

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**PERSPECTIVAS DE INTEGRACIÓN DE RECURSOS  
DISTRIBUIDOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE MEDIANO PLAZO DE LA  
INCORPORACIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE NO  
CONVENCIONAL A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA DEL ECUADOR CONSIDERANDO TANTO  
INVERSIONES COMO COSTOS OPERATIVOS.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
ELECTRICIDAD**

**DAVID ALEJANDRO ARCE ITURRALDE**

david.arce@epn.edu.ec

**DIRECTOR: Dr. Ing. PAUL VÁSQUEZ MIRANDA**

paul.vasquez@epn.edu.ec

**Quito, agosto 2022**

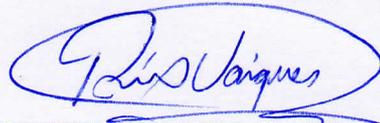
## CERTIFICACIONES

Yo, DAVID ALEJANDRO ARCE ITURRLADE declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



DAVID ALEJANDRO ARCE ITURRALDE

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por DAVID ALEJANDRO ARCE ITURRLADE, bajo mi supervisión.



Dr. Ing. Paúl Vásquez Miranda

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

DAVID ALEJANDRO ARCE ITURRLADE

PAÚL FABRICIO VÁSQUEZ MIRANDA

## **DEDICATORIA**

A mis padres Carlos y Myrian que han sido un apoyo incondicional, que siempre han creído en mí, incluso cuando yo mismo no lo hice, y que me han alentado en cada paso que he dado durante la carrera.

A mi hermana Carla, por el ejemplo de perseverancia y que a pesar de las adversidades siempre es posible cumplir nuestros objetivos.

A todos mis familiares y amigos que han estado siempre pendientes por mi progreso en mi educación.

A mi pareja Karla, que ha estado presente desde el inicio , y que siempre ha creído ciegamente en que sería capaz de lograrlo.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por darme la salud y vida para lograr cumplir con un objetivo mas en mi vida, y permitirme presenciar este momento con todos los seres que aprecio.

A mis padres y hermana que han hecho todo lo posible para que nada me falte y así poder cumplir con mis objetivos.

A mis compañeros y profesores de la EPN los cuales han sido esenciales para cumplir con el objetivo de graduarme.

Al ingeniero Paúl Vásquez por la guía para el desarrollo del presente trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional por brindarme la formación adecuada para ser un buen profesional.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

|   |      |
|---|------|
| CERTIFICACIONES.....  | II   |
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....   | III  |
| DEDICATORIA .....   | IV   |
| AGRADECIMIENTO.....   | V    |
| ÍNDICE DE CONTENIDO.....  | VI   |
| RESUMEN.....  | VIII |
| ABSTRACT.....   | IX   |
| 1. INTRODUCCIÓN .....   | 1    |
| 1.1. OBJETIVO GENERAL.....  | 2    |
| 1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....  | 2    |
| 1.3. ALCANCE .....  | 3    |
| 1.4. MARCO TEÓRICO .....  | 4    |
| 1.4.1 ENERGÍAS RENOVABLES .....   | 4    |
| 1.4.1.1 Hidráulica .....  | 4    |
| 1.4.1.2 Fotovoltaica.....   | 6    |
| 1.4.1.3 Eólica.....   | 7    |
| 1.4.1.4 Biomasa .....   | 8    |
| 1.4.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....  | 9    |
| 1.4.3 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE).....   | 9    |
| 1.4.4 MATEMÁTICA FINANCIERA.....  | 10   |
| 1.4.4.1 Flujo de Fondos .....   | 10   |
| 1.4.4.2 Depreciación y Amortización .....   | 11   |
| 1.4.4.3 Valor Presente Neto.....  | 12   |
| 2. METODOLOGÍA.....   | 13   |
| 2.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.....   | 13   |
| 2.2. ANÁLISIS DE MODELOS DE LCOE EXISTENTES.....                                    | 13   |
| 2.2.1. MODELO DE LCOE DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA DE CALIFORNIA<br>(CEC) .....        | 13   |
| 2.2.2. MODELO DE LCOE DEL LABORATORIO NACIONAL DE ENERGÍA<br>RENOVABLE (NREL) ..... | 15   |
| 2.2.3. MODELO DE LCOE DE ECUADOR.....   | 16   |
| 2.3. INCENTIVOS PARA LAS ERNC.....  | 18   |
| 2.3.1. POLÍTICAS DE REGULACIÓN.....   | 18   |
| 2.3.1.1 Constitución .....  | 18   |
| 2.3.1.2 Ley Orgánica del Servicio de Público de Energía Eléctrica.....              | 19   |
| 2.3.1.3 Código Orgánico del Ambiente.....   | 19   |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 2.3.2   | INCENTIVOS FISCALES .....                        | 19 |
| 2.3.2.1 | Incentivos Tributarios .....                     | 19 |
| 2.3.2.2 | Incentivos Arancelarios .....                    | 20 |
| 2.3.3   | INCENTIVOS INTERNACIONALES .....                 | 20 |
| 2.3.3.1 | Colombia .....                                   | 20 |
| 2.3.3.2 | México .....                                     | 21 |
| 2.4.    | MODELO DE LCOE .....                             | 21 |
| 2.3.4   | INGRESOS .....                                   | 22 |
| 2.3.4.1 | Energía Generada .....                           | 22 |
| 2.3.5   | EGRESOS .....                                    | 26 |
| 2.3.5.1 | Costos Fijos de O&M .....                        | 27 |
| 2.3.5.2 | Costos Variables de O&M .....                    | 27 |
| 2.3.5.3 | Depreciación .....                               | 27 |
| 2.3.6   | IMPUESTOS .....                                  | 28 |
| 2.3.7   | INGRESOS Y EGRESOS EXTRAS .....                  | 29 |
| 2.3.8   | FLUJO DE FONDOS NETO (FFN) .....                 | 29 |
| 2.3.9   | TASA DE DESCUENTO .....                          | 29 |
| 2.3.10  | VIDA ÚTIL .....                                  | 30 |
| 3.      | RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ..... | 31 |
| 3.1.    | RESULTADOS .....                                 | 31 |
| 3.1.1   | DESCRIPCIÓN .....                                | 31 |
| 3.1.2   | CASO 1 (FOTOVOLTAICO) .....                      | 31 |
| 3.1.3   | CASO 2 (EÓLICO) .....                            | 32 |
| 3.1.4   | CASO 3 (BIOMASA) .....                           | 32 |
| 3.1.5   | ANÁLISIS Y COMPARATIVA .....                     | 33 |
| 3.2.    | CONCLUSIONES .....                               | 33 |
| 3.3.    | RECOMENDACIONES .....                            | 34 |
| 4.      | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....                 | 34 |

## RESUMEN

Las energías renovables cada vez toman más relevancia en las matrices energéticas de los países, para de esta manera reducir la contaminación ambiental. Ecuador para lograr la implementación de estas energías a través de la inversión privada, ha expedido regulaciones que impulsan la generación con Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Para poder incentivar a la inversión privada es necesario tener un proceso de selección pública que asegure seleccionar a la empresa más adecuada para el proyecto a desarrollarse.

El costo nivelado de energía LCOE es uno de los índices más relevantes a la hora de tomar una decisión de inversión, ya que este me indica cuanto me costará la producción de energía durante todo el tiempo que la central se encuentre funcionando.

En el presente trabajo se desarrolla un modelo de LCOE el cual tome en cuenta los incentivos que ofrece el país para aquellas empresas que quieran invertir en la generación con ERNC, para lo cual se ha realizado un análisis de diferentes modelos de LCOE, así como incentivos de otros países, para finalmente presentar un modelo de LCOE que se adapte a la normativa ecuatoriana.

**PALABRAS CLAVE:** Costo Nivelado de Energía , Energías Renovables, Valor Presente Neto, Incentivos, Generación Distribuida.

## **ABSTRACT**

Renewable energies are becoming more and more relevant in the energy matrix of countries, to reduce environmental pollution. To achieve the implementation of these energies through private investment, Ecuador has issued regulations that promote generation with Non-Conventional Renewable Energies (NCRE). To encourage private investment, it is necessary to have a public selection process to ensure the selection of the most appropriate company for the project to be developed.

The levelized cost of energy LCOE is one of the most relevant indexes when making an investment decision, since it indicates how much the energy production will cost me during the whole time the plant is operating.

In the present work a LCOE model is developed which considers the incentives offered by the country for those companies that want to invest in NCRE generation, for which an analysis of different LCOE models has been made, as well as incentives from other countries, to finally present a LCOE model that is adapted to Ecuadorian regulations.

**KEYWORDS:** Levelized Cost Energy, Renewable Energies, Net Present Value, Incentives, Distributed Generation.

# 1. INTRODUCCIÓN

Las emisiones de CO<sub>2</sub> debidas a generación de energía eléctrica, han contribuido al efecto invernadero, el cual, está provocando grandes impactos ambientales. Se estima que desde que se inició la industrialización se han liberado alrededor de un trillón de toneladas de CO<sub>2</sub>. De esto, el 80% corresponde a emisiones de los últimos 50 años. Debido a esta razón muchos países están optando por la generación de energía eléctrica con recursos más amigables al medio ambiente, entre estos están la energía eólica, la solar, la biomasa, etc.

En 2009 las naciones que conforman el G20, un conjunto de las más importantes economías que incluye tanto a países desarrollados como a países en vías de desarrollo, pactaron “racionalizar y eliminar gradualmente los subsidios a combustibles fósiles ineficientes que fomentan el consumo excesivo” y “adoptar políticas que irán suprimiendo gradualmente dichos subsidios en todo el mundo”.

En el Ecuador, en el 2018, el 82% de la matriz energética, correspondió al consumo de derivados del petróleo como gasolina, diésel y GLP. Además de esto, Ecuador es uno de los países que cuenta con los más altos subsidios de combustibles, inclusive mayores a los de salud y educación. En 2018, este subsidio le costó al Ecuador más de 3000 millones de dólares, lo que equivalió al 17% del presupuesto general del Estado.

Según el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en 2016, Ecuador no cuenta con políticas que establezcan mecanismos y metas para promover la producción de energías renovables no convencionales, y mucho menos con un análisis económico. Sin embargo, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables ha propuesto varios proyectos de generación centralizada con energías renovables no convencionales (ERNC) como parte del Plan Maestro de Electricidad 2019-2027 [4], como es el caso del bloque ERNC I 500 MW, que busca promover y concesionar proyectos de generación eléctrica con ERNC, muchos de los cuales aún se encuentran en estudios de prefactibilidad.

En cuanto a proyectos de generación distribuida con ERNC, en Ecuador, en 2011, se incentivó su integración a través de la Regulación CONELEC 004/11. En efecto, esta Regulación, estableció despacho preferente, así como también, precios preferentes para la generación de energía eléctrica en función de tipo de central durante 15 años.

En abril del 2021, se aprobó y expidió la Regulación Nro. ARCERNNR 002/21. En esta Regulación, se estableció, que el precio al cual las Distribuidoras se comprometen a comprar

la energía, será el menor entre el que la Empresa Promotora de Generación Distribuida (EPGD) oferte, y el Costo Nivelado de Energía (CNE) determinado por la ARCERNNR, utilizando una metodología aprobada por la misma. En diciembre del mismo año, esta Regulación queda suspendida, ya que no se dispone de una metodología aprobada por la ARCERNNR. Esto se debe, a que con lo estipulado en el Decreto 238 y a políticas instituidas por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, la metodología existente no cumple con el apartado de competitividad. Al no existir un esquema adecuado para la estimación del precio de compraventa de energía, no se garantiza un proceso de asignación de proyectos adecuado, por lo cual las metodologías de cálculo del CNE vigentes en la normativa del Ecuador necesitan actualizarse para que de esta manera se establezca una referencia clara, para las Distribuidoras y EPGD. Al tener una metodología de cálculo del CNE eficiente y que se encuentre a la par con el desarrollo de tecnologías actuales, se determinará un buen esquema para la determinación del precio de compraventa de energía.

## **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Aplicar un modelo de Costo Nivelado de Energía (LCOE) que sirva como referencia para la incorporación de centrales de generación distribuida a las redes de distribución de energía eléctrica del Ecuador.

## **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Investigar acerca de las diferentes centrales de generación con fuentes renovables no convencionales más utilizadas en el Ecuador, el tipo de tecnología usada para la generación eléctrica, y analizar todos los costos relacionados a las diferentes centrales durante su vida útil.
- Investigar y comparar el modelo de LCOE usado en el Ecuador, con los utilizados en países con generación eficiente de energía eléctrica.
- Aplicar un modelo de LCOE, de acuerdo con la comparativa previa, que cumpla con criterios fundamentales para la generación eficiente de energía en base al marco regulatorio vigente en el Ecuador.

- Calcular el LCOE a tres ejemplos de proyectos de generación distribuida.

### **1.3. ALCANCE**

El trabajo de integración planteado, presentará un modelo de LCOE, que será implementado en diferentes tipos de centrales de generación distribuida con fuentes renovables no convencionales, el cual guarde concordancia de la normativa vigente en el Ecuador.

Este procedimiento de cálculo, servirá a las Empresas Distribuidoras como referencia para determinar el costo con el cual comprarán la energía a las Empresas Promotoras de Generación Distribuida (EPGD's).

Las centrales de generación de energía eléctrica, al tratarse de generación distribuida deberán cumplir con ciertos parámetros, como:

- Potencia nominal de entre 100 kW y 10 MW
- Conexión a redes de un sistema de distribución, de medio y alto voltaje menores a 138 kV.
- Conexión cercana a la carga.
- Las centrales deberán utilizar fuentes renovables no convencionales.

El trabajo contendrá una explicación breve acerca de las diferentes centrales de generación con energía renovable no convencional, además de la teoría sobre el LCOE. Se realizará una comparativa de diferentes modelos de LCOE, para poder desarrollar uno que se adapte de manera adecuada a la normativa vigente del Ecuador.

Para el desarrollo, se realizará una investigación de todos los costos relacionados y la energía producida a centrales de generación cuyas fuentes primarias sean energías renovables no convencionales con mayor potencial en el Ecuador.

Por último, se calculará el LCOE en centrales que utilicen diferentes energías renovables no convencionales.

## **1.4. MARCO TEÓRICO**

### **1.4.1 ENERGÍAS RENOVABLES**

Las energías renovables son aquellas cuya fuente primaria sea un recurso natural prácticamente inagotable o cuya reaparición sea en un poco tiempo. Entre las principales fuentes renovables tenemos: la energía solar, fotovoltaica, hidroeléctrica, eólica, biomasa, mareomotriz, geotérmica. Este tipo de energías al no utilizar combustibles fósiles, y consecuentemente no emitir gases de efecto invernadero, tienen un muy bajo impacto sobre el medio ambiente, por lo cual a estas energías también se las llama energías limpias y energías renovables no convencionales (ERNC).

Entre sus principales ventajas se tiene que:

- ✓ Reducción de gases de efecto invernadero
- ✓ Generalmente fuentes gratuitas e inagotables
- ✓ Instalación prácticamente en cualquier locación

Pero también tiene sus desventajas entre las principales se tiene que:

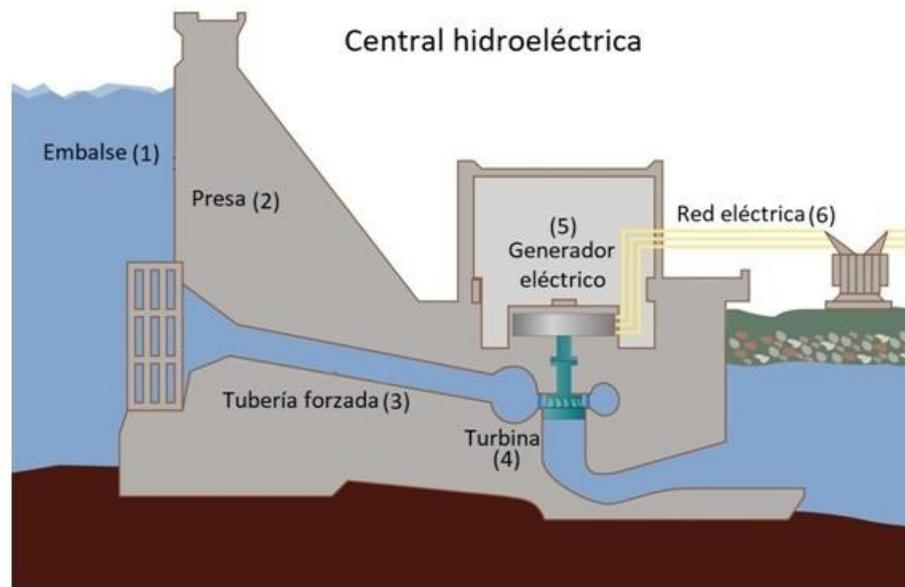
- x La producción de energía con estas fuentes no es constante ya que en su mayoría depende de las condiciones climáticas del lugar
- x Su costo de instalación es más elevado frente a centrales térmicas de la misma potencia.[1]

#### **1.4.1.1 Hidráulica**

La generación de energía mediante el recurso hídrico, se basa en el aprovechamiento del caudal de agua, este tipo de centrales generalmente constan de tres partes, la primera es la presa donde se almacena agua, esta puede abrirse y cerrarse a voluntad y de esta manera controlar el flujo, la segunda es la turbina, y por último la propia central.

El funcionamiento se basa en la conversión de energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica disponible. Para lograr lo mencionado anteriormente el caudal de agua, que proviene del embalse, mueve una turbina, esta turbina a su vez hace girar al rotor de un generador eléctrico como consecuencia se obtiene energía eléctrica tal como se muestra en la Figura 1.1.

La cantidad de energía que produce este tipo de centrales depende del caudal del agua.



**Figura 1.1.** Funcionamiento Central Hidroeléctrica

### **Ventajas**

- Ya que su recurso primario es el agua, la producción de energía eléctrica no produce gases de efecto invernadero, por lo cual es considerada una energía limpia.
- Al contar con embalses la producción de electricidad puede ser en función a la demanda de esta.

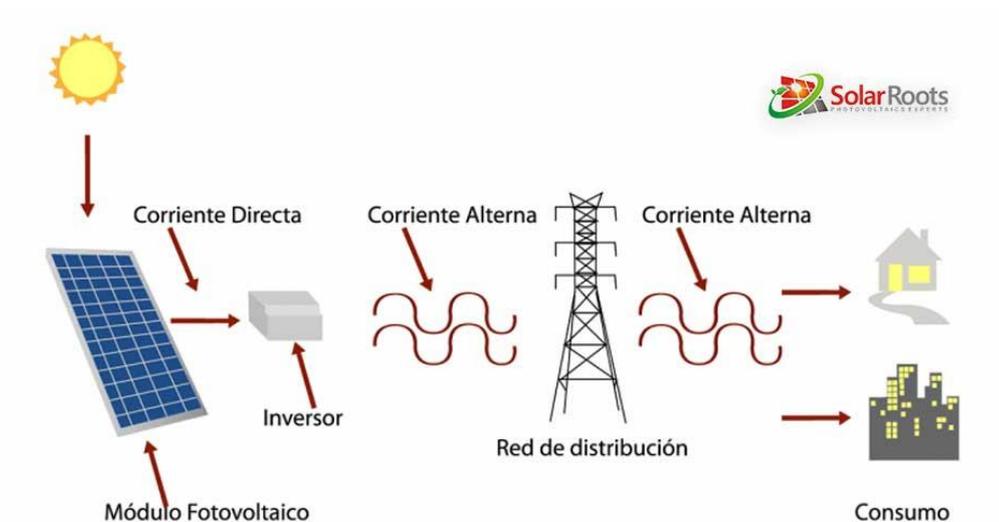
### **Desventajas**

- El costo de inversión es demasiado alto, ya que generalmente estas centrales son de grandes potencias.
- Pese a que su recurso primario es limpio, su construcción tiene consecuencias ambientales tales como la alteración de sistemas fluviales los cuales no solo afectan a la flora y fauna sino también a comunidades aledañas, las cuales suelen ser desplazadas. [2]

### 1.4.1.2 Fotovoltaica

La energía fotovoltaica utiliza la radiación solar para generar electricidad. El principio de funcionamiento de estas centrales se basa en el efecto fotoeléctrico, que genera electricidad a través de los paneles solares, y la corriente producida por este tipo de centrales es directa, a diferencia de otras tecnologías.

La cantidad de energía que produzca este tipo de centrales será proporcional a la cantidad de radiación directa que recibe en el transcurso del día. Podemos calcularla mediante las horas sol pico HSP, las cuales me indican cuanta radiación se recibe en un m<sup>2</sup> de superficie. En otras palabras, el número de HSP será el equivalente al tener una radiación constante de 1000 W/m<sup>2</sup> durante ese número de horas. [3]



**Figura 1.2.** Funcionamiento Central Fotovoltaica

#### Ventajas

- El recurso primario de este tipo de energía es inagotable además de que su uso es totalmente gratis
- El costo de operación y mantenimiento es muy bajo
- No genera gases de efecto invernadero al generar electricidad, por lo que se considera una fuente de energía limpia.

#### Desventajas

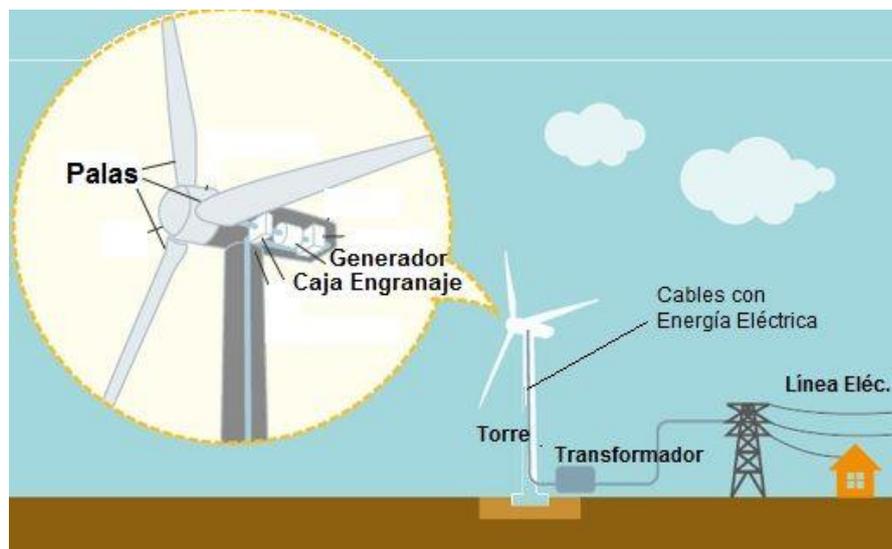
- El costo de inversión es bastante elevado

- Para la poder generar grandes potencias, se necesita de grandes extensiones de terrenos
- No puede almacenar energía por si sola, sin la presencia de baterías las cuales también suelen ser costosas.
- Al ser el sol su recurso primario, estas centrales no pueden generar energía en las noches, y la cantidad de energía que produzcan dependerá de las condiciones climáticas.[4]

### 1.4.1.3 Eólica

La energía eólica utiliza las corrientes de viento para mover las grandes palas de los aerogeneradores, que a su vez mueven el rotor de un generador de electricidad. Hay dos grupos principales de parques eólicos, a saber: onshore (terrestre) y offshore (marina).

La cantidad de energía que puedan producir este tipo de centrales depende de la velocidad del viento, además del radio que produzcan las aspas del aerogenerador.



**Figura 1.3.** Funcionamiento de Central Eólica

#### Ventajas

- Su fuente de energía es prácticamente inagotable además es gratis.
- Al ser el viento su fuente primaria de energía, no contamina, lo cual la hace una de las energías más limpias que pueden existir
- Si el recurso del viento es favorable la producción de energía eléctrica puede ser comparada con centrales que hacen uso del carbón inclusive centrales nucleares.

## Desventajas

- Su recurso primario no es constante, por lo cual la generación de energía depende de las condiciones climáticas del sitio.
- Las centrales eólicas al igual que la fotovoltaicas no pueden almacenar energía por si solas, por lo cual si no cuentan con baterías el despacho debe ser inmediato si no se quiere desperdiciar la energía generada.
- Causan contaminación visual, ya que los aerogeneradores tienen una altura promedio de entre 80 y 100 metros, sin contar con sus palas las cuales las elevan unos 40 metros adicionales.[5]

### 1.4.1.4 Biomasa

La producción de energía eléctrica cuya fuente primaria de energía es biomasa, usa el mismo principio de funcionamiento que una central térmica que utiliza combustibles fósiles, la diferencia radica en que en lugar de quemar carbón o combustibles fósiles, los cuales contaminan gravemente el medio ambiente, su usa compuestos orgánicos los cuales provienen de cultivos, muchos de estos son los desechos que no son aprovechables para la venta y que la mayor parte del tiempo se los desecha. Las centrales de biomasa aprovechan estos desechos para producir calor y de esta manera generar electricidad.[6]

Al igual que las centrales térmicas convencionales la cantidad de energía que pueda producir una central de estas dependerá del combustible que se queme.

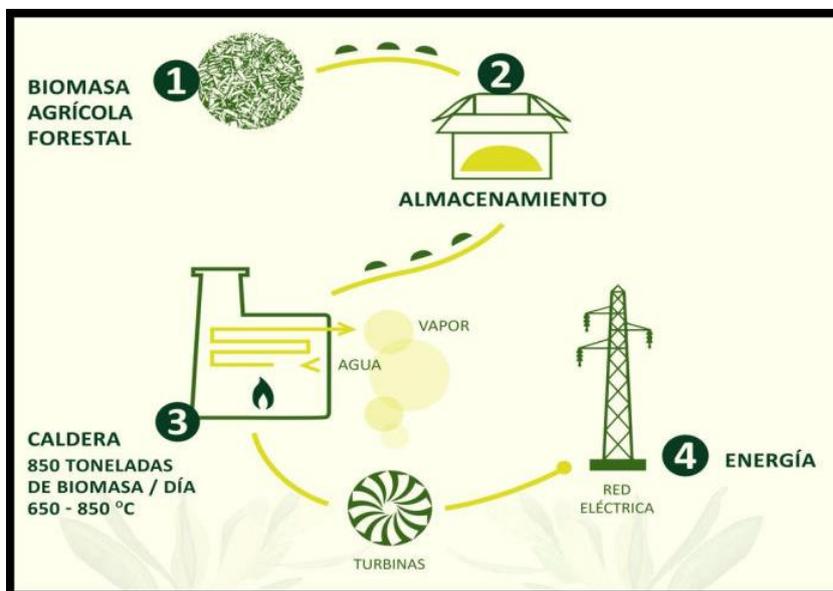


Figura 1.4. Funcionamiento de Central de Biomasa

## 1.4.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida, realiza la producción de energía eléctrica mediante varias centrales ,de poca potencia comparadas con las grandes centrales como hidroeléctricas o térmicas convencionales, estas se encuentran cerca de las cargas (ciudades). Se caracterizan generalmente de que sus fuentes primarias de energía sean renovables. Entre sus principales características se encuentran:

- Reducción de pérdidas.\_ estas centrales al encontrarse cerca de los puntos de demanda, las pérdidas por transporte de energía se reducen de manera considerable, como consecuencia se tiene un mejor nivel de voltaje
- Confiabilidad del Sistema.\_ Caso contrario al de las grandes centrales, la salida de una de estas centrales de generación distribuida no supone un gran problema al sistema de potencia.
- Fuentes renovables.\_ Al ser en su mayoría centrales que utilizan fuentes renovables, la emisión de CO<sub>2</sub> disminuye considerablemente, lo cual ayuda al medio ambiente.[7]

## 1.4.3 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)

El costo nivelado de energía o por sus siglas en inglés LCOE es un indicador el cual permite conocer el valor en dólares de cada unidad de energía que genere la central durante toda su vida útil. Este indicador es muy útil para inversionistas ya que les permite conocer cual sería el costo de producción de electricidad de dicha central, además el LCOE me permite comparar costos de una misma central utilizando diferentes tecnologías.

La ecuación simplificada del LCOE es la siguiente

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I + C_{O\&M} + C_C}{(1+d)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E}{(1+d)^t}} \quad (1.1)$$

Donde:

*I*: Inversión que se realiza cada año

$C_{O\&M}$ : Costos de Operación y mantenimiento

$C_C$ : Costos de Combustible

$E$ : Energía generada en todo el año  $t$

$d$ : Tasa de descuento

En pocas palabras el LCOE es el resultado de la división entre, todos los costos que tendrá la central y toda la energía generada en toda su vida útil.[8]

## 1.4.4 MATEMÁTICA FINANCIERA

### 1.4.4.1 Flujo de Fondos

El flujo de fondos es el procesamiento de datos la inversión inicial en un proyecto, la inversión en la fase operativa, los ingresos y gastos de la producción operativa y el valor residual. De hecho, el flujo de fondos de un proyecto es simplemente un registro de gastos en efectivo incurridos antes de la incorporación y registros de ingresos y gastos incurridos en el curso del negocio.

La composición del flujo de fondos está más cerca de la contabilidad de caja que de la acumulación porque considera la entrada y salida de efectivo real en lugar de la contabilidad. Sin perjuicio de lo previo, el flujo de efectivo de un proyecto debe incluir gastos que no representen salidas de efectivo reales, tales como la depreciación y amortización, que tienen una incidencia positiva ya que el valor de los impuestos a pagar será menor por lo que constituyen en un beneficio financiero del proyecto.

La información básica sobre flujos de efectivo para proyectos de construcción se deriva de estudios de mercado, técnicos, administrativos y financieros, teniendo en cuenta información adicional relacionada con el impacto fiscal de la depreciación y amortización y el impacto del valor residual.

La estructura del flujo de fondos se compone en una tabla conformada por columnas que registran las ingresos y egresos de efectivo. El número de columnas es la misma al número de años definido por la vida útil del proyecto, se añaden dos columnas, una de las cuales se coloca antes que la otras, correspondiente al año cero, en el que se registran las inversiones realizadas antes del inicio del proyecto. Se registran en el último año de la valoración impuesta.[9]

La estructura de un flujo de fondos se puede mostrar en la Figura 1.5.

|                                   |
|-----------------------------------|
| (-) INVERSIÓN INICIAL             |
| (+) INGRESOS GRAVABLES            |
| (-) EGRESOS DEDUCIBLES            |
| (-) DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN   |
| UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS       |
| IMPUESTOS CAUSADOS                |
| (-) IMPUESTOS PAGADOS             |
| (+) DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN   |
| (-) EGRESOS NO DEDUCIBLES         |
| (+) INGRESOS NO GRAVABLES         |
| (+) VALOR DE RESCATE DEL PROYECTO |
| <b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>     |

**Figura 1.5.** Estructura de un Flujo de Fondos de un Proyecto

#### 1.4.4.2 Depreciación y Amortización

En la parte contable, el activo fijo genera un coste de valor durante la prestación de los servicios, donde se asigna sistemáticamente, todos los activos tienen una vida útil, excepto los terrenos, cuando se cumple la vida útil del activo, éste se transfiere a la cuenta de pérdidas y ganancias donde se realizan los asientos contables.

Pero, ¿qué es un activo fijo? Consiste en activos fijos tangibles que han sido adquiridos o construidos por una empresa en sentido económico o están en construcción y producen bienes y servicios para la gestión de la empresa. Estos activos no se adquieren para su venta en el curso ordinario del negocio y normalmente tienen una vida útil finita.

El coste de estos activos incluye, además del coste de adquisición, todos los costes en los que incurre la entidad hasta que están listos para su uso, como los impuestos, el transporte, los seguros y los costes de instalación.

La depreciación es la asignación del coste de un activo como gasto a lo largo del periodo en el que el activo presta servicios. Los activos fijos son utilizados por una empresa durante un periodo limitado y su coste se contabiliza a lo largo de los años de uso. En la evaluación financiera de un proyecto, el concepto de depreciación es importante porque se trata de un coste periódico que no representa un desembolso de dinero en efectivo, sino que representa un mecanismo o medio por el que se consigue un retorno de la inversión en un activo. Está claro que no hay ningún efecto, ya que la inversión se realizó cuando se registró la carga de amortización anual en la cuenta de pérdidas y ganancias y se compró el activo. Retorno de la

inversión a este ritmo. La depreciación puede considerarse un mecanismo para recuperar la inversión en activos fijos mediante un gasto contable que no implica ningún pago. En la estructura de la cuenta de resultados, los impuestos se contabilizan como un porcentaje del beneficio antes de impuestos (PBT), que es el resultado de deducir de los ingresos todos los costes reales y demostrables. Lo que es la empresa en un período determinado (generalmente un año) Transferencia real de la empresa al beneficiario. Además de estos costes, otros costes como la depreciación también reducen el valor de la propiedad intelectual El flujo de caja es el esquema financiero y contable para recuperar la inversión.

#### 1.4.4.3 Valor Presente Neto

El valor presente neto (VPN) es el valor de los flujos de fondos proyectados descontados a su valor actual. Es un método utilizado en matemáticas financieras para la planificación de activos de capital y también es utilizado por los inversores y analistas para determinar la viabilidad de las nuevas inversiones y proyectos.

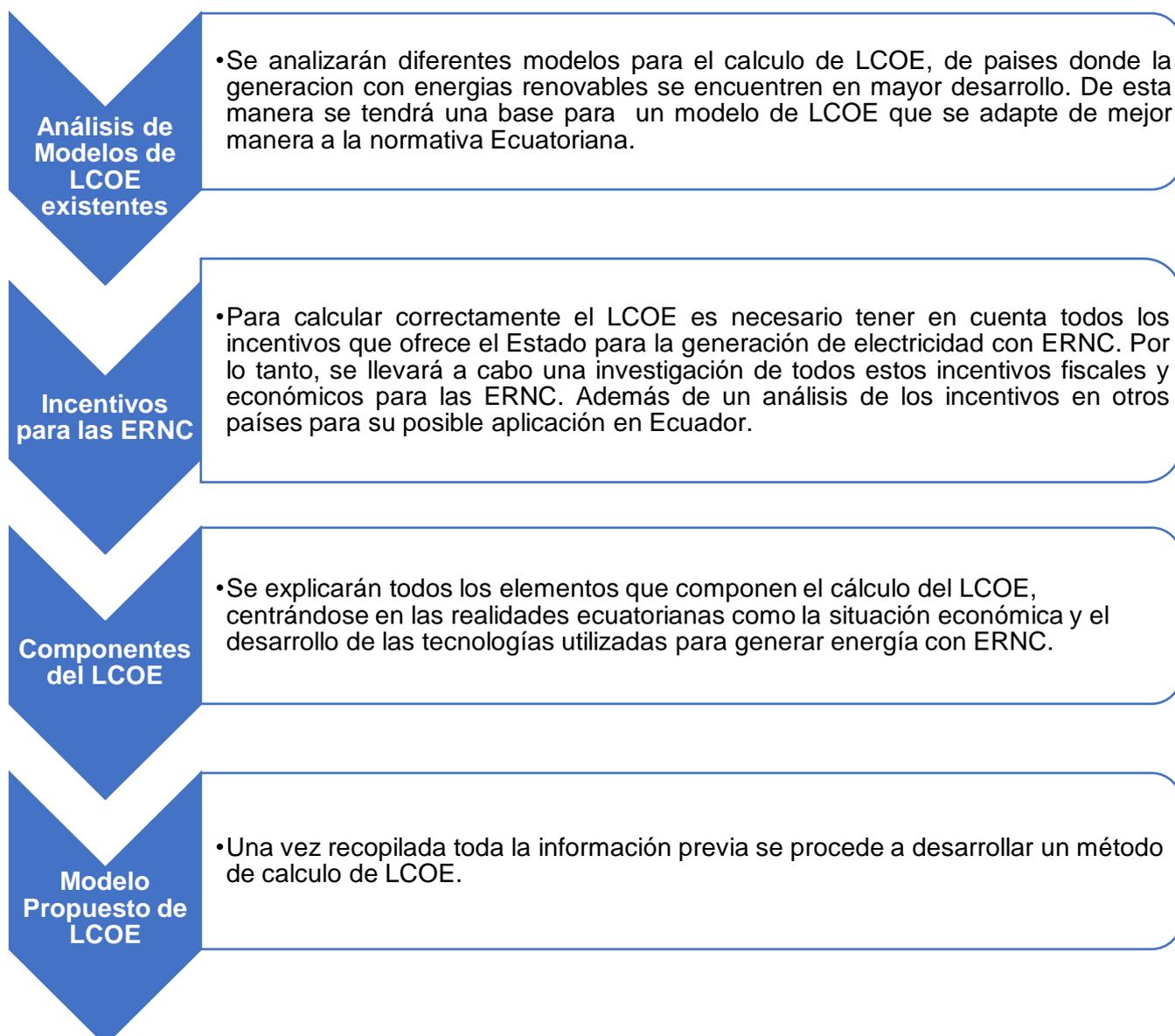
El método del VPN concentra el valor del capital en un momento dado de los flujos de fondos netos de una empresa o proyecto. La finalidad del VPN es comparar los distintos flujos de caja de un proyecto para determinar si es viable o no.

El resultado del valor actual neto depende del tipo de interés que se utilice para calcularlo. La ecuación del VAN de la relación efectivo/tipo de interés. [10]

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Dinero}}{(1 + \text{Tasa de descuento})^t} \quad (1.2)$$

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA



### 2.2. ANÁLISIS DE MODELOS DE LCOE EXISTENTES

#### 2.2.1. MODELO DE LCOE DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA DE CALIFORNIA (CEC)

El modelo del LCOE presentado por la CEC, se encuentra en su informe “Estimated Cost of New Utility-Scale Generation in California: 2018 Update”, publicado en 2019. En este informe se ofrece estimaciones de los costos en 2019, y futuros para la construcción y mantenimiento de centrales eléctricas a escalas comerciales en California durante la próxima década. El informe recalca en el énfasis en el desarrollo de la generación con ERNC para disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a combustibles fósiles.

Las estimaciones de costes nivelados que se presentan aquí reflejan el coste medio por megavatio-hora en que incurre el promotor para construir y operar la central durante su vida útil.

El modelo utilizado fue el de Costos de Generación con el cual calcularon los costos nivelados, instantáneos e instalados. En primer lugar estimaron los costos anuales a lo largo de la vida útil de la central eléctrica, después se utiliza una “tasa de descuento”, para expresar todos los costos en términos del valor en dólares de un solo año, denominado valor neto. Posteriormente, el modelo suma el valor actual neto de los componentes de los costos y calcula el pago anual con intereses necesarios para amortizar ese valor actual a lo largo de un periodo determinado , generalmente la vida útil de la central. El cálculo se realiza dividiendo los costos totales de la unidad de generación por la suma de toda la producción esperada de esa unidad a lo largo del tiempo analizado.

$$LCOE = \sum_{t=1}^n \left[ \frac{Costo_t}{(1+r)^t} * \frac{r * (1+r)^t}{((1+r)^t - 1)} \right] \quad (2.1)$$

Donde:

*Costo*: Es el valor de generar energía eléctrica en el año *t*. (USD/MWh)

*r* : Es la tasa de descuento del dinero. (%/pu)

*t* : Es el año en el cual ocurre un movimiento del flujo del dinero

*n* : Es la vida útil de la central eléctrica (años)

El modelo calcula los costes de las distintas tecnologías sobre una base anual, aunque la ecuación no muestra los parámetros detallados necesarios para calcular el LCOE, y la variable "Coste" incluye las previsiones financieras, los costes de mitigación ambiental, los créditos de reducción de emisiones, el precio de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, los costes de los combustibles y las tarifas de los productos básicos.[11]

## 2.2.2. MODELO DE LCOE DEL LABORATORIO NACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (NREL)

El modelo de cálculo del LCOE del NREL, es un método sencillo donde se incluye los costos de capital, costos de operación y mantenimiento, rendimiento, y costos de combustible. Se debe tener en cuenta que este método no abarca cuestiones de financiamiento, tasas de descuento, costos futuros de sustitución y degradación.

El NREL para el cálculo del LCOE utiliza suposiciones tales como la tasa de descuento o la vida útil. Además, se maneja un factor de recuperación del capital el cuál es el resultado entre un número de anualidades y el valor presente neto, durante un intervalo de tiempo.

Empleando el número de anualidades ( $T$ ), y una tasa de interés ( $i$ ), por consiguiente el factor de recuperación de capital sería el siguiente:

$$CFR = \frac{i * (1 + i)^n}{[(1 + i)^n] - 1} \quad (2.2)$$

Donde:

$n$ : Número de anualidades recibida

$i$ : Tasa de interés

El LCOE según el NREL se lo calcula de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{OCC * CRF + F O\&M Cost}{8760 * CF} + (FC * heat rate) + V O\&M Cost \quad (2.3)$$

Donde:

$OCC$ : Costos Totales Del Capital (USD)

$CRF$ : Factor De Recuperación De Capital

$F O\&M Cost$ : Costo anual de operación y mantenimiento fijo (USD/kW)

$V O\&M Cost$ : Costo anual de operación y mantenimiento variable

$CF$ : Factor de capacidad

$FC$ : Costo de Combustible (USD/MMBtu)

$heat rate$ : Poder calorífico (Btu/kWh)[12]

### 2.2.3 MODELO DE LCOE DE ECUADOR

El modelo de LCOE de Ecuador permite establecer un precio de reserva para un proceso público de selección. El cálculo del LCOE se basa en el planteamiento de escenarios hipotéticos, debido a esto el cálculo dependerá de los escenarios de sensibilidad que se planteó en el momento del estudio.

Los principales componentes que para el cálculo del LCOE son: costos de pre desarrollo, costos de inversión o capital, costos fijos de operación y mantenimiento, costos variables de operación y mantenimiento, y generación eléctrica esperada.

Los costos de pre desarrollo abarcan los costos previos a la obtención o licencia, además de costos regulatorios. Debido a la variabilidad de estos costos, para fines de la modelación esto se mantendrán constantes en el tiempo.

Los costos de capital abarcan los costos de los equipos a utilizar en la planta, costos de la infraestructura e interconexión a la red, costos de desarrollo, intereses y costos de financiamiento y costos de desmantelamiento.

Los costos fijos de operación y mantenimiento (O&M), tal como su nombre lo indica incluyen los costos del personal de operación mantenimiento y los impuestos de la propiedad, seguros y cargos.

Los costes variables de explotación comprenden el coste de las materias primas necesarias para generar electricidad y los costes variables de operación y mantenimiento, calculados en unidades de energía producida. (USD/MWh).

Por último la generación esperada considera: la capacidad de la planta, disponibilidad esperada, eficiencia de la planta, y factor de planta.

En general, el modelo matemático LCOE se representa como la relación entre el valor actual neto de los costes y el valor actual neto de la energía neta producida durante toda la vida útil.

$$LCOE = \frac{NPV_{CT}}{NPV_{GE}} \quad (2.4)$$

En donde desglosando cada uno de los términos de la ecuación encontramos que:

$$NPV_{CT} = \sum_0^N CT_n * WACC_n = \sum_0^N \frac{CT_n}{(1+d)^n} \quad (2.5)$$

Donde

$CT_n$ : Costos totales de la central en el año  $n$  (USD)

$WACC_n$ : Factor de descuento en el año  $n$

$d$ : Tasa de descuento

$N$ : Vida útil de la central eléctrica

Los costos totales abarcan todos los mencionados previamente tales como: de pre-desarrollo, de capital, fijos de O&M, y variables. Todos estos costos se calculan mediante su costo unitario en el año  $n$  (USD/MW) multiplicado por la capacidad instalada de la central en (MW).

La tasa de descuento incluye el capital del inversionista, con su respectiva tasa de retorno, además de la deuda, con su respectiva tasa de interés, además de un factor que representa el riesgo de la inversión, se lo representa de la siguiente manera:

$$d = \frac{C_{propio}}{C_{propio} + C_{deuda}} * (t_{retorno} + r) + \frac{C_{deuda}}{C_{propio} + C_{deuda}} * i \quad (2.6)$$

Donde:

$C_{propio}$ : Capital propio (USD)

$t_{retorno}$ : Tasa de retorno (%)

$C_{deuda}$ : Capital de deuda (USD)

$i$ : Tasa de interés (%)

$r$ : Tasa de riesgo (%)

Desglosando el término del valor neto de energía generada se lo puede representar con la siguiente ecuación:

$$NPV_{GE} = \sum_0^N GEN_n * WACC_n \quad (2.7)$$

Donde :

$GEN_n$ : Generación eléctrica neta en el año  $n$  (MWh)

Ese término se lo puede definir como:

$$GEN_n = MW * h * FP_n * (1 - Aux - L) \quad (2.8)$$

Donde:

$h$ : Horas del año (8760)

$FP_n$ : Factor de planta

$Aux$ : Energía necesaria para servicios auxiliares

$L$ : Pérdidas de interconexión a la red

El factor de planta considera:

$$FP_n = \frac{MWh_{esp,n} * Ef * Dp_n * (1 - Dg_n)}{MW * h} \quad (2.9)$$

Donde:

$MWh_{esp,n}$ : Generación de energía esperada en el año  $n$

$Ef$ : Eficiencia de la planta (%)

$Dp_n$ : Disponibilidad de la central (%)

$Dg_n$ : Degradación de la central (%) [13]

## 2.3. INCENTIVOS PARA LAS ERNC

En las últimas décadas, Ecuador ha trabajado para que las ERNC sean la principal fuente de generación de electricidad, abandonando progresivamente el uso de combustibles fósiles como las centrales térmicas. Por lo que desde la constitución hasta decretos ejecutivos, existen varios artículos donde se promueve la generación distribuida con ERNC. A continuación, se compendia los artículos e incentivos más relevantes para la generación distribuida con ERNC.

### 2.3.1 POLÍTICAS DE REGULACIÓN

#### 2.3.1.1 Constitución

- Art. 15.- El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.
- Art. 413.- El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.[14]

### **2.3.1.2 Ley Orgánica del Servicio de Público de Energía Eléctrica**

La LOSPEE en el Artículo determina uno de sus objetivos específicos “Desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado, que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables.”

- Art. 26.- Energías renovables no convencionales.- El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.[15]

### **2.3.1.3 Código Orgánico del Ambiente**

- Art. 5, numeral 8.- El desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías alternativas no contaminantes, renovables, diversificadas y de bajo impacto ambiental.
- Art. 245, numeral 3.- Fomentar y propender la optimización y eficiencia energética así como el aprovechamiento de energías renovables.[16]

## **2.3.2 INCENTIVOS FISCALES**

### **2.3.2.1 Incentivos Tributarios**

- Exoneración del pago al Impuesto a la Renta IR.- Se impone exonerar a nuevas inversiones que brinde un servicio mediante el uso de energías renovables no convencionales. Tiene un periodo de 8 años para empresas que se sitúen de los cantones Quito y Guayaquil, y 12 años para cantones fuera de los cantones mencionados. [17]
- Deducciones extra para el IR.- deducción de un 100 % adicional de la amortización y depreciación, que se aplica a la adquisición de equipos, maquinaria y tecnología destinados a poner en marcha mecanismos de producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. [18]
- Exoneración de Impuesto a la Salidas de Divisas (ISD).- exoneración de ISD para materias primas y bienes de capital destinadas al desarrollo del proyecto. [17]

### **2.3.2.2 Incentivos Arancelarios**

La gran mayoría de insumos para la generación de energía, mediante ERNC suelen ser tratados como insumo de régimen especial, a los cuales se los exenta de forma parcial o total del gravamen arancelario o del IVA. Entre estos insumos podemos encontrar materia prima, equipos, bienes de capital, refacciones.[19]

## **2.3.3 INCENTIVOS INTERNACIONALES**

### **2.3.3.1 Colombia**

Colombia cuenta con varios incentivos fiscales para la generación de energía eléctrica con ERNC, tales como exención de IVA y aranceles para equipos de energías renovables que no sean producidos en el país. Además se tienen exención del impuesto a la renta, del 50% del costo de la inversión hasta el 50% de la renta imponible, en un periodo de cinco años. Para promover el uso de ERNC y dejar atrás el uso de combustibles fósiles, el artículo 221 de la Ley 1819 de 2016 implementa el impuesto al carbono.[20] Por último Colombia cuenta con una depreciación acelerada la cual puede llegar hasta un 20% en materia de inversiones en energías renovables.

### 2.3.3.2 México

Se ofrece un crédito fiscal del 100% para la compra de equipos y maquinaria para la producción de energía a partir de fuentes renovables o de cogeneración eficiente. La actividad debe mantenerse durante al menos cinco años después de solicitar la deducción. Para las inversiones de capital, se permite un aplazamiento del impuesto sobre el valor añadido (IVA) durante un periodo de 15 años a partir de la entrada en vigor de la ley. La estabilidad fiscal está garantizada durante 15 años, excepto el IVA y las cotizaciones a la Seguridad Social.[21]

## 2.4. MODELO DE LCOE

El modelo propuesto para el cálculo del LCOE está basado en el estudio del flujo de fondos de un proyecto, en el cual se tomaron en cuenta los incentivos investigados en capítulos anteriores.

Para el presente trabajo se presenta una matriz de flujo de fondos, el cual será de utilidad para el cálculo del LCOE, el cual contempla ingresos, egresos, incentivos, depreciaciones, valores residuales, etc. Partiendo del flujo de fondos presentado a continuación se plantea la ecuación que representa el comportamiento financiero que tendrá el proyecto durante la vida útil que este tenga.[22][9]

**Tabla 2.1.** Plantilla de Flujo de Fondos

|   | Año 0  | Año 1 | Año 2 | ..... | Año n |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|
| <b><i>Inversión Inicial</i></b>                 | ↓\$    | -     | -     | -     | -     |
| <i>Ingresos</i>                                 | -      | ↑\$   | ↑\$   | ↑\$   | ↑\$   |
| <i>Costos Fijos de O&amp;M</i>                  | -      | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   |
| <i>Costos Variables de O&amp;M</i>              | -      | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   |
| <i>Depreciación y Amortización</i>              | -      | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   |
| <b><i>Utilidad Antes de Impuestos (UAI)</i></b> | -      | UAI   | UAI   | UAI   | UAI   |
| <i>Impuestos</i>                                | -      | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   |
| <i>Depreciación y Amortización</i>              | -      | ↑\$   | ↑\$   | ↑\$   | ↑\$   |
| <i>Egresos no Deducibles</i>                    | -      | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   | ↓\$   |
| <i>Ingresos no Gravables</i>                    | -      | ↑\$   | ↑\$   | ↑\$   | ↑\$   |
| <b><i>Flujo de Fondos Neto (FFN)</i></b>        | FFN    | FFN   | FFN   | FFN   | FFN   |
| <b><i>LCOE</i></b>                              | \$/kWh |       |       |       |       |
| <b><i>VPN</i></b>                               | >0     |       |       |       |       |

Para la obtención del Flujo de Fondos Neto de cada año, en primer lugar se debe calcular la Utilidad Antes de Impuestos la cual es igual a la diferencia entre los ingresos gravables y los egresos deducibles del año, el cual se representa de la siguiente manera

$$UAI = I - E \quad (2.10)$$

### 2.3.4 INGRESOS

Los ingresos de una central de generación distribuida se determinan mediante el producto de la energía generada en todo el año por el costo unitario de producción. El costo unitario de producción es el LCOE

$$I = GEN_n * LCOE \quad (2.11)$$

Donde:

$GEN_n$ : Energía Generada en el año en kWh

$LCOE$ : Costo Nivelado de Energía en \$/kWh

#### 2.3.4.1 Energía Generada

Para el cálculo de la energía generada se utilizará como base la metodología para la determinación de precios de reserva del Ecuador, que indica que:

$$GEN_n = CAP * h * FP_n * (1 - Aux - L) * 1000 \quad (2.12)$$

Donde:

$CAP$ : Potencia Nominal de la Central en MW

$h$ : Horas del año (8760)

$FP_n$ : Factor de planta

$Aux$ : Energía necesaria para servicios auxiliares (%)

$L$ : Pérdidas de interconexión a la red (%)

El factor de planta considera:

$$FP_n = \frac{MWh_{esp,n} * Ef * Dp_n * (1 - Dg_n)}{CAP * h} \quad (2.13)$$

Donde:

$MWh_{esp,n}$ : Generación de energía esperada en el año  $n$

$Ef$ : Eficiencia de la planta (%)

$Dp_n$ : Disponibilidad de la central (%)

$Dg_n$ : Degradación de la central (%)

#### 2.3.4.1.1 Generación de energía esperada

La generación de energía esperada en el año será calculada de diferente forma para cada una de las tecnologías ya que la mayoría de estas dependen del recurso y este a su vez depende de la ubicación geográfica del proyecto. Para el presente caso de estudio se presenta metodología que se empleará para calcular la energía esperada de la energía fotovoltaica y eólica. No se toma en cuenta el caso de la energía con biomasa ya que esta no depende de la ubicación del proyecto.

- *Fotovoltaica*

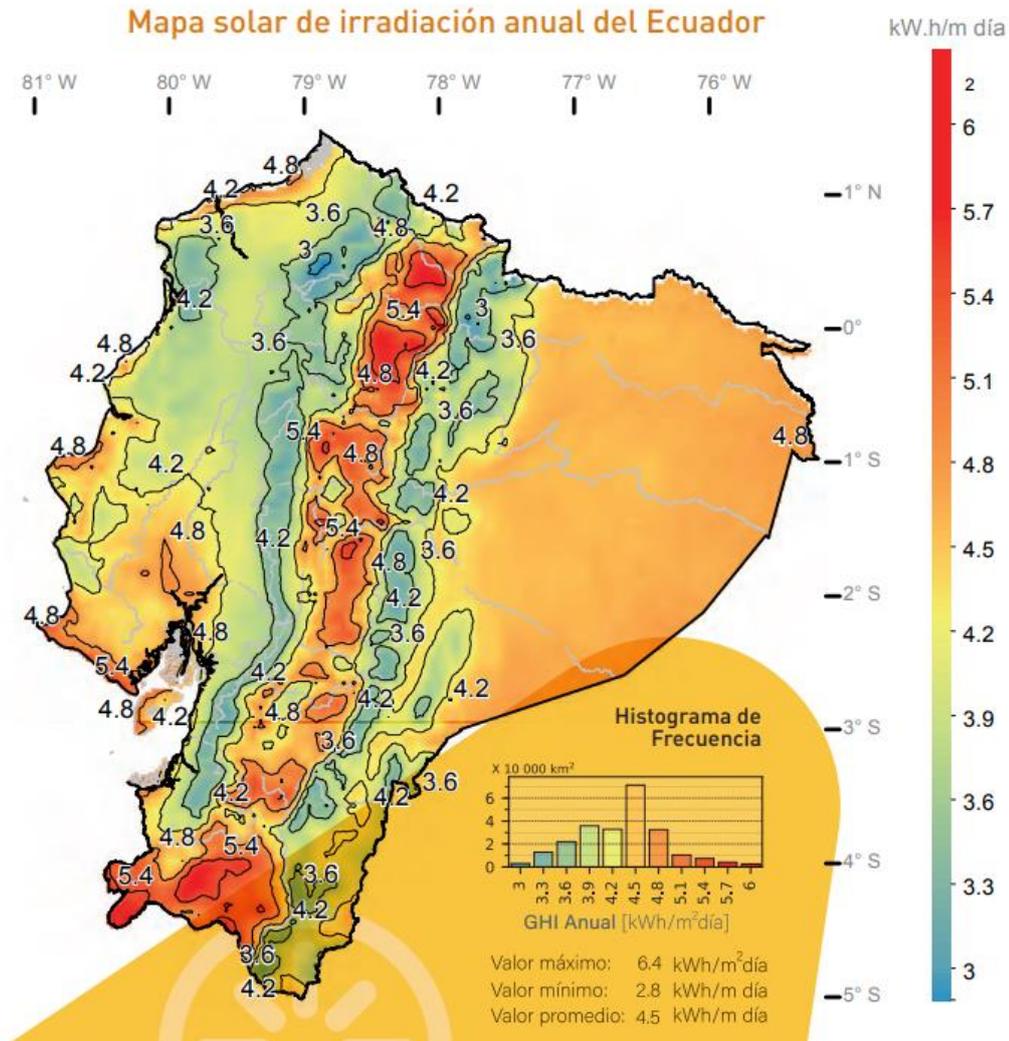
Para el recurso solar se hace uso de las Horas de Sol pico, cuyo concepto ya se explicó en un capítulo anterior, las cuales se puede obtener en el atlas solar del Ecuador. La energía esperada con el recurso solar se representa de la siguiente manera:

$$MWh_{esp,n} = MW * HSP * 365 \quad (2.14)$$

Donde:

*MW*: Potencia Nominal de los paneles fotovoltaicos

*HSP*: Horas Sol Pico [kWh/m<sup>2</sup> día]



**Figura 2.1. Mapa Solar del Ecuador**

- **Eólica**

Para el recurso eólico de la misma manera que en el recurso solar se hace uso del atlas eólico del Ecuador, el cual nos indica la velocidad del viento en las diferentes regiones del país, la energía esperada se calcula con la siguiente ecuación:

$$MWh_{esp,n} = A * \frac{1}{2} \rho x^3 * \frac{8760}{1000} \quad (2.15)$$

Donde:

$A$ : es el área barrida por las palas del aerogenerador de longitud  $R$ , es igual a  $\pi R^2$

$\rho$ : 1.225 kg/m<sup>3</sup> es la densidad del aire a nivel del mar a 15°C

x: la velocidad del viento.

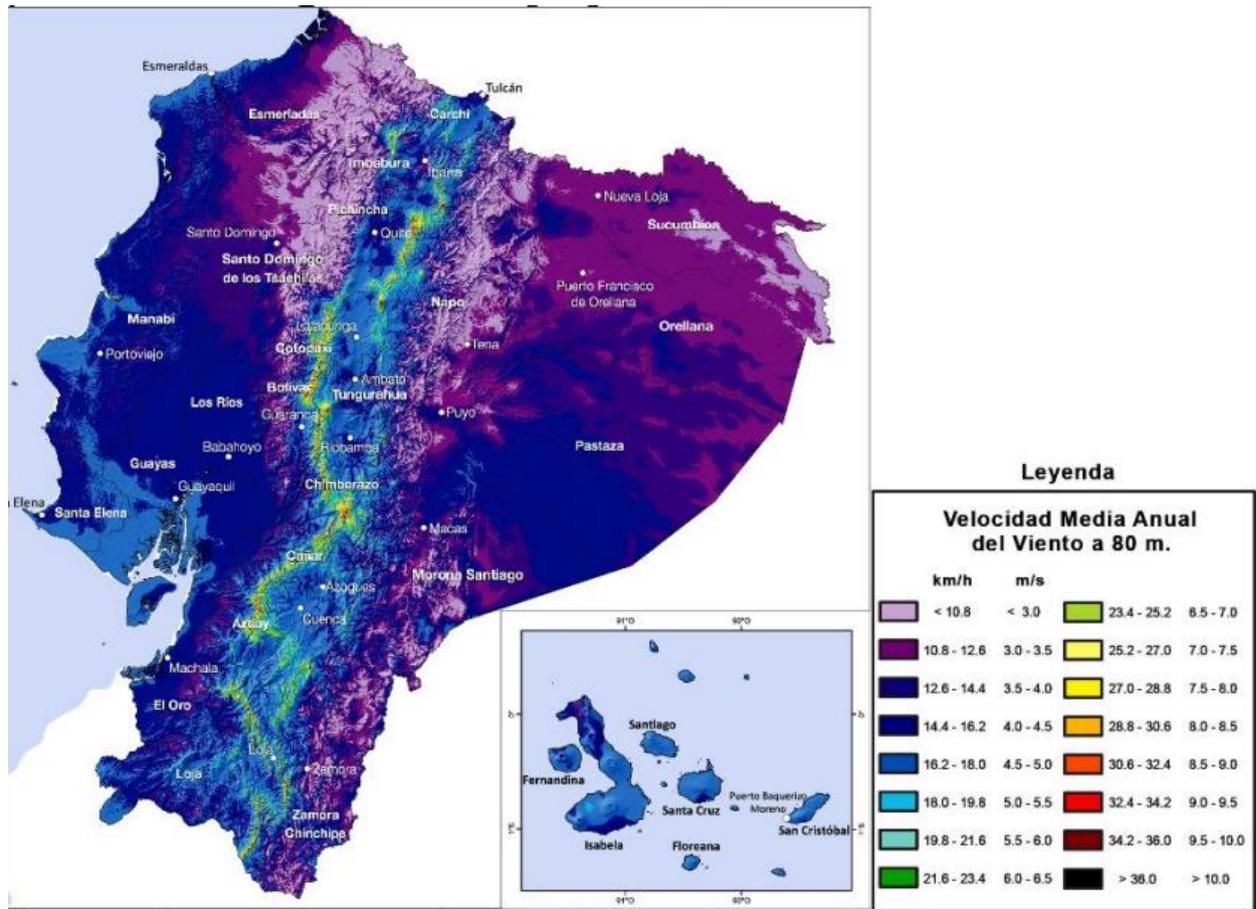


Figura 2.2. Mapa Eólico del Ecuador

### 2.3.5 EGRESOS

En los egresos se encuentran los costos fijos y variables de operación y mantenimiento del proyecto, adicional a esto se encuentra la depreciación de la maquinaria, los egresos se representan con la siguiente ecuación

$$E = CF + CV + d_t \quad (2.16)$$

Donde:

CF: Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

$CV$ : Costos Variables de Operación y Mantenimiento

$d_t$ : Depreciación

### 2.3.5.1 Costos Fijos de O&M

Los costos fijos incluyen, costos de personal para operación, costos de mantenimiento, impuestos de propiedad, cargos por uso de la red y seguros. Los costos fijos se los calcular con su valor unitario de la siguiente manera

$$CF = CF_u * MW \quad (2.17)$$

Donde:

$CF_u$ : Costo unitario fijo en \$/MW

### 2.3.5.2 Costos Variables de O&M

Los costos variables incluyen aquellos gastos que se necesitan para la operación y mantenimiento de la central en función de la cantidad de energía producida, unos de los mayores rubros de este costo, es el costo del combustible para el caso de la energía de biomasa, ya que los costos por combustible para la energía fotovoltaica y eólica es igual a cero. De la misma manera que el costo fijo, este se calcula con su respectivo costo unitario

$$CF = CV_u * MW \quad (2.18)$$

Donde:

$CV_u$ : Costo unitario variable en \$/MW

### 2.3.5.3 Depreciación

Aunque la depreciación no es una partida de efectivo, se registra en el flujo de fondos del proyecto como una partida deducible a efectos de determinar las obligaciones fiscales. Estas

partidas incluyen el valor depreciado de activos fijos como edificios, instalaciones y maquinaria, mobiliario y equipos, excluyendo los terrenos, que no se deprecian. Dado que la inversión en estos activos se realiza en el momento de la compra, primero se deducen como gasto en el flujo de caja para reducir el beneficio antes de impuestos, y luego se añaden, ya que de otro modo se cargaría al proyecto con una doble inversión.

Para el presente caso de estudio al existir un incentivo por parte del gobierno para la generación de electricidad con ERNC, y este ser un 100 % adicional de la tasa de depreciación y amortización , esta será del 20%. [23]

$$d_t = td * Ad \quad (2.19)$$

Donde:

*td*: Tasa de depreciación

*Ad*: Activos a depreciarse

### 2.3.6 IMPUESTOS

Una vez obtenida la utilidad antes de impuestos (UAI), se la debe aplicar una tasa la cual para el Ecuador es del 25%. El valor que se obtiene de esta operación es el cual deberemos pagar al servicio de rentas del país [24].

$$Tx = UAI * r \quad (2.20)$$

Donde:

*Tx*: Impuestos Generados

*r*: Tasa de Impuestos (25% Ecuador)

Como se mencionó previamente para la generación de electricidad con energías renovables, el gobierno Ecuatoriano exonera, por cierta cantidad de años, a dichas centrales dependiendo de su ubicación.

### 2.3.7 INGRESOS Y EGRESOS EXTRAS

En este apartado se encuentran los ingresos no gravables y los egresos no deducibles, estos no afectan de ninguna manera a las utilidades contables del proyecto. Los ingresos no gravables (IE) son: venta de activos cuyo valor de compra es igual al de los libros contables, el valor residual que obtenemos cuando el bien activo se ha depreciado en su totalidad. Los egresos no contables (EE) son generalmente las inversiones que se realizan a lo largo de la vida útil del proyecto, contando la inversión inicial.

### 2.3.8 FLUJO DE FONDOS NETO (FFN)

Con los valores previamente explicados ponemos obtener el FFN de la siguiente manera

$$FFN = UAI - TX + d_t + IE - EE \quad (2.21)$$

### 2.3.9 TASA DE DESCUENTO

Para el cálculo de la tasa de descuento se toma como referencia la metodología de precios de reserva del Ecuador cuya ecuación es la siguiente

$$d = \frac{C_{propio}}{C_{propio} + C_{deuda}} * (t_{retorno} + r) + \frac{C_{propio}}{C_{propio} + C_{deuda}} * i \quad (2.22)$$

Donde:

$C_{propio}$ : Capital propio (USD)

$t_{retorno}$ : Tasa de retorno (%)

$C_{deuda}$ : Capital de deuda (USD)

$i$ : Tasa de interés (%)

$r$ : Tasa de riesgo (%)

### 2.3.10 VIDA ÚTIL

La vida útil dependerá de cuánto tiempo duren sus equipos, ya que este tiempo puede ser muy variable por diferentes factores, se establece un tiempo estándar de vida útil para las diferentes tipos de tecnologías la cual se puede observar en la Tabla 2.2.[25]

**Tabla 2.2** Vida útil para proyectos de Generación Distribuida

| <b>Tecnología</b> | <b>Vida útil (años)</b> |
|-------------------|-------------------------|
| Fotovoltaica      | 25                      |
| Eólica            | 25                      |
| Hidráulica        | 30                      |
| Biomasa           | 20                      |
| Biogás            | 20                      |

Ya con todos los valores previamente explicados, mediante la ecuación del Valor Presente Neto el objetivo es igualarla a cero y de esta manera despejar el valor del LCOE, el cual será el valor para el cual el proyecto no tendrá pérdidas de efectivo. A continuación se presenta la ecuación

$$\sum_{t=1}^n \left[ \frac{FFN_t}{(1+d)^t} \right] - Inv_0 = 0 \quad (2.23)$$

Donde :

$n$ : Vida Útil del proyecto

$d$ : Tasa de descuento

$t$ : Año analizado

### 3. RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 3.1. RESULTADOS

##### 3.1.1 DESCRIPCIÓN

En este capítulo se procederá a validar la metodología, para lo cual se calculará el costo nivelado de energía en diferentes casos, uno por cada tecnología analizada en el presente trabajo.

En cada uno de los casos se realizará una comparación con proyectos previamente analizados y cuyo análisis económico ya esté realizado, de esta manera se logrará validar la metodología de manera correcta.

Para todos los casos de estudio el valor presente neto se igualó a \$1,000,000 para de esta manera asegurar la rentabilidad de la central. Se hizo uso de la herramienta SOLVER de Excel para lograr despejar el valor del costo de producción que tendrá la central analizada.

##### 3.1.2 CASO 1 (FOTOVOLTAICO)

Para el presente caso se tomó como referencia la tesis “PROYECTO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR DE CAPACIDAD 0.99 MW”. [26]

Ya que la tesis no realiza un análisis de una central en específico, se toma como referencia la central Sabiango Solar la cual cuenta con una potencia nominal de 0.99 MW, de esta manera se logra realizar una mejor comparativa de los costos nivelados de energía.

Una vez realizado los cálculos obtenemos los siguientes valores. El detalle del cálculo se muestra en el ANEXO I

**Tabla 3.1.** Resultados Central Fotovoltaica

| <i>Central</i>        | <i>LCOE kWh/\$</i> | <i>LCOE kWh/\$ (Modelo Propuesto)</i> |
|-----------------------|--------------------|---------------------------------------|
| <i>Sabiango Solar</i> | 0.4003             | 0.115                                 |

### 3.1.3 CASO 2 (EÓLICO)

Debido a la poca existencia de centrales distribuidas eólicas en el Ecuador, en el presente caso se tomará como referencia unos de los proyectos eólicos más importantes, como es el caso de la central Villonaco ubicado en la provincia de Loja. [27]

La central Villonaco tiene una capacidad de 16.5 MW. Los valores se presentan en la siguiente tabla. . El detalle del cálculo se muestra en el ANEXO II

**Tabla 3.2** Resultados Central Eólica

| <b>Central</b>   | <b>LCOE kWh/\$</b> | <b>LCOE kWh/\$ (Modelo Propuesto)</b> |
|------------------|--------------------|---------------------------------------|
| <i>Villonaco</i> | 0.0544             | 0.055                                 |

A primera vista no se nota una mejora en el precio de producción de electricidad, pero vale la pena aclarar que el valor del LCOE de la central Villonaco es el mínimo valor para que la central sea rentable. Por otro lado el modelo propuesto al ser igualado a \$1,000,000, el precio del LCOE es evidente que sufrió una mejora notable

### 3.1.4 CASO 3 (BIOMASA)

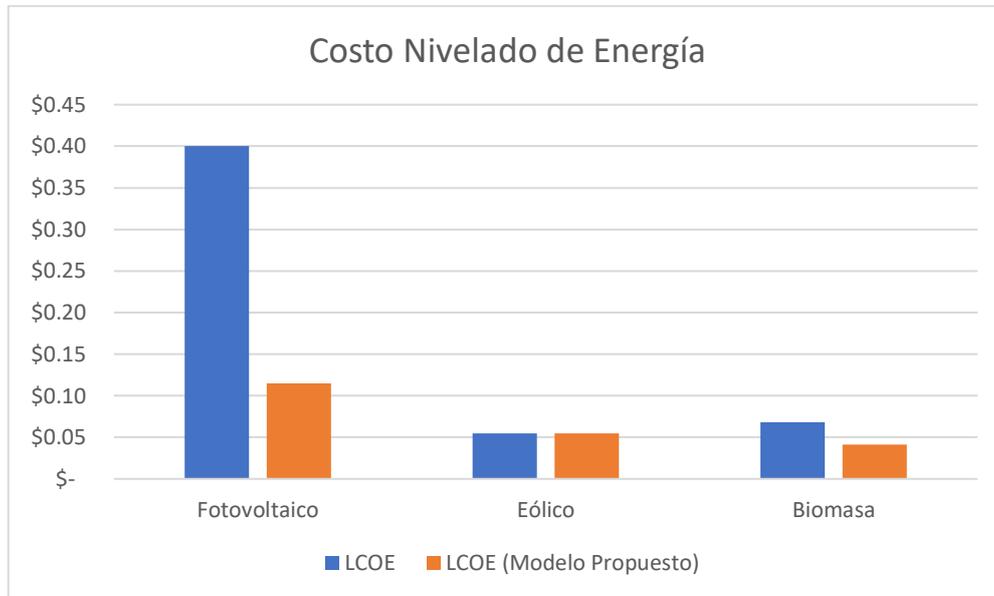
Para el presente caso se tomó valores de costos de la tesis “VALORACIÓN DE LA PRODUCCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA APARTIR DEL BIOGAS QUE SE GENERA EN EL RELLENO SANITARIO CEIBALES DE LA CIUDAD DE MACHALA” [28]

En la tesis el autor realiza un análisis de la misma central pero con dos potencias diferentes, para el presente caso se considera la central cuya capacidad es de 1 MW. . El detalle del cálculo se muestra en el ANEXO III

**Tabla 3.3** Resultados Central de Biomasa

| <b>Central</b>  | <b>LCOE kWh/\$</b> | <b>LCOE kWh/\$ (Modelo Propuesto)</b> |
|-----------------|--------------------|---------------------------------------|
| <i>Ceibales</i> | 0.068              | 0.041                                 |

### 3.1.5 ANÁLISIS Y COMPARATIVA



Una vez realizado los cálculos para todos los casos de estudio podemos evidenciar una mejora significativa para la central fotovoltaica. Las mejoras se deben a que el modelo de cálculo del LCOE toma en cuenta los incentivos que ofrece el gobierno para la producción de energía eléctrica con energías renovables no convencionales. Cabe recalcar que el cálculo de los LCOE se los realizó igualando la ecuación (2.23) a \$1,000,000, por lo que el valor de este podría ser menor al que se muestra en presente capítulo

## 3.2. CONCLUSIONES

En base al análisis realizado, se puede concluir que un cálculo del Costo Nivelado de Energía tomando en cuenta los incentivos que el Ecuador ofrece, entregará un menor valor de producción de energía lo cual se traduce a un precio más atractivo para los inversionistas que quieran dedicarse al negocio de la generación con energías renovables.

El valor del LCOE es variable al cambio de ciertos parámetros tales son el caso de: Tasa de descuento, la cual debe ser analizada con detenimiento ya que está podría cambiar drásticamente debido a cambios en la economía de un país; Ubicación del proyecto, ya que las energías renovables al usar como fuente primaria elementos que se encuentran en la naturaleza, tienden a ser susceptibles a los cambios climáticos que puedan presentarse; Tecnología a usarse, debido a que año tras año las empresas dedicadas a la fabricación de paneles solares, aerogeneradores, implementos para la generación con ERNC destina varios recursos para el estudios y desarrollo en pro de mejorar y abaratar los costos.

El Ecuador es un país favorable para la generación de energía con ERNC, ya que al ubicarse en la línea ecuatorial, la radiación directa, es muy favorable en comparación con otros países, por otro lado la agricultura al ser un de las principales fuentes de ingreso, la obtención de biomasa es relativamente fácil, y como se demostró empíricamente, el recurso eólico es mejor de lo que se presenta en estudios tal es el caso de la central eólica Villonaco.

La generación distribuida es una de las principales vías en que el Ecuador pueda diversificar su matriz energética, y esto se logrará si se inventiva de mejor manera para que la empresa privada considere invertir en generación distribuida y aleatoriamente dejar atrás el uso de combustibles fósiles.

### **3.3. RECOMENDACIONES**

Al utilizar proyectos ya realizados para el cálculo y comparación del LCOE, se recomienda analizar mas a fondo la tasa de descuento ya que esta, es un factor que puede influir positiva o negativamente en el valor del LCOE

Se recomienda tomar en cuenta datos históricos de por lo menos 20 años, para modelar de mejor manera el recurso que se vaya a utilizar, y de esta manera lograr un mejor cálculo de la energía esperada.

## **4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

[1] “Energías renovables: ¿Qué son y para qué sirven?” [Online]. Available:

<https://climate.selectra.com/es/que-es/energias-renovables>. [Accessed: 24-Aug-2022].

- [2] “¿Qué es la energía hidroeléctrica? | National Geographic.” [Online]. Available: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/energia-hidroelectrica>. [Accessed: 29-Aug-2022].
- [3] “¿Qué es la Hora Solar Pico (HSP), para qué sirve y cómo calcularlo? - Efimarket.” [Online]. Available: <https://www.efimarket.com/blog/la-hora-solar-pico-hsp-sirve-calcularlo/>. [Accessed: 16-Aug-2022].
- [4] “Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica Anbelo.” [Online]. Available: <https://anbelosolar.com/noticias/ventajas-e-inconvenientes-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>. [Accessed: 30-Aug-2022].
- [5] “Energía eólica: cómo funciona y sus ventajas | factorenergia.” [Online]. Available: <https://www.factorenergia.com/es/blog/eficiencia-energetica/energia-eolica/>. [Accessed: 30-Aug-2022].
- [6] “¿Qué es la energía biomásica y cómo se puede aprovechar? - Foro Nuclear.” [Online]. Available: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-la-energia-biomasica-y-como-se-puede-aprovechar/>. [Accessed: 30-Aug-2022].
- [7] “La generación distribuida: Características y microgeneración fundacionendesa.org.” [Online]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/generacion-distribuida>. [Accessed: 22-Aug-2022].
- [8] “¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)? - Energya.” [Online]. Available: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>. [Accessed: 30-Aug-2022].
- [9] J. de J. Meza, *Evaluacion Financiera de Proyectos*, vol. 53, no. 9. 2013.
- [10] “Valor presente neto: qué es y cómo se calcula (incluye ejemplos).” [Online]. Available: <https://blog.hubspot.es/sales/que-es-valor-presente-neto>. [Accessed: 31-Aug-2022].
- [11] B. Neff, “Estimated Cost of New Utility-Scale Generation in California: 2018 Update California Energy Commission,” no. May, p. 96, 2019.
- [12] “Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation | Energy Analysis | NREL.” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>. [Accessed: 14-Aug-2022].
- [13] ARCONEL, “Metodología para la Determinación de Precios de Reserva.” .

- [14] Asamblea Nacional del Ecuador, “Constitución de la República del Ecuador,” *Iusrectusecart*, no. 449, pp. 1–219, 2008.
- [15] ASAMBLEA NACIONAL DEL ECUADOR, “LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA,” 2015.
- [16] Asamblea Nacional del Ecuador, “Codigo Orgánico Del Ambiente,” *Regist. Of. Supl. 983*, pp. 1–92, 2017.
- [17] Asamblea Nacional República de Ecuador, “Ley Para Fomento Productivo, Atraccion Inversiones Generacion Empleo,” *Supl. al Regist. Of. No. 309 - Regist. Of. del Ecuador*, pp. 1–49, 2018.
- [18] “CÓDIGO ORGÁNICO DE LA PRODUCCIÓN, COMERCIO E INVERSIONES,” no. 351, p. 88, 2021.
- [19] G. S. Salazar Pérez, “Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador,” EPN, 2020.
- [20] “Impuesto al carbono - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.” [Online]. Available: <https://www.minambiente.gov.co/cambio-climatico-y-gestion-del-riesgo/impuesto-al-carbono/>. [Accessed: 19-Jul-2022].
- [21] “Incentivos del gobierno en energías renovables.” [Online]. Available: <https://aprende.com/blog/oficios/energia-eolica/incentivos-gubernamentales-para-la-industria-de-energias-renovables/>. [Accessed: 14-Aug-2022].
- [22] D. MORALES, DUBAN RAMIREZ, “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,” UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA, 2020.
- [23] “DEPRECIACIONES DE ACTIVOS FIJOS - Derecho Ecuador.” [Online]. Available: <https://derechoecuador.com/depreciaciones-de-activos-fijos/>. [Accessed: 16-Aug-2022].
- [24] “Impuesto a la Renta - intersri - Servicio de Rentas Internas.” [Online]. Available: <https://www.sri.gob.ec/impuesto-renta>. [Accessed: 25-Aug-2022].
- [25] A. de R. y C. de E. R. y N. Renovables, *PROCEDIMIENTO PARA PPS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA IGUAL O MAYOR A 1 MW*. Ecuador.
- [26] P. Martínez, “PROYECTO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR DE CAPACIDAD 0.99 MW,” Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, 2013.

- [27] Castillo Jorge, *Análisis técnico y económico de la producción de energía en el Parque Eólico Villoanaco*, vol. 1. 2016.
- [28] J. Olmedo, "Valoración de la producción de energía eléctrica a partir del biogás que se genera en el relleno sanitario Ceibales de la ciudad de Machala," *Univ. Politec. Sales.*, 2019.

## 5. ANEXOS

### ANEXO I. Flujo De Fondos Central Fotovoltaica

| AÑOS                               | 0                      | 1             | 2             | 3             | 4             | 5             | 15            | 16            | 17            | 18            | 19            | 20            |
|------------------------------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>INVERSIÓN INICIAL</b>           | \$ 3,455,078.00        |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>INGRESOS</b>                    |                        | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 | \$ 735,219.69 |
| <b>COSTOS FIJOS DE O&amp;M</b>     |                        | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  | \$ 87,987.00  |
| <b>COSTOS VARIABLES DE O&amp;M</b> |                        | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  | \$ 69,707.00  |
| <b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b> |                        | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| <b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b> |                        | \$ 20,465.31  | \$ 20,465.31  | \$ 20,465.31  | \$ 20,465.31  | \$ 20,465.31  | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 |
| <b>IMPUESTOS</b>                   |                        | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ 144,381.42 | \$ 144,381.42 | \$ 144,381.42 | \$ 144,381.42 | \$ 144,381.42 | \$ 144,381.42 |
| <b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b> |                        | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | \$ 597,991.00 | -             | -             | -             | -             | -             | -             |
| <b>EGRESOS NO DEDUCIBLES</b>       |                        | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>INGRESOS NO GRAVABLES</b>       |                        | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>VALOR RESIDUAL</b>              |                        | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>FLUJO DE FONDOS NETO (FFN)</b>  | \$ 3,455,078.00        | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 577,525.69 | \$ 433,144.27 | \$ 433,144.27 | \$ 433,144.27 | \$ 433,144.27 | \$ 433,144.27 | \$ 433,144.27 |
| <b>FFN*WACC</b>                    | \$ 3,455,078.00        | \$ 521,467.89 | \$ 470,851.37 | \$ 425,147.96 | \$ 383,880.78 | \$ 346,619.21 | \$ 93,643.27  | \$ 84,553.74  | \$ 76,346.49  | \$ 68,935.88  | \$ 62,244.59  | \$ 56,202.79  |
| <b>LCOE</b>                        | <b>0.115</b>           |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>VAN</b>                         | \$ <b>1,000,000.00</b> |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |

## ANEXO III. Flujo De Fondos Central Eólica

| AÑOS                               | 0                | 1               | 2               | 3               | 4               | 5               | 15              | 16              | 17              | 18              | 19              | 20              |
|------------------------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| <b>INVERSIÓN INICIAL</b>           | \$ 45,687,890.00 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| <b>INGRESOS</b>                    | \$ 7,899,793.97  | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 | \$ 7,899,793.97 |
| <b>COSTOS FIJOS DE O&amp;M</b>     | \$ 1,370,636.70  | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 | \$ 1,370,636.70 |
| <b>COSTOS VARIABLES DE O&amp;M</b> | \$ -             | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            |
| <b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b> | \$ 7,310,062.40  | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            |
| <b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b> | \$ -             | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 |
| <b>IMPUESTOS</b>                   | \$ 780,905.13    | \$ 780,905.13   | \$ 780,905.13   | \$ 780,905.13   | \$ 780,905.13   | \$ 780,905.13   | \$ 1,632,289.32 | \$ 1,632,289.32 | \$ 1,632,289.32 | \$ 1,632,289.32 | \$ 1,632,289.32 | \$ 1,632,289.32 |
| <b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b> | \$ 7,310,062.40  | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ 7,310,062.40 | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            |
| <b>EGRESOS NO DEDUCIBLES</b>       | \$ -             | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            |
| <b>INGRESOS NO GRAVABLES</b>       | \$ -             | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            |
| <b>VALOR RESIDUAL</b>              | \$ -             | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            | \$ -            |
| <b>FLUJO DE FONDOS NETO (FFN)</b>  | \$ -             | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 6,529,157.27 | \$ 4,896,867.95 | \$ 4,896,867.95 | \$ 4,896,867.95 | \$ 4,896,867.95 | \$ 4,896,867.95 | \$ 4,896,867.95 |
| <b>FFN*WACC</b>                    | \$ -             | \$ 5,829,604.71 | \$ 5,205,004.20 | \$ 4,647,325.18 | \$ 4,149,397.48 | \$ 3,704,819.18 | \$ 894,639.47   | \$ 798,785.24   | \$ 713,201.11   | \$ 636,786.70   | \$ 568,559.56   | \$ 507,642.46   |
| <b>LCOE</b>                        | <b>0.055</b>     |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |
| <b>VAN</b>                         | \$ 1,000,000.00  |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |                 |

## ANEXO IIIII. Flujo De Fondos Central de Biomasa

| AÑOS                               | 0                      | 1             | 2             | 3             | 4             | 5             | 15            | 16            | 17            | 18            | 19            | 20            |
|------------------------------------|------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>INVERSIÓN INICIAL</b>           | \$ 2,505,530.00        |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>INGRESOS</b>                    | \$ 618,800.67          | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 | \$ 618,800.67 |
| <b>COSTOS FIJOS DE O&amp;M</b>     | \$ 185,409.00          | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 | \$ 185,409.00 |
| <b>COSTOS VARIABLES DE O&amp;M</b> | \$ -                   | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b> | \$ 501,106.00          | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b> | \$ 67,714.33           | \$ 67,714.33  | \$ 67,714.33  | \$ 67,714.33  | \$ 67,714.33  | \$ 67,714.33  | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 |
| <b>IMPUESTOS</b>                   | \$ -                   | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ 108,347.92 | \$ 108,347.92 | \$ 108,347.92 | \$ 108,347.92 | \$ 108,347.92 | \$ 108,347.92 |
| <b>DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN</b> | \$ 501,106.00          | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ 501,106.00 | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>EGRESOS NO DEDUCIBLES</b>       | \$ -                   | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>INGRESOS NO GRAVABLES</b>       | \$ -                   | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>VALOR RESIDUAL</b>              | \$ -                   | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          | \$ -          |
| <b>FLUJO DE FONDOS NETO (FFN)</b>  | \$ 2,505,530.00        | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 433,391.67 | \$ 325,043.75 | \$ 325,043.75 | \$ 325,043.75 | \$ 325,043.75 | \$ 325,043.75 | \$ 325,043.75 |
| <b>FFN*WACC</b>                    | \$ 2,505,530.00        | \$ 393,992.43 | \$ 358,174.93 | \$ 325,613.57 | \$ 296,012.34 | \$ 269,102.13 | \$ 77,812.89  | \$ 70,738.99  | \$ 64,308.17  | \$ 58,461.98  | \$ 53,147.25  | \$ 48,315.68  |
| <b>LCOE</b>                        | <b>0.041</b>           |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
| <b>VAN</b>                         | \$ <b>1,000,000.00</b> |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |