directos del proyecto.

En la Ecuación CNE 51 evalúa todos los gastos relacionados con la inversión, operación y mantenimiento, gastos administrativos y costos de combustibles, este parámetro

es de mucha importancia, ya que este costo depende del tipo de central térmica. Esta ecuación es completa para el cálculo del CNE, debido a que abarca todos los costos de vida de la central.

La Ecuación CNE 52 está estrechamente relacionada con la 51, su diferencia es en los costos administrativos, lo que puede ocasionar una variación en el cálculo de CNE.

En la Ecuación CNE 53 se analiza todos los costos fijos y variables de la central, estos costos son esenciales para mantener la eficiencia, minimizar gastos innecesarios y maximizar la rentabilidad a largo plazo, garantizando así la sostenibilidad del proyecto.

El análisis de las 3 ecuaciones de CNE es crucial para la planificación y gestión financiera de las centrales térmicas. Permite a los operadores y a los inversionistas evaluar la rentabilidad a largo plazo de una planta, considerando todos los costos relevantes distribuidos a lo largo de su vida útil. Sin embargo, es esencial tener en cuenta la volatilidad de los precios del combustible y las posibles restricciones regulatorias que pueden afectar negativamente su operación. Las centrales térmicas deben considerar estrategias de mitigación de riesgos, como la diversificación de las fuentes de combustible y la inversión en tecnologías de reducción de emisiones, para mantener un CNE competitivo y asegurar su viabilidad en un mercado energético en evolución.

COSTOS FIJOS (CF)

2.5.4. ECUACIÓN CF 1

Intervienen todos los gastos recurrentes con la operación, mantenimiento de la central [61].

$$CF_{totales} = \sum_{t=1}^n C_{fijos_{operacion \ y \ mantenimiento}} \quad (54)$$

Donde:

- $C_{terreno,t}$: Costo del terreno en el año t.
- $C_{constr,t}$: Costo de construcción en el año t.
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : El tiempo de vida útil de la planta (años).

2.5.5. ECUACIÓN CF 2

Calcula el costo fijo operativo, aquí intervienen todos los costos de producción y operación de la planta, es decir el equipamiento necesario para el operar el proyecto [61].

$$CF_{operativos} = \sum_{t=1}^n C_{produccion} + \sum_{t=1}^n C_{operacion} \quad (55)$$

Donde:

- $C_{produccion}$: Costos como combustible, mano de obra directa, costos de mantenimiento y reparación, depreciación, costos indirectos de fabricación y otros (USD).
- $C_{operacion}$: Salario del personal administrativo, contratos de mantenimiento preventivo, materiales de operación y otros (USD).
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).

2.5.6. ECUACIÓN CF 3

Esta fórmula calcula los costos fijos de gestión y administración de la central térmica [61].

$$CF_{admin} = \sum_{t=1}^n C_{gestion y administracion} + \sum_{t=1}^n C_{mantenimeinto} \quad (56)$$

Donde:

- $C_{gestion y administracion}$: Costo relacionados con la gestión y administración en el año de la central en el año t (USD).
- $C_{mantenimiento}$: Aquí intervienen costos como mano de obra, equipos y herramientas, todos aquellos costos que intervienen en el mantenimiento de la central (USD).
- t : Año de periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la central en (años).

Análisis comparativo

Tabla 15: Análisis comparativo de la ecuaciones - CF – Energía Térmica.

Aspecto	Ecuación CF 1	Ecuación CF 2	Ecuación CF 3
Ventajas	- Proporciona una estimación detallada de los costos fijos de operación de infraestructura y equipamiento. - Incluye costos relacionados con el mantenimiento de la central. - Permite una evaluación precisa necesaria para el desarrollo del proyecto.	- Cubre los costos de producción del proyecto. - Incluye gastos recurrentes relacionados con la operación de la central. - Fundamental para el presupuesto operativo anual.	- Enfoca en los costos de gestión y administración de la central. - Incluye gastos de mantenimiento de la central, preventivo y correctivo.
Desventajas	- Requiere datos detallados sobre los costos de construcción y equipamiento. - Puede variar significativamente según el proyecto y la ubicación.	- Los costos pueden fluctuar según cambios regulatorios. - Puede ser menos relevante para la estimación inicial de la inversión.	- Requiere una comprensión detallada de los requisitos de conexión específicos del proyecto.

La Ecuación CF 54 detalla los costos fijos de operación y mantenimiento de una central térmica comprenden aquellos gastos que son indispensables para mantener la planta funcionando de manera continua y eficiente a lo largo del tiempo. La gestión efectiva de estos costos es crucial para garantizar la disponibilidad operativa de la central térmica y para planificar financieramente a largo plazo, asegurando así la estabilidad y confiabilidad en la generación de energía.

La Ecuación CF 55 menciona los costos de operación y mantenimiento de una central térmica y abarcan una amplia gama de gastos necesarios para asegurar su operación eficiente y continua. Estos costos incluyen el mantenimiento regular de equipos como turbinas, generadores, sistemas de control y sistemas de refrigeración, así como la compra y gestión de combustibles, lubricantes y productos químicos necesarios para

el funcionamiento adecuado de la planta.

La Ecuación CF 56 refiere a los costos de gestión y administración en una central térmica incluyen una variedad de gastos necesarios para la supervisión y administración efectiva de la planta. Además, los costos de mantenimiento forman parte integral de estos gastos, cubriendo actividades preventivas y correctivas para garantizar que los equipos y sistemas de la central térmica funcionen de manera segura, eficiente y confiable. Una gestión eficiente de estos costos no solo contribuye a la eficacia operativa de la planta, sino que también asegura el cumplimiento de los estándares de seguridad y ambientales, promoviendo así una operación sostenible y rentable a largo plazo.

En conjunto, estas ecuaciones proporcionan herramientas poderosas para evaluar y comparar la rentabilidad y eficiencia económica de una central térmica. La elección de la ecuación más adecuada dependerá de la disponibilidad de datos, el nivel de detalle requerido y los objetivos específicos de evaluación financiera y operativa del proyecto.

COSTOS VARIABLES (CV)

2.5.7. ECUACIÓN CV 1

Calcula el costo de combustible de la central térmica, está directamente relacionada como el rendimiento y el precio del combustible [68].

$$C_c = \sum_{t=1}^n \frac{P_c}{R_c} \quad (57)$$

Donde:

- P_c : Precio promedio de compra de combustible en USD/unidad de volumen.
- R_c : Rendimiento de la unidad sobre el consume de combustible referido a la generación bruta en kWh/unidad de volumen.
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).

2.5.8. ECUACIÓN CV 2

Determina el costo de transporte y está directamente relacionada con el rendimiento [68].

$$C_{TG} = \sum_{t=1}^n \frac{P_{GT}}{R_c} \quad (58)$$

Donde:

- P_{GT} : Precio del transporte en USD/unidad de volumen.

- R_c : Rendimiento de la unidad sobre el consume de combustible referido a la generación bruta en kWh/unidad de volumen.
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la central.

2.5.9. ECUACIÓN CV 3

Estima los costos variables de operación anuales [68].

$$C_{LQI} = \frac{\sum_{t=1}^n PU_I \cdot C_i}{G_B} \quad (59)$$

Donde:

- PU_i : Precio unitario del insumo i para el mes de declaración USD.
- C_i : consumo del insumo i durante el ciclo operativo (l/galones).
- G_B : Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).
- t : Año específico para el periodo de análisis.
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).

Análisis comparativo

Tabla 16: Análisis comparativo de la ecuaciones - CV – Energía Térmica.

Aspecto	Ecuación CV 1	Ecuación CV 2	Ecuación CV 3
Ventajas	- Aborda costos de combustibles que utiliza la central térmica para su generación. - Útil para verificar el rendimiento de la central. - Facilita la optimización de estrategias de mantenimiento.	- Aborda los costos asociados con el transporte en los puntos de entrega. - Inspección y pruebas que permite asegurar que el combustible llegue con las correctas especificaciones.	- Confiabilidad en el suministro asegurando una disponibilidad energética alta. - Clave para el cálculo de costos operativos detallados. - Es crucial para satisfacer la demanda base y garantizar la seguridad energética del país.
Desventajas	- Requiere datos detallados sobre el precio de combustibles. - Emisiones de gases de efecto invernadero, ya que con la quema de combustibles podría cuasar problemas de salud y al medio ambiente.	- Costos elevados en transporte lo que generaría incrementos en el costo total de operación. - Requiere un análisis detallado del rendimiento de la central. - Puede incrementar la complejidad del modelo de costos.	- Costo en el precio de combustibles , ya que pueden variar con el pasar del tiempo. - Requiere una gestión detallada de inventarios en la planta.

En la Ecuación CV 57 detalla la eficiencia y viabilidad económica de una central térmica. Además esta ecuación indica una mayor proporción del costo de operación, la misma que está siendo consumida por la compra de combustible en relación con la eficiencia de la planta, lo que puede señalar ineficiencias en el proceso de conversión energética. La optimización de esta relación es crucial porque mejora la posición competitiva y económica de las centrales térmicas en el mercado energético actual.

En la Ecuación CV 58 permite analizar el costo del transporte, ya que suministro de Combustible: El transporte es responsable de llevar el combustible, como carbón, petróleo o

gas natural, desde los sitios de producción o almacenamiento hasta la central térmica. Sin un suministro confiable y constante de combustible, la planta no puede operar de manera eficiente.

En la Ecuación CV 59 ayuda a determinar todos los costos variables de la central, por ejemplo el precio de combustibles, lubricantes para el mantenimiento de a central etc, y esta relacionada con el consumo de la central.

Al analizar las 3 ecuaciones de CV se determina que es fundamental el estudio de costos variables en centrales térmicas, ya que al aplicar estas ecuaciones se determina si es rentable el proyecto. Además, el transporte juega un rol crucial en el suministro de combustible, con costos de transporte y riesgos logísticos que afectan directamente los costos operativos y la fiabilidad de la planta. Estos factores combinados proporcionan una visión integral de cómo optimizar las operaciones de una central térmica para mejorar su competitividad y sostenibilidad en el mercado energético.

COSTOS TOTALES (CT)

2.5.10. ECUACIÓN CT 1

Suma todos los costos fijos y variables de la central térmica [61].

$$CT_{operacionales} = \sum_{t=1}^n CFijos_t + \sum_{t=1}^n CVariables_t \quad (60)$$

Donde:

- $CFijos_t$: Costos fijos en el año t de la central térmica.
- $CVariables_t$: Costos variables en el año t de la central térmica.
- n : Tiempo de vida útil de la central (años).
- t : Año específico para el periodo de análisis.

Análisis comparativo

En la Ecuación CT 60 analiza todos los gastos fijos de la central, puede ser gastos relacionados con combustibles, el transporte de estos, lubricantes, productos químicos y otros materiales, así como los costos asociados al agua potable y costos de mantenimientos.

Es fundamental analizar cada uno de los costos fijos y variables, además el costo de mantenimiento y operación de la central para así tener una visión presupuestaria del proyecto, esto con el objetivo de ver la rentabilidad del mismo.

3. CAPÍTULO III. APLICACIÓN A CASOS DE ESTUDIO

3.1. GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Para el análisis de generación hidroeléctrica se ha evaluado la central conocida como Saymirín V, ubicada en el Noroccidente de la ciudad de Cuenca, esta central tiene una capacidad instalada de 7.52 MW, la misma aprovecha el potencial de los ríos Chulco y Machangara, con un caudal anual de $4.1 \text{ m}^3/\text{s}$ aptos para la generación de energía eléctrica [75]. Los detalles específicos de la central se encuentran en la Tabla 17.



Figura 8: Cuarto de maquinas central hidroeléctrica Saymirin V [75].

Tabla 17: Información general - Central Saymirín V

HIDROELÉCTRICA SAYMIRÍN V	
Ubicación	Noroccidente de la ciudad de Cuenca
Tipo de central	Pasada
Tipo de turbina	Pelton
Tiempo de vida útil	40 años
Potencia nominal	7.51 MW
Energía anual producida	52,465,852.00 kWh/año

3.1.1. Costo de inversión total

El costo de inversión total en el proyecto Saymirín V es de USD 13,504,312.25, el mismo que contempla la ejecución de obras, fiscalización y administración, esta información fue entregada por la empresa ELECAUSTRO S.A.

3.1.2. Costos fijos

Los costos fijos son aquellos gastos que no varían con el nivel de producción de electricidad y están asociados principalmente con la infraestructura y los activos necesarios

para la generación de energía eléctrica, estos datos son proporcionados por la empresa ELECAUSTRO S.A.

Tabla 18: Costos fijos - Central Saymirín V

COSTOS FIJOS CENTRAL SAYMIRIN V		
Costo fijo de remuneración	USD	1,003,376.40
Costos administrativos	USD	960,368.42
Costos de operación	USD	380,897.97
Costo de mantenimiento	USD	309,970.81
Costos fijos totales	USD	2,654,613.60

3.1.3. Costos variables

Los costos variables son aquellos que varían de manera específica de acuerdo al nivel de producción de la central. Los datos son proporcionados por la empresa ELECAUSTRO S.A.

Tabla 19: Costos variables - Central Saymirín V

COSTOS VARIABLES CENTRAL SAYMIRIN V		
Tarifa del agua turbinada para generación	USD/m3	0.0049
Precio unitario de lubricantes, productos químicos y otro insumos	USD	40
Consumo de energía para servicios auxiliares	kWh	517.72
Caudal autorizado	%	6
Generación bruta	kWh	657,8760.00
Costos variables totales	USD/kWh	0.00791031

3.1.4. Costos operación y mantenimiento

Los costos de *O&M* en una central hidroeléctrica son los gastos que se emplea en todos los recursos necesarios para el correcto mantenimiento y una eficiente operación de la central, Tabla 20. se presenta el valor de *O&M* de la central Saymirín.

Tabla 20: Costos de O&M - Central Saymirín V.

COSTOS DE O&M CENTRAL SAYMIRIN V		
Costos de O&M	USD/año	1,823,011.49

3.1.5. Costos de la conexión a la red eléctrica

Este es el costo de líneas de transmisión, subestaciones y transformadores, es el costo basado en el montaje y suministro de energía eléctrica de la central.

Tabla 21: Costos de conexión a la red - Central Saymirín V.

COSTO DE CONEXIÓN CENTRAL SAYMIRIN V		
Costo de conexión	USD	747,850.43

3.1.6. Tasa de descuento

La tasa de descuento para la central hidráulica es de 9.2 %. Este valor fue tomado de un estudio realizado por [76], para una central hidroeléctrica.

3.2. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Para el análisis de generación fotovoltaica se ha evaluado el nuevo diseño de un sistema fotovoltaico para el auto consumo de la demanda de ELECAUSTRO S.A., ubicada en la parroquia Uchacay-Yulug, Cantón Saraguro, de capacidad instalada de 2 MW. ElecAustro dispone de datos meteorológicos registrados por dos torres de medición ubicadas en la zona de la central eólica Huascachaca, los cuales serán utilizados para evaluar el recurso solar en el sitio del proyecto del sistema fotovoltaico para autoconsumo. La primera torre correspondiente a la estación meteorológica ubicada en Uchacay con las coordenadas latitud -3.352883° y longitud -79.367350° , y la segunda torre ubicada en Yulug con las coordenadas latitud -3.359083° y longitud -79.384800° [77].

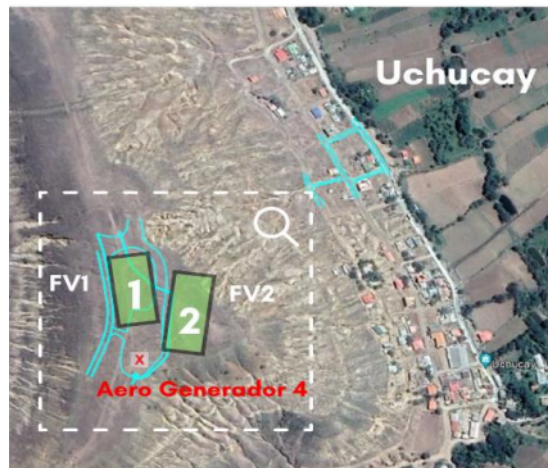


Figura 9: Sistema fotovoltaico para Autoconsumo ElecAustro [77].

Tabla 22: Información general del sistema fotovoltaico.

SISTEMA FOTOVOLTAICO ELECAUSTRO	
Ubicación	Parroquia Uchacay - Yulug Cantón Saraguro
Tiempo de vida útil	25 años
Potencia nominal	530 kWp
Energía anual producida	813.200.00 kW/año

3.2.1. Costo de inversión total

El estudio de la inversión inicial del proyecto se estima en USD 674.000.00, este valor es proporcionado por la empresa ELECAUSTRO S.A.

3.2.2. Costos fijos

Los costos fijos en la generación eléctrica son aquellos gastos que no varían con el nivel de producción de la planta, en la , se detalla todos los costos fijos asociados al proyecto fotovoltaico. Estos costos son proporcionados por la empresa ELECAUSTRO S.A.

Tabla 23: Costos fijos del proyecto.

COSTOS FIJOS PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO ELECAUSTRO		
Costo fijo de conexión a la red	USD	59.380.44
Costo anual de monitoreo	USD	18.877.06
Costo de componentes de reemplazo	USD	3.077.98
Costo de panel solar	USD	121.62
Costo de inversor	USD	2.956.36
Costo de adquisición e instalación	USD	378.293.62
Costo de Inversión de estructuras y montaje	USD	12.696.78
Pérdida de la eficiencia de un sistema fotovoltaico	%/año	4.72
Depreciación del sistema	USD/año	18.000.00
Degradación	%/año	0.5
Frecuencia de reemplazo	años	10
Costos fijos totales	USD	493,403.86

3.2.3. Costos variables anuales

En el Ecuador no existe una metodología de cálculo, para costos variables en sistemas fotovoltaicos. En [68], se establece que para generadores y autogeneradores que usen fuentes renovables de energía no convencional, se las considerará con costo variable de producción con valor cero. Sin embargo, en la investigación se presentan varias ecuaciones para su cálculo.

3.2.4. Costos operación y mantenimiento

Los costos de $O\&M$ son gastos asociados con el funcionamiento y el cuidado regular del sistema fotovoltaico, con el fin de garantizar su rendimiento durante su vida útil. En la Tabla 24 se presenta el valor de $O\&M$ del sistema fotovoltaico. Estos datos son proporcionados por la empresa ELECAUSTRO S.A.

Tabla 24: Costos de O&M del proyecto.

COSTOS DE O&M DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO ELECAUSTRO		
Total	USD/año	3,099.00

3.2.5. Tasa de descuento

Para este caso la tasa de descuento es de 12 %, este valor es tomado directamente del Estudio de factibilidad del sistema fotovoltaico para el autoconsumo de la demanda, valor proporcionado por la empresa ELECAUSTRO S.A.

3.3. GENERACIÓN EÓLICA

El Parque Eólico Minas de Huascachaca ubicado en la parroquia San Sebastián de Yuluc, en el cantón lojano de Saraguro a 90 kilómetros al sur de Cuenca. Tiene una capacidad instalada de 50 MW y genera energía limpia y renovable a 90.000 hogares [78].



Figura 10: Parque eólico minas de Huascachaca [78].

Tabla 25: Datos generales - Minas de Huascachaca.

PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA	
Ubicación	San Sebastián de Yuluc - Loja
Unidad de negocio	Electro generadora del Austro ELECAUSTRO S.A
Tipo de turbina	Aerogeneradores (3.57 MW)
Vida útil del sistema	20 años
Potencial nominal	50 MW
Energía anual producida	138.051.183.41 kWh

3.3.1. Inversión inicial

La inversión inicial para el proyecto eólico Minas de Huascachaca es de USD 103,826,214.85, este valor hace referencia al gasto inicial en el desarrollo, construcción e instalación de la infraestructura para poner en marcha el proyecto, este valor es proporcionada por la empresa ELECAUSTRO S.A.

3.3.2. Costos operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento del parque eólico Minas de Huascachaca se presenta en la Tabla 26

Tabla 26: Costos de O&M - Minas Huascachaca.

COSTOS de O&M MINAS DE HUASCACHACA ELECAUSTRO		
TOTAL	USD/año	3,542,948.00

3.3.3. Costos fijos

Gastos que permanecen constantes independientemente de la energía que se genere y son necesarios para mantener la producción y la infraestructura del proyecto. Estos costos son proporcionados por la empresa ELECASUTRO S.A.

Tabla 27: Costos fijos - Minas de Huascachaca.

COSTOS FIJOS MINAS DE HUASCACHACA		
Costo de instalación de aerogeneradores	USD	74,765,786.60
Costo del terreno	USD	0
Costo de construcción	USD	13,746,462.19
Costos administrativos (seguros y garantías)	USD	1,174,285.99
Costo de integración a la red eléctrica	USD	662,442.38
Costo de componentes sustitutivos de un aurogenerador	USD	40.413.28
Costos fijos totales	USD	90,389,390.40

3.3.4. Costos variables

En el Ecuador no se establece una metodología de cálculo específica para costos variables en sistemas eólicos, ya que en en el caso de esta energía, cuyo recurso es el viento, el costo variable se considera cero, ya que la generación de energía no depende de insumos adicionales para su producción [68]. Sin embargo, en la investigación se colocan las ecuaciones de cálculo.

3.3.5. Costos de financiamiento

El parque eólico Minas de Huascachaca, financiado con USD 90,000.00 por el Banco del Estado de Ecuador a través de Elecaustro, comprende dos fases. La primera fase

incluyó la construcción, mejora y adecuación de las vías desde la derivación de la vía Girón – Pasaje, y la vía Puente – Uchucay. En la segunda fase se energizaron las Subestaciones La Paz y Uchucay, además de la Línea de Transmisión que permitirá la futura interconexión del parque eólico Minas de Huascachaca. En el cuadro 27 se presenta el costo de financiamiento de la central eólica [78]. Los créditos recibidos y su respectiva tasa de interés son datos proporcionados por ELECAUSTRO S.A.

Tabla 28: Costos de financiamiento - Minas de Huascachaca.

COSTO DE FINANCIAMIENTO MINAS DE HUASCACHACA		
Costo financiamienro	USD	46.22.734.41
Créditos fiscales y subsidios recibidos	USD	54.875.269.66
Tasa de interés (créditos)	%	7.55

3.3.6. Tasa de descuento

Para el caso de generación eólica del parque minas de Huscachaca el valor de la tasa de descuento es 5.30 %. Este dato es proporcionado por la empresa ELECAUSTRO S.A.

3.4. GENERACIÓN DE BIOMASA

La planta de Biogás EMAC-BGP ENERGY, esta ubicada en la comunidad de Pichacay del GAD de Santa Ana a 21 km de la ciudad de Cuenca. En el lugar se depositan diariamente 430 toneladas al de desechos sólidos. La planta utiliza dos generadores de 1 MW de potencia cada uno, la misma que ayuda a suministrar electricidad a 8.000 viviendas con un consumo promedio mensual [79].



Figura 11: Planta de biogas EMAC-BGP ENENRGY [79].

Tabla 29: Datos generales de planta de Biogás EMAC-BGP ENERGY.

PLANTA DE BIOGAS EMAC-BGP ENERGY	
Ubicación	Santa Ana - Azuay
Unidad de negocio	EMAC-BGP ENERGY
Tipo de turbina	2 Generadores (1 MW)
Vida útil del sistema	15 años
Eficiencia del sistema	76 %
Potencial nominal	2 MW
Energía anual producida	4,892.16 MWh

3.4.1. Inversión inicial

El costo de inversión para la planta de biogás Pichacay es 2,377,438.00 USD. Aquellos rubros generados por la implementación, construcción, adquisición de equipos y puesta en marcha de la planta. Este dato es proporcionada por la empresa EMAC-BGP-ENERGY.

3.4.2. Costos operación y mantenimiento

Los costos de *O&M* se presentan en la Tabla 30, que son los gastos necesarios para mantener la planta bajo un control adecuado. Estos datos son proporcionados por la empresa EMAC-BP ENERGY.

Tabla 30: Costos O&M - Planta de Biogás.

COSTOS DE O&M DE LA PLANTA DE BIOGAS EMAC-BPG ENERGY		
TOTAL	USD	739,605.81

3.4.3. Costos fijos

Son aquellos que no varían con el nivel de producción de la planta. A continuación se presentan los costos fijos relacionados con la planta.

Tabla 31: Costos fijos - Planta de Biogás.

COSTOS FIJOS PLANTA DE BIOGÁS EMAC- BGP ENERGY		
Costo construcción	USD	622,734.41
Costo del terreno	USD	0
Gastos financieros	USD	73,376.63
Subsidios recibidos	USD	378.293.62
Costos fijos totales	USD	1,074,404.66

3.4.4. Costos variables

Los costos variables de la planta de biogás se presentan en la Tabla 32, datos facilitados por EBE EMAC-BGP ENERGY.

Tabla 32: Costos variables - Planta de Biogás.

COSTOS VARIABLES PLANTA DE BIOGAS EMAC-BPG ENERGY		
Costo variables totales	USD	390,448.48

3.4.5. Costos de financiamiento

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) otorgó un préstamo a EMAC EP para financiar la construcción de la planta. EMAC EP (Empresa Municipal de Aseo de Cuenca) entregó el terreno donde se construyó la planta, a su vez participó en la inversión inicial del proyecto y esta se encarga de la operación y mantenimiento de la planta. A su vez BGP Energy una empresa privada de origen Chino aportó con la mayor inversión inicial del proyecto [79].

3.4.6. Costos administrativos

Los costos administrativos se detallan en la Tabla 33, estos datos son facilitados por la empresa EBE EMAC-BP ENERGY.

Tabla 33: Costos administrativos - Planta de Biogás.

COSTOS ADMINISTRATIVOS PLANTA DE BIOGAS EMAC-BPG ENERGY		
Costos administrativos	USD	218,227.51

3.4.7. Tasa de descuento

Para el caso de la planta de biogás se tiene una tasa de descuento de 6 %. Este dato es proporcionado por la empresa EMAC-BPG ENERGY.

3.5. GENERACIÓN TÉRMICA

La central termoeléctrica El Descanso se encuentra ubicada aproximadamente a 20 kilómetros al noreste de la ciudad de Cuenca, específicamente en el cantón Azogues, en las proximidades de la confluencia de los ríos Cuenca y Burgay, que forman el río Paute, en el área conocida como El Descanso. Su funcionamiento comenzó en el año 1981, pero fue reconstruida en 1995 tras sufrir daños por la inundación causada por el desastre de la Josefina. Dispone de cuatro unidades de combustión interna, cada una con una capacidad nominal de 4.8 MW [80] .



Figura 12: Central térmica el Descanso [80].

Tabla 34: Datos generales de la central térmica el Descanso

CENTRAL TÉRMICA EL DESCANSO	
Ubicación	Noreste de la ciudad de Cuenca
Unidad de negocio	Electro generadora del Austro ELECAUSTRO S.A
Generador	Vapor
Tipo de combustible	Diésel - residuo
Vida útil del sistema	30 años
Eficiencia del sistema	34.2 % para 2016
Potencial nominal	19.2 MW
Energía anual producida	55,206,771.00 kWh

3.5.1. Costo de inversión

El costo de inversión para el proyecto, el mismo que contempla obras de ejecución, fiscalización, administración de la Unidad de negocio alcanzó un valor de USD 19,500.000.00, este dato es una aproximación, debido a que ELECAUSTRO no cuenta con la inversión de la planta [81].

3.5.2. Costos operación y mantenimiento

Estos costos incurren en todos los gastos necesarios para operar y mantener la planta en funcionamiento adecuado, son esenciales para garantizar el rendimiento óptimo y la eficiencia continua de la central.

Tabla 35: Costos de O&M de la central térmica el Descanso.

COSTOS de O&M DE LA CENTRAL TÉRMICA DEL DESCANSO		
Costo de O&M	USD	5,191,007.88

3.5.3. Costos fijos

Los costos fijos para la central térmica el Descanso se presentan en la Tabla 36.

Tabla 36: Costos fijos de la central térmica el Descanso.

COSTOS FIJOS DE LA CENTRAL TÉRMICA EL DESCANSO		
Costo operación	USD	2,584,307.40
Costo del producción	USD/kWh	0.09402
Costos fijos totales	USD	2,584.401.42

3.5.4. Costos variables

Los costos variables de producción de la central se indica en la Tabla 37.

Tabla 37: Costos variables de la central térmica el Descanso.

COSTOS VARIABLES DE LA CENTRAL TÉRMICA EL DESCANSO		
Precio promedio de la compra de combustible	USD/galones	2,520,738.00
Rendimiento de la unidad sobre el consumo de combustible	kWh/galones	16,302,961.04
Precio del transporte	USD/galones	694,075.29
Precio unitario del lubricante (insumo i)	USD	40
Consumo del (insumo i) durante el ciclo operativo	USD	23,400.9
Generación Bruta	kWh	168,192.00
Costos variables totales	USD/kWh	0.753720

3.5.5. Costos administrativos

Los gastos administrativos relacionados con la central térmica El Descanso se muestran en la Tabla 38.

Tabla 38: Costos administrativos de la central térmica el Descanso.

COSTO ADMINISTRATIVOS DE LA CENTRAL TÉRMICA EL DESCANSO		
Costos administrativos	USD	46.22.734.41
Costo de gestión socio ambiental	USD	54.875.269.66

3.5.6. Tasa de descuento

Para el caso de la central térmica El Descanso se realiza en estudio con una tasa de descuento de 12 % [82].

4. CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Descripción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de tres metodologías distintas, para el cálculo de Costo Nivelado de Electricidad (CNE), costos fijos, costos variables y costo total, aplicado a diferentes centrales del Ecuador. El análisis exhaustivo de estos resultados, permite una comprensión integral de las variaciones y similitudes en los resultados de cada enfoque metodológico, proporcionando una base sólida para la evaluación y selección de la metodología más adecuada en el contexto de este estudio.

Además, se realiza un análisis comparativo entre el Costo Nivelado de Electricidad (CNE) y el precio de venta del kWh de cada central. Este análisis es fundamental para determinar la rentabilidad del proyecto, permite evaluar si el ingreso generado por la venta de energía es suficiente para cubrir los costos de producción. Al comparar estos valores, se puede identificar si el proyecto es financieramente viable y rentable.

4.2. CASO 1 (HIDROELÉCTRICA)

Central SAYMIRIN V

Tabla 39: Resultados del cálculo del CNE

METODOLOGÍA	CNE (USD/kWh)
PRIMERA	0.06657151
SEGUNDA	0.06657157
TERCERA	0.06925178

Al realizar un análisis de las 3 metodologías de cálculo, se observa que la primera y segunda metodología suman todos los costos (inversión inicial, costos de operación y mantenimiento y otros) y los descuentan a lo largo del tiempo utilizando el factor $(1 + r)^t$. Esto para reflejar el valor temporal del dinero, ya que este tiene un precio diferente en el tiempo, debido a la inflación y costos de oportunidad.

Mientras que la metodología tercera al CapEx no descuenta a lo largo del tiempo, esto se debe a una simplificación diferente en el modelo financiero, pues el autor asume que la inversión inicial se realiza al inicio del proyecto y por lo tanto no necesita descontar en los años siguientes.

En la Tabla 39 se presentan los resultados obtenidos con cada una de las metodologías expuestas para el cálculo del Costo Nivelado de Electricidad (CNE) para la central hidroeléctrica Saymirin V. Tras el análisis realizado, se determina que la primera metodología es la opción más adecuada para la evaluación del proyecto. Esto se debe a que, en comparación con la metodología segunda y tercera, la primera metodología proporciona una visión más completa y precisa de los costos, al incluir el costo de agua turbinada para generación hidroeléctrica.

Precio de venta de energía

Para el caso de la central hidroeléctrica Saymirin V, la tarifa por el precio de venta se presenta en la Tabla 40, dicha tarifa fué establecida en su título habilitante y promulgada en la Regulación CONELEC 004/11, donde se establece este precio de venta para centrales hidroeléctricas de hasta 10 MW de capacidad instalada [83].

Tabla 40: Precio de venta de energía

CENTRAL	PRECIO DE VENTA (USD/kWh)
SAYMIRIN V	0.07170

Al analizar el resultado de Costo Nivelado de Electricidad (CNE) para la central hidroeléctrica Saymirin V y comparar con el precio de venta de energía de la central, se puede concluir que el proyecto es rentable. De acuerdo a los resultados obtenidos, el margen de beneficio es 0.00245 USD/kWh lo que equivale a 2.1 % este es relativamente bajo sobre el Costo Nivelado de Electricidad. Esto significa que cualquier variación en los costos operativos, precios de insumos, o cambios en el precio de venta de energía podría afectar la rentabilidad del proyecto. Es importante mantener un control estricto sobre los costos y monitorizar el mercado de energía para asegurar de que el proyecto siga siendo viable a largo plazo.

Tabla 41: Resultados del cálculo de costos fijos

METODOLOGÍA	COSTOS FIJOS (USD)
PRIMERA	1,003,376.40
SEGUNDA	1,823,011.49
TERCERA	797,850.43

Tabla 42: Resultados del cálculo de costos variables

METODOLOGÍA	COSTO VARIABLE (USD/kWh)
PRIMERA	0.000298
SEGUNDA	0.007382
TERCERA	0.00023022

Tabla 43: Resultados del cálculo de costo total

METODOLOGÍA	COSTO TOTAL (USD/kWh)
PRIMERA	3,786,756.33

4.3. CASO 2 (FOTOVOLTAICO)

Proyecto Autoconsumo ELECAUSTRO S.A.

Tabla 44: Resultados del cálculo del CNE

METODOLOGÍA	CNE (USD/kWh)
PRIMERA	0.07773
SEGUNDA	0.07780
TERCERA	0.05123

Con el análisis de las 3 metodologías de cálculo se observa que la primera metodología suma a todos los costos (inversión inicial, costos de operación y mantenimiento y otros) y los descuentan a lo largo del tiempo utilizando el factor $(1 + r)^t$. Esto para reflejar el valor temporal del dinero, el mismo que tiene un valor diferente en el tiempo, esto debido a la inflación y costos de oportunidad.

Mientras que la segunda metodología no descuenta el valor de la inversión inicial It a lo largo del tiempo, esto se debe a una simplificación diferente en el modelo financiero, pues el autor asume que la inversión inicial se realiza al principio del proyecto y por lo tanto no necesita descontar en los años siguientes.

La tercera metodología incluye un factor de anualización, para convertir los pagos presentes en pagos anuales equivalentes. Para comprender mucho mejor, el factor de anualización $\frac{r}{1-(1+r)^{-n}}$ convierte una suma de valores presentes en pagos anuales constantes.

En la Tabla 44 se presentan los resultados obtenidos con cada una de las metodologías expuestas para el cálculo del Costo Nivelado de Electricidad de centrales fotovoltaicas. Al realizar el análisis, se determina que la primera metodología es la opción más adecuada para la evaluación del proyecto, ya que esta metodología suma todos los costos (inversión, operación, mantenimiento y otros costos fijos) y descuentan a un valor presente. A su vez, la producción de energía se ajusta por la tasa de degradación de los paneles solares, lo que es relevante para una planta fotovoltaica donde la eficiencia puede disminuir con el tiempo.

Precio de venta de energía

El precio de venta de la energía fotovoltaica se determina siguiendo los lineamientos establecidos en la normativa ARCERNR-008/23, que busca fomentar el desarrollo sostenible de la energía solar y diversificar la matriz energética nacional [84]. ELECAUSTRO utiliza el Costo Nivelado de Electricidad para establecer una tarifa competitiva. Para grandes instalaciones, el precio del kWh se define a través de subastas públicas donde las empresas compiten con sus tarifas más bajas. En contraste, para pequeñas centrales de autoconsumo, el precio de la energía es el costo pagado por el consumidor por la electricidad generada y utilizada, permitiendo reducir costos energéticos y, en algunos casos, vender el excedente a la red eléctrica.

Este sistema permite a los usuarios reducir sus costos energéticos al producir su propia electricidad y, en algunos casos, vender el excedente a la red eléctrica.

Tabla 45: Resultados del cálculo de costos fijos.

METODOLOGÍA	COSTOS FIJOS (USD)
PRIMERA	381,392.62
SEGUNDA	59,380.44
TERCERA	466,330.50

Tabla 46: Resultados del cálculo de costos variables.

METODOLOGÍA	COSTO VARIABLE (USD/kWh)
PRIMERA	30,779.80
SEGUNDA	383,83.04
TERCERA	252,110.68

Tabla 47: Resultados del cálculo de costo total.

METODOLOGÍA	COSTO TOTAL (USD)
PRIMERA	475,403.86

4.4. CASO 3 (EÓLICO)

Minas de Huascachaca

Tabla 48: Resultados del cálculo del CNE

METODOLOGÍA	CNE (USD/kWh)
PRIMERA	0.0841981
SEGUNDA	0.0897162
TERCERA	0.0908793

En el análisis de los resultados para el cálculo de Costo Nivelado de Electricidad (CNE), la primera metodología enfatiza todos los costos, descontando a su valor presente con una la tasa de descuento r , a su vez multiplica por el factor de anualidad, lo que al promediar la producción de energía se distribuye los costos uniformemente a lo largo de la vida útil del proyecto.

La metodología segunda incluye directamente los costos de capital, operación, mantenimiento y desmantelamiento de la planta eólica. Estos costos se descuentan a lo largo del tiempo utilizando el factor $(1 + r)^t$ y se dividen por la suma de toda la producción de energía a lo largo de la vida útil del proyecto, descontada de igual forma a su valor presente.

Mientras tanto, la metodología tercera separa los costos totales, por lo que el valor de la inversión inicial It no se descuenta a lo largo del tiempo. Esta simplificación en el modelo financiero asume que la inversión inicial se realiza al principio del proyecto y, por lo tanto, no necesita ser descontada en los años siguientes.

Un análisis comparativo realizado por CNE en una central eólica muestra que, para este caso, la metodología más conveniente es la segunda. Al considerar todos los costos relevantes del proyecto, descontando tanto los costos como la energía al valor presente, proporciona una evaluación integral y consistente del Costo Nivelado de Electricidad, asegurando una perspectiva clara y detallada de la viabilidad financiera del proyecto.

Precio de venta de energía

En el año 2014, CONELEC introdujo la Regulación Nro. CONELEC - 001/13, la cual estipula que los proyectos que obtuvieron el certificado de calificación antes de la codificación de esta regulación, y que finalicen con la firma del Título Habilitante dentro del plazo establecido, recibirán el reconocimiento del precio preferencial según dicha normativa. Por lo tanto, la energía generada por el Parque Eólico Minas de Huascachaca será despachada con prioridad debido a su condición de energía renovable no convencional, y su tarifa está especificada en la Regulación Nro. CONELEC - 001/13 codificada. [85] .

Tabla 49: Precio de venta de energía.

CENTRAL	PRECIO DE VENTA (USD/kWh)
MINAS DE HUASCACHACA	0.1174

Al analizar el resultado del Costo Nivelado de Electricidad (CNE) y el precio de venta de energía generada en el parque eólico Huscachaca, se concluye que el proyecto es rentable. Esto se debe a que el precio de venta supera el costo de producción, proporcionando un margen de ganancia de 0.02768 USD/kWh. Este margen equivale a un porcentaje de rentabilidad del 30.86 % sobre el Costo Nivelado de Electricidad (CNE).

Tabla 50: Resultados del cálculo de costos fijos.

METODOLOGÍA	COSTOS FIJOS (USD)
PRIMERA	88,512,248.79
SEGUNDA	7,262,442.38
TERCERA	11,394,971.64

Tabla 51: Resultados del cálculo de costos variables.

METODOLOGÍA	COSTO VARIABLE (USD/kWh)
PRIMERA	543,029.67
SEGUNDA	10,400.00
TERCERA	2,359.28

Tabla 52: Resultados del cálculo de costo total.

METODOLOGÍA	COSTO TOTAL (USD)
PRIMERA	46,222,734.41

4.5. CASO 4 (BIOGAS)

EBE EMAC-BP ENERGY

Tabla 53: Resultados del cálculo del CNE

METODOLOGÍA	CNE (USD/kWh)
PRIMERA	0.1959
SEGUNDA	0.2046
TERCERA	0.2078

En el análisis de los resultados de cálculo del Costo Nivelado de Electricidad (CNE), la metodología primera pone énfasis en todos los costos, descontándolos a su valor presente con una tasa de descuento r . Además, los multiplica por el factor de anualidad, lo que permite distribuir uniformemente los costos durante la vida útil del proyecto.

La metodología segunda representa todos los costos incurridos a lo largo de la vida útil del proyecto y los ajusta a su valor presente, descontados a una tasa de descuento r . Esta suma incluye los costos de inversión inicial, operación y mantenimiento, combustible y emisiones de carbono, divididos por la generación de energía durante la vida útil del proyecto, también descontada a su valor presente.

Mientras que en la metodología tercera, el autor no divide la inversión inicial para el término $(1 + r)^t$, asume que la inversión se realiza al inicio del proyecto (es decir, en el año 0), por lo tanto, los flujos de efectivo no necesitan ser descontados, mientras que los costos de operación y mantenimiento si son descontados en años futuros, para reflejar su valor presente.

Por lo tanto, la metodología más conveniente para el cálculo del Costo Nivelado de Electricidad (CNE) en el caso de una planta de biogás es la segunda, porque incluye todos los costos (costos de operación y mantenimiento, costos en combustibles y costos por penalizaciones por emisiones de carbono en caso de existir penalizaciones) asociados a la generación de energía. La metodología descuenta los flujos de caja futuros a su valor presente. Esto refleja el principio del valor del dinero en el tiempo, considerando que un dólar hoy vale más que un dólar en el futuro debido al potencial de ganancia de inversiones alternativas y el riesgo.

Precio de venta de energía

En el caso puntual de la planta de Biogas EBE EMAC-BP ENERGY, la tarifa por el precio de venta se presenta en la tabla 54, la misma que fue establecida en el título habilitante de la planta y que fue promulgada mediante la Regulación CONELEC-001/13, para: "La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales" [86].

Tabla 54: Precio de venta de energía.

CENTRAL	PRECIO DE VENTA (USD/kWh)
EMAC-BP ENERGY	0.1108

Al analizar el resultado del Costo Nivelado de Electricidad y el precio de venta de energía generada por la planta de biogás EBE EMAC-BP ENERGY, se concluye que el proyecto no es rentable, ya que el costo de producción es mayor que el ingreso por venta de energía, resultando en una pérdida de aproximadamente 0.1062 USD por cada kWh generado. Es decir el proyecto de biogás está incurriendo en una pérdida de casi el 49 % del costo nivelado de energía. Para mejorar la rentabilidad, debes buscar maneras de reducir los costos de producción, aumentar la eficiencia, o encontrar formas de incrementar el precio de venta de la energía.

Tabla 55: Resultados del cálculo de costos fijos.

METODOLOGÍA	COSTOS FIJOS (USD)
PRIMERA	13,117.83
SEGUNDA	812,984.43
TERCERA	193,020.79

Tabla 56: Resultados del cálculo de costos variables.

METODOLOGÍA	COSTO VARIABLE (USD/kWh)
PRIMERA	511,337.02
SEGUNDA	3,533.10
TERCERA	390,448.48

Tabla 57: Resultados del cálculo de costo total.

METODOLOGÍA	COSTO TOTAL (USD)
PRIMERA	739,607.80

4.6. CASO 5 (TÉRMICA)

EL DESCANSO

Tabla 58: Resultados del cálculo del CNE.

METODOLOGÍA	CNE (USD/kWh)
PRIMERA	0.1339995
SEGUNDA	0.118218
TERCERA	0.2274124

La primera metodología incluye todos los costos relevantes asociados a la generación de energía en una central térmica, proporcionando una visión completa de los gastos (inversión inicial, costos de operación, mantenimiento, costo de combustible y gastos administrativos) incurridos durante la vida útil del proyecto. Utiliza una tasa de descuento r para reflejar el valor presente de los costos y la energía generada, lo cual es crucial para tomar decisiones financieras a largo plazo.

La segunda metodología es una versión simplificada del Costo Nivelado de Electricidad (CNE), excluyendo los gastos administrativos (GAt), centrando su análisis únicamente en los costos directamente relacionados con la producción de energía (inversión inicial, combustible y operación/mantenimiento). Utiliza una tasa de descuento r para reflejar el valor presente de los costos y la energía generada, esencial para evaluar la viabilidad económica a largo plazo.

Mientras que la tercera metodología considera tanto los costos fijos (Ft) como los variables (Vt), ofreciendo una visión completa de los gastos operativos asociados con la producción de energía. Utiliza una tasa de descuento r para reflejar el valor presente de los costos y la energía generada, fundamental para evaluar la viabilidad económica a largo plazo del proyecto.

Por lo tanto, de las tres metodologías se concluye que la más conveniente es la tercera, debido a que incluye una distinción clara entre costos fijos y variables, lo cual es crucial para entender cómo varían los costos operativos según la producción. Esta metodología puede ser particularmente útil cuando se necesita analizar el impacto de los costos variables en la rentabilidad del proyecto.

Precio de venta de energía

El proceso para determinar el precio de venta de la energía generada por la central térmica El Descanso involucra varios pasos importantes que aseguran la cobertura de todos los costos asociados [68]. Mensualmente, cada generadora térmica declara sus costos variables de generación al CENACE. Estos costos variables pueden incluir gastos operativos diarios, combustible, y mantenimiento correctivo. El CENACE recolecta estos datos y determina el despacho de energía en función de los costos declarados. Además, CENACE se encarga de liquidar los costos fijos anuales necesarios para mantener la central disponible, los cuales ascienden a aproximadamente 3 millones de dólares para El Descanso. Dado que la central produce 22 millones de kWh al año, el costo fijo por

kWh se calcula dividiendo los 3 millones de dólares entre los 22 millones de kWh, resultando en 0.13636 USD/kWh. Sumando este costo fijo al costo variable declarado de 0.03977 dólares por kWh, El precio total de venta de la energía de la central El Descanso se presenta en la Tabla 59. Este cálculo integral garantiza que se cubren tanto los costos variables de generación como los costos fijos asociados a la disponibilidad de la central.

Tabla 59: Precio de venta de energía.

CENTRAL	PRECIO DE VENTA (USD/kWh)
EL DESCANSO	0.17613

Al analizar los resultados del Costo Nivelado de Energía (CNE) y el precio de venta de energía de la central térmica El Descanso, se concluye que el proyecto es rentable, debido a que el precio de venta por kWh generado es mayor que el CNE. En términos simples, la planta está generando energía a un costo menor de lo que se puede vender en el mercado, lo que asegura la rentabilidad del proyecto. Es importante mencionar que en la metodología 3, el CNE es mayor porque incluye tanto costos fijos como variables, lo que incrementa el CNE a 0.22 dólares por kWh. Sin embargo, este valor no está muy alejado del precio de venta de la energía, que es de 0.17613 dólares por kWh, lo que todavía asegura la rentabilidad del proyecto.

Tabla 60: Resultados del cálculo de costos fijos.

METODOLOGÍA	COSTOS FIJOS (USD)
PRIMERA	5,191,007.88
SEGUNDA	4,006,767.26
TERCERA	3,381,298.99

Tabla 61: Resultados del cálculo de costos variables.

METODOLOGÍA	COSTO VARIABLE (USD/kWh)
PRIMERA	0.154618
SEGUNDA	0.0042573
TERCERA	0.001695

Tabla 62: Resultados del cálculo de costo total.

METODOLOGÍA	COSTO TOTAL (USD)
PRIMERA	6,028,213.96

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La aplicación de energías renovables impulsa la economía del Ecuador, haciéndolas atractivas y viables no solo por el costo de implementación, sino también por los beneficios adicionales como la creación de empleos locales, el desarrollo de industrias tecnológicas y el fortalecimiento de las habilidades y capacidades comunitarias para gestionar de manera autónoma y sostenible sus propios recursos naturales. Estos factores hacen que las energías renovables tengan un gran valor y deban ser consideradas desde una perspectiva a largo plazo, considerando los costos externos que a menudo no se incluyen en los análisis costo-beneficio de la generación de energía convencional.

Con base en el análisis realizado, se concluye que el Costo Nivelado de Electricidad CNE varía de manera significativa de acuerdo a la metodología aplicada, por lo que es fundamental aplicar metodologías concretas acorde a los costos de cada tecnología para así, determinar su valor con una mayor precisión.

La energía eólica presenta una competitividad prometedora en el mercado ecuatoriano, ofreciendo un costo de producción favorable frente al precio de venta. Estos resultados sugieren que la energía eólica representa una opción viable y beneficiosa para el desarrollo energético sostenible en Ecuador, destacando su potencial para atraer inversiones y contribuir positivamente a la matriz energética del país.

Para el caso de Biomasa, se concluye que el beneficio del proyecto no es únicamente energético, sino también ambiental, ya que si bien no existe una rentabilidad entre el Costo Nivelado de Energía y el precio de venta de la energía, el proyecto tiene unos beneficios más grandes como: Control de olores en el relleno sanitario, mejora la calidad de aire de toda la población alrededor del relleno sanitario. Aunque estos aspectos no son cuantificados dentro de los beneficios económicos, hace que el proyecto continúe, motive a seguir operando e impulsar a que se extienda una vez haya cumplido el título habilitante.

Se concluye que el CNE (Costo Nivelado de Electricidad) para centrales hidráulicas tiende a ser menos susceptible a variaciones causadas por la tasa de descuento. Esto se debe a que la mayoría de los costos en estas centrales se concentran en la inversión inicial, lo que significa que una menor cantidad de capital se ve afectada por cambios en la tasa de descuento. En contraste, las centrales térmicas tienen costos de operación y mantenimiento más altos y un menor monto de inversión inicial, lo que las hace más sensibles a variaciones en la tasa de descuento.

Recomendaciones

Dada la competitividad mostrada por la energía hidráulica en términos de costos de producción frente a los precios de venta en Ecuador, se recomienda seguir explorando y expandiendo el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. Es crucial continuar optimizando la eficiencia operativa y explorar opciones para reducir aún más los costos de inversión inicial, asegurando así la sostenibilidad económica a largo plazo y el potencial de crecimiento en la generación de energía renovable del país.

Para la planta de Biogas, se recomienda explorar opciones para optimizar la eficiencia operativa y reducir los costos de inversión inicial para mejorar la viabilidad económica de la planta a largo plazo. Además, es importante considerar políticas de apoyo y incentivos que puedan mejorar la competitividad financiera de la biomasa como fuente de energía renovable en el contexto local.

Para trabajos futuros se recomienda que para las tecnologías como la térmica y la biogás que no resultaron rentables, investigar y comparar diferentes estrategias para reducir los costos de inversión inicial y los costos operativos. Esto podría incluir la evaluación de tecnologías más eficientes, métodos de financiamiento alternativos, o mejoras en la gestión de recursos.

Referencias

- [1] J. Oviedo-Salazar, M. Badii, A. Guillen, and O. L. Serrato, “Historia y uso de energías renovables.” *Revista Daena (International Journal Of Good Conscience)*, vol. 10, no. 1, 2015.
- [2] S. Santos, “Las energías renovables son el futuro,” *World Watch*, vol. 7, 2004.
- [3] A. A. Orellana and J. I. Cifuentes, “Energías renovables y eficiencia energética,” 2016.
- [4] P. F. Correa Álvarez, D. González González, and J. G. Pacheco Alemán, “Energías renovables y medio ambiente: su regulación jurídica en ecuador,” *Revista Universidad y Sociedad*, vol. 8, no. 3, pp. 179–183, 2016.
- [5] F. Paraschiv, D. Erni, and R. Pietsch, “The impact of renewable energies on eex day-ahead electricity prices,” *Energy Policy*, vol. 73, pp. 196–210, 2014.
- [6] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2021) Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2021. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuadoriano-buscar/>
- [7] ——. (2019) Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2019. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuadoriano-buscar/>
- [8] L. G. De Fonseca, M. Parikh, and R. Manghani, “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en américa latina,” *Banco Interam. Desarrollo*, 2019.
- [9] M. de Minas y Energía Ecuador. (2018) Transformación y situación actual del sector eléctrico. [Online]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/>
- [10] M. F. Rodas Medina, “Propuesta de reestructuración del proceso de gestión de pagos de la empresa elec ep: Unidad de negocio hidropaute,” B.S. thesis, Universidad del Azuay, 2016.
- [11] M. J. Manzano Mantilla, “Situación actual del sector eléctrico ecuatoriano y sus desafíos,” Master’s thesis, Quito, EC: Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, 2022.
- [12] O. E. y Comercial de la Embajada de España en Quito, “Proyectos de inversión en energías renovables en ecuador 2022,” 2022, <https://www.recursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [13] H. García, A. Corredor, L. Calderón, and M. Gómez, “Análisis costo beneficio de energías renovables no convencionales en colombia,” 2013.
- [14] F. C., L. F., J. Espinoza, and M. R., *Energía solar en el Ecuador*, 12 2015, pp. 330–383.

- [15] J. E. M. Centeno, L. A. V. Molina, and G. L. Castillo, “Los diferentes costos que tiene la energía eléctrica en el ecuador considerando los cambios de la estructura actual,” *Revista de Investigaciones en Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT ISSN: 2588-0721*, vol. 3, no. 2, pp. 29–36, 2018.
- [16] I. E. Agency. (2022) Levelized cost of new generation resources in the annual energy outlook 2022. [Online]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation.php
- [17] D. H. Morales Sánchez and D. F. Ramírez Contreras, “Propuesta de una metodología para el cálculo del costo nivelado de energía (lcoe) en proyectos de generación renovable, basado en el flujo de caja financiero,” 2020.
- [18] I. J. O. Aguirre, M. F. R. Wagnio, L. A. V. Cevallos, S. E. D. Menoscal, and E. A. L. Rubio, “Los parques eólicos: una mirada desde la administración y gerencia de los proyectos de energía del ecuador: Isbn: 978-0-3110-0003-6, ean: 9780311000036, upc: 978031100003, bic: Kcc,” *Editorial Tecnocintífica Americana*, pp. 1–106, 2023.
- [19] P. P. M. de Electricidad and E. Renewable, “Electricidad 2016–2025,” *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Equipo Técnico Interinstitucional: Quito, Ecuador*, 2012.
- [20] A. y. S. Instituto Sindical de Trabajo. (2007) Estudio energías renovables y generación de empleo. [Online]. Available: <https://istas.net/>
- [21] S. Raghuvanshi, A. Raghav, and A. Chandra, “Renewable energy resources for climate change mitigation,” *Applied Ecology and Environmental Research*, vol. 6, no. 4, pp. 15–27, 2008.
- [22] A. A. Arrieta, “Panorama y futuro energético mundial,” *Ingeniería y sociedad*, pp. 26–29, 2014.
- [23] “Renewable power generation costs in 2018,” International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>
- [24] B. L. R. Alexis and E. A. L. Cedeno, “La generación de energía eléctrica para el desarrollo industrial en el ecuador a partir del uso de las energías renovables,” *Universidad Ciencia y Tecnología*, vol. 24, no. 104, pp. 36–46, 2020.
- [25] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2015) Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano 2015. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadisticas-del-sector-electrico-ecuadoriano-buscar/>
- [26] J.-M. Clairand, X. Serrano-Guerrero, A. González-Zumba, and G. Escrivá-Escrivá, “Techno-economic assessment of renewable energy-based microgrids in the amazon remote communities in ecuador,” *Energy Technology*, February 2022. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/355541080_Techno-Economic_Assessment_of_Renewable_Energy-based_Microgrids_in_the_Amazon_Remote_Communities_in_Ecuador

- [27] V. Palomeque, I. Valdez, N. Jara, and F. Reinoso, "Diseño de una mini central hidroeléctrica," *Revista Ibérica de Sistemas e Tecnologías de Informação*, no. E30, pp. 30–43, 2020.
- [28] "Renewable power generation costs in 2020," International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
- [29] F. A. Alarcón Cáceres, "Diseño conceptual de centrales hidroeléctricas a bombeo usando agua desalinizada," 2022.
- [30] V. K. Singh and S. K. Singal, "Operation of hydro power plants-a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 610–619, 2017.
- [31] Enel Green Power, "Central hidroeléctrica," <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/central-hidroelectrica>, Sin fecha de publicación, consultado el 16 de julio de 2024.
- [32] H. A. Urquiza Analuisa, "Análisis del potencial hidroeléctrico para la generación de hidrógeno verde en el ecuador," B.S. thesis, Universidad Técnica de Ambato. Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica . . . , 2023.
- [33] O. N. de Electricidad CENACE. (2022) Informe anual 2022. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/informe-anual-2022/>
- [34] C. N. de Electricidad CONELEC. (2008) Atlas solar del ecuador. [Online]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00041.pdf>
- [35] J. Patricio Munoz-Vizhnay, M. Vinicio Rojas-Moncayo, and C. Raul Barreto-Calle, "Incentive pertaining to energy the generation distributed in ecuador," *INGENIUS-REVISTA DE CIENCIA Y TECNOLOGIA*, no. 19, pp. 60–68, 2018.
- [36] C. N. de Electricidad CONELEC. (2022) Resumen ejecutivo. [Online]. Available: <https://www.ariae.org/servicio-documental/plan-de-electrificacion-2013-2022#:~:text=El%20Plan%20Maestro%20de%20Electrificaci%C3%B3n,%2C%20regularidad%2C%20continuidad%20y%20calidad.>
- [37] O. L. de Energía. (2017) Manual estadística energética 2017. [Online]. Available: <https://www.olade.org/publicaciones/manual-estadistica-energetica-2017/>
- [38] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "80 % de avance presenta minas de huascachaca, el proyecto eólico más grande del ecuador," 2023, accedido: 10 de julio de 2024. [Online]. Available: <https://www.rekursyenergia.gob.ec/80-de-avance-presenta-minas-de-huascachaca-el-proyecto-eolico-mas-grande-del-ecuador/>
- [39] A. E. Eolica. (2004) La eólica en España. [Online]. Available: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/#:~:text=Con%20m%C3%A1s%20de%2030.000%20MW,electricidad%20genera%20en%20nuestro%20pa%C3%ADs.>

- [40] L. A. U. Armijo, J. U. M. Masaquiza, J. M. P. Carrión, and M. G. M. Jácome, “Revisión documental de la energía eólica para la generación de energía eléctrica en el ecuador,” *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 7, no. 6, pp. 6714–6734, 2023.
- [41] B. López Majano, “La central térmica de bocamina,” 1954.
- [42] P. F. Díaz, “Centrales térmicas,” *Biblioteca Sobre Ingeniería Energética. Universidad de Cantabria*. Available online: <https://pfernandezdiez.es/es/libro>, 2009.
- [43] L. M. Lostaunau, “Calderas y turbinas de vapor para la generación de energía eléctrica,” *Electrónica-UNMSM*, no. 19, pp. 18–26, 2007.
- [44] M. de Electricidad y Energías Renovables. (2013) Evaluación rápida y análisis de brechas en el sector eléctrico.
- [45] A. de Regulación y Control de Energía. (2012) Atlas del sector eléctrico ecuatoriano.
- [46] F. J. Friedrich and J. F. González, *La energía de la biomasa*. Sociedad Anónima de Publicaciones Técnicas, 1999.
- [47] E. A. Barragan, P. D. Arias, and J. Terrados, “Promoting circular energy metabolisms through electricity generation from landfills: Case study cuenca, ecuador,” *Ingenius-Revista De Ciencia Y Tecnologia*, no. 16, pp. 36–42, 2016.
- [48] C. S. Lai and M. D. McCulloch, “Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,” *Applied energy*, vol. 190, pp. 191–203, 2017.
- [49] “Informe de costos de tecnologías de generación,” Chile, Marzo 2020, informe Anual. [Online]. Available: [URL_DEL_INFORME_SI_DISPONIBLE](#)
- [50] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Resolución nro. arcernnr-001/2023,” 2023, sesión de Directorio Extraordinario de 06 de enero de 2023. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec>
- [51] GIZ/PEERR, “Estudio de determinación de costos de operación, mantenimiento y administración fijos de generación con base en energías alternativas, tomo i: Generación solar fotovoltaica,” Estado Plurinacional de Bolivia, Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, Dirección General de Energías Alternativas, Mar. 2018, programa de Asistencia Técnica de la Cooperación Alemana al Desarrollo, La Paz, Bolivia.
- [52] M. Taylor, S. Al-Zoghoul, P. Ralon, and O. Sorokina, “Renewable power generation costs in 2022,” International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, 2023, © IRENA 2023. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications>
- [53] D. de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, “Actualización del análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica,” Ecuador, Mayo 2021, resolución NRO. ARCERNNR-033/2020. [Online]. Available: <https://www.arconnn.gov.ec>

- [54] “Levelized cost of electricity (lcoe),” International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021. [Online]. Available: <https://irena.org/stats/cost-of-electricity>
- [55] A. Allouhi, R. Saadani, M. Buker, T. Kousksou, A. Jamil, and M. Rahmoune, “Energetic, economic and environmental (3e) analyses and lcoe estimation of three technologies of pv grid-connected systems under different climates,” *Solar Energy*, vol. 178, pp. 25–36, 2019.
- [56] R. A. Messenger and A. Abtahi, *Photovoltaic systems engineering*. CRC press, 2018.
- [57] “Cálculo de costos nivelados de electricidad para varios sistemas de almacenamiento de energía eléctrica.”
- [58] B. D. Catumba, M. B. Sales, P. T. Borges, M. N. Ribeiro Filho, A. A. S. Lopes, M. A. de Sousa Rios, A. S. Desai, M. Bilal, and J. C. S. dos Santos, “Sustainability and challenges in hydrogen production: An advanced bibliometric analysis,” *International journal of hydrogen energy*, vol. 48, no. 22, pp. 7975–7992, 2023.
- [59] F. Thalemann, “Assessing the influence of lightweight generators on substructure cost and levelized cost of energy: a techno-economic model for large offshore wind turbines,” *Forsch Ingenieurwes*, vol. 87, no. 227–234, March 2023, received: 2 November 2022 / Accepted: 23 January 2023 / Published online: 20 March 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s10010-023-00648-9>
- [60] NREL, “Fuentes de energía renovable: Energía eólica,” <https://www.nrel.gov/es/fuentes-de-energia-renovable/energia-eolica.html>, 2022.
- [61] PowerMotion. (2023) Fundamentals of hydraulic reservoirs. [Online]. Available: <https://www.powermotiontech.com/hydraulics/reservoirs-accessories/article/21882642/fundamentals-of-hydraulic-reservoirs>
- [62] “Evaluación tecnoeconómica de parques eólicos marinos y híbridos eólicos-olas con sistemas de almacenamiento de energía.”
- [63] in *Tercera Reunión Técnica de Capítulos de Ecuador (ETCM) del IEEE 2018*.
- [64] E. J. Fernandez Ortiz and C. H. Santamaria Ramos, “Diseño de una micro central hidroeléctrica utilizando una turbina vórtice para suministrar energía eléctrica en la represa la puntilla–pampa grande,” 2023.
- [65] D. Arias-Cazco, P. Gavela, L. C. Panchi, and P. Izquierdo, “Sensitivity analysis for levelized cost of electricity-lcoe with multi-objective optimization,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 20, no. 8, pp. 2071–2078, 2022.
- [66] “Costo fijo de remuneración,” 2020, pdf document. [Online]. Available: </mnt/data/COSTOFIJODEREMUNERACION.pdf>
- [67] H. Ding and J. Zhao, “Performance analysis of variable speed hydraulic systems with large power in valve-pump parallel variable structure control,” *Journal of Vibroengineering*, vol. 16, no. 2, pp. 1042–1062, 2014.

- [68] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), “Regulación nro. arcernnr-004/20 (codificada): Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia,” Quito, Ecuador, Enero 2023, resolución Nro. ARCERNNR-001/2023. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec>
- [69] B. Casey, “Hydraulic pumps and motors: Considering efficiency,” *Machinery Lubrication*, vol. 3, p. 2011, 2011.
- [70] D. O. Mónico, “Análisis energético, exergético y económico de una central híbrida solar-biomasa,” Madrid, España, febrero 2019, tutores: Javier Rodríguez Martín, Rafael Nieto Carlier.
- [71] J. D. Saldarriaga-Loaiza, J. M. López-Lezama, and F. Villada-Duque, “Metodologías para la estructuración de inversiones en proyectos de energía renovable,” *Información tecnológica*, vol. 33, no. 3, pp. 189–202, 2022.
- [72] F. R. B. Ortiz and F. G. P. Luna, “Comparación de costos de producción de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el ecuador,” *Universidad de Cuenca, Facultad de Ingeniería Eléctrica. Cuenca Ecuador*, 2012.
- [73] Tech. Rep.
- [74] J. Aldersey-Williams and T. Rubert, “Levelised cost of energy – a theoretical justification and critical assessment,” *Energy Policy*, vol. 124, pp. 169–179, 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>
- [75] I. V. Sarango, “Central hidroeléctrica saymirín v,” Nov. 2014, <file:///mnt/data/1.pdf>.
- [76] S. Cordero, R. Montenegro, M. Mafla, I. Burgués, and J. Reid, *Análisis de costo beneficio de cuatro proyectos hidroeléctricos en la cuenca Changuinola-Teribe*. Panamá: Conservation Strategy Fund, 2006, con el apoyo de: INCAE Business School, Alianza para la Conservación y el Desarrollo, Asociación ANAI.
- [77] INNOVER, *Matriz de alternativas de dimensionamiento y matriz multicriterio*. Estudio de factibilidad de un sistema fotovoltaico para el autoconsumo de la demanda de ElecAustro: INNOVER, Octubre 2023.
- [78] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Panorama eléctrico ix,” mar 2022, creado con Adobe Illustrator 26.0 (Macintosh).
- [79] “Complejo de desarrollo humano y ambiental pichacay,” Aug. 2022, creado con Adobe Illustrator 24.0 (Macintosh).
- [80] “Central térmica el descanso,” <https://www.elecaustro.gob.ec/centrales-y-represas/central-termica-el-descanso/>, 2024, accessed: 2024-07-07.
- [81] Ecuadorian Agency for the Regulation and Control of Energy and Non-Renewable Natural Resources, “Costos variables de térmica,” 2013, created with Xerox WorkCentre 4260. [Online]. Available: </mnt/data/COSTOSVARIABLESDETERMICA.pdf>

- [82] D. D. R. E. Y. T. D. S. E. (DRETSE), “Actualización del análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica,” Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Tech. Rep. INF.DRETSE.2021.035, Jul 2021, periodo: Enero - Diciembre 2021.
- [83] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), “Regulación no. conelec – 004/11: Tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales,” 2011, accesado: 2024-07-11. [Online]. Available: file:///mnt/data/CONELEC_004-11_ERNC.pdf
- [84] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “Regulación nro. arcernnr-008/23,” <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec>, 2023, sesión de Directorio de 1 de noviembre de 2023, Quito, Ecuador.
- [85] Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), “Regulación sobre el precio de venta de energía hidroeléctrica de huasacachaca,” 2014, accesado: 2024-07-11. [Online]. Available: <file:///mnt/data/PRECIODEVENTAHUASCACHACA.pdf>.
[crdownload](#)
- [86] Corte Constitucional de Ecuador, “Sentencia constitucional,” 2023, accedido: 10 de julio de 2024. [Online]. Available: <http://esacc.corteconstitucional.gob.ec/>