

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

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

### **DETERMINACIÓN DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE) PARA DISTINTOS TIPOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN DEL ECUADOR**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**REYNALDO PATRICIO ANGOS GUEVARA**

**DIRECTOR: DR. – ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ**

**Quito, ENERO DE 2021**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue totalmente desarrollado por REYNALDO PATRICIO ANGOS GUEVARA, bajo mi supervisión.

---

GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Reynaldo Patricio Angos Guevara, declaro bajo juramento que el trabajo 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.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

REYNALDO PATRICIO ANGOS GUEVARA

# DEDICATORIA

A mi familia, con mucho amor.

Reynaldo



# AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme todo lo que tengo y permitirme alcanzar este logro junto a mi familia.

A mis padres, Patricio y Doris, por estar siempre a mi lado, por quererme y enseñarme las cosas buenas que tiene la vida, y por recordarme la importancia de la preparación personal y profesional.

A mis hermanos, Paúl y Alejandro, por estar conmigo en las buenas y en las malas y ser un gran apoyo.

A mis amigos, que han sido parte de mi vida estudiantil, nunca pensé encontrarme con personas tan maravillosas. Cada uno, con sus diferentes formas de pensar y actuar, hicieron de mi vida estudiantil una excelente experiencia.

A aquellos profesores de la Escuela Politécnica Nacional, que gracias a su preparación y vocación por enseñar, lograron despertar aún más mi interés por aprender y dedicarme a la ingeniería.

Agradezco de manera especial al Dr. Gabriel Salazar ser una excelente persona y profesional, por enseñarme que aún me faltan mil cosas por aprender y finalmente por ser un modelo a seguir como profesional.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	VIII
ABSTRACT .....	IX
CAPITULO 1 .....	1
1. Introducción.....	1
1.1. Objetivos .....	1
1.1.1. Objetivo General.....	1
1.1.2. Objetivos Específicos.....	1
1.2. Alcance .....	2
1.3. Justificación.....	3
CAPÍTULO 2 .....	4
2. Marco teórico.....	4
2.1. Centrales de Generación Eléctrica.....	4
2.1.1. Central hidroeléctrica .....	6
2.1.2. Central termoeléctrica .....	8
2.1.3. Centrales solares .....	11
2.1.4. Centrales eólicas .....	12
2.2. Matemática financiera .....	13
2.2.1. Ingresos.....	13
2.2.2. Egresos .....	13
2.2.3. Tasa de descuento [11].....	15
2.2.4. CAPEX y OPEX.....	22

2.3. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano.....	23
2.4. Construcción de escenarios .....	26
2.4.1. Modelo determinístico .....	26
2.4.2. Modelo estocástico .....	27
CAPITULO 3 .....	29
3. Análisis de las metodologías existentes .....	29
3.1. Modelo LCOE de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos.....	29
3.2. Modelo LCOE de la Comisión de Energía de California [24] .....	35
3.3. Modelo LCOE del Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido [27].....	37
CAPITULO 4 .....	41
4. Modelo de Costo Nivelado .....	41
4.1. Introducción.....	41
4.2. Costo Nivelado de Energía .....	41
4.3. Componentes.....	44
4.3.1. Capital de inversión .....	44
4.3.2. Costos fijos [ $US\$ / kW$ ] .....	45
4.3.3. Costos variables [ $US\$ / kWh$ ] .....	49
4.3.4. Extras ( $Ex$ ) .....	54
4.3.5. Tasa de descuento .....	55
4.3.6. Energía generada durante la vida útil.....	55
4.3.7. Período de análisis .....	56
4.4. Clasificación de las centrales de generación eléctrica .....	57
4.5. Sensibilidad de los cálculos .....	57
4.6. Creación de escenarios .....	57
CAPITULO 5 .....	59

5. Aplicación de la metodología.....	59
5.1. Introducción.....	59
5.2. Suposiciones de cálculo.....	59
5.3. Ejemplo de cálculo .....	60
5.4. Caso de estudio 1 .....	64
5.5. Caso de estudio 2 .....	71
5.6. Caso de estudio 3 .....	78
5.7. Comparativa de sensibilidad .....	85
6. Conclusiones y recomendaciones.....	87
6.1. Conclusiones.....	87
6.2. Recomendaciones .....	88
7. Referencias bibliográficas .....	89
8. ANEXOS .....	92
ANEXO I .....	93
ANEXO II .....	94
ANEXO III .....	98

## **RESUMEN**

En este trabajo de titulación se desarrolla el análisis de la metodología de cálculo del costo nivelado de energía (LCOE), la cual es utilizada internacionalmente para evaluar la factibilidad de proyectos de generación eléctrica y tomar decisiones en función del costo de producción de energía eléctrica.

Se presenta una metodología adaptada al Ecuador que pretende ser una guía fácil de acoger para determinar el valor del LCOE para las centrales eléctricas del Ecuador, ya que acoge diferentes regulaciones, metodologías y procedimientos ya existentes y aplicados en el Ecuador.

Se aplica la metodología adoptada a las centrales eléctricas del Ecuador más representativas por tecnología de generación, se muestran los resultados y se realiza un análisis de estos.

**PALABRAS CLAVE:** LCOE, costo nivelado de energía, metodología.

## **ABSTRACT**

This document develops the analysis of the methodology for calculating the levelized cost of energy (LCOE), which is used internationally to evaluate the feasibility of electricity generation projects and make decisions based on the cost of electrical energy production.

A methodology adapted to Ecuador is presented, which is intended to be an easy-to-use guide to determine the value of the LCOE for power plants in Ecuador since it includes different regulations, methodologies, and procedures already existing and applied in Ecuador.

The methodology adopted is applied to the most representative power plants in Ecuador by generation technology, the results are shown and analysis of these are carried out.

**KEYWORDS:** LCOE, Levelized Cost of Energy

# **CAPITULO 1**

## **1. Introducción**

La decisión que debe tomar una persona o entidad, para invertir en uno o más proyectos de entre un gran abanico de posibilidades, entrega un amplio rango de resultados, desde proyectos totalmente rentables, hasta aquellos que son perjudiciales para un inversionista. La matemática financiera propone dos indicadores muy conocidos, VAN y TIR, los cuales son factores netamente económicos y que no presentan una información técnica relevante para la toma de decisiones de los proyectos eléctricos.

Adicionalmente, el incremento de la capacidad instalada de las centrales de energía renovable, la mejora en los procesos de producción y el aumento de la eficiencia han causado una mayor competitividad de estas tecnologías renovables.

### **1.1. Objetivos**

#### **1.1.1. Objetivo General**

El objetivo general de este Proyecto Técnico es proponer una metodología de cálculo y determinar el valor del Costo Nivelado de Energía para distintos tipos de centrales de generación eléctrica del Ecuador.

#### **1.1.2. Objetivos Específicos**

- Estudiar las características y factores que influyen en las distintas metodologías de cálculo del costo de generación eléctrica, para establecer semejanzas y diferencias entre ellas.
- Adoptar y adaptar una metodología de cálculo del LCOE acorde a los procedimientos y a la información manejada por los agentes del Sistema Eléctrico ecuatoriano, con el fin de presentar una metodología sencilla y más fácil de comprender y aplicar.

- Clasificar las distintas centrales eléctricas del Ecuador de acuerdo a características semejantes, para establecer una metodología simplificada.
- Establecer y proponer una metodología de cálculo del costo nivelado de generación al ente regulador ARCONEL.
- Aplicar la metodología para los tipos de centrales de generación del Ecuador para calcular el LCOE.

## **1.2. Alcance**

Se investigará de forma detallada los parámetros que influyen directa e indirectamente en los costos de generación de acuerdo a cada tecnología de generación eléctrica, y determinar la manera de calcular cada uno de los parámetros. De esta manera se logrará entender el porqué del nivel de progreso de las distintas tecnologías de generación eléctrica.

Se revisará las metodologías clásicas de cálculo de costos de generación eléctrica utilizadas actualmente en el país, detectando diferencias respecto a las nuevas metodologías y la necesidad de una actualización. Se analizará el marco legal y regulatorio pertinente.

Se realizará una clasificación de las centrales de generación eléctrica en el Ecuador: hidroeléctricas de gran capacidad, hidroeléctricas de baja capacidad, térmicas de gran capacidad, térmicas de baja capacidad, eólicas y fotovoltaicas; las cuales son de mayor relevancia en el país. Esto permite organizar las tecnologías en grupos que se comporten de manera semejante.

Se construirá escenarios estocásticos y con criterio técnico que permitan determinar valores de los parámetros que forman parte de la metodología de cálculo del LCOE. No se optará por tomar los valores máximos o mínimos de la información recolectada que se muestren en los escenarios optimistas o pesimistas.

Se aplicará la metodología propuesta a cada una de las categorías de la clasificación propuesta para las centrales de generación del Ecuador.



### **1.3. Justificación**

A partir del 2010 en el Ecuador se registra un gran incremento a la capacidad instalada de tecnologías de generación renovables (2010 para centrales fotovoltaicas, 2012 para centrales eólicas, 2015 para centrales hidráulicas y 2016 para centrales de biogás), adicionalmente en el 2018 se publica la regulación ARCONEL No. 003/18, la cual permite la instalación de proyectos fotovoltaicos de hasta 1MW para autoabastecimiento; esto ha causado un cambio importante en la matriz energética del país ya que por un lado se logra desplazar a las centrales de generación de energía no renovable y por lo tanto el consumo de combustibles, y por otro lado, se incrementa la eficiencia de los procesos de generación eléctrica [1], [2].

Asimismo, las continuas mejoras en los procesos de producción de los componentes de una central, y en los procesos de generación han provocado un aumento en la eficiencia de todo tipo de generadores, y una reducción notable en los costos (mayor aun para las centrales fotovoltaicas y eólicas [3]), permitiendo así una mayor acogida de las tecnologías de generación renovables y convirtiéndolas más competitivas; por lo que es imprescindible establecer una metodología que permita comparar de manera técnica los distintos tipos de centrales, tanto para contrastar diferentes proyectos de inversión de centrales de generación, como para comparar costos de producción entre países.

# CAPÍTULO 2

## 2. Marco teórico

En este capítulo se presentará de manera breve algunos fundamentos teóricos de la Metodología de Cálculo del LCOE, se diferenciarán los tipos de centrales eléctricas en Ecuador, se explicarán conceptos eléctricos, económicos; posteriormente una rápida descripción de la estadística del sector eléctrico ecuatoriano, finalmente se definirán algunas herramientas útiles para el desarrollo y análisis de la metodología propuesta, todos estos conceptos serán útiles para comprender las bases del desarrollo de la propuesta.

### 2.1. Centrales de Generación Eléctrica

Una central de generación eléctrica es el conjunto de elementos instalados, acoplados o conectados de tal manera que permitan la producción de energía eléctrica, mediante la utilización de dispositivos capaces de convertir los distintos tipos de energía primaria a energía eléctrica.

Se puede entender como energía primaria a aquella que se puede encontrar en la naturaleza, así como: la fuerza del agua en ríos y mares, la fuerza del viento, energía solar, energía obtenida mediante la quema de biocombustibles y combustibles fósiles, y más.

Para el análisis de generación eléctrica se debe tener en cuenta la capacidad de la planta y la producción de energía, ya que el sistema eléctrico debe ser capaz de cubrir la demanda en todo momento, incluyendo las pérdidas en las redes eléctricas. La capacidad de la planta o potencia instalada de la planta se mide comúnmente en kilovatios ( $kW$ ) o megavatios ( $MW$ ), y está definida por la potencia de los generadores eléctricos. La producción de energía o energía eléctrica generada se mide como la suma de las capacidades a lo largo de un periodo de tiempo, y se expresa normalmente en kilovatios-hora ( $kWh$ ) o megavatios-hora ( $MWh$ ) [4].

De los términos antes mencionados nace un factor para determinar el rendimiento de una central eléctrica en el tiempo. El factor de planta o factor de capacidad, es la relación entre la energía real producida sobre un periodo especificado de tiempo y la energía que pudo haber sido producida si la planta ha operado continuamente a la máxima capacidad

nominal [5]. El factor de planta generalmente se lo calcula para un año y puede expresarse en porcentaje (%) o en por unidad (*p.u.*).

**Tabla 2.1. Factores de planta por tecnología [6]**

	<b>Tecnología</b>	<b>Factor de planta</b>
Generadores que usan combustibles no fósiles	Geotérmica	68,3% - 76,0%
	Hidroeléctrica	35,7% - 45,8%
	Nuclear	86,6% - 93,5%
	Biomasa	59,2% - 64,2%
	Biogás	50,5% - 67,0%
	Solar Fotovoltaico	19,0% - 25,6%
	Solar Térmico	17,4% - 24,5%
	Eólico	29,7% - 34,8%
	Leña	58,3% - 61,5%
Generadores que usan combustibles fósiles	Carbón	47,5% - 67,1 %
	Ciclo combinado - gas natural	44,3% - 56,8%
	Turbina de gas- gas natural	7,8% - 11,9%
	Turbina de vapor – gas natural	10,3% - 14,3%
	MCI – gas natural	6,5% - 13,9%
	Turbina de gas- petróleo	12,6% - 14,2%
	Turbina de gas- petróleo	0,9% - 2,0%
	MCI – petróleo	1,9% - 2,2%

En la Tabla 2.1. **Factores de planta por tecnología** se muestran los valores máximos y mínimos de la información presentada en el reporte Electric Power Monthly por la EIA. Estos valores son solo referenciales, existen muchos factores que influyen como: la ubicación geográfica de las centrales, la disponibilidad del recurso primario, eficiencia de la maquinaria, y demás.

A nivel mundial existe una marcada diferenciación de las centrales de generación en cuanto al recurso utilizado para generar energía eléctrica. Las centrales eléctricas pueden clasificarse de dos maneras:

- **Centrales eléctricas no renovables**

Son aquellas centrales eléctricas que utilizan los recursos naturales agotables, es decir, aquellos que se encuentran en la naturaleza de forma limitada, o que la velocidad de consumo es mayor que la velocidad de regeneración. Este es el caso de los combustibles fósiles y combustibles nucleares, que tienen la ventaja de que se encuentran disponibles para comprar en cualquier momento, ya que se han vuelto un recurso muy útil dentro de la sociedad.

Este recurso estará disponible siempre y cuando se tenga capital con que comprarlo, y asegura que una central eléctrica que funciona en base a este sea capaz de generar energía eléctrica continuamente (obviando salidas de operación por daños o mantenimientos).

- **Centrales eléctricas renovables**

Son aquellas centrales eléctricas que aprovechan los recursos inagotables de la naturaleza, este es el caso de la energía eólica, solar fotovoltaica, solar térmica hidráulica, etc. Además, también se conoce como energía renovable a la energía que es amigable con el medio ambiente, es decir que no contamina, por lo que son consideradas centrales eléctricas renovables a las centrales de biomasa y biogás, no obstante ha sido un tema de discusión [7].

Generalmente este tipo de energía obtenida de la naturaleza es de tipo intermitente debido a los cambios presentes en la naturaleza, el día y la noche, las lluvias y sequías.

### **2.1.1. Central hidroeléctrica**

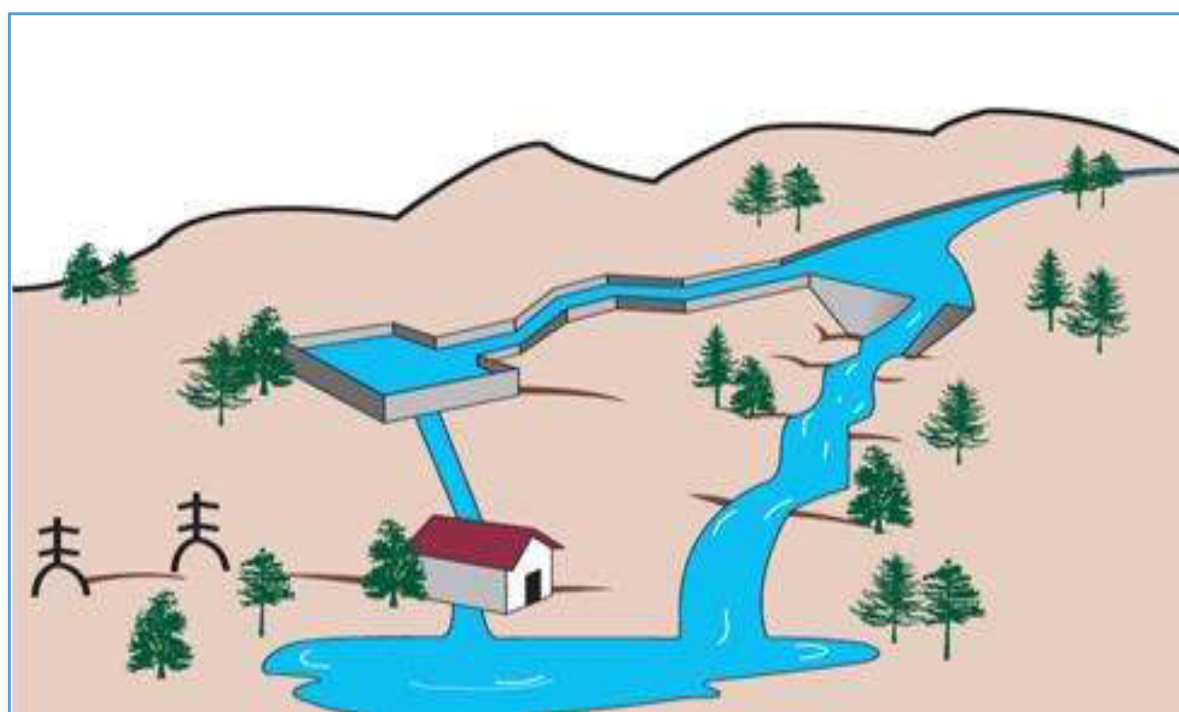
Una central hidroeléctrica es aquella que aprovecha la energía potencial y/o cinética del agua para hacer rotar unas turbinas las cuales transmiten el movimiento a los alternadores eléctricos, y así lograr la generación de energía eléctrica. Este tipo de centrales tienen niveles de eficiencia muy altos gracias a los elevados rendimientos de las turbinas.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

### 2.1.1.1. Central hidroeléctrica de pasada

Las centrales hidroeléctricas de pasada o de agua fluyente son aquellas que aprovechan el caudal de agua de un río, y este debe ser lo suficientemente elevado para generar energía, estas desvían parte del caudal del río para limpiarlo de impurezas (evitar sedimentación en la toma de agua) de tal forma que el agua que llegue a las turbinas se encuentre apta para la generación de energía eléctrica. Tiene la desventaja de que no se le puede exigir un despacho programado debido a que la central hidroeléctrica genera en función de la cantidad agua que circula cada instante por el cauce del río, siendo esto un inconveniente ya que existe la posibilidad de que la central no tenga la capacidad de generar energía eléctrica cuando se lo requiera.

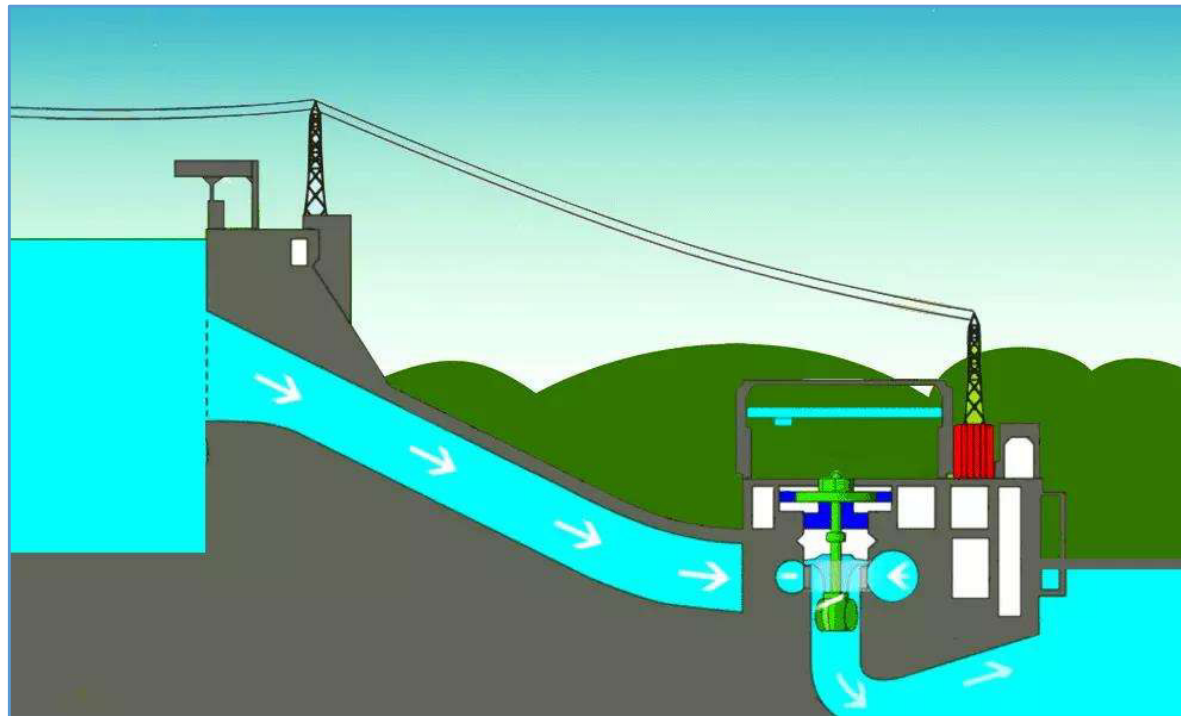
Este tipo de centrales donde no se tiene un dominio aceptable sobre la generación eléctrica son conocidas como tecnologías de generación intermitente.



**Figura 2.1.** Central hidroeléctrica de paso

### 2.1.1.2. Central hidroeléctrica con embalse

Las centrales hidroeléctricas con embalse o represa son capaces de retener agua de manera artificial y limpiarla de impurezas, el embalse tiene el propósito de desligar la producción energía eléctrica hasta cierto punto de las épocas de sequía, aumentar la altura del salto de agua y controlar el caudal de agua que llega a las turbinas, controlando así la energía generada.

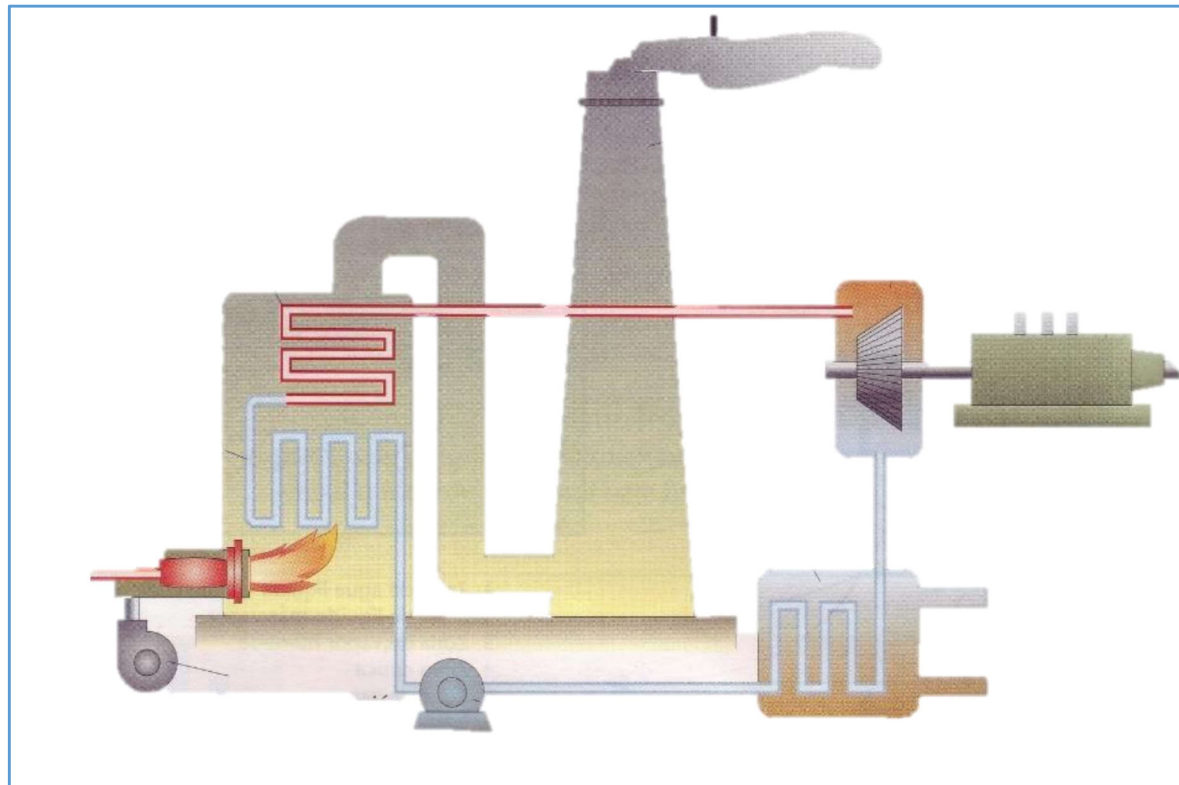


**Figura 2.2.** Central hidroeléctrica con embalse

El propósito técnico de realizar la construcción de un embalse es tener la capacidad de despachar energía eléctrica de las unidades a voluntad, y así satisfacer la demanda de energía de los clientes cuando sea requerido, en otras palabras se mitiga la intermitencia de la generación eléctrica. La planificación de la operación de las centrales y de las unidades de generación dentro de una central de energía hidroeléctrica está dada en función del tamaño o capacidad de su embalse, el operador del sistema eléctrico podrá regular el despacho a largo, mediano, y corto plazo respectivamente.

### **2.1.2. Central termoeléctrica**

Una central termoeléctrica es aquella planta de generación que aprovecha la energía liberada por la quema de combustibles fósiles como petróleo, gas natural, carbón, biocombustibles y hasta materiales nucleares. La combustión formada puede ser convertida directamente en movimiento como en el caso de los motores de combustión interna (MCI), no obstante, existe otro proceso en el cual se calientan fluidos con el propósito de alcanzar grandes presiones, que liberadas y dirigidas provocan el movimiento de turbinas. El rendimiento de este tipo de plantas es muy bajo, basta con decir que el ciclo combinado, uno de los procesos para aprovechar de mejor manera la energía de los combustibles, alcanza un rendimiento de entre el 56 y 60%, y que la turbina de gas por si sola tiene rendimientos de entre 38 y 40% [8].



**Figura 2.3** Central termoeléctrica

Las tecnologías de generación térmica más definidas en el Ecuador son turbogás, turbovapor y motores de combustión interna.

Es conveniente la utilización de este tipo de centrales debido a que pueden ser construidas de manera fácil y económica en cualquier lugar, la energía generada es independiente del clima, por lo que podría generar a máxima capacidad toda su vida (obviando mantenimiento y reparaciones), siempre y cuando sea abastecida de combustible, lo cual es poco probable que no suceda.

### **2.1.2.1. Centrales de biomasa y biogás**

El uso de biocombustibles como son la biomasa y biogás para la producción de energía eléctrica convierte a la central térmica en una fuente de energía renovable ya que se aprovechan los residuos orgánicos producto de las actividades humanas, reduciendo así las emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto es importante debido a que existe una marcada diferenciación en el uso de estas tecnologías a nivel mundial debido a su impacto causado a nivel ambiental.

Este tipo de centrales tienen la particularidad de que están medianamente vinculadas a la localización su fuente de biocombustible, ya que siempre se tratará de reducir costos de transporte.

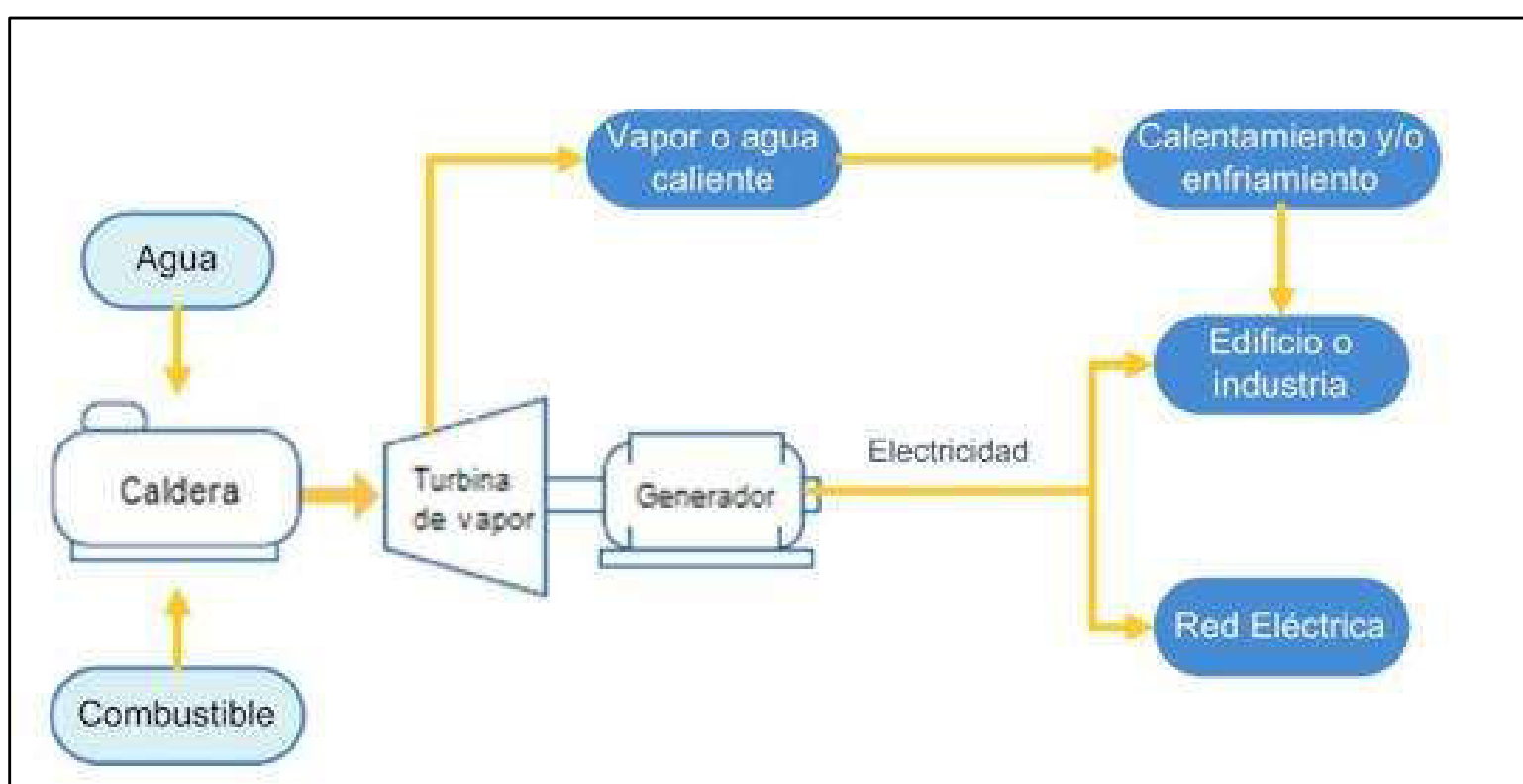


### 2.1.2.2. Centrales de cogeneración

Son centrales que producen dos o más tipos de energía útil simultáneamente; de manera más específica, son centrales termoeléctricas donde parte de la energía térmica residual, aquella que no genera electricidad, es aprovechada para otras actividades productivas en el campo industrial, comercial y/o residencial.

El aprovechamiento de otra fuente de energía resulta en una central eléctrica más eficiente desde varios puntos de vista. Las principales ventajas son:

- Disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente, por la cantidad de combustible fósil que evita quemarse al aumentar la eficiencia de los procesos térmicos.
- Reducción de costos e incremento de la competitividad en usuarios industriales y comerciales.
- Al ser una forma de generación distribuida disminuye notablemente las pérdidas en el transporte de electricidad.
- Incremento en la seguridad energética.
- Generación de empleo.
- Reducción de costos de disposición final de biomasas residuales y de compra de combustible.



**Figura 2.4.** Esquema de cogeneración con turbina de vapor [9]



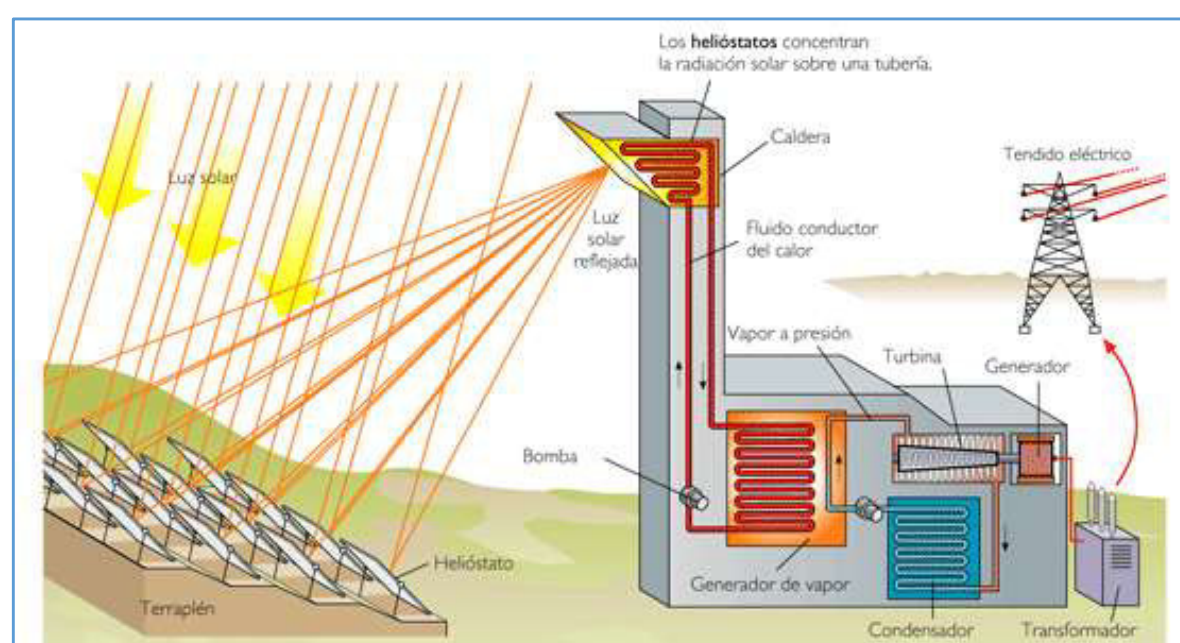
### 2.1.3. Centrales solares

Una central de energía solar es aquella que aprovecha la radiación proveniente del sol para generar energía eléctrica, lo que quiere decir que la central solar solo generará energía eléctrica durante el día.

Si bien, las centrales de energía solar no son capaces de generar energía eléctrica durante la noche, existe la posibilidad de aprovechar los excedentes de energía generados durante el día almacenándolos de diversas formas para que sean utilizados cuando se los requiera hasta que se agoten. La generación de energía puede suceder de dos maneras:

#### 2.1.3.1. Central térmica solar

Mediante la utilización de superficies reflectantes (espejos), este tipo de central eléctrica se basa en redirigir la radiación solar y focalizarla en un sobre una superficie, y puesto que la radiación solar tiene la capacidad de producir calor, este se utiliza para elevar la temperatura y presión de un fluido que formará parte de un ciclo termodinámico, de igual manera que las centrales termoeléctricas antes mencionadas. Podría considerarse una planta termoeléctrica, no obstante, su fuente primaria de energía no proviene de la quema de combustibles fósiles. No se dispone de este tipo de centrales en Ecuador.



**Figura 2.5.** central térmica solar

### 2.1.3.2. Central solar fotovoltaica

Una central fotovoltaica utiliza un conjunto de células fotovoltaicas organizadas en paneles, las cuales están fabricadas de materiales semiconductores dopados que reaccionan bajo la incidencia de radiación electromagnética (radiación solar), provocando así el movimiento de electrones en una dirección específica y por consiguiente una corriente eléctrica continua que puede ser almacenada o en su defecto, mediante inversores puede conectarse a una sistema eléctrico para ser distribuida y utilizada inmediatamente.

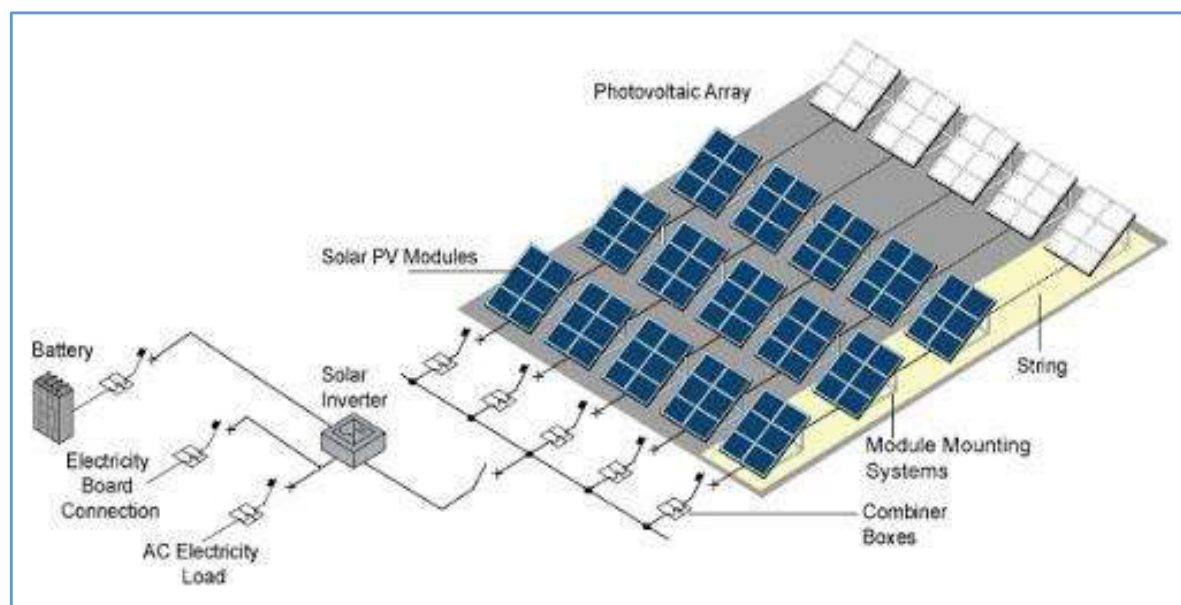
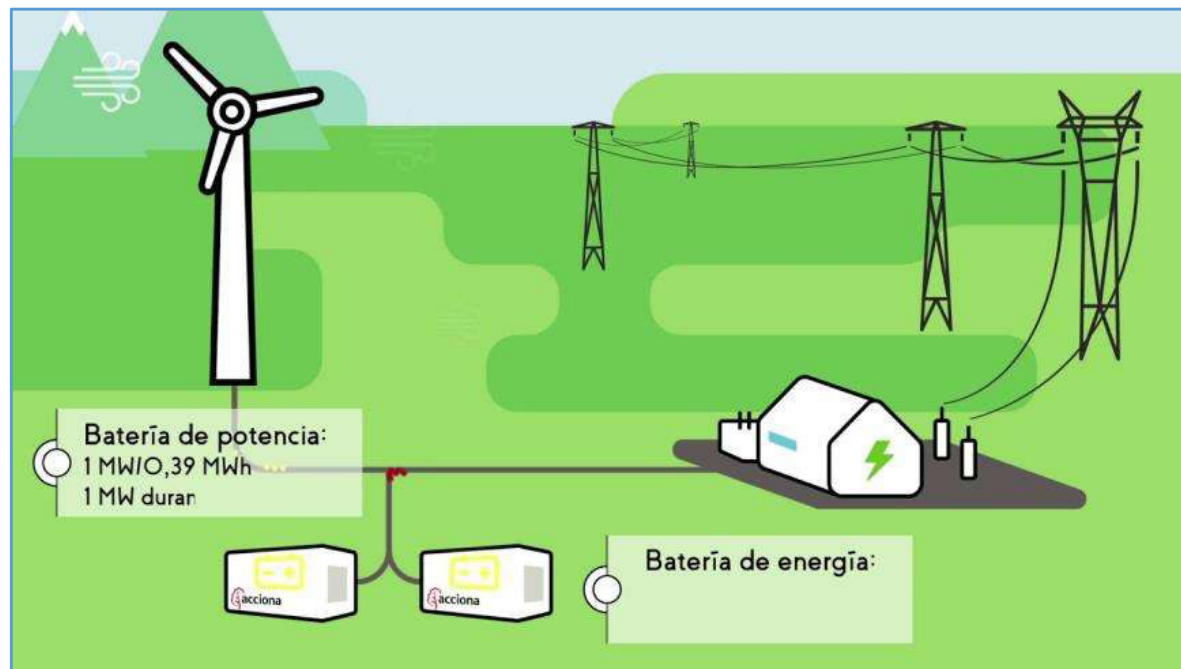


Figura 2.6. Central fotovoltaica

### 2.1.4. Centrales eólicas

Una central eólica aprovecha la energía proveniente del viento, esto se consigue mediante la utilización de aerogeneradores, el viento disponible en la zona debe ser capaz de mover las aspas del aerogenerador y estas, mediante un sistema de acoples, transmiten el movimiento a un alternador para generar energía eléctrica.



**Figura 2.7.** Central eólica

## 2.2. Matemática financiera

La matemática financiera estudia los flujos de efectivo o movimiento de dinero, es decir las operaciones financieras realizadas por una empresa o una persona. Se considera que los flujos de efectivo o transacciones ocurren en tiempos diferentes y que sufren una variación de valor en el tiempo, generalmente pierde valor con el tiempo.

Dentro de un análisis financiero aparecen varios términos y procedimientos que ayudan a manejar y entender los flujos de efectivo, y serán descritos a continuación.

### 2.2.1. Ingresos

Los ingresos son el capital que se integra a la empresa mediante ganancias, ya sea por venta de productos o prestación de servicios, por lo tanto, en el análisis financiero son valores positivos, y gráficamente se representan en un plano cartesiano como una flecha hacia arriba en el año ocurrido.

### 2.2.2. Egresos

Los egresos son aquellas salidas de capital de la empresa, pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Egresos fijos: Los egresos fijos son aquellos que no están relacionado con el nivel de producción de la empresa. Dentro de este tipo de egresos podemos incluir los gastos de suministros, servicios y mantenimiento; como: el pago del servicio eléctrico, el pago del servicio del agua potable, el pago del servicio telefónico, alquileres de localidades y de maquinarias, que se deben pagar con independencia de la producción que tenga la empresa.
- Egresos variables: Los egresos variables son aquellos que dependen del nivel de producción de la empresa o sociedad. En este tipo de egresos a mayor volumen de producción mayor es el importe de los egresos variables. Son, por lo tanto, gastos que se realizan con el fin de producir. Aquí se incluyen los gastos por materias primas, o los gastos relacionados con el personal asalariado que aumentan a medida que aumenta el volumen de trabajo en la empresa.
- Egresos extraordinarios: Los egresos extraordinarios son aquellos gastos que se producen en la empresa de forma imprevista, que no responden a un mayor volumen de trabajo ni al mantenimiento habitual de la empresa. Este tipo de egresos incluye a las multas y sanciones o algunos tipos de reparaciones.

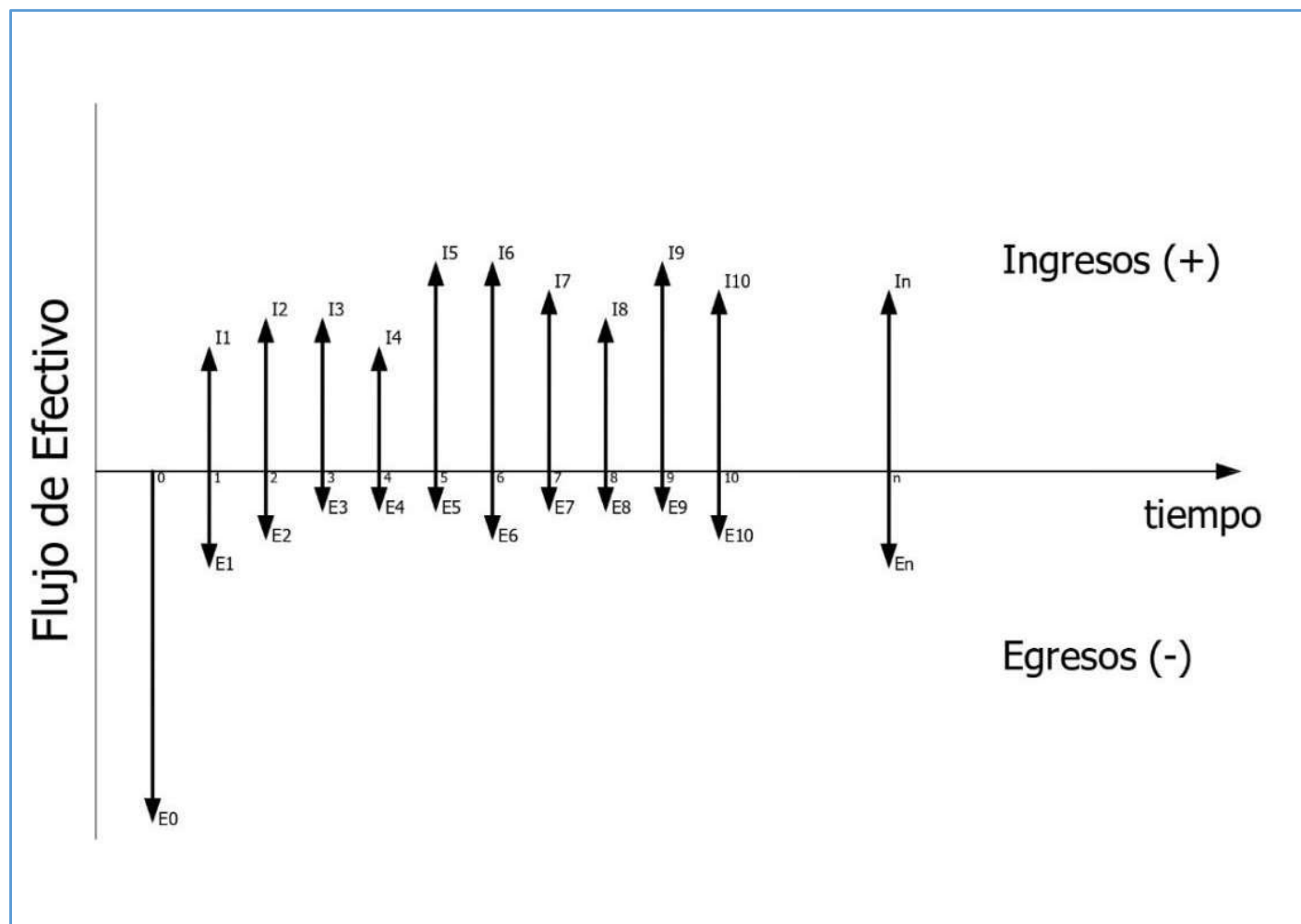
Otra forma de clasificarlos es de acuerdo con el propósito, y se muestra a continuación:

- Costos: Los costos son aquellos egresos que están relacionados directamente con la generación del producto o servicio por parte de la empresa, es importante resaltar que no se menciona “nivel de producción” ya que se busca clasificar estos valores independientemente si la producción ha sido alta o baja. Como por ejemplo la compra de materias primas, transporte del producto, operación y mantenimiento de los equipos, y más.
- Gastos: Los gastos son aquellos egresos que permiten el desarrollo de las actividades dentro de una empresa, no tienen relación directa con la generación del producto o el servicio, es decir, no se encuentran vinculados con la producción. Como por ejemplo los desembolsos a causa de la administración de la empresa, operación y mantenimiento de las instalaciones.

Al fin y al cabo, sin los gastos, la creación de un producto o servicio no sería posible por lo que se considera que el costo es un conjunto de gastos (el todo); y por lo tanto un gasto es una parte del costo. Así entonces, depende de lo que se considere como

el todo para que se esté haciendo referencia al costo, y sus partes integrantes serán los gastos [10].

Los egresos se representan gráficamente en un plano cartesiano como una flecha hacia abajo en el año ocurrido.



**Figura 2.8.** Esquema de flujos de efectivo

### 2.2.3. Tasa de descuento [11]

La tasa de descuento de los flujos de fondos o flujo de caja de un proyecto mide el costo de oportunidad de los fondos y recursos que se utilizan en el mismo, es decir, cuánto deja de ganar el inversionista por colocar sus recursos en un proyecto. Esto tiene una consecuencia importante para el análisis porque cada inversionista tiene una tasa de interés específica, a la cual descontará los flujos relevantes.

También es conocida como tasa de rendimiento, tasa de rentabilidad, tipo de descuento o costo del capital, sea cual sea el nombre, es un factor financiero que establece el valor del dinero en el tiempo, es decir, determina el valor de un capital futuro. El Valor Actual Neto (VAN) es una metodología que utiliza la tasa de descuento para llevar los flujos financieros a un año en específico, generalmente el presente y así calcular la rentabilidad de los proyectos de inversión de capital [12].

Las maneras más comunes para determinar la tasa de descuento para los proyectos de inversión se explicarán a continuación:

- La manera más cómoda es utilizar tasas de descuento de proyectos similares o un promedio de varios proyectos similares.
- Agregar un factor de seguridad a la tasa de mercado, el resultado de esta opción dependerá mucho de la capacidad del analista para discernir un valor aceptable.
- La manera más sofisticada para determinar el valor de una tasa de descuento es mediante la aplicación de modelos reales y verificados.

A continuación, se describirá aquellas metodologías más comunes y utilizadas en los análisis financieros

### **2.2.3.1. TMAR [13]**

La Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR) es una tasa que se usa como referencia para determinar si un proyecto puede o no generar alguna ganancia. Es decir, comparando la tasa de descuento aplicada a un proyecto con la TMAR indica si el proyecto es rentable o no.

$$TMAR = f + r + f * r \quad (2.1)$$

Donde:

*TMAR*: Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento

*f*: Índice de inflación

*r*: Índice de premio al riesgo

Estos índices se pueden tomar de las entidades oficiales como el Banco Central del Ecuador y otras entidades Bancarias

Una alternativa al índice de inflación es tomar los valores del Índice de Precios al Consumidor (IPC) presentados por el Banco Central del Ecuador. Mientras que para el índice de premio al riesgo se puede tomar como referencia los valores de las tasas privadas de las instituciones financieras.



### 2.2.3.2. WACC [14]

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, por sus siglas en inglés) representa la tasa mínima de rendimiento esperada por un proyecto de inversión; cómo se puede ver en la ecuación (2.2), el WACC pondera los costos de las fuentes de capital, es decir, toma en cuenta los orígenes del capital de inversión y pondera el aporte que generan en el proyecto, finalmente integra el costo del capital de ambas fuentes de financiamiento en un solo valor (tasa).

$$WACC = \frac{CP * i_{cp} + D * i_d}{CP + D} \quad (2.2)$$

Donde:

$CP$  : Capital propio

$i_{cp}$  : Costo del capital propio

$D$  : Deuda financiera

$i_d$  : Costo de la deuda financiera

#### 2.2.3.2.1. Capital Propio

El Capital Propio ( $CP$ ) también llamado Capital, Equity en inglés, es el patrimonio del inversionista o grupo de inversionistas, es decir la cantidad de dinero en efectivo que se encuentra en su poder y que será destinado como parte o total de la inversión para la implementación de una empresa o proyecto.

#### 2.2.3.2.2. Costo del capital propio

El costo del capital propio ( $i_{cp}$ ) representa el rendimiento esperado que pueda generar aquella parte de la inversión realizada por los accionistas de una empresa o proyecto.

Para estimar el valor de  $i_{cp}$  se utiliza la metodología denominada Modelo de Valoración de Activos de Capital (CAPM, por sus siglas en inglés), la cual debe ser ajustada al Ecuador ya que las características de los mercados de valores en Ecuador son notablemente diferentes a los mercados de valores de países desarrollados.

El CAPM es un modelo que establece una relación lineal entre riesgo por invertir en las acciones de un mercado de valores y la rentabilidad que se espera obtener por el proyecto de inversión.

Este modelo busca que la tasa de rendimiento requerida por un inversionista sea igual a la tasa de rendimiento sin riesgo en el país, más el riesgo país y más una prima exigida por los inversionistas para la aceptación del riesgo de realizar la inversión en la empresa o proyecto; esta última dependerá de factores como la volatilidad económica, riesgos políticos, y demás.

$$i_{cp} = i_f + (i_m - i_f)\beta + RP \quad (2.3)$$

Donde:

$i_{cp}$ : Tasa de descuento del capital propio

$i_f$ : Tasa de descuento sin riesgo

$i_m$ : Tasa de descuento del mercado

$(i_m - i_f)$ : Premio por el riesgo del mercado

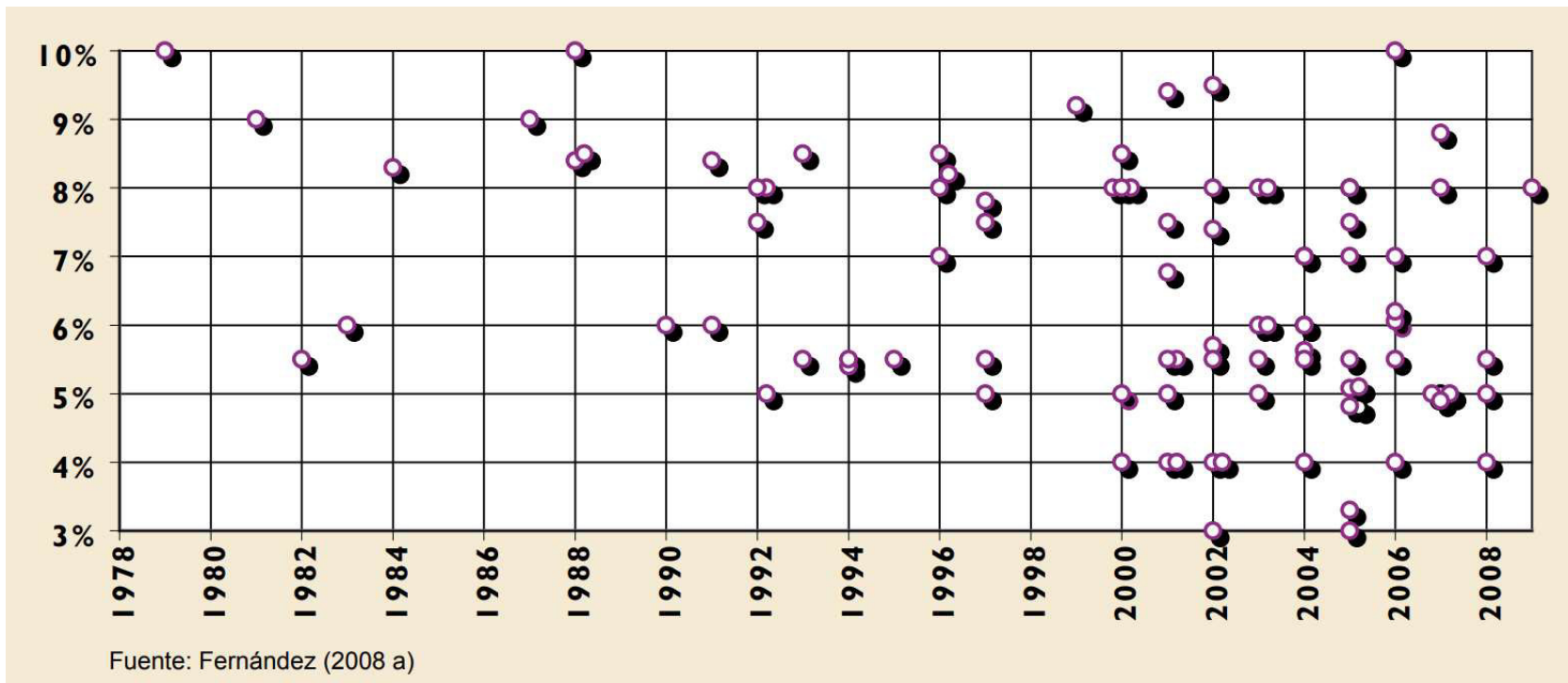
$\beta$ : Beta de apalancamiento

$RP$ : Riesgo país

La tasa de descuento sin riesgo se obtiene de una inversión “segura” como son las inversiones a plazo fijo en bancos, o los T-bonds norteamericanos a 30 años.

El premio al riesgo del mercado es la rentabilidad adicional que un inversionista exige a su inversión. No existe un consenso sobre la magnitud de este valor y menos aún sobre la manera de calcularla, sin embargo, existen recomendaciones sobre este valor en diversas publicaciones que lo ubican entre 3% y 10% [15].





**Figura 2.9.** Evolución de la Prima de Riesgo del Mercado Exigida (PRMX) utilizada o recomendada en 100 libros de finanzas y de valoración.

La beta de apalancamiento es un coeficiente calculado mediante análisis de regresión estadística el cual establece una relación matemática entre el rendimiento de una acción y el rendimiento del mercado. Sin embargo, se requiere la información de muchas empresas para poder determinar este valor por lo que en caso de no disponer de esta información se puede aplicar un método indirecto que consiste en compararse con otra empresa del mismo sector.

$$\beta = \beta_s \left[ 1 + \frac{D^*(1-t)}{CP} \right] \quad (2.4)$$

Donde:

$\beta$ : Beta de apalancamiento

$\beta_s$ : Beta del sector

$t$ : Tasa de impuestos

$D$ : Deuda

$CP$ : Capital propio

El riesgo país indica el porcentaje adicional que debe añadirse cuando se desea realizar una inversión en un país más riesgoso que Estados Unidos

### **2.2.3.2.3. Deuda financiera**

La Deuda Financiera ( $D$ ) también llamada Deuda, Debt en inglés, aparece cuando el Capital Propio no es suficiente para cubrir la inversión total para el desarrollo del proyecto o cuando se concluye que endeudarse trae mayores retribuciones económicas; puede obtenerse mediante un préstamo a una entidad financiera con sus respectivas condiciones de obtención y de pago. La deuda es una medida de financiamiento de las empresas, esta deuda se obtiene mediante préstamos o créditos, siendo los préstamos los más comunes para la adquisición de bienes o servicios, en el caso de empresas eléctricas, permite la implementación de empresas o desarrollo de proyectos.

Un préstamo es una operación financiera en la que una entidad o persona confiere cierta cantidad de dinero a otra, con las condiciones de devolución respectivas, el préstamo estará sujeto a condiciones como: tasa de interés, tiempo de devolución, cantidad cuotas.

Asumir una deuda financiera no necesariamente se da por la falta de capital de inversión, sino que dependiendo los análisis de los accionistas, se puede o no aceptar un préstamo, ya que trae consigo una mejora de la rentabilidad de un proyecto a cambio de aumentar el riesgo para el inversionista [16].

A final de cuentas, un préstamo permite adquirir bienes y servicios antes de que se alcance a reunir el capital total de inversión por cuenta propia y dar la oportunidad de utilizar los bienes y servicios mencionados a la vez que se reúne el capital faltante. Trae consigo un costo, es decir un pago adicional a la entidad bancaria que proporcionó el capital faltante para la implementación del proyecto, este pago es conocido como interés del préstamo.

La manera más sencilla de incluir el pago del préstamo y de sus intereses, es mediante los métodos de amortización de un préstamo, que determinan una anualidad a pagar al final de cada periodo.

La metodología más común es el sistema de amortización francés, y es aquel mediante el cual, quien pidió el préstamo accede a pagar cuotas iguales de manera periódica, a las cuales se las llama anualidades. Dentro de estas anualidades, se cubre el pago del capital y de los intereses, y se calculan de la siguiente manera.

$$A = C_0 \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = C_0 \cdot \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}} \quad (2.5)$$

$$I_k = C_{k-1} \cdot i$$

$$C_k = A - I_k$$

Donde:

$A$ : Anualidad de préstamo.

$C_0$ : Capital prestado o Deuda.

$i$ : Tasa de interés bancaria o costo de la deuda.

$n$ : Número de periodos.

$I_k$ : Interés en el año  $k$ ,  $k = (0, 1, 2, \dots, n)$ .

$C_k$ : Capital en el año  $k$ .

#### 2.2.3.2.4. Costo de la deuda

El costo de la deuda ( $i_d$ ) representa la tasa de rendimiento mínima esperada para cubrir aquella parte de la inversión proveniente de un préstamo bancario. En el modelo de cálculo intervienen variables del entorno como son: la inflación, tasas de interés de la economía y márgenes de intermediación bancaria.

Utilizando la tasa de interés y la inflación se obtiene la tasa de captación, este término es lo que los bancos pagan a sus clientes por sus depósitos.

$$I_c = (1 + f)(1 + I_r) - 1 \quad (2.6)$$

Donde:

$I_c$ : Tasa de captación

$f$ : inflación

$I_r$ : Tasa de interés de la economía

Finalmente, añadiendo el margen de intermediación bancaria se obtiene el costo de la deuda.

$$i_d = I_c + I_m \quad (2.7)$$

Donde:

$i_d$ : Costo de la deuda

$I_c$ : Tasa de captación

$I_m$ : Margen de intermediación bancario

El margen de intermediación bancario es un extra que el banco gana por encima de la tasa de captación, básicamente es la diferencia entre los intereses que paga el banco a quien ha solicitado el dinero y lo que cobra a quien se lo presta.

#### **2.2.4. CAPEX y OPEX**

Los Gastos de Capital también llamado CAPEX (Capital expenditures, en inglés) son todos aquellos gastos realizados en bienes destinados a adquirir, actualizar y mantener activos físicos de la empresa, es decir, son inversiones de capital que crean beneficios a largo plazo ya que no son consumibles. Los siguientes son ejemplos comunes de gastos de capital.

- Construcción de edificaciones
- Compra de equipos y maquinarias
- Mejoras en la construcción
- Compra de vehículos

Los gastos operativos también llamados OPEX (Operational expenditures, en inglés) son aquellos gastos relacionados con los costos en las operaciones y servicios para la empresa, es decir, son costos permanentes para el funcionamiento de una empresa o sistema. Los siguientes son ejemplos comunes de gastos operativos:

- Alquileres y servicios básicos
- Salarios
- Gastos contables y legales
- Gastos generales y administrativos
- Impuestos sobre la propiedad
- Intereses pagados por deuda
- Gastos de investigación y desarrollo



**Figura 2.10.** Capex y Opex

## 2.3. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano

El objetivo de esta sección es dar a conocer la situación actual del sistema eléctrico ecuatoriano en cuanto a dimensión y diversidad de las centrales de generación eléctrica disponibles en el Ecuador para dar una visión general de las tecnologías a tratar en el desarrollo de este documento.

Es evidente que gracias a que el Ecuador posee un gran recurso hídrico, se han podido construir una gran cantidad de centrales hidroeléctricas, que representan el 58,45% de la capacidad instalada, capaces de generar 25 017,74 [GWh] que representa el 76,68% de la generación total.

A continuación, se presenta la estadística referente a generación eléctrica del Ecuador del año 2018.

**Tabla 2.2.** Penetración de las tecnologías de generación eléctrica en Ecuador [17]

Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica		Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		[MW]	[%]	[MW]	[%]
<b>Energía Renovable</b>	Hidráulica	5076,40	58,45%	5046,63	62,51%
	Eólica	21,15	0,24%	21,15	0,26%
	Fotovoltaica	27,63	0,32%	26,74	0,33%
	Biomasa	144,3	1,66%	136,4	1,69%
	Biogás	7,26	0,08%	6,5	0,08%
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>5276,74</b>	<b>60,76%</b>	<b>5237,42</b>	<b>64,88%</b>
<b>Energía No Renovable</b>	Térmica MCI	2024,8	23,31%	1628,34	20,17%
	Térmica Turbogas	921,85	10,61%	775,55	9,61%
	Térmica Turbovapor	461,63	5,32%	431,5	5,35%
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>3408,28</b>	<b>39,24%</b>	<b>2835,39</b>	<b>35,12%</b>
<b>Total Potencia Nominal</b>		<b>8685,02</b>	<b>100,00%</b>	<b>8072,81</b>	<b>100,00%</b>

**Tabla 2.3.** Energía generada de las tecnologías de generación eléctrica en Ecuador [17]

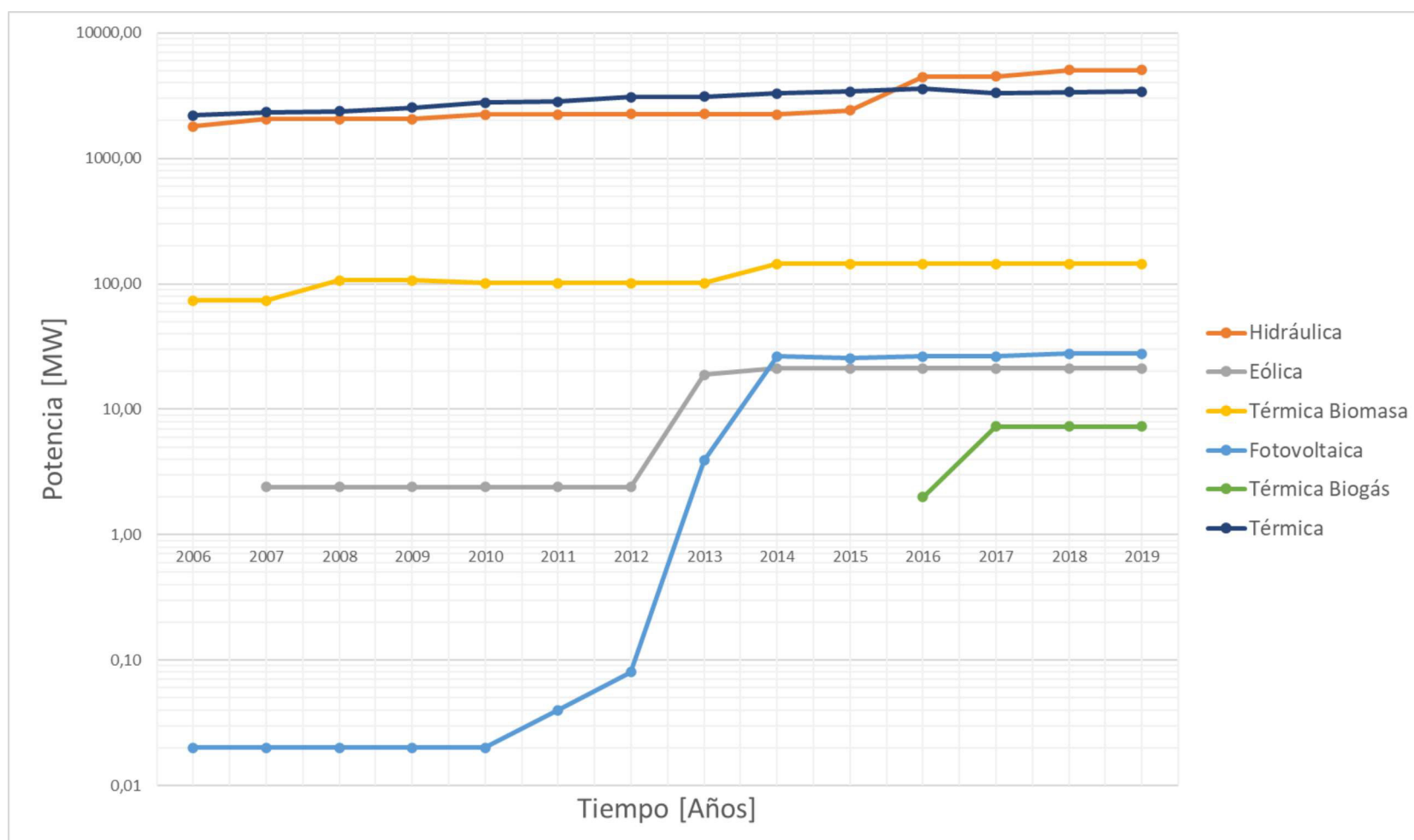
Producción Total de Energía e Importaciones		Energía [GWh]	Porcentaje [%]
<b>Energía Renovable</b>	Hidráulica	25 017,74	76,68%
	Eólica	84,86	0,26%
	Fotovoltaica	37,36	0,11%
	Biomasa	423,90	1,30%
	Biogás	40,88	0,13%
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>25 604,73</b>	<b>78,48%</b>
<b>Energía No Renovable</b>	Térmica MCI	4 642,64	14,23%
	Térmica Turbogas	1 167,01	3,58%
	Térmica Turbovapor	1 204,26	3,69%
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>7 013,90</b>	<b>21,50%</b>
<b>Total Producción Nacional</b>		<b>32 618,64</b>	<b>99,98%</b>
Interconexión	Importación (Col+Per)	5,95	0,02%
<b>Total Producción Nacional + Importación</b>		<b>32 624,59</b>	<b>100,00%</b>

Es importante analizar el crecimiento que han tenido cada una de estas tecnologías a lo largo de la historia del Ecuador

**Tabla 2.4.** Evolución histórica de las centrales de generación 2006 – 2019 [MW] [1], [2]

	<b>Hidráulica</b>	<b>Eólica</b>	<b>Térmica Biomasa</b>	<b>Fotovoltaica</b>	<b>Térmica Biogás</b>	<b>Térmica</b>
<b>2006</b>	1800,73	0,00	73,80	0,02	0,00	2195,47
<b>2007</b>	2057,08	2,40	73,80	0,02	0,00	2345,10
<b>2008</b>	2056,33	2,40	106,80	0,02	0,00	2378,25
<b>2009</b>	2059,25	2,40	106,80	0,02	0,00	2544,70
<b>2010</b>	2242,42	2,40	101,30	0,02	0,00	2791,55
<b>2011</b>	2234,41	2,40	101,30	0,04	0,00	2843,08
<b>2012</b>	2263,89	2,40	101,30	0,08	0,00	3086,73
<b>2013</b>	2263,89	18,90	101,30	3,90	0,00	3108,23
<b>2014</b>	2248,09	21,15	144,30	26,41	0,00	3291,58
<b>2015</b>	2407,61	21,15	144,30	25,54	0,00	3406,38
<b>2016</b>	4446,36	21,15	144,30	26,48	2,00	3586,14
<b>2017</b>	4515,96	21,15	144,30	26,48	7,26	3335,49
<b>2018</b>	5066,40	21,15	144,30	27,63	7,26	3395,15
<b>2019</b>	5076,40	21,15	144,30	27,63	7,26	3408,27

A continuación se presenta de manera gráfica los datos anteriormente tabulados,



**Figura 2.11.** Evolución histórica de las centrales de generación 2006 – 2019 [1], [2]

## 2.4. Construcción de escenarios

Existen algunos métodos para la construcción de escenarios, el objetivo de montar un escenario de estudio es permitir el estudio en un ámbito donde la situación de conocimiento de las variables no permite realizar modelos detallados[18]. La utilización de escenarios se recomienda cuando existe complejidad, incertidumbre, necesidad de combinar perspectivas de corto y largo plazo y disponibilidad de recursos [19].

Por lo tanto se tiene la posibilidad de aplicar modelos matemáticos como son el determinista y el estocástico, los cuales se diferencian por el tipo de variables presente.

### 2.4.1. Modelo determinístico

El modelo determinístico es un modelo matemático donde las variables de entrada producen, sin variación alguna, los mismos resultados ya que se describe una relación funcional entre las variables de entrada y los resultados.



## 2.4.2. Modelo estocástico

El modelo estocástico es un modelo matemático donde los resultados obtenidos no solo dependen de las variables de entrada sino que también aparecen variables aleatorias. Cada una de las variables aleatorias tiene su propia función de distribución de probabilidad.

### 2.4.2.1. Distribución normal

También conocida como distribución Gaussiana, es una de las más importantes distribuciones probabilísticas debido a que es capaz de describir el comportamiento de muchas variables aleatorias.

La ecuación (2.8) es conocida como función de densidad de probabilidad normal

$$f(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (2.8)$$

Donde:

$x$ : Variable aleatoria

$\mu$ : Media

$\sigma$ : Desviación estándar

La ecuación (2.9) es conocida como función de distribución de probabilidad normal.

$$F(x; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} dt \quad (2.9)$$

Donde:

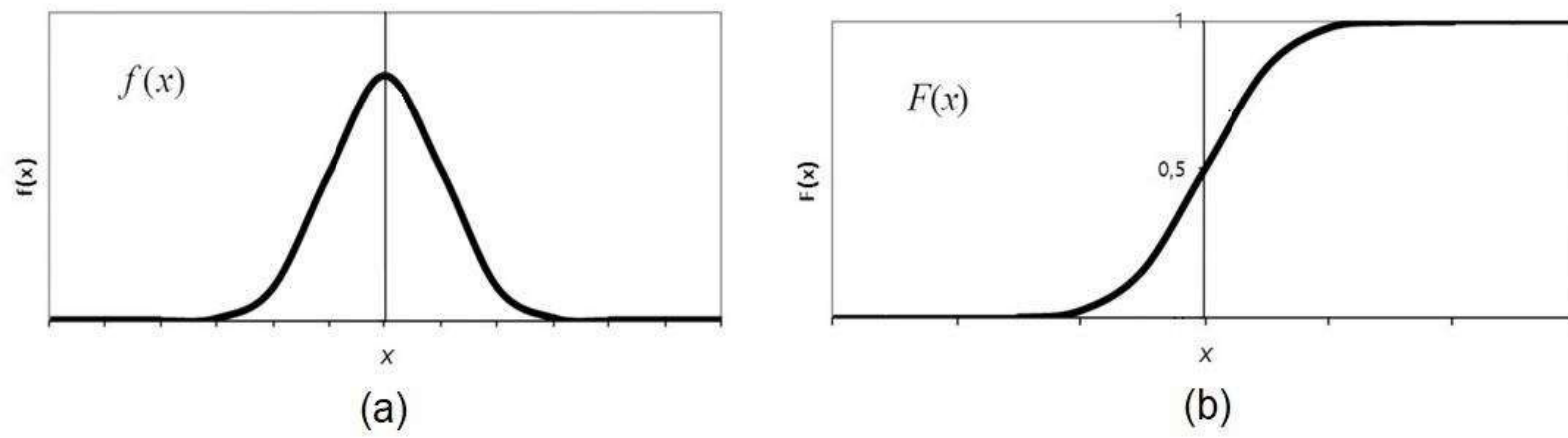
$x$ : Variable aleatoria

$\mu$ : Media

$\sigma$ : Desviación estándar

$t$ : Variable independiente

A continuación se muestra las funciones de densidad y distribución representadas de manera gráfica.



**Figura 2.12.** Distribución normal, (a) función de densidad, (b) función de distribución

## CAPITULO 3

### 3. Análisis de las metodologías existentes

El cálculo del LCOE ha sido un tema de discusión que ha tenido cabida en algunas instituciones gubernamentales y educativas alrededor del mundo, se han tomado distintos puntos de vista en el desarrollo de diversas metodologías de cálculo. A continuación, se desarrollará una breve explicación de algunas de las metodologías desarrolladas y utilizadas por diferentes entidades.

#### 3.1. Modelo LCOE de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos.

La Administración de Información de Energía de Estados Unidos, (EIA, por sus siglas en inglés), analiza y publica información para promover una formulación de políticas sólida, mercados eficientes y una comprensión pública de la energía. Para la EIA, el costo nivelado de la electricidad representa el ingreso promedio por unidad de electricidad generada que se requeriría para recuperar los costos de construcción y operación de una planta generadora durante un ciclo de vida financiera.

Las variables de entrada para calcular el LCOE incluyen costos de capital, costos de combustible, costos de operación y mantenimiento fijos y variables, costos de financiamiento, incentivos y una tasa de utilización asumida para cada tipo de planta [20].

Hablando de incentivos, estos incluyen a los créditos fiscales estatales o federales que también afectan el cálculo de LCOE. Estos factores son inciertos debido a que sus valores pueden variar en cada región, y en función de la evolución de las tecnologías.

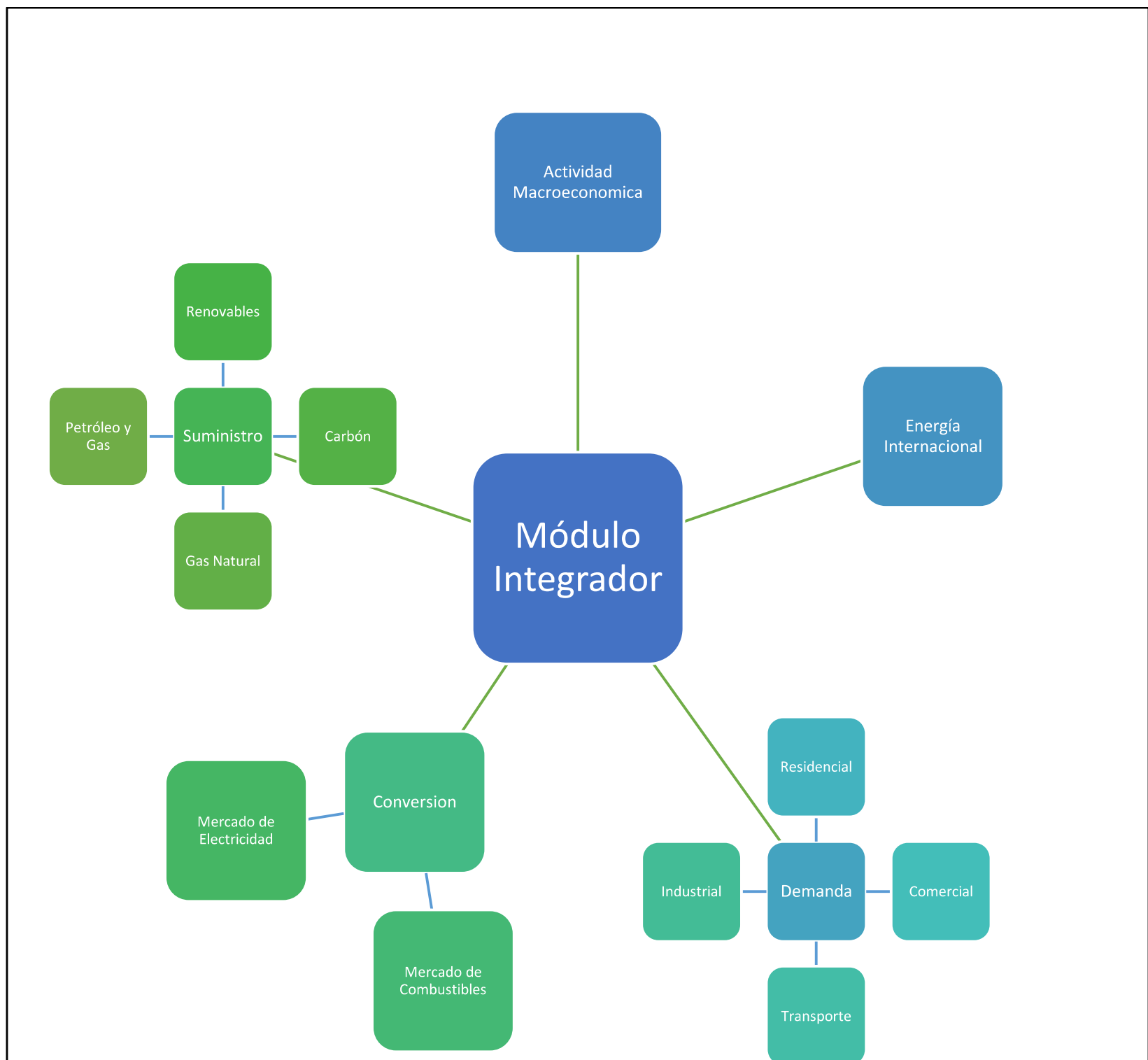
##### **Incentivos para energías renovables**

**Crédito fiscal de producción (PTC):** las nuevas plantas de biomasa eólica, geotérmica y de circuito cerrado reciben \$ 24 por megavatio (MWh) de generación; otras tecnologías de generación reciben \$ 12 / MWh. Los valores de PTC se ajustan por inflación y se aplican durante los primeros 10 años de servicio de la planta. Después de 2016, la energía eólica sigue siendo elegible para el PTC, pero a una tasa de \$ / MWh que disminuyó en un 20% en 2017, 40% en 2018, 60% en 2019 y expira por completo en 2020. Sin embargo, a causa de los periodos de construcción prolongados, las plantas eólicas en construcción y que entren en servicio en 2021

recibirán \$ 19.20 / MWh, y aquellas plantas que entren en servicio en 2023 recibirán \$ 9.60 / MWh (ajustado por inflación).

**Crédito fiscal de inversión (ITC):** Se aplica a todos los proyectos solares que entren en línea antes del 1 de enero de 2024 recibirán el 30% del ITC completo. Los proyectos solares incluyen tanto plantas solares a escala de servicios públicos, aquellas con una capacidad nominal de 1 megavatio (MW) o superior, y sistemas a pequeña escala, aquellos sistemas con una capacidad nominal de menos de 1 MW. Todas las plantas comerciales y de servicios públicos con una fecha de inicio de construcción a partir del 1 de enero de 2022, o aquellas plantas puestas en servicio después del 31 de diciembre de 2023, reciben un ITC del 10%. Sin embargo, el ITC caduca por completo para los sistemas de propiedad residencial a partir de 2022. Los resultados en este informe de costos nivelados solo incluyen instalaciones solares a escala de servicios públicos y no incluyen instalaciones solares a pequeña escala. Tanto los proyectos eólicos en mar como en tierra son elegibles para reclamar el ITC en lugar del PTC. Aunque EIA espera que los proyectos de energía eólica terrestre elijan el PTC, EIA asume que los proyectos de energía eólica marina reclamarán el ITC en lugar del PTC debido a los costos de capital relativamente más altos para esos proyectos.

El Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) en asociación con El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) manejan la plataforma online Información de Energía Abierta (OpenEI), la cual enlaza comunidades de energía y tomadores de decisiones (incluyendo responsables políticos, investigadores, inversores tecnológicos, capitalistas de riesgo y profesionales del mercado) con valiosa información sobre energía, análisis, herramientas, imágenes, mapas y otros recursos. La herramienta Base de Datos de Costos Transparentes (TCDB) presente en la plataforma de OpenEI recopila las estimaciones de costos y rendimiento del programa para las tecnologías Eficiencia energética y Energías Renovables (EERE) en un foro público donde se pueden ver y comparar con otras estimaciones publicadas. La base de datos incluye literatura sobre costos de tecnología, estimaciones de rendimiento y costos nivelados (proyecciones actuales y futuras).



**Figura 3.1** Esquema del Sistema Nacional de Modelización Energética [21].

El esquema mostrado en la Figura 3.1. representa el sistema utilizado por la EIA para la recopilación de datos de todos los actores del sector eléctrico. Esto le permite realizar el análisis del comportamiento de todas las variables dentro del sector y a su vez, utilizar cierta información para calcular indicadores como el LCOE.

El modelo de LCOE que utiliza la EIA fue desarrollado por el NREL, y se presenta en el documento llamado “A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies”. El objetivo de este reporte es proporcionar una guía sobre los enfoques de evaluación económica, las métricas y los niveles de detalle requeridos, a la vez que ofrece una base consistente para que los analistas puedan realizar análisis utilizando suposiciones y bases normalizadas.

$$LCOE = \frac{Capital\ Cost * CRF * (1 - T * D_{PV})}{8760 * fc * (1 - T)} + \frac{fixed\ O\&M}{8760 * fc} + var\ O\&M + Fuel\ Price * Heat\ Rate \quad (3.1)$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (3.2)$$

**Tabla 3.1.** Parámetros y consideraciones del LCOE de la EIA [22].

Parámetro	Unidades	Descripción	Fuentes Alternativas
<b>Costo del Capital</b>	US\$/KW	Costo de la central	“El Costo de capital durante la noche en \$/kW incluyendo contingencia” se usará primero, pero si no está disponible, se usará el producto del “Factor de Contingencia” y “Costo de capital durante la noche en dólares por kilovatio”, de lo contrario, solo “Costo de capital durante la noche en dólares por kilovatio”.
<b>CRF</b>		Los gastos de capital se anualizan con el término CRF. La tasa de descuento es la tasa efectiva asumida a la que se descuentan los flujos de ingresos futuros.	
<b>n</b>	años	Vida útil de la inversión. Es la vida útil supuesta de una nueva planta y el período durante el cual se calcula la inversión.	
<b>T</b>	% / pu	Tasa de impuesto pagada.	
<b>D<sub>PV</sub></b>	% / pu	El valor presente de la depreciación, según el programa Sistema de Recuperación de costos acelerado modificado (MACRS):	
		Batería: 1	Celda de combustible: 0.83155 En tierra: 0.83155
		Biopoder: 0.83155	Hidro: 0.54407 Fotovoltaica (PV): 0.83155
		Geotérmica ciega: 0.83155	Hidrotermal: 0.83155 Almacenamiento Hidráulico Bombeado: 1

		Sistema geotérmico ciego: 0.83155	Almacenamiento de hielo: 1	PV residencial: 0.83155
		Ciclo combinado: 0.54407	Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC): 0.54407	Frotado: 0.54407
		Turbina de combustión: 0.59476	Viento basado en tierra: 0.83155	Pequeña energía hidroeléctrica: 0.83155
		PV comercial: 0.83155	Hidro cinética marina: 0.83155	Térmica solar: 0.83155
		Almacenamiento de energía de aire comprimido: 1	Campo cercano (o hidrotermal mejorado): 0.83155	PV de utilidad: 0.83155
		Concentración de energía solar: 0.83155	Nuclear: 0.59476	Sin fregar: 0,54407
		Generación distribuida: 0.54407	Océano: 0.83155	No especificado: 0.54407
		Geotérmica mejorada: 0.83155	Offshore: 0.83155	De lo contrario: 1
		Sistema geotérmico mejorado (egs): 0.83155	Viento en alta mar: 0.83155	
<b>8760</b>	Horas/año	Número de horas en un año.		
<b>fc</b>	% / pu	Porcentaje promedio anual de energía como fracción de capacidad	Se utiliza el factor de capacidad promedio definido con el punto de datos. Si eso no está disponible, se utiliza el factor de capacidad máxima. De lo contrario, el valor predeterminado definido para la tecnología.	
<b>O&amp;M fijo</b>	US\$/kW	Costo fijo de operación y mantenimiento de la	Esto no se usa si el O&M Todo Incluido está disponible.	

		planta por capacidad en \$/kW.	Si esto es cero, entonces este término se pondrá a cero y el procesamiento continuará.						
<b>O&amp;M variable</b>	US\$/MWh	Costo variable de operación y mantenimiento de la planta por capacidad en \$/kWh.	Esto no se usa si el O&M todo Incluido está disponible. Si esto es cero, entonces este término se pondrá a cero y el procesamiento continuará.						
<b>Precio del combustible</b>	US\$/MMBtu	Costo de combustible de la planta en (\$/MMBTU)	El costo depende del tipo de combustible utilizado: <table border="1" data-bbox="1171 926 1793 1279"> <tr> <td>Bio Gas = \$ 4.40</td> <td>Carbón = \$ 2.34</td> </tr> <tr> <td>Petróleo, Gas o Vapor = \$ 4.40</td> <td>Biomasa = \$ 2.27</td> </tr> <tr> <td>Gas natural = \$ 4.40</td> <td>Uranio = \$ 0.76</td> </tr> </table>	Bio Gas = \$ 4.40	Carbón = \$ 2.34	Petróleo, Gas o Vapor = \$ 4.40	Biomasa = \$ 2.27	Gas natural = \$ 4.40	Uranio = \$ 0.76
Bio Gas = \$ 4.40	Carbón = \$ 2.34								
Petróleo, Gas o Vapor = \$ 4.40	Biomasa = \$ 2.27								
Gas natural = \$ 4.40	Uranio = \$ 0.76								
<b>Tasa de calor</b>	US\$/MMBtu	La eficiencia de la central eléctrica en la conversión de combustible en electricidad.	Si el valor no está definido en los datos, se utiliza cero.						

La EIA, en su reporte “Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050”, presenta los resultados de su evaluación y las perspectivas a futuro referente a los aspectos energéticos de las diferentes regiones de Estados Unidos. Específicamente hablando de electricidad, se presentan graficas de penetración de las diferentes tecnologías, evolución de la demanda y generación de energías renovables, costo de instalación nocturno por tecnología, costo nivelado de electricidad (LCOE) y costo evitado nivelado de electricidad (LACE) por tecnología y región, y más.



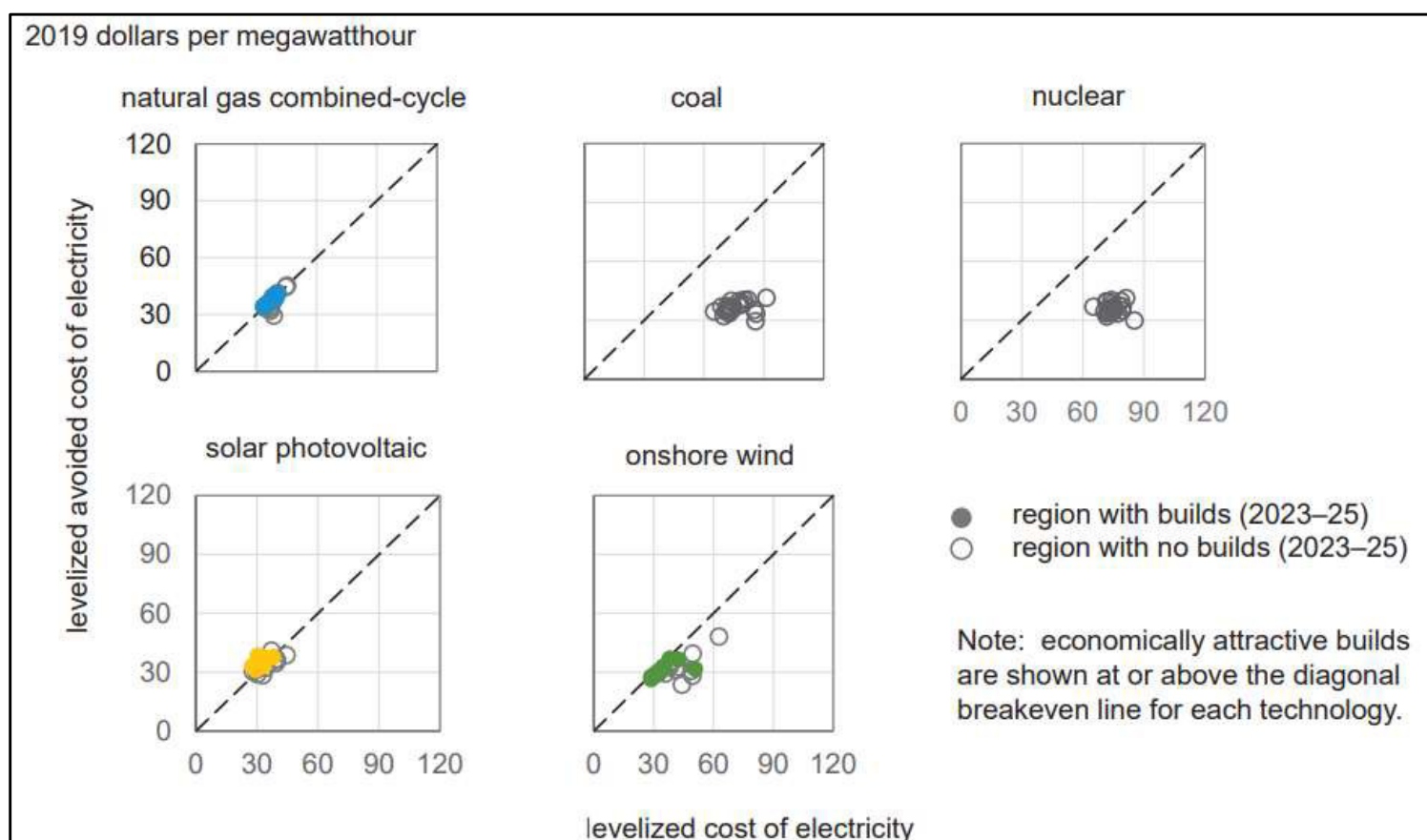


Figura 3.2 LCOE y LACE por tecnología y región, 2025 [23].

### 3.2. Modelo LCOE de la Comisión de Energía de California [24]

El modelo LCOE de la Comisión de Energía de California (CEC) se considera como un modelo simplificado y ampliamente utilizado ya que se le hace referencia con frecuencia en varios estudios (EEE, 2010; Gifford, Grace y Rickerson, 2011). La CEC define al LCOE como un valor presente de los costos anuales de generación calculados por unidad de generación de energía.

El modelo CEC LCOE es simple, para ello han optado por utilizar los costos anuales de generación para cada tecnología, los cuales son comúnmente obtenidos para análisis financieros, con la diferencia de que se le aplica una mayor transformación de los costos anuales en el valor presente, es decir, que una vez tomada en cuenta la variación del valor del dinero en el tiempo y traídos los costos anuales de generación a valor presente, se aplica un factor que descuenta aún más los costos de generación; así lo describe el algoritmo implementado en el cálculo del LCOE por la CEC.

Los datos utilizados por la CEC para el cálculo del LCOE son tomados de los formularios presentados por cada propietario de una central de generación eléctrica, las centrales de generación con una capacidad de 1MW o más, están obligados a proporcionar la información sobre su generación bruta, generación neta, uso de combustible por tipo de combustible, así como electricidad total consumida en el sitio y las ventas de electricidad,

las centrales eléctricas con una capacidad de 50 MW o más también informan el costo mensual de combustible por tipo de combustible. Las centrales eléctricas con capacidad de 1 MW o más, proporcionan información ambiental relacionada con los recursos biológicos, las plantas de energía con una capacidad de 20 MW o más también proporcionan información ambiental relacionada con el suministro de agua y aguas residuales [13].

Toda la información que las centrales de generación proporcionan a la CEC se la realiza de manera periódica, para plantas de 1 MW a menos de 10 MW el formulario se envía de manera anual, para las plantas de energía con capacidad 10 MW o más, este formulario se envía de manera trimestral. Solo la información ambiental se presenta anualmente.

La CEC en su informe denominado “Estimated Cost of New Utility-Scale Generation in California”, ha establecido la metodología de cálculo del LCOE, además de presentar las estimaciones de costos nivelados que reflejan el costo promedio por megavatio-hora para que una empresa construya y opere una planta de energía durante la vida útil de la instalación. Cabe mencionar que el reporte ha sido actualizado en el 2018 para incluir las nuevas tecnologías de generación eléctrica que han tenido una gran penetración en el sistema eléctrico de California, las energías renovables.

$$LCOE = \sum_{t=1}^n \left[ \frac{Costo_i}{(1+r)^t} * \frac{r * (1+r)^t}{((1+r)^t - 1)} \right] \quad (3.3)$$

**Tabla 3.2.** Parámetros y consideraciones del LCOE de la CEC

Parámetro	Unidades	Descripción
<b>Costo</b>	\$ /MWh	Es el costo de generar energía eléctrica cada año. Este valor es equivalente a dividir todos los egresos registrados durante un año para toda la energía generada en el mismo año. Incluye el capital propio y financiamiento para la construcción de la central, O&M, costo de combustible, costos de mitigación de emisiones, impuestos y depreciaciones.

<b>r</b>	% / pu	Es la tasa de descuento del dinero, es la tasa efectiva asumida a la que se descuentan los flujos de ingresos futuros.
<b>t</b>	-	Año en el que ocurre un movimiento del flujo de efectivo, descuenta el efectivo en función de que tan alejado del presente se realice.
<b>n</b>	años	Vida útil de la inversión. Es la vida útil supuesta de una nueva planta y el período durante el cual se calcula la inversión.

Si bien en la ecuación (3.3) no se muestran el resto de los parámetros necesarios para el cálculo del LCOE (capital propio y financiamiento para la construcción de la central, O&M, costo de combustible, costos de mitigación de emisiones, impuestos y depreciaciones), estos ya se encuentran incluidos en la variable *Costo*. Tampoco se detalla la metodología de cálculo para determinar este parámetro, posiblemente por cuestiones de confidencialidad, sin embargo, la CEC presenta una aplicación en Excel y una guía de usuario para el uso de la herramienta que permite el cálculo del LCOE [25].

Adicionalmente, a pesar de que no se cuenta con la información completa para utilizar de la mejor manera la metodología planteada por la CEC, organizaciones gubernamentales de California como El Consejo de Protección del Océano (OPC, por sus siglas en inglés), en su reporte denominado “California’s Coastal Power Plants: Alternative Cooling System Analysis” plantea una metodología de cálculo de costos anuales para centrales eléctricas [26].

### **3.3. Modelo LCOE del Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido [27]**

Para el Departamento de Energía y Cambio Climático (DECC, por sus siglas en inglés), el costo nivelado de generación de electricidad es el costo de vida útil descontado de la propiedad y uso de una unidad de generación, convertido en una unidad equivalente de costo de generación.

En otras palabras, el costo nivelado de generación es la relación entre los costos totales de una planta genérica (incluidos los costos de capital y operativos) y la cantidad total de

energía eléctrica que se espera generar durante la vida útil de la planta (incluyendo tiempo de planeamiento, construcción, y desmontaje). Ambos se expresan en términos de valor actual neto.

El modelo de cálculo del LCOE no considera los flujos de ingresos para los generadores (por ejemplo, de la venta de electricidad o ingresos de otras fuentes), con la excepción de los ingresos por calefacción para centrales de cogeneración, que se incluyen para que las estimaciones reflejen únicamente el costo de la generación de electricidad.

El LCOE no cubre costos adicionales que pueden recaer a otros actores del sector eléctrico, como el costo total del balanceo del sistema y la inversión en la red, o impactos en la calidad del aire.

$$LCOE_{estimado} = \frac{VPN \text{ costos totales}}{VPN \text{ energía}}, \text{ donde}$$

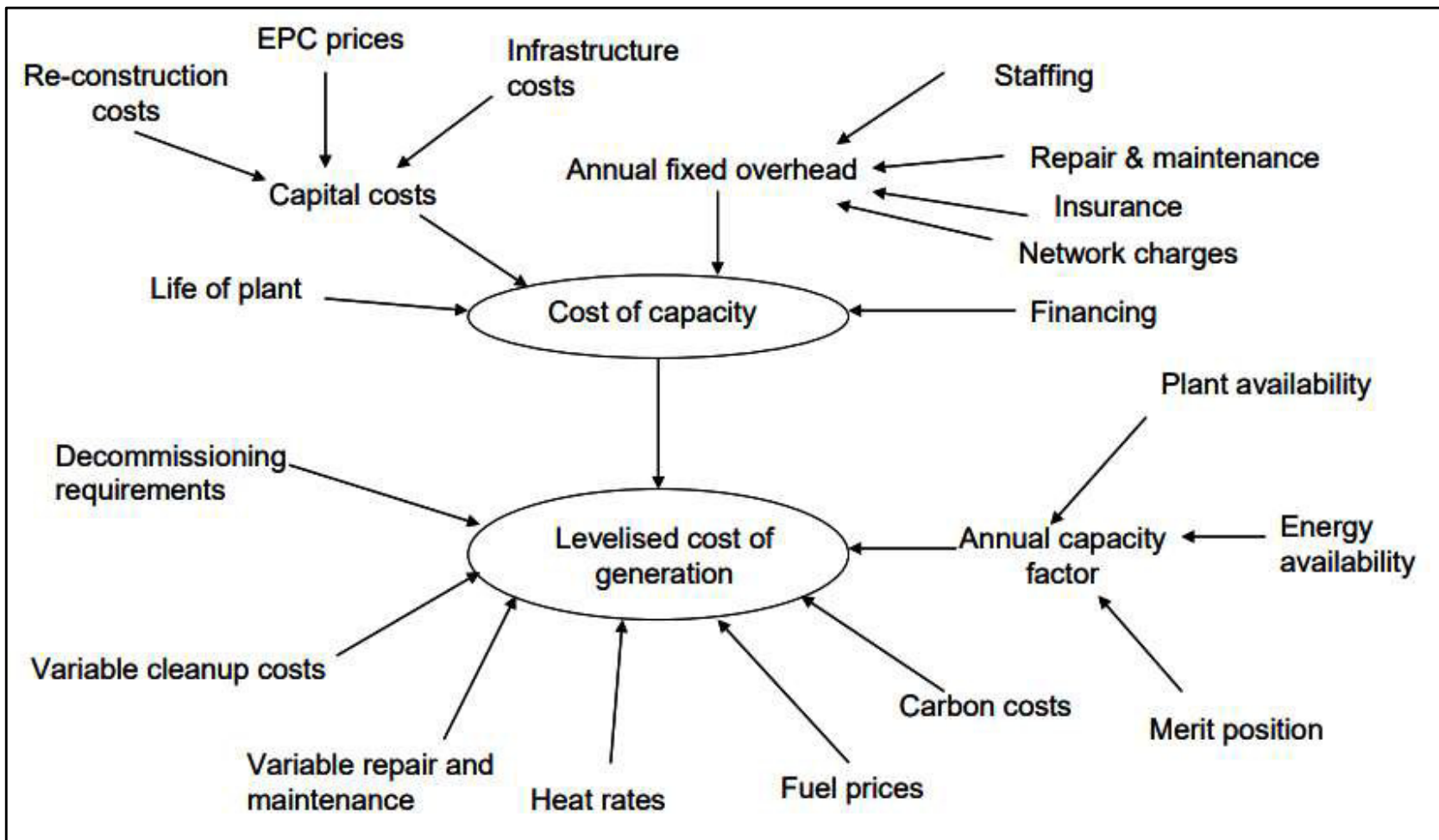
$$VPN \text{ costos totales} = \sum_{t=1}^n \frac{capex \text{ y } opex_t}{(1+r)^t} \quad (3.4)$$

$$VPN \text{ energía} = \sum_{t=1}^n \frac{energía \text{ generada neta}}{(1+r)^t}$$

**Tabla 3.3.** Parámetros y consideraciones del LCOE del DECC

Parámetro	Unidades	Descripción
Capex	\$	<p>Son los costos de construcción de la central eléctrica, incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Costos de predesarrollo</li> <li>- Costos de construcción</li> <li>- Costos de infraestructura</li> </ul>

<b>Opex</b>	\$	<p>Son los costos de operación de la central eléctrica, incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Opex fijo</li> <li>- Opex variable</li> <li>- Seguro</li> <li>- Costos de conexión</li> <li>- Costos de transporte y almacenamiento de carbón</li> <li>- Costos del fondo de desmantelamiento</li> <li>- Ingresos por calor</li> <li>- Precios de combustible</li> <li>- Precio de carbón</li> </ul>
<b>Energía generada neta</b>	kWh	<p>Datos de generación esperados:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Factor de planta</li> <li>- Disponibilidad</li> <li>- Eficiencia</li> <li>- Factor de carga</li> </ul>
<b>t</b>	% / pu	Tasa de impuesto pagada
<b>n</b>	años	Vida útil de la inversión. Es la vida útil supuesta de una nueva planta y el período durante el cual se calcula la inversión.



**Figura 3.3** Factores del LCOE

A diferencia del sistema de información utilizado por la EIA, el DECC presenta un esquema simple de las variables necesarias para el cálculo del LCOE, lo que permite descartar muchas variables de poca relevancia en el tema, no obstante se entiende que el análisis para otras aplicaciones de la información en poder del DECC es muy limitado.

## CAPITULO 4

### 4. Modelo de Costo Nivelado

#### 4.1. Introducción

A continuación se presenta detalladamente la metodología de cálculo adoptada para este trabajo escrito. En primer lugar se plantea el desarrollo de la expresión matemática que se utilizará para el cálculo de los costos nivelados de energía; luego, se describe cada uno de los componentes que se obtuvieron del análisis de las metodologías de cálculo presentadas anteriormente, y se incluyeron aquellos componentes faltantes que personalmente son relevantes dentro de la metodología.

#### 4.2. Costo Nivelado de Energía

El Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es una medida que permite comparar las diferentes tecnologías de generación eléctrica. De manera simplificada es la razón entre todos los costos que ha tenido que cubrir una central de energía eléctrica a lo largo de su vida útil, y la energía eléctrica total neta generada a lo largo de la vida útil [20], [28], [29].

$$sLCOE = \frac{\textit{Suma de los costos durante la vida útil}}{\textit{Energía total generada durante la vida útil}} \quad (4.1)$$

La ecuación anterior es conocida como “LCOE simple” ya que es la manera más sencilla de calcular el LCOE de una central eléctrica, sin embargo esta expresión se aleja de la realidad ya que no considera factores financieros y algébricos.

El LCOE es semejante a calcular una tarifa única de por vida a la cual se vendería toda la energía eléctrica generada por la central, de tal forma que los egresos totales se vean cubiertos en su totalidad, sin tener excedentes ni pérdidas. Básicamente, viene a ser el punto de equilibrio donde no se gane ni se pierda dinero al final de la vida útil del proyecto. Por lo tanto, se puede partir de esta premisa para determinar la expresión que más se ajuste a la definición, la cual se muestra a continuación.

$$\text{Ingresos por venta de energía eléctrica} = \text{Egresos por generación de energía eléctrica} \quad (4.2)$$

Ambas partes de la ecuación (4.2) pueden expresarse como la sumatoria de sus componentes anuales, y debido a que se está trabajando con cantidades de dinero en diferentes periodos de tiempo, es necesario traer esas cantidades a valor presente.

$$\sum_{t=0}^n \frac{\text{Ganancia anual}_t}{(1+r)^t} * = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Egreso anual}_t}{(1+r)^t} \quad (4.3)$$

Las ganancias por venta de energía eléctrica se calculan multiplicando la energía generada a lo largo del año  $E_t$ , por el precio o tarifa de la energía eléctrica del mismo año  $T_t$ .

$$Ec \sum_{t=0}^n \frac{E_t * T_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Egreso anual}_t}{(1+r)^t} \quad (4.4)$$

El precio al que se venderá la energía puede variar a lo largo del tiempo de vida útil del proyecto, no obstante, lo que se desea encontrar es justo un valor supuesto que caracterice el costo de la energía eléctrica durante la vida útil del proyecto mas no el costo real por año, y que sea capaz de igualar los ingresos por venta de energía con los egresos por generación eléctrica. Por lo que se puede considerar al precio o tarifa de la energía eléctrica como un valor constante, y por lo tanto puede extraerse del sumatorio.

$$T * \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Egreso anual}_t}{(1+r)^t} \quad (4.5)$$

Es justo este valor  $T$  al cual se lo denomina LCOE. Despejando  $T$  de la ecuación (4.5) se obtiene la siguiente expresión.



$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Egreso\ anual_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.6)$$

La ecuación **(4.6)** representa exactamente lo mismo que algunas que se muestran en la sección anterior, se puede presentar de manera más detallada y de forma general para todo tipo de central de generación eléctrica de la siguiente manera.

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{P_t}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=0}^n \frac{EX}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (4.7)$$

Donde:

- $CP$  : Capital de Inversión Propio
- $TI$  : Tasa de Impuestos
- $P_t$  : Pago del Préstamo en los diferentes años t
- $I_t$  : Pago de los Intereses en los diferentes años t
- $O\&M_t$  : Gastos de Operación y Mantenimiento en el año t
- $C_t$  : Combustible adquirido en el año t
- $Ex$  : Valores extra que pueden aumentar o reducir gastos
- $E$  : Energía Generada durante un año
- $t$  : Año en el que ocurre la operación financiera
- $r$  : Tasa de descuento de los flujos de efectivo del proyecto (WACC)
- $n$  : Vida útil de la central de generación eléctrica o proyecto
- $d$  : Tasa de degradación de la central de generación eléctrica

Es un error pensar que en la ecuación **(4.7)** y todas las relacionadas, la Energía Generada durante cada año sea depreciada mediante la tasa de descuento; como se presentó en

esta sección, el término  $\frac{1}{(1+r)^t}$  que se encuentra acompañando al término  $E_t$  es resultado de las operaciones algebraicas para despejar una variable, en este caso el LCOE. Es importante señalar esto, debido a que en muchas publicaciones no se muestra el desarrollo ni la explicación de la metodología, y que en muchos foros y sitios de internet se menciona que la energía debe verse afectada por la tasa de descuento siendo esto incorrecto, ya que no es dinero sino energía.

Finalmente, la mayoría de los elementos presentados anteriormente se suelen trabajar con anterioridad y por separado para determinar otros índices de factibilidad como el VAN y la TIR dando como resultado expresiones más simples, por lo que se le puede dar otro enfoque a la ecuación agrupando los egresos en términos de los costos fijos y variables, o en términos de CAPEX y OPEX, ya que es más común trabajar con estas expresiones.

$$LCOE = \frac{CP + \sum_{t=1}^n \frac{Costo\ fijo_t + Costo\ variable_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=0}^n \frac{Ex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (4.8)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t} \pm \sum_{t=0}^n \frac{Ex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t * (1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad (4.9)$$

## 4.3. Componentes

### 4.3.1. Capital de inversión

Este componente comprende las inversiones destinadas al diseño, construcción y puesta en marcha de la central de generación.

Son bienes de inversión, aquellos que cumplen las siguientes características:

- No están destinados al consumo inmediato.

- Tienen una duración aproximadamente igual al proyecto.
- Son gastos comúnmente no reiterativos, es decir, que se los realizara una sola vez.

Por lo tanto los elementos que forman parte del capital de inversión son: diseños (civiles, eléctricos, electromecánicos, y demás), adquisición de licencias, adquisición de bienes, acondicionamiento de terrenos, construcción de vías de acceso, transporte de maquinarias y equipos, puesta en marcha de la central, en ocasiones se suele incluir los sueldos y salarios del primer año.

Es común encontrar que el capital de inversión o la estructura de capital de una empresa provenga de diferentes fuentes de financiamiento (Capital Propio y Deuda), no obstante como el dinero proveniente de un préstamo es un ingreso que enseguida se gasta no se lo considera como capital de inversión. Otra manera de entenderlo es que el dinero proveniente de préstamos no es propiedad de los accionistas por lo que no es un egreso que salga directamente de la cartera de estos, sin embargo se debe reembolsar posteriormente. En resumen, el capital de inversión es el capital propio que se invierte en la central.

Una manera sencilla de estimar este valor es mediante la utilización de índices obtenidos empíricamente como es el caso del "Precio por vatio" que generalmente estará dado en rangos y estará en función de la ubicación, tipo de central y la capacidad a instalar; de igual manera se suele aplicar esto para estimar los costos de operación y mantenimiento, o los costos fijos y variables.

En este punto, el inversionista decide qué porcentaje del monto total del capital de inversión desea asumir y que porcentaje estará cubierto mediante un préstamo bancario, generalmente se suele asumir una relación de 30/70 o 20/80, 20% de capital propio y 80% de endeudamiento. La metodología de amortización del préstamo también es decisión del inversionista, pero la más común es el método francés.

#### **4.3.2. Costos fijos $[US\$ / kW]$**

Existen diversas metodologías para la determinación de los costos fijos, entre las cuales están: la metodología de costos contables, la metodología de valores de reposición, y la metodología de los valores comerciales esto se usan mucho en proyectos no necesariamente relacionados con las centrales de generación eléctrica, no obstante también son aplicables a este tipo de estudios Cabe mencionar que en Ecuador, la

ARCONEL, estableció una metodología para determinar costos fijos de las centrales eléctricas que se detalla a continuación.

La metodología de cálculo correspondiente a los costos fijos se encuentra establecida en la Regulación No. CONELEC 004/09, donde se menciona que el valor del costo fijo estará en función del factor de disponibilidad de cada central de generación.

Es importante mencionar que la metodología de cálculo del factor de disponibilidad fue reformada en la Resolución No. ARCONEL 069/16, y por lo tanto el cálculo de la anualidad de costo fijo debe basarse en dicha Resolución.

#### **4.3.2.1. Componentes**

- Costos fijos de operación y mantenimiento

También llamado Costos fijos de Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M), considera a todos aquellos desembolsos de dinero que realiza la entidad durante el periodo después de ocurrida la inversión inicial con el fin de mantener en funcionamiento las instalaciones o activos en servicio y son independientes de la energía producida.

- Costos de calidad, repotenciación y gestión ambiental

En concordancia con la Resolución No. CONELEC 064/12 se debe tomar en cuenta el costo correspondiente a mantenimientos rutinarios, mantenimientos mayores, labores de repotenciación de equipos, cualquier actividad que incorpore nuevas tecnologías y/o prolongue la vida útil de la central, y actividades relacionadas con la remediación y gestión ambiental y social.

- Pago de préstamos e intereses

Corresponde a los pagos que la empresa debe cubrir la central de generación por créditos u otros instrumentos que haya suscrito para el financiamiento de un proyecto.

#### **4.3.2.2. Metodología para costos fijos**

El factor de disponibilidad ( $fd$ ) de una central de generación es la cantidad de tiempo que puede producir electricidad durante un período determinado de tiempo, dividido por la

cantidad de tiempo en dicho período. El cálculo del factor de disponibilidad de la central considerará las indisponibilidades debidas a:

- Mantenimientos programados y emergentes.
- Salidas forzadas de la unidad de generación.
- Indisponibilidad por falta de combustible, exceptuándose de este tratamiento a las centrales que usan gas natural.
- Pruebas solicitadas por el agente, que impidan o limiten la posibilidad de la unidad de ser considerada en el despacho económico.

No obstante, no se considerará las indisponibilidades debidas a:

- Salidas de la central por causas imputables a otro participante del mercado eléctrico, independientemente de que este pertenezca o no a una misma empresa.
- La salida de un generador o central por causas de fuerza mayor, avaladas previamente por ARCONEL.
- Limitaciones hidrológicas que disminuyan la producción de las centrales hidroeléctricas.

El factor de disponibilidad mensual por central de generación se obtendrá de la siguiente manera:

$$fd_m = \frac{\sum_{t=1}^T Pdisp_t}{\sum_{t=1}^T Pefec_t} \quad (4.10)$$

$$fd_p = \frac{\sum_{i=1}^{12} fd_{m,i}}{12}$$

Donde:

$fd_m$ : Factor de disponibilidad mensual para el mes m.

$Pdisp_t$ : Potencia efectiva declarada de la central en la hora t.

$P_{efec_t}$ : Potencia disponible de la central en la hora t.

$fd_p$ : Factor de disponibilidad promedio de los últimos doce meses.

$T$ : Horas del mes de análisis.

La remuneración de la mensualidad para los generadores públicos y privados bajo la modalidad comercial de costos fijos y variables se obtendrá usando la siguiente expresión:

$$Mens = \frac{Anualidad * fd_R}{12} \quad (4.11)$$
$$fd_R = \begin{cases} 1 & \text{si } fd_p \geq fd_{ref} \\ \frac{fd_p}{fd_{ref}} & \text{si } fd_p < fd_{ref} \end{cases}$$

Donde:

$Mens$ : Remuneración mensual del costo fijo.

$Anualidad$ : Valor en dólares destinado a cubrir los costos fijos, determinado por ARCONEL para cada tecnología de generación.

$fd_R$ : Factor de disponibilidad remunerable de la central de generación.

El valor de la anualidad deberá contener todos los componentes mencionados con anterioridad.

En la Tabla 4.1 se detallan los factores de disponibilidad referenciales por tipo de tecnología de las centrales generadoras, los cuales servirán para la comparación del factor de disponibilidad promedio mensual.

**Tabla 4.1.** Factores de disponibilidad referenciales

Tipo de central	Tecnología	$fd_{ref}$
Hidráulica	Embalse	0,92
	Pasada	0,90
Térmica	Vapor	0,80

	Gas	0,80
	MCI	0,80

Para remunerar el costo fijo mensual a empresas privadas de generación delegadas por el Estado a través de un contrato de compraventa de energía se usará la siguiente expresión:

$$Mens = \frac{cf_{unit} * \sum_{t=1}^T Pdisp_t}{T} \quad (4.12)$$

Donde:

$Mens$  : Remuneración mensual del costo fijo.

$cf_{unit}$  : Costo fijo establecido en la negociación.

Finalmente, una vez obtenida la remuneración mensual promedio de costos fijos de acuerdo a lo establecido en la Resolución, se deben ajustar los valores a una medida anual por lo cual, a la remuneración mensual se la debe multiplicar por 12, obteniendo así una anualidad de costo fijo.

En Ecuador no existe una regulación que establezca la metodología para determinar los costos fijos de centrales eólicas y fotovoltaicas, por lo que se tomará como referencia un método simple y comúnmente utilizado en estos casos de incertidumbre; se suele manejar un factor único que represente a los costos fijos y variables, estos, están en función del tipo de central y la capacidad de la planta.

#### 4.3.3. Costos variables [ $US\$ / kWh$ ]

Los costos variables de producción son aquellos necesarios para operar y mantener la central de generación y que cambian en función de la energía producida.

De acuerdo a lo mencionado en el Informe Técnico-Económico del Análisis y Determinación del Costo Del Servicio Público De Energía Eléctrica, los costos variables se establecerán de la siguiente manera:

- Para centrales de generación hidráulicas, el cálculo correspondiente a los costos variables deberá realizarse utilizando el factor de  $0,2 [cUS\$ / kWh]$  o  $2 [US\$ / MWh]$  el cual se encuentra establecido en el inciso segundo de la Disposición Transitoria Tercera “Declaración de los Costos Variables de Producción” de la Regulación No. CONELEC 013/08.
- Para centrales de generación térmica, incluyendo biomas y biogás, el cálculo correspondiente a los costos variables deberá realizarse conforme a lo establecido en la Regulación No. CONELEC 003/03

A continuación se detallan los componentes y metodología para establecer los costos variables de producción de acuerdo con la Regulación No. CONELEC 003/03.

#### **4.3.3.1. Componentes**

Los componentes del costo variable de producción son:

- Combustible.
- Transporte del combustible
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación
- Agua potable.
- Mantenimientos programados entre 2 mantenimientos mayores.
- Costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación del impacto ambiental.
- Energía eléctrica de servicios auxiliares.

No se deben considerar aquellos costos correspondientes al mantenimiento destinado a repotenciar las unidades o aquellos costos destinados a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.



#### 4.3.3.2. Metodología para costos variables

Dentro de la metodología de cálculo del LCOE, el combustible es una variable muy importante a tomar en cuenta ya que es un gasto que ocurre de manera periódica, y que es necesario en ciertas centrales para la generación de electricidad.

Siempre se encontrará que las centrales de generación eléctrica que funcionan en base a recursos naturales no renovables, es decir, que utilizan combustibles fósiles, tendrán un costo asociado a la obtención de este recurso; y que este costo deberá cubrir tanto el costo del combustible (materia prima) como de su transporte. Ventajosamente, este tipo de centrales se pueden ubicar tan cerca de las distribuidoras de combustible como les sea posible, a diferencia de las centrales de energías renovables que necesariamente deben ubicarse junto a la fuente del recurso natural.

- Costos de combustible

$$CC = \frac{PC}{RC} \quad (4.13)$$

Donde:

*CC*: Costo de combustible.

*PC*: Precio promedio combustible por unidad de volumen.

*RC*: Rendimiento de la unidad respecto a la generación bruta.

- Costo de transporte de combustible

$$CTC = \frac{PGT}{RC} \quad (4.14)$$

Donde:

*CTC*: Costo de transporte del combustible.

*PC*: Precio de transporte del combustible por unidad de volumen.

$RC$ : Rendimiento de la unidad respecto a la generación bruta.

- Costo de lubricantes, productos químicos y otros insumos

$$CLYO = \frac{\sum(PU_i * MC_i)}{GB} \quad (4.15)$$

Donde:

$CLYO$ : Costo de lubricantes, productos químicos y otros insumos.

$PU_i$ : Precio unitario del insumo  $i$ .

$MC_i$ : Rendimiento de la unidad respecto a la generación bruta.

$GB$ : Generación bruta

- Costo de agua potable

Este parámetro considera tanto el consumo como el uso de agua dentro de una central de generación, es decir, en el caso de centrales termoeléctricas se debe tomar en cuenta el agua utilizada para el consumo humano y el agua utilizada en el circuito de refrigeración.

$$CAP = \frac{PA * CAA}{GB} \quad (4.16)$$

Donde:

$CAP$ : Costo de agua potable.

$PA$ : Precio del agua potable durante el periodo de análisis.

$CAA$ : Consumo de agua potable.

- Costos de mantenimiento

$$CM = \frac{RPTM + OIM + MOAM}{GB} \quad (4.17)$$

Donde:

*CM*: Costo de mantenimiento.

*RPTM*: Valor de repuestos para mantenimientos programados.

*OIM*: Valor de otros insumos para mantenimientos programados.

*MOAM*: Valor de la mano de obra adicional contratada.

- Costos variables de operación y mantenimiento

El valor correspondiente a los equipos adquiridos durante el periodo de análisis y que están destinados al control y mitigación del impacto ambiental.

- Costos de energía eléctrica para servicios auxiliares

$$CEE = \frac{CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM}{1 - \frac{CAX}{GB}} * \frac{CAX}{GB} \quad (4.18)$$

Donde:

*CEE*: Costos de energía eléctrica para servicios auxiliares

*CAX*: Consumo de energía exclusivo de servicios auxiliares

La remuneración mensual de costos variables es igual a la suma de todos los costos señalados anteriormente.

$$CV = CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM + CEE \quad (4.19)$$

Finalmente, una vez obtenida la remuneración mensual promedio de costos variables de acuerdo a lo establecido en la Regulación, se deben ajustar los valores a una medida anual por lo cual, a la remuneración mensual se la debe multiplicar por 12, obteniendo así una anualidad de costo variable.

En Ecuador no existe una regulación que establezca la metodología para determinar los costos variables de centrales eólicas y fotovoltaicas, por lo que se utiliza el factor que generaliza costos fijos y variables mencionado anteriormente.

#### **4.3.4. Extras (*Ex*)**

Las metodologías de cálculo de los costos fijos y variables establecidas en las regulaciones no toman en cuenta el pago del préstamo y por lo tanto se lo colocará en esta sección. Como se indicó anteriormente, el método de amortización será decisión del inversionista, donde la tasa de interés estará dada por la entidad bancaria que más le convenga.

La reducción o exoneración del pago de impuestos se ha vuelto una herramienta a fin de generar incentivos para la construcción de proyectos de generación eléctrica. Este tipo de incentivo evita un costo a una empresa, por lo que es importante considerar el pago de los impuestos ya que el ahorro que se genera al evitar el pago de impuestos puede generar una diferencia considerable en el resultado del LCOE entre dos proyectos.

Los impuestos son tributos obligatorios exigidos por el estado a los individuos para atender a las necesidades de los servicios públicos, sin tener en cuenta compensaciones o beneficios especiales [30].

El pago de impuestos se encuentra descrito en la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (LORTI). Para empresas, en el análisis financiero del Estado de Resultados, antes de obtener la Utilidad Neta se realiza el descuento de los impuestos. Como lo indica la normativa, se realiza el pago de utilidades a los trabajadores, el cual obedece a un principio de reparto justo de la riqueza generada por la empresa entre los actores que han participado en la generación de esta. En el caso ecuatoriano, según lo descrito en el Código de Trabajo en su artículo 97, las empresas tienen la obligación de repartir entre sus trabajadores el 15% de su utilidad. Sobre lo que queda, se calcula el impuesto a la renta que se debe pagar al Estado, a través del Servicio de Rentas Internas (SRI), que en nuestro país y según la Ley Tributaria corresponde al 25%.

Un ejemplo claro es el proyecto denominado Bloque ERNC lanzado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), en el que se menciona la

exoneración de Impuestos a la Salida de Divisas (ISD), exoneración de 12 años del Impuesto a la Renta en el territorio nacional y ocho años si la inversión es en Quito o Guayaquil, todo esto para nuevos proyectos de generación eléctrica con inversión privada [31].

Anteriormente se presentó que en el reporte de la EIA, Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020, se aplicaban dos tipos de incentivos: Crédito fiscal a la producción (PTC) y Crédito fiscal por inversión (ITC), los cuales son ingresos económicos y que a final de cuentas generan una reducción de los costos a quienes desarrollan los proyectos de generación eléctrica.

#### **4.3.5. Tasa de descuento**

La tasa de descuento a aplicar en el cálculo del LCOE estará dada por la metodología del WACC. Como se presentó anteriormente, esta es la metodología más completa y que se ajusta más a la realidad de los análisis financieros.

Esta será diferente para cada proyecto, sin embargo por cuestiones prácticas en cada caso de estudio se asumirá una tasa de descuento igual para todas las centrales, y cada caso de estudio tendrá su propia tasa de descuento con el fin de presentar la sensibilidad de los resultados.

#### **4.3.6. Energía generada durante la vida útil**

Existen diferentes maneras para determinar la energía generada de una central eléctrica; lo más simple es asumir un factor de planta constante para toda la vida útil del proyecto, o darle cierta variabilidad de acuerdo con una distribución de probabilidad, y multiplicarlo por la capacidad de la central.

Un método más complejo para determinar la energía generada de la central eléctrica son las estimaciones de producción eléctrica, las cuales se pueden obtener mediante estudios o simulaciones en software; para esto, se puede considerar múltiples variables dependiendo de la disponibilidad de la información necesaria para el estudio. De manera general se tienen las siguientes variables

- Capacidad de la central eléctrica,
- Factor de planta o disponibilidad del recurso primario,
- Eficiencia de la central eléctrica,

- Degradación de los generadores

De forma más completa se pueden incluir:

- Factores probabilísticos de confiabilidad como: Disponibilidad de la central, considerando así la probabilidad de falla.
- Mantenimientos mayores y menores, planificados y no planificados.

Para cualquier calculo, normalmente se trabaja con la Energía Neta, sin embargo, ya que la metodología de cálculo de los costos variables incluye un costo asociado al consumo eléctrico de la central debido a Servicios Auxiliares, es necesario trabajar con la Energía Neta más la Energía consumida por los Servicios Auxiliares de la central de generación, caso contrario se estaría realizando una doble penalización en los cálculos.

#### 4.3.7. Período de análisis

Existen dos metodologías para establecer un período de análisis en el cual realizar el cálculo del LCOE.

- Se puede establecer un período común para todas las tecnologías de generación, este es el caso de la metodología utilizada por la EIA, DOE y NREL de Estados Unidos, a pesar de esto, no se recomienda el uso de esta metodología más que para ofrecer un resultado rápido y aproximado en presentación de reportes anuales, ya que se pierde información de centrales de generación de mayor vida útil como las hidráulicas; y agrega costos de reposición para centrales de menos vida útil como las fotovoltaicas.
- Para estudios más específicos se deben establecer períodos diferentes de tiempo para cada tecnología, los cuales estarán definidos en función de la vida útil de la central de generación, estos períodos de tiempo pueden estar definidos por leyes o normas técnicas. (EIA)

<b>Tecnología</b>	<b>Tiempo de vida útil [años]</b>
Eólicas y fotovoltaicas	20 - 25
Térmicas	25-35
Hidráulicas	70 - 80

#### 4.4. Clasificación de las centrales de generación eléctrica

Para realizar la clasificación de las centrales de generación se tomará como referencia una clasificación establecida en la Regulación No. CONELEC 003/03; y que en función de la información disponible por central, dicha regulación no tiene relación alguna con la metodología de cálculo del LCOE, únicamente se tomará esta clasificación con fines prácticos, y para la presentación de resultados.

<b>Tipo de central y rango de potencia</b>
Turbovapor
Turbogas
MCI
Eólicas
Fotovoltaicas
Biomasa - Biogás
Hidro 0 - 5 MW
Hidro 5 - 50 MW
Hidro > 50 MW

#### 4.5. Sensibilidad de los cálculos

Siempre es importante analizar el efecto que tendrá la variación de un parámetro en los resultados, ya que esto permite prever escenarios futuros y tomar decisiones de manera oportuna. Para el análisis de sensibilidad se recomienda analizar aquellas variables de mayor incertidumbre, como es el caso de la tasa de descuento; sin embargo se pueden analizar más variables con el objetivo de obtener resultados de escenarios optimistas y pesimistas.

#### 4.6. Creación de escenarios

Esta sección no es parte de la metodología de cálculo del LCOE, sin embargo se la utilizó por la incertidumbre en los datos proporcionados.

A partir de la información disponible, tanto la proporcionada por la ARCONEL y en su mayoría información reunida de sitios web, se extraerán datos que permitan describir el comportamiento de las diferentes variables necesarias para el cálculo del LCOE, y mediante el uso de métodos estocásticos y la utilización de la distribución de probabilidad normal, se extrapolarán los datos del resto de centrales, y así completar información incompleta.

La utilización de la distribución de probabilidad normal se ajusta al comportamiento de todas las variables (precio por vatio, costos fijos y variables, y energía generada), además permite de manera sencilla realizar variaciones a cada uno de los parámetros. No se tomará en cuenta los efectos de la estacionalidad.

Finalmente, mediante el Método de Montecarlo, se realizarán las simulaciones respectivas para encontrar expresiones que se ajusten a la realidad.



## **CAPITULO 5**

### **5. Aplicación de la metodología**

#### **5.1. Introducción**

En el presente capítulo se aplicará la metodología propuesta a la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, debido a que se cuenta con mucha información de la central. El objetivo principal, es presentar un ejemplo de cálculo donde se muestre paso a paso el procedimiento para la estimación de la energía, de los costos fijos y variables, y la convergencia de las Simulaciones de Montecarlo.

Además, se mostrarán los resultados de todas las centrales desarrolladas, y finalmente se realizará un análisis de los resultados.

#### **5.2. Suposiciones de cálculo**

Con base en la información obtenida de las centrales, se trata de encontrar patrones semejantes entre centrales de la misma tecnología para completar información faltante, principalmente costos de inversión. Se trató de evitar el uso de información de otros países ya que generalmente los costos varían demasiado, se verificó esto con los datos de las centrales de las que sí se poseía la información completa.

Para estimar la energía generada se utilizaron los datos obtenidos de informes y estadísticas de las entidades oficiales (CENACE, CNEL y ARCONEL) y periódicos. La proyección de la energía se obtuvo en base a datos de generación mensual y factores de planta. Adicionalmente se consideraron factores de crecimiento de la demanda y degradación de los generadores.

Para establecer los costos fijos y variables de las centrales se utilizó la información proporcionada por ARCONEL y CENACE respectivamente, la metodología de cálculo se realizó en base a las regulaciones mencionadas en la metodología. Es importante mencionar que se les aplicó un factor de variabilidad a los costos fijos dentro del rango aceptable establecido en la Regulación No. CONELEC 004/09; el rango de variación aceptable está dado para el factor de disponibilidad, pero es aplicable a los costos fijos ya que según la ecuación (4.11) son directamente proporcionales; sin embargo existen registros de que el costo fijo puede variar más allá del rango establecido [32].

En el caso de centrales fotovoltaicas y eólicas, ya que no se cuenta con una metodología de cálculo de costos fijos y variables concisa, se optó por utilizar factores presentados en otros trabajos de titulación, donde el costo de AO&M para centrales eólicas esta entre el 2 y 3% de la inversión total cada año, y para centrales fotovoltaicas se establece un rango de entre 25 y 30 US\$/kWp-año [33].

Para establecer los montos de capital de inversión de las centrales de las cuales no se contaba con información, se utilizaron métodos de extrapolación no lineal que menor error presentaron (potencial y logarítmica), adicionalmente se contrastaron y validaron los resultados obtenidos de la extrapolación con estimaciones de costo por vatio presentados en otros trabajos de titulación [34]. Se utilizó la relación 30/70 para establecer el valor del capital propio y el préstamo, al cual se le aplicó el método de amortización francés con una tasa de interés del 8,5% anual tomada de la información de tasas referenciales presentada por el Banco Central del Ecuador.

En el caso de centrales fotovoltaicas, de las cuales no se tenía registro alguno del monto total de inversión, se estimó un valor entre 2 y 2,5 millones de dólares por cada MW instalado; este rango se obtuvo de manera empírica y corresponde a valores de entre 5 a 10 años atrás.

Finalmente no se aplicará ningún mecanismo de incentivo para el análisis del LCOE.

### 5.3. Ejemplo de cálculo

<b>COCA CODO SINCLAIR (CCS)</b>					
<b>Capacidad</b>	1500 MW				
<b>Número de Unidades</b>	8				
<b>Factor de planta estimado (diseño)</b>	66,21%				
<b>Factor de planta real promedio 3 años</b>	47,00%				
<b>Inversión total</b>	2600 millones				
<b>Valor medio de costo fijo anual</b>	33,68644 \$/W				
<b>Generación Neta [MWh]</b>					
	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>enero</b>	-	579.373,00	590.538,89	565.855,73	541288,766
<b>febrero</b>	-	492.081,05	416.726,49	483.609,93	534194,763

<b>marzo</b>	-	513.032,35	554.767,94	544.618,20	517608,566
<b>abril</b>	-	385.581,30	550.042,87	536.658,05	544423,523
<b>mayo</b>	-	410.145,16	551.157,22	553.942,59	563811,604
<b>junio</b>	-	398.438,29	486.835,47	524.103,60	609250,752
<b>julio</b>	-	440.339,05	533.919,10	370.123,96	630994,75
<b>agosto</b>	-	413.051,76	468.864,21	524.122,26	552486,317
<b>septiembre</b>	-	574.378,18	519.740,17	550.700,04	627297,01
<b>octubre</b>	-	563.802,76	456.083,49	572.516,71	624127,416
<b>noviembre</b>	436446,76	532.383,75	497.844,65	584.505,65	-
<b>diciembre</b>	458479,82	611.217,76	574.187,91	591.148,45	-

Con los datos de generación mensual se calculó el valor promedio y la desviación estándar de la muestra, datos necesarios para la curva de distribución de probabilidad normal con los que se generaron 2000 datos aleatorios de energía mensual en cada simulación. Posteriormente se calcularon valores anuales de generación con los que se calculó nuevamente un valor medio y una desviación estándar.

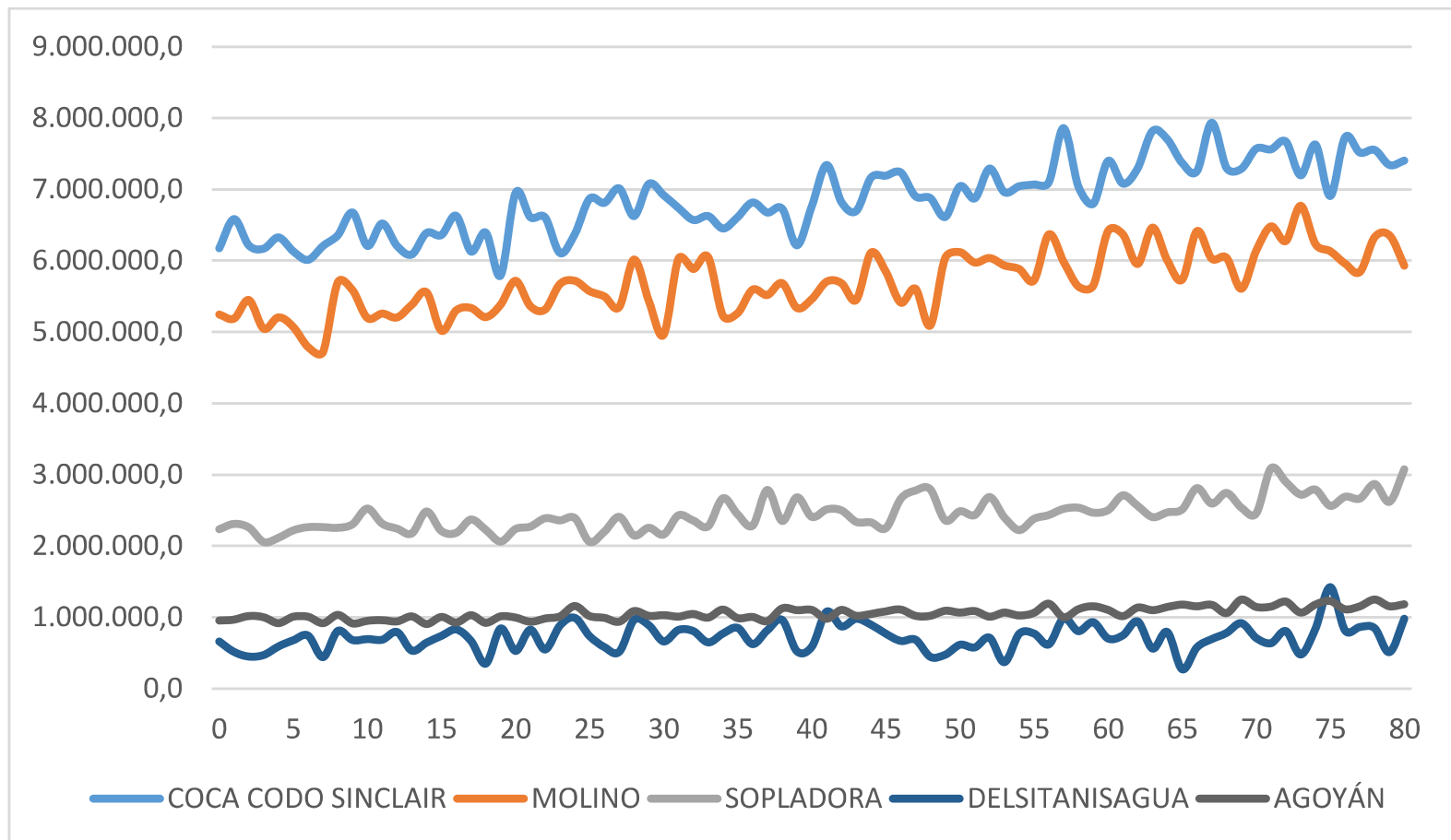
**Tabla 5.1.** Parámetros curva normal Generación CCS

<b>Parámetros de generación [MWh]</b>		
	<b>Mensual</b>	<b>Anual</b>
<b>Valor promedio</b>	514 345,499	6 172 340,380
<b>Desviación estándar</b>	65 525,697	225 972,546

El número de simulaciones se fue incrementando hasta que se cumpliera el criterio de parada para que los valores promedio y desviación estándar convergían en un valor.

Utilizando los parámetros de la Tabla 5.1 se generaron datos a 80 años a futuro, periodo de tiempo de análisis respectivo para centrales hidroeléctricas. Adicionalmente se aplicó

un factor un crecimiento del 0,25% considerando un incremento de la demanda a energía anual y a la vez la degradación de la central.

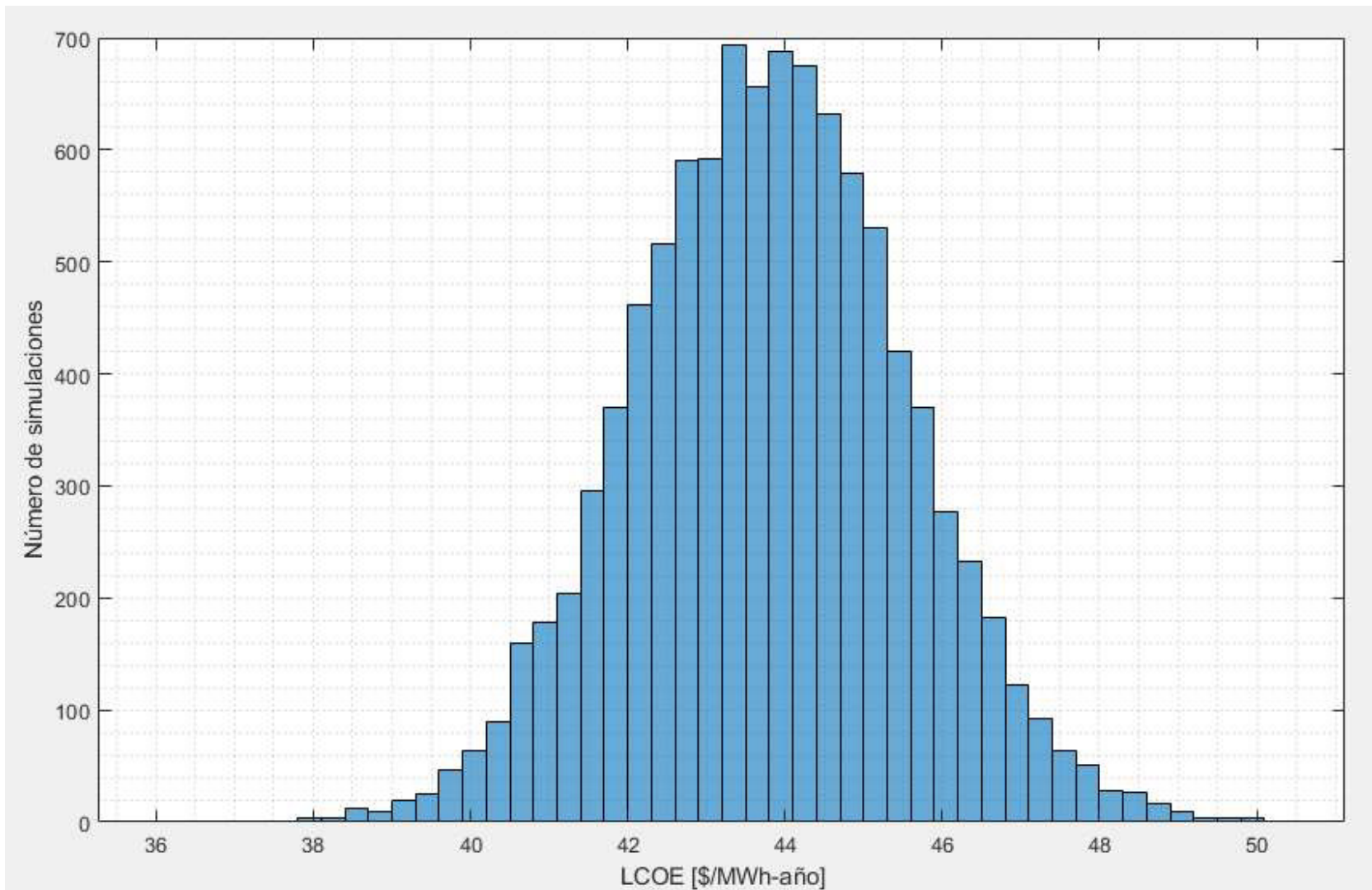


**Figura 5.1.** Proyección de energía generada para centrales hidroeléctricas > 50MW

A partir de esta información proyectada se calcularon los costos variables con el factor de  $2[US\$/MWh]$ . Y para la proyección a 80 años de los costos fijos se utilizó el valor medio disponible en la información entregada por ARCONEL, con una variación del  $\pm 2\%$ .

Una vez que se tuvieron los datos de generación, costos fijos y costos variables para el periodo establecido, con la ayuda de la ecuación (4.8) se calculó el valor de LCOE. Sin embargo, este valor es solo uno de los muchos casos que se deben analizar para obtener el LCOE promedio para una central de 1500 MW como lo es Coca Codo Sinclair, así que todo el proceso se repite tantas veces hasta que se cumpla el criterio de parada de la simulación de Montecarlo, o las veces que uno considere aceptable debido a la carga computacional que este proceso conlleva.

Los resultados obtenidos para el LCOE de la central CCS se muestran representados en forma de histograma en la Figura 5.2.



**Figura 5.2.** Histograma de LCOE para CCS

En la Figura 5.2 se puede apreciar que el valor de LCOE más probable para las centrales hidroeléctricas de 1500 MW de acuerdo con las condiciones dadas, se encuentra alrededor de 43,80 [\$/MWh]. El LCOE específico de la central CCS es uno de los valores que están representados en el histograma y no necesariamente le corresponde el valor medio, sino que, debido a la cantidad de simulaciones, se han generado miles de casos de diferentes proyectos de 1500 MW inexistentes pero factibles con los que se ha calculado un valor medio y más probable.

## 5.4. Caso de estudio 1

A continuación se mostrarán los resultados de cálculo del LCOE de las centrales eléctricas del Ecuador, aplicando una tasa de descuento del 9,5%

### - CENTRALES HIDRÁULICAS

Primero se muestran los resultados obtenidos para centrales hidroeléctricas de varias capacidades, se puede notar que el valor del LCOE medio va disminuyendo a medida que la capacidad de la central de generación incrementa; esto se debe a que, si bien es cierto que el costo de implementación de una central hidroeléctrica aumenta con su capacidad instalada, el costo por vatio de la central se reduce y que, las centrales hidroeléctricas de gran capacidad se construyen con embalses que aumentan los factores de planta. Se utilizó una escala semilogarítmica para una mejor visualización de los resultados debido a que existe una gran cantidad de centrales hidroeléctricas de baja capacidad y muy pocas de gran capacidad.

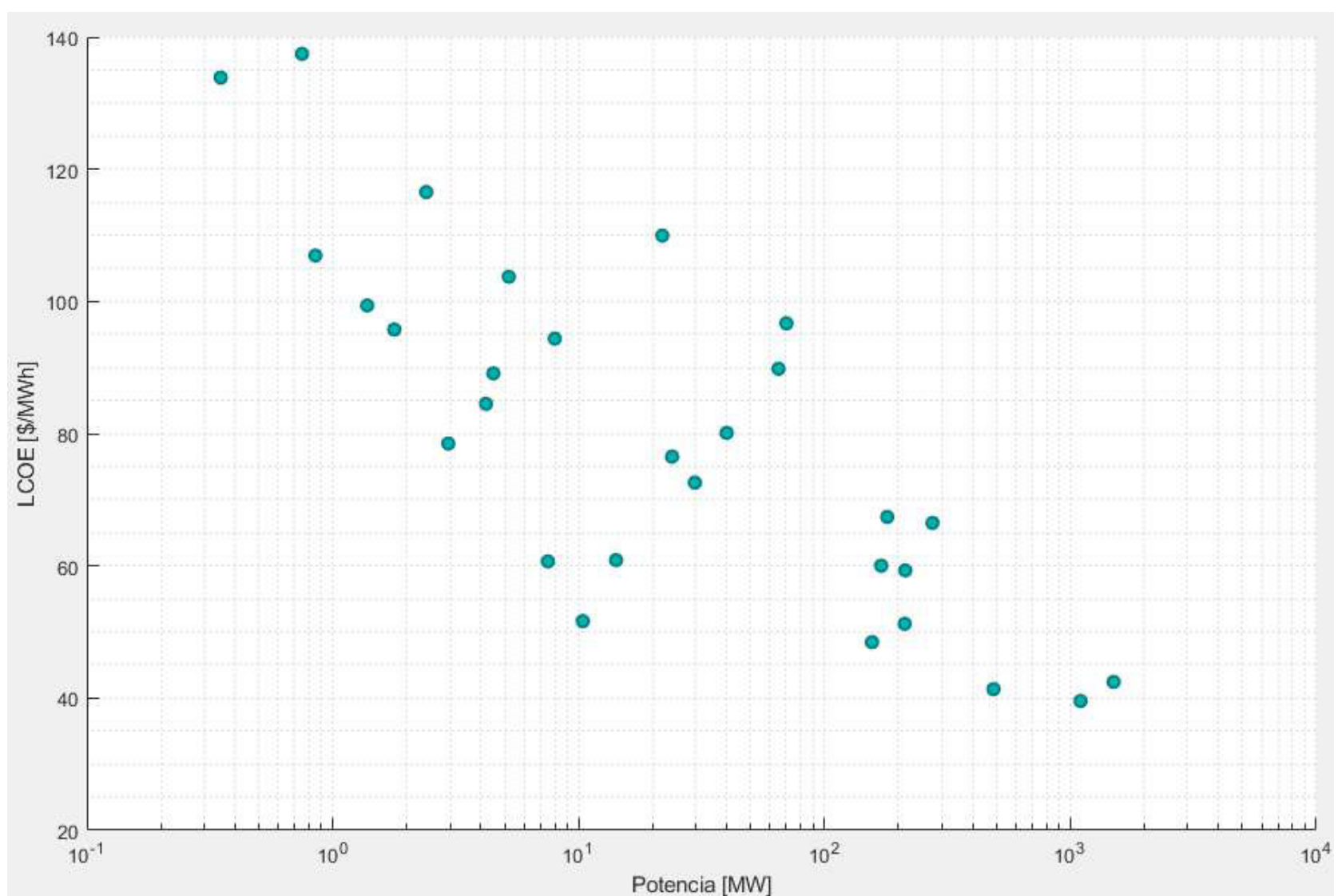


Figura 5.3. LCOE promedio para centrales hidroeléctricas

Los datos de la Figura 5.3 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

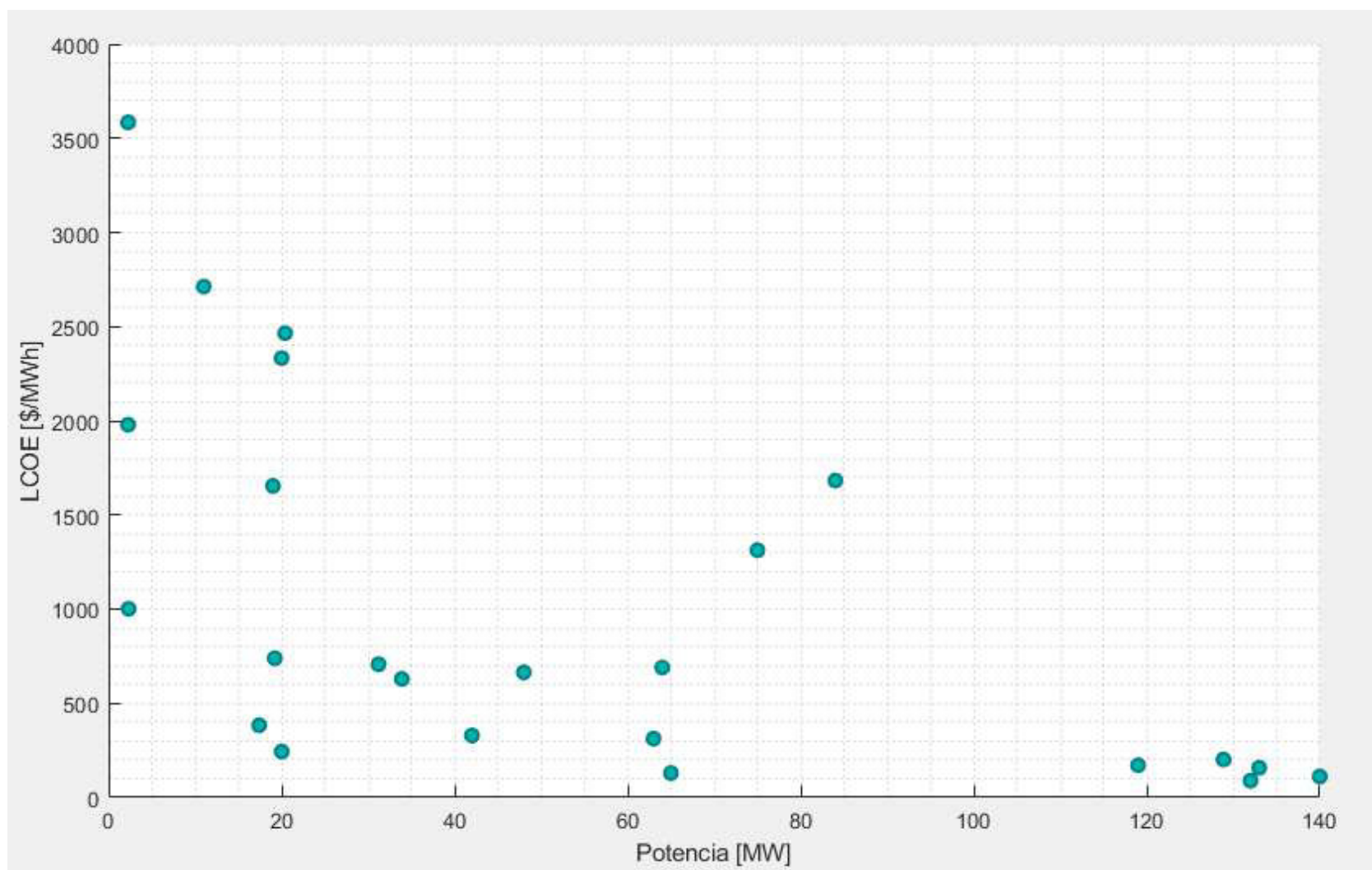
**Tabla 5.2.** LCOE promedio para centrales hidroeléctricas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
COCA CODO SINCLAIR	1.500,00	42,05
MOLINO	1.100,00	39,22
SOPLADORA	486,99	40,92
MINAS SAN FRANCISCO	275,00	66,03
MARCEL LANIADO	213,00	58,91
SAN FRANCISCO	212,00	50,94
DELSITANISAGUA	180,00	66,90
MAZAR	170,00	59,61
AGOYÁN	156,00	48,05
PUCARÁ	70,00	95,71
MANDURIACU	65,00	89,32
CUMBAYÁ	40,00	79,45
NAYÓN	29,70	71,87
SAUCAY	24,00	75,89
GUANGOPOLO	21,90	108,78
RECUPERADORA	14,20	60,34
ALAO	10,40	51,28
EL AMBI	8,00	93,46
EI CARMEN	7,50	60,17
ILLUCHI II	5,20	103,19
PASOCHOA	4,50	88,46
ILLUCHI I	4,20	83,91
SAN MIGUEL DE CAR	2,95	77,86
CARLOS MORA	2,40	115,94
LOS CHILLOS	1,78	95,30
LA PLAYA	1,38	99,16
EI ESTADO	0,85	106,44
NIZAG	0,75	136,87
CATAZACON	0,35	133,31
<b>PROMEDIO</b>		<b>79,29</b>



## - CENTRALES TÉRMICAS

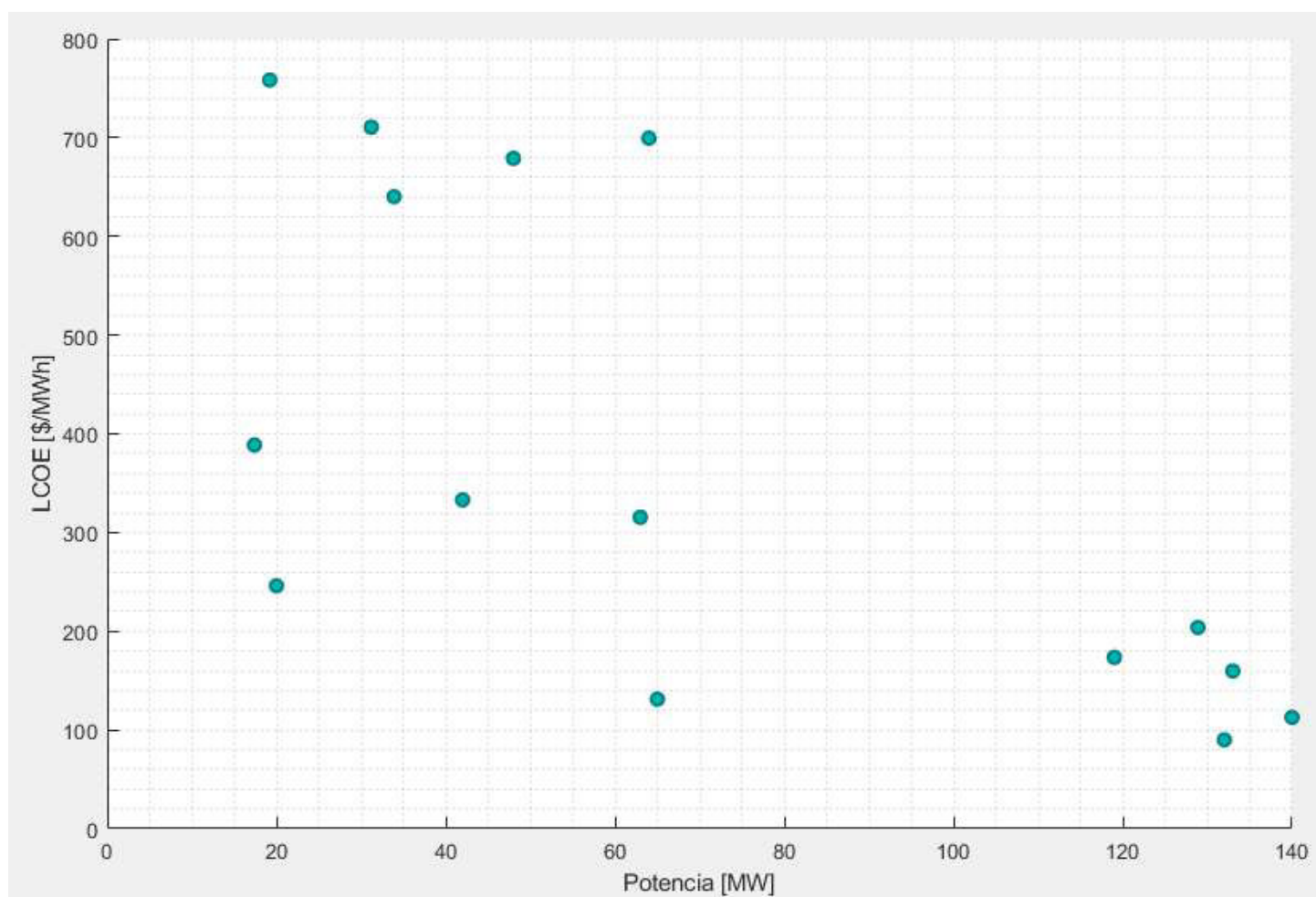
A continuación se muestran los resultados obtenidos para centrales térmicas de varias capacidades y tecnologías, a primera vista se puede notar que los valores de LCOE están muy dispersos y no se rigen a ninguna tendencia y esto se debe a que las centrales de generación térmica se clasifican en diferentes tecnologías que presentan grandes diferencias unas de otras.



**Figura 5.4.** LCOE promedio para centrales térmicas

Se distinguió que los valores de LCOE se disparaban exageradamente en algunos casos y se determinó que esto solo ocurre a centrales de baja capacidad donde el factor de planta era inferior al 0,5% y de aquellas centrales que al año solo registraban como máximo 4 valores de generación. Resulta que estas centrales que arrojan valores de LCOE excesivamente altos corresponden a aquellas centrales térmicas que ayudan hacer compensación reactiva y por lo tanto no tienen un valor de generación de energía activa elevada; serán descartadas del análisis ya que estas centrales de generación no están destinadas a generar energía activa.





**Figura 5.5.** LCOE promedio para centrales térmicas descartando compensación

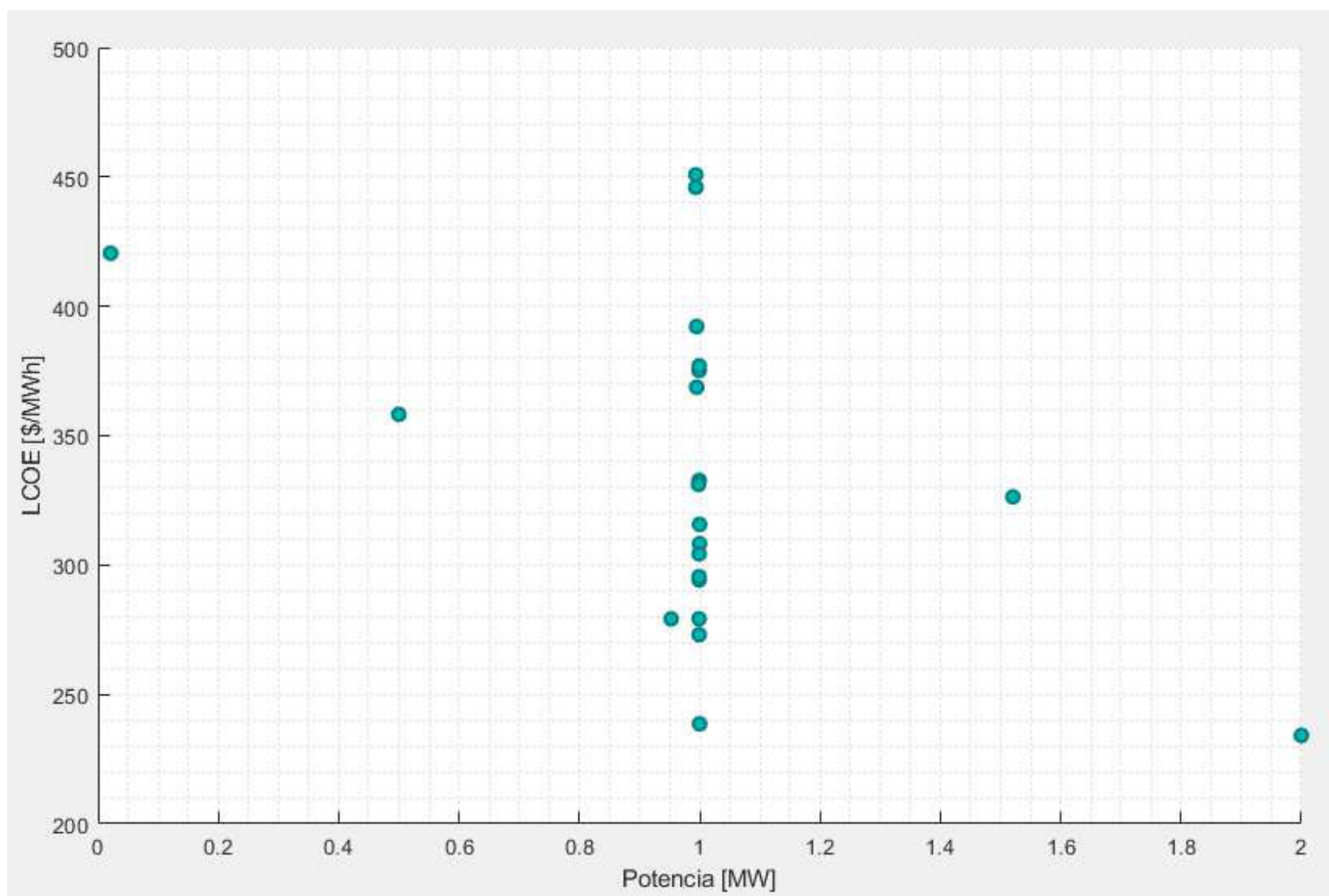
Los datos de la Figura 5.5 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.3.** LCOE promedio para centrales térmicas

Central	Tipo	Capacidad [MW]	LCOE [\$/MWh]
Termogas Machala I	G	132	89,25
Termogas Machala II	G	119	171,91
Álvaro Tinajero	G	64	201,95
Jaramijó	MCI	128,88	689,30
Esmeraldas II	MCI	63	312,36
Guangopolo II	MCI	48	665,53
Jivino III	MCI	42	329,24
Santa Elena III	MCI	33,9	631,48
Gualberto Hernández	MCI	31,2	700,60
El Descanso	MCI	19,2	741,95
Manta II	MCI	17,4	383,04
Gonzalo Zevallos	V	140	111,78
Trinitaria	V	133	157,99
Esmeraldas	V	65	130,35
Aníbal Santos	V	20	243,69
<b>Promedio</b>			<b>371,19</b>

## - CENTRALES FOTOVOLTAICAS

A continuación se muestran los resultados obtenidos para centrales fotovoltaicas de varias capacidades, se puede notar que en Ecuador existen varias centrales fotovoltaicas de 1 MW y que el valor del LCOE es muy variable; esto tiene mucho sentido ya que el parámetro que más diferencia una central fotovoltaica de otra de las mismas capacidades, es la energía generada. En el informe emitido por el CONELEC, denominado ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, se muestra que la irradiación solar es muy variada a lo largo del país, y por lo tanto el LCOE para centrales fotovoltaicas en el Ecuador estará ligado a la ubicación del proyecto.



**Figura 5.6.** LCOE promedio para centrales solares

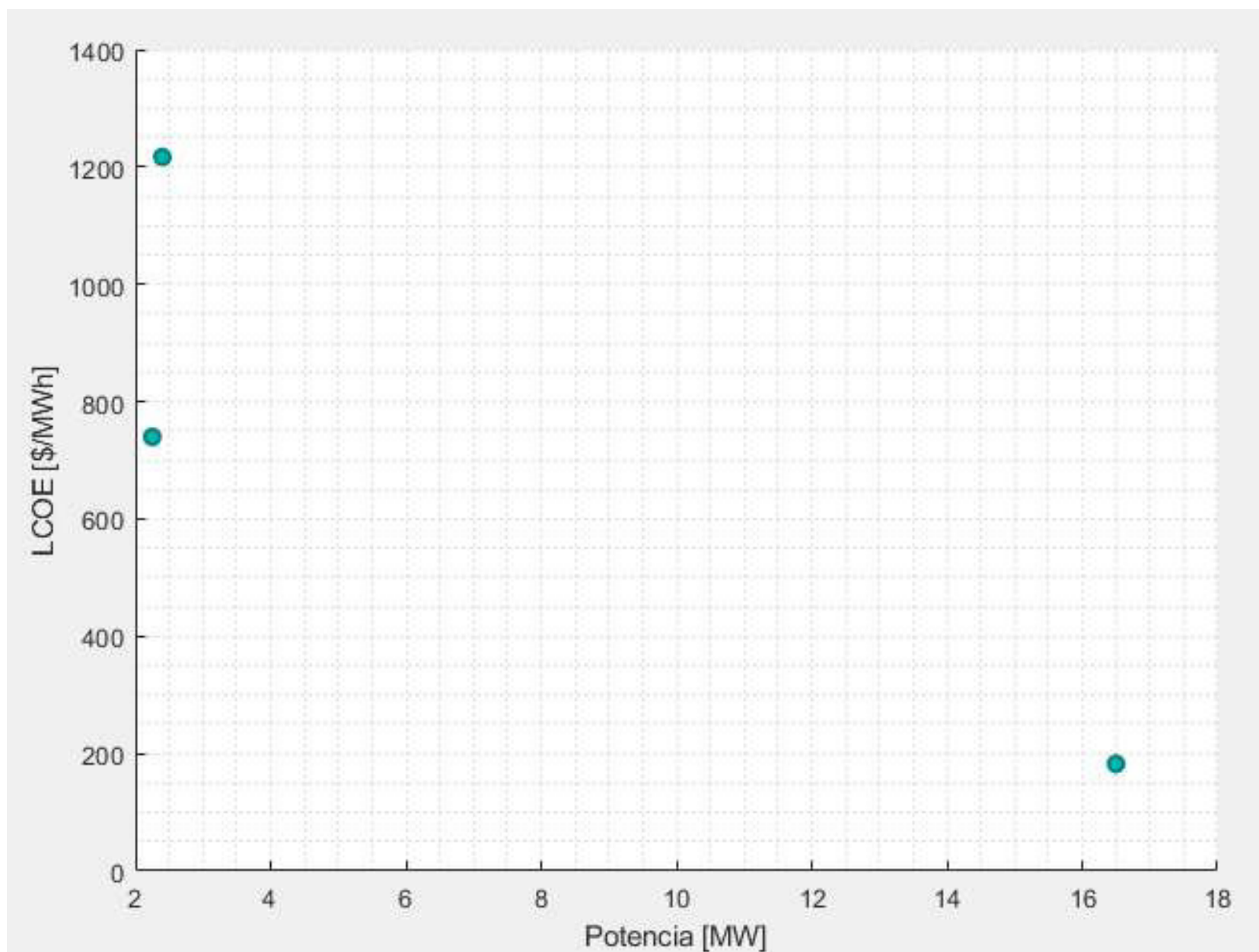
Los datos de la Figura 5.6 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.4.** LCOE promedio para centrales fotovoltaicas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
Salinas	2	234,82
Santa Cruz Solar Puerto Ayora	1,5206	326,63
Tren Salinas	1,0000	238,19
Pastocalle	0,9998	308,09
Mulaló	0,9998	315,41
San Pedro	0,9990	272,90
Gonzanergy	0,9990	278,91
Electrisol	0,9990	294,29
Lojaenergy	0,9990	295,52
Sabiango Solar	0,9990	304,50
Renova Loja	0,9990	332,72
Sanersol	0,9990	375,59
Brineforcorp	0,9990	377,76
Paragachi	0,9980	331,45
Wildtecsa	0,9950	368,59
Sansau	0,9950	392,82
Genrenotec	0,9936	445,90
Altgenotec	0,9936	450,65
Isabela Solar	0,9526	279,53
Enersol	0,5000	359,21
Floreana Perla Solar	0,0210	419,74
<b>Promedio</b>		<b>333,49</b>

- **CENTRALES EÓLICAS**

A continuación se muestran los resultados obtenidos para las únicas 3 centrales eólicas del Ecuador, no se puede predecir un comportamiento adecuado debido a la mínima cantidad de datos disponibles, sin embargo se nota un comportamiento semejante a las centrales hidráulicas.



**Figura 5.7.** LCOE promedio para centrales eólicas

Los datos de la Figura 5.7 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.5.** LCOE promedio para centrales eólicas

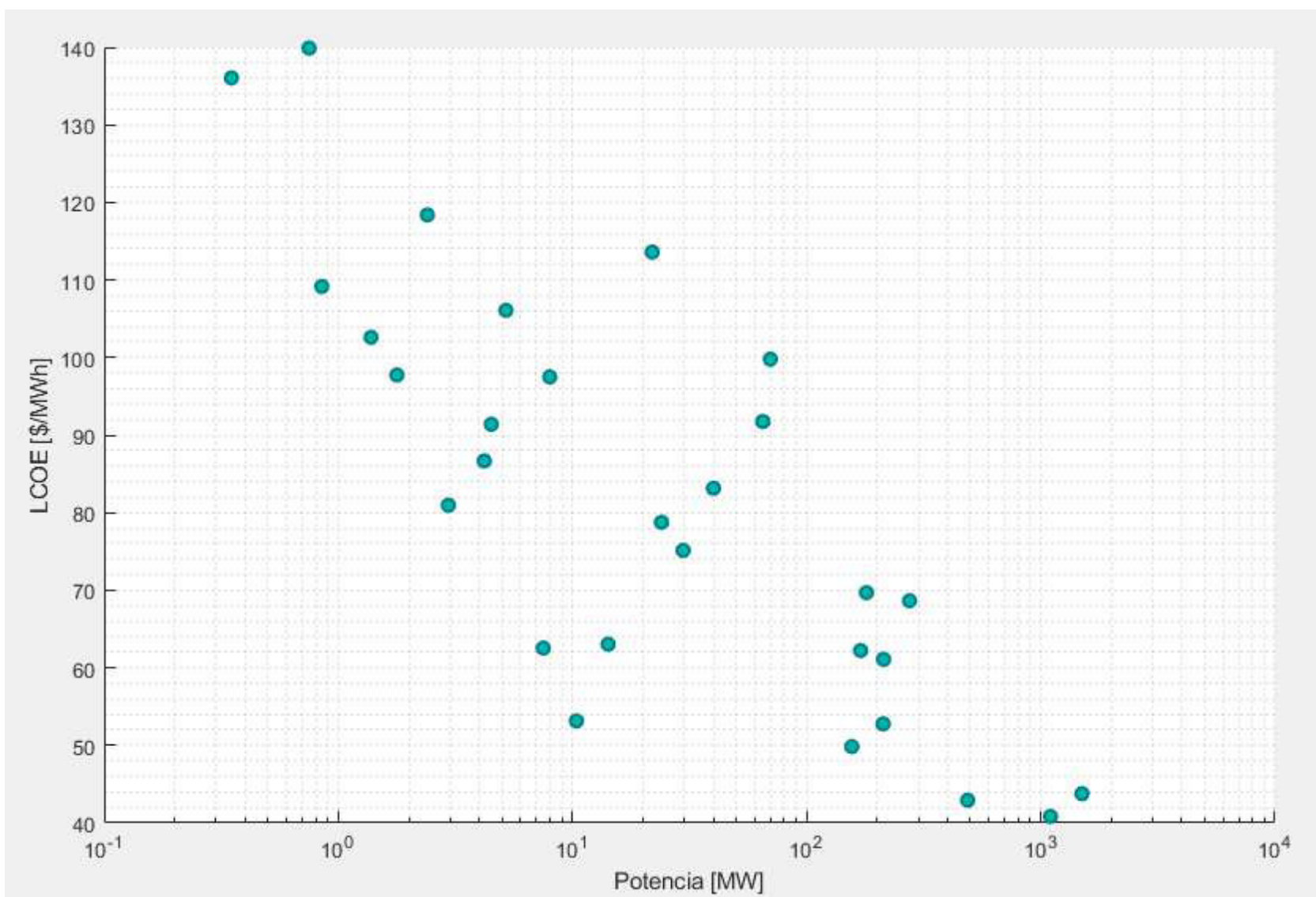
<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$ /MWh]</b>
Villonaco	16,5	183,00
San Cristóbal	2,4	1219,31
Baltra	2,25	741,70
Promedio		713,074

## 5.5. Caso de estudio 2

A continuación se mostrarán los resultados de cálculo del LCOE de las centrales eléctricas del Ecuador, aplicando una tasa de descuento del 11%

### - CENTRALES HIDRÁULICAS

Respecto al anterior caso de estudio, se puede notar un ligero incremento de los valores del LCOE.



**Figura 5.8.** LCOE promedio para centrales hidroeléctricas

Los datos de la Figura 5.3 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

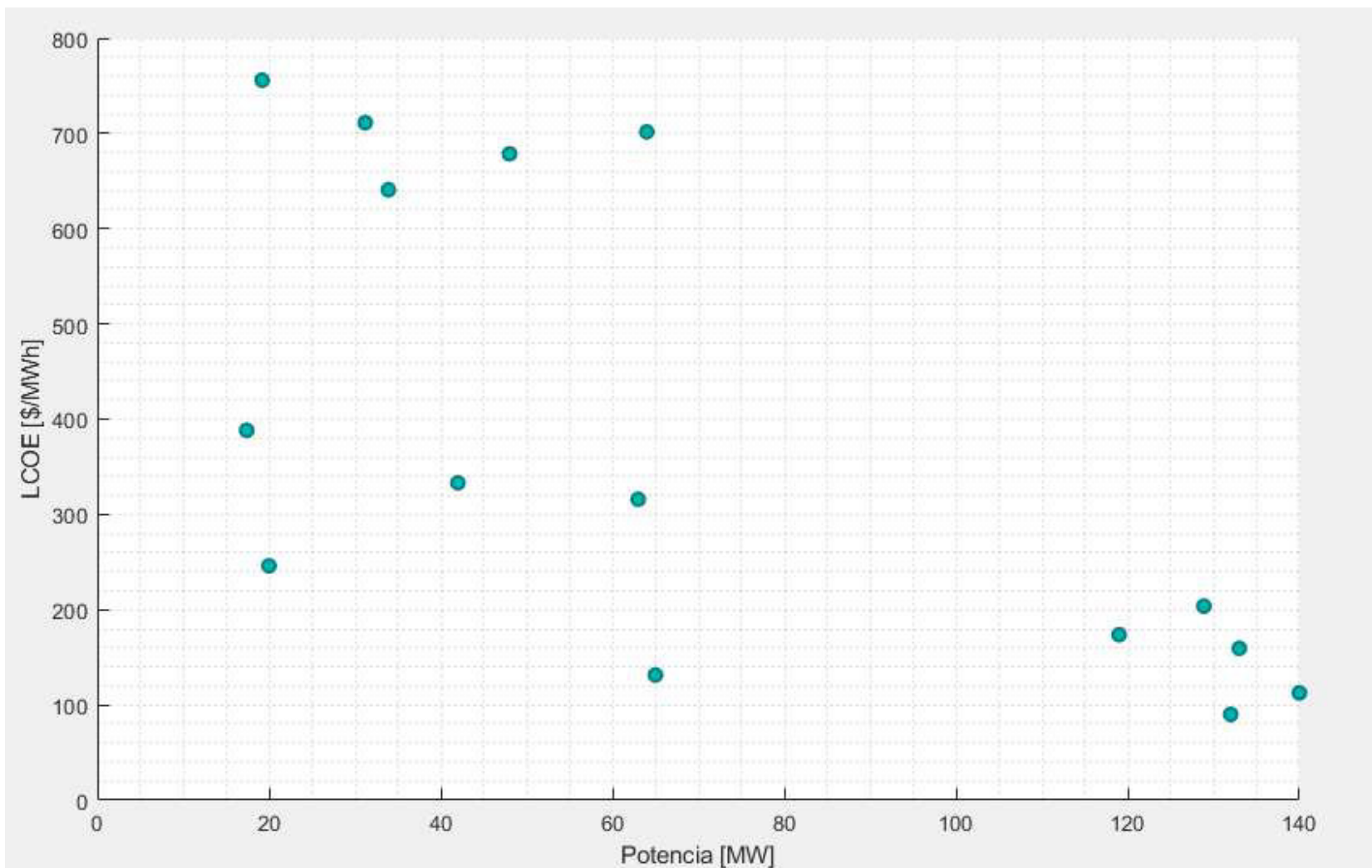
**Tabla 5.6.** LCOE promedio para centrales hidroeléctricas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
COCA CODO SINCLAIR	1.500,00	43,76
MOLINO	1.100,00	40,84
SOPLADORA	486,99	42,92
MINAS SAN FRANCISCO	275,00	68,64
MARCEL LANIADO	213,00	61,09
SAN FRANCISCO	212,00	52,77
DELSITANISAGUA	180,00	69,69
MAZAR	170,00	62,22
AGOYÁN	156,00	49,84
PUCARÁ	70,00	99,79
MANDURIACU	65,00	91,76
CUMBAYÁ	40,00	83,15
NAYÓN	29,70	75,14
SAUCAY	24,00	78,77
GUANGOPOLO	21,90	113,61
RECUPERADORA	14,20	63,03
ALAO	10,40	53,15
EL AMBI	8,00	97,51
EI CARMEN	7,50	62,54
ILLUCHI II	5,20	106,09
PASOCHOA	4,50	91,39
ILLUCHI I	4,20	86,67
SAN MIGUEL DE CAR	2,95	80,96
CARLOS MORA	2,40	118,39
LOS CHILLOS	1,78	97,75
LA PLAYA	1,38	102,60
EI ESTADO	0,85	109,16
NIZAG	0,75	139,90
CATAZACON	0,35	136,06
<b>PROMEDIO</b>		<b>82,04</b>



## - CENTRALES TÉRMICAS

A continuación se muestran los resultados obtenidos para centrales térmicas que están destinadas totalmente a generar energía activa. Se puede observar, al igual que en el caso anterior, que en la Figura 5.9 existen agrupaciones de datos, lo que representa una notoria diferencia de LCOE por tecnología.



**Figura 5.9** LCOE promedio para centrales térmicas descartando compensación

Los datos de la Figura 5.9 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

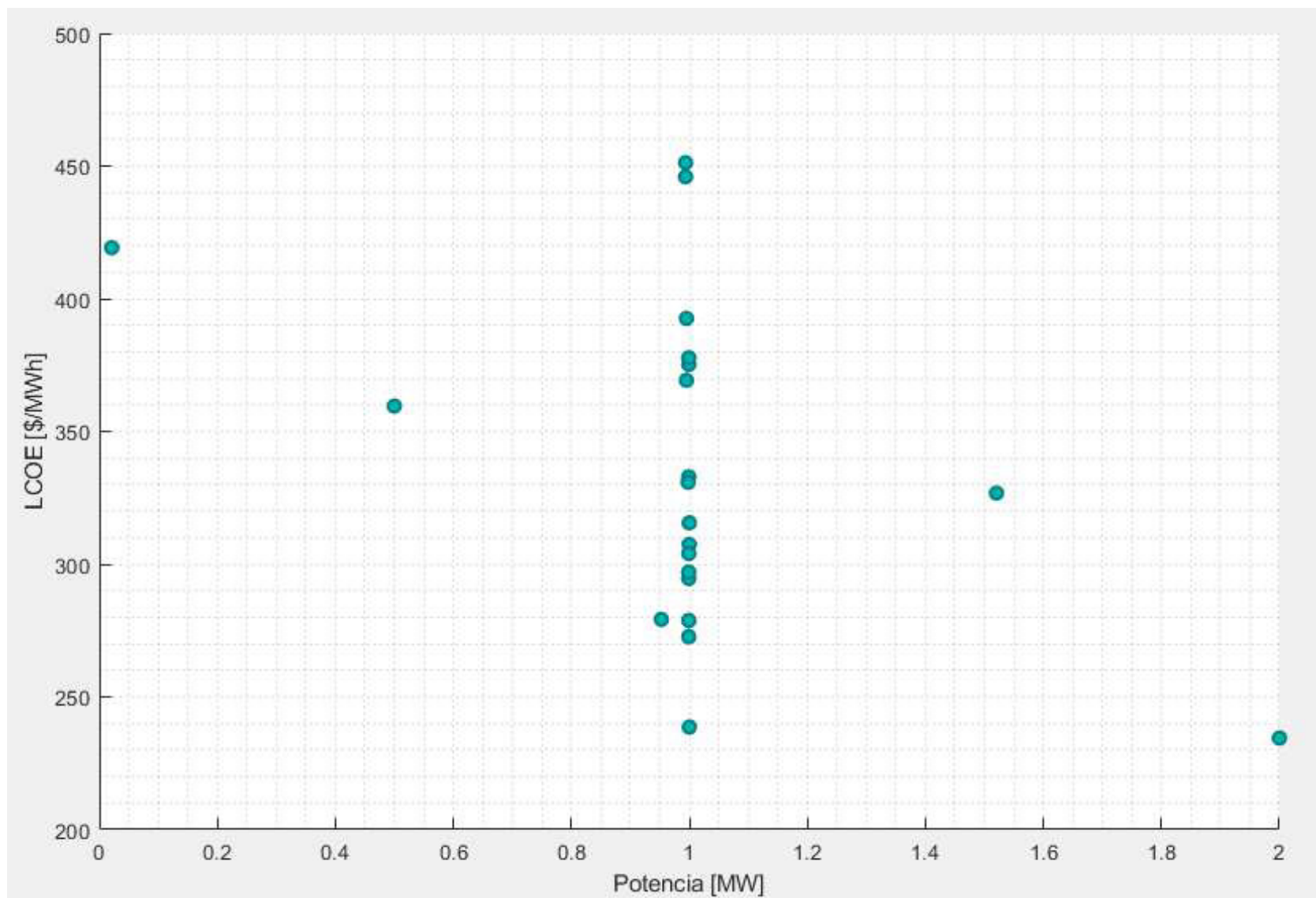
**Tabla 5.7.** LCOE promedio para centrales térmicas

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
Termogas Machala I	G	132	90,00
Termogas Machala II	G	119	173,74
Álvaro Tinajero	G	64	203,67
Jaramijó	MCI	128,88	701,62
Esmeraldas II	MCI	63	315,94
Guangopolo II	MCI	48	678,64
Jivino III	MCI	42	333,17
Santa Elena III	MCI	33,9	640,91
Gualberto Hernández	MCI	31,2	711,30
El Descanso	MCI	19,2	755,93
Manta II	MCI	17,4	388,33
Gonzalo Zevallos	V	140	112,68
Trinitaria	V	133	159,43
Esmeraldas	V	65	131,38
Aníbal Santos	V	20	246,05
<b>Promedio</b>			<b>376,19</b>



## - CENTRALES FOTOVOLTAICAS

A continuación se muestran los resultados obtenidos para centrales fotovoltaicas de varias capacidades, se puede notar que en Ecuador existen varias centrales fotovoltaicas de 1 MW y que el valor del LCOE es muy variable; esto tiene mucho sentido ya que el parámetro que más diferencia una central fotovoltaica de otra de las mismas capacidades, es la energía generada. En el informe emitido por el CONELEC, denominado ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, se muestra que la irradiación solar es muy variada a lo largo del país, y por lo tanto el LCOE para centrales fotovoltaicas en el Ecuador estará ligado a la ubicación del proyecto.



**Figura 5.10.** LCOE promedio para centrales solares

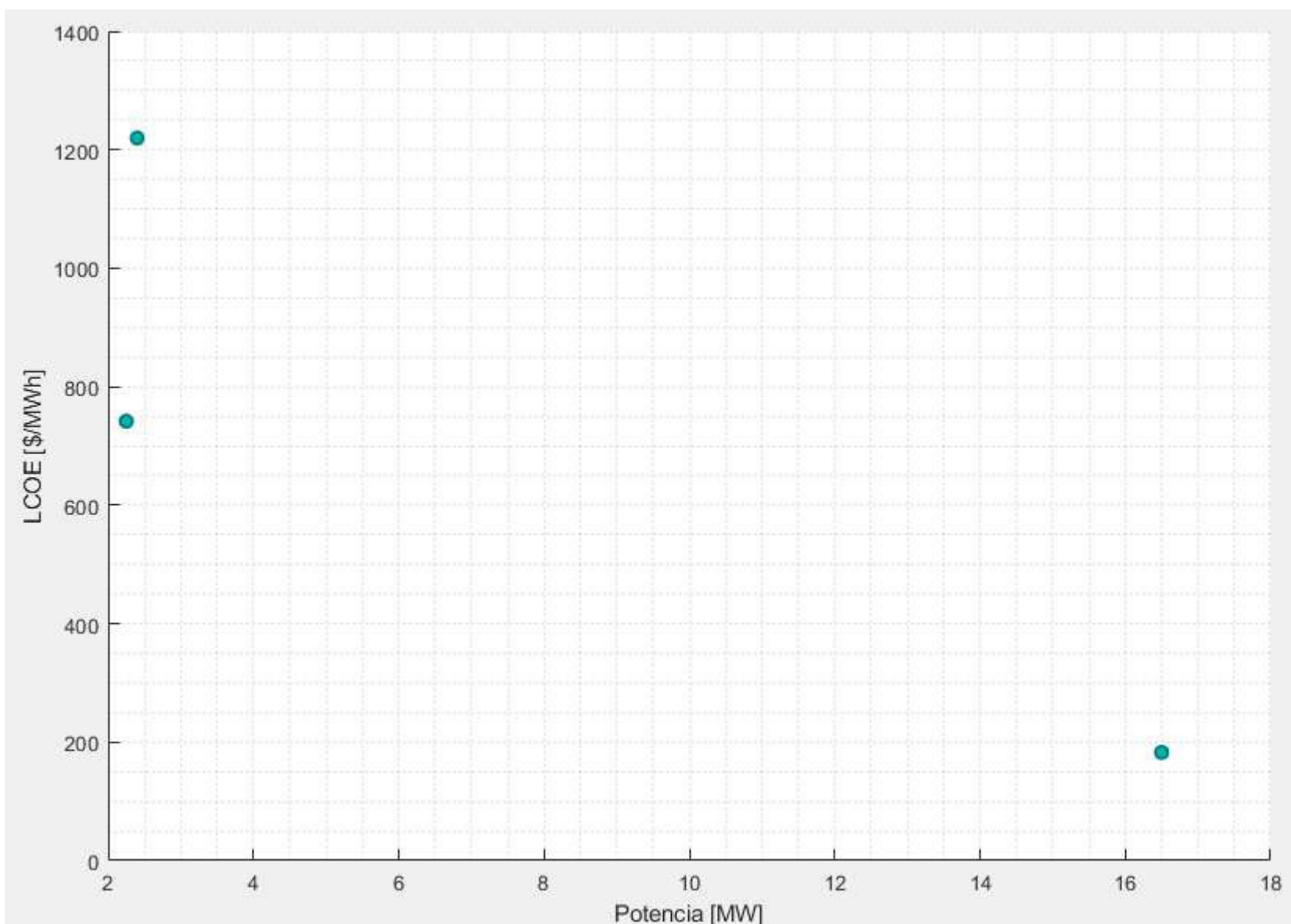
Los datos de la Figura 5.10 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.8.** LCOE promedio para centrales fotovoltaicas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
Salinas	2	234,51
Santa Cruz Solar Puerto Ayora	1,5206	326,80
Tren Salinas	1,0000	238,64
Pastocalle	0,9998	307,44
Mulaló	0,9998	315,57
San Pedro	0,9990	272,68
Gonzanergy	0,9990	278,79
Electrisol	0,9990	294,61
Lojaenergy	0,9990	297,00
Sabiango Solar	0,9990	304,03
Renova Loja	0,9990	332,89
Sanersol	0,9990	375,30
Brineforcorp	0,9990	377,77
Paragachi	0,9980	330,89
Wildtecsa	0,9950	369,28
Sansau	0,9950	392,59
Genrenotec	0,9936	445,98
Altgenotec	0,9936	451,26
Isabela Solar	0,9526	279,18
Enersol	0,5000	359,60
Floreana Perla Solar	0,0210	419,25
<b>Promedio</b>		<b>333,53</b>

- **CENTRALES EÓLICAS**

A continuación se muestran los resultados obtenidos para las únicas 3 centrales eólicas del Ecuador, no se puede predecir un comportamiento adecuado en base a la mínima cantidad de datos disponibles, sin embargo se nota un comportamiento semejante a las ventrales hidráulicas.



**Figura 5.11.** LCOE promedio para centrales eólicas

Los datos de la Figura 5.11 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.9.** LCOE promedio para centrales eólicas

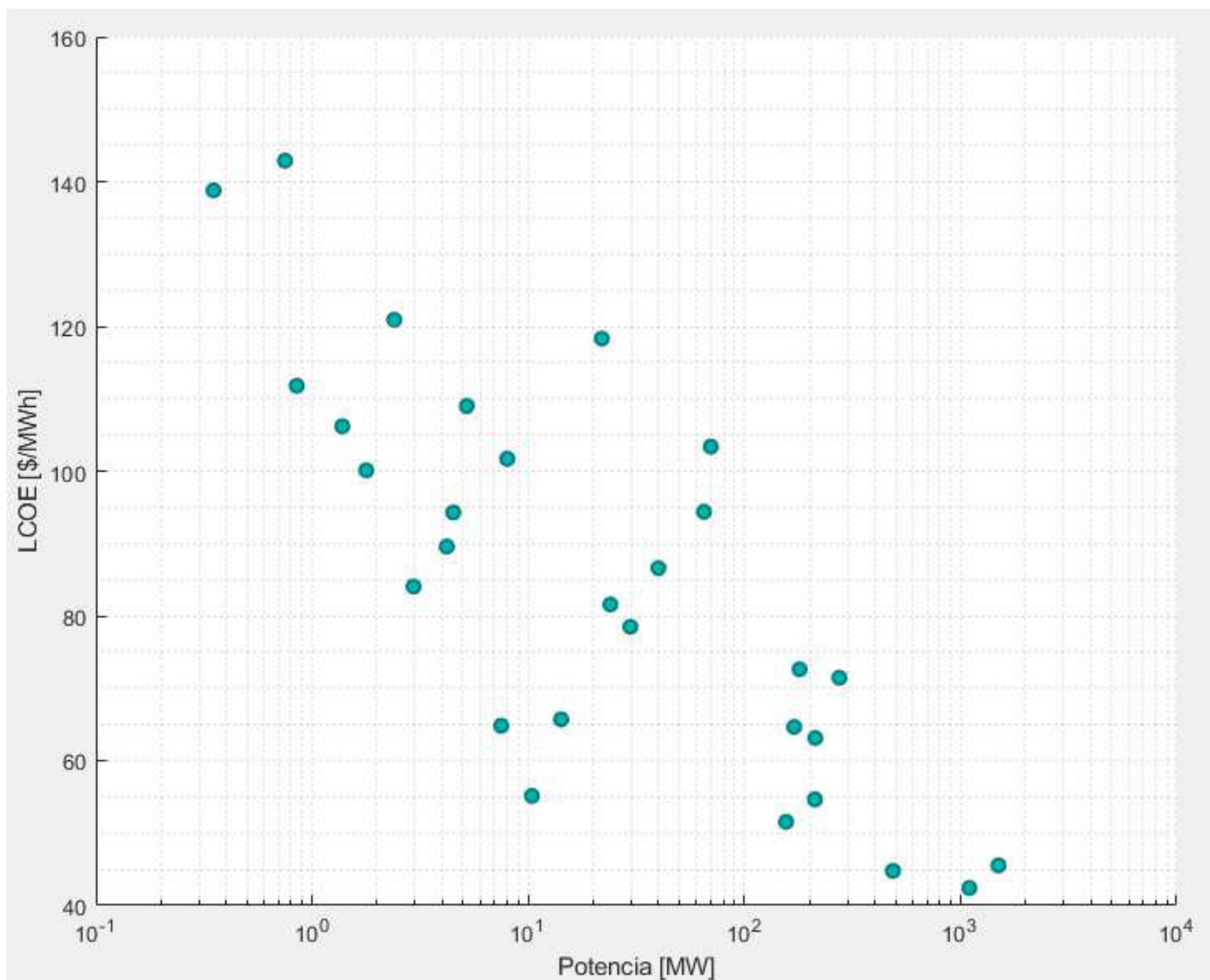
<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$ /MWh]</b>
Villonaco	16,5	182,61
San Cristóbal	2,4	1219,83
Baltra	2,25	741,78
<b>Promedio</b>		<b>714,074</b>

### 5.6. Caso de estudio 3

A continuación se mostrarán los resultados de cálculo del LCOE de las centrales eléctricas del Ecuador, aplicando una tasa de descuento del 12.5%

#### - CENTRALES HIDRÁULICAS

Respecto a los anteriores casos de estudio, se puede notar un ligero incremento de los valores del LCOE.



**Figura 5.12.** LCOE promedio para centrales hidroeléctricas

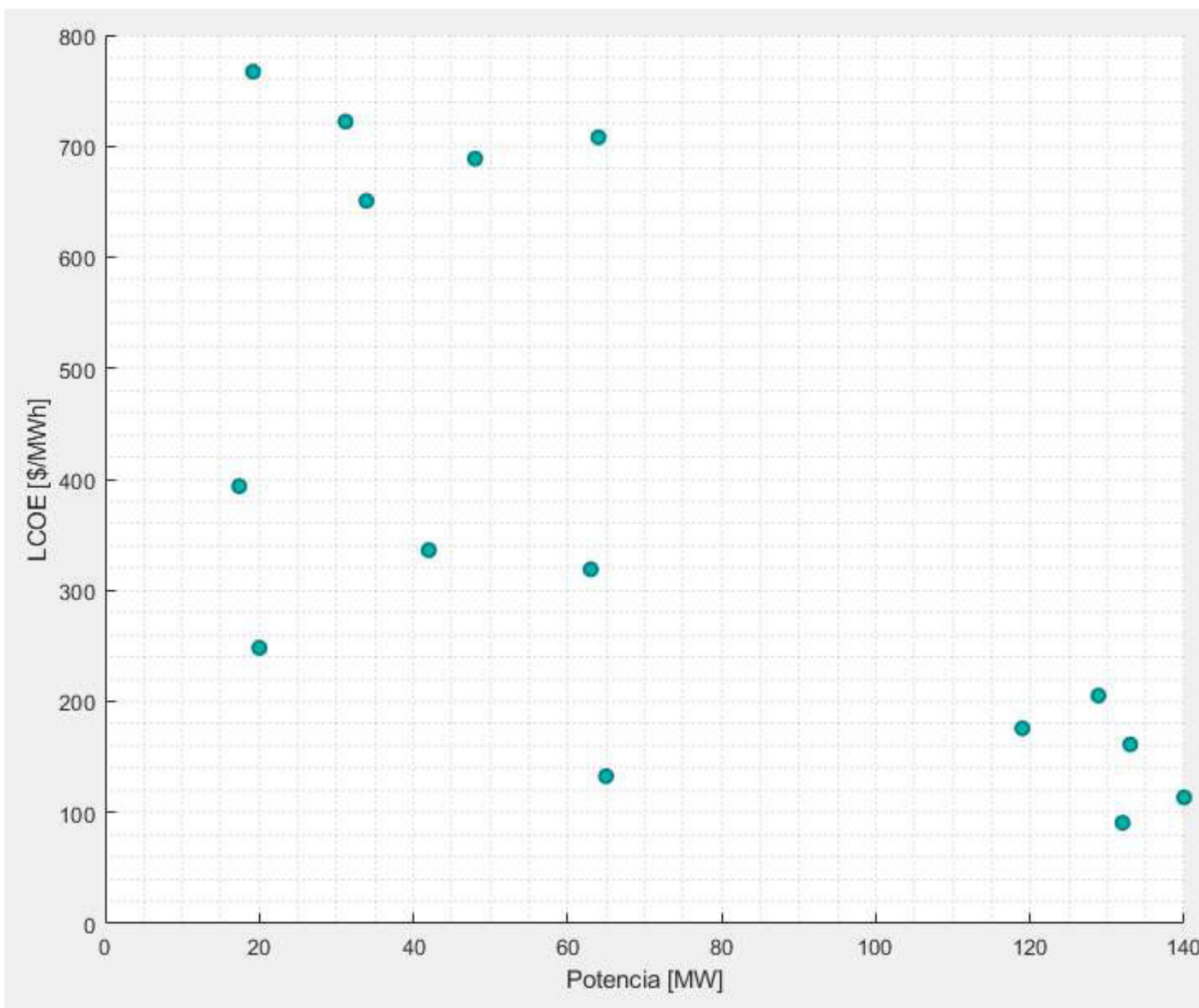
Los datos de la Figura 5.12 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.10.** LCOE promedio para centrales hidroeléctricas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
COCA CODO SINCLAIR	1.500,00	45,53
MOLINO	1.100,00	42,42
SOPLADORA	486,99	44,76
MINAS SAN FRANCISCO	275,00	71,45
MARCEL LANIADO	213,00	63,14
SAN FRANCISCO	212,00	54,65
DELSITANISAGUA	180,00	72,62
MAZAR	170,00	64,67
AGOYÁN	156,00	51,55
PUCARÁ	70,00	103,39
MANDURIACU	65,00	94,38
CUMBAYÁ	40,00	86,60
NAYÓN	29,70	78,50
SAUCAY	24,00	81,58
GUANGOPOLO	21,90	118,30
RECUPERADORA	14,20	65,70
ALAO	10,40	55,13
EL AMBI	8,00	101,71
EI CARMEN	7,50	64,83
ILLUCHI II	5,20	108,99
PASOCHOA	4,50	94,29
ILLUCHI I	4,20	89,58
SAN MIGUEL DE CAR	2,95	84,06
CARLOS MORA	2,40	120,91
LOS CHILLOS	1,78	100,12
LA PLAYA	1,38	106,19
EI ESTADO	0,85	111,79
NIZAG	0,75	142,89
CATAZACON	0,35	138,79
<b>PROMEDIO</b>		<b>84,78</b>

## - CENTRALES TÉRMICAS

A continuación se muestran los resultados obtenidos para centrales térmicas que están destinadas totalmente a generar energía activa. Se puede observar, al igual que en el caso anterior, que en la Figura 5.13 existen agrupaciones de datos, lo que representa una notoria diferencia de LCOE por tecnología.



**Figura 5.13** LCOE promedio para centrales térmicas descartando compensación

Los datos de la Figura 5.13 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

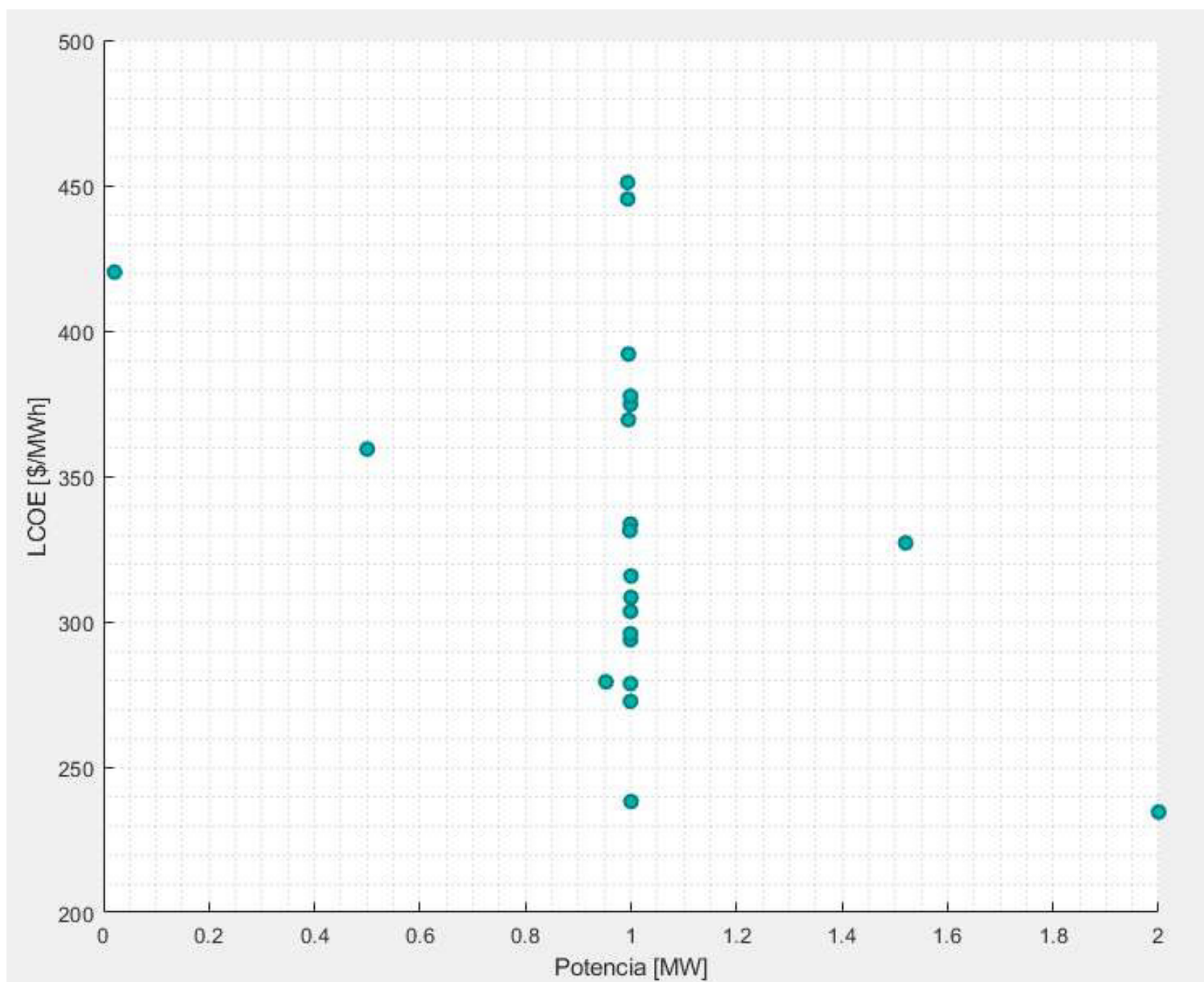
**Tabla 5.11.** LCOE promedio para centrales térmicas

<b>Central</b>	<b>Tipo</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
Termogas Machala I	G	132	90,00
Termogas Machala II	G	119	173,74
Álvaro Tinajero	G	64	203,67
Jaramijó	MCI	128,88	701,62
Esmeraldas II	MCI	63	315,94
Guangopolo II	MCI	48	678,64
Jivino III	MCI	42	333,17
Santa Elena III	MCI	33,9	640,91
Gualberto Hernández	MCI	31,2	711,30
El Descanso	MCI	19,2	755,93
Manta II	MCI	17,4	388,33
Gonzalo Zevallos	V	140	112,68
Trinitaria	V	133	159,43
Esmeraldas	V	65	131,38
Aníbal Santos	V	20	246,05
<b>Promedio</b>			<b>380,86</b>



## - CENTRALES FOTOVOLTAICAS

A continuación se muestran los resultados obtenidos para centrales fotovoltaicas de varias capacidades, se puede notar que en Ecuador existen varias centrales fotovoltaicas de 1 MW y que el valor del LCOE es muy variable; y esto tiene mucho sentido ya que el parámetro que más diferencia una central fotovoltaica de otra de las mismas capacidades es la energía generada. Este factor estará muy ligado a la irradiación solar de cada zona, esto se puede apreciar claramente en el Atlas Solar del Ecuador, la irradiación solar es muy variada a lo largo del país, y por lo tanto el LCOE para centrales fotovoltaicas en el Ecuador estará ligado a la ubicación donde se construya el proyecto.



**Figura 5.14.** LCOE promedio para centrales solares

Los datos de la Figura 5.14 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

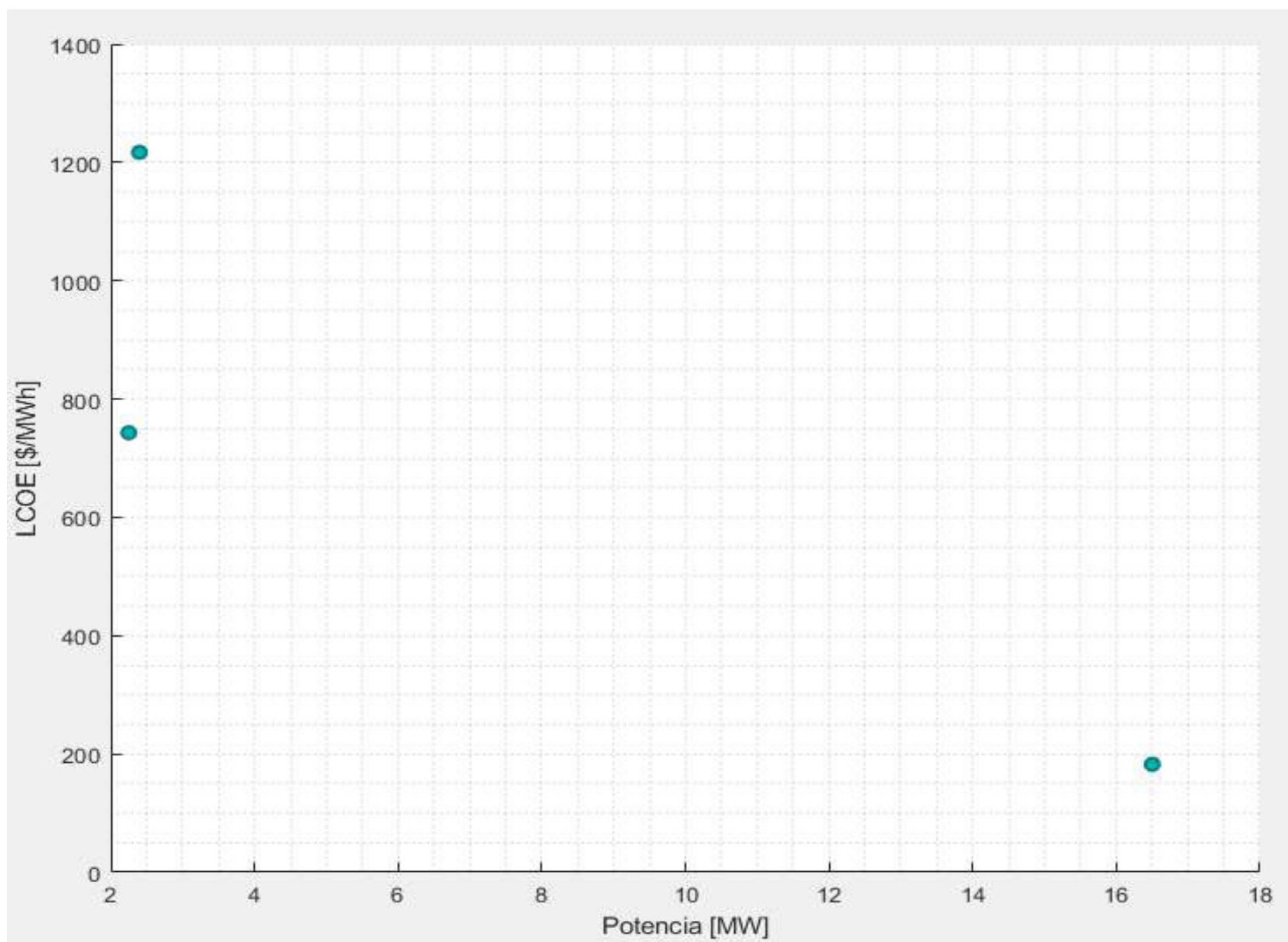


**Tabla 5.12.** LCOE promedio para centrales fotovoltaicas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
Salinas	2	234,53
Santa Cruz Solar Puerto Ayora	1,5206	327,09
Tren Salinas	1,0000	238,13
Pastocalle	0,9998	308,33
Mulaló	0,9998	315,66
San Pedro	0,9990	272,59
Gonzanergy	0,9990	278,69
Electrisol	0,9990	293,76
Lojaenergy	0,9990	295,83
Sabiango Solar	0,9990	303,51
Renova Loja	0,9990	333,57
Sanersol	0,9990	374,73
Brineforcorp	0,9990	377,58
Paragachi	0,9980	331,28
Wildtecsa	0,9950	369,42
Sansau	0,9950	392,03
Genrenotec	0,9936	445,37
Altgenotec	0,9936	451,04
Isabela Solar	0,9526	279,31
Enersol	0,5000	359,35
Floreana Perla Solar	0,0210	420,20
<b>Promedio</b>		<b>333,43</b>

- **CENTRALES EÓLICAS**

A continuación se muestran los resultados obtenidos para las únicas 3 centrales eólicas del Ecuador, no se puede predecir un comportamiento adecuado debido a la mínima cantidad de datos disponibles, sin embargo se nota un comportamiento semejante a las ventrales hidráulicas.



**Figura 5.15.** LCOE promedio para centrales eólicas

Los datos de la Figura 5.15 se encuentran tabulados en la tabla siguiente.

**Tabla 5.13.** LCOE promedio para centrales eólicas

<b>Central</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>LCOE [\$ /MWh]</b>
Villonaco	16,5	182,52
San Cristóbal	2,4	1217,10
Baltra	2,25	742,92
<b>Promedio</b>		<b>714,18</b>

## 5.7. Comparativa de sensibilidad

A continuación se presentan los resultados de cálculo del LCOE para cada caso de estudio, los resultados se dividen acorde a la clasificación propuesta en el literal 4.4.

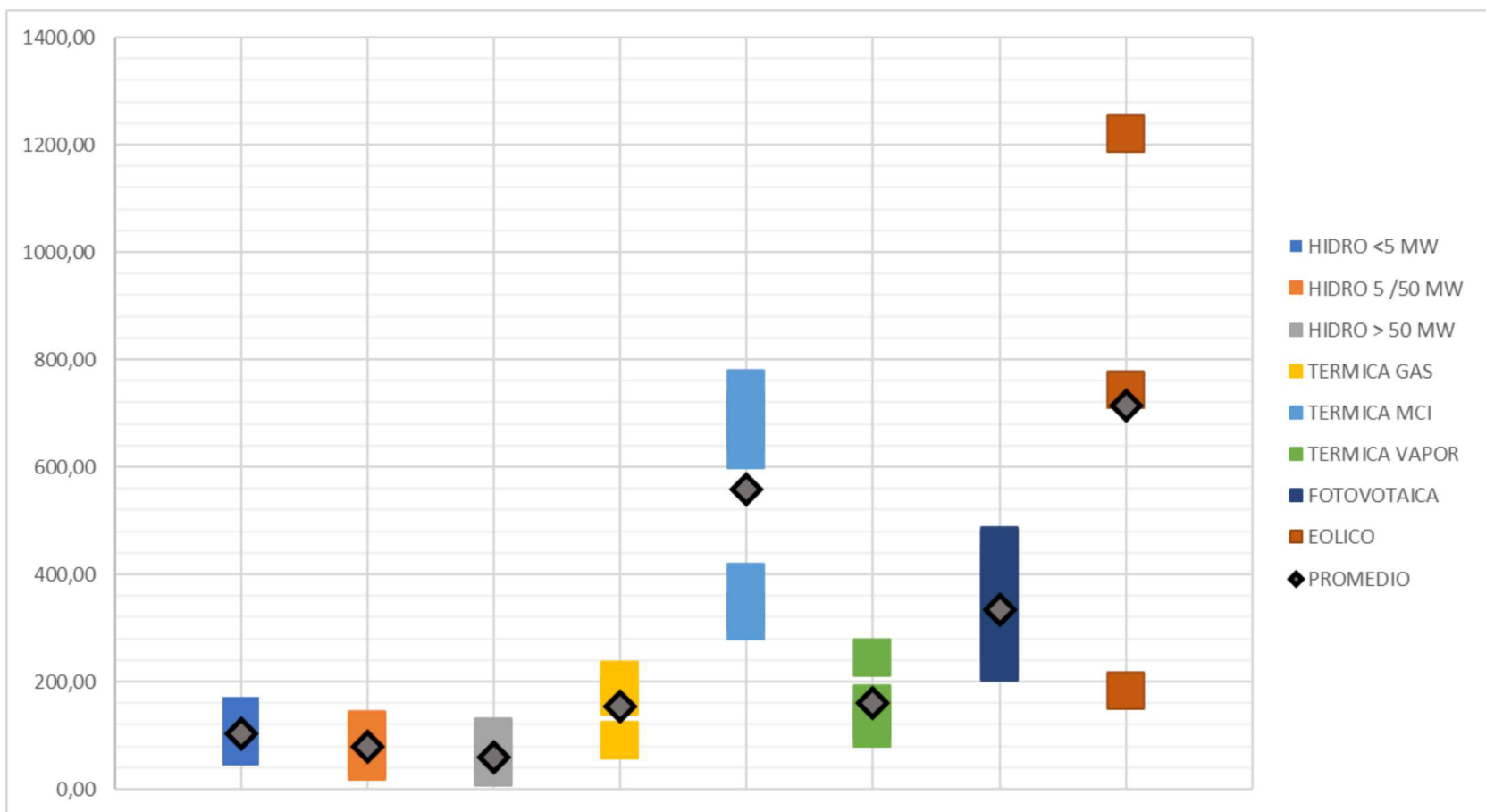


Figura 5.16. Rangos de LCOE por tecnología 9,5%

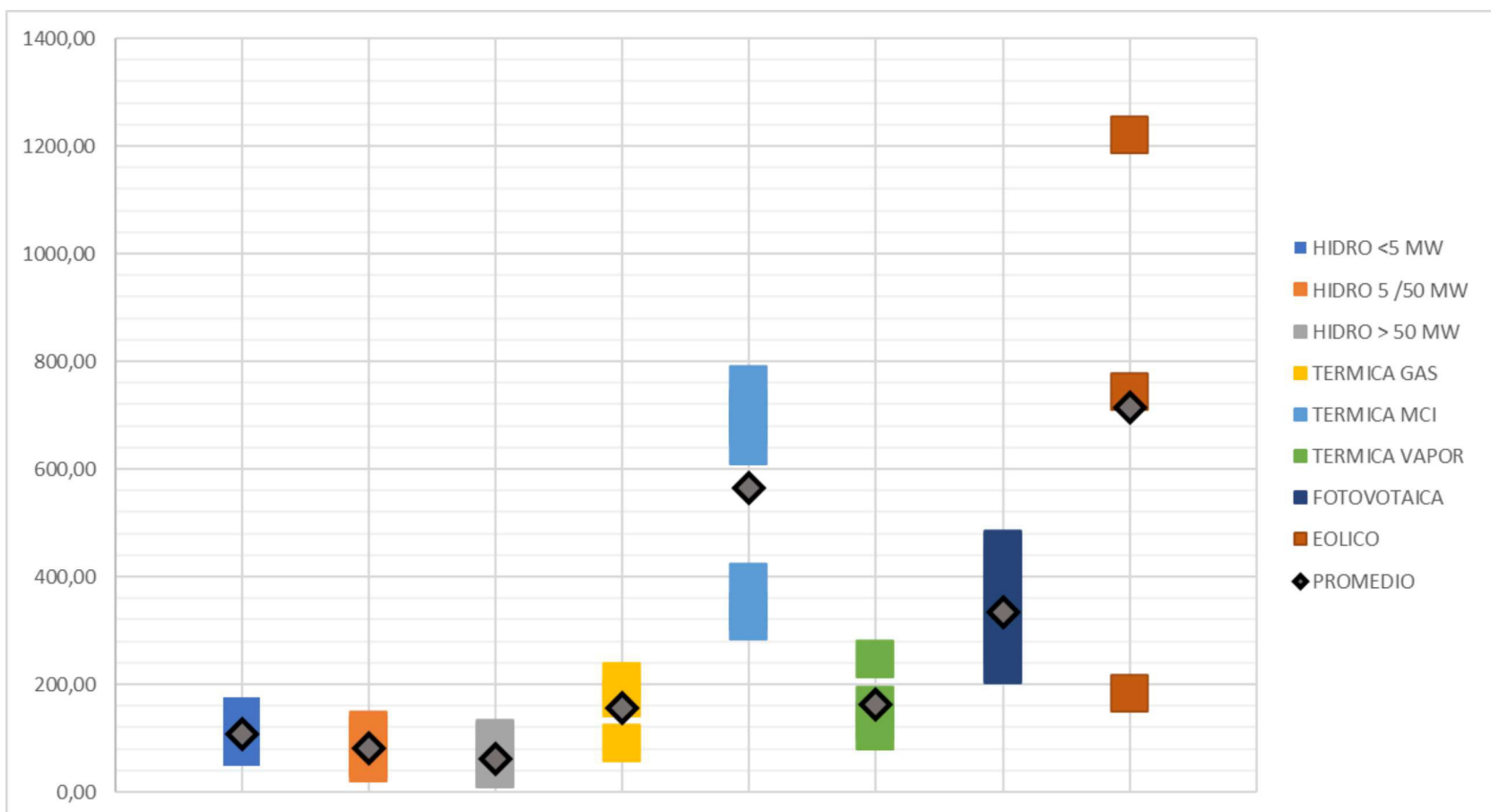
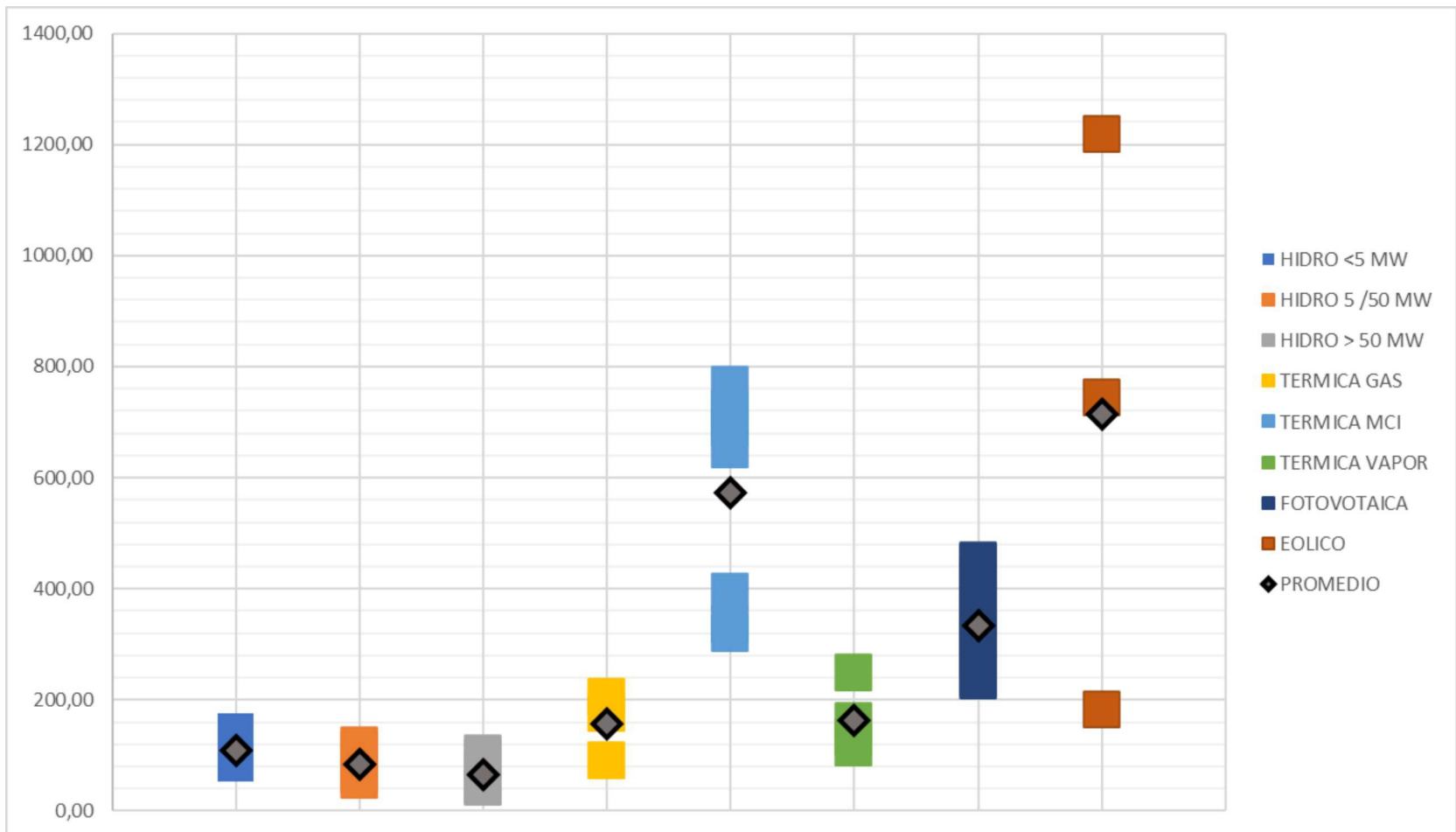


Figura 5.17. Rangos de LCOE por tecnología 11%



**Figura 5.18.** Rangos de LCOE por tecnología 12,5%

De manera general se sabe que a medida que la tasa de descuento se incrementa, los valores de LCOE también crecen, sin embargo, del análisis de sensibilidad en el caso de las centrales de generación del Ecuador, las variaciones son mínimas.

La variación más grande ocurre para las centrales térmicas, debido a que son aquellas que tienen un bajo costo de inversión inicial y altos costos operativos los cuales ocurren a lo largo de la vida útil del proyecto. Estos flujos de efectivo que ocurren en el futuro sufren mayor afectación por la tasa de descuento.

## **6. Conclusiones y recomendaciones**

### **6.1. Conclusiones**

De los resultados obtenidos se concluye que el LCOE es un valor que varía mucho de acuerdo con las suposiciones realizadas, es decir metodologías de cálculo de cada componente (costo de inversión, costos fijos y variables, tasas de descuento, y energía generada), por lo que es imprescindible establecer metodologías concretas para determinar cada uno de estos componentes con una mayor precisión.

Se concluye que a pesar de la gran variabilidad que presentan los resultados se puede llegar a adoptar esta metodología; ya que con ayuda de procesos estocásticos se pueden establecer con gran precisión el valor del LCOE para una central de generación en específico.

Se concluye que para un mejor análisis es necesario la utilización de diferentes indicadores de rentabilidad, ya que trabajando en conjunto, todos los indicadores presentan una mejor información de los beneficios que trae un proyecto a comparación de otros, utilizar el VAN y la TIR en aspectos económicos y el LCOE en aspectos técnicos.

Se concluye que el LCOE calculado para centrales fotovoltaicas es muy dependiente de la energía generada y por lo tanto de la localización de la planta; por lo cual, una aplicación más específica del LCOE es que permite comparar el diseño de una misma planta fotovoltaica construida con diferentes elementos, por ejemplo, permite comparar una central construida con paneles policristalinos versus la misma central construida con paneles monocristalinos.

Se concluye que el LCOE para centrales hidráulicas son menos propensos a variaciones con la tasa de descuento debido a que la mayor cantidad de los costos ocurren en la inversión y por lo tanto menor cantidad de capital se ve afectado, a diferencia de las centrales térmicas que tienen costos de O&M más elevados y un monto de inversión más bajo.

## **6.2. Recomendaciones**

Se recomienda actualizar las metodologías existentes en la normativa vigente del Ecuador, de tal forma que cualquier persona interesada en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica sea capaz de hallar una guía que se encuentre a la par con el desarrollo de las tecnologías más actuales.

Se recomienda formular metodologías sencillas para determinar cada componente del LCOE y establecerlas de manera homologada de tal forma que cualquier interesado en el desarrollo de proyectos tenga una guía con bases sólidas.

Se recomienda actualizar este estudio con la incorporación de un análisis de incentivos, de tal forma que se contraste ambos resultados y se refuerce aún más la importancia del uso del LCOE.

## 7. Referencias bibliográficas

- [1] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2015». 2015, [En línea]. Disponible en: [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec).
- [2] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2019». 2019, [En línea]. Disponible en: [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec).
- [3] Banco Interamericano de Desarrollo, «Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina | Publications». [https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n\\_futura\\_de\\_costos\\_de\\_las\\_energ%C3%ADas\\_renovables\\_y\\_almacenamiento\\_en\\_Am%C3%A9rica\\_Latina\\_es.pdf](https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n_futura_de_costos_de_las_energ%C3%ADas_renovables_y_almacenamiento_en_Am%C3%A9rica_Latina_es.pdf) (accedido ene. 10, 2021).
- [4] A. Dammert, R. García Carpio, y F. Molinelli Aristondo, *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Ed., Pontificia Univ. Católica del Perú, 2008.
- [5] S. R. Castaño, «Redes de Distribución de Energía», p. 926, 2012.
- [6] Energy Information Administration, «Electric Power Monthly with data for May 2020», p. 282, 2020.
- [7] Amigos de la Tierra España, «Quemando tierra: ¿Cuánto suelo es necesario para abastecer con bioenergía las necesidades de Europa?», Madrid, sep. 2014.
- [8] S. S. García y F. G. Moñux, *Centrales térmicas de ciclo combinado: teoría y proyecto*. Díaz de Santos, 2006.
- [9] «Cogeneración – Ministerio de Electricidad y Energía Renovable». <http://historico.energia.gob.ec/coogeneracion/> (accedido oct. 07, 2020).
- [10] C. T. Horngren, G. Foster, y S. M. Datar, *Contabilidad de Costos un Enfoque Gerencial*. Pearson Educación, 2007.
- [11] B. Herrera García, «Acerca de la tasa de descuento en proyectos», *Quipukamayoc*, vol. 15, n.º 29, p. 101, mar. 2014, doi: 10.15381/quipu.v15i29.5284.
- [12] P. G. Keat y P. K. Y. Young, *Economía de empresa*. Pearson Educación, 2011.

- [13] I. D. BAUTISTA MERINO, W. A. RODRIGUEZ GONZALEZ, y J. C. ZECEÑA LANDAVERDE, «Power plant generation and fuel quarterly reports with annual environmental information», UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.
- [14] L. A. Mejía Ochoa y M. Jaramillo, «Valoración de una Empresa Financiera con Enfoque a una Gerencia de Valor y Monitoreo», Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito-Ecuador, 2009.
- [15] P. Fernández, «The Equity Premium: Historical, Expected, Required and Implied», *UNIVERSIA Bus. Rev.*, p. 11, 2009.
- [16] N. Santos Jimenez, «¿Es negocio endeudarse?», Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Perú, 1999.
- [17] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Balance Nacional de Energía Eléctrica». 2019, [En línea]. Disponible en: [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec).
- [18] G. C. Gallopín, I. A. Gómez, A. A. Pérez, y M. Winograd, *El futuro ecológico de un continente*: Editorial de la Universidad de las Naciones Unidas, 1995.
- [19] R. V. de León Ardón, «Construcción de escenarios», presentado en Seminario de Pensamiento Sistémico y Análisis de Sistemas, Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.
- [20] Energy Information Administration, «Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources», p. 22, 2020.
- [21] S. Nalley, «The National Energy Modeling System: An Overview 2018», p. 75, 2018.
- [22] OpenEI, «Levelized Cost Calculations | Transparent Cost Database». [https://openei.org/apps/TCDB/levelized\\_cost\\_calculations.html](https://openei.org/apps/TCDB/levelized_cost_calculations.html) (accedido ago. 17, 2020).
- [23] D. L. Capuano, «Annual Energy Outlook 2019», p. 23, 2019.
- [24] G. Newsom, «Estimated Cost of New Utility-Scale Generation in California: 2018 Update», p. 96.
- [25] C. Micsunescu, «Cost of Generation User's Guide Version 3», p. 113.
- [26] California Ocean Protection Council, «California's Coastal Power Plants: Alternative Cooling System Analysis». 2008.
- [27] Department of Energy & Climate Change, «Electricity Generation Costs». 2013, [En línea]. Disponible en:



- [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/223940/DECC\\_Electricity\\_Generation\\_Costs\\_for\\_publication\\_-\\_24\\_07\\_13.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/223940/DECC_Electricity_Generation_Costs_for_publication_-_24_07_13.pdf).
- [28] P. Joskow, «Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies», *Am. Econ. Rev.*, vol. 101, pp. 238-41, may 2011, doi: 10.1257/aer.101.3.238.
- [29] J. D. Rhodes *et al.*, «A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities», *Energy Policy*, vol. 102, pp. 491-499, mar. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.12.025.
- [30] R. D. Andrade, *Legislación económica del Ecuador*. Editorial Abya Yala, 2003.
- [31] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «Bloque ERNC», *Proyectos Energéticos Ecuador*. <https://proyectos.recursosyenergia.gob.ec/bloqueErnc.php> (accedido dic. 21, 2020).
- [32] «Producción Energética de la Unidad de Negocio Hidropaute», 2015.
- [33] Herrera Molina Santiago Martin, «METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL PRECIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED», Cuenca - Ecuador, 2016.
- [34] CALLE MOROCHO FRANKLIN FERNANDO, «DETERMINACIÓN DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES POR LA CONVERSIÓN DE LA CENTRAL TERMOGAS MACHALA I A UNA CENTRAL CON CICLO COMBINADO», Universidad de Cuenca, Cuenca - Ecuador, 2013.
- [35] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, «Informe Técnico Económico del Análisis y determinación del Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica». [En línea]. Disponible en: [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec).

## **8. ANEXOS**

ANEXO I. Costos fijos de generación para por unidad de negocio según ARCONEL [35]

ANEXO II. Costos variables de generación para centrales térmicas según CENACE 2018

ANEXO III. Costos fijos de generación por central de generación según ARCONEL [35]