



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Comparación del Desempeño de una Turbina Francis y una Turbina de Flujo Cruzado

Cristian Camilo Ortiz Marin

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

Facultad de Minas

Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

Medellín, Colombia

2017

Comparación del Desempeño de una Turbina Francis y una Turbina de Flujo Cruzado

Cristian Camilo Ortiz Marin

Trabajo final presentado como requisito parcial para obtener el título de:

Magíster en Ingeniería Sistemas Energéticos

Director (a):

Ph.D. Carlos Jaime Franco Cardona

Codirector (a):

Ph.D. Diana Lorena Cadavid Higueta

Línea de Investigación:

Mercados de Energía

Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

Facultad de Minas

Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

Medellín, Colombia

2017

*A Dios por proveer de todo lo necesario.
A mis padres porque nunca han dejado de creer en mí.
A todos los que pagan el precio por hacer de este mundo un mejor lugar para vivir.*

*Formarse a uno en cualquier materia es un camino sin fin,
y el trayecto mismo es la recompensa.*

Josh Kaufman

Agradecimientos

A los Ph.D Carlos Jaime Franco y Lorena Cadavid quienes me guiaron durante este proceso y me dieron sus recomendaciones con todo amor y paciencia, por ser excelentes profesionales y maestros. Muchas gracias.

A mis padres por brindarme siempre su amor incondicional y su apoyo para nunca detener mi proceso de aprendizaje, por sus palabras de ánimo y por sus oraciones diarias.

A Leonardo Valencia y todos los miembros de Hidráulica y Neumática S.A. por darme la flexibilidad para asistir a las clases, por darme la oportunidad de formarme día a día y de poner mis conocimientos al servicio de los demás.

A Dios quién cada día me provee de todos los recursos necesarios para lograr esta meta y por enseñarme a través de las distintas situaciones de la vida.

Cristian Camilo Ortiz Marin, 2017

Resumen

Colombia es uno de los países con mayor riqueza hídrica en el mundo y la ha utilizado para abastecer la mayor parte de la demanda de energía eléctrica a través de grandes centrales hidroeléctricas con embalse. Sin embargo, debido a la disminución de lugares adecuados para la construcción de grandes proyectos de generación, las pequeñas centrales hidroeléctricas se presentan como una alternativa para ampliar la red de abastecimiento eléctrico. Uno de los elementos que mayor impacto tiene en el rendimiento de una pequeña central hidroeléctrica es el tipo de turbina utilizado. En Colombia se han utilizado tradicionalmente las turbinas Pelton y Francis, dejando de lado otros tipos de turbinas como Flujo cruzado, la cual pueden presentar un mejor rendimiento bajo ciertos escenarios. Por lo anterior, este trabajo tiene como objetivo realizar una comparación del desempeño técnico y económico de una pequeña central hidroeléctrica operada por una turbina Francis y una turbina Flujo cruzado con rangos de aplicación similares. Para ello, se realizó un modelo financiero que permite simular el desempeño técnico y económico teniendo en cuenta las características técnicas del proyecto y la eficiencia de cada una de las turbinas. El modelo fue ejecutado con datos de un proyecto teórico como caso base y se realizaron análisis de sensibilidad de las variables caudal de diseño, caudal total disponible y precio de la energía. Los resultados obtenidos indican que la turbina Francis presenta un mejor desempeño financiero cuando la hidrología del proyecto no presenta gran variación con respecto al caudal de diseño debido a su mayor eficiencia, por su parte, la turbina de Flujo cruzado es una mejor opción cuando la hidrología presentan grandes variaciones o se tiene gran incertidumbre en la selección del caudal de diseño.

Palabras clave: Análisis financiero, turbina de Flujo cruzado, turbina Francis, pequeña central hidroeléctrica.

Abstract

Colombia is one of the countries with the greatest water wealth in the world and has used it to supply most of the electricity demand through large hydropower plants with dam. However, due to the decrease of suitable sites for the construction of large generation projects, small hydropower plants are presented as an alternative to expand the electric supply network. One of the elements that has greatest impact on the performance of a small hydropower plant is the type of turbine used. Pelton and Francis turbines have traditionally been used in Colombia, leaving aside other types of turbines like Cross Flow, which may present better performance under certain scenarios. The objective of this work is to compare the technical and economic performance of a small hydropower plant operated by a Francis turbine and a Cross Flow turbine with similar application ranges. To do this, a financial model that simulates the technical and economic performance was made, taking into account the technical characteristics of the project and the efficiency of each turbine. The model was executed with data from a theoretical project as a base case, sensitivity analyzes of the design flow, and total available flow and energy price were carried out. The results obtained indicate that the Francis turbine presents a better financial performance when the hydrology of the project does not show great variation with respect to the design flow due to its greater efficiency, on the other hand, the Crossflow turbine is a better option when the hydrology shows high variations or there is great uncertainty in the selection of the design flow.

Keywords: Financial analysis, Cross flow turbine, Francis turbine, small hydropower plant.

Contenido

Contenido

Resumen	IXIII
Abstract	X
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XIII
Lista de abreviaturas	XIII
Introducción	XIII
1. Antecedentes	5
2. Marco teórico	11
2.1 Central hidroeléctrica	11
2.2 Clasificación de las centrales hidroeléctricas	12
2.2.1 Clasificación según configuración	12
2.2.2 Clasificación según tamaño	14
2.3 Partes de una Pequeña Central Hidroeléctrica.....	15
2.4 Turbinas hidráulicas	18
2.4.1 Turbina Francis.....	19
2.4.2 Turbina de Flujo cruzado	20
2.4.3 Comparación de las turbinas Francis y Flujo Cruzado	21
2.5 Estructura de costos de una pequeña central hidroeléctrica	22
2.5.1 Costos pre-operativos.....	23
2.5.2 Costos operativos.....	24
3. Revisión de la literatura	25
4. Objetivos	29
4.1 Objetivo general	29
4.2 Objetivos específicos	29
5. Metodología	31
5.1 Variables de entrada	32
5.2 Parámetros	33
5.3 Variables de salida.....	34
5.4 Parametrización	38
6. Análisis de resultados	47

6.1	Análisis del caso base	47
6.2	Análisis de sensibilidad del caudal de diseño	50
6.3	Análisis de sensibilidad del caudal total disponible	52
6.4	Análisis de sensibilidad del precio de la energía.....	55
7.	Conclusiones y recomendaciones.....	59
7.1	Cumplimiento de los objetivos.....	59
7.2	Conclusiones.....	59
7.3	Recomendaciones.....	61
A.	Anexo: Eficiencia de las turbinas Francis y Flujo cruzado	62
B.	Anexo: Precios promedios de la energía eléctrica en la bolsa 2012-2017	67
	Referencias bibliográficas	69

Lista de figuras

Figura 1-1. Capacidad instalada de generación hidroeléctrica por países al 2014.....	5
Figura 1-2. Porcentaje de participación en capacidad instalada y generación por recurso en Colombia en el año 2016.....	6
Figura 2-1. Central hidroeléctrica con embalse.	13
Figura 2-2. Central hidroeléctrica a filo de agua.	14
Figura 2-3. Diagrama esquemático de una PCH I.	16
Figura 2-4. Diagrama esquemático de una PCH II.....	17
Figura 2-5. Turbina Francis.....	19
Figura 2-6. Turbina de Flujo cruzado.	20
Figura 2-7. Estructura de costos de una PCH.	23
Figura 5-1. Duración de caudales	41
Figura 5-2. Curva de eficiencia turbina Francis.	42
Figura 5-3. Curva de eficiencia turbina de Flujo cruzado.	43
Figura 5-4. Comparación de curvas de eficiencia turbinas.....	44
Figura 5-5. Precios promedio mensuales de la energía en bolsa 2012-2017.....	46
Figura 6-1. Total de energía mensual producida en caso base.....	48
Figura 6-2. Tasa interna de retorno en caso base	49
Figura 6-3. Valor presente neto en caso base.....	49
Figura 6-4. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qd	51
Figura 6-5. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= caso base)	53
Figura 6-6. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= optimo)	54
Figura 6-7. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= caso base).....	56
Figura 6-8. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= óptimo)	57

Lista de tablas

Tabla 1-1. Cantidad de turbinas instaladas por tipo de tecnología en Colombia	9
Tabla 2-1. Características generales de las turbinas Francis y Flujo cruzado	21
Tabla 2-2. Ventajas y desventajas de las turbinas Francis y Flujo cruzado.....	21
Tabla 5-1. Parametrización de variables.....	38
Tabla 5-2. Duración de caudales.....	40
Tabla 5-3. Rango de aplicación turbina Francis y Flujo cruzado.....	41
Tabla 5-4. Precios promedio mensuales de la energía.....	45
Tabla 6-1. Variables de salida caso base	47
Tabla 6-2. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qd.....	50
Tabla 6-3. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= caso base).....	52
Tabla 6-4. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= óptimo)	54
Tabla 6-5. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= caso base).....	55
Tabla 6-6. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= óptimo)	57
Tabla A-1. Eficiencia de las turbinas Francis y Flujo cruzado.....	63

Lista de abreviaturas

Abreviatura Término

PCH	Pequeña central hidroeléctrica
SIN	Sistema interconectado nacional
TIR	Tasa interna de retorno
TRM	Tasa de cambio representativa del mercado
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
VPN	Valor presente neto
ZNI	Zonas no interconectadas

Introducción

El suministro confiable de energía es uno de los principales motores de desarrollo de una sociedad moderna gracias a que permite el desarrollo de las actividades económicas e industriales (Navarro Mora & Liévano Hurtado, 2004), es por esto que las entidades gubernamentales dedican grandes esfuerzos para ampliar la cobertura de las redes eléctricas y de mantener la confiabilidad de estas.

A lo largo de su historia, Colombia ha aprovechado su riqueza hídrica para abastecer la mayor parte de demanda de energía eléctrica de sus habitantes, generalmente a través de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas con embalse de regulación (David, Triana, David, & Triana, 2015). Sin embargo, en los últimos años ha disminuido la disponibilidad de lugares adecuados para la construcción de grandes proyectos de generación debido principalmente a los impactos ambientales y sociales que presentan (Morales, Corredor, Paba, & Pacheco, 2014). Por lo anterior, las pequeñas centrales hidroeléctricas (en adelante, PCH) se presentan como una alternativa para ampliar la red de abastecimiento eléctrico, tanto en zonas interconectadas al sistema nacional (en adelante, SIN) como en zonas no interconectadas (en adelante, ZNI) donde actualmente se suple la necesidad de energía eléctrica con generadores a base de combustible diesel, los cuales además de tener altos costos de operación, emiten gases contaminantes a la atmosfera (Demetriades, 2000).

Con el objetivo de sacar el máximo provecho de la caída y el caudal disponible de los lugares con potencial energético, cada uno de los elementos y obras que componen la PCH deben ser diseñadas cuidadosamente. Entre los elementos que mayor impacto tienen en el rendimiento del proyecto es el tipo de turbina utilizada, ya que este es el dispositivo que se encarga de transformar la energía cinética del agua en energía mecánica rotativa que después será convertida en energía eléctrica por el generador (Jawahar & Michael, 2017). Actualmente existen varios tipos de turbinas disponibles en el mercado, cada una diseñada para aprovechar eficientemente diferentes combinaciones de caída y caudal.

En Colombia se han utilizado tradicionalmente las turbinas Pelton y Francis (Sierra Vargas, Sierra Alarcon, & Guerrero Fajardo, 2011), dejando de lado otros tipos de turbinas como Flujo cruzado, la cual pueden presentar un mejor rendimiento en ciertos escenarios donde la hidrología tenga altas variaciones a lo largo del año. La turbina de Flujo cruzado tiene algunas ventajas competitivas como su curva de eficiencia plana que permite la generación de energía aun en condiciones extremas de variación del caudal disponible, la sensibilidad relativamente baja que tiene a la calidad del agua y la simpleza de su diseño, lo cual permite obtener disminución en los costos de inversión inicial (Kaunda, Kimambo, & Nielsen, 2014).

En la literatura se pueden encontrar documentos donde se presentan metodologías para realizar análisis técnico-económicos con el objetivo de seleccionar el mejor tipo de turbina para un proyecto. En general, el análisis se realiza calculando la cantidad de energía anual producida por la PCH teniendo en cuenta la curva de duración de caudales y la eficiencia de la turbina para luego realizar un análisis económico con instrumentos financieros como el valor presente neto (en adelante, VPN) y la tasa interna de retorno (en adelante, TIR). Los documentos consultados realizan el análisis principalmente con los tipos de turbinas más comunes (Pelton, Francis y Kaplan).

Con base a lo expuesto anteriormente, con la realización de este trabajo se tiene como objetivo comparar el desempeño técnico-económico de una PCH utilizando las turbinas Francis y Flujo cruzado las cuales tienen un rango de aplicación similar en cuanto a caída y caudal. Para llevar a cabo ese objetivo, primeramente, se realizará una identificación detallada de las características técnicas y económicas de cada una de las turbinas haciendo uso de la información encontrada en la literatura y la ofrecida por los fabricantes de estos equipos. Con la información recolectada se realizará la construcción de un modelo de evaluación financiera que permita la comparación del rendimiento de las dos turbinas bajo diferentes escenarios de hidrología, teniendo en cuenta los aspectos técnicos y económicos identificados, desde la etapa de inversión inicial hasta el fin de su vida útil.

Al finalizar el documento, se tiene como resultado esperado identificar las condiciones generales bajo las cuales las turbinas analizadas presentan un mejor desempeño técnico y económico el fin de que los diseñadores de proyectos de generación con PCH consideren

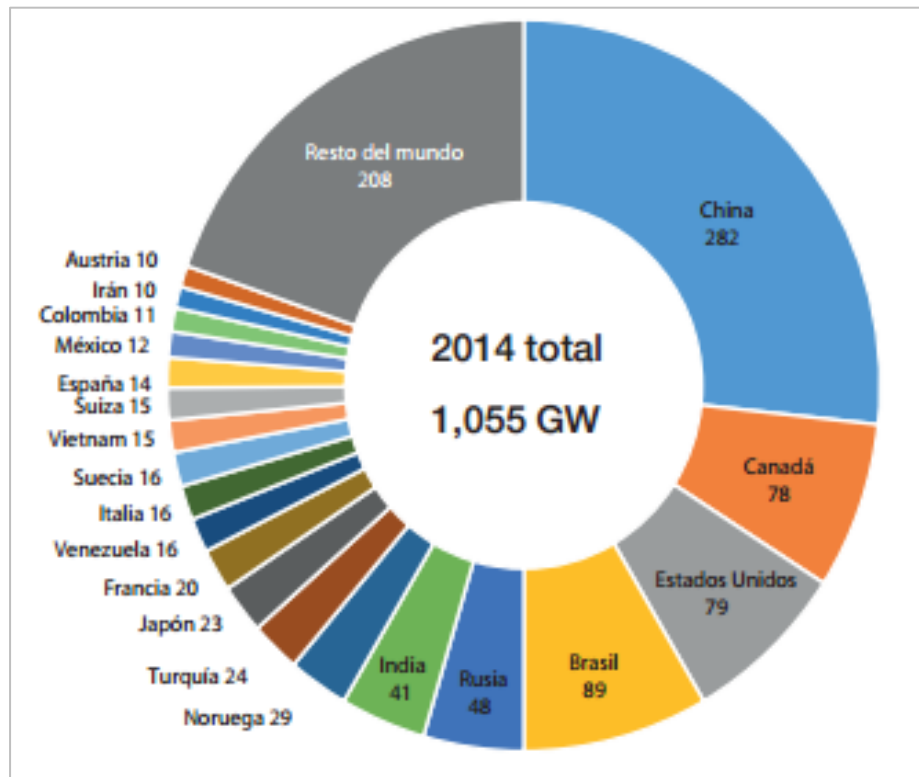
estos hallazgos al momento de realizar sus diseños, y de esta manera contribuir al desarrollo eficiente del potencial hidro-energético del país.

Este trabajo de grado presenta en primer lugar los antecedentes más importantes a nivel mundial y nacional que enmarcan el desarrollo de la problemática que se quiere abordar. En segundo lugar, se presenta el marco teórico, el cual contiene algunos de los conceptos técnicos necesarios para entender y delimitar el problema como los son el concepto de central hidroeléctrica, la clasificación de las centrales hidroeléctricas en base a su tamaño y configuración, las partes principales que componen una PCH, el concepto de turbina hidráulica y la descripción de las características técnicas y de operación de las turbinas objeto de estudio. En la sección siguiente, se realiza una revisión de la literatura, donde se describe la metodología, los hallazgos más relevantes y las limitaciones de investigaciones similares que sirven de base para el desarrollo de este trabajo. En la sección 4, se listan los objetivos generales y específicos. En la sección Metodología se presenta una descripción de los parámetros que componen el modelo financiero desarrollado para evaluar el desempeño de las turbinas, así como los valores establecidos para implementación. En la sección 6, se presentan los resultados obtenidos a través de gráficas y tablas y se realizan los análisis del desempeño de cada una de las turbinas frente a variaciones de precio, hidrología y caudal de diseño. Por último, en la sección 7 se presentan las conclusiones obtenidas, se evalúa el cumplimiento de los objetivos y se realizan recomendaciones para ampliar el alcance del trabajo en futuras investigaciones.

1. Antecedentes

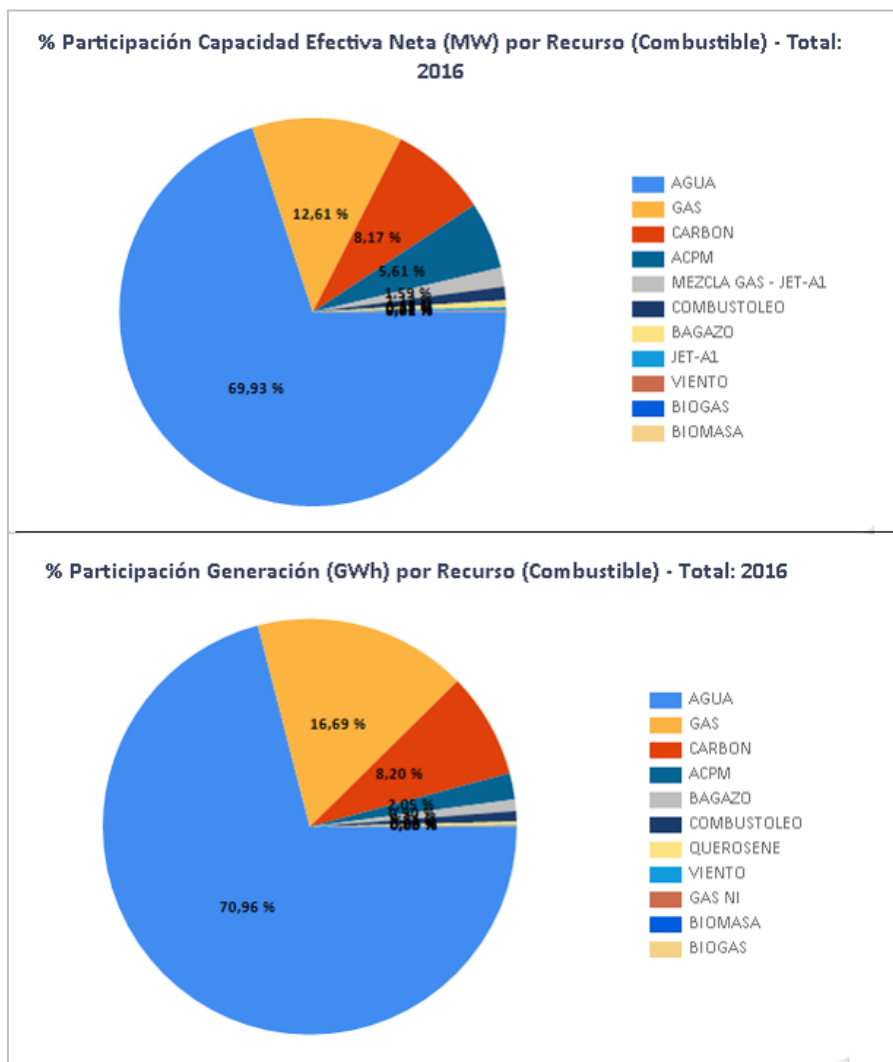
La generación de energía a partir del aprovechamiento del agua es la forma de generación de energía renovable más utilizada a nivel mundial con una potencia instalada de alrededor de 1055 GW lo que representa aproximadamente el 20% de la generación total del mundo (Morales et al., 2014). Aproximadamente 150 países cuentan con centrales hidroeléctricas instaladas y los países que mayor potencia en GW de capacidad instalada al 2014 son: China (282 GW), Brasil (89 GW), Estados Unidos (79 GW), Canadá (78 GW) y Rusia (48 GW). En la Figura 1-1 se observa la distribución de la capacidad instalada de generación hidroeléctrica por países en el año 2014.

Figura 1-1. Capacidad instalada de generación hidroeléctrica por países al 2014. (UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, 2015)



Colombia es un país en el cual la generación de energía está basada principalmente en el aprovechamiento de los recursos hídricos tal como se evidencia en la Figura 1-2. En el mes de diciembre del año 2016 la capacidad instalada de generación total del país fue de 16.597 MW, de los cuales el 69.9% correspondientes a 11.601 MW eran centrales hidroeléctricas de diferentes tamaños. De igual forma, el porcentaje de la generación a partir de hidroelectricidad tuvo la mayor participación con un 70.9% de la generación de energía total durante el año 2016, lo cual evidencia la importancia que tiene esta tecnología para el abastecimiento energético del país.

Figura 1-2. Porcentaje de participación en capacidad instalada y generación por recurso en Colombia en el año 2016. (XM, 2017a)



Colombia ha desarrollado esta estructura gracias a la riqueza hidrográfica y la topografía que posee, buscando que su matriz energética sirva de apoyo para su desarrollo y crecimiento de una manera económica y sostenible a largo plazo. Actualmente el SIN se encuentra compuesto por más de 20 grandes centrales hidroeléctricas y 21 embalses distribuidos en las diferentes regiones del país, además, se encuentran en desarrollo importantes proyectos en construcción como Hidro Ituango y Porvenir II que añadirán al SIN 2400 MW y 362 MW respectivamente en los próximos años (David et al., 2015). Sin embargo, debido a los grandes impactos ambientales, sociales y económicos que supone la construcción de grandes embalses, las pequeñas centrales hidroeléctricas han surgido como una opción para ampliar la capacidad de generación del país en la próxima década tanto en las zonas interconectadas como en las ZNI a través de sistemas de generación aislados que reemplacen los generadores diesel actuales (Morales et al., 2014).

El desarrollo de la generación de energía eléctrica a partir de PCH ha sido importante en el último siglo y ha cobrado especial importancia en las últimas dos décadas a nivel mundial debido a la necesidad de cubrir las crecientes necesidades energéticas de las sociedades con proyectos que utilicen energías renovables (Kueny, 1999), y de esta manera mitigar los efectos del calentamiento global y contaminación causados por las emisiones de gases de efecto invernadero. Dentro de este planteamiento, las PCH tienen ventajas competitivas con otras fuentes de generación, a continuación, se mencionan las más importantes (Okot, 2013):

- Las PCH no hacen uso de combustibles fósiles para generar energía, por lo que no se generan emisiones contaminantes ni otros residuos dañinos al medio ambiente.
- Las PCH solo requieren hacer uso temporal del recurso hídrico sin causar un agotamiento de este, puesto que el agua es utilizada para generación y luego devuelta a su cauce natural.
- La tecnología utilizada en las PCH ha sido desarrollada de manera continua a lo largo de los últimos 100 años, por lo que se encuentra en una etapa madura, permitiendo tener eficiencias altas y costos bajos con respecto a otros tipos de tecnología renovables.

-
- La explotación del recurso hídrico mediante PCH permite adaptaciones de entrada y salida de generación de manera rápida, así como el control sobre la variable tensión lo que lo hace ideal para atender las horas de mayor demanda.
 - Las PCH son una alternativa para promover la electrificación rural en ZNI apartadas donde no es viable económicamente abastecer de energía a través del SIN.

Según el Atlas de Potencial Hidroenergético de Colombia 2015 publicado por la UPME (UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, 2015), Colombia tiene un potencial de generación de 4.785 MW en pequeñas centrales, 143 MW en mini centrales y otros 15 MW en micro centrales hidroeléctricas, de los cuales, solo un pequeño porcentaje ha sido explotado y aporta capacidad efectiva al SIN. De lo anterior, se confirma que la tecnología de generación a partir de PCH es estratégica para el desarrollo de nuestro país a corto y mediano plazo, por lo cual es importante realizar investigación científica en las diferentes áreas relacionadas con este tema.

Cuando se realiza el diseño de una PCH, la selección del tipo adecuado de turbina es uno de los puntos que requiere gran atención ya que este componente es uno de los que más impacto tiene en el desempeño técnico y económico del proyecto de generación. Los factores más relevantes para la selección de la turbina son la caída de agua y el caudal disponible, aunque es importante también tener en cuenta variables costo por unidad de potencia, curva de eficiencia, costo de mantenimiento, complejidad del diseño, entre otros.

En Colombia se han utilizado ampliamente las turbinas Francis y Pelton, mientras que otros tipos de turbinas como Flujo cruzado tienen una participación muy baja en la capacidad instalada del país (Sierra Vargas et al., 2011). La situación anterior puede tener como explicación parcial el poco conocimiento que tienen los diseñadores y promotores de proyectos de PCH de las características técnicas y económicas de este tipo de turbinas menos reconocidas, lo que tiene como consecuencia que no se evalúen alternativas que permitan obtener un mayor beneficio económico de la explotación del recurso hídrico en algunos proyectos.

En la Tabla 1-1 se observa una clasificación realizada por (Sierra Vargas et al., 2011) donde se muestra que de las 193 PCH instaladas hasta la fecha de realización del estudio, el 83.5% de la capacidad instalada en PCH del país correspondía a plantas con turbinas de tipo Francis y Pelton, mientras que otros tipos de turbinas como Flujo cruzado, solo cuenta con una participación mínima de alrededor del 1%, el porcentaje restante incluye las PCH de las cuales no se obtuvo información del tipo de turbina usada.

Tabla 1-1. Cantidad de turbinas instaladas por tipo de tecnología en Colombia (Sierra Vargas et al., 2011)

Tipo de Turbina	Numero de turbinas instaladas en PCH	Potencia instalada (kW)	Porcentaje de la capacidad instalada
Francis	61	69.008	40.9%
Pelton	54	58.435	34.6%
Combinado (Pelton/Francis)	9	13.506	8.0%
Flujo cruzado	7	245	0.14%
Otros	3	1.383	0.82%
Sin información	59	25.940	15.4%
Total	193	168.517	100%

A través de ese capítulo se evidencia el importante papel que desempeña la hidroelectricidad en el abastecimiento energético a nivel mundial, y más aún en Colombia, donde alrededor del 70% de la generación de electricidad se realiza a través de esta tecnología. También es importante resaltar las ventajas competitivas que tienen las PCH frente a otras tecnologías y la necesidad de investigar esta área del conocimiento para facultar a los entes gubernamentales y desarrolladores de proyectos con el conocimiento necesario para aprovechar al máximo el recurso hídrico disponible. En el siguiente capítulo, se realizarán las definiciones de los conceptos necesarios para llevar a cabo un análisis del desempeño de una PCH al ser operada con dos tipos de turbinas diferentes: Francis y Flujo cruzado.

2.Marco teórico

En este capítulo se describen algunos conceptos teóricos que enmarcan la problemática descrita en el capítulo anterior y que serán utilizados en el desarrollo del documento para dar resolución al problema. Los principales conceptos que se abordaran son las centrales hidroeléctricas, la clasificación que estas tienen dependiendo de su configuración y tamaño, las principales obras y equipos que componen una pequeña central hidroeléctrica y se hará especial énfasis en las turbinas hidráulicas, su clasificación y la descripción general de las turbinas Francis y de Flujo cruzado. Por último, se presentará una descripción general de la estructura de costos de una PCH.

2.1 Central hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas transforman la energía potencial de una cantidad de agua almacenada a determinada altura en energía mecánica a través de la caída del agua y el paso de esta por una turbina hidráulica acoplada a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Este proceso se logra mediante la interacción de dos elementos principales: Un elemento móvil llamado rotor y un elemento estático conocido como estator. Al girar, el rotor produce un flujo magnético que permite la transformación de energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Durante el proceso de conversión se regula la frecuencia y el voltaje de la energía eléctrica generada con la ayuda de reguladores de tensión y velocidad (Mishra, Singal, & Khatod, 2011).

La generación de energía a través de centrales hidroeléctricas tiene importantes ventajas frente a otras formas de generación: En primer lugar, es considerada una tecnología de generación limpia y renovable debido a que no genera emisiones de gases contaminantes al utilizar la masa de agua en movimiento de los ríos para transformarla en energía eléctrica para después devolver el agua al río en las condiciones en las que fue tomada, de manera que esta sea usada por otra central aguas abajo, para consumo humano u otra actividad.

Los embalses que se construyen para almacenar agua para la generación pueden tener otros usos beneficios como riego de campos, protección contra inundaciones, suministro de agua a poblaciones cercanas o la práctica de actividades deportivas y recreativas. Los costos de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica son bajos ya que la materia prima que es el agua es gratuita y las centrales pueden ser operadas y sostenidas por muy poco personal (Okot, 2013).

Entre los principales inconvenientes de las centrales hidroeléctricas se pueden nombrar que los costos y tiempos de instalación son más altos que los de otros tipos de tecnologías para la generación eléctrica como las centrales térmicas, eólicas o solares, la generación de energía depende en gran medida de las condiciones meteorológicas que influyen en el comportamiento hidrológico de los ríos, lo que hace necesario tener otras fuentes de generación como respaldo en las temporadas secas y en general, las centrales hidroeléctricas se construyen en lugares alejados a los puntos de consumo, lo que requiere realizar una inversión en infraestructura de redes de transporte (Okot, 2013).

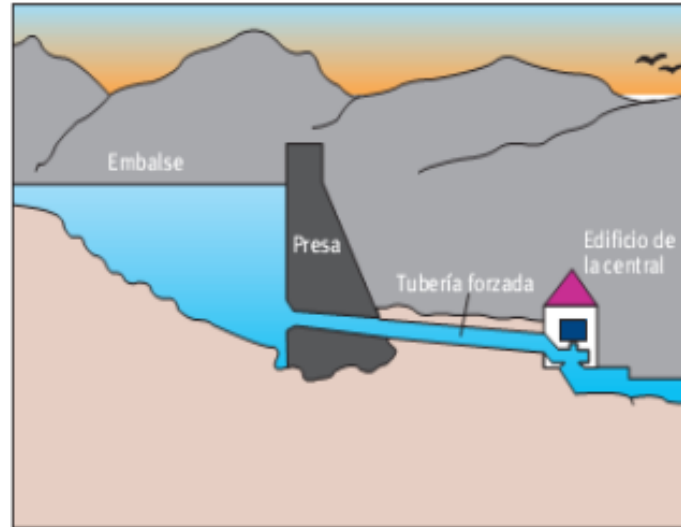
2.2 Clasificación de las centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas pueden ser clasificadas siguiendo varios criterios, sin embargo, las clasificaciones más comunes son por configuración (Hace referencia al uso de un embalse de regulación) y por tamaño (Toma en cuenta la capacidad de potencia instalada en la central). A continuación, se describen estos dos esquemas:

2.2.1 Clasificación según configuración

- Central con embalse: En este tipo de centrales se almacena una cantidad de agua a través de la construcción de una presa, formando de esta manera lagos artificiales. Este esquema tiene la ventaja de permitir un control del flujo de agua que es turbinada con el fin de mitigar las variaciones de los caudales de los ríos que alimentan el embalse y proporcionar energía durante las horas de mayor demanda de energía. Las centrales con embalse exigen una mayor inversión en capital, pero a su vez maximizan la producción de energía lo que permite que el costo de la energía generada sea bajo (UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, 2015). En la Figura 2-1 se muestra un esquema típico de este tipo de instalación.

Figura 2-1. Central hidroeléctrica con embalse.
(IDAE, 2006)



- Central a filo de agua: El esquema consiste en captar una parte del agua del río en determinado punto, realizar la conducción del agua hasta el sitio de la casa de máquinas donde se produce la generación de energía y luego devolver el agua al río aguas abajo. Este tipo de centrales no cuentan con una reserva de agua, por lo que el caudal aprovechable varía de acuerdo a las diferentes estaciones del año. Durante la época de lluvias se logra el aprovechar la potencia máxima, permitiendo el paso libre del caudal excedente y durante la temporada seca la potencia desarrollada es una función del caudal disponible (UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, 2015). En la Figura 2-2 se muestra un esquema típico de este tipo de instalación.
- Central de bombeo: Para estas centrales se construyen dos embalses ubicados a diferente nivel. Cuando la demanda es alta, se produce energía eléctrica utilizando el agua almacenada en el embalse superior como en una central hidroeléctrica convencional, el agua utilizada se almacena en el embalse inferior. En las horas de baja demanda de energía, el agua del embalse inferior se bombea hasta el embalse superior para tenerla disponible nuevamente para las horas de mayor demanda. En algunos casos, los equipos electromecánicos turbina-generator pueden actuar reversiblemente para actuar como bomba-motor o en otros casos son dos equipos diferentes (UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, 2015).

Figura 2-2. Central hidroeléctrica a filo de agua.
(IDAE, 2006)



2.2.2 Clasificación según tamaño

No existe un criterio único de clasificación a nivel mundial de las centrales hidroeléctricas según su tamaño, sin embargo, a lo largo de este trabajo se tomará el criterio sugerido por la Organización Latinoamericana de Energía, adoptado por la UPME (IDAE, 2006).

- Pico Centrales: La capacidad instalada esta entre 0.5 y 5 kW, la operación se realiza a filo de agua y generalmente se utilizan en zonas no interconectadas.
- Micro Centrales: La capacidad instalada esta entre 5 y 50 kW, la operación se realiza a filo de agua y generalmente se utilizan en zonas no interconectadas o casos particulares en zonas interconectadas.
- Mini Centrales: La capacidad instalada esta entre 50 y 500 kW, la operación se realiza a filo de agua y generalmente se utilizan comúnmente tanto en zonas no interconectadas como en zonas interconectadas.
- Pequeñas Centrales: La capacidad instalada esta entre 500 y 20.000 kW, la operación se realiza generalmente a filo de agua y se utilizan en zonas pertenecientes al SIN, aunque tienen la característica de no participar en el

despacho eléctrico nacional. El desarrollo de este trabajo considera como objeto de interés las centrales hidroeléctricas ubicadas dentro de este rango.

- **Grandes Centrales:** La capacidad instalada es mayor a 20.000 kW, la operación se realiza a filo de agua o con embalse de regulación, se utilizan en zonas interconectadas y deben participar en el despacho eléctrico nacional.

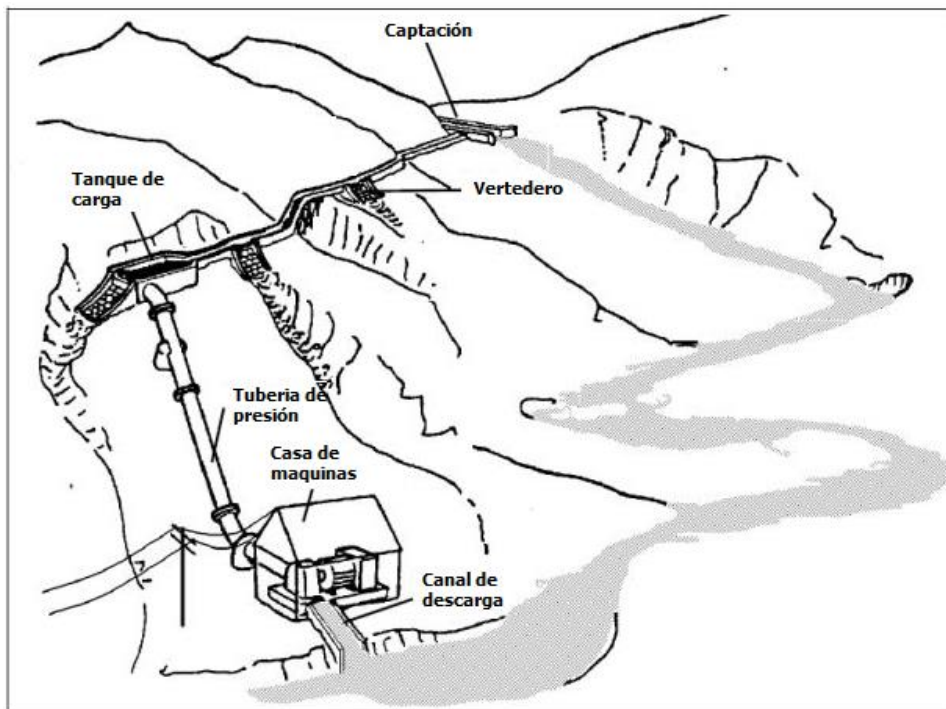
Durante el desarrollo de esta investigación se considera como objeto de interés una central hidroeléctrica a filo de agua debido a que es la configuración más común dentro de las PCH de rango entre 500 y 20.000 kW,. Esta combinación de configuración y tamaño ha tenido un interés creciente en los últimos años debido a sus ventajas competitivas con respecto a otras tecnologías de generación.

2.3 Partes de una Pequeña Central Hidroeléctrica

A continuación, se describen las partes que componen una PCH a filo de agua y en la Figura 2-3 y Figura 2-4 se muestran representaciones esquemáticas de su ubicación:

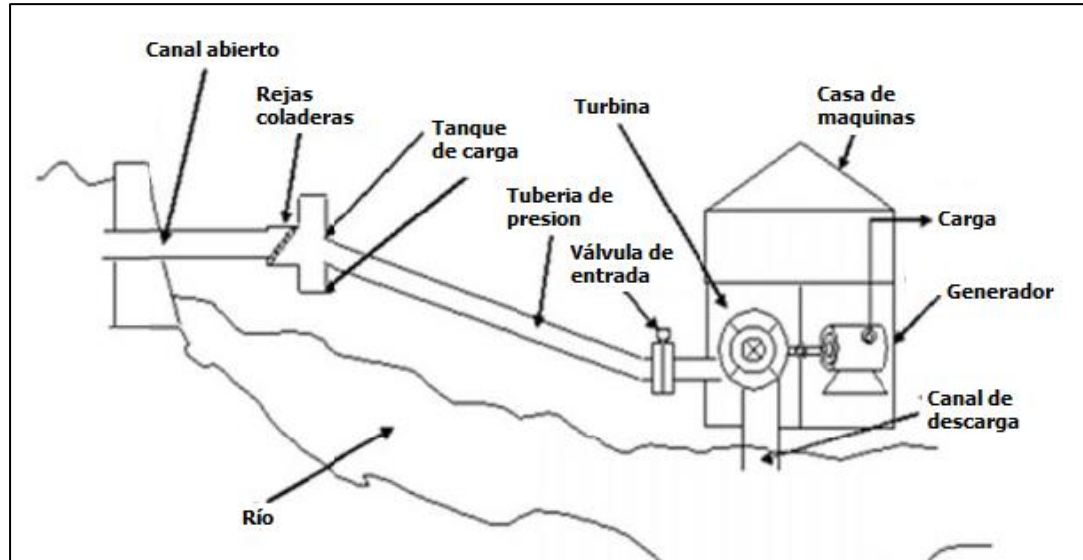
La **toma de agua o captación** es el conjunto de estructuras encargada de desviar parte del agua del cauce del río y su diseño debe estar enfocado en minimizar las pérdidas de carga. Generalmente la toma dispone de una reja que impide que objetos grandes como ramas de árboles, o desechos entren al canal. El **desarenador** es la obra civil que permite realizar la separación de residuos sólidos y demás sedimentos presentes en el agua, los cuales se depositan en el fondo de la estructura gracias a la disminución de la velocidad del agua, este proceso permite mantener constante la sección en el sistema de conducción y evita desgaste prematuro de las turbinas. La **cámara de carga** es otra obra civil que conecta el canal de conducción con la tubería forzada, ocasionalmente se utiliza como depósito final de regulación, aunque generalmente solo tiene capacidad de suministrar el volumen requerido para el arranque de la turbina. El dimensionamiento de la cámara de carga debe cumplir con condiciones de operación que garanticen que no ingrese aire a la tubería de presión y debe contar con un vertedero que permita derivar el agua no turbinada hasta el río en caso de un paro de emergencia de la central (Paish, 2002).

Figura 2-3. Diagrama esquemático de una PCH I.
(Temiz, 2013), traducción libre



La **tubería de presión** tiene como función transportar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, debe estar diseñada para soportar la presión que produce la masa de agua, así como la presión generada por un golpe de ariete en caso de un paro de emergencia de la central. Los parámetros principales de selección del material de la tubería son los costos de mantenimiento, el espesor de pared, las pérdidas ocasionadas por la fricción y el tipo de anclaje. Para la ubicación de la tubería se deben identificar lugares geológicamente estables y que optimicen la trayectoria de la misma buscando minimizar las pérdidas en la conducción del agua. La **casa de máquinas** es una obra civil que tiene como principal función albergar y proteger los equipos electromecánicos y los elementos de regulación, control y protección de la central. Para definir la ubicación y el diseño de este edificio deben tenerse en cuenta los estudios geológicos y topográficos, la accesibilidad al sitio y la cercanía con la población a atender (Paish, 2002).

Figura 2-4. Diagrama esquemático de una PCH II.
(Nasir, 2014), traducción libre



La **válvula de entrada** es el dispositivo encargado de aislar la turbina en caso de un paro de emergencia o para labores de mantenimiento. Existen diferentes tipos de tecnología dependiendo de la presión de trabajo: Compuerta, mariposa o esférica y su accionamiento puede ser manual, eléctrico, hidráulico o una combinación de estos. La **turbina** es el elemento que transforma en energía mecánica (Movimiento de rotación) la energía cinética de una corriente de agua. Existen diferentes tipos de turbinas y su selección depende de las condiciones topográficas de la central, siendo la caída y el caudal de diseño los criterios más importantes a tener en cuenta. El **generador** es una máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica gracias a la interacción de los dos elementos principales: Una parte móvil llamada rotor, y una parte estática que se denomina estator. Los **elementos de regulación, control y protección** son los equipos encargados de la transformación y regulación de la tensión, de la medición y control de los parámetros de la corriente y de la conexión a la línea de salida de distribución de la energía (Paish, 2002).

Finalmente, el **canal de descarga** es otra obra civil que permite devolver el agua al río después de haber sido utilizada para la producción de energía, debido a que en ocasiones la velocidad de salida del agua puede ser alta, debe protegerse el canal contra la erosión (Paish, 2002).

2.4 Turbinas hidráulicas

La turbina es el elemento fundamental de una pequeña central ya que tiene como función transformar la energía cinética y potencial de la masa de agua en un movimiento rotacional el cual se traslada al generador acoplado a la turbina. Existen diferentes tipos de turbinas hidráulicas y la elección de esta tendrá un impacto importante en el desempeño de toda la central. Los principales criterios para su selección están relacionados con condiciones topográficas e hidrológicas del sitio de instalación, teniendo como variables más importantes la altura de la caída de agua y el caudal disponible, aunque también se debe poner en consideración parámetros como costos por unidad de potencia, sensibilidad a la cavitación, curva de eficiencia y velocidad específica (Morales et al., 2014). La eficiencia de una turbina se define como la relación entre la potencia de salida entregada por una maquina con respecto a la potencia de entrada (Temiz, 2013). El valor de salida es menor ya que parte de la potencia se pierde en la conversión de un tipo de energía a otra como consecuencia de la fricción entre partes, calentamiento y otros factores constructivos.

Las turbinas se clasifican principalmente en turbinas de reacción o de acción por la forma en que transforman la energía cinética en mecánica:

En las **turbinas de reacción** se utiliza la energía cinética y de presión del agua para hacer girar el rodete y el sentido de giro de este no coincide con la dirección de entrada y salida del agua, al entrar el agua al rodete, una parte de la energía de presión que trae el agua se transforma en energía cinética en el distribuidor, girando alrededor de él. Debido a la caída de presión del flujo, los rodetes de las turbinas de reacción son altamente susceptibles a la cavitación. Los principales tipos de turbinas que aplican este principio son: Francis y Kaplan (Morales et al., 2014).

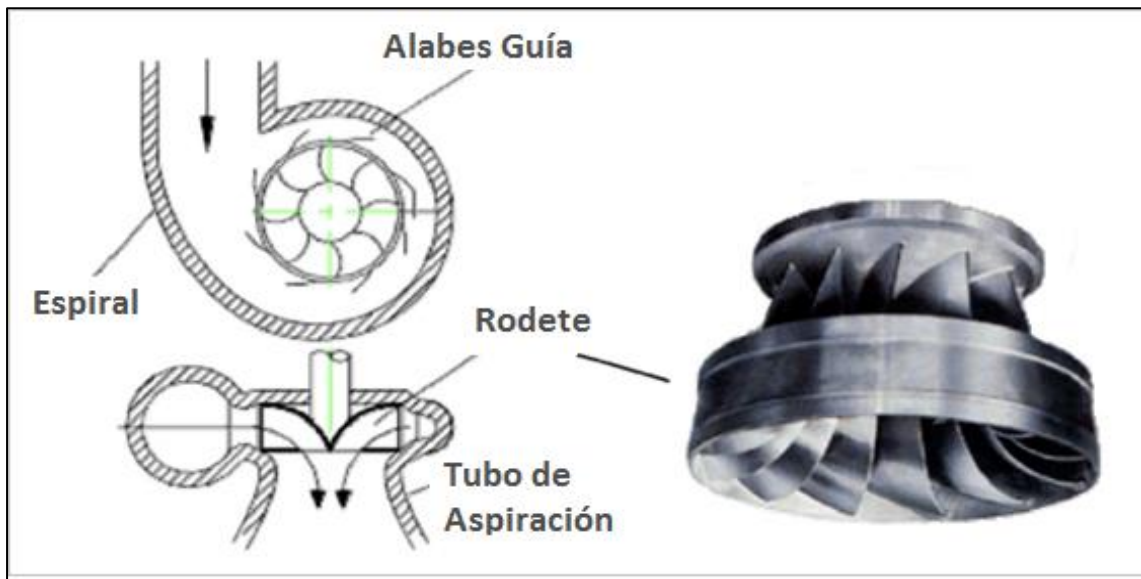
En las **turbinas de acción** la presión estática es constante a la entrada y salida del rodete y la variable que se modifica es el vector de velocidad del fluido. Así, el movimiento del rodete es producido por un chorro de agua al golpear uno de sus alabes a alta velocidad, lo que provoca un par de giro en esa dirección. Los principales tipos de turbinas que aplican este principio son: Pelton, Flujo cruzado y Turgo (Morales et al., 2014).

A continuación, se describe en detalle las principales características constructivas y de operación de las dos turbinas analizadas en este trabajo: Turbina Francis y Flujo cruzado.

2.4.1 Turbina Francis

La turbina Francis es básicamente una máquina de flujo radial en la cual el agua entra al rodete en dirección radial y sale en dirección axial tal como se observa en las flechas indicativas en la Figura 2-5, aprovechando la velocidad y la presión del agua para transmitir potencia al generador.

Figura 2-5. Turbina Francis.
(Okot, 2013), traducción libre

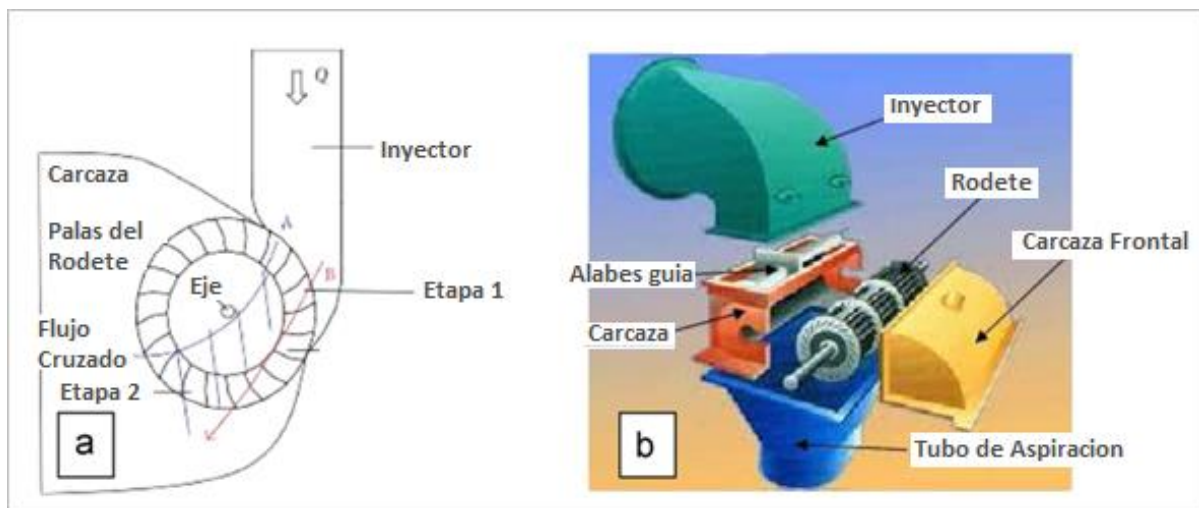


La turbina Francis puede construirse con eje vertical u horizontal, su rango de aplicación típico en pequeñas centrales esta entre los 10 - 200 m de caída y entre 0.1 - 20 m³/s (Mishra et al., 2011). Al tener un extenso rango de aplicación, este tipo de tecnología es ampliamente utilizada, sin embargo, la complejidad en la construcción del rodete y la carcasa de espiral y la sensibilidad que tienen a la calidad del agua, hacen esta turbina costosa para algunos proyectos de bajo presupuesto. Adicionalmente, la turbina Francis tiene un pobre desempeño en condiciones de caudal variable y presenta inestabilidad y cavitación cuando el caudal disponible está por debajo del 40% del caudal de diseño, por lo tanto, se recomienda su utilización en proyectos donde las condiciones de caudal no tengan gran variación (Kaunda et al., 2014).

2.4.2 Turbina de Flujo cruzado

En la Figura 2-6 se observa que la turbina de Flujo cruzado está compuesta básicamente de un rodete, un inyector y una carcasa. Esta turbina obtiene su nombre debido a que el flujo de agua cruza las palas del rodete transversalmente, intercambiando la energía con el rodete en dos etapas antes de ser descargado. El rodete es un dispositivo con forma de jaula de ardilla hecho de dos discos circulares unidos por palas curvas horizontales, el cual puede ser fabricado sin requerir herramientas sofisticadas, las palas curvas pueden ser cortadas de acero estándar y soldadas a los discos. El inyector permite el paso del agua y direcciona y regula el chorro de agua utilizando unos alabes guía. El inyector permite el paso del agua y direcciona y regula el chorro de agua utilizando unos alabes guía.

Figura 2-6. Turbina de Flujo cruzado.
(Kaunda et al., 2014), traducción libre



La turbina de Flujo cruzado se encuentra catalogada entre las turbinas de diseño más simple, lo que supone costos relativamente bajos, permitiendo así que sea ampliamente aplicada en proyectos con PCH, especialmente en países en vía de desarrollo (Kaunda et al., 2014). A pesar de tener una baja eficiencia relativa con respecto a otros tipos de turbina, se recomienda su uso en condiciones de caudal con alta variación debido a que la curva de rendimiento es plana, aprovechando de esta manera el máximo potencial del recurso hídrico (Kaunda et al., 2014).

2.4.3 Comparación de las turbinas Francis y Flujo Cruzado

En la **Tabla 1-1**Tabla 2-1 se muestra un resumen de las características generales más importantes de cada una de las turbinas objeto de estudio y en la Tabla 2-2 se presenta una descripción de las principales ventajas y desventajas de cada turbina.

Tabla 2-1. Características generales de las turbinas Francis y Flujo cruzado
Elaboración propia en base a (Gmbh, Box, & Alema, 2013) y (Troyer, 2017)

	Turbina Francis	Turbina de Flujo cruzado
Año de implementación	1905	1918
Tipo de turbina	Reacción	Acción
Rango de caída	10 - 200 m	5 - 200 m
Rango de caudal	0.1 - 20 m ³ /s	0.05 - 12 m ³ /s
Rango de potencia	20 - 20.000 kW	20 - 5.000 kW

Tabla 2-2. Ventajas y desventajas de las turbinas Francis y Flujo cruzado
Elaboración propia en base a (Gmbh et al., 2013) y (Troyer, 2017)

	Turbina Francis	Turbina de Flujo cruzado
Eficiencia máxima	La turbina Francis tiene un punto de eficiencia máximo más alto: 92,7%	La turbina de Flujo cruzado tiene un punto de eficiencia máximo más bajo: 87,0%
Caudal mínimo de operación	Debido a los problemas de cavitación, la turbina Francis no debe operar por debajo del 40% del caudal de diseño. Se recomienda su uso en proyectos con hidrología constante.	La turbina de Flujo cruzado puede operar desde el 5% del caudal de diseño. Es recomendable su uso en proyectos con hidrología variable.
Cavitación	Presenta problemas de cavitación.	No tiene problemas de cavitación.
Diseño	La turbina Francis posee un diseño complejo con diversas partes móviles, lo que puede incrementar el costo de inversión inicial.	La turbina de Flujo cruzado es una de las turbinas de mayor simpleza en su diseño, con pocas partes móviles. Esto permite tener ahorros en la inversión inicial.
Tiempo de cierre	La turbina Francis debe realizar cierres rápidos, originando riesgos de golpe de ariete en la tubería.	La turbina de flujo cruzado permite realizar cierres lentos, evitando el riesgo de golpe de ariete.
Uso de caja de engranajes	La turbina Francis puede ser diseñada para girar a velocidades bajas, medias y altas y generalmente va directamente acoplada al eje del generador.	La turbina de Flujo cruzado es una turbina de bajas revoluciones, por lo que se requiere del uso de una caja de engranajes entre la turbina y el generador. Lo que afecta la eficiencia total del grupo.

2.5 Estructura de costos de una pequeña central hidroeléctrica

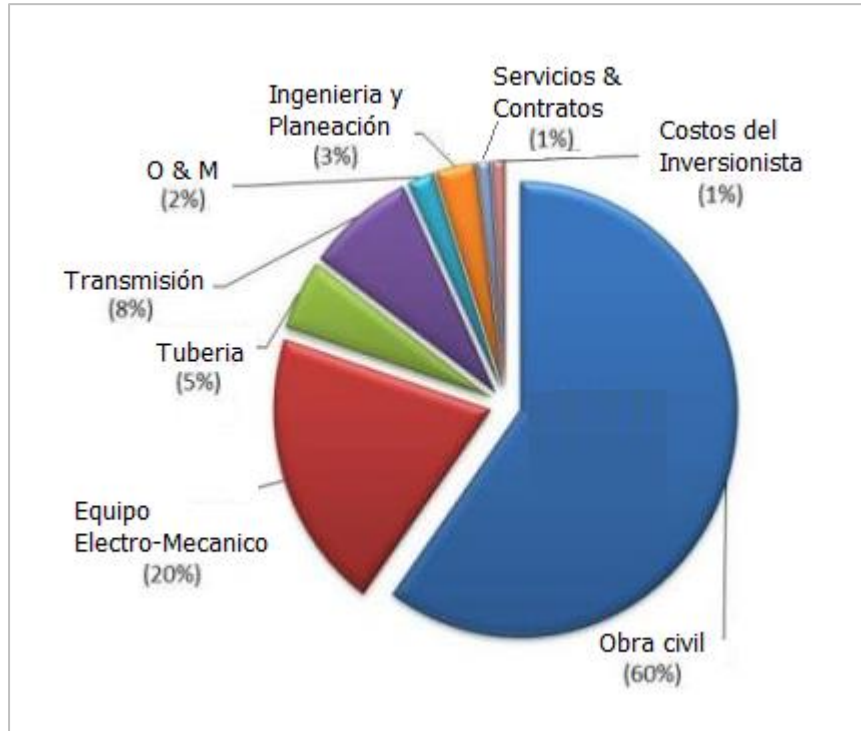
Un aspecto fundamental en el análisis de implementación de una PCH es la estructura de costos de generación, ya que esta debe ser competitiva económicamente frente a otro tipo de tecnologías. La estructura de costos de una PCH se puede dividir en dos partes principales: Los costos pre-operativos y los costos operativos.

Los costos pre-operativos abarcan todos los gastos relacionados desde el análisis de viabilidad técnica y económica antes de poner en marcha el proyecto hasta la entrada en operación e incluye los costos como estudios sociales, legales y ambientales, infraestructura vial, acceso al SIN, acceso al recurso hídrico, obras civiles, equipos electro-mecánicos, entre otros. Por su parte, los costos operativos incluyen los gastos de operación y mantenimiento, seguros e impuestos aplicables generados durante el ejercicio de la actividad económica de la central (David et al., 2015).

Los costos pre-operativos de las PCH suelen ser altos en comparación con otro tipo de tecnologías de generación no renovables a base de gas, carbón o diesel e incluso con tecnologías de generación renovables como solar y eólica, sin embargo, los costos operativos suelen ser más bajos y la generación total de energía mayor. Los costos de las PCH pueden ser minimizados realizando proyectos en serie, utilizando equipos electromecánicos estandarizados, alargando la vida útil de los sistemas a través de buenas prácticas de operación y mantenimiento y utilizando mano de obra de personas de la zona de influencia del proyecto.

En la Figura 2-7 se presenta la estructura de costos de una PCH desagregada en sus componentes principales, donde se observa que la mayor parte de los costos, con un 60%, corresponden a las obras civiles, seguida de los equipos electromecánicos con un 20%, los costos relacionados con la transmisión con un 8% y la tubería de presión con un 5%.

Figura 2-7. Estructura de costos de una PCH.
(David et al., 2015), traducción libre



A continuación, se describen en detalle los costos cubiertos en cada una de las etapas:

2.5.1 Costos pre-operativos

El punto de partida es la caracterización de la zona donde se realizará el proyecto, para ello, se deben realizar estudios geológicos, topográficos, cartográficos, hidrológicos y ambientales. Luego se deben realizar inversiones en los trabajos de infraestructura requeridos para el buen desarrollo de la construcción como adquisición de predios, vías de acceso, instalaciones temporales y líneas de conexión.

Una vez preparado el terreno, se da comienzo a la construcción de las principales obras civiles del proyecto como estructura de captación, conducción, desarenador, cámara de carga, tubería de presión, casa de máquinas y canal de descarga.

Por último, se encuentra el grupo de costos pre-operativos compuesto por los equipos electromecánicos (Turbina, generador y equipo de control), los equipos hidromecánicos

(Compuertas, rejas y válvulas) y los equipos auxiliares (Sistemas contra incendio, aire comprimido, refrigeración de agua, respaldo de energía, entre otros) (David et al., 2015).

2.5.2 Costos operativos

En este apartado se incluyen todos los gastos reservados para el pago de las obligaciones financieras durante el tiempo de operación de la PCH. En primer lugar, se deben incluir los salarios de todas las personas involucradas en la operación de la PCH, incluyendo personal de operación, mantenimiento y administrativo.

Se deben considerar los costos de mantenimiento de las vías, redes eléctricas, estructuras de captación, conducciones y descarga. Este mantenimiento es de gran importancia debido a que las condiciones óptimas de estos sistemas contribuirán al rendimiento máximo de la PCH.

También se debe tener en cuenta los costos derivados de los seguros que cubren los riesgos ante posibles eventos fortuitos durante la vida útil del proyecto. Estos riesgos pueden ser propios de la operación como incendios, explosiones, daño prematuro en los equipos, así como eventos externos como atentados, desastres naturales, entre otros. Por último, se deben considerar los costos aportados al Estado tales como la tasa de utilización del agua, el impuesto de Industria y Comercio y el impuesto predial (David et al., 2015).

En este capítulo se ha realizado una descripción del funcionamiento de una central hidroeléctrica, de los tipos de centrales que existen según las clasificaciones por configuración y por tamaño y se delimita el tipo de central objeto de esta investigación a una PCH a filo de agua. También se describen las partes más importantes que componen una PCH y se hace énfasis en la turbina hidráulica, el cual es uno de los componentes más importantes para determinar el desempeño de un proyecto y objeto de estudio de este trabajo, adicionalmente, se menciona de manera general el principio de funcionamiento, las características constructivas, partes principales y ventajas de los dos tipos de turbina investigadas: Francis y Flujo cruzado. En el siguiente capítulo se revisan algunos trabajos encontrados en la literatura científica que abordan una problemática similar.

3.Revisión de la literatura

En este capítulo se hace referencia a algunos trabajos de investigación que plantean soluciones al problema de selección y dimensionamiento adecuado de la turbina de un proyecto de generación con PCH. Para cada referencia se ha extraído un resumen de la metodología usada para resolver el problema de investigación, las principales conclusiones alcanzadas por los autores y los limitantes de su trabajo.

En (Adejumobi, Shobayo, & State, 2015) los autores afirman que la implementación de PCH puede contribuir en gran manera al avance de regiones en países en vía de desarrollo como Nigeria, donde la cobertura de energía alcanza apenas el 28% en las zonas rurales. Debido a las condiciones económicas limitadas de estas sociedades, se hace necesario maximizar la producción de energía de la planta a un mínimo costo. Para lograr este objetivo, se debe realizar una evaluación de la respuesta hidrodinámica de diferentes turbinas hidráulicas sometidas a la caída del sitio y caudal disponible a lo largo del año. La turbina óptima para cada proyecto será la que maximice la producción de energía anual y minimice los costos de inversión y operación del proyecto.

Para evaluar el desempeño de las turbinas, en primer lugar, se definen y exponen la formulación de las siguientes variables y parámetros: Curva de duración de caudales, Caída, Eficiencia relativa de turbina, Potencia, Curva de duración de potencia, Producción de energía anual y Factor de capacidad de planta.

Los autores recolectan los datos de caudal durante siete años en una localidad en Nigeria y se calculan cada una de las variables mencionadas para 8 tipos de turbinas diferentes: Kaplan, Hélice, Francis, Flujo cruzado, Pelton de 1 y de 2 chorros, Turgo de 1 y de 2 chorros. Los resultados fueron organizados en una tabla y se compararon los resultados de la producción de energía estimada anual [MWh] donde la turbina Pelton de 1 chorro

obtuvo el mejor resultado y el factor de capacidad de planta [%] donde las turbinas Pelton y Turgo de un chorro presentaron los valores más altos. Los autores también realizan un análisis de sensibilidad para las turbinas Francis y Kaplan para determinar cómo es el comportamiento ante un cambio en la caída, la cual varían desde 10 m hasta 70 m.

El artículo concluye que la correcta selección de la turbina debe estar respaldada con análisis similares al realizado por los autores, donde se incluya las variaciones anuales del caudal, ya que es la mejor forma de optimizar la producción. La principal limitante es que los autores no incluyen dentro de su análisis el aspecto económico (Inversión inicial, operación y mantenimiento) de cada uno de los tipos de turbinas presentados.

En (Santolin, Cavazzini, Pavesi, Ardizzon, & Rossetti, 2011) los autores presentan un modelo para la evaluación del tipo y la capacidad de la turbina para PCH, el cual busca desde un punto de vista económico, maximizar la rentabilidad de la inversión y desde un punto de vista ambiental, optimizar el uso de los recursos hídricos.

El modelo de selección y dimensionamiento de la turbina se basa en la curva de duración de caudales del sitio del proyecto, la caída y la velocidad de rotación de la turbina como puntos de partida para el diseño y tiene en cuenta siete parámetros: Tipo de turbina, Producción de energía, Dimensiones de la turbina, Altura máxima de instalación para evitar cavitación, Costos de instalación y los parámetros económicos Valor presente neto y Tasa interna de retorno. Luego de describir el modelo, los autores verifican el rendimiento de este a través de tres casos de aplicación con diferentes modelos hidrológicos y presentan los resultados a través de gráficas.

El artículo determina que la producción de energía anual es uno de los parámetros más relevante a ser considerado en la etapa de diseño, ya que está conectado directamente con la rentabilidad de la planta debido a la venta de la producción a la red de transmisión eléctrica, por lo que un diseño exitoso será el que maximice este valor. Sin embargo, los autores concluyen que el análisis técnico debe estar acompañado de un análisis financiero que evalúe el flujo de caja y la rentabilidad de la inversión utilizando indicadores financieros como el VPN y TIR para escoger apropiadamente el tipo de turbina y las dimensiones óptimas para obtener el mejor desempeño y rentabilidad del proyecto.

En (Temiz, 2013) el autor realiza un modelo de evaluación técnico-económica aplicado a un caso de estudio, el cual se divide en dos partes principales: Selección del tipo de turbina y evaluación técnico-económica. Para la etapa de selección de la turbina se tienen en cuenta cinco criterios similares a los expuestos anteriormente por otros autores: Cabeza neta, Altura de descarga, Velocidad específica, Cavitación y Eficiencia de la turbina.

En el trabajo, el autor realiza una amplia explicación del método de evaluación económica utilizando los indicadores financieros VPN y TIR: Un análisis económico es una comparación de costos y beneficios que permiten al inversor informarse al realizar una decisión de desarrollar o abandonar un proyecto. También es posible tomar una decisión entre diferentes proyectos con este análisis, lo cual significa que la inversión se realizara en la opción que genere mejores beneficios durante el tiempo analizado (Temiz, 2013).

Después de realizada la revisión de la literatura se encuentra que existen trabajos de investigación similares al planteado en esta propuesta, sin embargo, no se evidencia una comparación entre las dos turbinas objeto de estudio de este trabajo. En los trabajos consultados se identifican las principales variables analizadas para comparar el desempeño de turbinas hidráulicas y los principales criterios técnicos de selección, de los cuales el más utilizado es la energía estimada producida en un año. También se identifican el VPN y la TIR como los indicadores económicos más importantes para realizar una evaluación financiera de diferentes proyectos en el sector hidroeléctrico y que el análisis simultáneo de las características técnicas y económicas de los diferentes tipos de turbinas permite seleccionar las correctas condiciones de operación para tener el resultado deseado en cuanto a rendimiento, factibilidad y rentabilidad del proyecto hidroeléctrico.

4. Objetivos

4.1 Objetivo general

Comparar el desempeño de una turbina Francis y una turbina de Flujo cruzado como equipos electromecánicos de una pequeña central hidroeléctrica en Colombia.

4.2 Objetivos específicos

- Caracterizar las pequeñas centrales hidroeléctricas considerando aspectos técnicos y económicos.
- Identificar las características técnicas y económicas de la turbina Francis y la turbina de Flujo cruzado.
- Valorar una pequeña central hidroeléctrica utilizando una turbina Francis y una turbina de Flujo cruzado teniendo en cuenta aspectos técnicos y económicos.

5. Metodología

Para realizar la comparación del desempeño de una turbina Francis y una turbina de Flujo cruzado se desarrolló un modelo que permita la evaluación financiera de una PCH cuando es operada por cada uno de los tipos de turbinas teniendo en cuenta las características técnicas identificadas en las secciones anteriores. El modelo toma los datos de caída y caudal ingresados para calcular la producción de energía anual de la PCH teniendo en cuenta la eficiencia de cada una de las turbinas, adicionalmente, se evalúan los costos de inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento y se calculan los ingresos que tendría el proyecto por la venta de la energía producida para obtener los flujos de cada mensuales. Finalmente, el modelo realiza una evaluación por flujos de caja descontados para obtener indicadores de evaluación financiera VPN y TIR.

El modelo de evaluación financiera se realizó utilizando la herramienta Microsoft Excel 2016 y se compone de cuatro partes: Variables de entrada, Parámetros y Variables de salida y Parametrización. En la sección Variables de entrada se describen las variables que el usuario puede modificar de acuerdo al proyecto que se quiera analizar tales como la caída o la serie de caudales. La sección parámetros describe todas las variables que no son modificables por el usuario ya que son constantes para todos los proyectos, por ejemplo, la densidad del agua, la gravedad, la eficiencia de las turbinas, entre otras. Las Variables de salida presenta la forma en que se calculan los datos que arroja el modelo al aplicar fórmulas matemáticas a los datos de entrada, como producción de energía total, VPN y TIR. Por último, en la sección parametrización se relacionan los valores de cada una de las variables con las fuentes consultadas.

5.1 Variables de entrada

Variabes ingresadas por el usuario las cuales caracterizan el proyecto hidroeléctrico:

Caída de diseño (H_d): Es la diferencia de altura entre la toma de agua y el eje de la turbina (Mishra et al., 2011). El valor esta dado en metros [m].

Caudal de diseño (Q_d): Es la cantidad de agua medida en volumen sobre unidad de tiempo que es tomada del río para su explotación (Mishra et al., 2011). El valor esta dado en [m³/s].

Caudal total disponible (Q_t): Es el valor de los caudales mensuales promedio disponible para cada uno de los meses del año, estos datos se obtienen de los estudios de hidrología del sitio de la cuenca hidrográfica de la cual se realiza la toma de agua. El valor esta dado para cada mes del año en [m³/s].

Eficiencia hidráulica (n_H): Es la relación de rendimiento que tiene la conducción del agua desde la captación hasta la entrada a la turbina, esta variable tiene en cuenta las pérdidas ocasionadas por la fricción del agua con la pared del canal y de la tubería de presión, así como las perdidas debidas a la turbulencia del agua ocasionadas por los cambios de dirección y el paso a través de elementos como rejjas o válvulas (Amdt, 2007). El valor esta dado en [%].

Costo de oportunidad (c): Es la tasa de interés que representa el rendimiento que espera el inversionista por tener su dinero en el proyecto y representa el costo de renunciar a una mejor alternativa (Temiz, 2013). El valor esta dado en [%].

Numero de periodos de análisis (n): Este valor corresponde al número de periodos anuales que serán analizados en el modelo y está ligado a la vida útil promedio de los equipos electromecánicos de una PCH. El valor esta dado en [años].

5.2 Parámetros

VARIABLES LAS CUALES SON CONSTANTES PARA LOS DIFERENTES PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS, NO DEBEN SER INGRESADAS POR EL USUARIO

Densidad del agua (ρ): Es la relación entre la masa y el volumen de una sustancia, en este caso del agua. El valor está dado en [kg/m³].

Gravedad (g): Es la aceleración con la cual es atraída el agua hacia el centro de la Tierra debido a la fuerza de gravedad. El valor está dado en [m/s²].

Rango de caída (rH): Corresponde a los valores mínimo y máximo de caída para los cuales cada una de las turbinas es capaz de generar energía. Los valores pueden variar de acuerdo a la tecnología del fabricante de los equipos. El valor está dado en [m].

Rango de caudal (rQ): Corresponde a los valores mínimo y máximo de caudal para los cuales cada una de las turbinas es capaz de generar energía. Los valores pueden variar de acuerdo a la tecnología del fabricante de los equipos. El valor está dado en metros cúbicos por segundo [m³/S].

Rango de potencia (rP): Corresponde a los valores mínimo y máximo de potencia de energía que es capaz de entregar una turbina. Los valores pueden variar de acuerdo a la tecnología del fabricante de los equipos. El valor está dado en [kW].

Eficiencia de la turbina (nT): Es la relación entre la potencia hidráulica a la entrada de la turbina y la potencia mecánica entregada por esta. Los valores pueden variar de acuerdo a la tecnología del fabricante de los equipos. El valor está dado en [%] para cada uno de los valores de 0 a 100% del caudal.

Eficiencia de la caja de engranajes ($nGbox$): Es aplicable solo a la turbina de flujo cruzado y corresponde a la relación entre la potencia mecánica a la entrada de la caja de engranajes y la potencia mecánica entregada por esta al modificar la velocidad de rotación del eje. Los valores pueden variar de acuerdo a la tecnología del fabricante de los equipos. El valor está dado en [%] para cada uno de los valores de 0 a 100% del caudal.

Eficiencia del generador (n_G): Es la relación entre la potencia mecánica a la entrada del generador y la potencia eléctrica entregada por este. Los valores pueden variar de acuerdo a la tecnología del fabricante de los equipos. El valor esta dado en [%] para cada uno de los valores de 0 a 100% del caudal.

Eficiencia total del grupo (n_{Total}): Es el valor de la eficiencia total del grupo turbina-generador y se calcula multiplicando las eficiencias individuales n_T , n_{Gbox} y n_G . El valor esta dado en [%] para cada uno de los valores de 0 a 100% del caudal.

Precios de la energía (pe): En esta tabla se establece el valor del precio de la energía pagada a la central hidroeléctrica por cada unidad de energía generada. El valor utilizado es el promedio del precio para cada mes y este aumentara para cada periodo anual de análisis con una tasa de aumento establecida ligada al índice de precios del consumidor (IPC). El valor de los precios de la energía esta dado en [\$/kWh].

Horas de operación (h): Es el valor correspondiente a la cantidad de horas de operación de la turbina en un mes. El valor esta dado en [horas].

Tasa de cambio (TC): Es un valor que representa la relación entre el valor de dos monedas, en nuestro caso colombiano es la cantidad de pesos colombianos que se deben pagar por una unidad de una moneda extranjera. El valor esta dado en [\$/€].

Incremento de precios al consumidor (IPC): Es un indicador financiero que mide la evolución del costo promedio de una canasta de bienes y servicios representativa del consumo de los hogares en un periodo base. El valor esta dado en [%].

5.3 Variables de salida

Variabes calculadas por el modelo a partir de las variables ingresadas y los parámetros:

Potencia hidráulica de diseño (P_d): Es la energía derivada del movimiento y presión de un líquido y que se desea convertir a potencia eléctrica (Mishra et al., 2011). El valor está dado en [kW]. Se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$P = \frac{H * Qd * \rho * g * \eta H}{1000} \quad (5.1)$$

Costos iniciales de proyecto (C): Esta variable relaciona los costos iniciales más importantes a tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico para cada una de las turbinas y se han dividido de la siguiente manera para facilitar la comparación: Costos grupo turbina-generador, costos otros equipos electromecánicos, costo de instalación y costo de obras civiles (IRENA, 2012). El valor está dado en [€/kW].

- **Costo grupo turbina-generador (C_{tg}):** Corresponde al costo de los equipos grupo turbina-generador y sus principales equipos asociados tales como regulador de velocidad de turbina, unidad hidráulica de potencia y tablero de control de la turbina (Mishra, Singal, & Khatod, 2012).
- **Costo otros equipos electromecánicos (C_e):** Corresponden al costo de los demás equipos necesarios para poner en funcionamiento la central, en este ítem se incluyen la válvula de admisión a la turbina, los interruptores de alto voltaje y los sistemas auxiliares.
- **Costo de instalación (C_i):** Corresponden a los costos de los equipos y mano de obra necesaria para realizar la instalación y puesta en marcha de los equipos electromecánicos de una PCH.
- **Costo de obras civiles (C_o):** Corresponde al costo de todas las obras civiles requeridos en una PCH, incluye las obras de captación, desarenador, tanque de carga, tubería y casa de máquinas. Se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$C_{Francis} = 1500 - \frac{P}{20} * 1.1 \quad (5.2.1)$$

$$C_{Flujo\ c} = 1500 - \frac{P}{20} \quad (5.2.2)$$

Costos de operación y mantenimiento (Co&m): Relaciona el valor total que debe ser destinado para cubrir los gastos de funcionamiento de la PCH mensualmente, calculado como una fracción de la inversión inicial (IRENA, 2012). El valor esta dado en [€/kW].

$$Co\&m = \frac{C * 0.04}{12} \quad (5.3)$$

Caudal útil (Qu): Es la cantidad de agua utilizada para generación en cada uno de los meses del año. Su valor corresponde al mayor valor entre el caudal total disponible y el caudal de diseño. El caudal útil tiene como límite superior el caudal de diseño. El valor esta dado en [m3/s].

40% Caudal de diseño (40%Qd): Corresponde al 40% del caudal de diseño y es un valor importante debido a que es el valor en el que la turbina Francis no puede generar energía debido a problemas de cavitación. El valor esta dado en [m3/s].

Porcentaje de admisión (A): Es la relación entre el caudal útil de cada mes y el caudal de diseño de la central, de este valor dependerá la eficiencia total del grupo turbina-generador. El valor esta dado en [%] y es calculado con la siguiente formula:

$$A = \frac{Qu}{Qd} * 100 \quad (5.4)$$

Potencia disponible (Pd): Es el valor de la potencia hidráulica disponible en cada mes para generación dado un caudal útil. El valor esta dado en [kW] y es calculado con la siguiente formula:

$$Pd = \frac{H * Qu * \rho * g * nH}{1000} \quad (5.5)$$

Potencia en bornes (P_b): Es el valor de la potencia entregado en cada mes por el grupo turbina-generator al sistema después de realizar la conversión de la potencia hidráulica disponible a potencia mecánica y luego a potencia eléctrica. El valor esta dado en [kW] y es calculado con la siguiente formula:

$$P_b = P_d * nT \quad (5.6)$$

Producción de energía (pr): Es la suma de la energía suministrada por el grupo turbina-generator durante todo el mes. El valor esta dado en [kWh] y es calculado con la siguiente formula:

$$pr = P_b * h \quad (5.7)$$

Ingresos por venta de energía (i): Es el valor total del beneficio en cada mes que recibe la PCH por suministrar energía al SIN, el cual depende de la cantidad de energía suministrada y el precio de la energía para cada mes. El valor esta dado en [\$] y es calculado con la siguiente formula:

$$i = pr * p_e \quad (5.8)$$

Egresos (e): Es el valor total de los costos en cada mes que debe pagar la PCH por motivos de operación y mantenimiento. El valor esta dado en [\$].

Total flujo de caja (T): Es el resultado económico neto después de sumar los ingresos menos los egresos obtenidos en el periodo. El valor esta dado en [\$].

$$T = i - e \quad (5.9)$$

Tasa interna de retorno (TIR): Es un indicador que calcula la tasa de interés a la cual la inversión retorna beneficios. Se considera como un indicador de la eficiencia de una inversión. Después de ser determinada, el valor de la TIR es comparada con las tasas de interés que se obtienen invirtiendo el dinero en otro proyecto u otro tipo de negocio (Fernández, 2015). Un inversor racional exigirá que la TIR este algunos puntos porcentuales por encima del costo de oportunidad para determinar que un proyecto es aceptable. La necesidad de una TIR alta se debe a la compensación del riesgo, el tiempo

y los problemas asociados al proyecto (Temiz, 2013). El valor esta dado en [%] y es calculado con la siguiente formula:

$$\sum_{i=0}^{i=n} \frac{(i_i - e_i)}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (5.10)$$

Valor presente neto (VPN): Es un indicador del valor actual de una cantidad futura de dinero o una serie de pagos que toma en cuenta el capital invertido y los ingresos y egresos anuales de una PCH traídos al valor presente a una tasa de descuento determinada (Fernández, 2015). Los proyectos con un VPN negativo serán rechazados debido a que los beneficios durante el desarrollo del proyecto son insuficientes para cubrir los costos iniciales. Entre dos proyectos con VPN positivo, será mejor el que tenga un mayor valor de VPN (Temiz, 2013). El valor esta dado en [\$] y es calculado con la siguiente formula:

$$\sum_{i=0}^{i=n} \frac{(i_i - e_i)}{(1 + c)^n} = VPN \quad (5.11)$$

5.4 Parametrización

Una vez estructurado el modelo en la herramienta Excel se procede a ingresar los valores para cada una de las variables descritas en las secciones anteriores, los datos de las variables de entrada corresponden a un proyecto teórico dentro del rango de aplicación de las turbinas. En la Tabla 5-1 se muestran los valores ingresados para cada una de las variables utilizadas en el modelo:

Tabla 5-1. Parametrización de variables
Elaboración propia

	Valor	Fuente
Variable de entrada		
Cabeza de diseño (Hd)	62.6 m	Proyecto teórico
Caudal de diseño (Qd)	5.6 m3/s	Proyecto teórico
Caudal total disponible (Qt)	Tabla 5-2	Proyecto teórico
Eficiencia hidráulica (nH)	98%	Proyecto teórico

Costo de oportunidad (c)	1% mes	(Monnin, 2015)
Número de periodos de análisis (n)	25 años	(Bhat & Prakash, 2008)
Parámetro		
Densidad de agua (p)	1000 kg/m ³	Conocimiento común
Gravedad (g)	9.8 m/s ²	Conocimiento común
Rango de caída (rH)	Tabla 5-3	(Gmbh et al., 2013) (Troyer, 2017)
Rango de caudal (rQ)	Tabla 5-3	
Rango de potencia (rP)	Tabla 5-3	
Eficiencia de la turbina (nT)	Anexo A	
Eficiencia de caja engranajes (nGbox)	Anexo A	
Eficiencia del generador (nG)	Anexo A	
Eficiencia total del grupo (nTotal)	Anexo A	
Precios de la energía (pe)	Tabla 5-4	(XM, 2017b)
Horas de operación (h)	504	(Almeida Prado & Berg, 2013) (Pena & Medina, 2010)
Tasa de cambio (TC)	\$ 3.281	(Republica, 2017)
Incremento de precios (IPC)	1%	Proyecto teórico
Variable de salida		
Potencia hidráulica de diseño (Pd)	3367 kW	Proyecto teórico
Costos iniciales turbina Francis	4.931.748 €	Proyecto teórico
Costos iniciales turbina Flujo cruzado	4.483.408 €	Proyecto teórico
Costo operación turbinas	\$49.033.534	Proyecto teórico
Caudal útil (Qu)	Tabla 5-2	Proyecto teórico
40% Caudal de diseño (40%Qd)	Tabla 5-2	Proyecto teórico

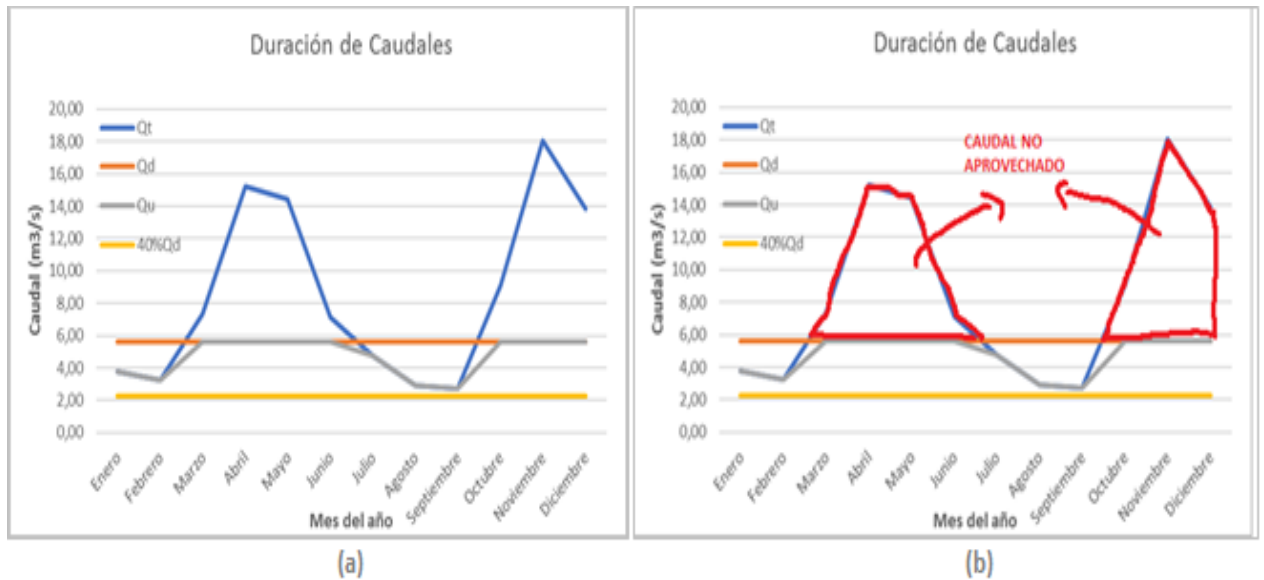
Los valores de los caudales mensuales del proyecto teórico representan el promedio para cada mes de los datos medidos en el punto de captación durante un periodo de 25 años. Los valores del caudal disponible se pueden observar en la columna Qt de la Tabla 5-2, donde también se observan los valores del caudal de diseño Qd = 5.6 m³/s y el 40% de Qd = 2.24 m³/s, los cuales no se modifican a lo largo de la vida del proyecto y el caudal útil Qu el cual es el mayor valor entre Qt y Qd.

En la Figura 5-1 (a) se observan de manera gráfica los valores para las variables Q_t , Q_d , $40\%Q_d$ y Q_u . Se observa que el caudal disponible tiene un promedio de 8.54 m³/s al año y se comporta de manera cíclica, con dos periodos de alto caudal los cuales tienen su valor más alto en los meses de abril y noviembre y dos periodos de bajo caudal en los meses de febrero y septiembre. También se identifica que la línea de $40\%Q_d$ está justo por debajo de los picos más bajos de la curva Q_t , lo que tiene como explicación que la turbina Francis no es capaz de generar por debajo de un 40% de Q_d , lo que a su vez no permite aprovechar al máximo el caudal disponible en las estaciones de invierno. En la Figura 5-1 (b) se observa que gran parte del caudal disponible en las épocas de invierno no es aprovechado con el caudal de diseño elegido.

Tabla 5-2. Duración de caudales
Elaboración propia

Mes	Q_t	Q_d	$40\%Q_d$	Q_u
Enero	3,74	5,6	2,24	3,74
Febrero	3,23	5,6	2,24	3,23
Marzo	7,31	5,6	2,24	5,6
Abril	15,22	5,6	2,24	5,6
Mayo	14,45	5,6	2,24	5,6
Junio	7,14	5,6	2,24	5,6
Julio	4,76	5,6	2,24	4,76
Agosto	2,89	5,6	2,24	2,89
Septiembre	2,72	5,6	2,24	2,72
Octubre	9,10	5,6	2,24	5,6
Noviembre	18,02	5,6	2,24	5,6
Diciembre	13,86	5,6	2,24	5,6
Promedio	8,54	5,60	2,24	4,71

Figura 5-1. Duración de caudales
Elaboración propia



Los valores de aplicación en PCH de las turbinas Francis y Flujo cruzado fueron tomadas de los datos suministradas por los fabricantes de los equipos y los datos se han resumido en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3. Rango de aplicación turbina Francis y Flujo cruzado
Elaboración propia a partir de (Gmbh et al., 2013) y (Troyer, 2017)

Rango de Aplicación Turbina Francis	Min	Max
Rango Cabeza (H) [m]	10	200
Rango Caudal (Q) [m ³ /s]	0,1	20
Rango Potencia (P) [kW]	20	20.000

Rango de Aplicación Turbina Flujo cruzado	Min	Max
Rango Cabeza (H) [m]	5	200
Rango Caudal (Q) [m ³ /s]	0,05	12
Rango Potencia (P) [kW]	20	5.000

Los valores de eficiencia de los diferentes componentes del grupo turbina-generator para Francis y Flujo cruzado fueron tomadas de los datos suministradas por los fabricantes de los equipos y los datos se han resumido en la el Anexo A. En la Figura 5-2 y Figura 5-3 se observan las curvas de eficiencia para los dos grupos de turbina-generator.

Los componentes de la turbina Francis evidencian el siguiente comportamiento: El generador tiene una curva estable en su eficiencia para el rango de admisión con un valor promedio de 95%, mientras que la turbina Francis presenta un comportamiento decreciente, tomando el máximo punto de eficiencia un valor de 92.7% en el 90% de

admisión y disminuyendo a medida que decrece el porcentaje de admisión, la turbina Francis alcanza un valor de 70% de eficiencia en el 40% de admisión, en el cual la turbina debe ser detenida debido a que al operarla con un caudal inferior se presentarían problemas de cavitación.

Por su lado, los tres componentes de la turbina de Flujo cruzado evidencian un comportamiento estable en su eficiencia con valores promedios de 87% para la turbina, 97% para la caja de engranajes y de 93% para el generador, para los valores de admisión comprendidos entre el 100% y el 15%, punto donde la eficiencia tiene una caída considerable, los valores de eficiencia se vuelven cero por debajo del 5% de admisión ya que la turbina no es funcional en este rango.

Figura 5-2. Curva de eficiencia turbina Francis.
Elaboración propia (Troyer, 2017)

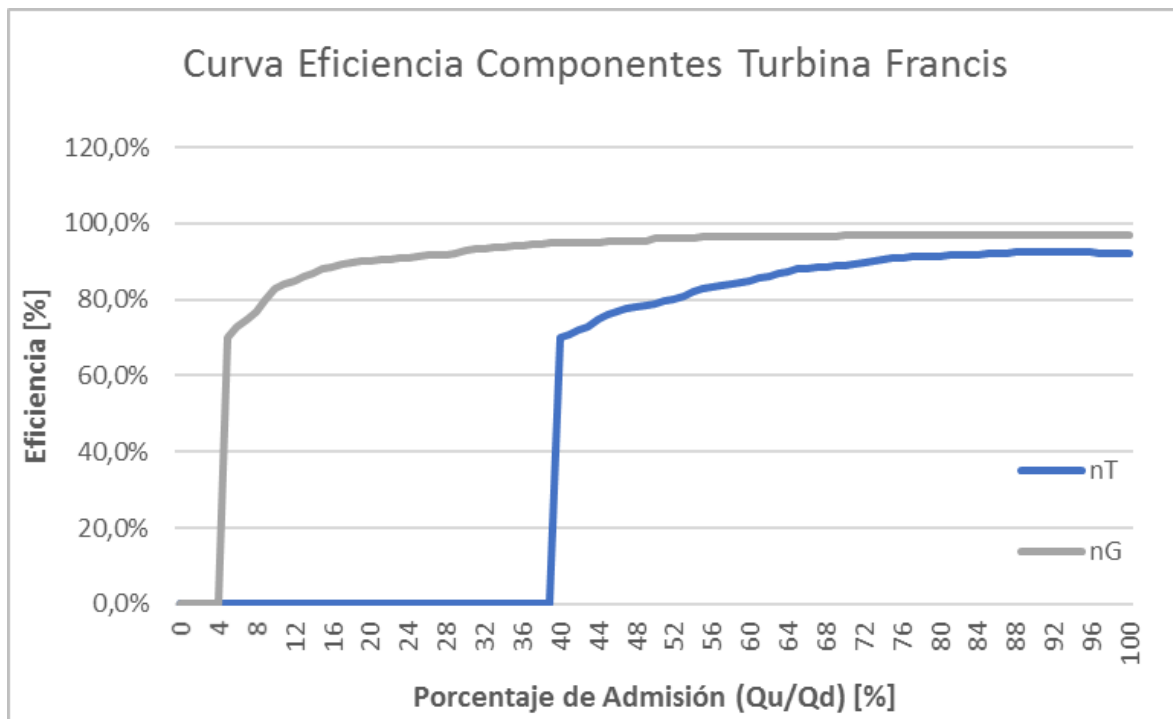
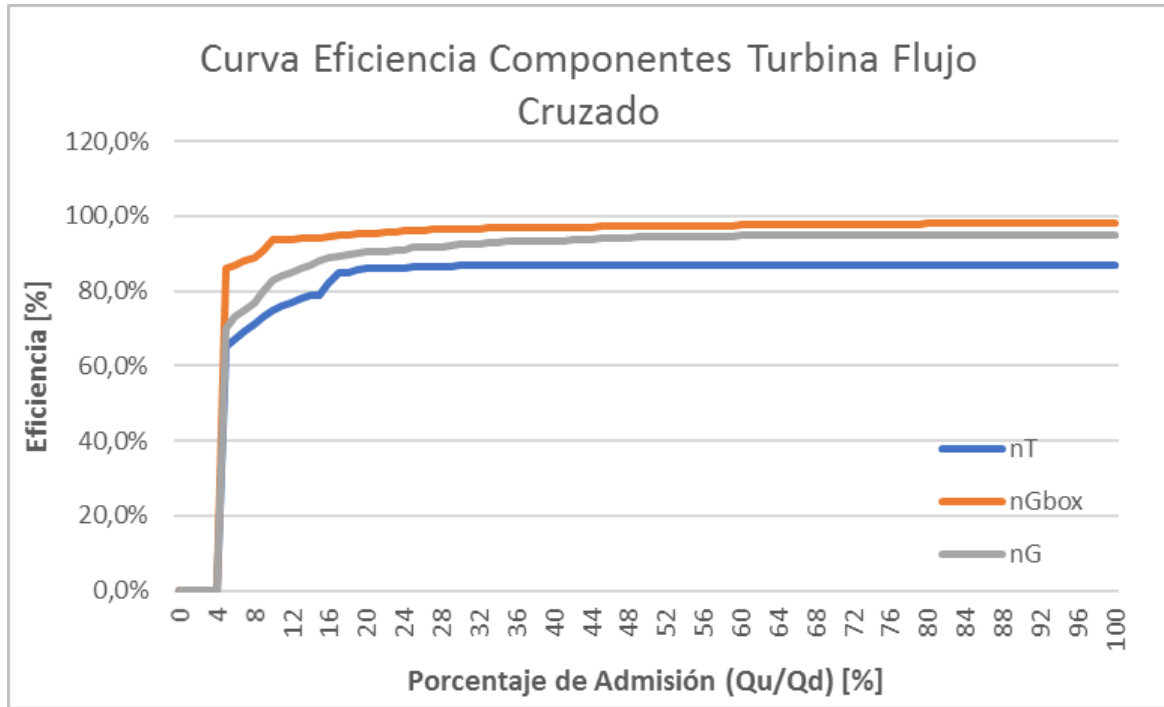
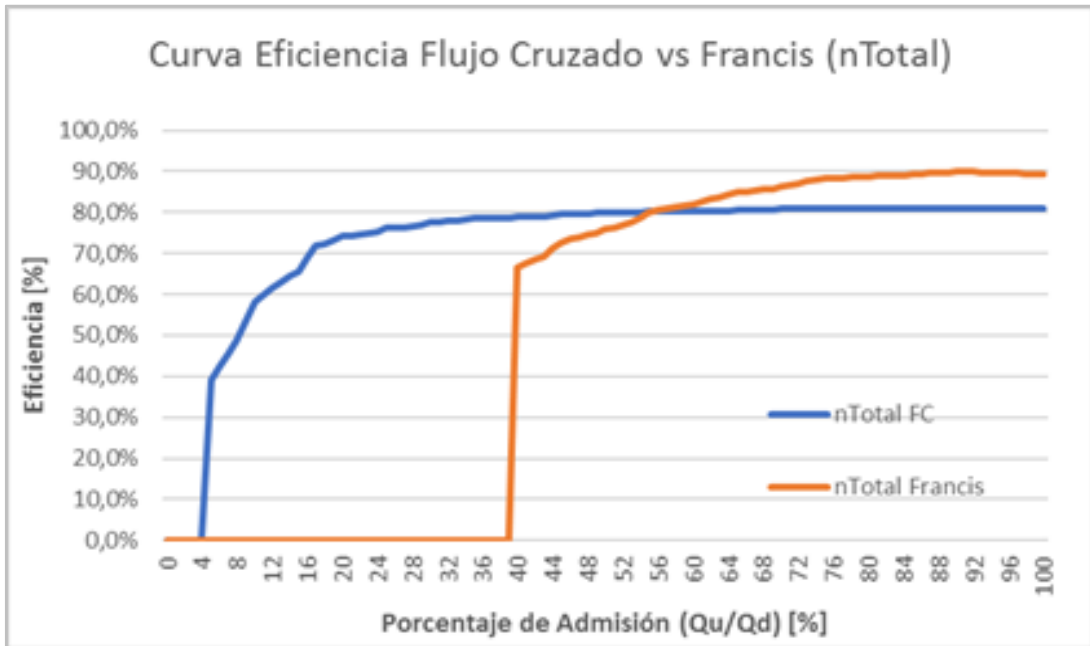


Figura 5-3. Curva de eficiencia turbina de Flujo cruzado.
Elaboración propia (Gmbh et al., 2013)

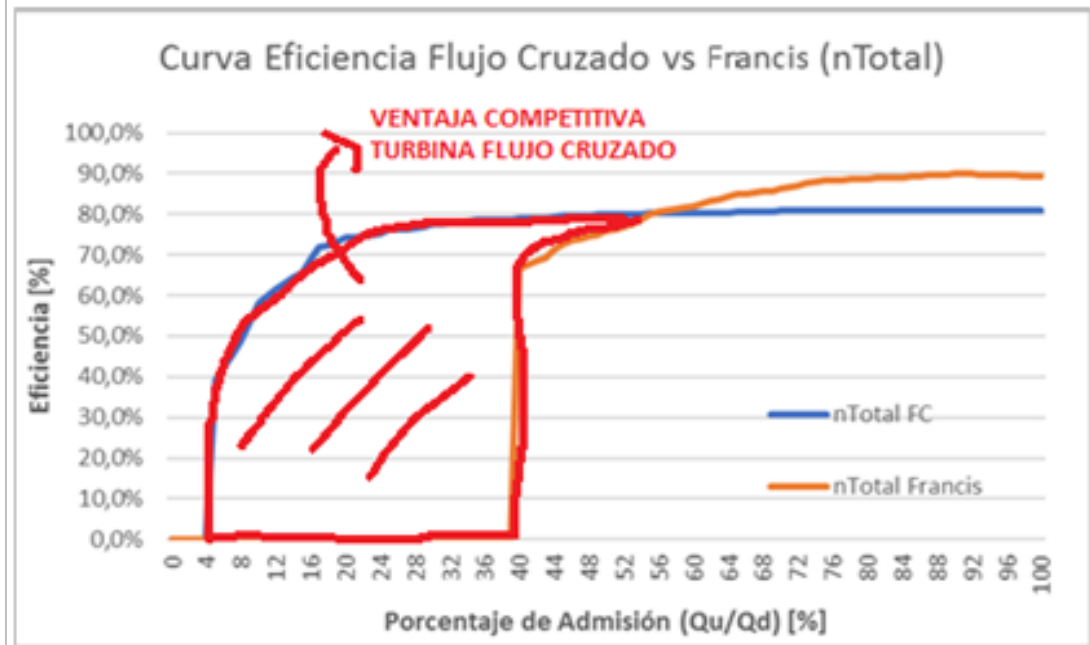


La Figura 5-4 (a) muestra la comparación de la eficiencia total del grupo turbina-generador para ambas turbinas analizadas. Se puede concluir que la turbina Francis tiene una eficiencia mayor (entre 1% y 10%) que la turbina de Flujo Cruzado cuando el porcentaje de admisión es superior al 55%, sin embargo, para porcentajes de admisión inferiores a 55% la eficiencia de la turbina de Flujo cruzado es superior. La Figura 5-4 (b) muestra que la diferencia más destacada se da a partir de valores de admisión por debajo del 40%, donde la turbina Francis no genera y su contraparte genera a valores de eficiencia altos, esta región de generación constituye la principal ventaja competitiva de la turbina de Flujo cruzado, ya que se maximiza el aprovechamiento del caudal disponible.

Figura 5-4. Comparación de curvas de eficiencia turbinas.
Elaboración propia



(a)



(b)

Los precios de la energía fueron determinados tomando los valores promedio mensuales del precio en pesos del kilovatio-hora pagado en la bolsa de los últimos 6 años (Periodo 2012-2017). El consolidado se muestra en la Tabla 5-4 y la Figura 5-5.

La formación del precio en la bolsa está determinada por la oferta y la demanda de energía en el país. Al ser un territorio cuya matriz energética está compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas, el precio de la energía presenta un comportamiento estacional, donde se espera que en las estaciones de verano el precio se eleve y en las estaciones de invierno el precio se sostenga en niveles bajos, sin embargo, este comportamiento se ve alterado de manera significativa por fenómenos meteorológicos no convencionales como El Niño y La Niña.

Los valores encontrados muestran un comportamiento estacional, en el cual se presentan los precios más altos en dos periodos del año en los meses de marzo y octubre con valores de \$260 y \$384, mientras que los precios se mantienen bajos durante los meses de mayo y agosto, teniendo el mínimo valor de \$149 en el mes de julio.

Tabla 5-4. Precios promedio mensuales de la energía
Elaboración propia a partir de (XM, 2017b)

Mes	Precio [\$/kWh]
Enero	\$210
Febrero	\$237
Marzo	\$260
Abril	\$208
Mayo	\$172
Junio	\$164
Julio	\$149
Agosto	\$161
Septiembre	\$227
Octubre	\$384
Noviembre	\$296
Diciembre	\$253
Promedio	\$227

Figura 5-5. Precios promedio mensuales de la energía en bolsa 2012-2017.
Elaboración propia a partir de (XM, 2017b)



6. Análisis de resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al aplicar el modelo de evaluación financiera de una PCH al ser operada con una turbina Francis y una turbina de Flujo cruzado. En primer lugar, se presentan los resultados del caso base, el cual toma como variables de entrada los valores teóricos presentados en la Tabla 5-1, se analizan las variables de salida y se realiza una comparación del desempeño de las dos turbinas.

Más adelante en el capítulo, se realizan análisis de sensibilidad del VPN, (Ya que es un buen indicador financiero que brinda la información para determinar el rendimiento de la inversión) con respecto a las variables caudal de diseño, caudal disponible y precio de la energía, con el objetivo de conocer la variación del desempeño de las turbinas con respecto a estas variables.

6.1 Análisis del caso base

Para el caso base, el modelo fue aplicado utilizando las variables de entrada y parámetros relacionados en la Tabla 5-1, con una caída y un caudal de diseño correspondientes a 62,6 m y 5,6 m³/s respectivamente. En la Tabla 6-1 se presentan los resultados obtenidos.

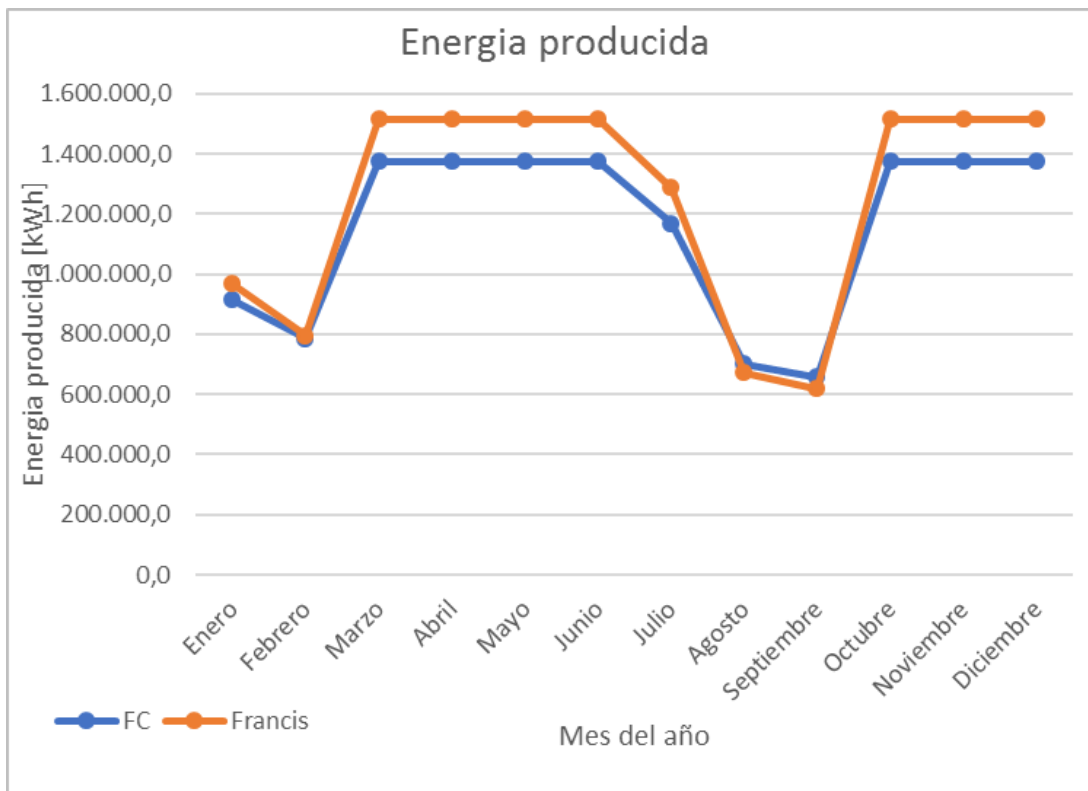
Tabla 6-1. Variables de salida caso base
Elaboración propia

Variable de salida	Turbina Francis	Turbina Flujo Cruzado	Francis vs Flujo c. (%)
Total energía (Te) [GWh]	373.48	346.15	7,9%
Total ingresos (Ti) [\$]	\$97.294.333.847	\$89.977.108.577	8,1%
Total egresos (Tc) [\$]	\$32.799.432.930	\$31.328.426.904	4,7%
Tasa interna retorno (TIR Mes) [%]	1,52%	1,52%	0,3%
Valor presente neto (VPN) [\$]	\$7.876.113.725	\$7.167.861.757	9,9%

La turbina Francis presenta un mejor rendimiento en todas las variables de salida analizadas:

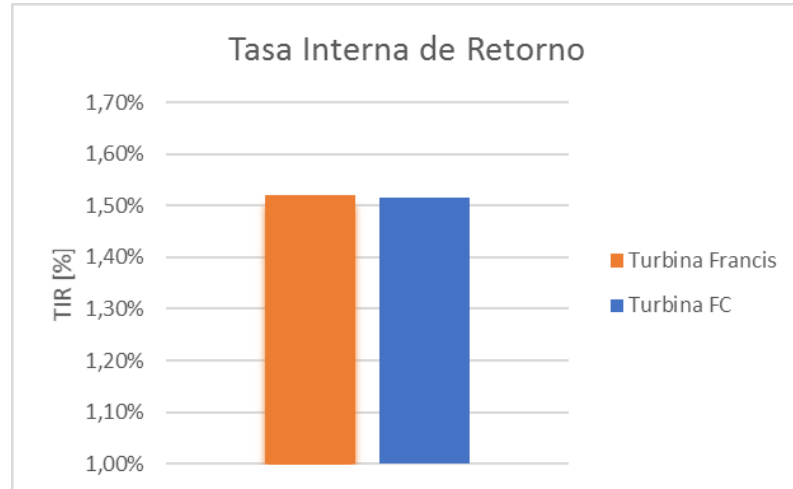
El total de energía producida por la turbina Francis durante los 25 años de vida útil del equipo es de 373.48 GWh, mientras que la turbina de Flujo cruzado genera un total de 346.15 GWh, esto representa un mejor desempeño de la turbina Francis correspondiente al 7.9%. En la Figura 6-1 se observa como para los meses de lluvia, la turbina Francis genera más energía que la turbina de Flujo cruzado debido a que tiene una eficiencia más alta en valores cercanos al caudal de diseño.

Figura 6-1. Total de energía mensual producida en caso base
Elaboración propia



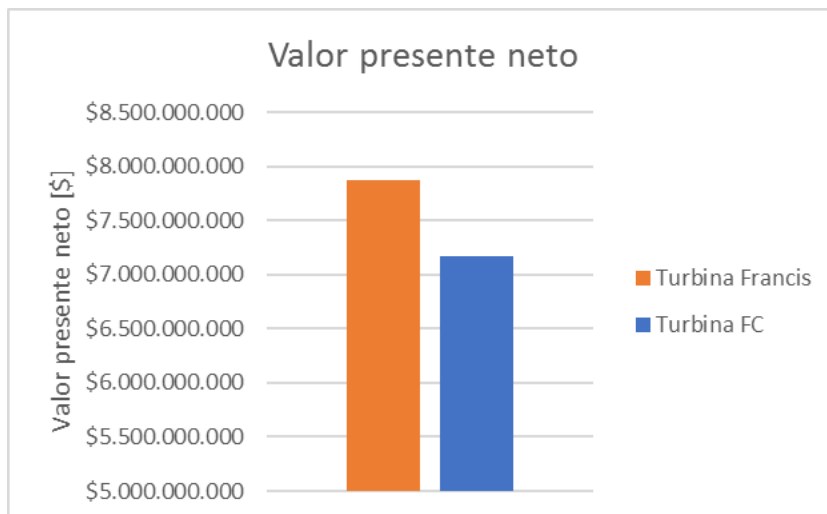
En la Figura 6-2 se presentan los resultados obtenidos para cada una de las turbinas con respecto a la variable TIR, la cual es un indicador de la rentabilidad de un proyecto. Para el caso base se obtiene que ambas turbinas presentan un 1.52% de rentabilidad mensual, por lo que no es posible determinar cuál es el mejor proyecto desde el punto financiero utilizando solamente este indicador.

Figura 6-2. Tasa interna de retorno en caso base
Elaboración propia



La turbina Francis obtiene un VPN de \$7.876.113.725 para el inversionista en el caso base, mientras que la turbina de Flujo cruzado obtiene un valor 9.9% inferior correspondiente a \$7.167.861.757. En la Figura 6-3 se observan gráficamente los resultados. Por lo anterior, un inversionista racional que busque maximizar sus ganancias, optará por la turbina Francis ya que es la que otorga unos mayores ingresos a lo largo de la vida del proyecto.

Figura 6-3. Valor presente neto en caso base
Elaboración propia



6.2 Análisis de sensibilidad del caudal de diseño

Para conocer la sensibilidad del desempeño de las turbinas con respecto al caudal de diseño, se calcula el VPN para cada uno de los valores de caudal de diseño comprendidos entre 3 y 10 m³/s, con variación cada 0.5 m³/s.

Tabla 6-2. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qd
Elaboración propia

	Francis	Flujo c.
Qd	VPN (Mil millones)	
3,0	6,18	5,49
3,5	6,82	6,04
4,0	7,21	6,39
4,5	7,48	6,68
5,0	7,71	6,92
5,5	7,88	7,12
6,0	8,06	7,36
6,5	8,28	7,64
7,0	7,88	7,96
7,5	7,38	8,09
8,0	7,31	8,04
8,5	6,34	8,03
9,0	6,34	8,06
9,5	5,09	7,81
10,0	4,77	7,53

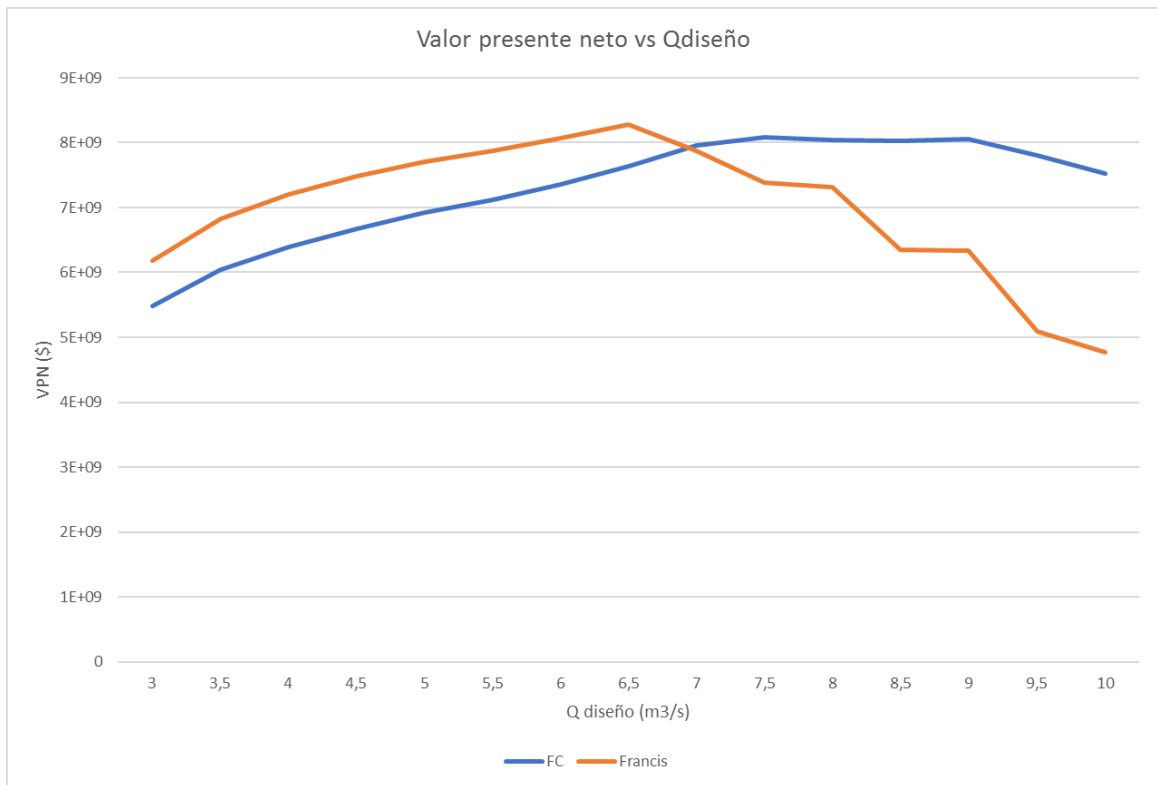
	Máximo	
Francis	6,5	\$8.281.814.046
Flujo c.	7,5	\$8.089.982.023

En la Tabla 6-2 se registran los valores del VPN que se obtienen para cada una de las turbinas cuando se modifica el caudal de diseño. Se observa que las turbinas presentan un valor de diseño el cual maximiza el VPN, el cual no corresponde al valor del caso base, para la turbina Francis el Qd para el cual se obtiene el mayor VPN es 6.5 m³/s, alcanzando

una cifra de \$8.281.814.046. Para el caso de la turbina de Flujo cruzado el mejor valor de Qd es 7.5 m3/s, el cual permite obtener \$8.089.982.023 como VPN.

Al igual que en el caso base, se evidencia que la turbina Francis permite alcanzar un mayor valor de VPN que la turbina de Flujo cruzado, sin embargo, si ambas turbinas se diseñan en su caudal de diseño óptimo, la diferencia de la turbina Francis es de 2.37%, valor menor que en el caso base, donde la diferencia es de 9.9% a favor de la turbina Francis.

Figura 6-4. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qd
Elaboración propia



En la Figura 6-4. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qd se observa el comportamiento del VPN ante variaciones de Qd para cada una de las turbinas objeto de estudio:

La turbina Francis aumenta el VPN al aumentar el Qd hasta que este alcanza su valor óptimo, una vez se sobrepasa este valor, el VPN comienza a descender rápidamente, perdiendo 40% del VPN al aumentar el Qd óptimo en 3 m3/s hasta un valor de 9,5 m3/s, lo cual tiene como explicación que al diseñar la turbina para caudales demasiado altos, se tendrán periodos en el año durante las estaciones secas donde la turbina no podrá operar. Lo anterior nos permite concluir que se debe tener especial atención en no exceder la

capacidad de instalación cuando se opera una PCH con una turbina Francis, ya que si no se obtienen los caudales esperados en la fase de operación, la rentabilidad del proyecto se verá afectada significativamente.

Por su lado la turbina de Flujo cruzado también permite un aumento del VPN al aumentar el Qd hasta que este alcanza su valor óptimo, una vez se sobrepasa este valor, el VPN comienza a descender de manera controlada, perdiendo solo el 7% del valor del VPN al aumentar el Qd óptimo en 2.5 m³/s hasta un valor de 10 m³/s, lo cual refleja la capacidad de la turbina de flujo cruzado para soportar grandes variaciones de caudal gracias a su curva de eficiencia plana. De lo anterior, se puede concluir que el desempeño de la turbina de Flujo cruzado es menos sensible a la variación de Qd que la turbina Francis.

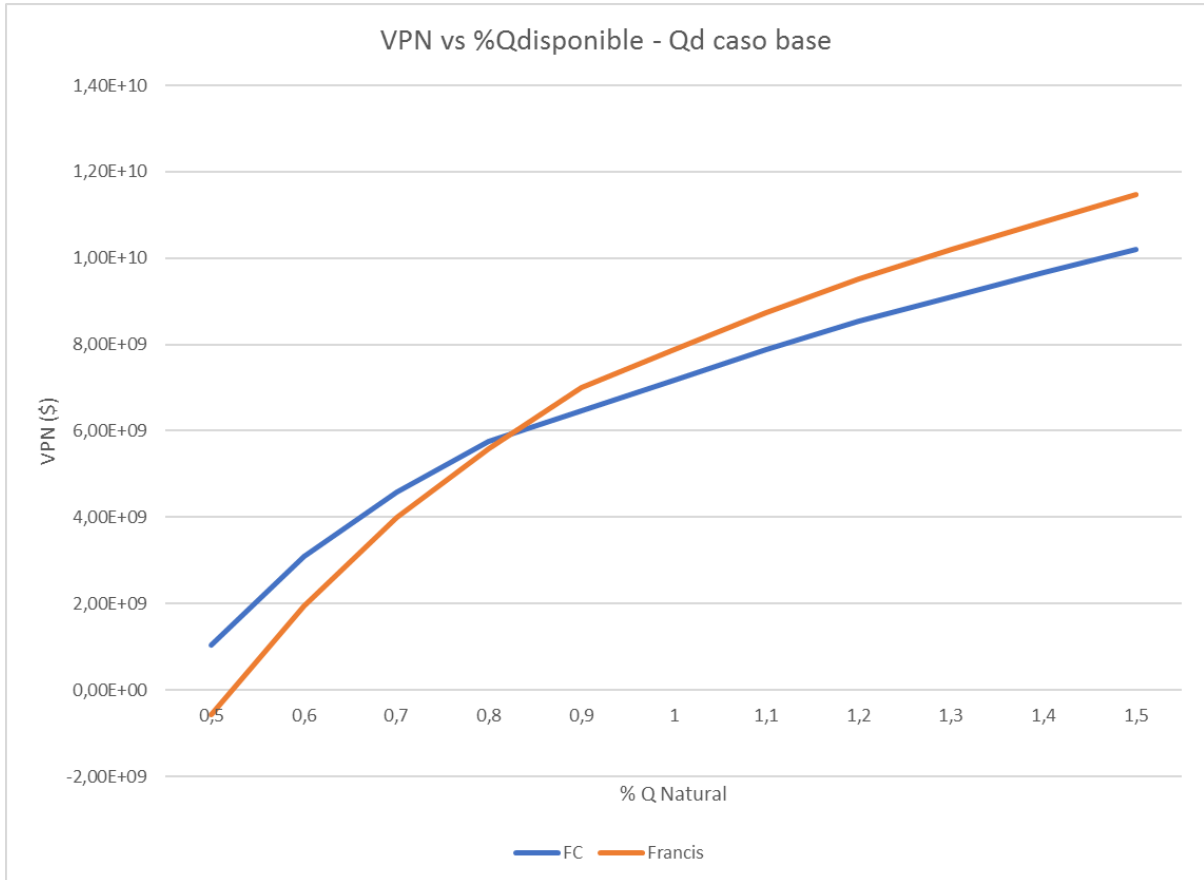
6.3 Análisis de sensibilidad del caudal total disponible

Para conocer la sensibilidad del desempeño de las turbinas con respecto al caudal total disponible, se calcula el VPN para cada uno de los valores de Qt comprendidos entre 50% y 150% del caso base, con variación cada 10%. Para este análisis, en primer lugar, se calcula el VPN teniendo en cuenta el Qd del caso base, y en segundo lugar, se toma como Qd los valores que maximizan el VPN hallados en 6.2.

Tabla 6-3. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= caso base)
Elaboración propia

Qt	Francis	Flujo c.
	VPN (Mil millones)	
0,5	-0,57	1,04
0,6	1,95	3,10
0,7	3,99	4,57
0,8	5,58	5,75
0,9	7,01	6,46
1	7,88	7,17
1,1	8,73	7,87
1,2	9,52	8,54
1,3	10,20	9,10
1,4	10,80	9,66
1,5	11,50	10,20

Figura 6-5. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= caso base)
Elaboración propia

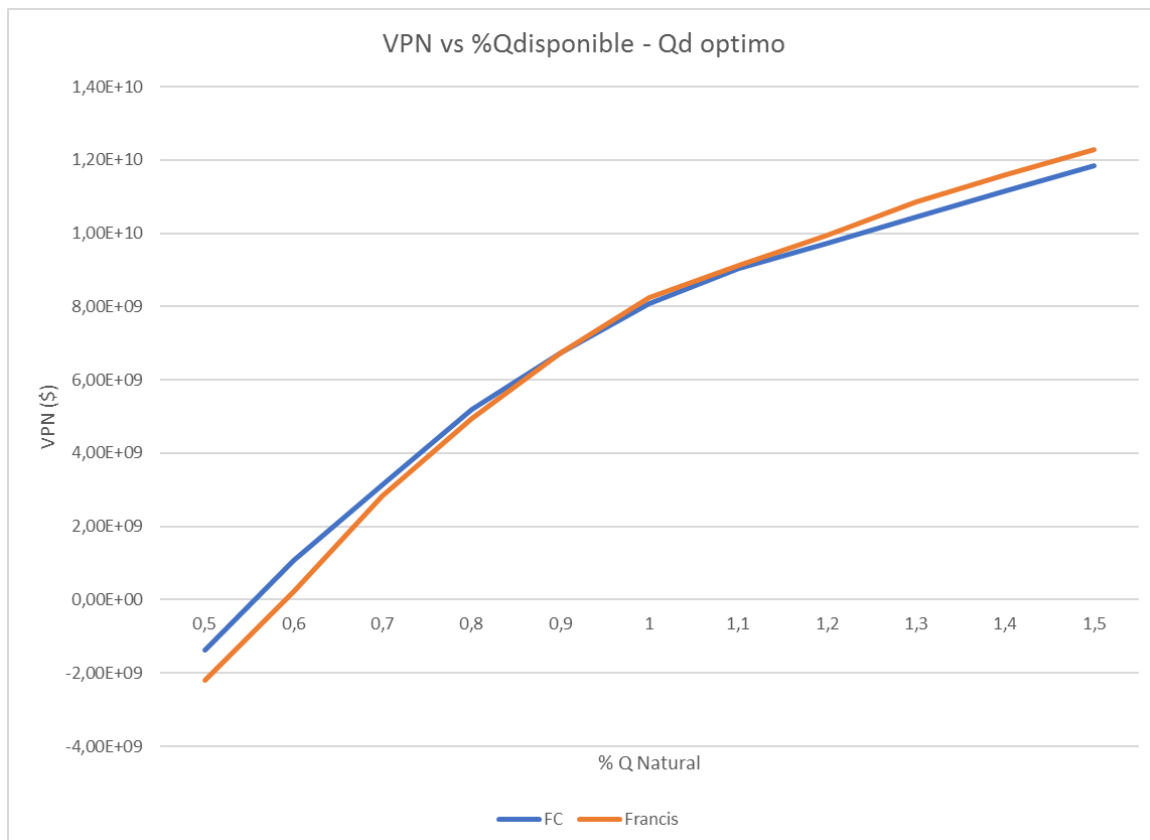


En la Tabla 6-3 y la Figura 6-5 se presentan los resultados obtenidos de VPN al variar el Qt disponible cuando Qd corresponde al valor del caso base. Se evidencia que a medida que se tiene más Qt, ambas turbinas incrementan el VPN, esto debido a que se tiene más caudal disponible para generación durante todo el año. Para valores de Qt disponible mayores a 80%, la turbina Francis presenta un mejor desempeño que la turbina de Flujo cruzado gracias a la mayor capacidad de generación por su alta eficiencia, sin embargo, cuando los valores se encuentran por debajo del 80%, se encuentra que la turbina de Flujo cruzado presenta un mejor rendimiento, confirmando que este tipo de turbina es una solución más robusta cuando se tenga incertidumbre con respecto al caudal disponible.

Tabla 6-4. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= óptimo)
Elaboración propia

Qt	Francis	Flujo c.
	VPN (Mil millones)	
0,5	-2,20	-1,38
0,6	0,21	1,07
0,7	2,82	3,14
0,8	4,96	5,20
0,9	6,74	6,74
1,0	8,24	8,09
1,1	9,13	9,03
1,2	9,96	9,74
1,3	10,80	10,40
1,4	11,60	11,20
1,5	12,30	11,90

Figura 6-6. Análisis de sensibilidad de VPN vs Qt disponible (Qd= optimo)
Elaboración propia



En la Tabla 6-3 y la Figura 6-5 se presentan los resultados obtenidos de VPN al variar el Q_t disponible cuando Q_d corresponde a los valores óptimos para cada turbina. De nuevo se obtiene que a media que aumenta Q_d , ambas turbinas incrementan el VPN, sin embargo, al estar Q_d en su valor óptimo, se obtienen mayores valores de VPN que en el caso base: La turbina Francis incrementa 6.9% y la turbina de Flujo cruzado un 16.67%. Se observa también que si cada una de las turbinas es diseñada en su Q_d óptimo, el comportamiento frente al Q_t disponible es similar, y la turbina de Flujo cruzado solo presenta un leve rendimiento mejor que la turbina Francis por debajo de 80% de Q_t .

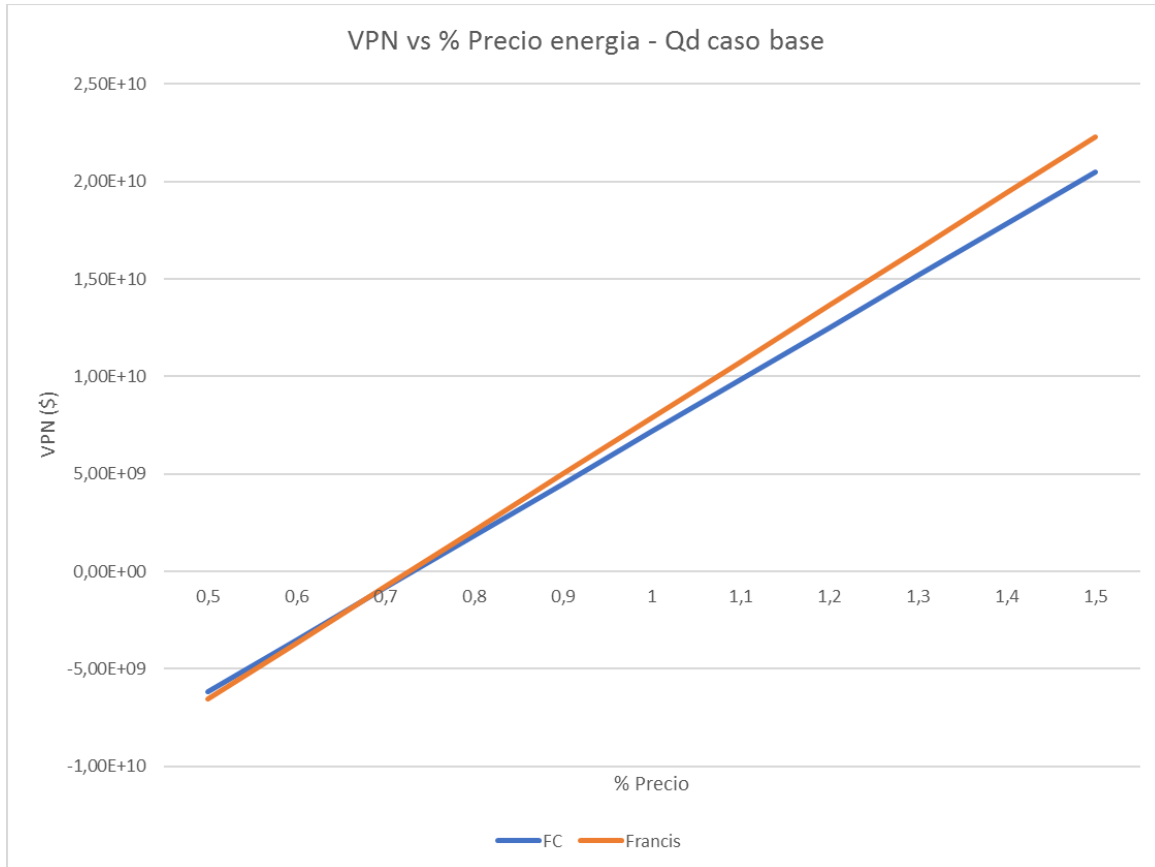
6.4 Análisis de sensibilidad del precio de la energía

Para conocer la sensibilidad del desempeño de las turbinas con respecto al precio de la energía, se calcula el VPN para cada uno de los valores de P_e comprendidos entre 50% y 150% del caso base, con variación cada 10%. Para este análisis, en primer lugar, se calcula el VPN teniendo en cuenta el Q_d del caso base, y en segundo lugar, se toma como Q_d los valores que maximizan el VPN hallados en 6.2.

Tabla 6-5. Análisis de sensibilidad de VPN vs P_e (Q_d = caso base)
Elaboración propia

Pe	Francis	Flujo c.
	VPN (Mil millones)	
0,5	-6,54	-6,16
0,6	-3,65	-3,50
0,7	-0,77	-8,30
0,8	2,11	1,84
0,9	4,99	4,50
1,0	7,88	7,17
1,1	10,80	9,83
1,2	13,60	12,25
1,3	16,50	15,20
1,4	19,40	17,80
1,5	22,30	20,50

Figura 6-7. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= caso base)
Elaboración propia

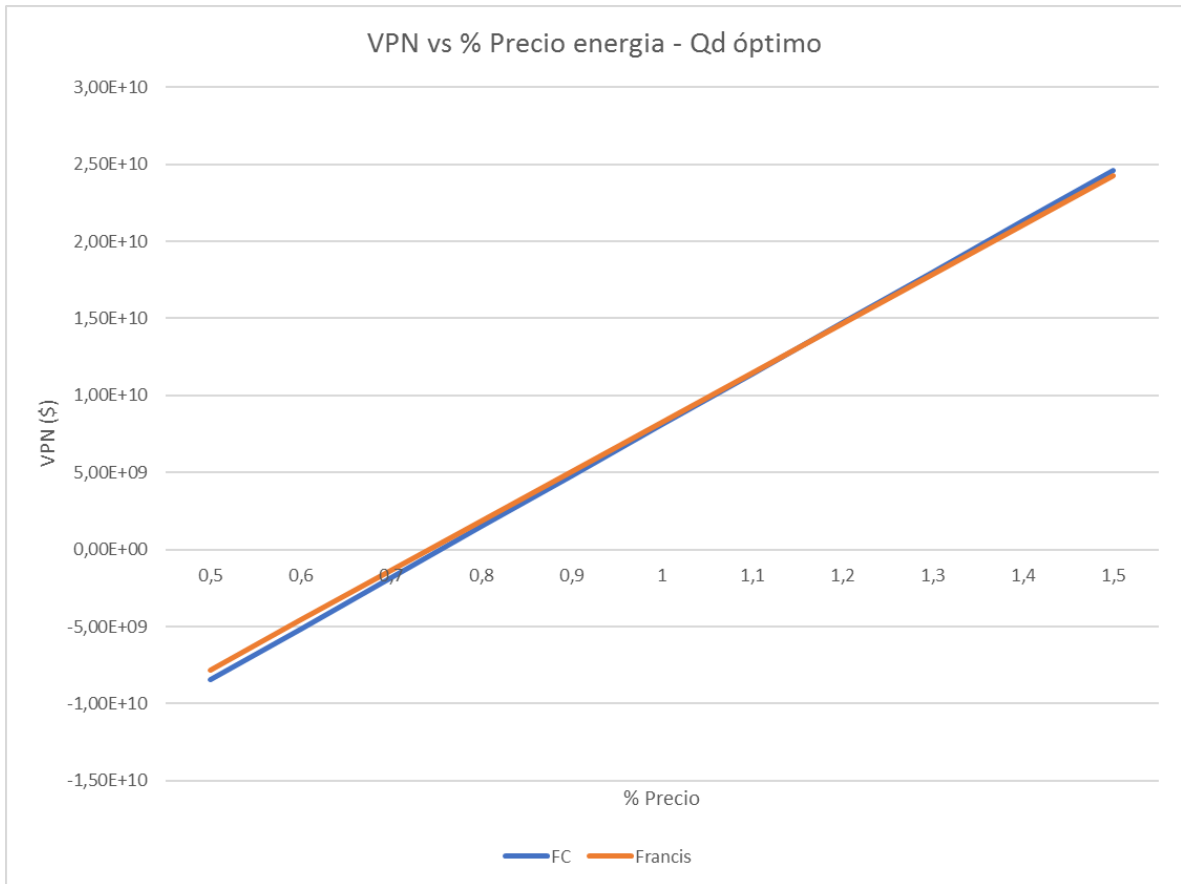


En la Tabla 6-3 y la Figura 6-5 se presentan los resultados obtenidos de VPN al variar el Pe cuando Qd corresponde al valor del caso base. Se evidencia que a medida que se tiene más Pe, ambas turbinas incrementan el VPN de una manera lineal, esto debido a que se tiene más producción de energía disponible para la venta al SIN. Para valores de %Pe comprendidos entre 0.5 y 0.8 se obtienen valores similares para ambas turbinas, sin embargo, para valores mayores a 0.8 la turbina Francis comienza a incrementar el VPN más rápidamente que la turbina de Flujo cruzado, alcanzando un valor 8.7% mayor cuando el Pe es 150% más alto que el caso base.

Tabla 6-6. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= óptimo)
Elaboración propia

Pe	Francis	Flujo c.
	VPN (Mil millones)	
0,5	-7,79	-8,45
0,6	-4,59	-5,14
0,7	-1,38	-1,83
0,8	1,82	1,47
0,9	5,03	4,78
1,0	8,24	8,09
1,1	11,40	11,40
1,2	14,60	14,70
1,3	17,90	18,00
1,4	21,10	21,30
1,5	24,30	24,60

Figura 6-8. Análisis de sensibilidad de VPN vs Pe (Qd= óptimo)
Elaboración propia



En la Tabla 6-3 y la Figura 6-5 se presentan los resultados obtenidos de VPN al variar el P_e cuando Q_d corresponde al valor óptimo de cada turbina. Se evidencia que a medida que se tiene más P_e , ambas turbinas incrementan el VPN de una manera lineal y no se presenta una diferencia significativa para ninguna de las dos turbinas, por lo que se puede concluir que el precio de la electricidad no es un factor decisivo a la hora de la selección de la turbina si cada una de estas es diseñada en su valor de Q_d óptimo.

7. Conclusiones y recomendaciones

7.1 Cumplimiento de los objetivos

El objetivo general de este trabajo de investigación es el de comparar el desempeño de una turbina Francis y una turbina de Flujo cruzado cuando son utilizadas como equipo electromecánico principal para la generación de energía con una PCH. Para dar cumplimiento a este, se plantean tres objetivos específicos:

El primer objetivo específico planteado es caracterizar las PCH considerando aspectos técnicos y económicos, para cumplir con el alcance de este objetivo se realizó una descripción de las principales características de este tipo de generación de energía en el Marco teórico de la sección 2, numerales 2.1, 2.2, 2.3 y 2.5

El cumplimiento del segundo objetivo se evidencia en la sección 2, numeral 2.4, donde se describe la función de una turbina hidráulica y las diferentes clasificaciones de estas, se hace especial énfasis en las turbinas Francis y Flujo cruzado y se resaltan las características similares y las diferencias entre estas.

Por último, las secciones 3. Antecedentes, 5. Metodología y 6. Análisis de resultados son desarrolladas para lograr valorar una PCH utilizando los dos tipos de turbinas, sacar conclusiones acerca del desempeño de cada una e identificar las variables de influencia.

7.2 Conclusiones

Las pequeñas centrales hidroeléctricas son actualmente y continuaran siendo en el futuro cercano una importante fuente de generación de energía para cubrir la demanda del país debido a la alta disponibilidad del recurso hídrico y las ventajas competitivas que estas tienen con respecto a otras tecnologías de generación. En el desarrollo de este trabajo se identificaron para aspectos técnicos y económicos más importantes la construcción y operación de una pequeña central hidroeléctrica, tales como la clasificación por tamaño y configuración, partes principales y estructura de los costos principales.

En base a las fuentes consultadas, se concluye que la selección de la turbina adecuada y el correcto dimensionamiento de esta, tiene un impacto directo en el desempeño técnico y económico de los proyectos de generación con pequeñas centrales hidroeléctricas, por lo que es de gran importancia tener claridad en las características técnicas de cada tipo de turbina disponible en el mercado y las ventajas y desventajas que presenta cada una.

Con respecto a las turbinas analizadas, se puede concluir que dada una serie de caudales y precios mensuales, la turbina Francis y la de Flujo cruzado presentan diferentes valores de caudal de diseño en el cual maximizan el valor presente neto de la inversión, por lo tanto, no es correcto comparar las turbinas en un mismo caudal de diseño, por el contrario, se debe hallar para cada turbina el valor óptimo de diseño y desarrollar el resto de análisis utilizando estos valores.

La turbina Francis permite obtener un monto máximo de valor presente neto mayor que la turbina de Flujo cruzado, tanto en el caso base como en los caudales óptimos de diseño de cada turbina, lo anterior se debe a que tiene una mayor eficiencia cuando el caudal disponible se encuentra en valores cercanos al caudal de diseño. Por su parte, la turbina de Flujo cruzado permite tener un valor presente neto mayor cuando el caudal disponible es menor al 70% del caudal esperado, por lo que se puede concluir que esta turbina tiene su mejor desempeño en condiciones donde se presenten épocas de alta variación de caudal o cuando se tiene gran certidumbre en el caudal disponible.

La turbina Flujo cruzado permite tener más flexibilidad que la turbina Francis a la hora de decidir el caudal de diseño de un proyecto, puesto que la turbina de Flujo cruzado tiene pocas variaciones en el valor presente neto cuando se modifica el caudal de diseño.

Con el objetivo de aprovechar al máximo potencial hidrológico de nuestro país y hacer los proyectos de generación más rentables, los desarrolladores de estos proyectos hidroeléctricos deben tener en cuenta la utilización de turbinas no convencionales dentro de sus análisis, ya que estos pueden presentar un mejor desempeño técnico y económico que las turbinas convencionales bajo ciertas condiciones de caudal y precios de la energía.

7.3 Recomendaciones

Para dar continuación al desarrollo de esta línea de investigación se recomienda continuar con la ampliación de este trabajo y de otros relacionados donde se analice diferentes tecnologías para la generación de energía de tipo renovable, para ello se recomienda:

- Comparar una turbina de Flujo cruzado realizando una caracterización detallada de los costos de inversión, instalación, operación y mantenimiento de estas turbinas.
- Analizar el desempeño técnico-económico de una turbina de Flujo cruzado bajo diferentes escenarios de hidrología y precios de la electricidad.
- Realizar comparaciones de rendimiento de otro tipo de turbinas no convencionales teniendo en cuenta aspectos técnicos como eficiencia y económicos como el costo de inversión de los equipos.

A. Anexo: Eficiencia de las turbinas Francis y Flujo cruzado

Tabla A-1. Eficiencia de las turbinas Francis y Flujo cruzado
Elaboración propia a partir de (Gmbh et al., 2013) y (Troyer, 2017)

Tabla de Eficiencias Turbina Flujo Cruzado				
%	nT	nGbox	nG	nTotal
0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
4	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
5	65,0%	86,0%	70,0%	39,1%
6	67,0%	87,0%	73,0%	42,6%
7	69,0%	88,0%	75,0%	45,5%
8	71,0%	89,0%	77,0%	48,7%
9	73,0%	91,0%	80,0%	53,1%
10	75,0%	93,6%	83,0%	58,3%
11	76,0%	93,7%	84,0%	59,8%
12	77,0%	93,8%	85,0%	61,4%
13	78,0%	93,9%	86,0%	63,0%
14	79,0%	94,0%	87,0%	64,6%
15	79,0%	94,2%	88,2%	65,6%
16	82,0%	94,6%	88,7%	68,8%
17	85,0%	94,8%	89,3%	72,0%
18	85,0%	95,0%	89,6%	72,4%
19	85,5%	95,2%	90,0%	73,3%
20	86,0%	95,4%	90,3%	74,1%
21	86,0%	95,4%	90,4%	74,2%
22	86,0%	95,6%	90,6%	74,5%
23	86,0%	95,8%	90,8%	74,8%
24	86,0%	96,0%	91,0%	75,1%

Tabla de Eficiencias Turbina Francis			
%	nT	nG	nTotal
0	0,0%	0,0%	0,0%
1	0,0%	0,0%	0,0%
2	0,0%	0,0%	0,0%
3	0,0%	0,0%	0,0%
4	0,0%	0,0%	0,0%
5	0,0%	70,0%	0,0%
6	0,0%	73,0%	0,0%
7	0,0%	75,0%	0,0%
8	0,0%	77,0%	0,0%
9	0,0%	80,0%	0,0%
10	0,0%	83,0%	0,0%
11	0,0%	84,0%	0,0%
12	0,0%	85,0%	0,0%
13	0,0%	86,0%	0,0%
14	0,0%	87,0%	0,0%
15	0,0%	88,2%	0,0%
16	0,0%	88,7%	0,0%
17	0,0%	89,3%	0,0%
18	0,0%	89,6%	0,0%
19	0,0%	90,0%	0,0%
20	0,0%	90,3%	0,0%
21	0,0%	90,4%	0,0%
22	0,0%	90,6%	0,0%
23	0,0%	90,8%	0,0%
24	0,0%	91,0%	0,0%

25	86,5%	96,2%	91,5%	76,1%
26	86,5%	96,2%	91,6%	76,2%
27	86,5%	96,3%	91,7%	76,4%
28	86,5%	96,4%	91,8%	76,5%
29	86,5%	96,5%	92,0%	76,8%
30	87,0%	96,6%	92,4%	77,7%
31	87,0%	96,6%	92,4%	77,7%
32	87,0%	96,6%	92,6%	77,8%
33	87,0%	96,7%	92,8%	78,1%
34	87,0%	96,7%	93,0%	78,2%
35	87,0%	96,8%	93,2%	78,5%
36	87,0%	96,9%	93,3%	78,7%
37	87,0%	96,9%	93,3%	78,7%
38	87,0%	97,0%	93,3%	78,7%
39	87,0%	97,0%	93,3%	78,7%
40	87,0%	97,1%	93,3%	78,8%
41	87,0%	97,1%	93,4%	78,9%
42	87,0%	97,1%	93,5%	79,0%
43	87,0%	97,1%	93,6%	79,1%
44	87,0%	97,1%	93,8%	79,2%
45	87,0%	97,3%	94,0%	79,6%
46	87,0%	97,3%	94,0%	79,6%
47	87,0%	97,3%	94,1%	79,7%
48	87,0%	97,3%	94,2%	79,7%
49	87,0%	97,3%	94,3%	79,8%
50	87,0%	97,4%	94,4%	80,0%
51	87,0%	97,4%	94,4%	80,0%
52	87,0%	97,4%	94,4%	80,0%
53	87,0%	97,4%	94,4%	80,0%
54	87,0%	97,4%	94,4%	80,0%
55	87,0%	97,5%	94,6%	80,2%
56	87,0%	97,5%	94,6%	80,2%
57	87,0%	97,5%	94,6%	80,2%
58	87,0%	97,5%	94,6%	80,2%
59	87,0%	97,5%	94,6%	80,2%
60	87,0%	97,6%	94,7%	80,4%
61	87,0%	97,6%	94,7%	80,4%
62	87,0%	97,6%	94,7%	80,4%
63	87,0%	97,6%	94,7%	80,4%

25	0,0%	91,5%	0,0%
26	0,0%	91,6%	0,0%
27	0,0%	91,7%	0,0%
28	0,0%	91,8%	0,0%
29	0,0%	92,0%	0,0%
30	0,0%	93,0%	0,0%
31	0,0%	93,2%	0,0%
32	0,0%	93,4%	0,0%
33	0,0%	93,6%	0,0%
34	0,0%	93,8%	0,0%
35	0,0%	94,0%	0,0%
36	0,0%	94,2%	0,0%
37	0,0%	94,4%	0,0%
38	0,0%	94,6%	0,0%
39	0,0%	94,8%	0,0%
40	70,0%	95,0%	66,5%
41	71,0%	95,0%	67,5%
42	72,0%	95,0%	68,4%
43	73,0%	95,0%	69,4%
44	75,0%	95,0%	71,3%
45	76,0%	95,5%	72,6%
46	77,0%	95,5%	73,5%
47	77,5%	95,5%	74,0%
48	78,0%	95,5%	74,5%
49	78,5%	95,5%	75,0%
50	79,0%	96,0%	75,8%
51	79,5%	96,0%	76,3%
52	80,0%	96,0%	76,8%
53	81,0%	96,0%	77,8%
54	82,0%	96,0%	78,7%
55	83,0%	96,5%	80,1%
56	83,4%	96,5%	80,5%
57	83,8%	96,5%	80,9%
58	84,2%	96,5%	81,3%
59	84,6%	96,5%	81,6%
60	85,0%	96,5%	82,0%
61	85,6%	96,5%	82,6%
62	86,2%	96,5%	83,2%
63	86,8%	96,5%	83,8%

64	87,0%	97,6%	94,7%	80,4%
65	87,0%	97,7%	94,8%	80,6%
66	87,0%	97,7%	94,8%	80,6%
67	87,0%	97,7%	94,8%	80,6%
68	87,0%	97,7%	94,8%	80,6%
69	87,0%	97,7%	94,8%	80,6%
70	87,0%	97,8%	95,0%	80,8%
71	87,0%	97,8%	95,0%	80,8%
72	87,0%	97,8%	95,0%	80,8%
73	87,0%	97,8%	95,0%	80,8%
74	87,0%	97,8%	95,0%	80,8%
75	87,0%	97,9%	95,0%	80,9%
76	87,0%	97,9%	95,0%	80,9%
77	87,0%	97,9%	95,0%	80,9%
78	87,0%	97,9%	95,0%	80,9%
79	87,0%	97,9%	95,0%	80,9%
80	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
81	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
82	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
83	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
84	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
85	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
86	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
87	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
88	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
89	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
90	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
91	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
92	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
93	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
94	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
95	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
96	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
97	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
98	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
99	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%
100	87,0%	98,0%	95,0%	81,0%

64	87,4%	96,5%	84,3%
65	88,0%	96,5%	84,9%
66	88,2%	96,5%	85,1%
67	88,4%	96,5%	85,3%
68	88,6%	96,5%	85,5%
69	88,8%	96,5%	85,7%
70	89,0%	97,0%	86,3%
71	89,4%	97,0%	86,7%
72	89,8%	97,0%	87,1%
73	90,2%	97,0%	87,5%
74	90,6%	97,0%	87,9%
75	91,0%	97,0%	88,3%
76	91,1%	97,0%	88,4%
77	91,2%	97,0%	88,5%
78	91,3%	97,0%	88,6%
79	91,4%	97,0%	88,7%
80	91,5%	97,0%	88,8%
81	91,6%	97,0%	88,9%
82	91,7%	97,0%	88,9%
83	91,8%	97,0%	89,0%
84	91,9%	97,0%	89,1%
85	92,0%	97,0%	89,2%
86	92,1%	97,0%	89,3%
87	92,3%	97,0%	89,5%
88	92,4%	97,0%	89,6%
89	92,5%	97,0%	89,7%
90	92,7%	97,0%	89,9%
91	92,6%	97,0%	89,8%
92	92,6%	97,0%	89,8%
93	92,5%	97,0%	89,7%
94	92,5%	97,0%	89,7%
95	92,5%	97,0%	89,7%
96	92,4%	97,0%	89,6%
97	92,3%	97,0%	89,5%
98	92,2%	97,0%	89,4%
99	92,1%	97,0%	89,3%
100	92,0%	97,0%	89,2%

B. Anexo: Precios promedios mensuales de la energía eléctrica en la bolsa 2012-2017

Tabla B-1. Precio promedio de la energía eléctrica en la bolsa
Elaboración propia a partir de (XM, 2017b)

Mes	Promedio Ponderado Precio de Bolsa Nacional		Mes	Promedio Ponderado Precio de Bolsa Nacional
ene-12	\$54		nov-14	\$166
feb-12	\$78		dic-14	\$176
mar-12	\$119		ene-15	\$189
abr-12	\$57		feb-15	\$168
may-12	\$47		mar-15	\$206
jun-12	\$87		abr-15	\$160
jul-12	\$78		may-15	\$256
ago-12	\$139		jun-15	\$183
sep-12	\$183		jul-15	\$203
oct-12	\$200		ago-15	\$182
nov-12	\$166		sep-15	\$480
dic-12	\$181		oct-15	\$1.109
ene-13	\$185		nov-15	\$764
feb-13	\$182		dic-15	\$635
mar-13	\$137		ene-16	\$565
abr-13	\$234		feb-16	\$650
may-13	\$139		mar-16	\$834
jun-13	\$141		abr-16	\$334
jul-13	\$236		may-16	\$142
ago-13	\$151		jun-16	\$171
sep-13	\$143		jul-16	\$131
oct-13	\$217		ago-16	\$202

nov-13	\$213		sep-16	\$155
dic-13	\$163		oct-16	\$190
ene-14	\$161		nov-16	\$169
feb-14	\$189		dic-16	\$110
mar-14	\$151		ene-17	\$107
abr-14	\$371		feb-17	\$154
may-14	\$382		mar-17	\$112
jun-14	\$338		abr-17	\$91
jul-14	\$180		may-17	\$67
ago-14	\$203		jun-17	\$61
sep-14	\$176		jul-17	\$67
oct-14	\$206		ago-17	\$89

Referencias bibliográficas

- Adejumobi, I. A., Shobayo, D. I., & State, O. (2015). Optimal Selection of Hydraulic Turbines for Small Hydro Electric Power Generation – a Case Study of Opeki River , South Western Nigeria, *34*(3), 530–537.
- Almeida Prado, F., & Berg, S. (2013). Capacity factors of Brazilian hydroelectric power plants. *Journal of Chemical Information and Modeling*, *53*(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Arndt, R. (2007). Hydraulic Turbines. *Energy Conversion*, (14), 11–20. <https://doi.org/doi:10.1201/9781420044324.ch11>
- Bhat, V. I. K., & Prakash, R. (2008). Life Cycle Analysis of Run-of River Small Hydro Power Plants in India. *The Open Renewable Energy Journal*, *1*(1), 11–16. <https://doi.org/10.2174/1876387100901010011>
- David, J., Triana, G., David, J., & Triana, G. (2015). Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidroenergético en Colombia Mediante Pequeñas Centrales Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidroenergético en Colombia Mediante Pequeñas Centrales.
- Demetriades, G. M. (2000). The use of induction generators for small-scale hydroelectric schemes in remote areas. *2000 10th Mediterranean Electrotechnical Conference Information Technology and Electrotechnology for the Mediterranean Countries Proceedings MeleCon 2000 Cat No00CH37099*, *3*, 1055–1058. <https://doi.org/10.1109/MELCON.2000.879716>
- Fernández, P. (2015). Métodos de valoración de empresas. *IESE. Universidad de Navarra.*, 29. <https://doi.org/DI-771>
- Gmbh, O., Box, C. P. O., & Alema, W. (2013). La Turbina OSSBERGER. IDAE. (2006). Manuales de Energías Renovables 6: Minicentrales Hidroeléctricas. *Instituto Para La Diversificación Y Ahorro de Energía*, 180. Retrieved from

www.idae.es

- IRENA. (2012). Hydropower. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, 1: Power s(3/5)*, 44. Retrieved from http://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-hydropower.pdf
- Jawahar, C. P., & Michael, A. (2017). A review on turbines for micro hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72(January), 882–887. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.133>
- Kaunda, C. S., Kimambo, C. Z., & Nielsen, T. K. (2014). A technical discussion on microhydropower technology and its turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 35, 445–459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.035>
- Kueny, J. L. (1999). Objectives for Small Hydro technology. *Institut de Mecanique de Grenoble*, 1–35.
- Mishra, S., Singal, S. K., & Khatod, D. K. (2011). Optimal installation of small hydropower plant - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3862–3869. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.008>
- Mishra, S., Singal, S. K., & Khatod, D. K. (2012). Costing of a Small Hydropower Projects. *IACSIT International Journal of Engineering and Technology*, 4(3), 239–242.
- Monnin, P. (2015). The Impact of Interest Rates on Electricity Production Costs, (June), 8. Retrieved from https://www.cepweb.org/wp-content/uploads/CEP_DN_Interest_Rates_Energy_Prices.pdf
- Morales, S., Corredor, L., Paba, J., & Pacheco, L. (2014). Etapas de desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas: Contexto y criterios básicos de implementacion. *DYNA (Colombia)*, 81(184), 178–185. <https://doi.org/10.15446/dyna.v81n184.39757>
- Nasir, B. A. (2014). Design considerations of micro-hydro-electric power plant. *Energy Procedia*, 50, 19–29. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.003>
- Navarro Mora, D. C., & Liévano Hurtado, J. M. (2004). Guía Para Estudios De

- Prefactibilidad De Pch, 1–185.
- Okot, D. K. (2013). Review of small hydropower technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 26, 515–520.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.006>
- Paish, O. (2002). Small hydro power: Technology and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(6), 537–556.
[https://doi.org/10.1016/S1364-0321\(02\)00006-0](https://doi.org/10.1016/S1364-0321(02)00006-0)
- Pena, R., & Medina, A. (2010). Capacity Estimation Methods Applied to Mini Hydro Plants. <https://doi.org/doi:10.5772/8891>
- Republica, B. de la. (2017). Monedas de reserva. Retrieved from <http://www.banrep.gov.co/es/tasa-cambio-monedas-reserva>
- Santolin, A., Cavazzini, G., Pavesi, G., Ardizzon, G., & Rossetti, A. (2011). Techno-economical method for the capacity sizing of a small hydropower plant. *Energy Conversion and Management*, 52(7), 2533–2541.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.01.001>
- Sierra Vargas, F. E., Sierra Alarcon, A. F., & Guerrero Fajardo, C. A. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. *Informador Tecnico, Ed. 75*, 73–85.
- Temiz, A. (2013). DECISION MAKING ON TURBINE TYPES AND CAPACITIES FOR RUN-OF-RIVER HYDROELECTRIC POWER PLANTS A CASE STUDY ON ELENCE-1 HEPP A Thesis Submitted to in Energy Engineering, (June).
- Troyer. (2017). Turbinas.
- UPME, IDEAM, COLCIENCIAS, I. (2015). Atlas potencial hidroenergetico de Colombia 2015, 160. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Atlas_Hidroenergetico/Atlas_p1-24.pdf
- XM. (2017a). Generacion del SIN. Retrieved from <http://informesanuales.xm.com.co/2016/SitePages/operacion/2-4-Generación-del-SIN.aspx>
- XM. (2017b). Precio promedio de bolsa y contratos. Retrieved from <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/5-2-Precio->

[promedio-de-bolsa-y-contratos.aspx](#)