

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**Propuesta de Una Metodología de Cálculo del Costo Variable de
Producción de Centrales Hidroeléctricas**

**Propuesta de Una Metodología de Cálculo del Costo Variable de
Producción de Centrales Hidroeléctricas de Gran Tamaño en
Ecuador**

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

ACOSTA CUYO KEVIN ALEXANDER

kevin.acosta01@epn.edu.ec

DIRECTOR: GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

DMQ, abril 2023

CERTIFICACIONES

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



KEVIN ALEXANDER ACOSTA CUYO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Kevin Alexander Acosta Cuyo, bajo mi supervisión.



GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

KEVIN ALEXANDER ACOSTA CUYO

GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

AGRADECIMIENTO

Es muy grato para mí el ofrecer mis más sinceros agradecimientos a mis padres Patricio y Rosa por ofrecerme su amor y apoyo incondicional, además del gran sacrificio que han realizado para que pueda cumplir con este logro sin dificultad alguna. Agradezco de igual manera a mis hermanos Steven, Leonardo y Andrés que han estado siempre a mi lado acompañándome y guiándome durante este trayecto.

Me considero afortunado de haber contado con el apoyo de todos mis familiares tíos, tías, primos y primas durante todo este tiempo, además de contar con el apoyo y ayuda de mis amigos de años y de universidad, a todos ellos les quedaré eternamente agradecido por estar brindándome apoyo, consejos y vivencias, mismos que atesoraré con gran cariño.

Finalmente agradezco al Dr. Gabriel Salazar y a la Escuela Politécnica Nacional por haberme brindado los conocimientos necesarios para completar mi formación académica y personal.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
AGRADECIMIENTO	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
RESUMEN.....	V
ABSTRACT.....	VI
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO	1
1.1 Objetivo general.....	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcance	2
1.4 Marco teórico	2
1.4.1. Generación de Energía Eléctrica	2
1.4.2. Costos de Producción de Energía Eléctrica	22
1.4.3. Metodologías Propuestas para el Cálculo de CVP en Ecuador	27
1.4.4. Metodologías Propuestas Por Distintas Instituciones	28
1.4.5. Metodologías Propuestas Por Distintos Países	29
2 METODOLOGÍA.....	31
3 RESULTADOS	44
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
4.1 Conclusiones	49
4.2 Recomendaciones	50
5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	51
6 ANEXOS	54
ANEXO I	54

RESUMEN

En el presente Trabajo de Integración Curricular (TIC) se desarrolla una metodología para el cálculo de costos variables de producción de centrales hidroeléctricas de gran tamaño en Ecuador, la misma que a su vez permitirá mejorar los procesos de despacho económico y liquidación comercial en el mercado ecuatoriano.

La metodología desarrollada brinda la posibilidad de obtener costos variables de producción más elevados y cercanos a los esperados en una central hidroeléctrica, en comparación de los valores que actualmente se manejan que son determinados por el informe de propuesta de cambio a la regulación Nro. ARCERNNR -004/2020.

El desarrollo de esta metodología está basado en la separación del costo variable total de producción en hidroeléctricas en distintos componentes, mismos que han sido ajustados al caso de Ecuador, pudiendo así brindar una formulación matemática o en su defecto un rango de valores que permitan ponderar su valor numérico apropiado para cada tipo de central hidroeléctrica.

El cálculo de cada componente brindará el valor total del costo variable de producción que se espera que cada central hidroeléctrica adopte y/o adapte para su caso, permitiendo así un mejor despacho económico a nivel nacional.

PALABRAS CLAVE: Costos variables de producción de centrales hidroeléctricas, componentes de costos variables de producción de centrales hidroeléctricas, operación y mantenimiento de centrales hidroeléctricas.

ABSTRACT

In this document, is developed a methodology for the compute of variable costs of production in hydro power plant of large size in Ecuador, the same that will allow the improving of economic dispatch and commercial liquidation in Ecuadorian market.

The methodology presented offers the possibility of obtaining major variable costs of production and nearby to the expected in a hydro power plant, of those currently are in use, in comparison with the values that are currently handled that are determined by the report of the proposed change to regulation Nro. ARCERNNR -004/2020.

The develop of this methodology is based on the separation of hydropower's total variable production cost into different components, same that have been adjusted to Ecuador case, being able to provide a mathematical formulation or failing that a range of values that allow weighing its appropriate numerical value for each type of hydro power plant.

The compute of each component and its additional values will bring the total amount of variable costs of production in hydro power plants that it is expected to be adopted and/or adapted for each case, thus allowing a better economic dispatch at national level.

KEYWORDS: Variable costs of production in hydro power plants, components of variable costs of production in hydropower plants, operation and maintenance of hydropower plants.

1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La adecuada ponderación de los costos de producción sean estos variables y fijos para el caso de centrales hidroeléctricas en el Ecuador, resulta ser un problema complejo ya que para esto entran en juego diversas perspectivas y temáticas a ser consideradas, que de no ser tomadas en consideración pueden conllevar a múltiples problemas. Es por lo que para una ponderación más precisa de estos costos y especialmente de los costos variables de operación es necesaria una investigación bibliográfica profunda acerca de cómo lo realizan diversos países o instituciones y cómo es que lo resuelven de una manera acertada, para después lograr aplicar estas soluciones o bien tomar como base su planteamiento y ajustarlas al caso de Ecuador.

En Ecuador existía un valor referencial de 2 US\$/MWh para el cálculo de costos variables de operación que fue propuesto temporalmente hasta que la “Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales No Renovables” brinde una metodología ajustada a las necesidades propias del país. La misma que lo concibió en su informe de sustento de reforma a la “Regulación Nro. ARCERNNR 004/2020” en el mismo que se presenta una metodología que si bien entrega valores diferentes a los 2 \$/MWh, siguen siendo bajos en comparación a los esperados por las distintas centrales de generación hidroeléctricas en el Ecuador.

El presente trabajo de integración curricular brinda la información recolectada de diversas fuentes acerca de cómo es que sobrelleva esta problemática, ya sea brindando valores referenciales o metodologías ajustadas a cada caso. Para así poder realizar una comparativa con respecto al valor que se tenía en el caso de Ecuador de 2 US\$/MWh Además, se presenta una metodología de cálculo para cada componente propuesto para el cálculo de los costos variables de producción (CVP), o en su defecto rangos para una adecuada ponderación de los valores monetarios para cada caso de centrales hidroeléctricas en Ecuador.

Con las metodologías presentadas para cada componente propuesto en el presente trabajo, se espera que la liquidación comercial y el despacho económico realizado por CENACE se ajuste de manera más precisa a las opciones más económicas, para poder así lograr un despacho ajustado a las necesidades del mercado eléctrico, además de concesiones acertadas para el caso de generadores independientes que tengan el anhelo de competir en el Mercado Eléctrico Nacional.

1.1 Objetivo general

Investigar, caracterizar y plantear una metodología de cálculo del costo variable de generación en centrales hidroeléctricas de gran tamaño en el Ecuador

1.2 Objetivos específicos

1. Investigar acerca de costos variables relacionados con la producción de energía eléctrica en centrales hidroeléctricas de gran tamaño.
2. Caracterizar distintos componentes de costos para centrales hidroeléctricas de gran tamaño.
3. Recopilar costos relacionados con la producción de energía en centrales hidroeléctricas de gran tamaño en el Ecuador.
4. Plantear una Metodología de Cálculo del Costo Variable de Generación para distintos tipos y tamaños de Centrales Hidroeléctricas en el Ecuador

1.3 Alcance

El presente trabajo de integración curricular presentará una metodología, basada en la investigación, de costos variables relacionados con la producción de energía eléctrica en centrales hidroeléctricas de gran tamaño en el Ecuador.

Por lo que se caracterizará los componentes que conforman los CVP de las hidroeléctricas de gran tamaño mediante una recopilación de datos de centrales que se encuentran actualmente en funcionamiento en el Ecuador.

Con los datos necesarios ya establecidos, se planteará una metodología del cálculo de los CVP para distintos tipos y tamaños de centrales hidroeléctricas en el Ecuador. Finalmente se desarrollará un informe técnico con la propuesta realizada y un análisis de la metodología que se propondrá en esta investigación.

1.4 Marco teórico

En esta sección se presentan los conceptos básicos que han sido analizados para poder entender la problemática presentada.

1.4.1. Generación de Energía Eléctrica

La generación eléctrica consiste en el proceso de transformación de cualquier tipo de energía primaria en energía eléctrica, esto se logra a través de varios procesos producidos

en una central eléctrica. Las centrales eléctricas pueden emplear distintos tipos de energía primaria para poder funcionar, esta energía puede ser renovable y no renovable, como por ejemplo se tiene:

1.4.1.1. Centrales termoeléctricas

Se trata de la central que tiene como finalidad el transformar la energía térmica proveniente de la quema de combustibles fósiles, en energía eléctrica. Los combustibles que principalmente se queman son; gas natural, carbón o petróleo o sus derivados. Para el caso de Ecuador se dispone de 204 centrales termoeléctricas hasta el año 2018 según lo presenta el Plan Maestro de Electricidad, de las cuales las más representativas son; Jaramijó, Termoguayas, EPF-Edén Yuturi, Esmeraldas II, Quevedo II, TPP Andes Petro, Santa Elena II y Guangopolo, todas estas centrales manejan motores de combustión interna para obtener el mejor rendimiento ante el tipo de combustible empleado. En cambio, las centrales que operan con combustible tipo gas y por consiguiente con turbinas turbogas son; Termogás Machala I y II, Victoria II, Aníbal Santos, Enrique García, Álvaro Tinajero y Santa Rosa [1]. En la Figura 1.1. se puede evidenciar las diversas secciones que se presentan en una central termoeléctrica:

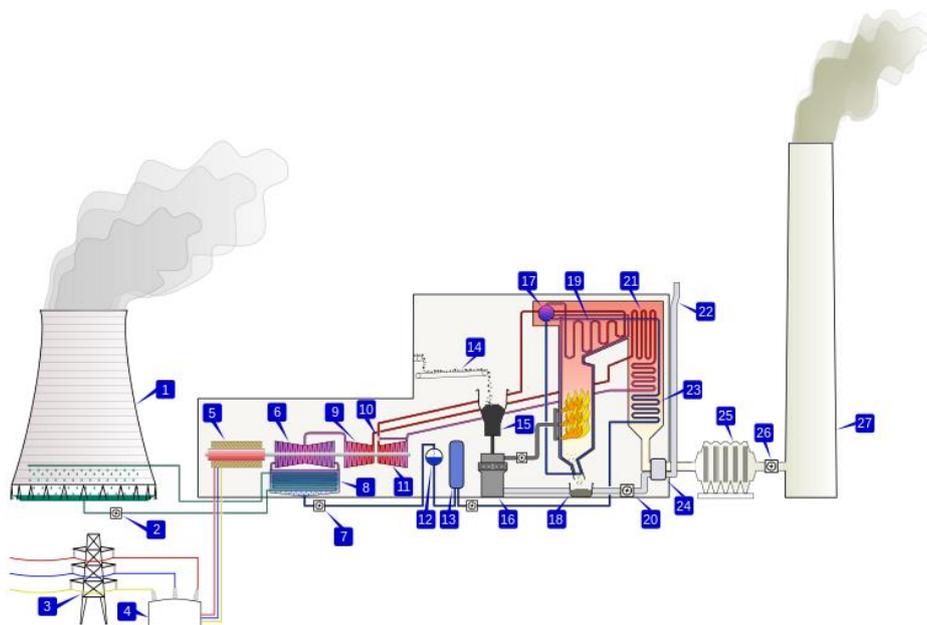


Figura 1.1. Partes constitutivas de una central térmica de carbón [2].

Tabla 1.1. Partes constitutivas de una central térmica de carbón [2].

1	Torre de refrigeración	15	Tolva de carbón
2	Bomba de condensador	16	Molino de combustible pulverizado
3	Pilón (torre de terminación)	17	Tambor de caldera
4	Transformador de unidad	18	Tolva de cenizas
5	Generador	19	Sobrecalentador
6	Turbina de baja presión	20	Ventilador de tiro forzado
7	Bomba de alimentación de caldera	21	Recalentador
8	Condensador	22	Entrada de aire
9	Turbina de presión intermedia	23	Economizador
10	Gobernador de vapor	24	Precalentador de aire
11	Turbina de alta presión	25	Precipitador
12	Desaireador	26	Ventilador de tiro inducido
13	Calentador de alimentación	27	Pila con gases de escape
14	Transportador de carbón		

1.4.1.2. Centrales convencionales

Este tipo de centrales tiene como finalidad la producción de energía eléctrica a partir de carbón, petróleo o gas natural utilizando como intermediario el vapor. La eficiencia general de la conversión de energía de combustible a eléctrica está muy influenciada por la baja eficiencia de la turbina y el condensador. La eficiencia general típica oscila entre el 30 % y el 40 %. Las principales características de estas plantas convencionales son su bajo costo de capital por kilovatio instalado en comparación con otras plantas y prácticamente no tienen límite en su tamaño [3].

1.4.1.3. Centrales de ciclo combinado

Este tipo de centrales se refiere a la combinación de múltiples ciclos termodinámicos para generar energía con una eficiencia mayor a la obtenida por la central convencional. La operación de ciclo combinado emplea un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) que captura el calor de los gases de escape de alta temperatura para producir vapor, que luego se suministra a una turbina de vapor para generar energía eléctrica adicional. En el modo de ciclo combinado, las centrales eléctricas pueden lograr eficiencias

eléctricas de hasta el 60%. El proceso de creación de vapor para producir trabajo utilizando una turbina de vapor se basa en el ciclo de Rankine [4].

1.4.1.4. Centrales nucleares

Este tipo de central emplea energía nuclear como energía primaria para funcionar, esta energía principalmente proviene de la fisión nuclear la misma que a través un ciclo termodinámico convencional proporciona calor para calentar agua y convertirla en vapor, este vapor se utiliza para poder girar grandes turbinas que generan electricidad. Las plantas enfrían el vapor regresándola a agua para ser reutilizada.

“En la fisión nuclear, los átomos se separan para formar átomos más pequeños, liberando energía” [5]. Esta energía liberada como energía calórica, es lo que se aprovecha, ya que su valor neto es sumamente elevado y más aún cuando se tiene cientos de barras de combustible liberando energía. En la Figura 1.2. se presentan las partes típicas que existen en las centrales nucleares:

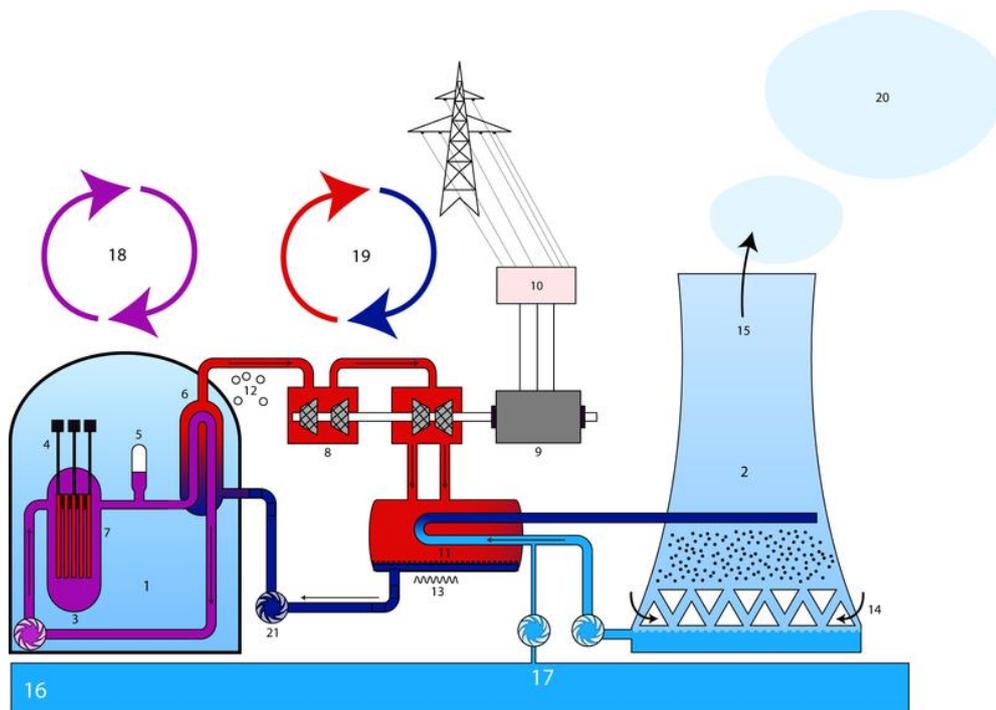


Figura 1.2. Partes constitutivas de una central nuclear con un reactor de agua presurizada (PWR) [6].

Tabla 1.2. Partes constitutivas de una central nuclear con un reactor de agua presurizada (PWR) [6].

1	Bloque del reactor	11	Condensador
2	Torre de refrigeración	12	Partículas de gas
3	Reactor	13	Líquido
4	Barras de control	14	Aire
5	Soporte de presión	15	Aire (húmedo)
6	Generador de vapor	16	Río
7	Combustible	17	Circuito de refrigeración
8	Turbina	18	Circuito primario
9	Generador	19	Circuito secundario
10	Transformador	20	Bomba de vapor de agua

1.4.1.5. Centrales geotérmicas

Se trata de centrales que emplean vapor para lograr girar una turbina que activa un generador produciendo electricidad. Hay tres tipos de plantas de energía geotérmica: vapor seco, vapor de destello y ciclo binario [7]. Sus partes constitutivas típicas son presentadas en la Figura 1.3. donde se evidencia además la localización de cada una de las mismas.

- Vapor seco

En este tipo de centrales se obtiene el vapor desde recursos naturales subterráneos, este recurso se extrae mediante sistemas canalizadores hasta la central donde se dirige a una unidad de turbina/generador [7].

- Vapor de Destello

Este tipo de centrales es más común ya que utilizan depósitos geotérmicos de agua con temperaturas superiores a 182 [°C]. El proceso empieza desde que el agua, que se encuentra muy caliente y a alta presión, fluye hacia arriba a través de pozos en el suelo. A medida que sube, la presión disminuye y parte del agua caliente se convierte en vapor, aquí el vapor se separa del agua sirviendo para impulsar una turbina conectada a un generador eléctrico [7].

- Ciclo binario

Este tipo de centrales funcionan con agua a temperaturas más bajas que las de vapor de destello, alrededor de 107-182 [°C]. Aquí se emplea el calor del agua para hervir un fluido

con un punto de ebullición más bajo que el del agua, este fluido se vaporiza en un intercambiador de calor y su vapor se utiliza para girar una turbina conectada a un generador [7].

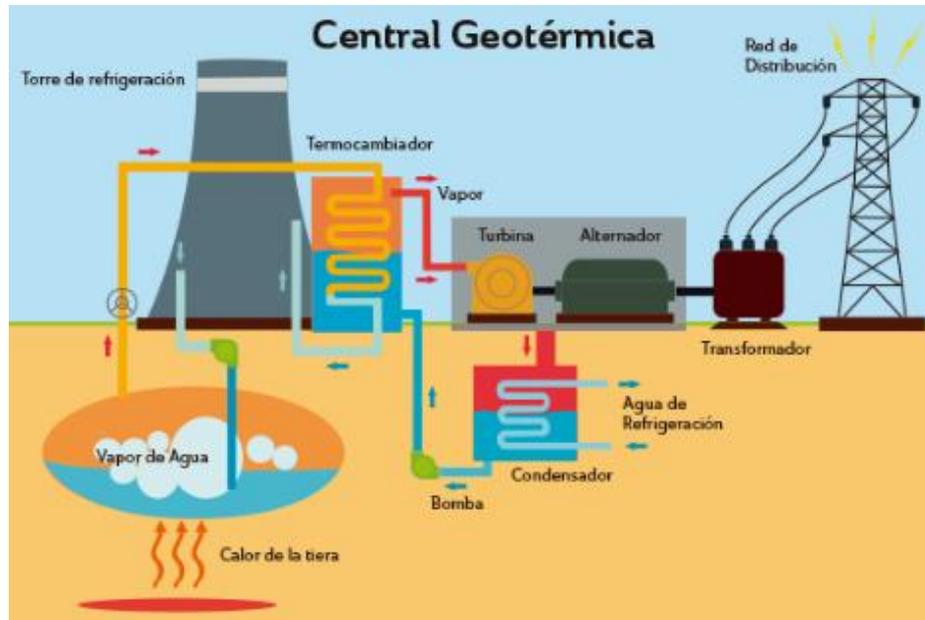


Figura 1.3. Partes constitutivas de una central geotérmica [8].

1.4.1.6. Centrales biomasa

Se trata de centrales que emplean combustible desarrollado a partir de materiales orgánicos, este tipo de combustibles puede mejorar la resiliencia de las industrias rurales al generar ingresos por sus flujos de desechos y, al mismo tiempo, beneficiar al medio ambiente al reemplazar los combustibles de origen fósil y atrapar carbono. Para el caso de Ecuador según lo mencionado por el Plan Maestro de Electricidad se posee las siguientes centrales de biomasa que emplean bagazo de caña de azúcar para funcionar: San Carlos, Ecoelectric, y Ecados A-G [9] [1]. Sus partes constitutivas típicas son presentadas en la Figura 1.4. donde se evidencia además la localización de cada una de las mismas.



Figura 1.4. Partes constitutivas de una central de biomasa [10].

1.4.1.7. Centrales eólicas

Se trata de centrales que transforman el movimiento que producen las masas de aire sobre las palas en energía eléctrica. Esto se logra al emplear aerogeneradores, los mismos que hasta el momento no entregan gran potencia por lo que sus parques suelen contar de una cantidad elevada de aerogeneradores para poder entregar potencias favorables. Para el caso de Ecuador el Plan Maestro de Electricidad informa que se poseen las siguientes centrales con esta tecnología; Villonaco, San Cristóbal, Empresa Eléctrica Galápagos y Baltra [1]. Sus partes constitutivas típicas son presentadas en la Figura 1.5. donde se evidencia además la localización de cada una de las mismas.

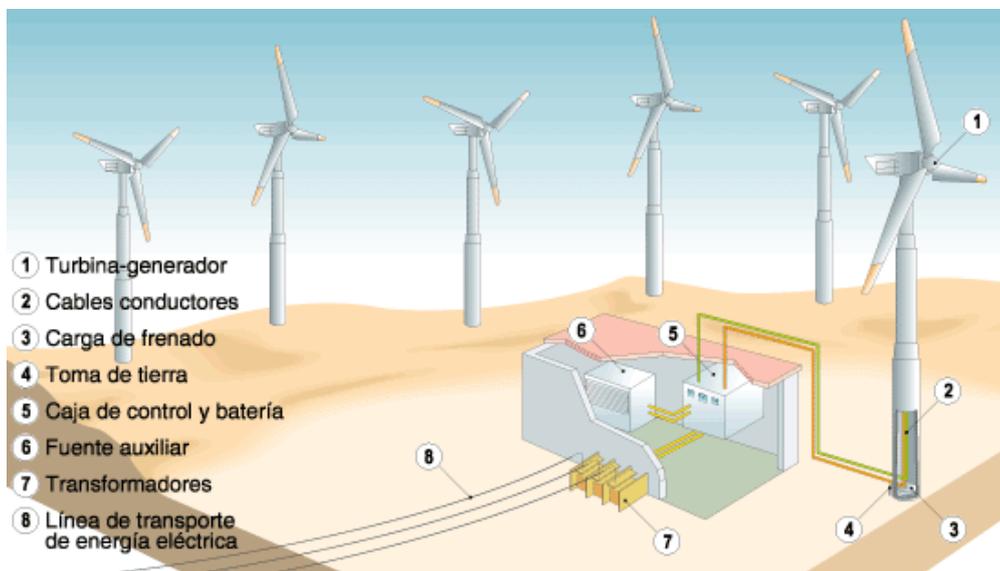


Figura 1.5. Partes constitutivas de una central eólica [11].

1.4.1.8. Centrales fotovoltaicas.

Se trata de centrales que emplean el efecto fotovoltaico para entregar energía eléctrica, esto se logra al emplear materiales semiconductores, como paneles y en diferentes arreglos, que captan radiación solar y a través de inversores de corriente y transformadores la inyectan a los sistemas eléctricos de potencia. Para el caso de Ecuador se menciona que para el año 2018 existen 34 centrales fotovoltaicas con 26,74 MW de potencia efectiva [12]. Sus partes constitutivas típicas son presentadas en la Figura 1.6. donde se evidencia además la localización de cada una de las mismas.

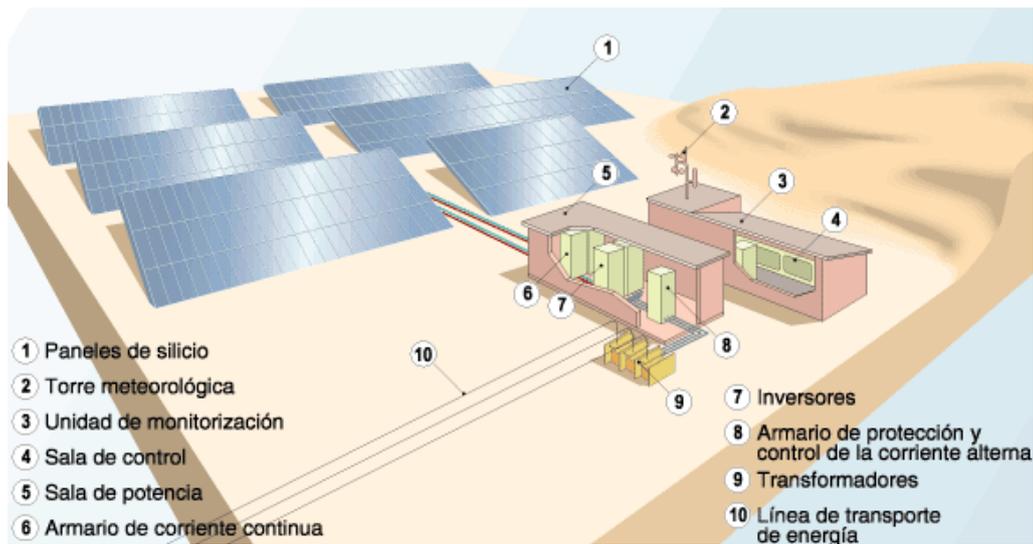


Figura 1.6. Partes constitutivas de una central fotovoltaica [13].

1.4.1.9. Centrales Hidroeléctricas

El aprovechamiento de la energía hidráulica que proviene de arroyos y ríos tiene una larga historia que ha ido evolucionando con el tiempo hasta llegar a aplicarse mayoritariamente hoy en día en generación de energía eléctrica, a este tipo de aprovechamiento se lo conoce como central hidroeléctrica.

La central hidroeléctrica se encarga de transformar la energía potencial, presente por el desnivel del cauce del río y el volumen del flujo de agua, en energía eléctrica y en general, cuanto mayor sea el flujo de agua y mayor sea la altura, más electricidad puede producir una central hidroeléctrica. Este proceso se puede describir como; el agua que fluye a través de una tubería empuja y hace girar las aspas de una turbina para hacer girar un generador y producir electricidad.

Este trabajo se enfoca principalmente en las centrales hidroeléctricas ya que Ecuador posee un gran número de estas centrales ya sea de pasada o embalse, por lo que se

revisará con un poco más de profundidad la teoría relacionada con estas centrales que en las centrales presentadas anteriormente [14].

Se puede entonces brindar una clasificación a las centrales, según el formato administrativo y según su modo de operación:

- Clasificación administrativa

Se refiere a la clasificación de las centrales según su potencia, esta clasificación es diferente para cada país y organización dedicada al ámbito de energía renovables. Por ejemplo, el Ecuador en su guía práctica GPE INEN 59:2012, dictamina que las centrales se clasifican acorde a lo presentado en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Clasificación administrativa acorde a GPE-59 [15].

Central Hidroeléctrica	Capacidad
Grande	> 50 MW
Mediana	10 MW – 50 MW
Pequeña	1 MW – 10 MW
Mini	1 000 kW – 100 kW
Micro	5 kW – 100 kW
Pico	< 5 kW

Para este trabajo se ha tomado la clasificación brindada por OLADE la misma que determina los rangos de división presentados Tabla 1.4.

Tabla 1.4. Clasificación administrativa acorde a OLADE y demás [16] [17] [18].

Clasificación según su potencia	Rango [MW]
Mini	< 10
Pequeña	10 – 50
Mediana	50 – 100
Gran	> 100

- Clasificación según su modo de operación

Su clasificación depende del tipo de construcción que se haya planteado, y sus tipos son los planteados en la Tabla 1.5.

Tabla 1.5. Clasificación según el modo de operación [14].

Tipo de clasificación	Central tipo
Ubicación respecto al nivel	Al aire libre
	En caverna
Régimen de flujos	De pasada o agua fluyente
	De embalse
	De regulación
	De bombeo o reversibles

1. Al aire libre: Son centrales que poseen el lugar de captación de agua muy alejado de la casa de máquinas, por lo que su conexión se realiza mediante tuberías.
2. En caverna: Son centrales que poseen la casa de máquinas inmersa dentro de cavernas.
3. De pasada o agua fluyente: Son centrales que no cuentan con una represa que les faculte acumular agua para uso posterior, si no que varían directamente con el caudal presente en un canal de agua.

Tabla 1.6. Ejemplo de centrales de pasada en Ecuador [1].

Hidroeléctrica	Provincia
Coca codo Sinclair	Napo
Abanico	Morona Santiago
Cumbayá	Pichincha
Delsitanisagua	Zamora Chinchipe
Due	Sucumbíos
Hidrosanbartolo	Morona Santiago
Manduriacu	Imbabura
Minas san Francisco	Azuay
Normandia	Morona Santiago
Ocaña	Cañar
Pusuno	Napo
San Francisco	Tungurahua
Sopladora	Azuay
Topo	Tungurahua

4. De embalse: Son centrales que poseen la capacidad de acumular agua en un depósito conocido como embalse, para usos posteriores.

Tabla 1.7. Ejemplo de centrales de embalse en Ecuador [1].

Hidroeléctrica	Provincia
Agoyán	Tungurahua
Baba	Los Ríos
Marcelo Laniado	Guayas
Mazár	Azuay
Paute	Azuay
Pucará	Tungurahua

- 4.1. De regulación: Sus depósitos de agua obtienen suministro desde ríos o riachuelos, que casi de manera natural desembocan ahí. Tras turbinarse el agua necesaria la misma regresa al canal natural para continuar con su proceso.
- 4.2. De bombeo: Sus depósitos de agua son 2 uno superior y uno inferior, el agua del depósito superior se emplea para generar energía eléctrica, esta agua cae al depósito inferior para posteriormente ser regresada al depósito superior empleando bombas hidráulicas o alternadores funcionando como motor. Se emplean principalmente como un método de almacenamiento de energía, ya que su agua embalsada puede ser empleada para satisfacer demanda en horas pico.

Una central hidroeléctrica por lo general tiende a tener los siguientes elementos en obra civil (algunos se pueden obviar dependiendo del tipo de central):

- Presa: Es la barrera que se construye en un río con la finalidad de acumular agua para generar energía eléctrica.
- Embalse: Es la acumulación de agua debido a una construcción lo cual ocasiona una modificación a su cauce natural.
- Tubería forzada: Se encarga de llevar el agua presión desde el embalse o un canal hasta la entrada de la turbina.
- Chimenea de equilibrio: Se encarga de absorber las sobrepresiones causadas por el golpe de ariete.
- Compuertas: Se encarga de regular el flujo del agua en alguna estructura hidráulica.

- Turbina hidráulica: Es la turbina (Pelton, Francis o Kaplan) que utiliza la energía del fluido que la atraviesa para transformarlo en movimiento que se transmite al eje de un generador.

Sus partes constitutivas típicas son presentadas en la Figura 1.7. donde se evidencia además de la localización de cada una de las mismas la existencia de manera muy general de la obra eléctrica.

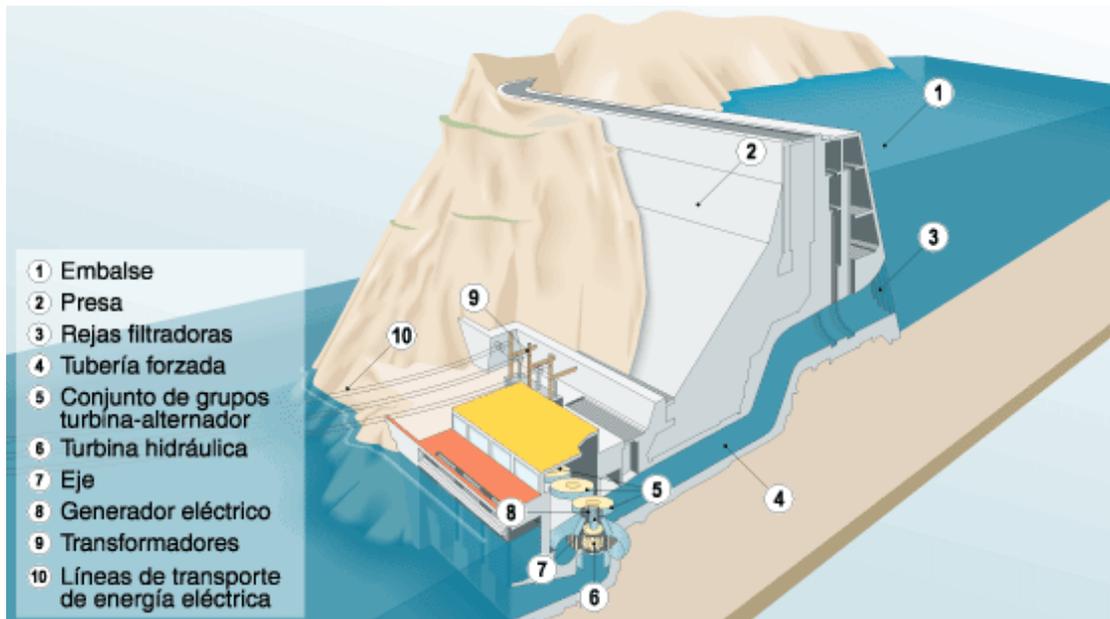


Figura 1.7. Partes constitutivas de una central hidroeléctrica [14].

Los elementos constitutivos en la parte de obra eléctrica básicos a ser empleados son los siguientes:

- Generador eléctrico: Es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica de su eje o rotor en energía eléctrica, dependiendo de los requerimientos puede ser síncrono o asíncrono.
- Transformador eléctrico de potencia: Es el elemento que se encuentra formado por un núcleo ferromagnético y devanados eléctricos en alto, medio y bajo voltaje permitiendo elevar el voltaje del generador hacia las líneas de transmisión, para lograr eficiencia en la transmisión de energía al disminuir las pérdidas por efecto joule.
- Interruptores automáticos de potencia: Son elementos cuyo objetivo principal es la apertura y cierre de circuitos ante situaciones de carga nominal, o situaciones

transitorias de cortocircuito. Por tanto, su diseño debe considerar entre otras, las siguientes características mínimas:

- Tensión de diseño
- Tensión nominal
- Potencia de ruptura
- Tensión de recuperación
- Capacidad de cierre
- Tiempo de reenganche

Dependiendo de las necesidades descritas por sector operativo de la central se debe tener en consideración el tipo de extinción de arco, para el caso de apertura de circuitos en condiciones normales y transitorias de cortocircuito, que pueden ser:

- Extinción del arco eléctrico mediante aire
 - Extinción del arco eléctrico mediante aire comprimido
 - Extinción del arco eléctrico mediante vacío
 - Extinción del arco eléctrico mediante Hexafluoruro de Azufre (SF_6)
 - Extinción del arco eléctrico mediante aceite dieléctrico
- Seccionadores: Son elementos de maniobra cuyo objetivo es la interrupción del circuito siempre y cuando el interruptor haya sido accionado previamente, ya que este elemento no tiene la aptitud de accionarse cuando existan valores de corrientes normales o elevadas, únicamente ante condiciones de no existencia de corriente o una corriente muy baja, ya que no posee elementos para extinción de arco eléctrico. Su clasificación es como sigue:
 - Según el número de polos (Tripolar o monopolar).
 - Según el tipo de servicio
 - Según el tipo de maniobra
 - Según el accionamiento de los contactos
 - Según su función

- Elementos de control: Son los elementos que permiten tener control sobre distintas variables del generador para un funcionamiento adecuado.
 - Elementos de control sobre la turbina del generador eléctrico.
 - Regulador de velocidad: Se trata del dispositivo capaz de ajustar el caudal del agua que se va a turbinar, para así poder mantener un determinado valor de velocidad sobre la turbina.
 - Regulador de nivel: Se trata del dispositivo empleado en centrales de pasada o de agua fluvente, para poder mantener constante el nivel del agua sobre el canal de agua fluvente o en la cámara de carga.
 - Elementos de control sobre el generador eléctrico.
 - Regulador de voltaje (AVR): Se trata del dispositivo cuyo objetivo es mantener constante el valor del voltaje en los bornes del generador, independientemente de las fluctuaciones de carga que se hayan presentado. Sus características esenciales para tomar en consideración son:
 - Rapidez de entrega de respuestas.
 - Precisión o exactitud.
 - Amortiguamiento.
 - Sensibilidad.
 - Sistema estabilizador de potencia (PSS): Se trata del sistema que actúa para atenuar las oscilaciones y mejorar el amortiguamiento.
 - Equipo de sincronización: Se trata del dispositivo que se encarga de realizar las operaciones de conexión cuando se hayan sincronizado los sistemas.
 - Elementos de protección: Son los elementos que tienen como objetivo proteger a los elementos y personas que se encuentran dentro de la central eléctrica.
 - Mallas de Tierra: Son elementos destinados a evitar la generación de diferencias de potencial entre diferentes elementos. El

dimensionamiento de esta es único para cada instalación y debe respetar las normas de diseño impuestas para cada caso.

- Pararrayos: Son elementos que están destinados a dirigir los sobrevoltajes, adyacentes a sí mismo, directamente a tierra para así proteger a las instalaciones circundantes. Las características mínimas que se deben tener en cuenta para su correcta elección son:
 - Voltaje de disparo
 - Voltaje residual
 - Corriente de derivación
 - Corriente de fuga
- Transformadores de medida y protección: Son elementos destinados a brindar medidas escaladas de los circuitos de potencia, brindando una separación entre circuitos de maniobra y de potencia, estas medidas serán procesadas para tomar decisiones que prioricen el correcto funcionamiento del sistema. Si bien son transformadores, se pueden diferenciar por el tipo de equipo que se conecte en su bobinado secundario, teniendo así:
 - Transformadores de protección.
 - Transformadores de medida.
 - Transformador de voltaje.
 - Transformador de corriente.
- Protecciones eléctricas y mecánicas: Son distintos sistemas que tienen como objetivo salvaguardar los elementos, equipos y personal de la central ante eventos destructivos espontáneos. Su accionar por lo general supone un evento de parada de emergencia de la central.
 - Protección mecánica: Son sistemas destinados a la protección de los distintos elementos de la central ante eventos de origen mecánico, los mismos que pueden ser:
 - Empalamiento del generador y turbina.

- Elevación de temperatura en cojinetes y eje de la turbina.
 - Elevación de temperatura en cojinetes y eje del generador
 - Elevación de temperatura en el aceite del multiplicador de velocidad.
 - Malfuncionamiento en circulación y niveles presentes en los distintos líquidos refrigerantes.
 - Malfuncionamiento en circulación y niveles presentes en los distintos aceites, pertenecientes a elementos de la turbina.
 - Desfase en tiempos de accionamiento de apertura de compuertas.
 - Elevación de temperatura de trabajo en generadores.
 - Elevación de temperatura de trabajo en transformadores.
- Protecciones eléctricas: Son sistemas destinados a la protección de los distintos elementos de la central ante eventos de origen eléctricos, los mismos que pueden generarse dentro de:
 - Generador: Las protecciones que se pueden emplear son las siguientes (algunas se pueden descartar en base a criterios técnicos-económicos):
 - Protecciones Diferenciales.
 - Protección ante sobre voltajes.
 - Protección ante bajos voltajes-
 - Protección de subexcitación.
 - Protección de baja frecuencia.
 - Protección de cortocircuitos entre los bobinados.

- Protección de descargas entre tierra y rotor.
 - Protección ante retornos de energías.
 - Protección ante sobrecarga por fase (cargas asimétricas)
- Transformador: Las protecciones que se pueden emplear son las siguientes (algunas se pueden descartar en base a criterios técnicos-económicos):
 - Protección ante sobrevoltajes en el lado primario.
 - Protección diferencial.
 - Protección diferencial considerando neutro.
 - Protección de sobre voltajes.
 - Protección de sobre corriente.
 - Protección de carcasa metálica.
 - Protección con relé Buchholz.
- Líneas de transmisión: Es el elemento que permite transmitir a través de este la energía desde el punto de generación hasta el punto de consumo.
 - Servicios auxiliares: Son sistemas que son indispensables para el proceso de generación de energía eléctrica, ya que pueden contener la alimentación hacia sistemas de emergencia que salvaguarden la integridad física de las instalaciones de la central o bien alimentan a servicios que ayudan al personal operativo a laborar con normalidad.

Las centrales eléctricas poseen como aspectos básicos y fundamentales su potencia instalada y energía producida, las mismas que dependen directamente de su caudal y de la altura útil, que posee el salto de agua a ser turbinada.

- Potencia Instalada

La potencia instalada o mejor conocida como potencia útil nominal es aquella potencia que realmente se aprovecha u obtiene, ya que toma en consideración las pérdidas por; efecto

joule, en el entrehierro de los diversos elementos, rozamiento en el caso de elementos móviles y demás.

Su formulación matemática, presentada por bibliografía [14], es como se muestra a continuación:

$$P_{inst} = \gamma * Q_e * H_n * n_t * n_m * n_g * n_{tr} \quad (1.1)$$

Donde:

P_{inst} : Es la potencia útil nominal para cada unidad generadora en [kW].

γ : Se refiere al peso específico del agua [9,81 kN/m³].

Q_e : Es el caudal de equipamiento de cada unidad generadora [m³/s].

H_n : Es el salto neto [m].

n_t : Es el rendimiento de la turbina que varía conforme el caudal del equipamiento.

n_m : Es el rendimiento del multiplicador.

n_g : Es el rendimiento del generador.

n_{tr} : Es el rendimiento del transformador.

Los rendimientos son propios de cada elemento y diferentes dependiendo de la condición de trabajo, esto por ejemplo se puede evidenciar en la Figura 1.8. donde el valor del rendimiento de la turbina varía dependiendo del grado de carga.

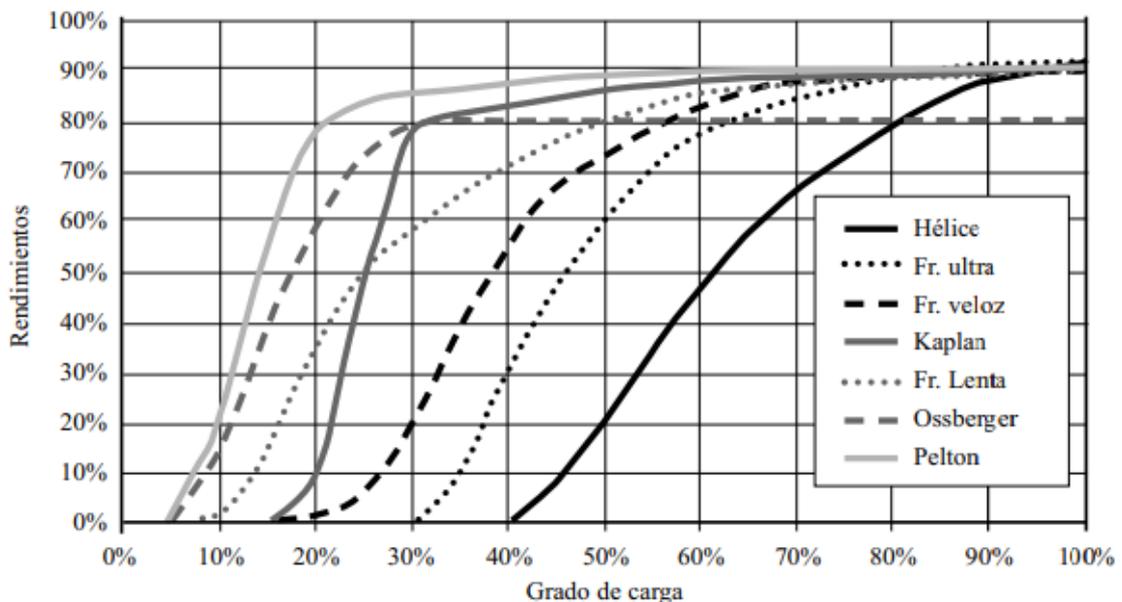


Figura 1.8. Rendimientos de diferentes turbinas ante distintos niveles de carga [14].

Por lo que según bibliografía [14] se puede tomar al producto de los rendimientos como un valor comprendido dentro del 0,8 y 0,85, ya que por lo general el resto de los rendimientos es desconocido para el público.

- Energía producida y horas equivalentes

La energía eléctrica producida se refiere a la cantidad de potencia generada durante el número de horas equivalentes o ciclo operativo operado. Se puede dividir a las centrales dependiendo de la cantidad de horas equivalentes que opera la central [14].

Tabla 1.8. Clasificación de las centrales en base a las horas equivalentes [14].

Tipo de Central	Número de Horas equivalentes [Horas]
Central Base	5 000
Central Semipunta	3 000
Central Punta	2 000

Esta cantidad de horas equivalentes podría servir de guía para conocer si es que las centrales se encuentran bien dimensionadas, ya que si el valor de las horas equivalentes es elevado se podría decir que la central debe incrementar su potencia instalada, por el contrario, si es un valor numérico bajo indica que la central está sobredimensionada.

- Altura del salto del agua

Como se observó en la definición brindada al principio, la cantidad de energía eléctrica producida varía directamente con la cantidad de la altura del salto de agua que se puede aprovechar ya que esta se encuentra inmersa dentro de la fórmula de potencia instalada. Se pueden distinguir cuatro tipos de saltos.

1. Salto Bruto (H_b): Es el salto de agua horizontal total que existe, su valor se puede obtener de la diferencia entre el nivel superior de salto y el nivel inferior, este nivel inferior puede ser el punto de devolución del agua al río o el punto donde se golpea las cazoletas del rodete, todo esto dependiente del tipo de turbina que se haya empleado [14].
2. Salto útil (H_u): Se obtiene como la diferencia de valores entre el nivel al que se encuentra la cámara de carga y el nivel inferior que se mencionó anteriormente [14].
3. Pérdidas de carga (h_p): Se refiere a la pérdida de la altura debido a los rozamientos del agua con los diferentes elementos de conducción en todo el trayecto [14].

4. Salto neto (H_n): Se obtiene al sustraer el valor del salto útil del valor de las pérdidas de carga, y a su vez se toma su concepto para poder calcular el valor de la potencia útil [14].

- Caudal

Se refiere a la cantidad de agua que atraviesa una superficie y se mide en $[m^3/s]$, la finalidad de obtener esta medida es para poder conocer el comportamiento del caudal durante un ciclo definido y para poder conocer la viabilidad de un proyecto, con esta información se puede construir una curva de caudal medio de la cual se puede obtener las siguientes características:

1. Caudal máximo (H_b): Es el nivel máximo que se alcanza a lo largo del año [14].
2. Caudal mínimo (H_b): Es el nivel mínimo que se espera a lo largo del año y se lo conoce como caudal de estiaje [14].
3. Caudal de servidumbre o ecológico (H_b): Se puede tener dos conceptos:
 - a. Caudal de servidumbre no turbinable: “Se refiere al caudal que se debe dejar pasar por el cauce del río sin ser turbinado para permitir el desarrollo normal de la flora y fauna”.
 - b. Caudal de servidumbre turbinable: “Se refiere al caudal que se puede pasar por la turbina, sin existencia de peligro para la fauna del río o para que el cauce no quede seco”
4. Caudal de equipamiento (Q_e): Se refiere al caudal máximo que se puede turbinar a través de la turbina. Este valor debe ser el óptimo para cada caso de instalación.
5. Caudal mínimo técnico (Q_{mt}): Se refiere al caudal mínimo que se puede turbinar a través de la turbina y sigue la siguiente relación [14]:

$$Q_{mt} = k * Q_e \quad (1.2)$$

Donde:

Q_{mt} : Es el caudal mínimo técnico turbinable.

k : Es un factor que es dependiente del tipo de turbina empleada y que sus valores pueden ser tomados de la tabla siguiente.

Q_e : Es el caudal de equipamiento.

Tabla 1.9. Factor “k” de distintas turbinas [14].

Tipo de Turbina	k
-----------------	-----

Pelton	0,1
Flujo cruzado (Ossberger)	0,15
Kaplan	0,22
Semikaplan	0,35
Francis	0,35
Hélice	0,65

1.4.2. Costos de Producción de Energía Eléctrica

El proceso de generación de energía eléctrica conlleva diversos costos, inherentes a su normal funcionamiento, que pueden ser considerados como costos fijos o variables, el valor de cualquiera de los costos depende en gran medida del país y las leyes que se rijan en el mismo para su ponderación. Es por lo que no existe una normativa base que pueda ser referenciada por las centrales para poder calcular de manera exacta sus costos de funcionamiento. Estos costos como se ha indicado previamente se pueden dividir en dos categorías:

1.4.2.1. Costos Fijos

Los costos fijos son costos que no cambian cuando los volúmenes de ventas o producción aumentan o disminuyen. Esto se debe a que no están directamente asociados con la fabricación de un producto o la prestación de un servicio. Los costos fijos pueden abarcar impuestos, alquiler, salarios, depreciación, intereses, gastos legales, costos fijos operacionales y ambientales.

Estos pueden tener ciertas variaciones en el caso de cambios estructurales a gran nivel, pero de ahí en adelante su comportamiento gráfico se caracteriza por ser una línea recta, como es posible evidenciar en la Figura 1.9., donde además se evidencia el comportamiento de los costos variables, mismos que se explicarán la siguiente sección:

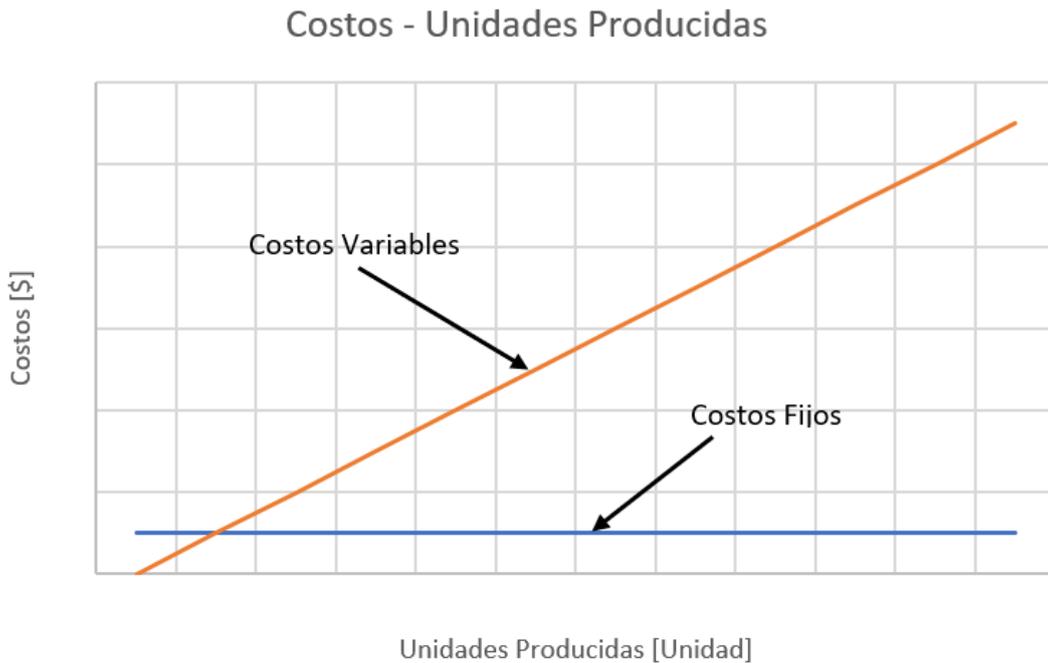


Figura 1.9. Diferencia entre costos fijos y variables.

1.4.2.1.1. Costos Fijos en Centrales Hidroeléctricas

Se puede observar que se tiene diferentes valores y componentes para los costos mencionados, ya que varían dependiendo de las leyes de cada país. En el caso de Ecuador los componentes empleados para determinar estos costos son dictaminados por el artículo 56 de la LOSPEE y son:

- Costos de administración, operación y mantenimiento (sin contabilizar los costos variables).

Para este componente los costos administrativos son aquellos relacionados con la administración de la gestión general de la Empresa, mientras que los costos de operación y mantenimiento buscan asegurar que la central eléctrica permanezca en funcionamiento de una manera continua, segura y compatible con el medio ambiente.

Dentro de estos los costos administrativos se puede contabilizar como, por ejemplo; los sueldos, la depreciación de bienes inmuebles, contribuciones especiales dictaminadas por ley y demás.

- a. La depreciación es la disminución del valor de un bien y según el SUCOSE (Sistema Uniforme de Cuentas para Organismos del Sector Eléctrico) los porcentajes recomendados a utilizar para calcular la depreciación, en una central hidroeléctrica según la capacidad de esta son [19]:

Tabla 1.10. Porcentajes recomendados para centrales mayores a 50 MW [19].

Nombre	Depreciación	
	Años	%
Edificios y Estructuras	50	2
Obras Hidroeléctricas	50	2
Instalaciones Electromecánicas	35	2,86
Otros Equipos de las centrales hidroeléctricas	35	2,86
Carreteras, caminos y puentes	60	1,67

Tabla 1.11. Porcentajes recomendados para centrales entre 5 MW y 50 MW [19].

Nombre	Depreciación	
	Años	%
Edificios y Estructuras	40	2,5
Obras Hidroeléctricas	40	2,5
Instalaciones Electromecánicas	33	3
Otros Equipos de las centrales hidroeléctricas	33	3
Carreteras, caminos y puentes	50	2

Tabla 1.12. Porcentajes recomendados para centrales entre 0,5 MW y 5 MW [19].

Nombre	Depreciación	
	Años	%
Edificios y Estructuras	33	3
Obras Hidroeléctricas	33	3
Instalaciones Electromecánicas	30	3,33
Otros Equipos de las centrales hidroeléctricas	30	3,33
Carreteras, caminos y puentes	40	2,5

- b. “Las contribuciones especiales son aquellos tributos cuya obligación tiene como hecho imponible el beneficio que los particulares obtienen como consecuencia de la realización de una obra pública”.
- Costos de Responsabilidad Ambiental.

Este componente se lo puede clasificar en dos categorías: Impacto sobre el medio ambiente físico y el impacto sobre el ambiente socioeconómico del entorno. El primero está

relacionado con el uso de la tierra y los recursos naturales como el agua, la flora y la fauna. El segundo se refiere al impacto sobre las poblaciones, vías de comunicación (terrestres y lacustres), agricultura, y otras actividades económicas del entorno. También comprende cuestiones culturales como la existencia de zonas de valor arqueológico.

- Costos de Calidad.
- Costos de disponibilidad y confiabilidad

1.4.2.2. Costos Variables

Los costos variables son gastos que varían en proporción al volumen de bienes o servicios que produce una empresa. Es decir, son costos que varían en función del volumen de actividad. Los costos aumentan a medida que aumenta el volumen de actividades y disminuyen a medida que disminuye el volumen de actividades.

Estos costos y componentes son propios de cada tipo de tecnología, por ejemplo, para la generación térmica se tiene gastos por transporte de combustibles, uso de combustibles propiamente y el uso de químicos. Para el caso de centrales hidroeléctricas estos componentes son diversos como se muestra en la sección siguiente.

1.4.2.2.1. Costos Variables en Centrales Hidroeléctricas

Los costos variables de operación para el caso de centrales hidroeléctricas son muy diversos, ya que dependen de cada tipo de central, su país de origen y leyes a las que esté sujeto. Se ha recopilado los componentes que se consideran como costos variables de operación en bibliografía y son los siguientes:

- La Regulación N° CONELEC 009/02 propone como componentes de los costos variables a:
 - *“Combustibles”* [20].
 - *“Transporte de combustible”* [20].
 - *“Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación”* [20].
 - *“Agua potable”* [20].
 - *“Energía eléctrica para servicios auxiliares”* [20].
 - *“Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos”* [20].

- *“Costos variables de Operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental” [20].*

“No se considerarán aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades generadoras. Los costos variables de mantenimiento serán detallados en el instructivo correspondiente que distribuirá el CENACE según lo señala el numeral 7 de la presente Regulación” [20].

- La Regulación N° ARCERNNR - 004/20 en el Anexo A propone:
 - *“Costos del agua turbinada para generación, CA” [21].*
 - *“Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación, CLQI” [21].*
 - *“Costos de energía eléctrica consumida por servicios auxiliares, CEE” [21].*
- El costo variable de operación según se describe en [22], por hora está compuesto por:
 - Costo de mantenimiento por una hora de operación [22].
 - Costo de agua [22].
 - Costo de limpieza del basurero [22].
- Los componentes de los costos de operación propuestos por [19] son:
 - *“Costo por uso del agua.” [19]*
 - *“Costos de la energía eléctrica para servicios auxiliares.” [19]*
 - *“Costos variables de mantenimiento.” [19]*

Se puede entonces observar que algunos componentes representan la misma idea, pero con distinta escritura, por lo que su recopilación queda resumida a:

- Costos por uso de lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación.
- Costos por uso de agua destinada a generación.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Costos de uso de energía destinada a servicios auxiliares.
- Costos empleados para el control y mitigación del impacto ambiental

Los componentes seleccionados para este trabajo de integración curricular se explicarán en la sección de “Metodología”.

1.4.3. Metodologías Propuestas para el Cálculo de CVP en Ecuador

El Ecuador al ser un país que posee en mayor medida centrales hidroeléctricas, ha visto como el cálculo de los rubros de costos variables de producción para centrales hidroeléctricas no es el adecuado ya que en la mayoría de los casos el valor propuesto temporal de 2 US\$/MWh es muy inferior a lo esperado.

1.4.3.1. Regulación N° ARCERNNR – 004/20 [21]

La regulación brinda en su Anexo A un procedimiento para declarar y definir los costos variables de producción de las centrales o unidades de generación térmica. Este procedimiento toma en cuenta; costos de; combustibles, transporte, químicos necesarios para operación, consumo de agua potable y energía eléctrica consumida para servicios auxiliares. Su metodología presentada es mayoritariamente dirigida a centrales térmicas por lo que no es considerado en este trabajo [21].

1.4.3.2. Proyecto De Reforma A La Regulación N° 004/20 [23]

Este informe brinda una metodología enfocada al cálculo del costo variable de producción para centrales hidroeléctricas y además manifiesta que “... resulta claro que es difícil implementar una metodología basada en la bibliografía señalada, incluso la más prometedora (basada en la calidad del agua) ...” [23].

Esta metodología toma como componentes para determinar a los costos variables de producción a:

- Costos del agua turbinada para generación. C_A

$$C_A = \frac{x * Vol}{G_B} \quad (1.3)$$

Donde:

C_A : Es el costo del agua turbinada para generación [USD/kWh].

x : Es la tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad; actualmente el valor es 0,0049 [USD/m³].

Vol : Es el 6% del caudal autorizado para el aprovechamiento hidroeléctrico [m³].

G_B : Es la generación bruta estimada para un ciclo operativo [kWh].

- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación. C_{LQI}

$$C_{LQI} = \frac{\sum_i PU_i * CM_i}{G_B} \quad (1.4)$$

Donde:

C_{LQI} : Es el costo unitario de lubricantes, químicos y otros [USD/kWh].

PU_i : Es el precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración [USD].

MC_i : Es el consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo.

G_B : Es la generación bruta estimada para un ciclo operativo [kWh].

- Costos de energía eléctrica consumida por servicios auxiliares.

$$C_{EE} = \left(\frac{C_A + C_{LQI}}{1 - \frac{CE_{AX}}{G_B}} \right) * \frac{CE_{AX}}{G_B} \quad (1.5)$$

Donde:

C_{EE} : Es el costo de energía eléctrica para servicios auxiliares [USD/kWh].

C_A : Es el costo del agua turbinada para generación [USD/kWh].

C_{LQI} : Es el costo unitario de lubricantes, químicos y otros [USD/kWh].

CE_{AX} : Es el consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, estimada durante el ciclo operativo, [kWh].

G_B : Es la generación bruta estimada para un ciclo operativo [kWh].

1.4.4. Metodologías Propuestas Por Distintas Instituciones

Para el desarrollo de este TIC se ha realizado una revisión bibliográfica sobre las instituciones que publican reportes acerca de esta temática, encontrando así que las instituciones brindan un precio referencial casi fijo para calcular los CVP, los países en cambio presentan una metodología y precios referenciales para el cálculo de los CVP, de igual manera la información recopilada se presenta a continuación:

1.4.4.1. IRENA

Es una organización intergubernamental que presta apoyo a los países en el proceso de transición hacia un futuro basado en energía sostenible. De entre sus tantas acciones

destaca su repositorio que promueve políticas, tecnologías, recursos y conocimientos financieros en energías renovables [24].

Esta organización propone en su informe publicado en 2012, que los costos variables de una central hidroeléctrica son iguales a los costos de operación y mantenimiento y equivalen a 0,002 US\$/MWh para hidroeléctricas convencionales, este valor se deriva del análisis de LCOE de proyectos de hidroeléctricas [25].

1.4.4.2. CEC

La Comisión de Energía de California (CEC) es la principal agencia de planificación y política de energía del estado que mantiene datos, hechos y estadísticas sobre las industrias de electricidad, gas y energías renovables [26].

En el informe entregado por la comisión de energía y evaluado en [27] propone que el valor de los costos variables es igual a los costos de operación y mantenimiento y equivalen a 3,1 US\$/MWh

1.4.4.3. CAISO

El Operador Independiente del Sistema de California (ISO, por sus siglas en inglés) administra el flujo de electricidad a través de las líneas eléctricas de larga distancia y alto voltaje que constituyen el 80 por ciento de la red eléctrica de California [28].

En su presentación realizada para la sesión de entrenamiento del 2021 se indica que un valor referencial para una central hidroeléctrica en costos o valores sumadores es de 0,65 US\$/hora-ejecutada/MWh [29].

1.4.4.4. EIA

La Administración de Información Energética (EIA) recopila, analiza y difunde información energética independiente e imparcial para promover la formulación de políticas sólidas, mercados eficientes y la comprensión pública de la energía y su interacción con la economía y el medio ambiente [30].

Esta organización propone que los costos variables son los costos de operación y mantenimiento y equivalen a 3,51 US\$/MWh [31].

1.4.5. Metodologías Propuestas Por Distintos Países

1.4.5.1. Chile

La comisión nacional de energía de Chile presenta en su informe de costos de tecnologías de generación del año 2020, valores base para costos variables no combustibles según el

tipo de tecnología. Para el caso de centrales hidroeléctricas con tecnologías tipo; hidráulicas de pasada (>20 MW), Minihidráulica (<20 MW) y para hidráulicas de embalse, se expone un valor referencial de 1,3 US\$/MWh [32].

1.4.5.2. Perú

Perú establece procedimientos técnicos para el cálculo de costos variables de las unidades de generación, esta metodología presentada en la ecuación (1.6) se establece para el caso de centrales hidroeléctricas y se establece como sigue [33]:

$$C_{VH} = C_{UE} + C_{VSS} \quad (1.6)$$

Donde:

C_{VH} : Costos variables de las Centrales Hidroeléctricas.

C_{UE} : La compensación única al Estado (CUE) por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas de acuerdo con el artículo 213° y 214° del reglamento de la ley de concesiones eléctricas (La CUE se actualiza mensualmente).

C_{UE} : El costo variable [\$/kWh] incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

2 METODOLOGÍA

Como se pudo observar en la sección de “Costos variables en centrales hidroeléctricas” la recopilación de posibles componentes que pueden ser tomados en consideración quedó resumida a:

- Costos por uso de lubricantes, productos químicos y otros insumos para la operación.
- Costos por uso de agua destinada a generación.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Costos de uso de energía destinada a servicios auxiliares.
- Costos empleados para el control y mitigación del impacto ambiental

Los componentes seleccionados para este trabajo de integración curricular quedan determinados a tres componentes, que son los indicados a continuación:

- Costos por uso del agua: Este componente se elige debido a que el uso del agua es uno de los elementos que varía directamente con la cantidad de energía requerida y por lo tanto no posee un comportamiento fijo, su cálculo viene enfocado al cálculo de cada unidad generadora dentro de la central hidroeléctrica.
- Costos por servicios auxiliares: Este componente se refiere a la cantidad de energía que se emplea dentro de la central, por el personal, para poder cumplir con sus funciones de manera adecuada, por lo que se puede evidenciar que su comportamiento queda definido por el comportamiento de las diversas situaciones existentes dentro un día normal de funcionamiento, este costo viene enfocado al costo total por central hidroeléctrica.
- Costos por operación y mantenimiento: Este componente se elige ya que, si bien existen planificaciones de operación y mantenimiento fijas, existen situaciones en las que, por situaciones fortuitas y propias del funcionamiento de la central, la planificación debe ser modificada y no siempre se evidencian acciones semejantes entre acciones correctivas y preventivas. Por lo que sus costos son variables dependiendo del tipo de situaciones a las que se enfrente el personal de mantenimiento y operación. Para este rubro se estima que los rangos de costos presentados cubran el costo de uso de lubricantes, químicos y demás propuestos por la ACERNNR y que sean contabilizados por central hidroeléctrica y no por unidad generadora.

Una vez determinados los componentes, el cálculo de los costos variables totales para una central hidroeléctrica queda definido a:

$$CVP_t = \sum_{i=1}^n C_{UA_i} + C_{SA} + C_{O\&M} \quad (2.1)$$

Donde:

CVP_t : Costo variable de producción total de una central hidroeléctrica durante un ciclo operativo (preferiblemente un mes de operación) [\$/MWh].

C_{UA} : Costo del uso de agua utilizada para generación eléctrica por unidad generadora [\$/MWh].

i : Número de unidad generadora.

n : Número total de unidades generadoras dentro de la central hidroeléctrica.

C_{SA} : Costo de uso de energía eléctrica para servicios auxiliares durante un ciclo operativo [\$/MWh].

$C_{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento durante un ciclo operativo [\$/MWh].

El cálculo formulado para cada uno de estos factores se expone a continuación:

1. Cálculo de costos de uso del agua (C_{UA})

La relación a la que se espera llegar para el cálculo de los costos variables por el concepto de uso de agua tiene que ser de [\$/MWh] (dólares americanos por megavattios hora). Para lograr a esta relación se partirá desde el denominador de la relación donde se evidencia que se requiere del dato de energía generada por la central, para lo cual se recurre a bibliografía [14] donde la energía generada es el resultado del producto entre la potencia instalada por el número de horas equivalentes que ha estado en funcionamiento la central.

La potencia instalada o también conocida como potencia útil nominal se calcula mediante la siguiente relación:

$$P_{inst} = \gamma * Q_e * H_n * n_t \quad (2.2)$$

Donde:

P_{inst} : Es la potencia útil nominal para cada unidad generadora en [MW].

γ : Se refiere al peso específico del agua [9,81 kN/m³].

Q_e : Es el caudal de equipamiento de cada unidad generadora [m³/s].

H_n : Es el salto neto [m].

n_t : Es el rendimiento de la turbina que varía conforme el caudal del equipamiento.

Se puede además incluir el valor de los rendimientos del multiplicador, generador y transformador, pero como estos valores son propios de cada máquina y únicamente son datos que los poseen las entidades correspondientes, sin acceso libre hacia el público, se considerará el rendimiento de la turbina como dato suficiente para este trabajo.

Para la obtención del valor de la energía producida por el generador, se debe multiplicar su potencia útil nominal por el valor de las horas equivalentes como ya se había mencionado antes, este valor varía dependiendo del tiempo que se haya desempeñado la central durante un ciclo operativo.

$$\text{Energía generada en un ciclo operativo [MWh]} = P_{inst} * t \quad (2.3)$$

El numerador para el cálculo de costos tiene como base guía el “Informe de sustento – proyecto de reforma a la regulación ARCERNR N° 004/20”. En este informe se dictamina que la relación para el cálculo de costos debe ser realizado multiplicando la tarifa de uso y aprovechamiento del agua para generación hidroeléctrica por el volumen del caudal autorizado para el aprovechamiento hidroeléctrico.

$$\text{Costo del uso de agua[\$]} = x * Vol \quad (2.4)$$

Donde:

x : Es la tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad [0,0049 \$/m³].

Vol : Es el 6% del caudal autorizado para el aprovechamiento hidroeléctrico.

Por lo que finalmente se describe que la relación matemática para el cálculo del costo del uso de agua en [\$/MWh] que viene dado por:

$$C_{UAi} = \frac{X * Vol * 1000}{y * H_n * Q_e * n_t * t} \quad (2.5)$$

Donde:

C_{UA} : Es el valor del costo unitario del uso del agua turbinado por unidad generadora para generación hidroeléctrica durante un ciclo operativo [\$/MWh].

i : Es el número de unidad generadora.

X : Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad actualmente el valor es de 0,0049 \$/m³.

V_{ol} : Es el 6% del caudal autorizado para el aprovechamiento del agua para el aprovechamiento hidroeléctrico [m^3].

γ : Es el peso específico del agua que equivale a $9,81 \text{ kN/m}^2$.

H_n : Es el salto neto que es la diferencia entre el salto total existente o salto bruto y las pérdidas de carga [m].

Q_e : Es el caudal de equipamiento o caudal máximo que se puede turbinar [m^3/s].

n_t : Rendimiento de la turbina.

t : Es el tiempo en horas [h].

2. Costos de servicios auxiliares. (C_{SA})

El costo de servicios auxiliares viene dado en [$\$/MWh$], su metodología de cálculo proviene del producto del costo medio de generación, por la diferencia entre energía bruta y energía neta generada en un ciclo operativo dividido para la cantidad de energía neta producida en el mismo ciclo operativo.

La relación matemática propuesta viene dada como sigue:

$$C_{SA} = C_{MG} * \frac{(G_B - G_n)}{G_n} \quad (2.6)$$

Donde:

C_{SA} : Es el valor del costo de uso de servicios auxiliares para centrales hidroeléctricas durante un ciclo operativo [$\$/MWh$].

G_B : Se refiere al valor de generación bruta total de la central en un ciclo operativo [MWh].

G_n : Se refiere al valor de generación neta total de la central en un ciclo operativo [MWh].

C_{MG} : Se refiere al valor del costo medio de generación dictaminado por la “agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables” ($33,6 \text{ US}\$/MWh$).

A la formulación matemática presentada anteriormente, se le puede realizar las siguientes asunciones:

- Se puede asumir que la diferencia es igual a un porcentaje de la generación bruta, propio de cada central:

$$G_B - G_n = k * G_B \quad (2.7)$$

Aquí se expresa que la variable " k ", expresa que la energía requerida para servicios auxiliares es un porcentaje del total de la energía bruta generada por la central hidroeléctrica. El valor de la variable será diferente para cada central y tendrá un valor muy bajo en porcentaje. ($k = 0,05\%$; $k = 0,03\%$)

- Se puede, despejar los valores de " G_n " y " G_B " de la relación y reemplazarlos en la formulación (2.6) dando como resultado la expresión presentada:

$$C_{SA} = C_{MG} * \left(\frac{k}{1 - k} \right) \quad (2.8)$$

Donde:

C_{SA} : Es el valor del costo de uso de servicios auxiliares para centrales hidroeléctricas durante un ciclo operativo [\$/MWh].

k : Se refiere al porcentaje de energía exclusiva para servicios auxiliares dentro de la central hidroeléctrica [%].

C_{MG} : Se refiere al valor del costo medio de generación dictaminado por la "agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables" (33,6 US\$/MWh).

3. Costos de operación y mantenimiento. ($C_{O\&M}$)

La existencia de una formulación matemática fija para el cálculo de este componente resulta un tanto complicada ya que son costos que varían dependiendo del tipo de central (su equipamiento y mano de obra) así como de las diversas situaciones que ocurran por acciones de la naturaleza. Por lo que, como segunda opción se presenta un valor o un rango de valores en [\$/MWh] para la determinación monetaria de este componente.

La metodología de cálculo propuesta para el componente de costos de operación y mantenimiento (O&M), es analizada desde la perspectiva de costos declarados por las diferentes compañías residentes en Estados Unidos [34]. En estos reportes se distinguen los costos de operación y mantenimiento, para esta metodología se separa entre costos fijos y variables y a este último elemento se lo divide para la energía generada durante el ciclo operativo facturado, para así poder brindar valores referenciales.

Los costos de operación y mantenimiento asimilan a los "costos de lubricantes, químicos y otros" que se encuentran sugeridos dentro de la regulación ARCERNR N° 004/220, ya que se encuentran dentro de los subcomponentes que se consideran para esta nueva metodología de cálculo presentada. Estos subcomponentes han sido extraídos desde el

formulario 1 de la comisión reguladora de energía federal de Estados Unidos, los mismos que son:

Subcomponentes para Operación:

- Supervisión de Operación e Ingeniería
- Gastos Hidráulicos
- Gastos Eléctricos
- Gastos Misceláneos de Generación de Energía Hidráulica
- Rentas

Subcomponentes para Mantenimiento:

- Supervisión e Ingeniería de Mantenimiento
- Mantenimiento de las estructuras
- Mantenimiento de Embalses, Presas y vías fluviales
- Mantenimiento de la Planta Eléctrica
- Mantenimientos misceláneos de la planta hidráulica

Sus valores monetarios han sido recolectados dentro la tabla presentada a continuación:

Tabla 2.1. Costos de Operación y Mantenimiento declarados por centrales hidroeléctricas en el año 2020 [34].

Nombre	Costos O&M [\$]
ALABAMA POWER COMPANY	41750096
ALLETE INC	4522470
Alaska Electric Light and Power Company	1781776
Appalachian Power Company	17391495
Avista Corporation	33476634
CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	868315
Catalyst Old River Hydroelectric Limited Partnership	17878925
Chugach Electric Association	1378552
Consumers Energy Company	21330825
Dominion Energy South California	7187409
Duke Energy Carolinas, LLC	34956932
Duke Energy Indiana, LLC	1645969
Duke Energy Progress, LLC	5583870
Entergy Arkansas, LLC	4556368
Georgia Power Company	31922608
Idaho Power Company	41870224

Kentucky Utilities Company	430091
Lockhart Power Company	2006236
Louisville Gas and Electric Company	1669337
Wisconsin River Plant	2634523
Wisconsin Public Service Corporation	6201920
Wisconsin Power and Light Company	2078183
Wisconsin Electric Power Company	5527632
Virginia Electric and Power Company	15313182
Upper Peninsula Power Company	2617330
Union Electric Company	13549261
The Empire Distric Electric	770634
Puget Sound Energy	12740121
Portland General Electric Company	18728654
Pacific Gas and Electric Company	188278361
Northern States Power Company (Wisconsin)	11831250
Northern States Power Company (Minnesota)	1227988

Se puede evidenciar que los valores de costos de operación y mantenimiento, presentados resultan ser la suma de costos fijos y variables, por lo que para su distinción de valores se puede emplear cualquier metodología adecuada y sustentada.

Para este caso se propone el manejo de la formulación brindada por el NREL para el cálculo de costos fijos de operación y mantenimiento, esta formulación proviene de un análisis estadístico realizado por la institución a los costos de operación de la planta a largo plazo del Formulario-1 de la Comisión Reguladora de Energía Federal dando como resultado una relación entre los costos fijos de operación y mantenimiento y la capacidad de la planta [35].

$$CF_{O\&M} = 227 \cdot P^{0,547} \quad (2.9)$$

Donde:

$CF_{O\&M}$: Es el valor del costo fijo de operación y mantenimiento en dólares [\$].

P : Es la potencia en Megavatios [MW].

Los componentes que son tomados como fijos están basados en los que han sido descritos por el laboratorio nacional de energía renovable (NREL), y son los siguientes:

Costos fijos de operación y mantenimiento.

- Cuotas administrativas
- Mano de obra administrativa

- Seguros
- Pago de arrendamiento de terrenos
- Cuotas legales
- Mano de obra operativa
- Otros
- Impuestos de propiedad
- Seguridad en sitio
- Impuestos

Los valores de costos fijos obtenidos mediante la relación matemática presentada anteriormente se presentan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Costos Fijos de O&M obtenidos mediante la formulación [35].

Nombre	Fórmula [\$]
ALABAMA POWER COMPANY	815308,365
ALLETE INC	267039,177
Alaska Electric Light and Power Company	97273,5285
Appalachian Power Company	304247,891
Avista Corporation	938181,106
CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	97645,0294
Catalyst Old River Hydroelectric Limited Partnership	402709,272
Chugach Electric Association	225258,004
Consumers Energy Company	194008,298
Dominion Energy South California	436187,757
Duke Energy Carolinas, LLC	803200,736
Duke Energy Indiana, LLC	222309,174
Duke Energy Progress, LLC	294866,05
Entergy Arkansas, LLC	222684,23
Georgia Power Company	528785,457
Idaho Power Company	771267,085
Kentucky Utilities Company	155214,912
Lockhart Power Company	178988,433
Louisville Gas and Electric Company	282840,366
Wisconsin River Plant	158719,789
Wisconsin Public Service Corporation	107269,123
Wisconsin Power and Light Company	173299,51
Wisconsin Electric Power Company	152157,715
Virginia Electric and Power Company	527960,863
Upper Peninsula Power Company	88376,7443
Union Electric Company	598363,541

The Empire Distric Electric	103437,851
Puget Sound Energy	407277,041
Portland General Electric Company	448647,963
Pacific Gas and Electric Company	1059521,4
Northern States Power Company (Wisconsin)	218281,792
Northern States Power Company (Minnesota)	95737,9195

Si se sustrae los costos totales de operación y mantenimiento presentados en la Tabla 2.1, y los presentados en la Tabla 2.3, se obtiene los costos variables de operación y mantenimiento. Además, si a este valor se lo divide para la generación neta que la central ha producido durante todo su ciclo operativo, se obtendrán valores base para el cálculo de costos variables de operación y mantenimiento en centrales hidroeléctricas en [\$/MWh]. Todos estos valores se presentan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Costos Variables de O&M propuestos.

Nombre	[\$/MWh]
ALABAMA POWER COMPANY	7,4008
ALLETE INC	7,7818
Alaska Electric Light and Power Company	13,2127
Appalachian Power Company	20,5511
Avista Corporation	8,9133
CENTRAL HUDSON GAS & ELECTRIC CORPORATION	11,3334
Catalyst Old River Hydroelectric Limited Partnership	14,5146
Chugach Electric Association	10,8965
Consumers Energy Company	14,2813
Dominion Energy South California	15,2560
Duke Energy Carolinas, LLC	11,3220
Duke Energy Indiana, LLC	6,9558
Duke Energy Progress, LLC	6,0107
Entergy Arkansas, LLC	20,5984
Georgia Power Company	11,3357
Idaho Power Company	5,8992
Kentucky Utilities Company	2,1945
Lockhart Power Company	11,8659
Louisville Gas and Electric Company	5,7305
Wisconsin River Plant	11,1459
Wisconsin Public Service Corporation	16,8650
Wisconsin Power and Light Company	7,8672
Wisconsin Electric Power Company	10,1025
Virginia Electric and Power Company	19,0156
Upper Peninsula Power Company	16,1950

Union Electric Company	6,8548
The Empire Distric Electric	22,8539
Puget Sound Energy	12,5820
Portland General Electric Company	15,1796
Pacific Gas and Electric Company	29,7868
Northern States Power Company (Wisconsin)	10,1709
Northern States Power Company (Minnesota)	16,9336

Si a la información presentada en la tabla se le aplica la clasificación administrativa presentada en la Tabla 1.4 del presente trabajo, discrepando datos que se encuentren muy alejados de su media, se obtienen los resultados presentados en la Tabla 2.4. donde es posible evidenciar valores mínimos, máximos y promedios propuestos:

Tabla 2.4. Costos Variables de O&M basados en clasificación administrativa.

Potencia [MW]	Costos de Operación y Mantenimiento		
	Promedio [\$/MWh]	Valor Mínimo [\$/MWh]	Valor Máximo [\$/MWh]
*10 - 50	12,84279469	7,867193204	16,93362767
50 - 100	9,862291932	6,181096272	14,28127588
100	8,445884009	5,730508923	12,58204392

Nota *: Para valores menores a los 10 MW en potencia útil en centrales hidroeléctricas, se recomienda utilizar los valores del rango de 10 MW a 50 MW.

La distribución de los datos empleados se puede expresar en cuartiles y visualizar en un diagrama de cajas, como se evidencia en la Figura 2.1., de donde es posible evidenciar que la mayor cantidad de datos se encuentran desde el segundo cuartil en adelante para el caso de los grupos 2 y 3.



Figura 2.1. Diagrama de cajas para cada grupo de costos de operación y mantenimiento.

Además, se puede conocer el comportamiento de los costos por grupos con respecto a su potencia nominal, empleando gráficos de líneas y trazando líneas de tendencia para cada grupo tal y como se observa en las Figuras 2.2, 2.3 y 2.4. Estas líneas de tendencia permiten elegir una ecuación que se ajuste a los datos y permita predecir comportamientos para datos desconocidos, siempre y cuando se ajuste de manera adecuada el valor de R^2 .

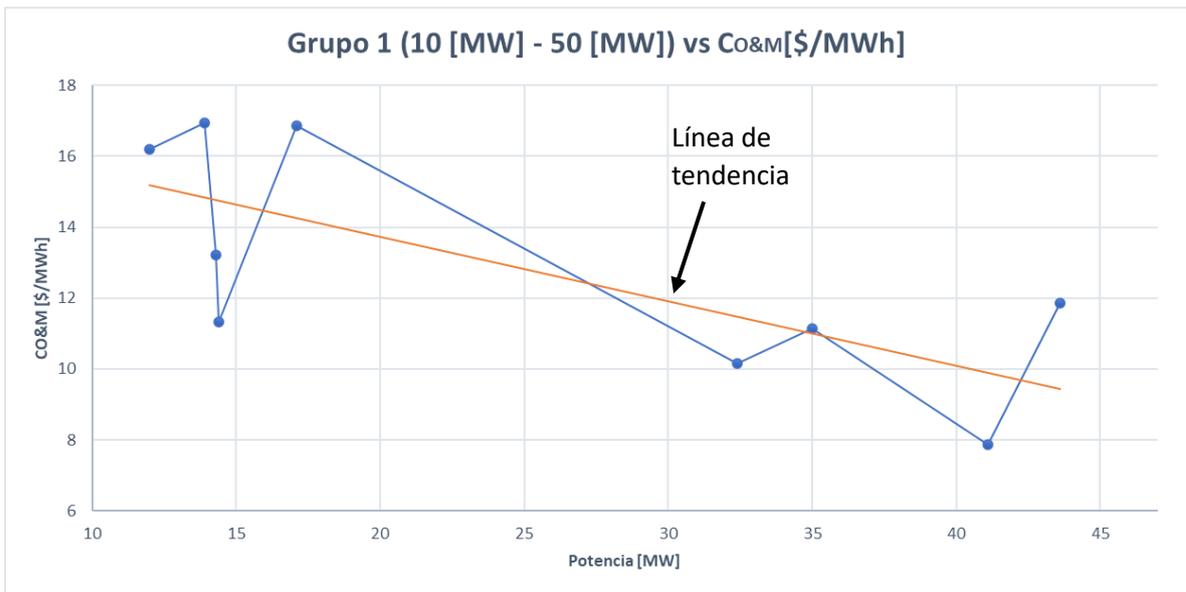


Figura 2.2. Relación entre costos de O&M del grupo 1 respecto a la potencia instalada.

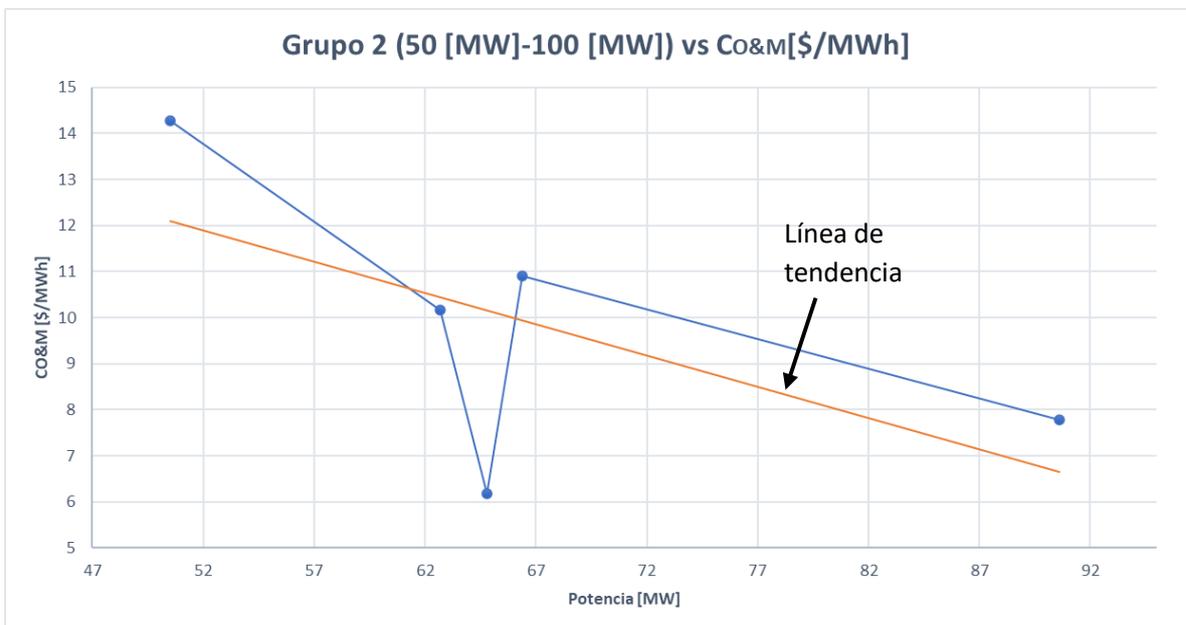


Figura 2.3. Relación entre costos de O&M del grupo 2 respecto a la potencia instalada.

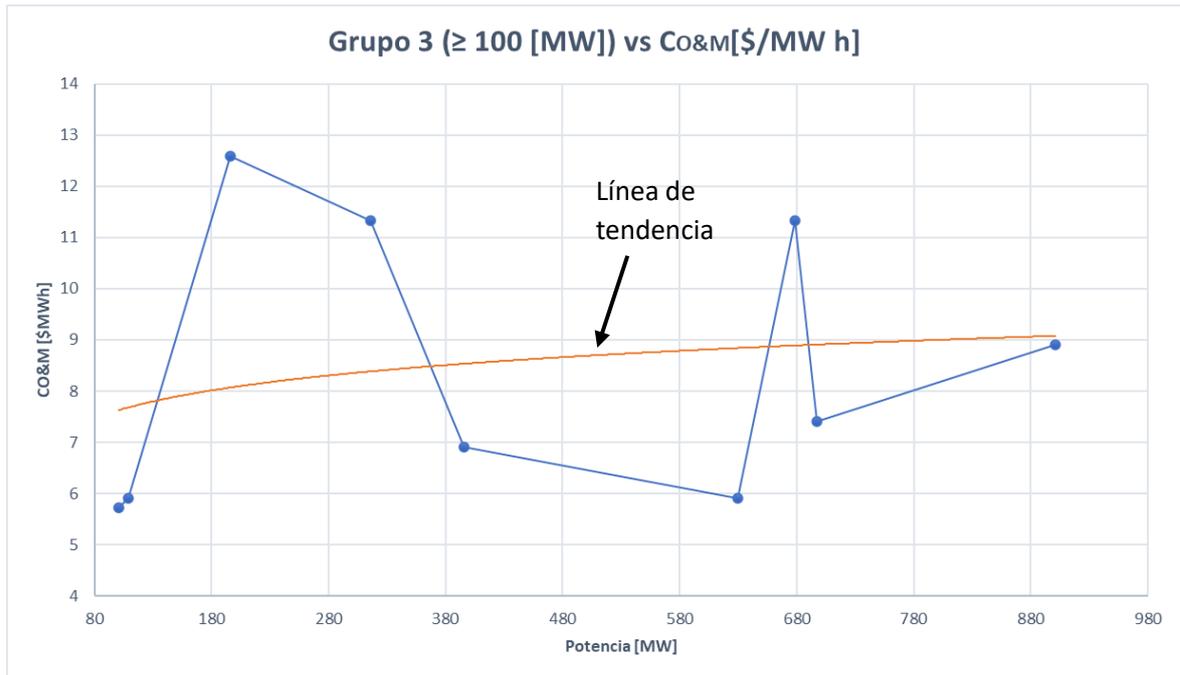


Figura 2.4. Relación entre costos de O&M del grupo 3 respecto a la potencia instalada.

Como se puede observar y conforme lo presenta [18], los valores de costos variables de operación y mantenimiento son inversamente proporcionales a la potencia nominal de la central hidroeléctrica, es decir que, a mayor valor de potencia útil de la central hidroeléctrica, menores van a ser sus valores de costos variables de operación y mantenimiento.

- Diagrama de Flujo para el cálculo de los costos totales variables de producción en una central hidroeléctrica.

La metodología propuesta debe seguir el procedimiento descrito en la Figura 2.5, donde se exponen los pasos para conocer el CVP total de una central hidroeléctrica. Para esta figura explicativa las unidades de medida de cada variable han sido omitidas, pero se recuerda que deben considerarse y ajustarse conforme la teoría presentada con anterioridad en el momento del ingreso de datos para poder obtener resultados adecuados.

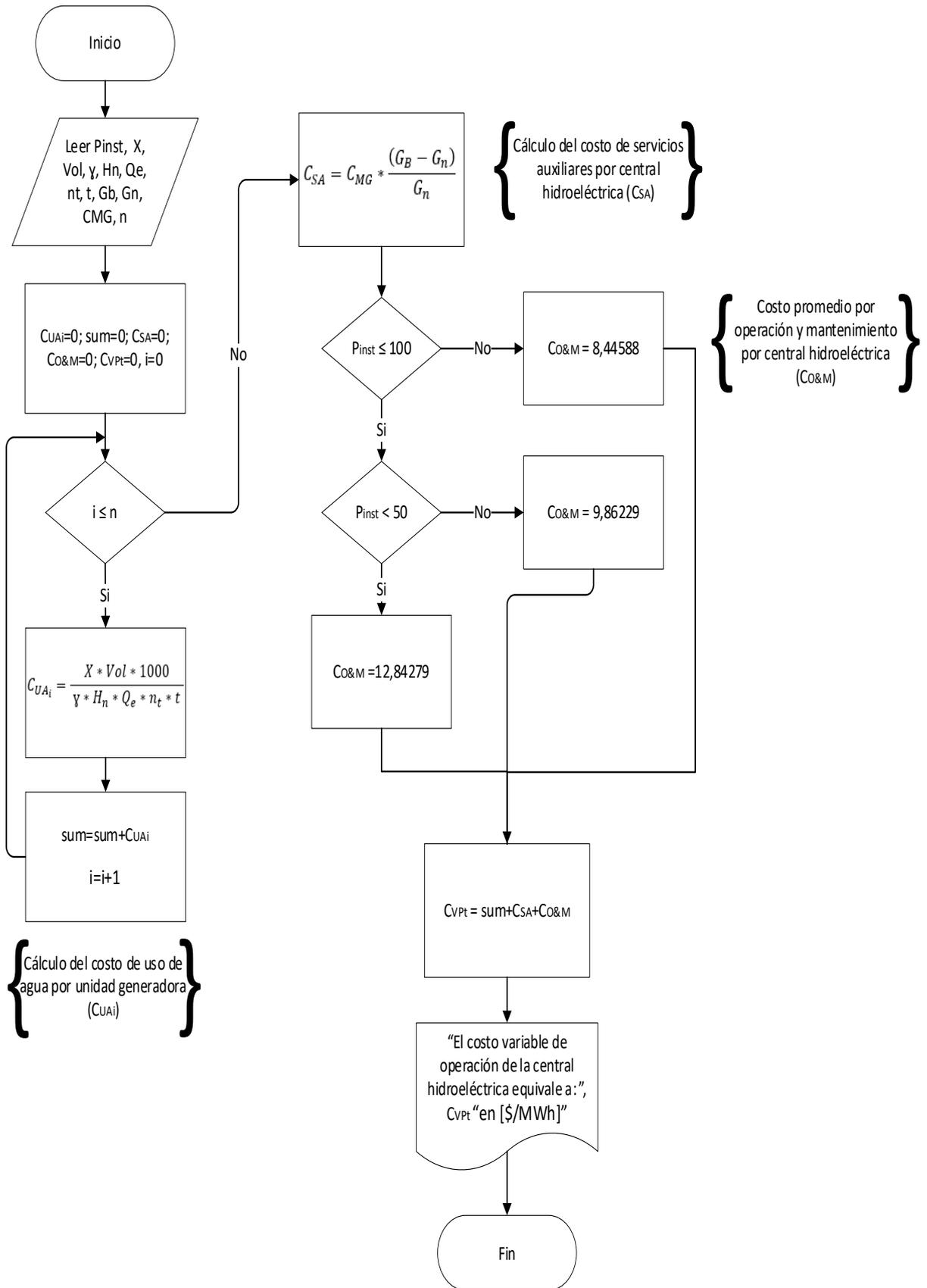


Figura 2.5. Diagrama de Flujo de la metodología propuesta.

3 RESULTADOS

El presente trabajo tiene como objetivo general el cálculo de costos variables de producción para centrales de gran tamaño en el Ecuador, lo cual conforme a la clasificación administrativa presentada en la Tabla 1.4, corresponderían a las centrales que tengan una potencia instalada nominal efectiva mayor a los 100 MW, esto se cumple para las centrales presentadas en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Centrales de gran tamaño en Ecuador [1].

Central Hidroeléctrica	Número de Unidad de Generación	Potencia útil por unidad generadora [MW]	Potencia útil nominal [MW]
Sopladora	Sopladora_U1	162,3	486,9
	Sopladora_U2	162,3	
	Sopladora_U3	162,3	
Coca Codo Sinclair	CocaCodo_U1	187,5	1500
	CocaCodo_U2	187,5	
	CocaCodo_U3	187,5	
	CocaCodo_U4	187,5	
	CocaCodo_U5	187,5	
	CocaCodo_U6	187,5	
	CocaCodo_U7	187,5	
	CocaCodo_U8	187,5	
San Francisco	SanFrancisco_U1	106	212
	SanFrancisco_U2	106	
Molino	Paute_U1	105	1150
	Paute_U2	105	
	Paute_U3	105	
	Paute_U4	105	
	Paute_U5	105	
	Paute_U6	115	
	Paute_U7	115	
	Paute_U8	115	
	Paute_U9	115	
	Paute_U10	115	

Como ejemplo detallado, se presenta el cálculo de costos para las Centrales Sopladora y Coca Codo Sinclair donde los datos técnicos se han obtenido de la página de CELEC [36],

mientras que algunos datos operativos han sido asumidos debido a la confidencialidad de estos, teniendo así los siguientes resultados:

- Central Sopladora
 - Costo por uso del agua:

$$C_{UA_i} = \frac{X * Vol * 1000}{\gamma * H_n * Q_e * n_t * t} \quad (2.5)$$

$$C_{UA_1} = \frac{0,0049 \left[\frac{\$}{m^3} \right] * 6439004 [m^3] * 1000}{9,81 \left[\frac{kN}{m^2} \right] * 361,9 [m] * 50 \left[\frac{m^3}{s} \right] * 0,9 * 720 [h]} = 0,2743 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

El valor del costo variable por uso del agua para generación hidroeléctrica equivale a 0,2743 US\$/MWh, por unidad generadora durante un ciclo operativo, como la central sopladora posee 3 unidades de generación de similares características, su precio total se multiplica por 3.

- Costo por servicios auxiliares:

$$C_{SA} = C_{MG} * \frac{(G_B - G_{neta})}{G_{neta}} \quad (2.6)$$

$$C_{SA} = 33,6 \left[\frac{\$}{MWh} \right] * \frac{(242375 [MWh] - 242253,81 [MWh])}{242253,81 [MWh]} = 0,01681 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

También se puede estimar que la cantidad de energía para servicios auxiliares equivale a un 0,05% de la generación bruta, teniendo así:

$$C_{SA} = C_{MG} * \left(\frac{k}{1 - k} \right) \quad (2.8)$$

$$C_{SA} = 33,6 \left[\frac{\$}{MWh} \right] * \frac{0,05\%}{1 - 0,05\%} = 0,01681 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

Por lo tanto, el valor del costo variable por servicios auxiliares para la central hidroeléctrica es de 0,01681 US\$/MWh

- Costos por operación y mantenimiento:

Para este cálculo, se requiere de la potencia total de la central que equivale a 487 MW, que es el producto de las 3 potencias de las unidades de generación.

Tabla 3.2. Costos variables de O&M propuestos.

Potencia [MW]	Costos de Operación y Mantenimiento
---------------	-------------------------------------

	Promedio [\$/MWh]	Valor Mínimo [\$/MWh]	Valor Máximo [\$/MWh]
10 - 50	12,84279469	7,867193204	16,93362767
50 - 100	9,862291932	6,181096272	14,28127588
100	8,445884009	5,730508923	12,58204392

Obteniendo así un valor promedio de costos de operación y mantenimiento equivalente a 8,44 US\$/MWh para toda la central hidroeléctrica, con un valor mínimo de 5,73 US\$/MWh y máximo de 12,58 US\$/MWh.

- Cálculo de costos totales variables de producción en una central hidroeléctrica.

Se requiere de los anteriores valores, teniendo como resultado:

$$CVP_t = \sum_{i=1}^3 C_{UA_i} + C_{SA} + C_{O\&M} \quad (2.1)$$

$$CVP_t = 3 * \left(0,2743 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) + 0,01681 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 8,4458 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 9,28557 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

- Central Coca Codo Sinclair.

- Costo por uso del agua:

$$C_{UA_i} = \frac{X * Vol * 1000}{\gamma * H_n * Q_e * n_t * t} \quad (2.5)$$

$$C_{UA_1} = \frac{0,0049 \left[\frac{\$}{m^3} \right] * 5510204 [m^3] * 1000}{9,81 \left[\frac{kN}{m^2} \right] * 609 [m] * 37,6 \left[\frac{m^3}{s} \right] * 0,8 * 720 [h]} = 0,20867 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

El valor del costo variable por uso del agua para generación hidroeléctrica equivale a 0,20867 US\$/MWh por unidad generadora durante un ciclo operativo, como la central sopladora posee 8 unidades de generación de similares características, su precio total se multiplica por 8.

- Costo por servicios auxiliares:

$$C_{SA} = C_{MG} * \frac{(G_B - G_{neta})}{G_{neta}} \quad (2.6)$$

$$C_{SA} = 33,6 \left[\frac{\$}{MWh} \right] * \frac{(60175 [MWh] - 60156,948 [MWh])}{60156,948 [MWh]} = 0,01008 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

También se puede estimar que la cantidad de energía para servicios auxiliares equivale a un 0,03% de la generación bruta, teniendo así:

$$C_{SA} = C_{MG} * \left(\frac{k}{1-k} \right) \quad (2.8)$$

$$C_{SA} = 33,6 \left[\frac{\$}{MWh} \right] * \frac{0.03\%}{1 - 0.03\%} = 0,01008 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

Por lo tanto, el valor del costo variable por servicios auxiliares para la central hidroeléctrica es de 0,01008 US\$/MWh

- Costos por operación y mantenimiento:

Para este cálculo, se requiere de la potencia total de la central que equivale a 1500 MW, que es el producto de las 8 potencias de las unidades de generación. Se observa en la Tabla 3.2. obteniendo así un valor promedio de costos de operación y mantenimiento equivalente a 8,44 US\$/MWh para toda la central hidroeléctrica, con un valor mínimo de 5,73 US\$/MWh y máximo de 12,58 US\$/MWh

- Cálculo de costos totales variables de producción en una central hidroeléctrica.

Se requiere de los anteriores valores, teniendo como resultado:

$$CVP_t = \sum_{i=1}^8 C_{UA_i} + C_{SA} + C_{O\&M} \quad (2.1)$$

$$CVP_t = 8 * \left(0,20867 \left[\frac{\$}{MWh} \right] \right) + 0,01008 \left[\frac{\$}{MWh} \right] + 8,4458 \left[\frac{\$}{MWh} \right] = 10,1254 \left[\frac{\$}{MWh} \right]$$

El cálculo para el resto de las centrales hidroeléctricas mencionadas en esta sección, se presentan en la sección de Anexos, siguiendo el procedimiento expuesto.

Se puede entonces realizar una comparativa de los costos obtenidos en el presente trabajo y reflejados en el Anexo 1, con respecto al precio referencial de 2 US\$/MWh, para evidenciar el porcentaje de cambio o relación que existe, tal y como se presenta en la Tabla 3.3., donde se expone el costo variable total de producción por central hidroeléctrica.

Tabla 3.3. Comparativa de costos variables totales de producción por Central Hidroeléctrica.

Central Hidroeléctrica	CVPt [\$/MWh] Según Metodología	CVPt [\$/MWh] Con Valor temporal	Variación
------------------------	---------------------------------	----------------------------------	-----------

Molino 1	9,0162	2	450,810%
Molino 2	9,0382	2	451,910%
San Francisco	9,34424	2	467,212%
Coca Codo Sinclair	10,1253	2	506,265%
Sopladora	9,28556	2	464,278%

Su relación también se puede evidenciar de forma gráfica, como se muestra en la Figura 3.1., donde en un diagrama de barras es evidente la diferencia existente entre los resultados, expuestos en la Tabla 3.3.

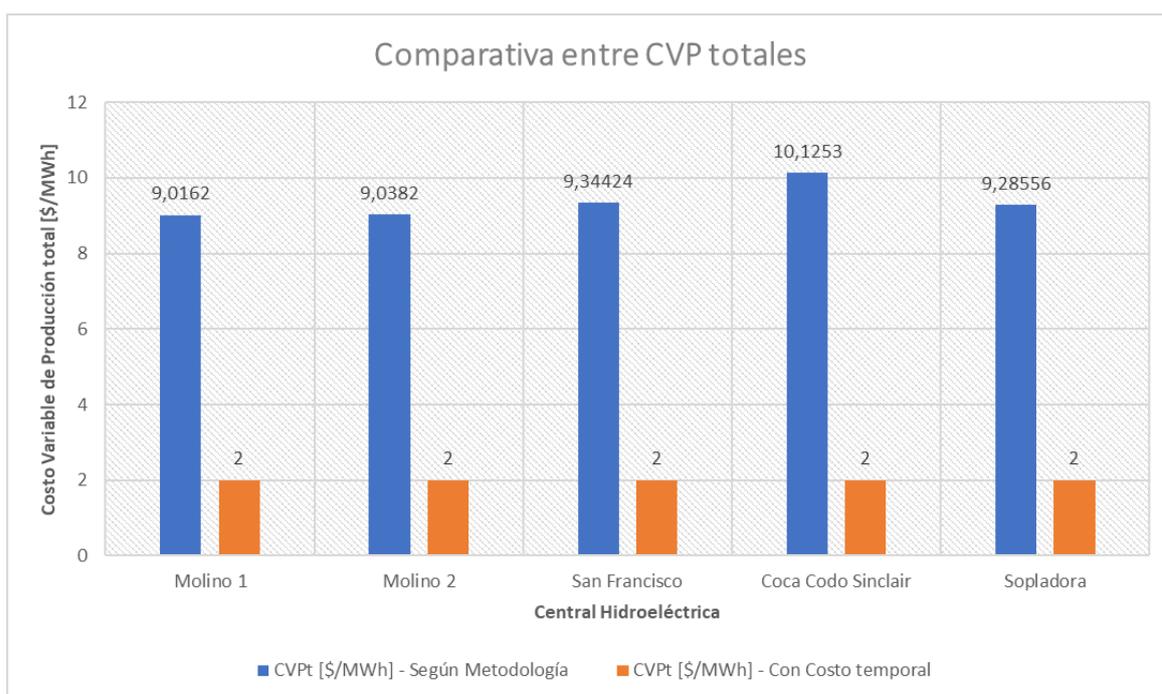


Figura 3.1. Comparativa de costos variables totales de producción por Central Hidroeléctrica.

Como es posible evidenciar, existe una diferencia considerable entre los costos variables de producción presentados, donde el valor constante temporal de 2 US\$/MWh resulta mucho menor a los valores propuestos por el presente trabajo, mismos que exponen la variación del valor de cada componente conforme cambie cada parámetro de las centrales hidroeléctricas.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- Se concluyó que el valor temporal propuesto de los 2 US\$/MWh, es un valor muy bajo en comparación a los valores encontrados en este trabajo de integración curricular, y que en todos los tipos de centrales según su clasificación administrativa se supera este valor.
- Se resolvió que las metodologías de cálculo para cada tipo de componente no son únicas y estandarizadas para todos los países, ya que las mismas deben ajustarse a las leyes y demás imposiciones propias, por lo que ninguna metodología es errónea, si no mal ponderada.
- Se determinó que, dependiendo de los países y las normativas existentes, los componentes de costos fijos y variables serán diferentes, por lo que se debe elegir de manera correcta y sustentada los componentes que van a ser considerados para el cálculo.
- Se observó que los valores del componente para operación y mantenimiento pueden ser determinados en base a Ecuador con la adecuada información y excepción de datos.
- Se concluyó que los valores presentados para operación y mantenimiento siguen las ideas planteadas, donde la relación de la potencia útil nominal de la planta es inversamente proporcional a sus costos variables de operación y mantenimiento, es decir que mientras la central sea de mayor potencia, menores serán sus costos variables.
- Se observó que aún se puede perfeccionar la elección de componentes para el cálculo de costos de producción en base a las ideas propuestas por más países, mismo que repercutiría en una complicación de cálculo, pero, por otro, de cierta manera transparentaría y justificaría su valor.
- Se concluyó que, con las metodologías de cálculo propuestas para los componentes del costo variable de producción, el despacho económico realizado por CENACE, cambiará de manera drástica ya que los costos aumentan en gran medida en comparación a los que se venía reportando con regularidad.

4.2 Recomendaciones

- Tener en consideración una base de datos más extensa, para poder observar la variación de costos de operación y mantenimiento, y así proponer costos a futuro en base a métodos estadísticos apropiados.
- Considerar el cambio existente en el costo medio de generación por el aumento de los costos variables de producción en centrales hidroeléctricas.
- Examinar el cambio de los valores del costo variable de operación y mantenimiento para centrales de tamaño superior a los 1000 MW y menor a 1 MW.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, «CNEL EP,» Enero 2018. [En línea]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/Plan-Maestro-de-Electricidad-2018-2027.pdf>.
- [2] C. Bill, «Wikimedia Commons,» 25 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:PowerStation.svg>.
- [3] P. Ghanim, «ScienceDirect,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/conventional-power-plant>.
- [4] Anónimo, «WÄRTSILÄ,» 11 Febrero 2015. [En línea]. Available: <https://www.wartsila.com/energy/learn-more/technical-comparisons/combined-cycle-plant-for-power-generation-introduction>.
- [5] Servicio Geológico Mexicano, «Gobierno de México,» 22 Marzo 2017. [En línea]. Available: https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Energia-nuclear.html.
- [6] K. Steffen, «Wikipedia,» 2 Octubre 2005. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Nuclear_power_plant-pressurized_water_reactor-PWR.png.
- [7] NREL, «NREL Transformig Energy,» 15 Noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/research/re-geo-elec-production.html>.
- [8] Latam Energy, «Latam Energy,» 11 Octubre 2018. [En línea]. Available: <http://www.latam-energy.com/2017/06/07/chile-energias-renovables-no-convencionales-duplican-su-uso/diagrama-central-geotermica/>.
- [9] ReEnergy Holdings LLC, «ReEnergy Holdings LLC,» 30 Abril 2022. [En línea]. Available: <https://reenergyholdings.com/renewable-energy/what-is-biomass/>.
- [10] Global Electricty, 17 Octubre 2013. [En línea]. Available: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/10/17/central-de-cogeneracion-mediante-biomasa/>.
- [11] UNESA, «CienciaSfera,» 2012. [En línea]. Available: https://www.cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecno01/tema03/2_energa_elica.html.
- [12] Enel Green Power, «Enel Green Power,» Enero 2021. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/central-solar>.
- [13] UNESA, «CienciaSfera,» 2012. [En línea]. Available: http://www.cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecno01/tema03/32_centrales_fotovolt_aicas.html.

- [14] D. Inmaculada y R. Arsenio, «Centrales Hidráulicas,» Universidad de Cantabria, Cantabria, 2016.
- [15] INEN, «Instituto Ecuatoriano de Normalización,» 2012. [En línea]. Available: <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/GPE-59.pdf>.
- [16] N. Luna, «OLADE,» Octubre 2011. [En línea]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0219.pdf>.
- [17] A. Valencia y C. Rincon, «Universidad San Francisco Xavier de Chuquisaca,» 2013. [En línea]. Available: https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Ingenieria%20Mec%E1nica/2.pdf.
- [18] O. Gbadebo y S. Colin, «OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY,» Febrero 2022. [En línea]. Available: <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub169067.pdf>.
- [19] C. Delgado y M. Pérez, «DSpace,» 2003. [En línea]. Available: https://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/44605/D-31730%20Delgado_P%c3%a9rez.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [20] Consejo Nacional de Electricidad, «ARCONEL,» 20 Noviembre 2002. [En línea]. Available: <https://docplayer.es/69889832-Regulacion-no-conelec-009-02-declaracion-de-costos-variables-de-produccion-el-directorio-del-consejo-nacional-de-electricidad.html>.
- [21] ARCERNNR, «Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables,» 23 Noviembre 2020. [En línea]. Available: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/12/Regulacion-No.-ARCERNNR-004_20-Despacho-Operacion.pdf.
- [22] I. Stoenescu, S. Costinas y G. Deaconu, «IEEE Xplore,» 28 Mayo 2019. [En línea]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8744848>.
- [23] Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico, «Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables,» Marzo 2022. [En línea]. Available: https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/05/Informe-Sustento_CVPhidro_10mar2022_aprobado.pdf.
- [24] Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), «Organismo Internacional de Energía Atómica,» 09 Marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.iaea.org/es/el-oiea/agencia-internacional-de-energias-renovables-irena>.
- [25] International Renewable Energy Agency, «IRENA,» Junio 2012. [En línea]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf.

- [26] California Energy Storage Alliance, «CESA,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.storagealliance.org/cec>.
- [27] California Energy Commission, «HEAL Utah,» Junio 2007. [En línea]. Available: <https://www.healutah.org/wp-content/uploads/CEC-200-2007-011-SD.pdf>.
- [28] California Independent System Operator, «California ISO,» 02 Mayo 2003. [En línea]. Available: <https://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Default.aspx>.
- [29] R. Madrigal, «California ISO,» 14 Octubre 2021. [En línea]. Available: <https://www.caiso.com/Documents/Presentation-Variable-Operations-Maintenance-Cost-Review-Training.pdf>.
- [30] Energy Information Administration, «Federal Register Blog,» 12 Julio 2012. [En línea]. Available: <https://www.federalregister.gov/agencies/energy-information-administration>.
- [31] Energy Information Administration, «EIA,» Marzo 2022. [En línea]. Available: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf.
- [32] Comisión Nacional de Energía, «CNE,» Marzo 2020. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>.
- [33] Comité de Operación Económica del Sistema, «COES,» 19 06 2016. [En línea]. Available: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>.
- [34] Federal Energy Regulatory Commission, «FERC,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.ferc.gov/industries-data/electric/general-information/electric-industry-forms/form-1-electric-utility-annual>.
- [35] National Renewable Energy Laboratory, «Annual Technology Baseline,» 2021. [En línea]. Available: [https://atb.nrel.gov/electricity/2022/hydropower#operation_and_maintenance_\(o&m\)_costs](https://atb.nrel.gov/electricity/2022/hydropower#operation_and_maintenance_(o&m)_costs).
- [36] Corporación Eléctrica del Ecuador, «CELEC EP,» 15 Agosto 2022. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/celesur/index.php/generacion/paute-sopladora>.

6 ANEXOS

ANEXO I

Tabla 6.1. Datos técnicos y operativos para el cálculo de costos variables de producción en hidroeléctricas del Ecuador.

Nombre	Potencia [MW]	Tipo Turbina	X [\$/m ³]	Vol [m ³]	γ [kN/m ³]	Hn [m]	Qe [m ³ /s]	nt	t [h]	GB [MWh]	Gn [MWh]	CMG [\$/MWh]
Sopladora_U1	162,3	Francis	0,0049	6439 004	9,81	361,9	50	0,9	720	242375	242253,81 3	33,6
Sopladora_U2	162,3	Francis	0,0049	6439 004	9,81	361,9	50	0,9	720	242375	242253,81 3	33,6
Sopladora_U3	162,3	Francis	0,0049	6439 004	9,81	361,9	50	0,9	720	242375	242253,81 3	33,6
CocaCodo_U1	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U2	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U3	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U4	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U5	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U6	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U7	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
CocaCodo_U8	187,5	Pelton	0,0049	5510 204	9,81	609	37,6	0,8	720	60175	60156,947 5	33,6
SanFrancisco_U1	106	Francis	0,0049	7008 980	9,81	213,4	58	0,9	720	76320	76266,576	33,6
SanFrancisco_U2	106	Francis	0,0049	7008 980	9,81	213,4	58	0,9	720	76320	76266,576	33,6
Paute_U1	105	Pelton	0,0049	1697 143	9,81	110	112,5	0,8 7	720	75600	75547,08	33,6
Paute_U2	105	Pelton	0,0049	1697 143	9,81	110	112,5	0,8 7	720	75600	75547,08	33,6
Paute_U3	105	Pelton	0,0049	1697 143	9,81	110	112,5	0,8 7	720	75600	75547,08	33,6
Paute_U4	105	Pelton	0,0049	1697 143	9,81	110	112,5	0,8 7	720	75600	75547,08	33,6
Paute_U5	105	Pelton	0,0049	1697 143	9,81	110	112,5	0,8 7	720	75600	75547,08	33,6
Paute_U6	115	Pelton	0,0049	1858 776	9,81	110	112,5	0,9	720	82800	82766,88	33,6
Paute_U7	115	Pelton	0,0049	1858 776	9,81	110	112,5	0,9	720	82800	82766,88	33,6
Paute_U8	115	Pelton	0,0049	1858 776	9,81	110	112,5	0,9	720	82800	82766,88	33,6
Paute_U9	115	Pelton	0,0049	1858 776	9,81	110	112,5	0,9	720	82800	82766,88	33,6
Paute_U10	115	Pelton	0,0049	1858 776	9,81	110	112,5	0,9	720	82800	82766,88	33,6

Tabla 6.2. Valores de distintos componentes del CVP en hidroeléctricas del Ecuador.

Nombre	Potencia [MW]	Tipo Turbina	CUA [\$/MWh]	CSA [\$/MWh]	CO&M [\$/MWh]	CVPt [\$/MWh]
Sopladora_U1	162,3	Francis	0,27429	0,01681	8,44588	9,2855
Sopladora_U2	162,3	Francis	0,27429	0,01681	8,44588	
Sopladora_U3	162,3	Francis	0,27429	0,01681	8,44588	
CocaCodo_U1	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	10,1253
CocaCodo_U2	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
CocaCodo_U3	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
CocaCodo_U4	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
CocaCodo_U5	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
CocaCodo_U6	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
CocaCodo_U7	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
CocaCodo_U8	187,5	Pelton	0,20867	0,01008	8,44588	
SanFrancisco_U1	106	Francis	0,43650	0,02354	8,44588	9,3424
SanFrancisco_U2	106	Francis	0,43650	0,02354	8,44588	
Paute_U1	105	Pelton	0,10936	0,02354	8,44588	9,0162
Paute_U2	105	Pelton	0,10936	0,02354	8,44588	
Paute_U3	105	Pelton	0,10936	0,02354	8,44588	
Paute_U4	105	Pelton	0,10936	0,02354	8,44588	
Paute_U5	105	Pelton	0,10936	0,02354	8,44588	
Paute_U6	115	Pelton	0,11578	0,01345	8,44588	
Paute_U7	115	Pelton	0,11578	0,01345	8,44588	9,0382
Paute_U8	115	Pelton	0,11578	0,01345	8,44588	
Paute_U9	115	Pelton	0,11578	0,01345	8,44588	
Paute_U10	115	Pelton	0,11578	0,01345	8,44588	