



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 22 de abril de 2021

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Camila Cerquera Valderrama, con C.C. No. 1.075.299.679,

Lizdy Marcela Ramírez Ramírez, con C.C. No. 1.080.296.974,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Estudio del potencial energético de un canal ubicado en el distrito de riego Túnel del Iguá municipio de Campoalegre-Huila, para la generación de energía eléctrica mediante la implementación de una turbina.

Presentado y aprobado en el año 2021 como requisito para optar al título de

Ingeniero Agrícola;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Camila Cerquera Valderrama

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

Lizdy Marcela Ramírez Ramírez

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Estudio del potencial energético de un canal ubicado en el distrito de riego Túnel del Iguá municipio de Campoalegre-Huila, para la generación de energía eléctrica mediante la implementación de una turbina.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cerquera Valderrama Ramírez Ramírez	Camila Lizdy Marcela

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Erazo Espinosa Bedoya Cardoso	Wilson Javier Marlio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero Agrícola

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Agrícola

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2021 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 87

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas Música impresa ___ Planos Retratos ___ Sin ilustraciones ___
Tablas o Cuadros



SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO: 2 CD-ROM y Documento en formato impreso.

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): Tesis meritoria.

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Turbina hidráulica</u>	<u>Hydraulic turbine</u>	6. <u>Turbina Michell-Banki</u>	<u>Michell-Banki turbine</u>
2. <u>Energía Renovable</u>	<u>Renewable energy</u>	7. <u>Turbina Francis</u>	<u>Francis turbine</u>
3. <u>Potencial hidráulico</u>	<u>Hydraulic Potential</u>		
4. <u>Hidroelectricidad</u>	<u>Hydroelectricity</u>		
5. <u>Turbina de flujo cruzado</u>	<u>Cross flow turbine</u>		

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente trabajo de investigación nace como una necesidad para contrarrestar la escasa diversificación en el aprovechamiento de los recursos naturales para la generación de energía sostenible en Colombia. Se pretende evaluar el potencial hidroeléctrico de un canal principal del distrito de riego Túnel del Iguá ubicado en el municipio de Campoalegre, departamento del Huila-Colombia, para realizar un futuro aprovechamiento energético a partir de una pequeña central hidroeléctrica, de modo que se pueda satisfacer el consumo de energía de algunos usuarios del distrito de riego.

En el desarrollo de la investigación se realizó la caracterización del consumo de energía eléctrica en la población objeto, a través de una encuesta. Posteriormente se realizó la evaluación del potencial energético del recurso hidráulico, a partir del caudal y el salto hidráulico disponible, los cuales se determinaron mediante aforos periódicos y levantamiento topográfico respectivamente. El sitio de aprovechamiento energético cuenta con un canal revestido en concreto que tiene una carga hidráulica de 23,97 m y un caudal aforado en época de verano de 0,858 m³/s, lo que permite suponer una potencia teórica de



201,75 kW. El consumo residencial por habitante en el distrito es aproximadamente de 39,8 kWh/mes. De acuerdo a los resultados se seleccionará una turbina tipo Michell-Banki de 160 kW, la cual requiere una inversión inicial de \$ 779.450.000 COP que se recuperará a los 4,08 años y tendrá una vida útil de 25 años, la cual supliría un 100% del consumo residencial y aproximadamente un 27,24% del consumo piscícola del distrito.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This research work is born as a necessity to counteract the low diversification in the use of natural resources for sustainable energy generation in Colombia. It is intended to evaluate the hydroelectric potential of a main Channel of the Túnel del Iguá irrigation district located in the Town of Campoalegre, department of Huila-Colombia, to carry out a future energy use from a small hydroelectric plant, so that consumption can be satisfied of energy of some users of the irrigation district.

In the development of the research, the characterization of electricity consumption was carried out in the target population, through a survey. Subsequently, the evaluation of the energy potential of the hydraulic resource was carried out, based on the flow and the available hydraulic jump, which were determined by means of periodic capacity and topographic survey respectively. The energy harvesting site has a concrete coated canal that has a hydraulic head of 23.97 m and a flow rate in dry season of 0.858 m³/s, which allows to assume a theoretical power of 201.75 kW. The residential consumption per inhabitant in the district is approximately 39.8 kWh / month. According to the results, a 160 kW Michell-Banki turbine will be selected, which requires an initial investment of COP \$ 779,450,000 that will be recovered after 4.08 years and will have a useful life of 25 years, which would supply 100% of residential consumption and approximately 27.24% of the district's fish consumption.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Mauricio Duarte Toro

Firma:

Nombre Jurado: John Jairo Arévalo Hernández

Firma:

Vigilada Mineducación

**ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE UN CANAL UBICADO EN EL
DISTRITO DE RIEGO TÚNEL DEL IGUÁ MUNICIPIO DE CAMPOALEGRE-HUILA,
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA TURBINA.**

**LIZDY MARCELA RAMIREZ RAMIREZ
CAMILA CERQUERA VALDERRAMA**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA AGRICOLA
NEIVA, 2021**

**ESTUDIO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DE UN CANAL UBICADO EN EL
DISTRITO DE RIEGO TÚNEL DEL IGUÁ MUNICIPIO DE CAMPOALEGRE-HUILA,
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA TURBINA.**

**LIZDY MARCELA RAMIREZ RAMIREZ
CAMILA CERQUERA VALDERRAMA**

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Agrícola

Director

**Msc. WILSON JAVIER ERAZO ESPINOSA
Magister en Energías Renovables y Sostenibilidad Energética**

Co-Director

**PhD. MARLIO BEDOYA CARDOSO
Doctorado en Ciencias en Economía Agrícola**



UNIVERSIDAD

SURCOLOMBIANA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA AGRICOLA
NEIVA, 2021**

AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer a Dios quien guió mi camino hacia esta hermosa profesión, agradezco a mis padres Wilder Leandro Gonzalez e Idaly Ramírez por apoyarme en cada decisión y proyecto, por enseñarme a perseverar y lograr todo lo que me propongo; a toda mi familia especialmente a mi tía Francy Ramírez por brindarme su hogar y compañía incondicional durante mi formación profesional, a todos los amo.

Lizdy Marcela Ramírez Ramírez

Agradezco a mi mamá Yaneth Valderrama, por su sacrificio y apoyo incondicional, siempre ha sido mi motor y ejemplo a seguir, su dedicación y cariño me han enseñado a salir adelante a pesar de la adversidad; agradezco también a mi familia por brindarme la motivación necesaria; a mi compañera de tesis por su compromiso y sobre todo a Dios, ya que gracias a él todo esto fue posible.

Camila Cerquera Valderrama

Agradecimientos al Msc. Wilson Javier Erazo director de este proyecto y PhD. Marlio Bedoya Cardoso codirector, quienes nos brindaron su tiempo y apoyo compartiendo sus conocimientos y experiencias en la ejecución de este documento.

Finalmente agradecemos a la Vicerrectoría de Investigación y Proyección Social VIPS de la Universidad Surcolombiana por financiar este proyecto.

CONTENIDO

RESUMEN	9
ABSTRACT	10
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
JUSTIFICACIÓN	12
OBJETIVOS	14
OBJETIVO GENERAL.....	14
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
MARCO REFERENCIAL	15
ESTADO DEL ARTE	15
<i>Contexto mundial de las pequeñas centrales hidroeléctricas</i>	15
<i>Contexto nacional y departamental de las pequeñas centrales hidroeléctricas</i>	16
MARCO NORMATIVO.....	17
MARCO TEÓRICO	17
<i>Descripción de las turbinas hidráulicas</i>	18
<i>Generadores</i>	19
Generador sincrónico	20
Generador asincrónico	20
<i>Clasificación de las centrales hidroeléctricas</i>	21
METODOLOGÍA	22
1.1 RECONOCIMIENTO DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	22
1.1.1 <i>Localización</i>	22
1.1.2 <i>Evaluación topográfica</i>	23
1.2 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	26
1.2.1 <i>Características y consumo de la zona de estudio</i>	26
1.2.1.1 <i>Determinación del tamaño de la muestra representativa</i>	27
1.3 POTENCIAL ENERGÉTICO DEL CANAL DE RIEGO	28
1.3.1 <i>RECURSO HÍDRICO</i>	28
1.3.1.1 <i>Determinación del caudal</i>	28
1.3.2 <i>ENERGÍA HIDRÁULICA</i>	29
1.3.2.1 <i>Altura neta de la central</i>	29
1.3.2.2 <i>Potencia teórica o bruta del agua</i>	29
1.3.2.3 <i>Potencia nominal de la turbina</i>	30
1.4 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE LA TURBINA	30
1.4.1 <i>Criterios de selección</i>	30
1.4.1.1 <i>Caudal y salto neto</i>	30
1.4.1.2 <i>Eficiencia y potencia</i>	31
1.4.1.3 <i>Costo de la Turbina</i>	32
1.4.1.4 <i>Mantenimiento e instalación</i>	33

1.5	DISEÑO DE OBRAS HIDRÁULICAS	33
1.5.1	<i>Tubería de presión</i>	33
1.5.1.1	Golpe de ariete	35
1.5.2	<i>Dique tipo Creager</i>	37
1.5.3	<i>Rejillas</i>	39
1.5.4	<i>Válvulas y Compuertas</i>	40
1.5.5	<i>Apoyos y anclajes</i>	40
1.6	PÉRDIDAS DE CARGA	41
1.7	VIABILIDAD ECONÓMICA	42
1.7.1	<i>Ingresos por venta de energía</i>	43
1.7.2	<i>Aproximación de egresos por pago de energía</i>	43
1.7.3	<i>Estudio económico</i>	44
2.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
2.1	DATOS GENERALES DE LOS USUARIOS DEL DISTRITO TÚNEL DEL IGUÁ (USOIGUA).....	45
2.2	ENERGÍA ELÉCTRICA POBLACIÓN RESIDENCIAL TÚNEL DEL IGUÁ	45
2.3	REQUERIMIENTO ENERGÉTICO.....	47
2.3.1	<i>Estimación del consumo residencial por persona</i>	48
2.3.2	<i>Estimación del consumo industrial</i>	48
2.4	CAUDAL NOMINAL Y SALTO NETO DISPONIBLE.....	50
2.5	POTENCIA INSTALADA.....	51
2.6	COSTOS DE LA TURBINA.....	53
2.7	EFICIENCIA Y POTENCIA DE LAS TURBINAS	54
2.8	OBRAS HIDRÁULICAS	56
2.9	PÉRDIDAS DE CARGA	62
2.10	RELACIÓN OFERTA – DEMANDA	63
2.11	VIABILIDAD ECONÓMICA.....	64
2.11.1	<i>Ingresos por venta de energía</i>	65
2.11.2	<i>Costo por pago de energía</i>	65
2.11.3	<i>Análisis económico equipo turbogenerador Michell-Banki y Francis</i>	66
	RESUMEN DE RESULTADOS.....	69
	CONCLUSIONES.....	71
	RECOMENDACIONES	72
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	73
	ANEXO 1: MAPAS DISTRITO DE RIEGO TÚNEL DEL IGUÁ.....	77
	ANEXO 2: ENCUESTAS POBLACIÓN USOIGUA.....	79
	ANEXO 3: ESTUDIO HIDROLÓGICO.....	80
	PRECIPITACIÓN.....	81
	CAUDALES MEDIOS.....	82
	CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS (CCC).....	84

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PUNTO DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO Y VÍAS DE ACCESO, IMAGEN TOMADA DE GOOGLE EARTH PRO 2020.	22
FIGURA 2. ESQUEMA DE LOS DIFERENTES TIPOS DE SALTOS HIDRÁULICOS (DIAZ MUÑOZ, 2016).	23
FIGURA 3. CANAL DE CONDUCCIÓN (PUNTO DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO).....	24
FIGURA 4. DIMENSIONES ESTRUCTURA HIDRÁULICA.....	25
FIGURA 5. PERFIL TOPOGRÁFICO.....	26
FIGURA 6. PARTICIPACIÓN POR TIPO DE CONSUMO DE LOS USUARIOS DEL DISTRITO DE RIEGO TÚNEL DEL IGUÁ AÑO 2020.....	27
FIGURA 7. RANGO DE APLICACIÓN DE TURBINAS (IRAZUSTA, 2018).....	31
FIGURA 8. CURVA DE EFICIENCIA DE TURBINAS (ADEJUMOBI, I. A., & SHOBAYO, D. I., 2015).....	32
FIGURA 9. VISTA DE PLANTA, DISPOSICIÓN DE LA TUBERÍA.....	37
FIGURA 10. PRINCIPALES DIMENSIONES DE UN VERTEDERO TIPO CREAGER.	38
FIGURA 11. TARIFA MEDIA ANUAL DE ELECTRICIDAD EN LA ZONA RURAL DEL DEPARTAMENTO DEL HUILA, PERIODO 2017-2020. ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE (SUI, 2020).....	43
FIGURA 12. NIVEL EDUCATIVO.....	45
FIGURA 13. ACCESO AL SERVICIO PÚBLICO O PRIVADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN USOIGUA.....	46
FIGURA 14. CONSUMO MENSUAL EN KWH.	46
FIGURA 15. RESULTADOS DE LAS ENCUESTAS APLICADAS AL SECTOR RESIDENCIAL.	47
FIGURA 16. DISTRIBUCIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍAS EMPLEADAS POR LAS PISCÍCOLAS DEL DISTRITO DE RIEGO TÚNEL DEL IGUÁ.....	49
FIGURA 17. VISTA LONGITUDINAL NIVEL DE AGUA Y TUBERÍAS DE 30" (800 MM) Y 28" (700 MM).....	57
FIGURA 18. PERFIL CREAGER.....	59
FIGURA 19. VISTA LATERAL, DIMENSIONES VERTEDERO TIPO CREAGER.	60
FIGURA 20. FLUJO DE CAJA EQUIPO TURBOGENERADOR MICHELL-BANKI.....	68
FIGURA 21. FLUJO DE CAJA EQUIPO TURBOGENERADOR FRANCIS.....	68
FIGURA 22. VARIACIÓN DEL VAN RESPECTO A LA TIR.....	68
FIGURA 23. MAPA DE DISTRIBUCIÓN DISTRITO DE RIEGO USOIGUA, ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LA CAM (2019).....	77
FIGURA 24. MAPA DE CURVAS NIVEL PUNTO DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO, ELABORACIÓN PROPIA CON INFORMACIÓN DE LA CAM (2019).....	78
FIGURA 25. ENCUESTA POBLACIÓN INDUSTRIAL.....	79
FIGURA 26. ENCUESTA POBLACIÓN PARTICULAR.	79
FIGURA 27. UBICACIÓN ESTACIONES CERCANAS A LA ZONA DE ESTUDIO (IDEAM, 2019).....	80
FIGURA 28. DISTRIBUCIÓN DE PRECIPITACIÓN MEDIA MENSUAL MULTIANUAL ESTACIÓN LOS ROSALES.....	81
FIGURA 29. DISTRIBUCIÓN DE PRECIPITACIÓN MEDIA MENSUAL MULTIANUAL ESTACIÓN HACIENDA POTOSÍ.....	81

FIGURA 30. HIDROGRAMA DEL RIO NEIVA – ESTACIÓN PUENTE MULAS, PERIODO 1984 – 2014..	84
FIGURA 31. GRAFICA DE CLASIFICACIÓN DE LOS AÑOS HIDROLÓGICOS	85
FIGURA 32. CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS RIO NEIVA – ESTACIÓN PUENTE MULAS, AÑO 1990	85
FIGURA 33. HISTOGRAMA RIO NEIVA, AÑO 1990.....	86
FIGURA 34. REQUISITOS PARA LA CALIDAD DEL AGUA.....	87

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. CLASIFICACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS POR CAPACIDAD DE GENERACIÓN (BACCA GARCÍA, 2019).....	21
TABLA 2. CLASIFICACIÓN DE LAS PCH's (GIE, 2020)	22
TABLA 3. CÁLCULO DE LA PENDIENTE.....	25
TABLA 4. TIPO DE TURBINA UTILIZADO EN FUNCIÓN DEL SALTO (VILLARRUBIA, 2016)	31
TABLA 5. VELOCIDADES MÁXIMAS RECOMENDADAS PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE TUBERÍA (VALDEZ & GUTIERRES MORALES , 2005)	35
TABLA 6. COEFICIENTES DE ACCESORIOS (CONAGUA, 2002).....	42
TABLA 7. CONSUMO DIARIO Y MENSUAL SEGÚN EL TIEMPO DE DURACIÓN DE LA DEMANDA.....	48
TABLA 8. RESULTADOS ENCUESTAS POBLACIÓN PISCÍCOLA.	49
TABLA 9. CÁLCULO DEL CAUDAL UTILIZANDO LA INFORMACIÓN DE LOS AFOROS.....	50
TABLA 10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS OFRECIDAS POR TURBINAS FRANCIS Y BANKI.	52
TABLA 11. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE ACUERDO CON CADA TIPO DE TURBINA (COZ ET AL., 1995).....	52
TABLA 12. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PRECIO DE LA TURBINA TIPO FRANCIS DE 170 kW (MULTISERVICIOS MC INGENIERÍA S.A.S, COTIZACIÓN TURBINA 170 kW/H, 2020)	53
TABLA 13. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y PRECIO DE LA TURBINA TIPO BANKI DE 160 kW (MULTISERVICIOS MC INGENIERÍA S.A.S, COTIZACIÓN TURBINA 160 kW/H, 2021).	54
TABLA 14. RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA Y EFICIENCIA DE LA TURBINA FRANCIS PARA UN CAUDAL DE EQUIPAMIENTO DE 0.858 m ³ /s.....	55
TABLA 15. RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA Y EFICIENCIA DE LA TURBINA MICHELL-BANKI PARA UN CAUDAL DE EQUIPAMIENTO DE 0.858 m ³ /s.....	55
TABLA 16. CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA PARA TURBINA FRANCIS DE 170 kW Y MICHELL-BANKI DE 160 kW.	56
TABLA 17. GOLPE DE ARIETE PARA TUBERÍA DE 30 PULGADAS Y 28 PULGADAS.....	57
TABLA 18. ESPECIFICACIONES PARA EL DISEÑO DEL DIQUE TIPO CREAGER.....	58
TABLA 19. COORDENADAS PARA PERFIL CREAGER DE 0,54 M DE CARGA.	58
TABLA 20. CÁLCULO DE REJILLAS	61
TABLA 21. VALORES DE VÁLVULA Y COMPUERTA PARA TURBINA FRANCIS DE 170 kW Y MICHELL-BANKI DE 160 kW.	61
TABLA 22. CARACTERÍSTICAS DE LOS APOYOS Y ANCLAJES	62
TABLA 23. PÉRDIDAS DE CARGA POR FRICCIÓN TUBERÍA DE 30 Y 28 PULGADAS	62
TABLA 24. PÉRDIDAS DE CARGA POR ACCESORIOS PARA TUBERÍA DE 30 Y 28 PULGADAS	62

TABLA 25. RELACIÓN OFERTA Y DEMANDA DEL POTENCIAL ENERGÉTICO DEL CANAL	64
TABLA 26. COSTOS DE INVERSIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO TURBINAS MICHELL-BANKI Y FRANCIS	64
TABLA 27. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA EN MWH	65
TABLA 28. CÁLCULO DE INGRESO ANUAL POR VENTA DE ENERGÍA	65
TABLA 29. TARIFA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA USUARIOS DISTRITO DE RIEGO USOIGUA, POBLACIÓN RESIDENCIAL.....	66
TABLA 30. RESUMEN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	66
TABLA 31. SIMULACIÓN ECONÓMICA EQUIPO TURBOGENERADOR MICHELL-BANKI	67
TABLA 32. SIMULACIÓN ECONÓMICA EQUIPO TURBOGENERADOR FRANCIS	67
TABLA 33. RESUMEN INDICADORES ECONÓMICOS	69
TABLA 34. RESULTADOS MÁS RELEVANTES DE LA INVESTIGACIÓN	70
TABLA 35. ESTACIONES EMPLEADAS EN EL ANÁLISIS	80
TABLA 36. CAUDALES PROMEDIO MENSUALES RIO NEIVA	82
TABLA 37. CAUDALES PROMEDIO MENSUALES MULTIANUALES RIO NEIVA (m ³ /s).....	83

RESUMEN

El presente trabajo de investigación nace como una necesidad para contrarrestar la escasa diversificación en el aprovechamiento de los recursos naturales para la generación de energía sostenible en Colombia. Se pretende evaluar el potencial hidroeléctrico de un canal principal del distrito de riego Túnel del Iguá ubicado en el municipio de Campoalegre, departamento del Huila-Colombia, para realizar un futuro aprovechamiento energético a partir de una pequeña central hidroeléctrica, de modo que se pueda satisfacer el consumo de energía de algunos usuarios del distrito de riego.

En el desarrollo de la investigación se realizó la caracterización del consumo de energía eléctrica en la población objeto, a través de una encuesta. Posteriormente se realizó la evaluación del potencial energético del recurso hidráulico, a partir del flujo del sistema de riego proveniente del distrito y el salto hidráulico disponible, los cuales se determinaron por medio de aforos periódicos (por el método de sección y velocidad) y levantamiento topográfico respectivamente. De esta manera, ante la falta de estaciones limnimétricas en el distrito, se pudo determinar el caudal turbinable en el sitio de aprovechamiento energético, el cual corresponde al caudal de diseño, siendo aquel volumen de agua que en un determinado momento pasa por la turbina de la central y es utilizado para la generación de energía haciendo que la misma opere de forma íntegra.

El sitio de aprovechamiento energético cuenta con un canal revestido en concreto que tiene una pendiente del 45,6%, carga hidráulica de 23,97 m y un caudal aforado en época de verano de 0,858 m³/s, lo que permite suponer una potencia teórica de 201,75 kW. El consumo residencial por habitante en el distrito es aproximadamente de 39,8 kWh/mes, por ello y por las políticas vigentes para el desarrollo de este tipo de proyectos se aprovecharán 160 kW ya que este potencial es suficiente para satisfacer las necesidades eléctricas de la población con consumo residencial, por medio de la implementación de una turbina tipo Michell-Banki, la cual requiere una inversión inicial de \$ 779.450.000 COP que se recuperará a los 4,08 años y durante un tiempo de 25 años se calcula una ganancia por venta de energía de \$3201.292.879 COP estimando un precio de venta por kilovatio hora de \$160. Se espera que el proyecto sea modelo a seguir en la región en lo referente a tecnología asociada a la generación de energía baja en carbono, a partir de una fuente renovable no convencional.

ABSTRACT

This research work is born as a necessity to counteract the low diversification in the use of natural resources for sustainable energy generation in Colombia. It is intended to evaluate the hydroelectric potential of a main Channel of the Túnel del Iguá irrigation district located in the Town of Campoalegre, department of Huila-Colombia, to carry out a future energy use from a small hydroelectric plant, so that consumption can be satisfied of energy of some users of the irrigation district.

In the development of the research, the characterization of electricity consumption was carried out in the target population, through a survey. Subsequently, the evaluation of the energy potential of the hydraulic resource was carried out, based on the flow of the irrigation system from the district and the available hydraulic jump, which were determined by means of periodic capacity (by the section and speed method) and topographic survey respectively. In this way, in the absence of limnometric stations in the district, it was possible to determine the turbine flow at the site of energy use, which corresponds to the design flow, being that volume of water that at a certain moment passes through the turbine of the power plant and is used for power generation, making it operate in a comprehensive manner.

The energy harvesting site has a concrete coated canal that has a slope of 45.6%, hydraulic head of 23.97 m and a flow rate in dry season of 0.858 m³/s, which allows to assume a theoretical power of 201.75 kW. The residential consumption per inhabitant in the district is approximately 39.8 kWh / month, due to current policies for the development of this type of projects, will be used 160 kW of power, since this potential is sufficient to satisfy the electrical needs of the population with residential consumption, through the implementation of a Michell-Banki type turbine, which requires an initial investment of COP \$ 779.450.000 COP that will be recovered after 4,08 years and for a period of 25 years, a profit from energy sales of COP \$3201.292.879 estimating a sale price per kilowatt hour of \$ 160. The project is expected to be a role model in the region in terms of technology associated with the generation of low-carbon energy, from an unconventional renewable source.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En Colombia el aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales de carácter renovable, toman importancia debido a que los recursos convencionales en los últimos años han afrontado serios problemas para abastecer de energía a todo el país a causa de factores determinantes, como zonas geográficas aisladas, de difícil acceso y variaciones climáticas que en consecuencia afectan los niveles de agua en los embalses, lo que condiciona la generación de hidroenergía. Por consiguiente, resulta necesario potencializar los recursos energéticos renovables como alternativas de solución para fortalecer el Sistema Energético Nacional por medio de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs). (Ministerio de Minas y Energía, 1997).

Según La Unidad de Planeación Nacional Minero Energética (UPME), las energías renovables cubren actualmente cerca del 20% del consumo mundial de electricidad. En Colombia la producción de energía primaria proviene de la hidroelectricidad, por la abundancia de agua en la mayoría de las zonas del país, y en un segundo lugar de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) cuyas reservas ya se están agotando (Ministerio de Educación Nacional , 2018).

Asimismo, el Plan Energético Nacional (PEN), en pequeñas centrales hidroeléctricas, se ha estimado un potencial global de 25000 MW instalables, de los cuales según el inventario del Programa Nacional de Energías No Convencionales y de estudios adelantados por la Universidad Nacional de Colombia, se han construido 197 pequeñas centrales hidroeléctricas , con una capacidad instalada aproximadamente de 168,2 MW y a pesar de este gran potencial en el país solo se ha explotado en pequeñas centrales hidroeléctricas un 0,67% . (Ministerio de Minas y Energía, 1997) Lo anterior refleja un uso bastante reducido del recurso hidroeléctrico colombiano. De ahí que, se plantea la siguiente pregunta de investigación ¿Es posible identificar el potencial energético que tiene el distrito de riego Túnel del Iguá, a través de un estudio que determine el caudal y la altura del salto neto disponible?

JUSTIFICACIÓN

En primer lugar, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2020) la generación de energías renovables se expandió más rápidamente que la generación de cualquier otro combustible, incluidos el carbón y el gas natural. La participación de las energías renovables en el suministro eléctrico mundial alcanzó el 27% en 2019, el nivel más alto jamás registrado. Sin embargo, el crecimiento de la generación de electricidad renovable fue menor en 2019 (6,5%) que en 2018 (7%), lo que significa que será necesario un despliegue más fuerte de todas las tecnologías renovables, incluida la energía hidroeléctrica, que representó el 60% de la generación renovable mundial en 2019. No obstante, para cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) durante 2019-2030, la energía renovable en general debe seguir aumentando un 7% anual.

En este escenario, de acuerdo a Torres (2013) para asegurar el abastecimiento energético que se ha puesto en riesgo durante los últimos años por la limitación de las fuentes de energía no renovable, especialmente de los combustibles fósiles (Hatamkhani, Moridi, & Yazdi, 2020), se deben adoptar nuevas tecnologías con el objetivo de optimizar el manejo y uso de los recursos energéticos disponibles, que en su mayoría provienen de la energía hidroeléctrica por la abundancia de agua en gran parte del país, siendo esta una de las mayores fuentes de energía renovables, lo que actualmente constituye un medio para aumentar e impulsar el desarrollo nacional y regional de manera sostenible.

Por otro lado, el aumento acelerado de la concentración de gases efecto invernadero en la atmósfera, especialmente de Dióxido de Carbono (CO₂) proveniente de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón mineral) y entre otras, la deforestación (por urbanización, agricultura, etc.), representa la principal causa del cambio climático, razón suficiente para promover las energías alternativas. Por lo tanto, una de las iniciativas para mitigar los efectos generados por el calentamiento global, propiciar la diversificación energética y respaldar el suministro de energía, especialmente en regiones apartadas, es el uso de la energía mini hidráulica (Soria, 2010).

En consecuencia, se considera pertinente establecer una mirada diagnóstica del sector el cual destaca la participación del país a nivel específico. En primer lugar, de acuerdo con el 3er Censo Nacional Agropecuario (CNA) del 2014, se determina que en el 87,4 % de las Unidades productivas agropecuarias (UPA) del área rural dispersa censada, los productores declararon tener acceso al agua para el desarrollo de sus actividades agropecuarias y establecieron que en el 1,4% de las UPA, la principal fuente de agua para las actividades productivas son los distritos de riego. Asimismo, en el 32,8 % de las UPA del área rural dispersa censada, los productores expresaron usar energía para el desarrollo de las actividades agropecuarias. Con relación a lo anterior, se estima que, a nivel mundial en el 2019 cerca de 770 millones de personas no tienen acceso a

electricidad, de los cuales 2 millones pertenecen a la población colombiana que carece de los servicios de energía eléctrica, por lo tanto, cerca del 14% de la población colombiana que vive en la zona rural, no tiene acceso a energía eléctrica (IEA, 2020)

Las Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) son un conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas que aprovechan junto a un equipo electromecánico la energía potencial y cinética del agua para producir sin grandes represamientos energía eléctrica. Se implementan en la búsqueda de alternativas para mitigar los efectos generados por el calentamiento global, así como también, debido a la necesidad de llevar energía eléctrica a regiones remotas, la implementación de estas se ha convertido en la solución a dicha problemática, además de considerar el pequeño o casi nulo impacto ambiental que generan, así como los bajos costos de operación y mantenimiento, que se han reducido considerablemente debido a la automatización de las centrales y al aprovechamiento de infraestructuras existentes como lo son los canales de riego, generando un menor costo de producción, siendo este valor comparable con los proyectos de mayor escala (Sari, Badruzzaman, Cherchi, Swindle, Ajami, & Jacangelo, 2018).

Por lo tanto, en vista del creciente avance tecnológico y poblacional que se ha vivido en los últimos años, es necesario para un país con economía emergente como Colombia, implementar dichas tecnologías de la forma más eficiente aprovechando los recursos y el entorno para la generación de energía eléctrica, no solo para aumentar y hacer más fácil la producción, sino también para mejorar la calidad de vida de los productores, quienes se ven limitados para competir con el mercado mundial debido a la falta de apoyo y desinterés por parte del Estado, lo que los obliga a buscar otras alternativas para suplir dichas necesidades. Además, la implementación de energías alternativas conlleva a beneficios medioambientales reduciendo el impacto al no emitir sustancias contaminantes a la atmósfera. De ahí que, el presente proyecto nace como una alternativa local que busca aportar en el propósito de diversificar las fuentes de energía en el país y reducir las emisiones de GEI asociados a la generación de energía eléctrica.

OBJETIVOS

Objetivo general

Evaluar el potencial hidroeléctrico del canal principal del distrito de riego Túnel del Iguá ubicado en Campoalegre-Huila, con miras a realizar un eventual aprovechamiento energético del recurso hidráulico a partir de una minicentral.

Objetivos específicos

- Realizar el estudio de la demanda o de consumo de energía eléctrica en la población objeto de estudio (usuarios del distrito de riego Túnel del Iguá), mediante la asociación de antecedentes, uso de herramientas investigativas y cálculos correspondientes.
- Determinar el potencial energético del canal de riego para la generación de electricidad basado en el caudal y altura del salto neto disponible.
- Seleccionar el dispositivo hidráulico y de bajo costo que cumpla con todos los requerimientos establecidos para el distrito de riego de Campoalegre, a partir de los resultados obtenidos.

MARCO REFERENCIAL

ESTADO DEL ARTE

Contexto mundial de las pequeñas centrales hidroeléctricas

La energía hidroeléctrica es una de las mayores fuentes de energía renovable, representa aproximadamente el 6,7% del consumo total de energía primaria y el potencial técnicamente utilizable a nivel global es de aproximadamente 2430.3 GW. Para finales del año 2017 según la Asociación Internacional de Energía Hidroeléctrica (IHA), la capacidad total de dicha energía instalada en el mundo incluyendo la de almacenamiento por bombeo fue de 1267 GW (Kougias, et al., 2019), siendo el continente asiático, seguido de América Latina los que registran un mayor potencial hidroeléctrico de 609,6 y 431,5 GW respectivamente, pero operando tan solo un 8% de su capacidad.

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) la generación eléctrica a nivel mundial en el año 2018 está predominada por combustibles fósiles con una participación cercana al 65% seguida de las fuentes renovables con el 25% (principalmente hidroenergía con el 16%; eólica y solar 7% y 2% biomasa y geotermia) y el 10% con nuclear. Sin embargo, la generación con renovables va desplazando a los combustibles fósiles y se estima que, en el 2040, dos tercios de la generación eléctrica mundial provendrá de fuentes renovables (OLADE, 2018).

A nivel mundial existen varios referentes sobre las micro plantas generadoras de energía eléctrica como lo son en el sudeste asiático, especialmente en China, donde miles de plantas están en operación. Investigaciones realizadas en España, Estados Unidos, Guatemala, Perú, Nepal, Sri Lanka, Zimbabwe y Mozambique muestran que estas pequeñas plantas han ayudado a disminuir la dependencia total del petróleo y, además, son rentables cuando la mayor demanda de las personas en estos países, es el uso de plantas para iluminación eléctrica, pues se ha logrado llevar el servicio de energía eléctrica a lugares que no contaban con una red pública de energía. Las incorporaciones anuales a nivel global de energía hidroeléctrica disminuyeron a un nivel récord de 43 GW en 2013 a 25 GW en 2017. (Agencia Internacional de Energía , 2018).

En los últimos años debido a la necesidad de llevar la energía eléctrica a regiones remotas, la implementación de pequeñas centrales hidroeléctricas ya sean de carácter pico (1-5kW), micro (10-100kW) o minicentrales (100-1000kW) (Paris, Restrepo, & Hernández, 2013), han sido fundamentales para contribuir en el desarrollo de estas. No obstante, se debe tener en cuenta que el diseño de cada central hidroeléctrica es único en el mundo, ya que deben satisfacer los requerimientos de la zona, por lo cual la eficiencia de sus componentes depende directamente de

las características tecnológicas de sus elementos, siendo así que se hace necesario abordar sobre los avances tecnológicos en el mercado hidroeléctrico de los últimos años para seleccionar adecuadamente la turbomáquina hidráulica (dispositivo capaz de aprovechar la energía cinética o presión de un fluido al pasar por la máquina) y el generador eléctrico (Kougias, et al., 2019).

Contexto nacional y departamental de las pequeñas centrales hidroeléctricas

El aprovechamiento de los recursos energéticos no convencionales de carácter renovable, toma importancia en las zonas rurales geográficamente aisladas, donde se presentan serios problemas para el acceso a la energía. De acuerdo al informe (Smart Grids Colombia Vision 2030, 2016) la mayor parte de la potencia instalada en el país corresponde a grandes centrales hidroeléctricas representando el 64 % de participación en generación total, sin embargo, se debe considerar los impactos medioambientales que generan este tipo de infraestructuras y la vulnerabilidad que estas presentan frente a la variabilidad climática, la cual se relaciona directamente con la disponibilidad del recurso hídrico y por ende de los límites para la producción y abastecimiento de energía a las regiones.

Desde el punto de vista eléctrico la generación eléctrica en el país se encuentra integrada por dos zonas, la primera son las zonas no interconectadas (ZNI) mientras el segundo corresponde generalmente a la zona de la región andina y caribe por concentrar la mayor parte de la demanda del país, en lo que se refiere al sistema interconectado nacional (SIN); el ultimo ha resuelto el abastecimiento de los principales centros urbanos y algunas áreas rurales, pero en cierta medida aún quedan grandes zonas sin servicio eléctrico que desarrollan apenas actividades económicas de subsistencia y ahí es donde la generación hidráulica de pequeña escala juega un papel fundamental.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) a diferencia de las grandes centrales que existen en Colombia y especialmente en el departamento del Huila (El Quimbo y Betania), no buscan la desviación del curso de algún río, inundación de tierras arables, ni el desplazamiento de personas y mucho menos la destrucción de hábitats silvestres. Entre este tipo de proyectos, se destaca el de la vereda Miravalle, departamento del Caquetá donde recientemente se adelantaron una serie de proyectos productivos en los que sobresale, la instalación de un sistema generador de energía eléctrica a partir de un hidrotornillo instalado en el río Pato (único en el país). De acuerdo con la (Pastoral Social Cáritas Colombiana, 2018) este sistema es capaz de generar 40 KWh, apto para satisfacer las necesidades energéticas de la zona, así como también el sistema de auto sostenimiento a través de la acuaponía, sin afectar ambientalmente el entorno. La iniciativa surgió en el marco del acuerdo de paz alcanzado entre el gobierno y las FARC, siendo posible gracias a la acción conjunta entre el Gobierno Noruego, Caritas de Noruega y la Iglesia Católica.

En el municipio de Palermo departamento del Huila, se destaca también el proyecto de Riego SMART, el cual de acuerdo con (Smart Hydro Power- Electrificación descentralizada) hace parte del programa mundial de soluciones para energías renovables coordinado por la Agencia Alemana de Energía en el marco de la iniciativa “Energías renovables – Hecho en Alemania”. En la finca familiar El Manso, aproximadamente de 107 hectáreas, dedicada principalmente al cultivo de arroz, se instaló sobre el Rio Magdalena una turbina hidráulica (Duofloat SMART), sistema que genera energía limpia y beneficio para los agricultores en cuanto a la disminución de costos de manera confiable y rentable al reemplazar los generadores diésel, asimismo, se disminuyó el CO₂ generado en comparación con el sistema anterior.

MARCO NORMATIVO

La (Ley 1715, 2014) busca integrar al Sistema Energético Nacional las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) no solo para responder a la demanda energética, sino como un medio para el desarrollo económico sostenible y reducir el impacto ambiental negativo, teniendo en cuenta que el territorio posee diversidad de recursos renovables, los cuales pueden ser potenciados dependiendo de la región y de esta forma crear proyectos de autogeneración a pequeña escala, elevando la calidad de vida de las comunidades y llevando el suministro de energía eléctrica a zonas no interconectadas (ZNI). Sin embargo, pese a que Colombia es uno de los países pioneros en el desarrollo de legislación para el consumo eficiente de energía, las FNCER actualmente tienen una participación marginal en la canasta de generación eléctrica (DNP, 2017), especialmente la de pequeña escala, ya que su regulación es relativamente nueva lo que se ha convertido en una barrera para este tipo de proyectos, pues no existe una garantía en cuanto a la entrega de excedentes, no fue sino hasta el 2015 que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) definió los límites máximos de potencia de la autogeneración a pequeña escala en 1 MW, por medio de la (Resolución UPME 281, 2015) y en el 2018 que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la (Resolución CREG 030, 2018) regula las actividades de autogeneración a pequeña escala (AGPE) hasta 1MW y de generación distribuida (GD) hasta 0.1 MW, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

MARCO TEÓRICO

Dentro de los parámetros del proyecto surgió la necesidad de establecer un fortalecimiento conceptual, comprendiendo todas las ayudas que permitieron dar un punto de partida hacia el alcance del mismo. La energía hidroeléctrica y las turbinas hidráulicas poseen un número de características especiales las cuales las hacen el principal aliado en la generación de energía limpia, competitiva y eficaz de cara a cubrir las necesidades de la demanda.

El principio básico para la generación de energía hidroeléctrica consiste en un flujo de agua ubicado en un nivel alto, en algunas ocasiones almacenado en una presa, donde la diferencia de alturas, genera una energía potencial gravitacional que se convierte en energía cinética impulsando una turbina de agua, la cual al girar su eje acciona el generador para producir electricidad debido al movimiento constante del conjunto de bobinas e imanes.

Descripción de las turbinas hidráulicas

Existen diferentes tipos de turbinas hidráulicas, dependiendo de su principio operativo se clasifican en turbinas de reacción, de impulso o hidrocinéticas. Dichas turbinas funcionan básicamente bajo dos condiciones, en estado estacionario o transitorio, dependiendo del tipo de régimen (operación) del lugar (Goyal & Gandhi, 2018), así mismo, se buscará la que más se acople a las necesidades para ello es importante tener en cuenta una serie de parámetros principalmente la altura del salto y el caudal disponible, y criterios tanto cualitativos (Instalación, mantenimiento), como cuantitativos (eficiencia, tamaño, costo).

Las turbinas de reacción emplean tanto la presión como el movimiento del agua para generar una fuerza hidrodinámica ascendente la cual hace rotar las palas del corredor, provocando una disminución de la presión estática entre la entrada y salida de esta, son generalmente empleadas en sistemas de baja altura y la eficiencia de estas disminuye considerablemente cuando el flujo está por debajo del caudal de diseño. Entre este tipo se encuentran: la bomba rotodinámica operando como turbina, las turbinas Francis, Deriaz, Kaplan y de Hélice.

Las turbinas de impulso por su parte mantienen una presión estática constante en la entrada y salida del rodete, el cual, es accionado por chorros de agua a altas velocidades; haciendo que este tipo de turbinas sean adecuadas para sistemas de altura media-alta. Entre estas se destacan: La Pelton, la Turgo y la Michell-Banki (Crossflow) y una nueva generación de turbinas de impulso avanzadas, las cuales son una variación de la rueda de agua (Helios Powerball) y del tornillo Arquímedes (HydroEngine), que se han desarrollado a un mayor nivel en comparación con las turbinas de reacción gracias a los bajos costos de fabricación y mantenimiento.

En los últimos años debido al creciente avance tecnológico se han desarrollado turbinas hidrocinéticas, las cuales, funcionan aprovechando la energía cinética del agua en movimiento, este tipo de turbinas no son muy conocidas en el mercado, tienen una capacidad nominal de 25kW y se instalan principalmente en vías fluviales artificiales como canales de riego y acueducto (Sari, Badruzzaman, Cherchi, Swindle, Ajami, & Jacangelo, 2018).

Las turbinas más implementadas en Colombia para proyectos hidroeléctricos de grande y pequeña escala son las Turbinas Francis y Pelton con capacidades de 1 a 10 MW dependiendo de la necesidad, y en menor medida las turbinas Michell-Banki, las cuales son empleadas principalmente para proyectos ejecutados en zonas rurales que no hacen parte del Sistema

Interconectado Nacional (SIN) con capacidad entre 3kW y 327kW (Paris, Restrepo, & Hernández, 2013).

La turbina Francis fue desarrollada en 1848 por James Francis, para cargas hidráulicas entre 2 y 750 m, una potencia de 300 a 35000 kW, con eficiencia del 92% y caudales entre 0,4 y 23 m³/s, el agua se introduce radialmente sobre el corredor y gira 90° sobre el mismo para realizar una descarga axial en la salida; cabe resalta que este tipo de turbinas cuando operan en condiciones fuera de diseño, producen un remolino residual de nivel moderado o alto en el tubo de aspiración debido a un desajuste entre el remolino generado por las paletas y el momento angular extraído por el corredor de la turbina, produciendo una disminución en la eficiencia y variaciones de presión abruptas que afectan los componentes mecánicos (Kougias, et al., 2019).

Por otro lado, la turbina Michell-Banki fue creada por el australiano A.G Michell en 1903 y estudiada durante 1917-1919 por Donat Banki, esta es una turbina de flujo transversal y admisión parcial, tiene la capacidad de adaptarse a cualquier caudal con la simple variación del rodete del tambor (INEA, 1997), diseñada para cargas hidráulicas de 10 y 200 m, caudal entre 0,5 y 10 m³/s y potencias nominales entre 2 y 1000 kW.

Esta turbina tiene los siguientes componentes: el tubo convergente, la boquilla, el impulsor(rodete) y el difusor, la principal función del tubo convergente es acelerar las partículas, transformando gran parte de la presión potencial en energía cinética, la boquilla por su parte regula y distribuye la descarga que ingresa al impulsor a través de la superficie de entrada; la superficie de entrada y salida del impulsor hacen parte de un cilindro, compuesto por dos discos paralelos, donde el flujo ingresa de forma radial, ocasionando un doble contacto del flujo con los alabes de la turbina antes de salir por el difusor hacia el canal o la tubería según el diseño (Sammartano, Sinagra, Filianoti, & Tucciarelli, 2017). El impulsor va montado al eje principal a través del cual se transmite la potencia mecánica de rotación al generador ya sea de forma directa o por medio de un convertidor de velocidad mecánico (Gómez Gómez, Palacio Higueta, & Paredes Gutierrez, 2008), entre las principales ventajas de esta turbina esta su diseño, fácil construcción y operación, una eficiencia del 84% y amplio rango de velocidad de giro (Paris, Restrepo, & Hernández, 2013).

Generadores

Son máquinas encargadas de transformar la energía mecánica producida por el movimiento de la turbina en energía eléctrica, está compuesta por una parte fija denominada estátor y una parte rotativa conocida como rotor. Se basa en el principio de la ley de Faraday, es decir, cuando ambas partes entran en funcionamiento una se convierte en conductora de la corriente actuando como inducido y la otra genera un flujo magnético variable según la velocidad de giro de la turbina que actúa como inductor. Si la velocidad del rotor es igual que en el campo rotativo del estátor se trata de un generador sincrónico, por el contrario, si dichas velocidades son diferentes se habla de un

generador asincrónico (Floréncio & Robles, 2018). La velocidad de sincronismo está determinada por la siguiente ecuación:

$$n = \frac{120 \times f}{P}$$

Siendo:

n = Velocidad nominal del generador (rpm).

f = Frecuencia de la red (60 Hz).

P = Número de polos.

Cabe resaltar que, para centrales con una potencia inferior a los 1000 kW , la tensión de trabajo del generador es de 400 ó 660 voltios.

Generador sincrónico

En sistemas de baja velocidad el rotor puede estar situado de forma horizontal o vertical, el cual puede estar dotado de polos salientes conocido como rueda polar, generalmente se emplea en turbinas hidráulicas o motores térmicos. Los rotores de alta velocidad se disponen siempre de forma horizontal y se construye como rotor liso, es decir, sin polos salientes, alcanzando velocidades de 3000 rpm dependiendo del número de polos. Para que este tipo de generadores conviertan la energía mecánica en eléctrica es necesario que a través de las bobinas circule una corriente eléctrica continua, para ello se pueden emplear sistemas de excitación como la autoexcitación estática la cual transforma la energía alterna del sistema en energía continua; la excitación con diodos giratorios que consiste en crear una corriente alterna invertida, con polos en el estátor y se rectifica por un sistema de diodos ubicados en el mismo eje y la excitación auxiliar donde la corriente continua se genera en un dinamo auxiliar regulado por un reóstato. Entre sus ventajas destacan su amplio rendimiento al estar sometido a diferentes velocidades y adicionalmente se puede conectar directamente a una red sin necesidad de transformadores.

Generador asincrónico

Este tipo de generadores son empleados con mayor frecuencia en pequeñas centrales hidroeléctricas debido a su simplicidad, poco mantenimiento y bajo costo, para su correcto funcionamiento es necesario que la velocidad de giro en la turbina sea un poco mayor que la velocidad de sincronismo para generar un campo giratorio excitador con el exceso de velocidad, tomando la corriente de la red para crear un campo magnético, siendo necesario colocar una batería de condensadores para compensar la energía reactiva generada, entre menor sea la diferencia de

velocidades entre ellos menores serán las pérdidas en el cobre del rotor (Romero Guarín & Soler Rodríguez, 2017).

Los generadores que trabajan a una baja velocidad son más costosos ya que su estructura debe ser más robusta para compensar la potencia, por ello con el fin de disminuir costos se emplean generadores comerciales de 2- a 4 polos.

Clasificación de las centrales hidroeléctricas

Actualmente, a nivel internacional no existe una clasificación única de referencia basada en la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas, debido a que esta varía en función de los países y las organizaciones. A continuación, en la Tabla 1, se describe la clasificación que adoptó la UPME sugerida por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Tabla 1. Clasificación de centrales hidroeléctricas por capacidad de generación (Bacca García, 2019)

Características	Pico-centrales	Micro-centrales	Mini-centrales	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH)	Centrales hidroeléctricas (CH)
Capacidad Instalada (kW ó MW)	Entre 0,5 y 5 kW	Entre 5 y 50 kW	Entre 50 y 500 Kw	Entre 500 y 10000 kW	> 20 MW
Tipo de operación	A filo de agua	A filo de agua	A filo de agua	A filo de agua	Embalses
Zona de aplicación	Zonas no Interconectadas	Zonas no Interconectadas	Zonas no Interconectadas	Zonas no Interconectadas/ Zonas Interconectadas	Zonas Interconectadas
Planta Típica	Central de 5 kW	Central de 50 kW	Central de 500 kW	Central de 10000kW (10 MW)	Centrales de 20 MW y 600 MW

Asimismo, las PCH's, también pueden ser clasificadas de acuerdo con diferentes parámetros como: potencia, altura, aplicación entre otros. Según la clasificación realizada por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO), las pequeñas centrales hidroeléctricas se pueden clasificar en función de escalas de generación y población objetivo como se evidencia en la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de las PCH's (GIE, 2020)

Tipo	Potencia(kW)	Población Objetivo
Nano o Picocentrales	< 1	Familiar
Microcentrales	1 y 100	Redes eléctricas comunales
Minicentrales	100 y 1000	Varias comunidades
Pequeñas Centrales	1000 y 5000	Pequeñas ciudades

METODOLOGÍA

La evaluación del recurso hidráulico y la selección adecuada de los equipos mecánicos y eléctricos que conformaran la Pequeña Central Hidroeléctrica trae consigo una serie de estudios previos, topográficos, demográficos e hidráulicos del lugar.

1.1 RECONOCIMIENTO DE LA ZONA DE ESTUDIO

1.1.1 Localización

El estudio se llevó a cabo en el distrito de riego Túnel del Iguá, el cual está ubicado en inmediaciones de los municipios de Campoalegre y Hobo a 525 m.s.n.m. en el departamento del Huila y distanciado a 44,5 Km de la ciudad de Neiva, con temperatura media anual de 27°C y, precipitación anual de 1254 mm. La captación del distrito se realiza sobre el margen izquierdo de Río Neiva y el punto de aprovechamiento energético corresponde a las coordenadas proyectadas $X = -75,379315$ $Y = 2,603907$. En la Figura 1, se observa la localización del proyecto.

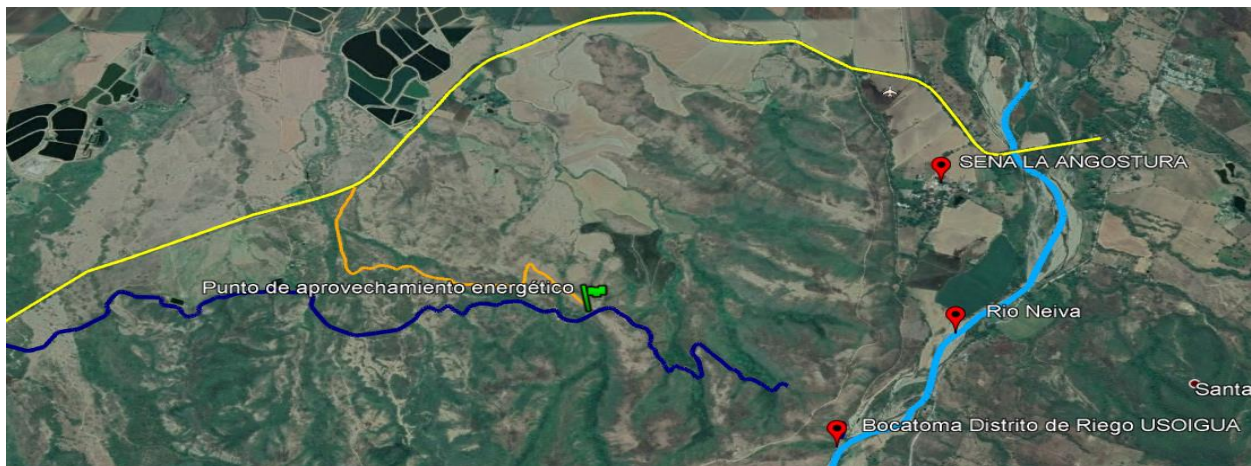


Figura 1. Ubicación geográfica del punto de aprovechamiento energético y vías de acceso, imagen tomada de Google Earth Pro 2020.

1.1.2 Evaluación topográfica

La identificación preliminar del sitio más apto para la implementación de una pequeña central hidroeléctrica (PCH) se realiza a partir de los mapas topográficos, ya que con ellos se puede hacer una primera estimación del salto hidráulico disponible. Una vez seleccionado el sitio, se procede a realizar una medición más precisa de la caída, a través de un levantamiento topográfico, el cual es el método que cuenta con una mayor precisión.

De acuerdo con (Diaz Muñoz, 2016) la altura del salto es un parámetro indispensable para determinar la potencia eléctrica a instalar y la cantidad de energía eléctrica anual que se puede aprovechar del recurso hidráulico. En total se distinguen principalmente tres tipos de saltos hidráulicos (Figura 2):

- Salto bruto disponible (H_b): Es la diferencia de cotas entre el nivel de la cámara de carga y la salida del cono difusor de la turbina.
- Salto útil (H_u): Altura existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el desagüe de la turbina.
- Salto neto (H_n): Diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas por la fricción durante la conducción. Este valor representa la máxima energía que se puede transformar en trabajo en el eje de la turbina.

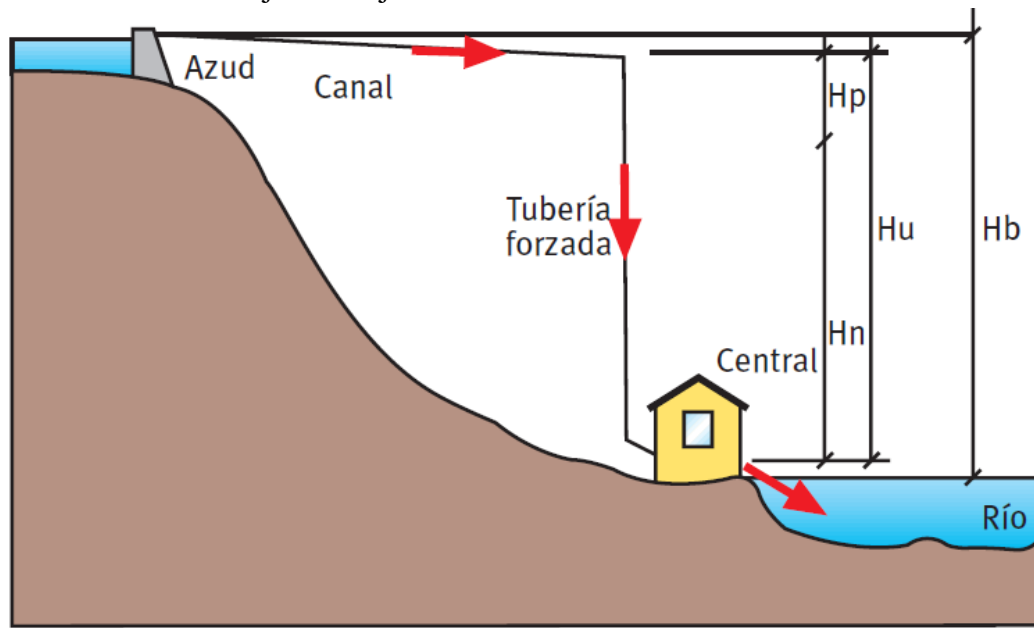


Figura 2. Esquema de los diferentes tipos de saltos hidráulicos (Diaz Muñoz, 2016).

Para el presente estudio se contó con información cartográfica proporcionada por la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM), adicionalmente para la elaboración

de los mapas de distribución y curvas de nivel Anexo 1 (Figuras 23 y 24), se utilizó el software ArcGIS versión 10.3 (licencia Universidad Surcolombiana). En las figuras se representan curvas de nivel e infraestructura hidráulica existente, lo que permite inferir: pendiente y accesibilidad de la PCH.

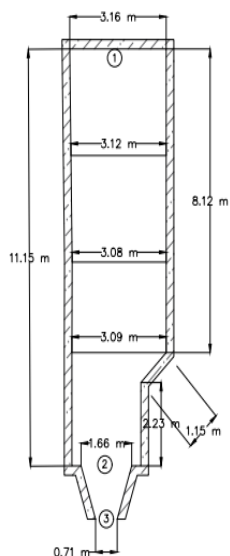
Posterior a la revisión cartográfica, se procedió a realizar el trabajo de campo con el fin de obtener información más precisa, puesto que la caída es un parámetro importante para el diseño del sistema (Castelo & Leon , 2008), como lo es también, la identificación de las condiciones topográficas, hidrológicas y geológicas del sitio seleccionado.

En el lugar previamente seleccionado, se observó un canal revestido (Figura 3) con dimensiones de 0,6 m de ancho, 0,75 m de profundidad y un espesor de 0,25 m (Figura 4). Allí se realizó la medición del salto aprovechable a través del método topográfico de nivelación directa, empleando una estación Nikon NPL 322, obteniendo los datos que se relacionan en la Tabla 3 y en la Figura 5, se evidencia que el salto bruto es de 23,97 m lo que corresponde según la clasificación del alemán Adolf Ludin a un salto de mediana altura (15 m-50 m).

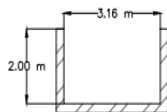


Figura 3. Canal de conducción (Punto de aprovechamiento energético)

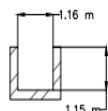
Vista Superior



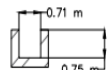
Vista Frontal 1



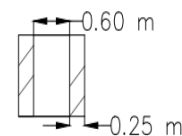
Vista Frontal 2



Vista Frontal 3



Vista Superior



Vista Frontal

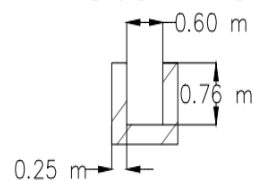


Figura 4. Dimensiones estructura hidráulica

Tabla 3. Cálculo de la pendiente.

Punto	Coordenadas		Elevación (msnm)	Distancia (m)	Pendiente	
	X	Y			m/m	%
Tramo 1	1	779436,374	854032,111	631,873	0,332	33,19
	2	779441,366	854025,628	629,47		
	Delta	779446	854020	627		
Tramo 2	3	779447,632	854017,45	625,994	0,456	45,64
	4	779452,405	854009,239	622,458		
	5	779456,654	854002,115	619,303		
	6	779461,832	853994,355	614,555		
	7	779466,888	853986,758	611,418		
	8	779470,749	853982,589	608,302		
	9	779470,768	853982,167	607,899		

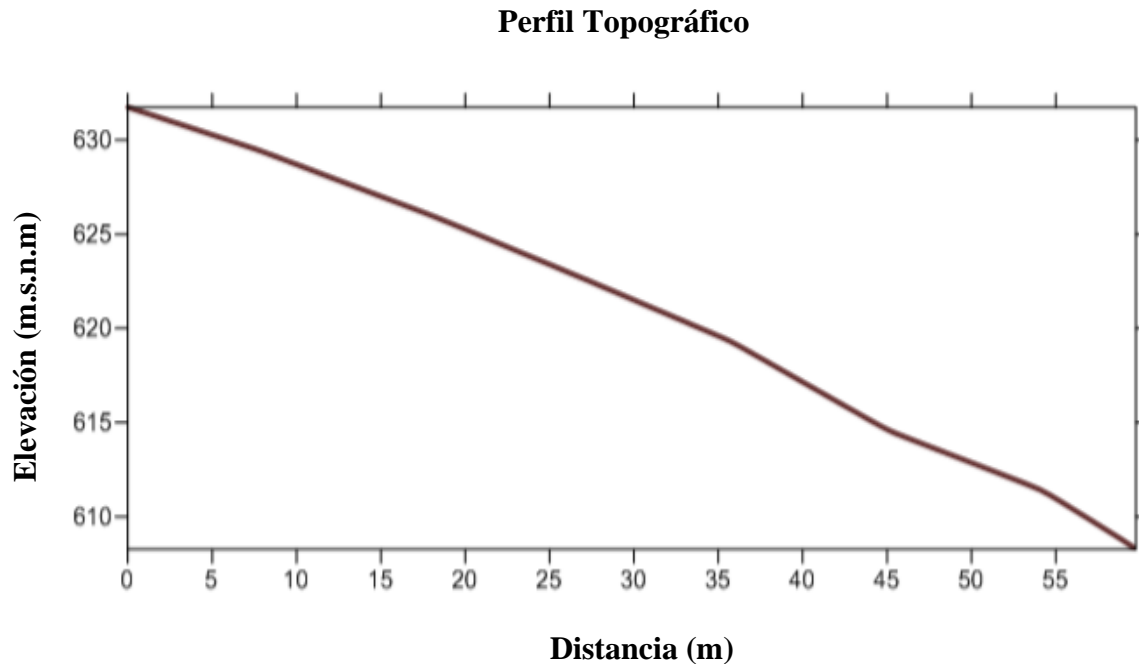


Figura 5. Perfil topográfico

1.2 CARACTERIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para establecer el alcance del proyecto de investigación es necesario caracterizar la población objeto, esto con el fin de conocer las necesidades energéticas de la zona. Saber cuánta energía se necesita y la aceptación del mismo. Por ende, se adelantó una encuesta Anexo 2, cuyo objetivo principal es determinar el consumo y potencia necesaria para la implementación de una pequeña central hidroeléctrica (PCH) en el distrito de riego Túnel del Iguá.

1.2.1 Características y consumo de la zona de estudio

Para determinar el consumo en la zona de influencia del proyecto se evaluaron las condiciones socioeconómicas de la población objeto, así como el tipo de consumo energético que emplean según la actividad que desarrollan. De manera que, el factor determinante es de carácter demográfico (población, número de casas, viviendas sin servicio eléctrico etc.), puesto que se trata de un sector residencial.

La población beneficiaria del distrito de riego Túnel del Iguá se encuentra distribuida entre los municipios de Neiva, Campoalegre y Hobo, tanto en la zona urbana como rural, donde se desarrollan actividades agrícolas, pecuarias y piscícolas. El distrito cuenta con un total de 82 usuarios, el 10% de esta población está conformada por empresas de carácter privado las cuales se ven limitadas a expandirse debido a la falta de suministros energéticos, de ahí que, repercute en el crecimiento económico de la región. En la Figura 6, se presenta la participación por tipo de consumo.

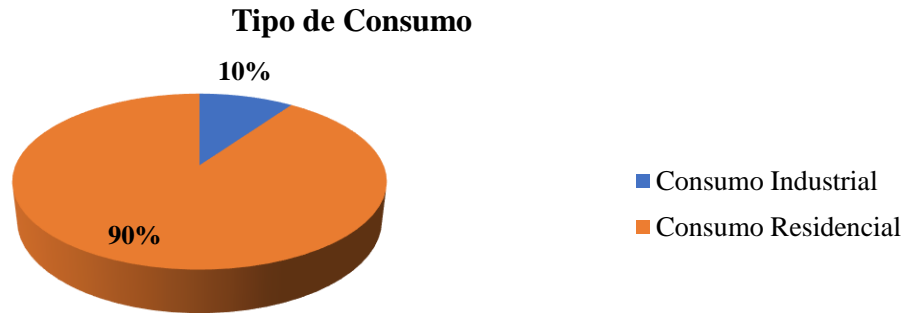


Figura 6. Participación por tipo de consumo de los usuarios del distrito de riego Túnel del Iguá año 2020.

1.2.1.1 Determinación del tamaño de la muestra representativa

Para la aplicación de las encuestas se clasifico la población en dos grupos, el primero conformado por 8 usuarios que han constituido empresas cuyo consumo energético es industrial y el segundo 74 usuarios con consumo residencial. Debido a factores económicos y sociales, se determinó por métodos estadísticos un tamaño óptimo de muestra para una población finita, con un nivel de confianza del 90%, un error del 10% y un muestreo aleatorio simple, el cual se llevó a cabo en Excel, para garantizar una población representativa, donde el único margen de error es el azar.

$$n = \frac{z^2 \cdot N \cdot p \cdot q}{N \cdot E^2 + z^2 \cdot p \cdot q}$$

Dónde:

$z = 1,65$ para un nivel de confianza del 90%

N =Tamaño de la población

p = Variabilidad positiva

q = Variabilidad negativa

E = Error muestral

$$n1 = \frac{1.65^2 \cdot 8 \cdot 0.5 \cdot 0.5}{8 \cdot 0.1^2 + 1.65^2 \cdot 0.5 \cdot 0.5} = 7,25 \approx 7$$

$$n2 = \frac{1.65^2 \cdot 74 \cdot 0.5 \cdot 0.5}{74 \cdot 0.1^2 + 1.65^2 \cdot 0.5 \cdot 0.5} = 35,6 \approx 36$$

A partir de los cálculos anteriores, se estableció un total de 43 encuestas dirigidas a dos tipos de población, empresarial y particular, conformadas por 7 y 36 muestras respectivamente. Se aplicaron formatos diferentes, la encuesta industrial cuenta con 13 ítems y la encuesta a particulares cuenta con 12 ítems como se observa en el Anexo 2 (Figura 25 y 26).

1.3 POTENCIAL ENERGÉTICO DEL CANAL DE RIEGO

1.3.1 RECURSO HÍDRICO

1.3.1.1 Determinación del caudal

Para determinar el caudal disponible en el punto de aprovechamiento energético, se recomienda tener un registro de aforos, el cual es un parámetro importante para efectuar un estudio hidrológico confiable, sin embargo, al no contar con dicha información, fue necesario para la presente investigación, recolectar datos propios a partir de mediciones instantáneas del caudal.

Por consiguiente, debido a la falta de disponibilidad tiempo y recursos, así como también, la contingencia afrontada por el Covid 19, el número de mediciones efectuadas del caudal se vieron limitadas, razón por la cual se realizaron nueve aforos directos. No obstante, lo recomendado es realizar mediciones periódicas mensuales.

Dentro de los métodos de medición de caudal se encuentran: el método de dilución de trazadores, del recipiente, área y velocidad, y el de sección de control (vertedero). En esta investigación se empleó el método de área y velocidad, el cual se basa en el principio de la continuidad. La velocidad se calculó a partir de un objeto flotante ya que las condiciones del canal no permitieron el uso de molinetes u otros tipos de medidores convencionales. Según el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (1997) para un fluido de densidad constante fluyendo a través del área de una sección conocida, el producto del área de la sección por la velocidad media será constante. Los cálculos correspondientes se registraron en el capítulo de resultados y discusión.

$$\text{Área} \times \text{Velocidad media} = Q \text{ caudal (m}^3/\text{s)}$$

1.3.2 ENERGÍA HIDRÁULICA

1.3.2.1 Altura neta de la central

Para determinar la caída neta se empleó la siguiente ecuación, expresada en función de la diferencia entre el salto bruto del aprovechamiento energético y las pérdidas hidráulicas:

$$h_N = h_b - h_{per}$$

Dónde:

- h_N = Caída neta en metros
- h_b = Salto bruto en metros
- h_{per} = Pérdidas hidráulicas

Inicialmente la cantidad de las pérdidas se estimaron alrededor del 5 al 10% del salto bruto (Castro, 2006).

$$h_N \approx 0,9 h_b$$

1.3.2.2 Potencia teórica o bruta del agua

Según Coz et al. (1995) un hidrosistema requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura, conocida como “salto” para producir potencia útil. La potencia útil entregada es la potencia bruta, representada por la siguiente ecuación:

$$P_b = \rho Q g h_b$$

Dónde:

- P_b = Potencia Bruta en W
- h_b = Salto bruto en metros
- Q = Caudal en m^3/s
- ρ = Densidad del agua 1000 kg/m^3
- g = aceleración de la gravedad en m/s^2

Teniendo en cuenta que durante el proceso para la generación de energía se generan algunas pérdidas por efecto de las obras civiles, tubería, turbina, generador, transformador y líneas de transmisión; adoptamos de manera global un rendimiento entre el 50% y 65% como lo indica (Villarrubia, 2016). Por lo tanto, la potencia eléctrica útil del proyecto se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_e = \eta_{\text{global}} P_b$$

1.3.2.3 Potencia nominal de la turbina

De acuerdo con Villarrubia (2016) es la potencia hidráulica a disposición de la turbina, es decir la potencia que el fluido le cede al dispositivo una vez este ha pasado por el mismo. La siguiente ecuación, representa la potencia nominal, expresada en función de la altura neta y caudal nominal.

$$P_n = \rho Q_{\text{turb}} g h_N$$

Dónde:

- P_n = Potencia nominal en W
- h_N = Caída neta en metros
- Q_{turb} = Caudal turbinado en m^3/s
- ρ = Densidad del agua $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$
- g = Aceleración de la gravedad en m/s^2

1.4 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DE LA TURBINA

Para la instalación de una central hidroeléctrica es fundamental una adecuada selección de la turbina hidráulica. Existe una amplia variedad de turbinas y cada tipo dispone de un rango de operación; están condicionadas en función del caudal, de la altura o salto neto, velocidad de rotación y costos en términos de inversión y mantenimiento.

1.4.1 Criterios de selección

1.4.1.1 Caudal y salto neto

Empleando el diagrama de selección de la Figura 7 y la Tabla 4, se hizo una primera aproximación sobre el tipo de turbina más adecuado según las condiciones de salto neto y caudal del aprovechamiento energético. Sin embargo, para seleccionar la más pertinente se analizaron

otros parámetros como: eficiencia, potencia, costo de la turbina y mantenimiento; con el fin de determinar cuál de las opciones es la que más se adapta a las necesidades del proyecto.

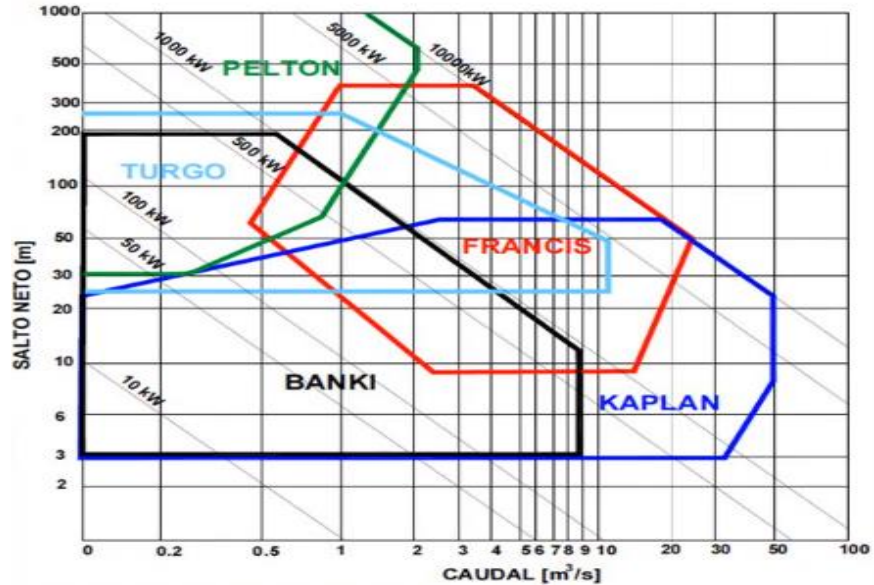


Figura 7. Rango de aplicación de turbinas (Irazusta, 2018)

Tabla 4. Tipo de turbina utilizado en función del salto (Villarrubia, 2016)

	Turbina	Salto (m)
Acción	Pelton	50 - 1300
	Turgo (inyección lateral)	50 - 250
	Michell-Banki (flujo cruzado)	3 - 200
Reacción	Francis	10 - 350
	Kaplan y hélice	2 - 20

1.4.1.2 Eficiencia y potencia

Según Coz et al. (1995), la curva característica de una turbina representa el comportamiento del dispositivo frente a las condiciones variables de servicio. Para determinar la eficiencia y potencia generada de la turbina, se empleó la curva de eficiencia de turbinas hidráulicas (Figura 8).

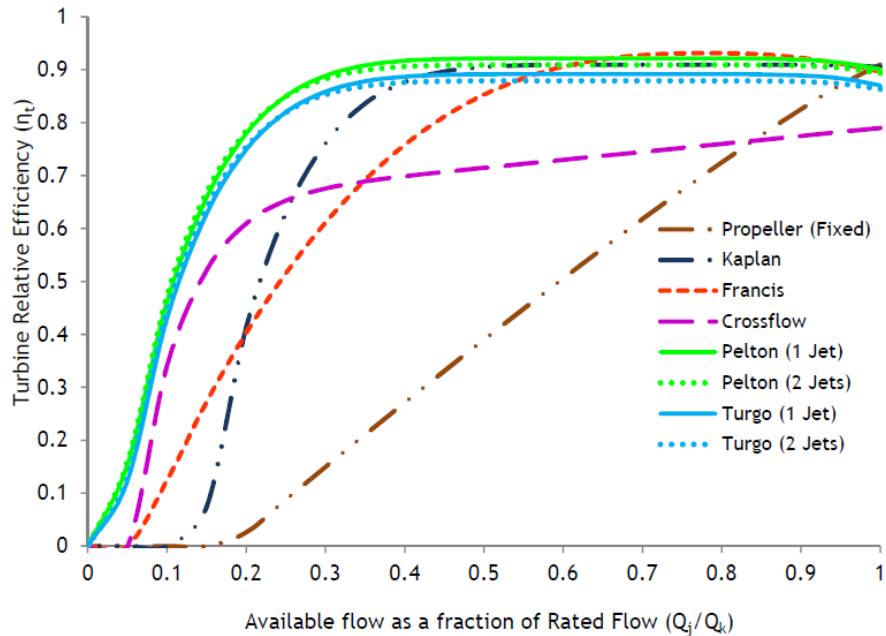


Figura 8. Curva de eficiencia de turbinas (Adejumobi, I. A., & Shobayo, D. I., 2015)

Las curvas de rendimiento se determinaron a partir de la relación entre la potencia útil y la potencia nominal o hidráulica de la turbina.

$$\eta_t = \frac{P_u}{\rho Q_{turb} g h_N} = \frac{P_u}{P_n}$$

Dónde:

- η_t = Rendimiento nominal de la turbina
- P_u = Potencia útil de la turbina en W
- P_n = Potencia nominal de la turbina en W

1.4.1.3 Costo de la Turbina

Con el fin de realizar el análisis económico y conocer las características técnicas del equipo turbogenerador se efectuaron las respectivas cotizaciones de acuerdo con las condiciones socioeconómicas e hidráulicas del sitio.

1.4.1.4 Mantenimiento e instalación

El mantenimiento consiste en la limpieza, engrasado y verificado de los componentes fijos y móviles de la PCH, dichos costos de mantenimiento varían según el tipo de equipos instalados, y el nivel de automatización de la minicentral, sin embargo, los costos de mantenimiento y operación de una turbina Francis son significativamente mayores en comparación con la turbina Michell-Banki según (Gómez Gómez, Palacio Higueta, & Paredes Gutierrez, 2008), dichos gastos se estiman entre el 2 y 5% de la inversión inicial. En cuanto a la instalación de este tipo de turbinas resalta la simplicidad constructiva y operativa de la turbina Banki, la cual además resulta poco afectada por fenómenos como la cavitación y sus materiales se encuentran dentro del mercado nacional, disminuyendo los costos; aun así, la falta de investigación de estas turbinas ha limitado su comercialización por lo que son pocas las PCH construidas con turbinas Michell-Banki.

1.5 DISEÑO DE OBRAS HIDRÁULICAS

Teniendo en cuenta que, la eficiencia de las turbinas viene determinada por parámetros como el caudal, se hace necesario en este tipo de proyectos realizar el diseño de obras hidráulicas y dispositivos de regulación, cuyo objetivo es mantener un volumen constante de agua para los requerimientos de la turbina y evitar la entrada de aire y sedimentos a los equipos de generación.

1.5.1 Tubería de presión

Son tuberías cuyo objetivo es transportar agua a presión desde la cámara de carga hasta la turbina, para seleccionar el material de diseño se debe tener en cuenta parámetros como la presión a la cual estará sometida la tubería, el diámetro, el espesor, las condiciones de mercado, el tipo de unión y costos.

Para realizar el diseño hidráulico de la tubería forzada, primero se determina la presión máxima que debe soportar la misma y a dicho valor aplicarle un factor de seguridad de 1,3 (EPM, 2009), empleando la siguiente ecuación:

$$P = \rho \times g \times H_{\text{máx}}$$

Dónde:

P = Presión máxima

H = Altura del salto (m).

g = Gravedad (m/s²).

ρ = Densidad del agua (1000 kg/m³).

$$P = 1000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times \frac{9,81\text{m}}{\text{s}} \times 23,97\text{m}$$

$$P = 235,14 \text{ kPa}$$

Aplicamos el factor de seguridad:

$$P = 235,14 \text{ kPa} \times 1,3$$

$$P = 305,68 \text{ kPa}$$

$$P = 3,12 \text{ kg/cm}^2$$

Teniendo en cuenta que las pérdidas de carga en tuberías son principalmente por fricción, mediante la ecuación de Manning y suponiendo unas pérdidas de carga del 4% de la altura neta, se puede realizar una aproximación al diámetro requerido.

$$\frac{hf}{L} = 10,3 \times \frac{n^2 Q^2}{D^{5,333}}$$

$$D = \left(\frac{10,3n^2 Q^2 L}{hf} \right)^{0,1875} \quad (m)$$

Dónde:

Q = Caudal nominal (m^3/s)

L = Longitud de la tubería (m)

n = Coeficiente de rugosidad de Manning

hf = Pérdidas por fricción (m)

Por medio de la fórmula de Fahlbusch también se puede determinar el diámetro mínimo de la tubería forzada, a partir, de la relación del caudal con la potencia y la altura.

$$D = 0,52 H^{-0,14} \left(\frac{P}{H} \right)^{0,42}$$

Dónde:

D = Diámetro mínimo (m).

H = Altura del salto (m).

P = Potencia (kW).

Para la selección del diámetro se debe verificar la velocidad máxima, teniendo en cuenta el tipo de material de la tubería forzada Tabla 5.

$$v = \frac{Q}{A}$$

Tabla 5. Velocidades máximas recomendadas para los distintos tipos de tubería (Valdez & Gutierrez Morales , 2005)

Material de la tubería	Velocidad máxima permisible (m/s)
Concreto simple hasta 0.45 m de diámetro	3.0
Concreto reforzado de 0.60 m de diámetro o mayor	3.5
Asbesto-cemento	5.0
Acero galvanizado	5.0
Acero sin revestimiento	5.0
Acero con revestimiento	5.0
Polietileno de alta densidad	5.0
PVC (Policloruro de vinilo)	5.0

El espesor de la pared de un tubo se selecciona teniendo en cuenta parámetros como el tipo de material y su resistencia, la presión interna y el diámetro del tubo. Para determinar el espesor en una tubería de acero empleamos la siguiente ecuación:

$$e = \frac{P_1 D}{2\sigma_f k_f} + e_s$$

Dónde:

e = Espesor de la pared del tubo (mm).

P_1 = Presión hidrostática, teniendo en cuenta el golpe de ariete (kg/cm^2).

D = Diámetro del tubo (mm).

σ_f = Resistencia a la tracción del acero (1200 kg/cm^2).

k_f = Coeficiente en función de la unión (0,9 para uniones soldadas).

e_s = Sobre espesor para tener en cuenta la corrosión (1,5 mm).

1.5.1.1 Golpe de ariete

Este fenómeno es uno de los principales problemas en las instalaciones hidráulicas, se presenta cuando existe una variación de régimen debido al cierre o apertura rápida de una válvula o compuerta, generando un cambio de velocidad en el flujo y como consecuencia un aumento de presión en la tubería la cual supera la presión hidrostática, por ello es necesario tener en cuenta la propagación de esta onda para calcular el espesor de la pared de la tubería, de lo contrario, se podría presentar rotura por sobrepresión o aplastamiento en el tubo, si se comprueba que la tubería

no resiste la presión en el tiempo crítico, es decir, no se cumple el criterio de cierre rápido, se debe diseñar una chimenea de equilibrio, para que contrarreste el efecto.

Para determinar la velocidad de propagación de la onda se emplea la siguiente ecuación (González Casas, 2015).

$$C = \sqrt{\frac{\frac{k}{\rho}}{1 + \left(\frac{k}{E}\right)\left(\frac{D}{e}\right)}}$$

Siendo:

C = Velocidad de propagación de la onda o celeridad del flujo (m/s).

K = Módulo de elasticidad volumétrico del agua (2×10^9 N/m²).

ρ = Densidad del agua (1000 kg/m³).

E = Módulo de elasticidad del acero (160×10^9 N/m²).

D = Diámetro de la tubería (m).

e = Espesor de la tubería (m).

Posteriormente se calcula el período de la tubería, que corresponde al tiempo máximo de reflexión de la onda:

$$T_{crítico} = \frac{2L}{C}$$

Dónde:

T_{crítico} = Tiempo de la onda (s).

C = Velocidad de propagación de la onda (m/s).

L = Longitud de la tubería (m).

El valor de T viene determinado por el tiempo de maniobra de la válvula. Finalmente se comparan los valores de T_{crítico} y T:

Si $T < T_{crítico}$ Cierre rápido, entonces se emplea la ecuación de Michaud para calcular el golpe de ariete:

$$\Delta H = \frac{2 \times L \times v}{g \times T}$$

Si $T \geq T_{crítico}$ Cierre lento, se emplea la ecuación de Allievi:

$$\Delta H = \frac{C \times v}{g}$$

1.5.2 Dique tipo Creager

Son estructuras que se emplean para el represamiento de agua, principalmente para proporcionar el suministro de agua a las comunidades o para labores pecuarias, y en ocasiones se emplea como almacenamiento de agua para la generación de energía hidroeléctrica, además funciona como obra de protección ante posibles crecientes. Generalmente están contruidos en madera, piedra y hormigón armado.

Para el diseño del dique se va a emplear la metodología del perfil Creager creado por el U.S.B.R Bureau, la cual relaciona la carga de velocidad, la carga de diseño y la inclinación del parámetro, por medio de gráficas; a partir de dichos datos se diseña un vertedero tipo Creager el cual tiene como objetivo aumentar el nivel del agua, para asegurar una carga constante sobre la tubería de presión sin producir erosiones ni deterioros en la estructura. Asimismo, también se emplea la estructura para evacuar excedentes que no deben ingresar al sistema y retornarlos nuevamente al canal para evitar pérdidas de caudal.

El dique se va a construir en el canal ampliado, el cual tiene las dimensiones especificadas en la Figura 9. Teniendo en cuenta que el nivel de agua en dicho punto generalmente varía entre los 0,7 m hasta 1,2 m y que la captación se realizará a un costado del canal. Para la tubería de presión es necesario construir un dique que asegure el tirante en la entrada de la misma.

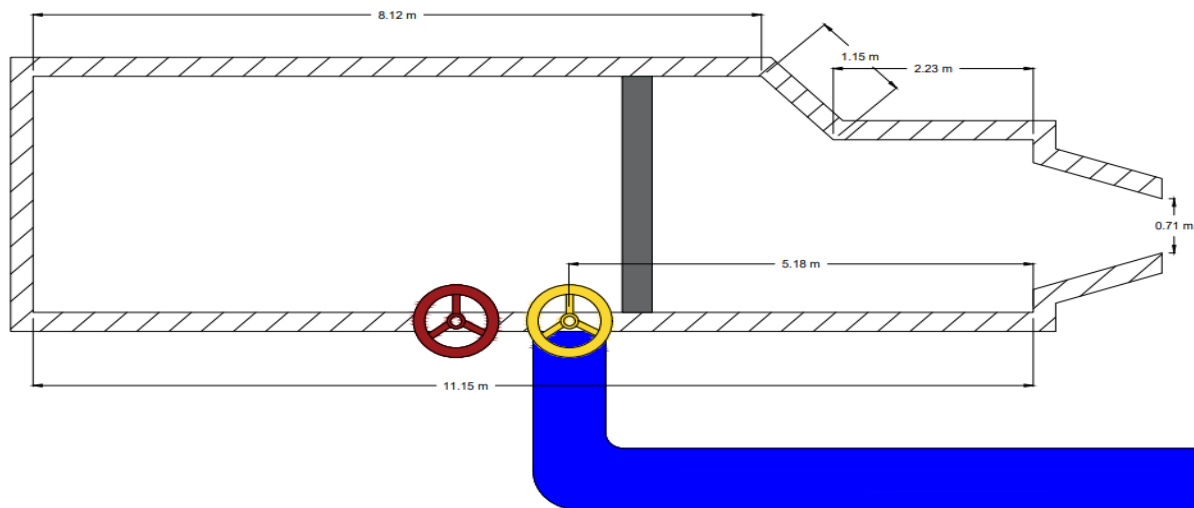


Figura 9. Vista de planta, disposición de la tubería.

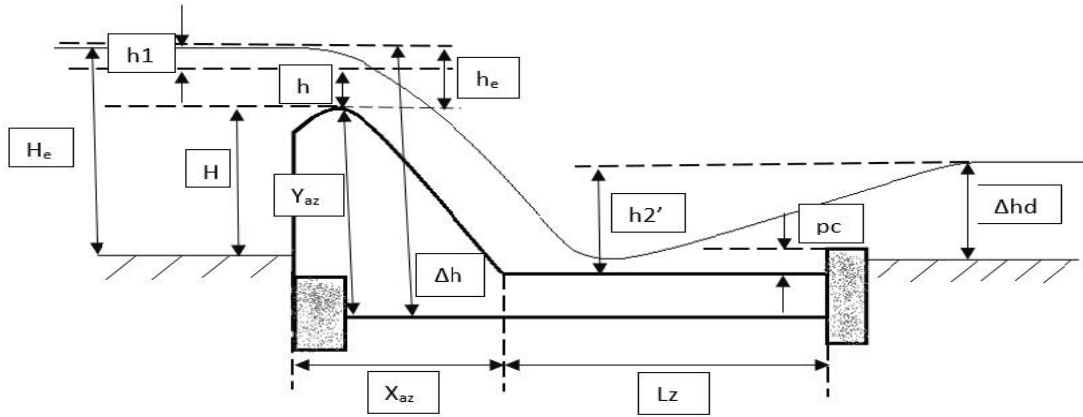


Figura 10. Principales dimensiones de un vertedero tipo Creager.

Primero se determina la carga hidráulica sobre el vertedero a partir de la ecuación general para vertederos:

$$h = \left[\frac{3 \times Q_{\text{máx}}}{2 \times \mu \times b \times \sqrt{2g}} + \left(\frac{v^2}{2g} \right)^{\frac{3}{2}} \right]^{\frac{2}{3}} - \frac{v^2}{2g} \quad (m)$$

Dónde:

h = Carga hidráulica sobre el vertedero (m).

Q_{max} = Caudal máximo (m^3/s).

b = Base (m).

μ = Forma de coronamiento del azud.

v = Velocidad del canal (m/s).

g = Gravedad (m/s^2).

Se calcula la velocidad del agua sobre la cresta del azud:

$$v' = \frac{Q_{\text{máx}}}{bh} \quad \left(\frac{m}{s} \right)$$

Luego se determina la carga energética h_e :

$$h_e = h + \frac{v'^2}{2 \times g} \quad (m)$$

Posteriormente se procede a calcular las otras dimensiones del vertedero Creager:

La altura total sobre el canal H_e :

$$H_e = H + h_e \quad (m)$$

Altura de la caída de agua:

$$\Delta h = 1,2 \times H_e \quad (m)$$

Velocidad de la caída de agua:

$$v_1 = \sqrt{2 \times g \times \Delta h} \quad \left(\frac{m}{s}\right)$$

Caudal unitario de agua sobre el azud:

$$q = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{b} \quad \left(\frac{m^3}{s}/m\right)$$

Altura del agua al final del azud:

$$h_1 = \frac{q}{v_1} \quad (m)$$

Profundidad del colchón:

$$p_c = |H_e - \Delta h - h_1| \quad (m)$$

Cota vertical del azud:

$$Y_{az} = \Delta h - h_1 + h_e \quad (m)$$

Altura del diente al final del zampoteo:

$$e = 0,08 \times h^{2/3} \times H \quad (m)$$

Condiciones de diseño del azud, se debe cumplir que $h_2' > h_2$:

Longitud de la cuenca:

$$L_z = 5 \times (h_2' - h_1) \quad (m)$$

1.5.3 Rejillas

La rejilla se dispone entre el dique y la tubería de presión, con el fin de evitar la entrada de materiales flotantes que puedan obstruir el funcionamiento de la turbina, las rejillas son elaboradas en hierro o acero y apoyadas en vigas del mismo material o de concreto, generalmente de sección rectangular y un ángulo de inclinación de 50 a 55° para facilitar la limpieza manual y de 70 a 76° cuando la limpieza es mecánica, con una separación entre barrotes que varía desde 12 a 30 mm para turbinas Pelton, 40 a 50 mm para las turbinas Francis y hasta 150 mm para grandes turbinas de hélice y un espesor de ½”, ¾” y 1” (Aparicio Díaz, 2017). Por otra parte, para determinar las pérdidas de carga que se producen en la rejilla se emplea la ecuación de Kirschmer, que se describe a continuación:

$$hf = b \left(\frac{t}{s} \right)^{\frac{4}{3}} \times \frac{v^2}{2g} \sin \alpha \quad (m)$$

Dónde:

t = Espesor del barrote

s = Separación entre barros

v = Velocidad de aproximación, por lo general está entre 0,5 y 1,2 m/s y hasta 2,5 m/s en grandes obras.

b = Coeficiente de forma, para pletinas rectangulares b=2,42.

α = Angulo de inclinación de la rejilla.

1.5.4 Válvulas y Compuertas

Con el fin de proteger los equipos de generación, facilitar las labores de mantenimiento y limpieza, evitar el embale de la turbina al desconectar el generador y regular el caudal, se emplean dispositivos como las compuertas temporales o con obturador y las válvulas ya sean de compuerta, mariposa o esférica, por lo general las válvulas se emplean cuando el salto hidráulico es grande, debido a que ofrecen una mayor fiabilidad en comparación con las compuertas, una de las desventajas de las válvulas es que presentan pérdidas de carga elevadas.

1.5.5 Apoyos y anclajes

Son estructuras que se diseñan para contrarrestar las fuerzas de los fluidos y así evitar el movimiento y rotura de la tubería, para ello los apoyos deben soportar su propio peso y el de la tubería llena, sin exceder la capacidad de resistencia del suelo y construirse de tal modo que permita el movimiento longitudinal de la tubería, debido a que los cambios de temperatura generan dilatación en el material; por otro lado, los anclajes fijan la tubería evitando movimientos laterales, por lo general se dispone un anclaje por cada 90 m de tubería (Quintero Betín, 2009). La longitud máxima entre apoyos generalmente varía entre los 6 y 12 metros; según la (Norma UNE 100.152/88) para una tubería de 28 pulgadas el distanciamiento recomendado entre apoyos es de 9 m y en las tuberías de 30 pulgadas un distanciamiento de 10 m.

El peso que debe soportar el apoyo viene dado por la siguiente expresión:

$$F = (W_p + W_w)L \cos \Phi$$

Siendo:

W_p = Peso unitario de la tubería (kN/m).

W_w = Peso del agua por metro de tubería (kN/m).

L = Longitud entre apoyos (m).
Φ = Angulo de la tubería con la horizontal.

1.6 PÉRDIDAS DE CARGA

Las pérdidas de carga se generan principalmente por la fricción del agua contra las paredes de la tubería forzada y los accesorios, tales como rejillas, codos, válvulas, etc.; además de las pérdidas de presión generadas por el golpe de ariete, ocasionando que la turbina no cuente con la altura del salto bruto, y por ende exista una disminución en la potencia generada.

Para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción, se va a emplear la ecuación Hazen-Williams, en la cual se tiene en cuenta un coeficiente que depende del tipo de material de la tubería, además relaciona la longitud y el diámetro, haciendo que a medida que aumente este diámetro, disminuyan las pérdidas de carga.

$$hf = 10,67 \times \left(\frac{Q \left(\frac{m^3}{s} \right)}{C} \right)^{1,852} \times \frac{L (m)}{D^{4,87} (m)}$$

Dónde:

hf: Pérdida de carga (m).

C: Coeficiente Hazen-Williams que depende del material de la tubería (Acero galvanizado 125).

L: Longitud de la tubería (m).

D: Diámetro de la tubería (m).

Q: Caudal (m³/s).

Las pérdidas de carga accidentales o localizadas, solo se pueden determinar de manera experimental, pero para efectos prácticos, se cuenta con unos valores estándar “K” Tabla 6, los cuales se aplican a la siguiente ecuación:

$$h_m = K \times \frac{v^2}{2g}$$

Dónde:

K: Coeficiente que depende del tipo de accidente.

v: Velocidad del flujo (m/s).

g: Aceleración de la gravedad 9,81 m/s².

Tabla 6. Coeficientes de accesorios (CONAGUA, 2002)

Pieza, conexión o dispositivo	K_f	Tee con flujo en línea recta	0.10
Rejilla de entrada	0.80	Tee con flujo en ángulo	1.50
Válvula de pie	3.00	Tee con salida bilateral	1.80
Entrada cuadrada	0.50	Válvula de compuerta abierta	5.00
Entrada abocinada	0.10	Válvula de ángulo abierta	5.00
Entrada de borda o reentrada	1.00	Válvula de globo abierta	10.0
Ampliación gradual	0.30	Válvula alfalfera	2.00
Ampliación brusca	0.20	Válvula de retención	2.50
Reducción gradual	0.25	Boquillas	2.75
Reducción brusca	0.35	Controlador de gasto	2.50
Codo corto de 90°	0.90	Medidor Venturi	2.50
Codo corto de 45°	0.40	Confluencia	0.40
Codo largo de 90°	0.40	Bifurcación	0.10
Codo largo de 45°	0.20	Pequeña derivación	0.03
Codo largo de 22° 30'	0.10	Válvula de mariposa abierta	0.24

1.7 VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio económico tiene como propósito evaluar la rentabilidad de la implementación de una PCH en el distrito de riego Túnel del Iguá, considerando las dos posibilidades planteadas a lo largo de la investigación y así determinar cuál de ellas es la que más se ajusta a las necesidades; además del beneficio económico, también se debe tener en cuenta el beneficio social que representa la implementación de este tipo de proyectos puesto que mejora la calidad de vida y la estructura económica de la comunidad al ampliar la oferta energética de la zona, genera mayores ofertas laborales, reduce el deterioro ambiental y asegura el abastecimiento energético en el distrito.

Los costos de inversión e implementación de la PCH en el Distrito de riego Túnel del Iguá están determinados por cuatro aspectos en particular: el grupo turbogenerador representa aproximadamente el 40% de la inversión, los equipos eléctricos, regulación, control y línea son alrededor del 27%, los costos de ingeniería y dirección de obra con un 8% y finalmente la obra civil con un 25% debido a que la mayor parte de la infraestructura hidráulica ya se encuentra establecida (Martínez Montes, Pina, Ordoñez García, & Alegre Bayo, s.f.); cabe aclarar que para determinar el costo total de la inversión se emplearon estos porcentajes teniendo en cuenta que esta investigación se centró en el estudio del equipo turbogenerador y por lo tanto no se hicieron diseños estructurales ni cotizaciones sobre los otros aspectos. Adicionalmente se deben definir los costos de mantenimiento y reparación para la puesta en marcha del proyecto, los cuales representarían el 4% de la inversión inicial.

Para determinar la producción anual de energía en la PCH, se estimó un tiempo de funcionamiento de 24 y 12 horas al día, con 10 días de mantenimiento en el año, los cuales se

llevarán a cabo cada semestre con una duración de 5 días, teniendo en cuenta que, si se llega a averiar alguna de las partes, este tiempo garantiza que se logre reparar o incluso sustituir la pieza por una nueva; para lo cual se empleó la siguiente ecuación:

$$\text{Energía (kWh)} = P \times t$$

Dónde:

P= Potencia de la turbina (kW).

t= tiempo de operación en horas (h)

1.7.1 Ingresos por venta de energía

Una vez la PCH entra en funcionamiento se produce un ingreso anual hasta la culminación de su vida útil. El ingreso se determina de acuerdo con la venta de energía que se genera cada año y la tarifa por kWh que pagaran los usuarios o la empresa prestadora del servicio en la región.

1.7.2 Aproximación de egresos por pago de energía

Con los valores proporcionados por el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI) Figura 11, se calculó de manera aproximada el costo anual que la población gasta al año en electricidad, esto con el fin de determinar una relación entre lo que los usuarios pagan anualmente y lo que dejarían de pagar por la puesta en marcha de la PCH, sea para suministro de energía a terceros o uso propio del bien.

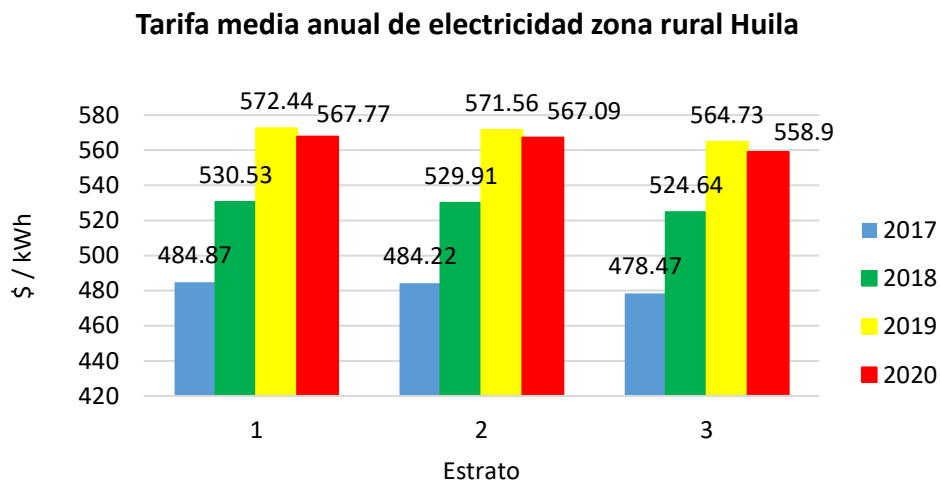


Figura 11. Tarifa media anual de electricidad en la zona rural del departamento del Huila, periodo 2017-2020. Elaboración propia con información de (SUI, 2020)

1.7.3 Estudio económico

Para la elaboración de los flujos de caja, se utilizó información reportada por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE, 2020) para el Índice de Precios al Consumidor (IPC), estableciendo una tasa promedio anual de inflación de 2,5%. Asimismo, se consideró un aumento anual de 1,5% en la tarifa eléctrica. Tasas que se ven reflejadas posteriormente en el flujo de caja correspondiente. Con base en lo anterior, se fijaron 25 años para evaluar el proyecto desde el punto de vista económico.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se presentan los resultados sobre la caracterización socioeconómica, suministro de energía eléctrica y potencial hidráulico del distrito de riego Túnel del Iguá, con base a la información recolectada en campo.

2.1 Datos generales de los usuarios del distrito Túnel del Iguá (Usoigua)



Figura 12. Nivel educativo

La Figura 12, muestra que el distrito de riego Túnel del Iguá tiene una población rural en la que más del 70% de sus usuarios no cuenta con niveles de educación superior, y alrededor del 24% alcanzan estudios de nivel tecnológico o profesional.

2.2 Energía eléctrica población residencial Túnel del Iguá

Con el objetivo de conocer sobre las viviendas con acceso al servicio público de energía en la zona, se realizaron preguntas sobre el consumo mensual de dicho servicio, los resultados se presentan en la Figura 13; A partir de la información se dedujo que tan solo el 3,33% de la población no cuenta con el servicio de energía eléctrica, (cabe resaltar que uno de los hogares potencialmente beneficiarios de este proyecto, se encuentra aproximadamente a 80 metros de la zona de aprovechamiento energético), y el 96,67 % restante se encuentra dentro de sistema interconectado nacional (SIN) o posee otro método de generación de energía eléctrica.

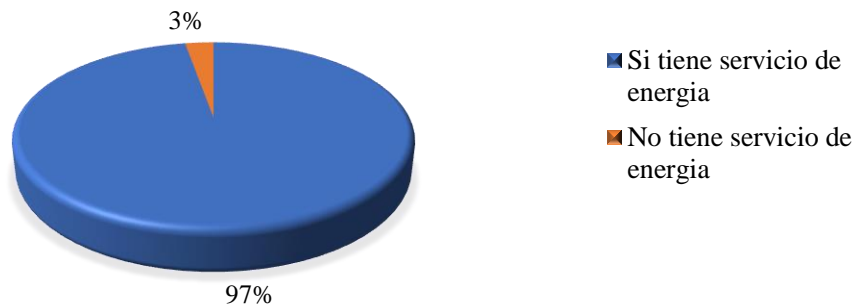


Figura 13. Acceso al servicio público o privado de energía eléctrica en Usoigua

Según la Figura 14, más del 70% de los hogares encuestados tienen un consumo mensual de energía entre 40 a 120 kWh. Por otra parte, se preguntó por el número de personas por vivienda obteniendo como resultado un promedio de 2,77 personas. Este valor es comparable con el determinado en la Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) de 2019 (DANE, 2019) donde el promedio de personas por hogares campesinos es de 3,22 a nivel nacional y 3,32 para el departamento del Huila.

Consumo mensual de energía kWh - Usoigua

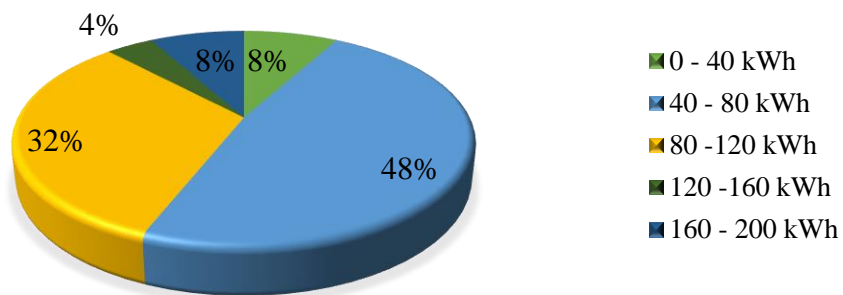


Figura 14. Consumo mensual en kWh.

La Figura 15, muestra los resultados obtenidos para los ítems de carácter cualitativo de las encuestas aplicadas, cuyo objetivo es hacer una caracterización socioeconómica y determinar la perspectiva que tiene la población sobre los proyectos energéticos, especialmente los que provienen de fuentes de energías no convencionales y el nivel de aceptación de estos.

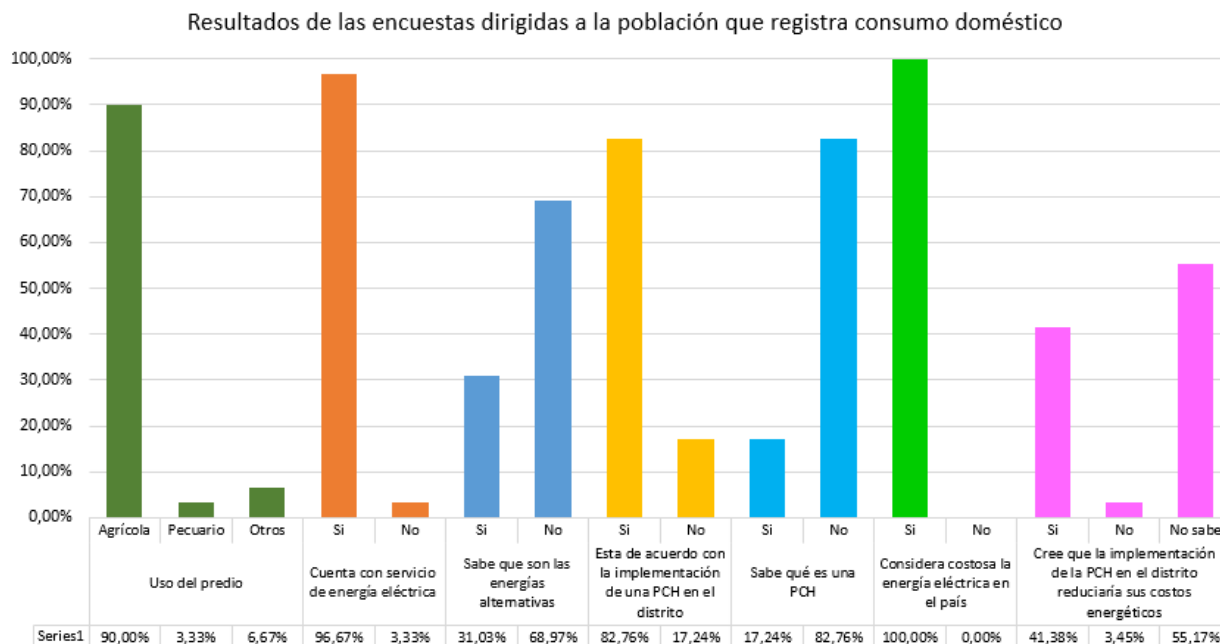


Figura 15. Resultados de las encuestas aplicadas al sector residencial.

En cuanto a las actividades económicas que se llevan a cabo en el distrito se obtuvo que el 90% de la población encuestada se dedican a labores agrícolas entre la que destacan los cultivos de arroz, y el 10 % restante se dedica a labores pecuarias destacándose la ganadería y piscicultura.

También se pudo constatar que la mayor parte de población (68,97%) no tiene conocimiento sobre las energías alternativas, como consecuencia el 82,76% de los encuestados no saben que son las PCH, lo que significa una barrera para la aceptación de este tipo de proyectos, ya que las personas asocian las minicentrales hidroeléctricas con destrucción ambiental; sin embargo, la comunidad en un 82,76% está de acuerdo en la implementación de una PCH, pues la ven como una oportunidad para innovar en el sector energético de la región, y asegurar el abastecimiento de agua en el distrito de riego.

2.3 Requerimiento energético

A continuación, para determinar el consumo de energía eléctrica del distrito de riego, se evaluaron el sector residencial e industrial por separado.

2.3.1 Estimación del consumo residencial por persona

Con el análisis de la información recopilada a través de las encuestas, se puede mencionar que el consumo de energía eléctrica por habitante en el distrito de riego Túnel del Iguá es de **39,8 kWh/mes**, siendo este valor comparable con el registro para el consumo residencial reportado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME, 2018) de 41,6 kWh/mes.

Con el fin de abastecer a los 74 hogares del distrito con aproximadamente 3 integrantes y una demanda horaria promedio por habitante de **55,3 W**; teniendo en cuenta que el requerimiento energético varía en función de las horas y meses del año siendo un valor cambiante a través del tiempo, y conociendo además, que la turbina no va a funcionar con una eficiencia del 100% ni va a trabajar las 24 horas al día por cuestiones de mantenimiento, se hace difícil determinar la curva de duración de potencias para conocer la potencia ideal de la turbina, por lo que además, se deben tener en cuenta otros aspectos tanto técnicos como socioeconómicos, con el fin de garantizar una oferta mensual en la PCH de **8839,15 kWh** como se evidencia en la Tabla 7.

$$\text{Demanda} = 0,0553 \text{ kW} \times 222 \text{ personas}$$

$$\text{Demanda} = 12,28 \text{ kW}$$

$$\text{Consumo} = \text{Demanda} \times \text{Tiempo de duracion de la demanda}$$

Tabla 7. Consumo diario y mensual según el tiempo de duración de la demanda.

Demanda eléctrica horaria (W)	Cantidad de personas	Horas de consumo diarios	Consumo diario (kWh)	Consumo Mensual (kWh)
55,3	222	6	73,66	2209,788
		8	98,21	2946,384
		10	122,77	3682,98
		12	147,32	4419,576
		15	184,15	5524,47
		24	294,64	8839,152

2.3.2 Estimación del consumo industrial

A partir de la información recopilada por medio de las encuestas, se encontró que el 70% de las piscícolas emplea fuentes de energías renovables, de las cuales el 43% corresponde a energía hidroeléctrica y el 28% restante proviene de energía fotovoltaica, como se muestra en la Figura 16. Asimismo, cerca del 29% de la población piscícola emplean motores diésel para el desarrollo de sus actividades.

Fuente de energía eléctrica

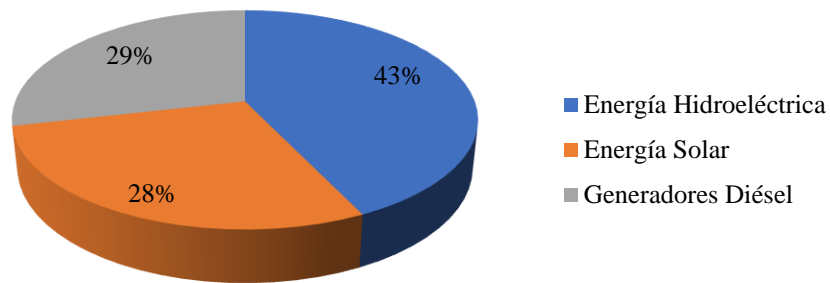


Figura 16. Distribución de las fuentes de energías empleadas por las piscícolas del distrito de riego Túnel del Iguá.

En la Tabla 8, se muestran los resultados de las encuestas aplicadas a las piscícolas, en donde se determinó que esta población tiene un consumo mensual de energía eléctrica de **390500 kWh**, lo que corresponde a un 98% del consumo total de los usuarios del distrito, evidenciando así la importancia de este sector en la economía regional. También se encontraron diferencias significativas en la tarifa de \$/kWh para las tres fuentes de energía, siendo la energía Diésel la más costosa con un valor promedio de \$1.041,67 kWh, seguido por la energía hidroeléctrica \$380kWh y finalmente la energía solar con un costo de \$260 kWh.

Tabla 8. Resultados encuestas población piscícola.

	Fuente de energía eléctrica	Consumo kWh/mes	Costo suministro mensual	Valor promedio kWh
Piscícola Botero S. A	Energía Hidroeléctrica	36600	\$ 6.954.000,00	\$ 380,00
Piscícola La Esmeralda	Energía Hidroeléctrica	206567	\$ 39.247.730,00	\$ 380,00
Piscícola Santa Sofía	Generadores Diésel	5760	\$ 6.000.000,00	\$ 1.041,67
Latinpez Ltda.	Energía Solar	5769	\$ 1.500.000,00	\$ 260,00
Pisci-Mayas Ltda.	Generadores Diésel	28800	\$ 30.000.000,00	\$ 1.041,67
Piscícola Alvarez S.A.S	Energía Hidroeléctrica	103158	\$ 19.600.000,00	\$ 380,00
Megames S.A.S	Energía Solar	3846	\$ 1.000.000,00	\$ 260,00
Total		390500	\$ 104.301.730,00	

2.4 Caudal nominal y salto neto disponible.

A partir del registro de caudales (Tabla 9) y ante la falta de datos, se decidió tomar el caudal mínimo aforado como caudal nominal, recordando que para este tipo de proyectos se sugiere emplear un caudal que esté presente el 80% del año, y con un caudal de 0,858 m³/s se estará garantizando técnicamente el abastecimiento hídrico de la turbina los 365 días del año.

Tabla 9. Cálculo del caudal utilizando la información de los aforos

Aforo No.	Fecha	Ancho (m)	Profundidad (m)	Área (m ²)	Velocidad (m/s)	Caudal (m ³ /s)	Época
1	17 oct 2017	0,6	0,290	0,174	9,71	1,690	Lluvia
2	2 mayo 2019	0,6	0,183	0,110	10,37	1,136	Lluvia
3	7 mayo 2018	0,6	0,184	0,111	8,99	0,995	Lluvia
4	11 sep 2019	0,6	0,320	0,192	7,7	1,478	Estiaje
5	22 ene 2020	0,6	0,260	0,156	8,188	1,277	Estiaje
6	21 feb 2020	0,6	0,169	0,102	8,44	0,858	Estiaje
7	29 feb 2020	0,6	0,290	0,174	9,37	1,630	Estiaje
8	6 Mar 2020	0,6	0,259	0,155	9,236	1,434	Lluvia
9	13 Mar 2020	0,6	0,254	0,152	9,02	1,373	Lluvia

Mediante la nivelación topográfica se obtuvieron las cotas 631,873 y 607,899 lo que corresponde a una altura aprovechable de 23,97 m. Teniendo en cuenta pérdidas de carga del 10% durante la conducción, se calculó el salto neto de la siguiente forma:

$$h_N \approx 0.9 \times 23,97 \text{ m}$$

$$h_N \approx 21,57 \text{ m}$$

Teniendo en cuenta la información de la Tabla 4 para un salto neto de 21,57 m, se recomiendan las turbinas Francis o Michell-Banki.

2.5 Potencia Instalada

Para estimar la potencia bruta generada a partir de las condiciones del proyecto, se tomó el caudal nominal de $0,858 \text{ m}^3/\text{s}$ y salto o altura bruta de $23,97 \text{ m}$. Se obtiene que el aprovechamiento permite disponer de una potencia bruta de $201,75 \text{ kW}$.

$$P_b = [(10^3 \text{ kg/m}^3) \times (0,858 \text{ m}^3/\text{s}) \times (9,81 \text{ m/s}^2) \times (23,97 \text{ m})]$$

$$P_b = 201755 \text{ W} = 201,75 \text{ kW}$$

La potencia eléctrica útil del proyecto, se calculó teniendo en cuenta una eficiencia del 50%

$$P_e = 0.5 \times 201,75 \text{ kW}$$

$$P_e = 100,87 \text{ kW}$$

Finalmente, con los cálculos anteriormente realizados se determinó la potencia nominal de la turbina.

$$P_n = [(10^3 \text{ kg/m}^3) \times (0,858 \text{ m}^3/\text{s}) \times (9,81 \text{ m/s}^2) \times (21,57 \text{ m})]$$

$$P_N = 181554,26 \text{ W} = 181,55 \text{ kW}$$

Con los datos de salto neto y caudal calculados: $h_n = 21,57 \text{ m}$; $Q = 0,858 \text{ m}^3/\text{s}$, aplicando el diagrama de selección de la Figura 9, se obtiene en una primera aproximación que los tipos de turbinas más adecuados son Michell Banki o Francis. Con la figura se ratifica que la potencia se encuentra alrededor de 181 kW , tal como se ha obtenido en el cálculo. En una primera instancia, se tienen dos alternativas, una Michell Banki y otra Francis.

En las Tablas 10 y 11, se observa la información más relevante sobre las características técnicas de las turbinas analizadas a lo largo de esta investigación, donde se destaca la portabilidad, modularidad y fácil mantenimiento de la turbina tipo Michell-Banki.

Tabla 10. Ventajas y desventajas ofrecidas por turbinas Francis y Banki.

VENTAJAS		DESVENTAJAS
Francis		
<ul style="list-style-type: none"> • Bajas pérdidas hidráulicas. • Alta eficiencia. • Alta velocidad específica. • Bajos costos en acoplamiento con el generador. • Opera a grandes rangos de alturas y caudales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas de cavitación. • Bajo rendimiento a cargas parciales. • Alto desgaste de erosión por su geometría. • Su aplicación está limitada a velocidades específicas medias 	
Michell-Banki (flujo cruzado)		
<ul style="list-style-type: none"> • Diseño y construcción relativamente sencilla, pocas piezas móviles. Facilita el mantenimiento, sencilla instalación, bajos costos de obra. • Más económica que los demás tipos de turbinas utilizadas en PCH. Permite fabricación local. • Se obtienen eficiencias al rededor del 80 % genera potencias hasta 1000kW. • Se utiliza principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia (65-84%) con respecto a las demás turbinas. • Bajos eficiencias a potencias superiores a 1000kW 	

Tabla 11. Características generales de acuerdo con cada tipo de turbina (Coz et al., 1995).

Turbina	Inventor y año de patente	Ns ¹ (rpm)	Q (m ³ /s)	H (m)	P (kW)	η ² máx. %
Michell-Banki	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung) 1917-1919 F. Ossberger (Alemania) 1933	40 - 160	0,025 - 5	1 - 50 (200)	1 -750	82
Francis	James Francis (G. Bretaña) 1848	L ³ : 60 - 150 N ⁴ : 150 - 250 R ⁵ : 250 - 400	1 - 500	2 - 750	2 - 750000	92

A continuación, con base en los cálculos obtenidos anteriormente se presentan los resultados sobre los criterios de selección, obras hidráulicas y pérdidas de carga.

¹ Ns: Velocidad de sincronismo (específica)

² η: Eficiencia

³ L: Lento

⁴ N: Normal

⁵ R: Rápido

2.6 Costos de la Turbina

Con los resultados obtenidos, se realizó la cotización de las turbinas Michell-Banki y Francis para un caudal turbinable de 0,858 m³/s, a la empresa “Multiservicios MC ingeniería s.a.s”. Las especificaciones técnicas se evidencian en las Tablas 12 y 13.

Tabla 12. Especificaciones técnicas y precio de la turbina tipo Francis de 170 kW (Multiservicios MC ingeniería s.a.s, Cotización turbina 170 kW/h, 2020)

Datos técnicos:			
Turbina tipo Francis			
Unidades	pza.	1	
Salto Neto	Hn	21,57	m
Caudal nominal	Qn	0,858	m ³ /s
Potencia de la turbina	Pt	170	kW
Diámetro de admisión	DN	800	mm
Rodete	Elaborado en acero al carbono, de eje horizontal montado en dos chumaceras, acoplado al alternador por medio de bandas y poleas.		
Distribuidor	Material acero al carbono, protegido contra corrosión mediante pintura epóxica y poliuretano.		
Generador 170 kW			
Unidades	pza.	1	
Tipo	-	Sincrónico trifásico	
Potencia nominal	Pn	170	kW
Tensión nominal	-	220/440	V
Frecuencia	-	60	Hz
Velocidad nominal	-	1800	rpm
Chasis	Elaborado en acero, para anclar en la casa de máquinas.		
Regulador de velocidad	Tipo electrónico, de carga constante con un sistema de lastre que consiste en un sistema de resistencias sumergidas en agua.		
Tablero metálico de control	Medidor de frecuencia y voltaje.		
Precio del conjunto Turbina Francis-Generador 170 kW (incluye regulador de velocidad y voltaje, manual de: mantenimiento, montaje y operación)			
\$ 295.000.000 COP + IVA			

Tabla 13. Especificaciones técnicas y precio de la turbina tipo Banki de 160 kW (Multiservicios MC ingeniería s.a.s, Cotización turbina 160 kW/h, 2021).

Datos técnicos:			
Turbina tipo BANKI			
Unidades	pza.	1	
Salto Neto	Hn	21,57	m
Caudal nominal	Qn	0,858	m ³ /s
Potencia de la turbina	Pt	160	kW
Diámetro de admisión	DN	700	mm
Velocidad de diseño	V	400	rpm
Rodete	Elaborado en acero al carbono, de eje horizontal montado en dos chumaceras de grasa, acoplado al alternador por medio de bandas y poleas.		
Estructura	Material acero al carbono, protegido contra corrosión mediante pintura electroestática.		
Generador 160 kW			
Unidades	pza.	1	
Tipo	-	Sincrónico con AVR	
Potencia nominal	Pn	160	kW
Tensión nominal	-	110/220	V
Frecuencia	-	60	Hz
Velocidad nominal	-	1800	rpm
Chasis	Elaborado en acero, para anclar en la casa de máquinas.		
Regulador de velocidad	Tipo electrónico, de carga constante con un sistema de lastre que consiste en un sistema de resistencias sumergidas en agua.		
Tablero metálico de control	Medidor de frecuencia y voltaje.		
Precio del conjunto Turbina Banki-Generador 160 kW (incluye regulador de velocidad y voltaje, manual de: mantenimiento, montaje y operación)			
\$ 262.000.000 COP + IVA			

2.7 Eficiencia y Potencia de las turbinas

La eficiencia y potencia generada de las turbinas Francis y Michell-Banki (Crossflow), se determinó a partir de la curva de eficiencia de turbinas hidráulicas (Figura 8) ajustando los valores de acuerdo con la variación de condiciones de flujo teniendo en cuenta que la altura permanece constante, la potencia se calculó asumiendo un caudal nominal de 0,858 m³/s. En las Tablas 14 y

15, se encuentran los respectivos cálculos, donde se evidencia una mayor eficiencia en las turbinas tipo Francis, aunque la turbina Michell-Banki funciona mejor en condiciones donde el caudal disponible difiere significativamente del caudal nominal. Adicionalmente, es importante aclarar que se emplearon las eficiencias generales para este tipo de turbinas, sin embargo, dichos valores pueden variar dependiendo del fabricante.

Tabla 14. Relación entre la potencia y eficiencia de la turbina Francis para un caudal de equipamiento de 0.858 m³/s

Relación entre el caudal nominal y el caudal disponible Qd/Qn	Q (m ³ /s)	Caída neta (m)	Eficiencia Turbina Francis (ηt)	Potencia Generada (kW)
0,1	0,086	21,57	0,13	2,36
0,2	0,172	21,57	0,4	14,52
0,3	0,257	21,57	0,58	31,59
0,4	0,343	21,57	0,77	55,92
0,5	0,429	21,57	0,86	78,07
0,6	0,515	21,57	0,9	98,04
0,7	0,601	21,57	0,92	116,92
0,8	0,686	21,57	0,92	133,62
0,9	0,772	21,57	0,93	151,96
1	0,858	21,57	0,94	170,66

Tabla 15. Relación entre la potencia y eficiencia de la turbina Michell-Banki para un caudal de equipamiento de 0.858 m³/s

Relación entre el caudal nominal y el caudal disponible Qd/Qn	Q (m ³ /s)	Caída neta (m)	Eficiencia Turbina Michell-Banki (ηt)	Potencia Generada (kW)
0,1	0,086	21,57	0,38	6,90
0,2	0,172	21,57	0,63	22,88
0,3	0,257	21,57	0,7	38,13
0,4	0,343	21,57	0,73	53,01
0,5	0,429	21,57	0,75	68,08
0,6	0,515	21,57	0,76	82,79
0,7	0,601	21,57	0,77	97,86
0,8	0,686	21,57	0,79	114,74
0,9	0,772	21,57	0,83	135,62
1	0,858	21,57	0,88	159,77

2.8 Obras hidráulicas

A continuación, se presentan los resultados del diseño hidráulico para la turbina Michell-Banki de 160 kW y turbina Francis de 170 kW.

Los cálculos del diámetro de la tubería se registraron en la Tabla 16.

Tabla 16. Características de la tubería para turbina Francis de 170 kW y Michell-Banki de 160 kW.

Parámetro		Unidades	Francis	Michell-Banki
Caudal	Q	m ³ /s	0,858	0,858
Altura del salto neto	H	M	21,57	21,57
Presión hidrostática	P ₁	kg/cm ²	3,12	3,12
Longitud de la tubería	L	M	62	62
Coefficiente de rugosidad para el acero	n	-	0,012	0,012
Diámetro de la tubería de presión Manning	D	Mm	620	620
Diámetro de la tubería de presión Fahlbusch	D	Mm	805	785
Diámetro comercial mínimo de la tubería de presión sugerido por el fabricante de la turbina	D	Mm	800	660
Espesor de la tubería	e	Mm	2,65	2,51
Velocidad máxima	v	m/s	1,71	2,51

Considerando que la velocidad del flujo debe encontrarse dentro de los siguientes rangos de 1 m/s a 3 m/s; se determinó que, utilizando el diámetro mínimo recomendado por el fabricante de 800 mm, se cumple con el criterio de la velocidad para la turbina Francis de 170 kW, asegurando de este modo la vida útil de la tubería.

En el caso de la turbina Michell-Banki, de acuerdo con los resultados arrojados por las ecuaciones de Manning y Fahlbusch se puede inferir que el diámetro comercial de la tubería debe ser de 700 mm (28 pulgadas) para asegurar una velocidad de 2,23 m/s, y cumplir de este modo con las características técnicas, puesto que con un diámetro de 660 mm (Tabla 16) la velocidad podría ocasionar futuros problemas en la conducción.

Por lo tanto, se sugiere emplear tubería en acero de cédula 10, Grado A de 28 pulgadas con un espesor de 7,92 mm y un peso de 137,42 kg/m, el cual va a garantizar una resistencia de 22 kg/cm² para la turbina Michell-Banki; de igual forma para la tubería de 30 pulgadas de la turbina Francis se va a utilizar el mismo material y calibre, la cual cuenta con un espesor de 7,92 mm y un peso de 147,36 kg/m y al ser de Grado A tiene una resistencia de 18 kg/cm², superior a la de 3,12 kg/cm², por lo tanto estas tuberías no presentarán ninguna falla por sobrepresión.

Al comparar los resultados del diámetro de la tubería forzada, se observan diferencias al tener en cuenta que la cantidad de caudal transportado es el mismo. Dicho diámetro se relaciona inversamente con las pérdidas, presentándose menores pérdidas por conducción en tuberías de mayor diámetro. Asimismo, al relacionar el costo de la tubería respecto al diámetro, se encontró que cuanto mayor sea este, el valor de la tubería se incrementa. Por lo tanto, el tamaño de la tubería es un aspecto clave al momento de seleccionar el equipo turbogenerador.

Los cálculos para el golpe de ariete se registraron en la Tabla 17.

Tabla 17. Golpe de ariete para tubería de 30 pulgadas y 28 pulgadas.

Parámetros		Unidades	Turbina Fracis	Turbina Michell-Banki
Diámetro de la tubería	D	m	0,8	0,7
Longitud de la tubería	L	m	62	62
Espesor de la tubería	E	mm	2,65	2,51
Velocidad	V	m/s	1,71	2,23
Altura del salto neto	H_n	m	21,57	21,57
Tiempo de maniobra de la válvula	T	s	20	20
Velocidad de propagación de la onda	C	m/s	647,28	667,70
Tiempo de reflexión de la onda	$T_{crítico}$	s	0,19	0,186
Como $T_{crítico} < T$, se trata de un cierre lento, por ende, se debe emplear la ecuación de Michaud para determinar el golpe de ariete				
Golpe de Ariete	ΔH	m	1,08	1,41

Por otro lado, con el fin de evitar el arrastre de sedimentos se establece una altura entre el fondo del canal y la cota de la tubería de 0,2 m y una altura para prevenir la cavitación que oscila entre 0,5D y 1,5D. Sin embargo, debido a las condiciones del tirante del fluido la tubería no cumple con el criterio de altura de cavitación (Figura 17), por lo anterior se recomienda la instalación de válvulas de aire.

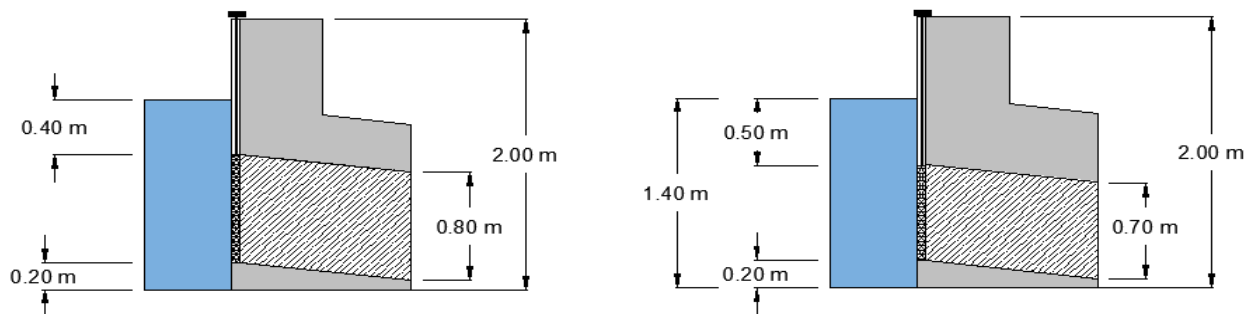


Figura 17. Vista longitudinal nivel de agua y tuberías de 30" (800 mm) y 28" (700 mm)

A continuación, en la Tabla 18 se presentan las especificaciones para el diseño del dique tipo Creager y posteriormente los cálculos para el perfil de este.

Tabla 18. Especificaciones para el diseño del dique tipo Creager.

Especificación	Abreviatura	Valor	Unidad
Caudal Máximo	Q _{máx}	2	m ³ /s
Caudal Mínimo	Q _{min}	0,858	m ³ /s
Caudal de diseño	Q _d	1,6	m ³ /s
Velocidad del canal	V	0,7	m/s
Base	b	3,1	m
Altura	H	1,4	m
Longitud del vertedero	L _v	3,1	m
Altura aguas abajo del vertedero	Δhd	0,5	m
Forma de coronamiento del azud	μ	0,75	-
Gravedad	G	9,81	m/s ²

$$h = \left[\frac{3 \times 2 \text{ m}^3/\text{s}}{2 \times 0,75 \times 3,1 \text{ m} \times \sqrt{2 \times 9,81 \text{ m}/\text{s}^2}} + \left(\frac{0,7^2}{2 \times 9,81 \text{ m}/\text{s}^2} \right)^{\frac{3}{2}} \right]^{\frac{2}{3}} - \frac{0,7^2}{2 \times 9,81 \text{ m}/\text{s}^2}$$

$$h = 0,418 \text{ m}$$

$$v' = \frac{2 \text{ m}^3/\text{s}}{3,1 \text{ m} \times 0,418 \text{ m}} \rightarrow \rightarrow \rightarrow v' = 1,54 \text{ m/s}$$

$$h_e = 0,418 + \frac{\left(1,54 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2 \times 9,81 \text{ m}/\text{s}^2} \rightarrow \rightarrow \rightarrow h_e = 0,54 \text{ m}$$

Las coordenadas del azud se establecieron a partir de unos parámetros adimensionales Tabla 19 para una lámina de agua de 1 m de espesor, los cuales se adaptaron para la carga energética de 0,54 m y en la Figura 18 se observan las curvas generadas por el perfil.

Tabla 19. Coordenadas para perfil Creager de 0,54 m de carga.

Parámetros adimensionales				Perfil para h _c : 0,54 m			
x	Y Vertedero	Ordenada del azud	Y superficie libre	x	Lámina Vertedero	Ordenada del azud	Lámina Superior
0	0,126	0,126	-0,831	0,000	0,068	0,068	-0,448
0,1	0,036	0,036	-0,803	0,054	0,019	0,019	-0,433

0,2	0,07	0,07	-0,772	0,108	0,038	0,038	-0,417
0,3	0	0	-0,74	0,162	0,000	0,000	-0,399
0,4	0,07	0,07	-0,702	0,216	0,038	0,038	-0,379
0,6	0,06	0,063	-0,62	0,324	0,032	0,034	-0,335
0,8	0,142	0,153	-0,511	0,432	0,077	0,083	-0,276
1	0,257	0,267	-0,38	0,540	0,139	0,144	-0,205
1,2	0,397	0,41	-0,219	0,648	0,214	0,221	-0,118
1,4	0,565	0,59	-0,03	0,755	0,305	0,318	-0,016
1,7	0,87	0,92	0,305	0,917	0,469	0,496	0,165
2	1,22	1,31	0,693	1,079	0,658	0,707	0,374
2,5	1,96	2,1	1,5	1,349	1,058	1,133	0,809
3	2,82	3,11	2,5	1,619	1,522	1,678	1,349
3,5	3,82	4,26	3,66	1,889	2,061	2,299	1,975
4	4,93	5,61	5	2,158	2,660	3,027	2,698
4,5	6,22	7,15	6,54	2,428	3,356	3,858	3,529

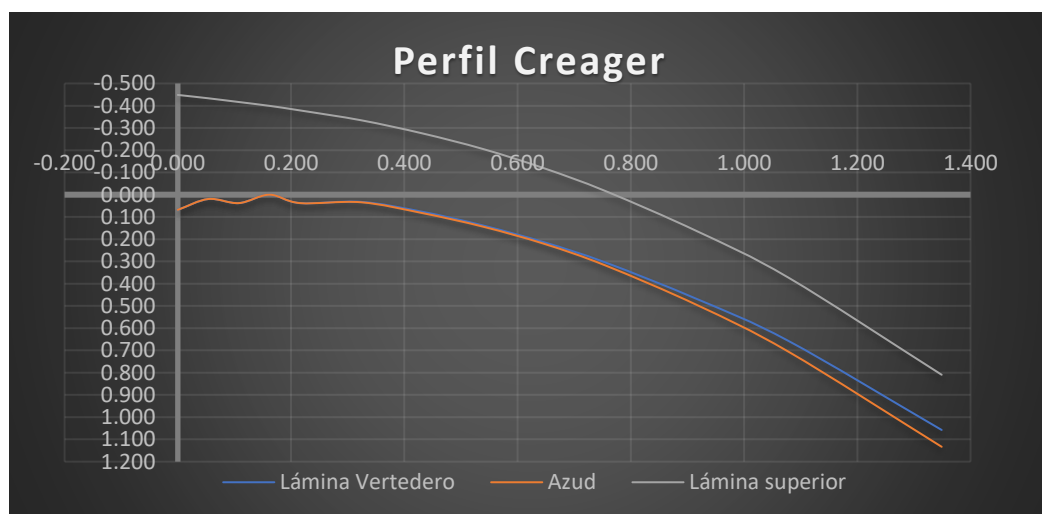


Figura 18. Perfil Creager

$$H_e = 1,4m + 0,54m \rightarrow \rightarrow H_e = 1,94 m$$

$$\Delta h = 1,2 \times 1,94m \rightarrow \rightarrow \Delta h = 2,33 m$$

$$v1 = \sqrt{2 \times 9,81m/s^2 \times 2,33m} \rightarrow \rightarrow v1 = 6,76 m/s$$

$$q = \frac{2 m^3/s}{3,1 m} \rightarrow \rightarrow q = 0,64 \frac{m^3}{s} / m$$

$$h_1 = \frac{0,64 \frac{m^3}{s} / m}{6,76 m/s} \rightarrow \rightarrow \rightarrow h_1 = 0,095 m$$

$$pc = |1,94 m - 2,33 m - 0,095 m| \rightarrow \rightarrow \rightarrow pc = 0,485 m$$

$$Y_{az} = 2,33 m - 0,095 m + 0,54 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow Y_{az} = 2,77 m$$

$$X_{az} = 1,93 m$$

$$e = 0,08 \times (0,418 m)^{2/3} \times 1,4 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow e = 0,063 m$$

$$h_2 = \frac{0,45 \times q}{\sqrt{h_1}} \rightarrow \rightarrow \rightarrow h_2 = \frac{0,45 \times 0,64 \frac{m^3}{s} / m}{\sqrt{0,095 m}} \rightarrow \rightarrow \rightarrow h_2 = 0,93 m$$

$$h'_2 = pc + \Delta hd \rightarrow \rightarrow \rightarrow h'_2 = 0,485 m + 0,50 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow h'_2 = 0,985 m$$

$$0,985 m > 0,93 m$$

Por lo tanto, la condición de diseño será 0,985 m.

$$Lz = 5 \times (0,985 m - 0,095 m) \rightarrow \rightarrow \rightarrow Lz = 4,45 m$$

Esta metodología tiene en cuenta parámetros estructurales para su diseño haciéndola más fiable, aunque aumenta el costo de la inversión al ser una obra tan robusta. En la Figura 19, se observan los resultados para el vertedero tipo Creager.

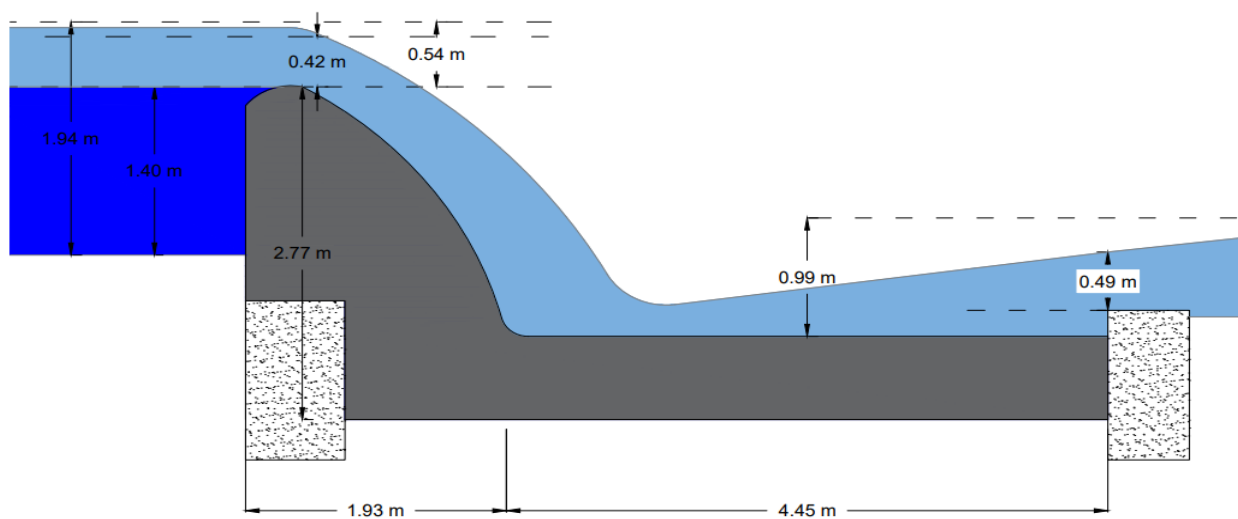


Figura 19. Vista lateral, dimensiones vertedero tipo Creager.

En la Tabla 20, se consignaron los cálculos de rejillas para las turbinas Francis y Banki.

Tabla 20. Cálculo de rejillas

Parámetro		Unidades	Francis	Michell-Banki
Caudal	Q	m ³ /s	0,858	0,858
Longitud de la rejilla	Lt	m	1	1
Ancho de la rejilla	B	m	2	2
Espesor del barrote	t	mm	25,4	25,4
Separación entre barros	s	mm	50	25
Número de espacios en la rejilla	Nsp	-	14	21
Número de varillas en la rejilla	Nvar	-	13	20
Angulo de inclinación de la rejilla	α	°	50	50
Velocidad de aproximación	v	m/s	1,2	1,2
Pérdidas de carga en la rejilla	hf	m	0,055	0,14

Se va a disponer de una válvula de admisión a la turbina tipo mariposa en acero inoxidable, de accionamiento manual y una compuerta vertical plana en la entrada de la tubería de presión, la cual estará elaborada en acero y será accionada manualmente, con las siguientes dimensiones (Tabla 21).

Tabla 21. Valores de válvula y compuerta para turbina Francis de 170 kW y Michell-Banki de 160 kW.

Parámetros		Unidades	Francis	Michell-Banki
Válvula tipo mariposa	Dn	mm	800	700
Altura del nivel del tirante, aguas arriba de la compuerta	H	m	1,4	1,4
Ancho de la compuerta	b	m	1	0,9
Altura de la compuerta	h	m	1,2	1,1
Abertura de la compuerta, medida desde el fondo del canal	a	m	1,4	1,4

Los cálculos para los apoyos y anclajes se observan en la Tabla 22.

Tabla 22. Características de los apoyos y anclajes

Parámetro		Unidades	Francis	Michell-Banki
Diámetro de la tubería	D	m	0,8	0,7
Peso unitario de la tubería llena de agua	P	Kg/m	650	522,26
Peso unitario de la tubería	W_p	kN/m	1,44	1,35
Peso del agua por metro de tubería	W_w	kN/m	4,93	3,77
Angulo de la tubería con la horizontal	Φ	°	23,19	23,19
Longitud entre apoyos	L	m	10	9
Peso que debe soportar el apoyo	F	kN	58,55	42,36

2.9 Pérdidas de carga

Las pérdidas de carga por fricción se registraron en la Tabla 23.

Tabla 23. Pérdidas de carga por fricción tubería de 30 y 28 pulgadas

Ítem	Tubería D: 800 mm	Tubería D: 700mm
Velocidad del fluido (m/s)	1,71	2,23
Longitud de la tubería (m)	62	62
Pérdidas de carga por fricción hf (m)	0,19	0,37

Las pérdidas de carga generadas por accesorios se encuentran en la Tabla 24, para los dos diámetros de tuberías que se emplearían en las turbinas seleccionadas.

Tabla 24. Pérdidas de carga por accesorios para tubería de 30 y 28 pulgadas

Ítem	Tubería D: 800 mm	Tubería D: 700mm
Velocidad del fluido (m/s)	1,71	2,23
Reducción brusca (m)	0,05	0,09
Pérdidas de carga por Válvula mariposa (m)	1,49	2,53
Pérdidas de carga por codo largo de 90° (m)	0,06	0,10

Para el cálculo de las pérdidas de carga por válvula mariposa, se empleó un coeficiente de resistencia $K=10$, esto con el fin de maximizar las pérdidas y de esta manera garantizar el correcto funcionamiento de la PCH aún en condiciones críticas de presión.

Las pérdidas totales en la tubería forzada son las siguientes:

$$\sum hf = hf + hm + \Delta H + hr$$

Dónde:

hf = Pérdidas por fricción en la tubería (m).

hm = Pérdidas de carga localizadas (m).

ΔH =Golpe de ariete (m).

hr = Pérdidas de carga en la rejilla (m).

$$\sum hf_{D800} = 0,19 m + 1,6 m + 1,08 m + 0,055 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow \sum hf_{D800} = 2,925 m$$

$$\sum hf_{D700} = 0,37 m + 2,72 m + 1,41 m + 0,14 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow \sum hf_{D700} = 4,64 m$$

Finalmente se calcula la altura neta real:

$$Hn = Hb - \sum hf$$

$$Hn_{D800} = 23,97 m - 2,925 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow Hn_{D800} = 21,045 m$$

$$Hn_{D700} = 23,97 m - 4,64 m \rightarrow \rightarrow \rightarrow Hn_{D700} = 19,33 m$$

Inicialmente para efectos prácticos se estimaron pérdidas de carga alrededor de 10% de la altura bruta (Castro, 2006), sin embargo, al contrastar los resultados obtenidos se puede evidenciar que dichas pérdidas aumentaron a un 12,2 % y 19,36% respectivamente para las turbinas Francis y Michell-Banki, lo que conlleva a una disminución de la potencia nominal de la PCH Túnel del Iguá en 177,13 kW para un salto neto de 21,045 m y de 162,70 kW para un salto neto de 19,33 m.

2.10 Relación oferta – demanda

En la Tabla 25, se realizó un balance entre oferta y demanda del potencial energético con el fin de establecer el grado de cobertura del proyecto en la población del distrito de riego, para lo cual se empleó la potencia nominal que se genera en condiciones de caudal crítico (0,858 m³/s).

Tabla 25. Relación oferta y demanda del potencial energético del canal

Demanda Total (Residencial + Industrial) (kW)	554,64
Oferta (kW)	181,55
Balance (kW)	-373,09
Categoría	Oferta Baja

Por consiguiente, si lo que se busca es suplir las necesidades energéticas de ambas poblaciones la relación oferta demanda presenta un balance negativo, puesto que el potencial del canal no es suficiente para cubrir dichas necesidades. Sin embargo, como alternativa a la solución de la problemática ambiental y económica que presentan las piscícolas Santa Sofia S.A y Pesci Mayas Ltda al emplear como fuente de energía generadores Diésel, se plantea la opción de satisfacer el consumo energético de estas dos piscícolas (48 kW) y el de la población residencial (12,28 kW), generando una demanda total de 60,28 kW, por lo cual si se desea aceptar esta alternativa, el equipo turbogenerador a seleccionar para la PCH Usoigua deberá asegurar una potencia mínima de 61 kW para cumplir dichas expectativas.

2.11 Viabilidad económica

En la Tabla 26, se presentan los valores estimados en términos de inversión, implementación y mantenimientos para la PCH.

Tabla 26. Costos de inversión, implementación y mantenimiento turbinas Michell-Banki y Francis

ITEM		BANKI	FRANCIS
Potencia de la PCH		160 kW	170 kW
Equipo turbogenerador	40%	\$ 262.000.000,00	\$ 295.000.000,00
Equipos eléctricos, regulación y control	27%	\$ 176.850.000,00	\$ 199.125.000,00
Obra civil	25%	\$ 163.750.000,00	\$ 184.375.000,00
Ingeniería y dirección de obra	8%	\$ 52.400.000,00	\$ 59.000.000,00
	Total	\$ 655.000.000,00	\$ 737.500.000,00
Costo aproximado de la PCH + IVA incluido		\$ 779.450.000,00	\$ 877.625.000,00
	Mantenimiento 4%	\$ 31.178.000,00	\$ 35.105.000,00

Se estimó la producción anual de energía en MWh, utilizando la potencia y tiempo de operación de las turbinas. Los cálculos realizados se registraron en la Tabla 27.

Tabla 27. Estimación de la producción anual de energía en MWh

Producción estimada de energía MWh/año	Horas	Michell-Banki 160 kW	Francis 170kW
	8520	1363,2	1448,4
4260	681,6	724,2	

2.11.1 Ingresos por venta de energía

Teniendo en cuenta que los usuarios del distrito pagan una tarifa promedio de \$567.09 kWh; se asumió una tarifa de venta de energía de \$160 por kWh y una producción de energía vendida durante el año de acuerdo con las horas estimadas de trabajo, 24 y 12 horas respectivamente. Los ingresos estimados se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. Cálculo de ingreso anual por venta de energía

ITEM	Tarifa de venta de energía (\$/kWh)	Ingresos anuales (PCH funcionando 4260 hr)	Ingresos anuales (PCH funcionando 8520 hr)
Turbina Francis de 170 kW	160	\$ 115.872.000,00	\$ 231.744.000,00
Turbina Michell-Banki de 160 kW	160	\$ 109.056.000,00	\$ 218.112.000,00

2.11.2 Costo por pago de energía

En la Tabla 29, se registró el cálculo del valor anual que la población residencial del distrito paga en electricidad.

Tabla 29. Tarifa anual de energía eléctrica usuarios Distrito de riego Usoigua, población residencial.

Costo anual de energía eléctrica usuarios USOIGUA				
Habitantes	Consumo mensual por habitante kWh/mes	Tarifa energía (\$/kWh)		Tarifa anual
222	39,8	567,09	\$	60.126.964,85

2.11.3 Análisis económico equipo turbogenerador Michell-Banki y Francis

En la Tabla 30, se registraron los parámetros fijados para el estudio económico.

Tabla 30. Resumen de los principales parámetros para el análisis económico

PARÁMETROS FINANCIEROS			
General			
IPC	%	2,5	
Tasa de crecimiento energía	%	1,5	
Vida útil del proyecto	Años	25	
INGRESOS ANUALES			
Ingresos por producción de energía			
		Banki	Francis
Producción de energía	MWh/año	1363,2	1448,4
Tarifa de exportación de electricidad	\$/kWh	160	
Ingresos por producción de energía	\$	\$ 218.112.000	\$ 231.744.000
GASTOS			
Gastos iniciales totales		\$ 779.450.000	\$ 877.625.000
Gastos anuales		\$ 31.178.000	\$ 35.105.000

Con el propósito de determinar el periodo de retorno de la inversión, se relacionó el capital invertido con los retornos anuales. Asimismo, para calcular la rentabilidad, se utilizaron los métodos del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

A continuación, se presentan los resultados obtenidos aclarando que, para el análisis económico, se utilizó un valor de producción de energía de 1363,2 MWh/año (Banki) y 1448,4 MWh/año (Francis). En las Tablas 31 y 32, se consignaron los valores arrojados para cada

indicador de acuerdo a la simulación realizada y en las Figuras 20 y 21 se observa de manera gráfica el flujo de caja para las turbinas Michell-Banki y Francis respectivamente.

Tabla 31. Simulación económica equipo turbogenerador Michell-Banki

SIMULACIÓN ECONÓMICA BANKI					
Vida útil	25 años				
PRESUPUESTO	\$779.450.000,00				
	Año 0	Año 1	Año 5	Año 10	Año 25
Ahorro anual		\$218.112.000,00	\$ 231.496.126,75	\$249.387.074,31	\$311.791.717,32
	Año 0	1	5	10	25
Inversión inicial	\$ 779.450.000,00				
Mantenimiento 4%		\$ 31.178.000,00	\$ 34.414.678,30	\$ 38.937.049,68	\$ 56.392.457,66
Costes indirectos	\$ 779.450.000,00	\$ 31.178.000,00	\$ 34.414.678,30	\$ 38.937.049,68	\$ 56.392.457,66
Ahorro	\$(779.450.000,00)	\$186.934.000,00	\$ 197.081.448,45	\$210.450.024,64	\$255.399.259,66
Flujo de caja	\$(779.450.000,00)	\$(592.516.000,00)	\$ 180.439.433,22	\$1.205.642.991,77	\$4.712.685.441,11
TIR [25 años]	25%				
VAN [25 años]	\$3.201.292.879,51				
PAY BACK	4,08				

Tabla 32. Simulación económica equipo turbogenerador Francis

SIMULACIÓN ECONÓMICA FRANCIS					
Vida útil	25 años				
PRESUPUESTO	\$877.625.000,00				
	Año 0	Año 1	Año 5	Año 10	Año 25
Ahorro anual		\$ 231.744.000,00	\$245.964.634,68	\$ 264.973.766,46	\$ 331.278.699,65
	Año 0	1	5	10	25
Inversión inicial	\$877.625.000,00				
Mantenimiento 4%		\$ 35.105.000,00	\$ 38.749.351,53	\$ 43.841.334,56	\$63.495.324,46
Costes indirectos	\$877.625.000,00	\$35.105.000,00	\$ 38.749.351,53	\$ 43.841.334,56	\$63.495.324,46
Ahorro	\$(877.625.000,00)	\$196.639.000,00	\$207.215.283,15	\$221.132.431,90	\$267.783.375,19
Flujo de caja	\$(877.625.000,00)	\$(680.986.000,00)	\$131.858.533,87	\$1.209.371.813,35	\$4.890.192.039,96
TIR [25 años]	24%				
VAN [25 años]	\$3.303.661.260,70				
PAY BACK	4,36				

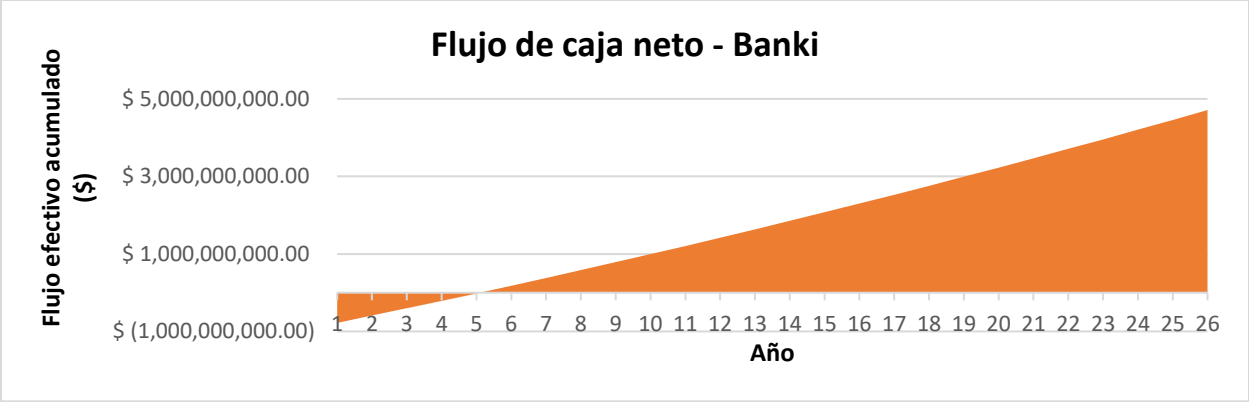


Figura 20. Flujo de caja equipo turbogenerador Michell-Banki

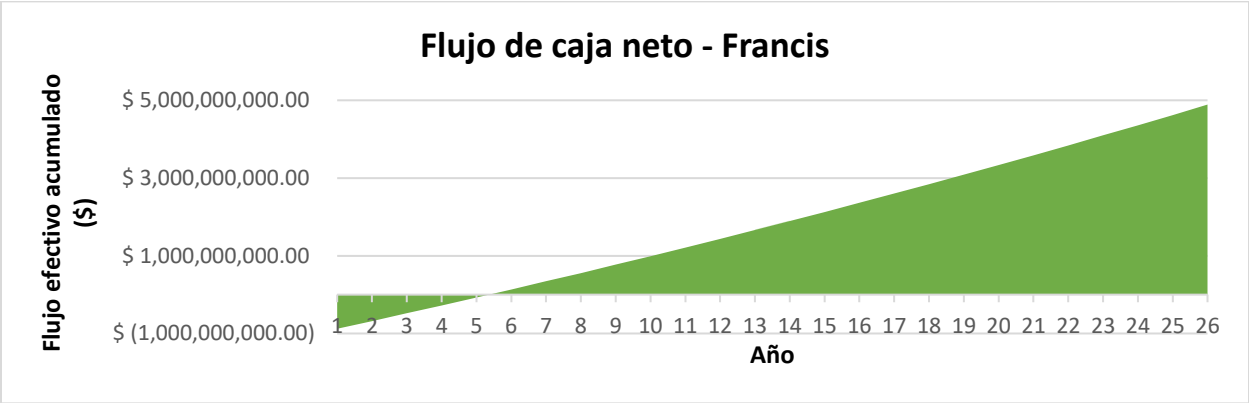


Figura 21. Flujo de caja equipo turbogenerador Francis

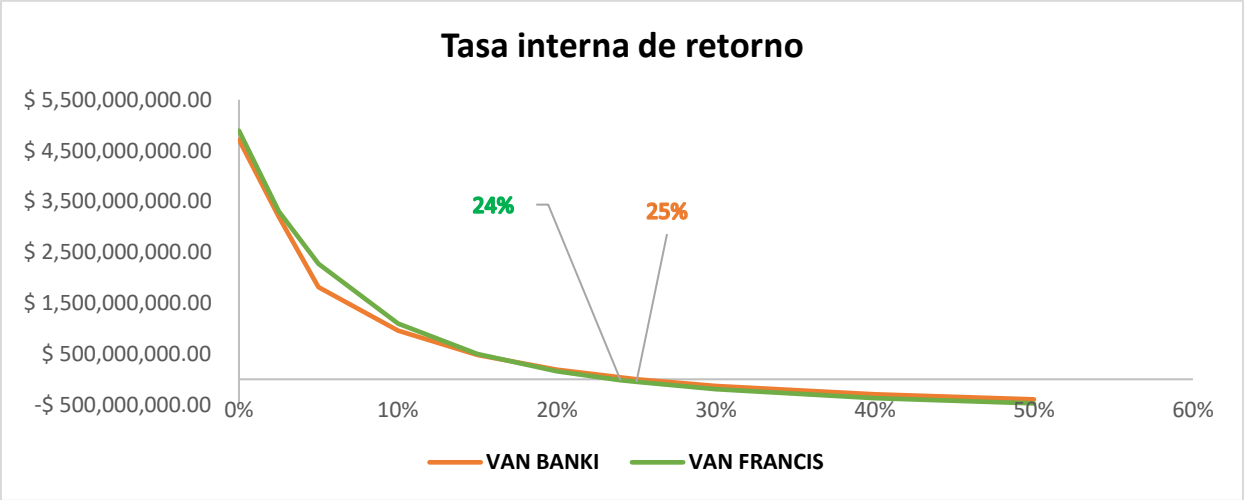


Figura 22. Variación del VAN respecto a la TIR

A partir de la Figura 22, se observa que después de recuperada la inversión total, la rentabilidad del proyecto será alrededor del 24% si se emplea el equipo turbogenerador Francis y 25% con la turbina Michell-Banki.

Tabla 33. Resumen indicadores económicos

INDICADORES ECONOMICOS	
BANKI	FRANCIS
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	
25 %	24 %
VALOR ACTUAL NETO (VAN)	
\$ 3.201.292.879,51	\$ 3.303.661.260,70
PERIODO DE RETORNO SIMPLE (PAY BACK)	
4,08	4,36

En la Tabla 33, se observan los resultados de los indicadores económicos producto de la aplicación de las fórmulas de rentabilidad. A partir de la simulación económica, se encontró que el periodo de recuperación de la inversión para la PCH con equipo turbogenerador **Michell-Banki** se encuentra alrededor de **4 años y 28 días**, mientras que para la **Francis** se estima un periodo de retorno de **4 años y 4 meses**. Según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2006) los aprovechamientos que se consideran rentables comprenden un periodo de retorno entre los 8 a 12 años; por lo tanto, al contrastar los resultados de ambos equipos turbogeneradores el proyecto de la PCH Túnel del Iguá se puede catalogar como altamente rentable al recuperar su inversión en un periodo corto de tiempo.

En consecuencia, tanto el VAN como la TIR corroboran la rentabilidad de la inversión para cualquiera de las turbinas. Sin embargo, al tener en cuenta la inversión inicial que se debe realizar para la implementación de estas alternativas, resulta más viable económicamente el equipo turbogenerador Michell-Banki, aunque la Francis ofrezca mayores beneficios entorno a la eficiencia y potencia.

RESUMEN DE RESULTADOS

Teniendo en cuenta que, con caída y caudal fijo, la producción de la PCH se calcula a partir de la potencia generada por las horas de funcionamiento, si se emplea la turbina Francis de 170 kW se tendría una producción mensual de 122400 kWh, la cual cubriría al 100% el consumo residencial y en un 29% el consumo industrial en el distrito. En el caso de la turbina Michell-Banki de 160 kW la producción de energía mensual sería de 115200 kWh, la cual supliría un 100% del consumo doméstico y aproximadamente un 27,24% del consumo piscícola.

Basados en el estudio hidrológico presentado en el Anexo 3, se pudo establecer que el caudal del Río Neiva se encuentra un 74% del año (266 días) por encima de los 10 m³/s, asegurando así el constante suministro de agua en el distrito, a pesar de ello, no se logró establecer correlación

alguna entre los datos del caudal del río con los aforos realizados en campo sobre el punto del aprovechamiento energético, razón por la cual se estableció el caudal mínimo aforado de 0,858 m³/s como el caudal turbinable para garantizar que la turbina opere sin falencias por el recurso hídrico, de ahí, que no se logró determinar el potencial energético máximo del canal, puesto que para ello es necesario contar con una serie histórica de datos en el distrito, y así determinar, controlar y monitorizar las concesiones de los predios ubicados aguas arriba del punto de aprovechamiento energético, elaborar la curva de caudales clasificados correspondiente y seleccionar aquel caudal que es constante durante más del 80% de año.

El diseño de las obras hidráulicas se realizó teniendo en cuenta los requerimientos hidráulicos de la turbina y aprovechando al máximo las estructuras existentes y a la vez minimizando los impactos sobre las mismas, ya que se debe asegurar el correcto funcionamiento del sistema de riego.

El impacto ambiental generado por este proyecto es mínimo, teniendo en cuenta que la energía hidroeléctrica solo genera emisiones de gases de efecto invernadero en la fase de construcción y al ser llevado a cabo en un distrito de riego son pocas las obras hidráulicas que se deben realizar para el funcionamiento de la PCH (tubería, implementos de regulación y casa de máquinas), lo que adicionalmente disminuye el costo de implementación de la central.

En la Tabla 34, se observan los resultados más relevantes de la investigación.

Tabla 34. Resultados más relevantes de la investigación

ITEM	UNIDADES	
Consumo total Residencial	kWh/mes	8839,15
Consumo total Industrial	kWh/mes	390500
Personas por vivienda		2,77
Consumo por habitante	kWh/mes	39,8
Caudal nominal	m ³ /s	0,858
Salto bruto	m	23,97
Salto neto	m	21,57
Potencia bruta	kW	201,75
Potencia neta	kW	181,55
Potencia eléctrica	kW	100,87
Tipo de turbina seleccionada		Michell-Banki
Eficiencia de la turbina	%	85
Potencia	kW	160
Caudal nominal	m ³ /s	0,858
Salto neto real	m	19,33
Diámetro de la tubería	mm	700

Costo de inversión	COP	\$ 779.450.000,00
Costo de mantenimiento	COP	\$ 31.178.000,00
Producción de energía anual esperada	MWh/año	1363,2
Ingreso anual por venta de energía	COP	\$ 218.112.000,00
Tiempo de retorno de la inversión	años	4,08

CONCLUSIONES

El canal principal del distrito de riego Túnel del Iguá posee características adecuadas para realizar un aprovechamiento energético superior a 1300 MWh/año, con el cual, se podría abastecer el 100% de las necesidades energéticas de las viviendas y más del 27% de la industria piscícola existente en el distrito.

De acuerdo con los resultados de la encuesta aplicada a los usuarios del distrito, el consumo promedio de energía eléctrica por habitante a nivel residencial, se determinó en 39,8 kWh/mes, siendo el consumo total de los usuarios residenciales del distrito de aproximadamente 106,07 MWh/año. A nivel industrial se registró un consumo eléctrico por parte de las empresas piscícolas de 4686 MWh/año.

Desde el punto de vista económico se concluye que es rentable iniciar un proyecto de generación de energía eléctrica en el distrito de riego Túnel del Iguá, dado los resultados de los indicadores analizados, los cuales señalan que el equipo turbogenerador que mejor se adapta a las características del proyecto, es la turbina tipo Michell-Banki de 160 kW estableciéndose como una fuente de futuros ingresos económicos para el distrito, permitiendo un retorno rápido de la inversión, generada sea por la venta de energía al operador de la red eléctrica o directamente a sus usuarios.

A pesar de la escasez de información y de los supuestos que se consideraron para determinar el potencial energético de la PCH, se resalta el aporte que la presente investigación realiza al entregar los primeros indicios del potencial energético real y las oportunidades con que cuenta el distrito, identificar las necesidades energéticas de la población, la tecnología que se podría implementar con sus respectivos costes y promover el uso de las energías alternativas entre los usuarios del distrito y su junta directiva.

RECOMENDACIONES

Se recomienda la instalación de una estación limnimétrica en el distrito de riego Túnel del Iguá, con el fin de tener un registro histórico de aforos y así contar con una mayor fiabilidad en futuros estudios hidrológicos en el punto de aprovechamiento energético. También se sugiere que el distrito cuente con un calendario de riego para determinar de este modo el caudal exacto que pasa por el canal “La Parrilla”, ya que existen varias concesiones aguas arriba del lugar.

Teniendo en cuenta que el consumo de energía eléctrica no es constante en el tiempo ya que depende de factores externos que en el presente estudio no se evaluaron, será necesario para posteriores investigaciones realizar un estudio detallado del perfil de la demanda energética de la población de usuarios del distrito en horas pico, esto con miras a evaluar la posibilidad de implementar más de una turbina en la PCH lo que permitiría, por un lado, cubrir el consumo base de la población en horas valle y por otro, satisfacer la máxima demanda en las horas críticas, donde se requiere más energía en los hogares y las empresas piscícolas.

Adicionalmente se recomienda realizar un análisis de la calidad del agua en el punto de instalación de la turbina para garantizar que se cumplen con los requisitos mínimos técnicos exigidos por el fabricante (Anexo 4).

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- UPME. (2016). Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/4_Parte4_Anexo1_Proyecto_SmartGrids.pdf
- GIE. (2020). Obtenido de Soluciones energéticas limpias: <http://www.gie.com.co/es/productos/energias-renovables/pequenas-centrales-hidroelectricas-pch-s>
- Adejumobi, I. A., & Shobayo, D. I. (2015). Optimal Selection of Hydraulic Turbines for Small Hydro Electric Power Generation—A Case Study of Opeki River, South Western Nigeria. *Nigerian Journal of Technology*, 34(3), 530-537.
- Agencia Internacional de Energía . (20 de Septiembre de 2018). *Agencia Internacional de Energía* . Obtenido de <https://www.iea.org/tcep/power/renewables/hydropower/>
- Alcaldia Municipal, Planeacion Municipal. (1999). *Plan Basico de Ordenamiento Territorial Municipio de Campoalegre-Huila* . Diagnostico , Campoalegre.
- Aparicio Díaz, M. (2017). *Estudio del aprovechamiento hidráulico de una minicentral hidroeléctrica*. UNIVERSIDAD DE JAEN.
- Bacca García, J. O. (2019). *Análisis de La Viabilidad de La Hidroelectricidad En Colombia*.
- Castelo, M., & Leon , R. A. (2008). *Diseño Construcción e instalación de una pico central hidroeléctrica en la finca Manuelita sector de Pindochico*. Rio Bama, Ecuador.
- Castro, A. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE.
- CONAGUA, C. N. (2002). *Manual para la elaboración y revisión de proyectos ejecutivos de sistemas de riego parcelario*. México: Comisión Nacional del Agua, Subdirección General de Operación Gerencia de Distritos y Unidades de Riego.
- Coz, F., Sanchez, T., Viani, B., Segura, J., Rodriguez, L., Miranda, H., y otros. (1995). *Manual de mini y microcentrales hidráulicas*. Lima.
- DANE. (2019). *Encuesta Nacional de Calidad de Vida* .
- DANE. (2020). *DANE*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc/ipc-informacion-tecnica>
- Diaz Muñoz, R. (2016). *Diseño de minicentrales hidroléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (Léon)*. Trabajo de Grado en Ingeniería Civil , Universidad de Salamanca.
- DNP. (2017). *Energy Demand Situation in Colombia*.

- EPM. (2009). *Normas de Diseño de Sistemas de Acueducto de EPM*. Obtenido de Empresas Públicas de Medellín E. S. P.: https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/NormasDisenoSistemasAcueducto.pdf
- Florêncio, H., & Robles, L. (2018). *Factores influyentes de corto circuito en el funcionamiento de máquinas eléctricas sincrónicas y asincrónicas*.
- Gómez Gómez, J. I., Palacio Higueta, E. A., & Paredes Gutierrez, C. A. (2008). La turbina Michell-Banki y su presencia en Colombia. *Avances en recursos hidráulicos*, 17, 33-42.
- González Casas, F. Z. (2015). Demostración y análisis del golpe de ariete por el método de los promedios aritméticos. *Revista Tecnura*, 19, 143-151, DOI: 10.14483/udistrital.jour.tecnura.2015.SE1.a12.
- Goyal, R., & Gandhi, B. K. (2018). Review of hydrodynamics instabilities in Francis turbine during off-design and transient operations. *Renewable Energy*, 116, 697-709 DOI:/10.1016/j.renene.2017.10.012.
- Hatamkhani, A., Moridi, A., & Yazdi, J. (2020). A simulation – Optimization models for multi-reservoir hydropower systems design at watershed scale. *Renewable Energy*, 149, 253-263.
- IDAE. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Manual de energías renovables, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IDEAM. (2019). *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*.
- IEA. (2020). *Energía renovable*. París.
- IEA. (2020). *World Energy Outlook*.
- INEA, I. D. (1997). *GUÍA DE DISEÑO PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS*. Bogotá.
- Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas. (1997). *Guía de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá.
- Irazusta, M. B. (2018). *Diseño de microturbina turgo*. Universidad Nacional de Córdoba.
- Kougias, I., Aggidis, G., Avellan, F., Deniz, S., Lundin, U., Moro, A., et al. (2019). Analysis of emerging technologies in the hydropower sector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113, 109257 DOI: /10.1016/j.rser.2019.109257.
- Ley 1715. (2014). Regulación de la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- Martínez Montes, G., Pina, J. O., Ordoñez García, J., & Alegre Bayo, J. (s.f.). *ENERGÍA MINI-HIDRAÚLICA: VIABILIDAD Y RIESGO*. España: Universidad de Granada.

- McVeigh, J. C. (1994). Mechanical Engineer's Reference Book. En J. C. McVeigh, *Alternative energy sources* (págs. 12-1-12-44 DOI: /10.1016/B978-0-7506-1195-4.50016-6). Butterworth-Heinemann.
- Ministerio de Educación Nacional . (20 de Septiembre de 2018). *Centro Virtual de Noticias* . Obtenido de <https://www.mineducacion.gov.co/cvn/1665/article-117028.html>
- Ministerio de Minas y Energía. (1997). Guia de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas. En M. d. Energía, *Guia de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas* (pág. 11). Bogotá, D.C.
- Multiservicios MC ingeniería s.a.s. (2020). *Cotización turbina 170 kW/h*. Medellín.
- Multiservicios MC ingeniería s.a.s. (2021). *Cotización turbina 160 kW/h*. Medellín.
- (s.f.). *Norma UNE 100.152/88*.
- OLADE. (2018). *Generacion electrica mundial y para America Latina y el Caribe (ALC)*.
- Paris, L. S., Restrepo, J., & Hernández, C. M. (2013). Construcción y evaluación del desempeño de un prototipo de turbina Michell-Banki. *The First LACCEI International Symposium on Mega and Micro Sustainable Energy Projects*.
- Pastoral Social Cáritas Colombiana . (2018). *Excombatientes de las FARC, en el Caquetá, le apuestan a la paz con primer sistema de hidrogenación eléctrica en Colombia*. Bogotá D.C.
- Quintero Betín, K. B. (2009). *Metodologías de Diseño de obras hidráulicas en estudios de pre factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Escuela de Ingeniería Civil.
- Resolución CREG 030. (2018). *Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*.
- Resolución UPME 281. (2015). *Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala*.
- Romero Guarín, A., & Soler Rodríguez, L. (2017). *Diseño de un plan de mantenimiento predictivo para los generadores eléctricos de una central hidroeléctrica*.
- Sammartano, V., Sinagra, M., Filianoti, P., & Tucciarelli, T. (2017). A Banki–Michell turbine for in-line water supply systems. *Journal of Hydraulic Research*, 55(5), 686–694.
- Sari, M. A., Badruzzaman, M., Cherchi, C., Swindle, M., Ajami, N., & Jacangelo, J. G. (2018). Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems. *Journal of environmental management*, 228, 416-428 DOI: /10.1016/j.jenvman.2018.08.078.
- Smart Hydro Power- Electrificación descentralizada*. (s.f.). Obtenido de <https://www.smart-hydro.de/es/>

- Soria, E. (2010). Energía Hidráulica. *Revista Energías Renovables para todos*. Haya.
- SUI. (2020). *Sistema único de información de servicios públicos domiciliarios*. Obtenido de http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=ele_com_095
- Torres Quintero, E. (2013). *Investigación en pequeñas centrales en Colombia*. Universidad Libre de Colombia.
- UPME. (2018). *Unidad de Planeacion Minero Energética*.
- Valdez, E. C., & Gutierrez Morales , L. A. (2005). *Abastecimiento de agua potable*. . México: UNAM.
- Villarrubia, M. (2016). *Energía minihidráulica*. Universidad de Barcelona, Facultad de física, Barcelona.

ANEXOS

ANEXO 1: MAPAS DISTRITO DE RIEGO TÚNEL DEL IGUÁ

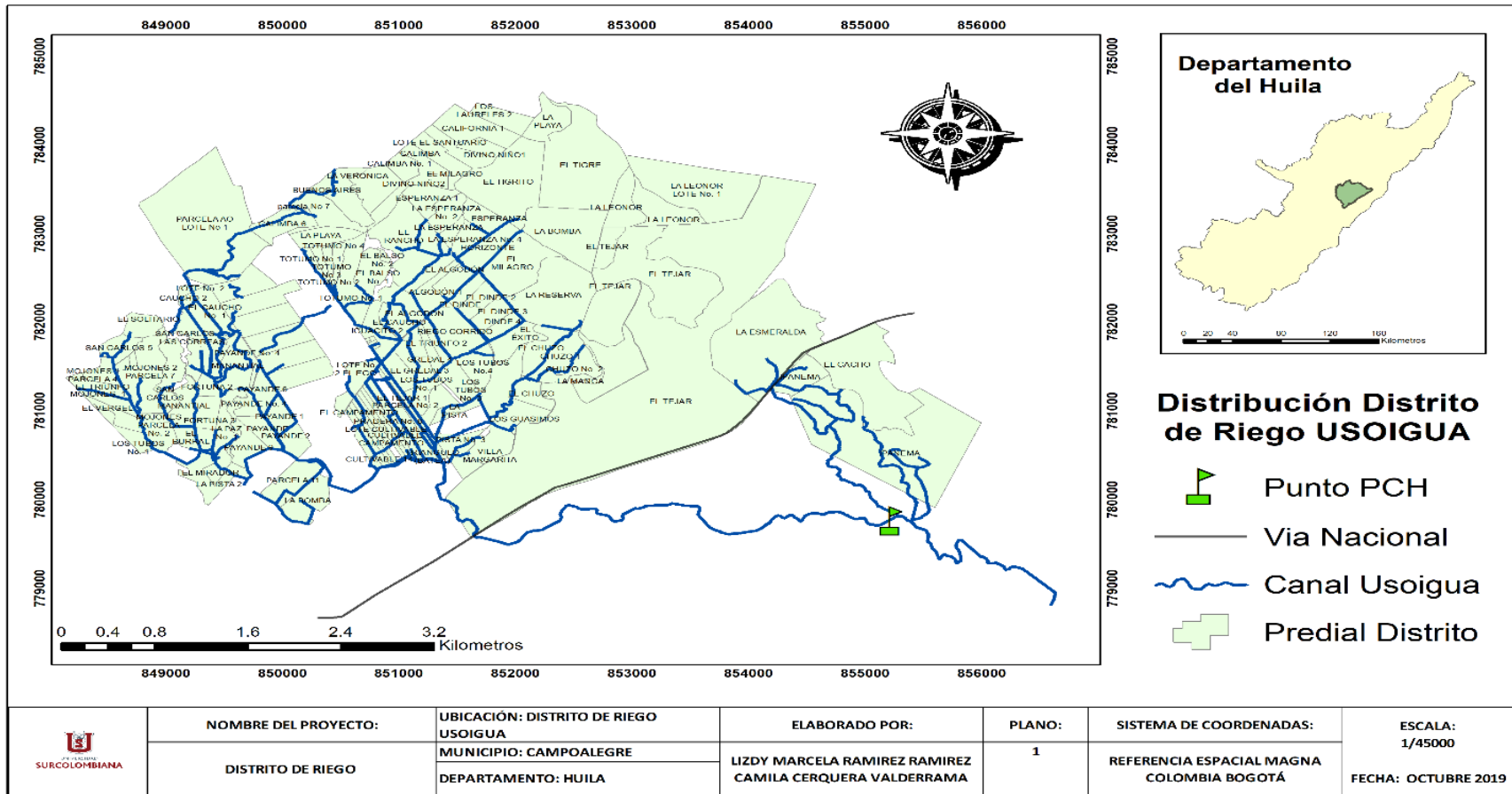


Figura 23. Mapa de distribución distrito de riego Usoigua, elaboración propia con información de la CAM (2019)

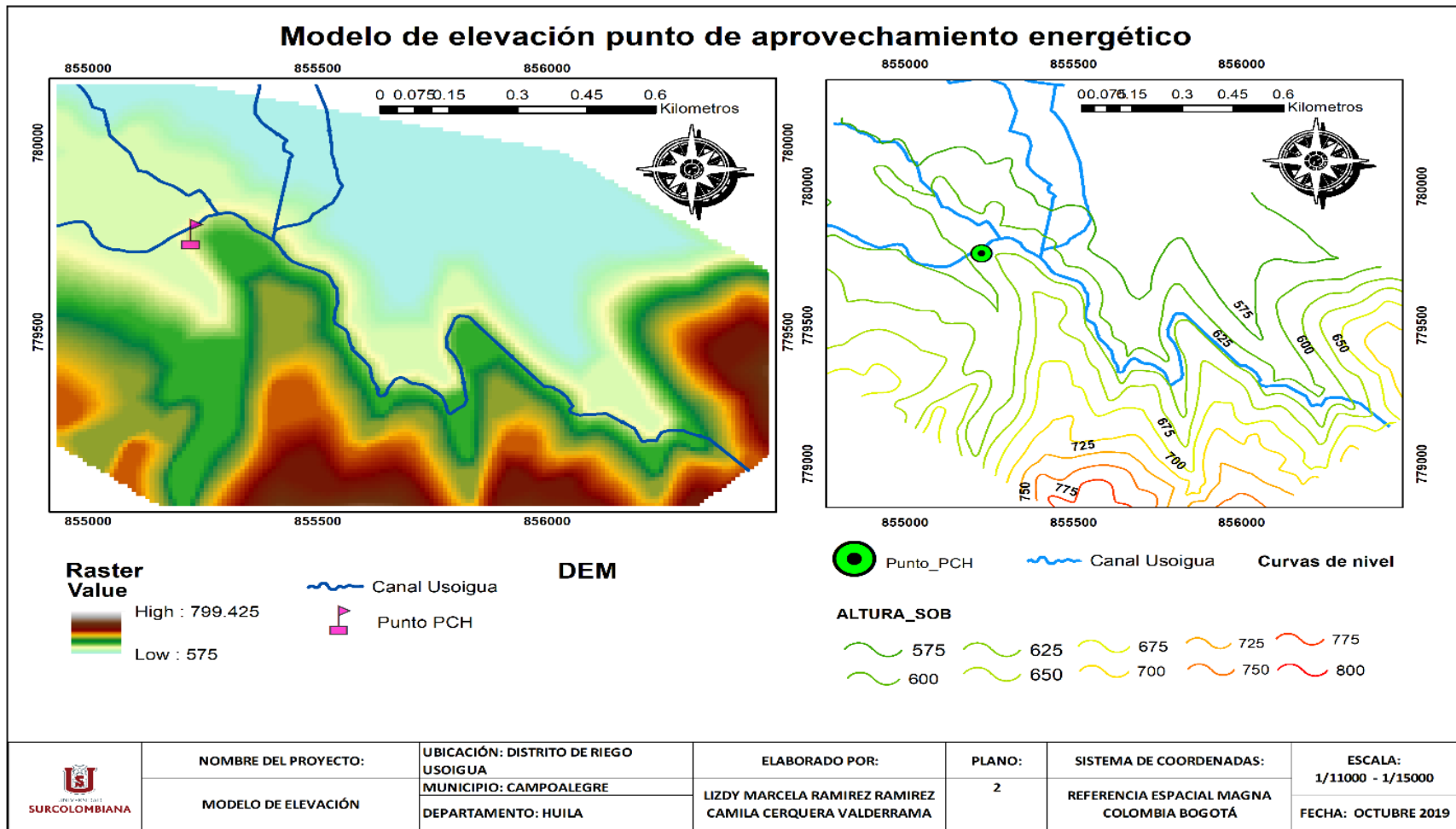


Figura 24. Mapa de curvas nivel punto de aprovechamiento energético, elaboración propia con información de la CAM (2019).

ANEXO 2: ENCUESTAS POBLACIÓN USOIGUA


UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA	
	ENCUESTA APLICADA PARA DETERMINAR LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LAS EMPRESAS DEL DISTRITO DE RIEGO USOIGUA
NIT: 891180084-2	OFICINA PRINCIPAL: Av. Pastrana Borrero - Cra 1 Neiva-Huila PBX 8754753
DATOS DE LA EMPRESA	NOMBRE: _____ PREDIO: _____ VEREDA: _____ E-MAIL: _____ MUNICIPIO: _____ CELULAR: _____
USO DEL PREDIO	TIPO DE PROPIEDAD: PROPIETARIO <input type="checkbox"/> ARRENDATARIO <input type="checkbox"/> OTRO _____ ¿CUAL? _____ ÁREA (has): _____ AGRÍCOLA <input type="checkbox"/> PISCICOLA <input type="checkbox"/> COORDENADAS _____ CONCESIÓN (I/s) _____ FECHA: _____ PECUARIO <input type="checkbox"/> X: _____ Y: _____
INFORMACION DE LA EMPRESA	
1. Indique el número de empleados _____ 2. ¿Cuenta con suministro de energía eléctrica? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 3. ¿Qué otra fuente de energía utiliza y cuál es el costo mensual \$? _____ 4. ¿Cuánto es su consumo mensual de energía (kwh)? _____ 5. ¿En cuánto llega normalmente su recibo de energía eléctrica? \$ _____ 6. ¿Cuál es el mes de mayor consumo de energía eléctrica y cuánto consume (kwh)? _____ 7. ¿Cuál es el mes de menor consumo de energía eléctrica y cuánto consume (kwh)? _____ 8. ¿Ha escuchado hablar o sabe qué son las energías alternativas? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 9. ¿Cree usted que la utilización de las energías alternativas puede contrarrestar el fenómeno del calentamiento global? _____ 10. ¿Considera que la energía eléctrica es costosa en nuestro país? _____ 11. ¿Apoyaría que en el distrito se implementara un dispositivo para la generación de energía eléctrica, mediante una mini central hidroeléctrica? _____ 12. ¿Sabe qué es una mini central hidroeléctrica? _____ 13. ¿Considera que reduciría los costos de su tarifa mensual de electricidad, utilizando la energía proveniente del distrito de riego USOIGUA? _____	

Figura 25. Encuesta población industrial


UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA	
	ENCUESTA APLICADA PARA DETERMINAR LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA DE LOS USUARIOS DEL DISTRITO DE RIEGO USOIGUA
NIT: 891180084-2	OFICINA PRINCIPAL: Av. Pastrana Borrero - Cra 1 Neiva-Huila PBX 8754753
DATOS DEL USUARIO	NOMBRE: _____ PREDIO: _____ VEREDA: _____ EDAD: _____ SEXO: M <input type="checkbox"/> F <input type="checkbox"/> MUNICIPIO: _____ CELULAR: _____ NIVEL ACADÉMICO: PRIMARIA <input type="checkbox"/> SECUNDARIA <input type="checkbox"/> TECNÓLOGO <input type="checkbox"/> UNIVERSITARIO <input type="checkbox"/>
USO DEL PREDIO	TIPO DE PROPIEDAD: PROPIETARIO <input type="checkbox"/> ARRENDATARIO <input type="checkbox"/> OTRO _____ ¿CUAL? _____ ÁREA (has): _____ AGRÍCOLA <input type="checkbox"/> COORDENADAS _____ CONCESIÓN (I/s) _____ FECHA: _____ PECUARIO <input type="checkbox"/> X: _____ Y: _____
INFORMACION DE LA VIVIENDA	
1. Indique el número de personas que habitan en la vivienda actualmente _____ 2. ¿Cuenta en su vivienda con suministro de energía eléctrica? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 3. ¿Cuánto es su consumo mensual de energía eléctrica (kwh)? _____ 4. ¿En cuánto llega normalmente su recibo de energía eléctrica? \$ _____ 5. ¿Cuál es el mes de mayor consumo de energía eléctrica y cuánto consume (kwh)? _____ 6. ¿Cuál es el mes de menor consumo de energía eléctrica y cuánto consume (kwh)? _____ 7. ¿Ha escuchado hablar o sabe qué son las energías alternativas? SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/> 8. ¿Cree usted que la utilización de las energías alternativas puede contrarrestar el fenómeno del calentamiento global? _____ 9. ¿Considera que la energía eléctrica es costosa en nuestro país? _____ 10. ¿Apoyaría que en el distrito se implementara un dispositivo para la generación de energía eléctrica, mediante una minicentral hidroeléctrica? _____ 11. ¿Sabe qué es una minicentral hidroeléctrica? _____ 12. ¿Considera que reduciría los costos de su tarifa mensual de electricidad, utilizando la energía proveniente del distrito de riego USOIGUA? _____	

Figura 26. Encuesta población particular.

ANEXO 3: ESTUDIO HIDROLÓGICO

Según El Plan Básico de Ordenamiento Territorial (Alcaldía Municipal, Planeación Municipal, 1999) Río Neiva es considerado como el centro del sistema hidrográfico del municipio de Campoalegre ya que es la principal fuente de riego para cultivos como el arroz. Nace en la cordillera central en una región conocida como la Siberia a 3000 m.s.n.m jurisdicción del municipio de Algeciras y desemboca en el río Magdalena a una altura de 456 m.s.n.m en la vereda el Rincón de Campoalegre.

En la presente investigación el estudio hidrológico se hace necesario para conocer a qué niveles de caudal puede bajar y subir el río en época de estiaje y en tiempo de avenidas respectivamente. De ahí que, según Coz et al. (1995) las mediciones ocasionales del caudal son referencias importantes que se deben tomar en cuenta, pero en cierta medida la información no es suficiente para conocer si el año será muy seco o muy lluvioso, es por esto que para establecer los caudales y la precipitación se solicitó información hidroclimatológica al Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM, 2019) de las estaciones Hacienda Potosí (21105040), Los Rosales (21105050) y Puente Mulas (21107020) Tabla 35 y Figura 27.

Tabla 35. Estaciones empleadas en el análisis

Estación	Tipo	Períodos
Río Magdalena-Hacienda Potosí	Climatológica Ordinaria	1991-2017
Río Neiva-Los Rosales	Climatológica Principal	1991-2017
Río Neiva-Puente Mulas	Limnométrica	1984-2014



Figura 27. Ubicación estaciones cercanas a la zona de estudio (IDEAM, 2019)

Precipitación

Para el análisis de precipitación se utilizó información correspondiente a la reportada por las estaciones Los Rosales y Hacienda Potosí comprendiendo un periodo de 27 años desde 1991 hasta el 2017. Las estaciones se distancian aproximadamente 16.9 kilómetros.

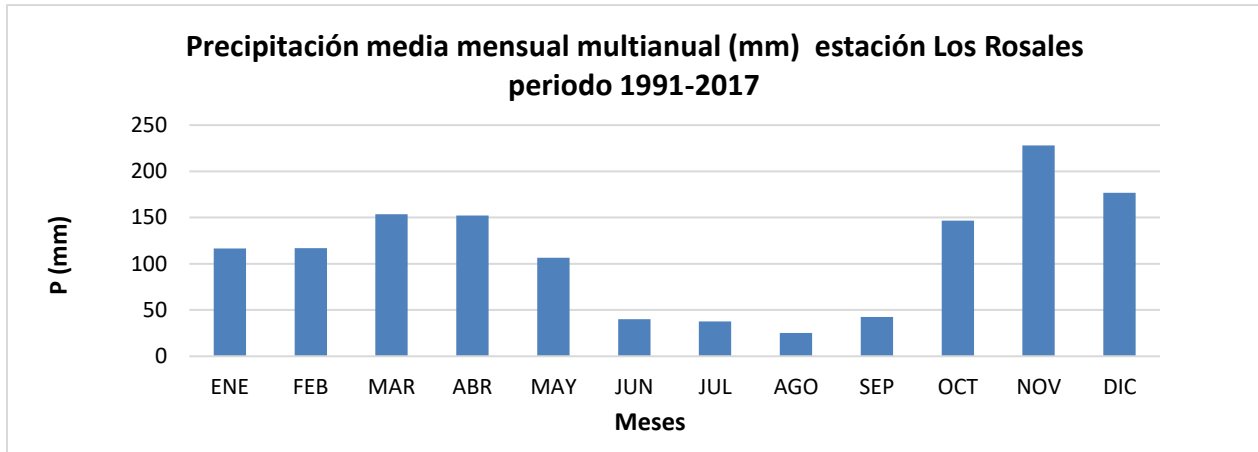


Figura 28. Distribución de precipitación media mensual multianual estación Los Rosales

De acuerdo a la Figura 28, el régimen de lluvias de la zona es bimodal. El primer pico de las épocas de lluvia se presenta en los meses de marzo-abril y el segundo en octubre-diciembre, y verano en los meses de enero-febrero y julio- septiembre, siendo agosto el mes más seco del año y noviembre el más lluvioso.

La máxima precipitación mensual registrada ha sido en el mes de noviembre del año 2011, con 551,9 mm.

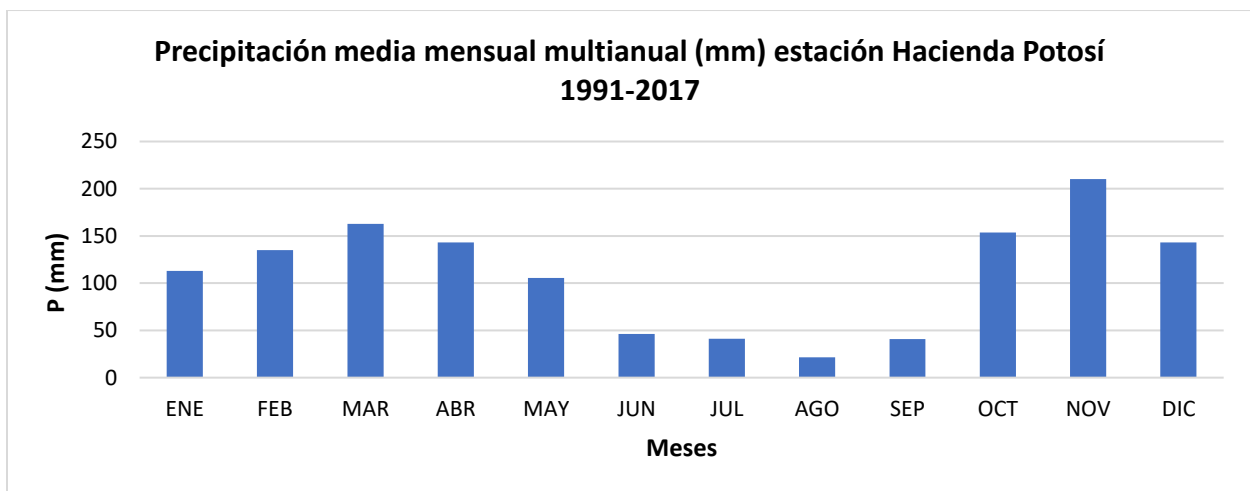


Figura 29. Distribución de precipitación media mensual multianual estación Hacienda Potosí

La Figura 29, reitera que la precipitación de la zona es de régimen bimodal observando una diferencia notoria entre las dos épocas lluviosas. Los datos reportados por la estación Potosí coinciden con las épocas mencionadas anteriormente. La máxima precipitación mensual registrada ha sido la del mes de marzo del año 1991, con 402,1 mm.

Caudales Medios

Como el distrito de riego Túnel del Iguá, no cuenta con registros históricos de la concesión de caudales, se hizo necesario realizar los estudios de la evolución del caudal a lo largo del año sobre el Río Neiva, para ello se emplearon los datos de los caudales medios diarios de la estación limnimétrica Puente Mulas, siendo esta la única estación de este tipo en funcionamiento actualmente en la zona, esto con el fin de hallar un promedio anual mensual y posteriormente una correlación entre el comportamiento del Río y el distrito de riego determinando los meses críticos y garantizando una mayor precisión para el diseño de la PCH. Este procedimiento fue un intento por recolectar información que fuese útil para el diseño de la PCH, pero no fue determinante debido a la falta de correlación, lo que obligó a trabajar con los caudales mínimos sobre el canal para realizar los cálculos energéticos.

De acuerdo con, los datos proporcionados por el (IDEAM, 2019) de caudales medios diarios para una serie histórica de 30 años, entre los períodos de 1984 al 2014, se realizó un promedio anual de los caudales medios diarios, obteniendo como resultado los valores promedios mensuales en m³/s como se evidencia en la Tabla 36.

Tabla 36. Caudales promedio mensuales Rio Neiva

Caudales Medios Mensuales (m ³ /s)												
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1984	10,15	9,36	10,74	9,71	15,95	18,15	19,14	17,61	15,98	18,30	30,15	19,97
1985	19,77	10,89	10,55	16,20	20,37	24,73	25,54	22,55	15,49	18,60	20,92	22,90
1986	13,55	24,01	22,60	15,59	12,85	21,87	33,67	26,51	21,46	22,94	21,84	16,60
1987	9,29	9,17	9,62	18,05	19,93	19,92	17,16	17,57	12,79	14,85	10,49	9,73
1988	19,99	18,40	10,72	8,46	10,78	21,69	20,34	11,01	9,62	13,64	17,14	13,75
1989	11,04	9,36	18,43	16,41	23,86	21,45	23,56	15,68	13,25	13,14	16,84	14,06
1990	10,44	12,49	12,69	10,67	14,32	18,28	21,19	15,85	11,60	11,84	10,93	13,21
1991	8,79	8,16	14,81	13,57	10,88	12,10	16,78	19,65	13,30	8,12	10,57	8,83
1992	6,96	6,98	6,80	8,16	6,91	9,65	20,68	18,17	7,78	5,80	9,59	8,53
1993	6,87	9,44	12,71	11,01	14,65	22,35	17,59	14,66	9,48	8,92	12,18	10,45
1994	10,26	9,00	9,09	10,63	13,87	16,61	20,87	15,65	12,50	14,81	13,20	10,65
1995	9,28	8,61	11,27	13,90	14,22	12,49	13,37	10,94	10,12	11,30	10,93	10,46

1996	13,51	17,27	16,54	11,44	13,26	14,18	17,61	13,85	12,32	16,66	11,46	11,90
1997	16,35	13,68	29,99	20,43	24,46	20,32	25,59	18,53	11,85	11,20	11,17	7,02
1998	6,14	6,38	6,98	7,58	7,64	12,18	14,22	9,76	7,61	8,71	9,97	9,57
1999	11,56	12,31	15,34	18,22	16,97	18,02	16,16	16,26	15,43	14,02	15,94	18,32
2000	20,46	17,92	16,12	16,75	19,11	17,25	14,63	15,32	13,53	12,57	15,67	12,66
2001	9,95	10,61	12,43	13,17	13,85	14,68	13,81	14,68	14,11	11,89	10,63	10,02
2002	9,22	7,79	8,48	8,82	10,24	16,97	17,03	15,88	12,22	10,57	10,42	9,38
2003	8,24	7,40	9,07	9,90	11,70	10,52	12,42	11,43	11,30	11,46	12,09	10,83
2004	8,11	4,17	4,08	5,97	5,74	9,33	8,13	10,14	7,59	2,13	8,16	7,16
2005	7,68	8,70	7,51	10,38	9,57	6,98	8,04	8,32	5,76	6,48	11,95	8,33
2006	5,73	7,60	9,02	9,92	9,66	11,83	14,82	13,91	12,48	13,71	13,21	12,17
2007	13,49	12,13	11,73	11,09	11,00	15,54	13,07	12,98	10,83	12,05	10,71	13,34
2008	11,23	10,62	13,44	13,57	14,75	13,35	14,94	12,83	11,70	11,66	18,80	7,83
2009	6,38	5,74	16,07	14,78	16,60	19,20	18,83	19,38	15,42	9,93	14,90	8,84
2010	6,84	12,15	9,53	17,13	12,82	11,89	18,11	16,03	15,26	16,22	29,74	28,96
2011	25,00	24,16	34,88	34,52	34,17	29,77	21,54	15,01	13,79	24,79	24,99	29,92
2012	17,67	17,08	16,42	27,43	21,98	20,43	19,75	17,74	14,71	14,50	13,68	21,61
2013	12,01	14,97	15,20	15,59	18,55	13,78	15,00	14,90	16,23	14,82	19,64	15,25
2014	7,86	8,51	10,54	9,09	9,36	8,52	10,51	10,23	8,75	9,72	18,22	13,19

A partir de los datos de la Tabla 36, se realiza un promedio multianual de los caudales mensuales, esto con el fin de determinar la oferta hídrica como se evidencia en la Tabla 37.

Tabla 37. Caudales promedio mensuales multianuales Rio Neiva (m³/s)

Caudales Medios mensuales multianuales	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	11,4	11,4	13,3	13,8	14,8	16,3	17,5	15,3	12,4	12,7	15,0	13,4

Posteriormente se realiza el hidrograma (Figura 30), para conocer la variación del caudal medio a lo largo del año y así determinar los meses críticos para el diseño de la PCH.

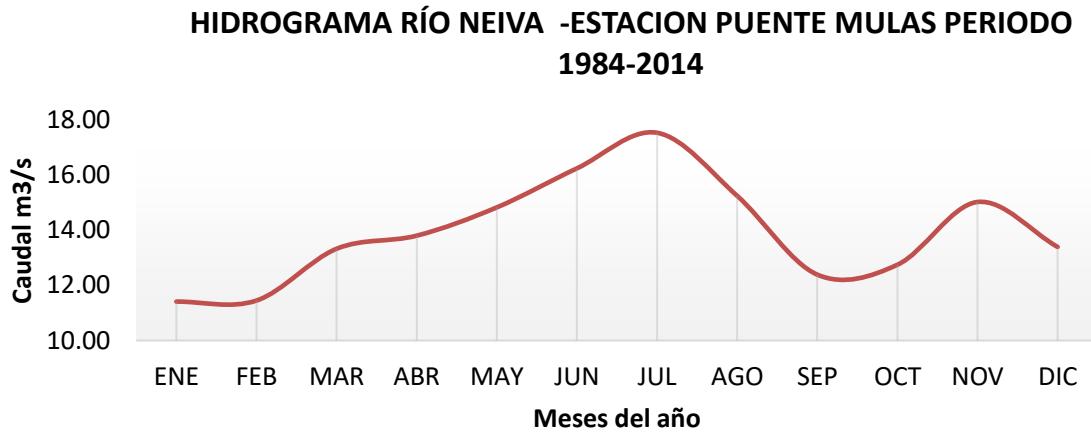


Figura 30. Hidrograma del Río Neiva – Estación Puente Mulás, periodo 1984 – 2014

El mes en el cual se registra el mayor caudal medio multianual es Julio con un valor de 17,55 m³/s, y los meses de enero y febrero registran el caudal más bajo con 11,41 m³/s, también se puede apreciar que a lo largo del año se presentan dos períodos de sequía, el primero que corresponde a los meses de diciembre a febrero y el segundo en los meses de septiembre a octubre.

Curva de caudales clasificados (CCC)

Es una curva histórica de caudales medios diarios que se clasifican según el porcentaje de tiempo para el que el caudal es igual o mayor que cierto valor, permitiendo estimar la regularidad y el régimen de caudales a lo largo del año y de esta forma determinar la potencia que puede instalarse y la energía eléctrica anual aprovechable; entre mayor sea el número de datos más confiable es dicha curva para pronosticar el comportamiento a futuro del afluente. Con el fin de obtener una CCC previamente se realizó una gráfica de distribución estadística, tipificando los años según el aporte anual de aforos registrados en Hm³/s (Figura 31) a partir de lo anterior se seleccionó un año medio cuyo comportamiento es representativo para poder elaborar dicha curva (Figura 32) que se presenta a continuación.

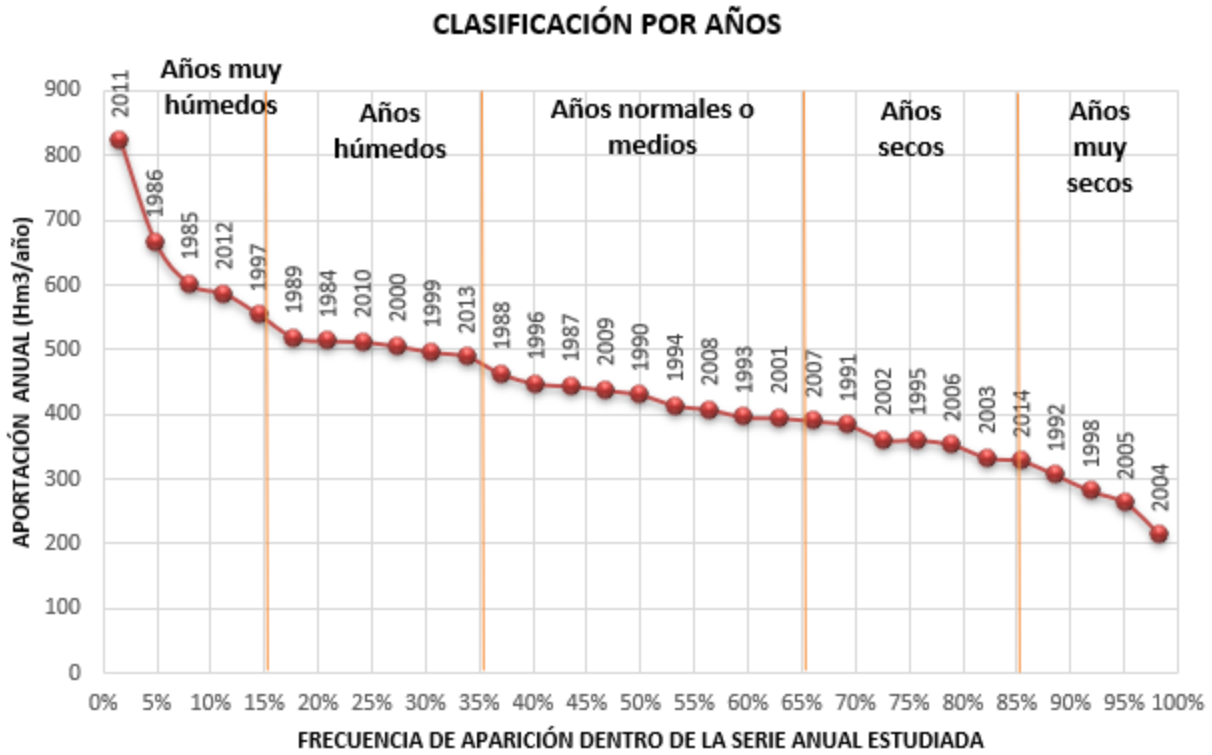


Figura 31. Grafica de clasificación de los años hidrológicos

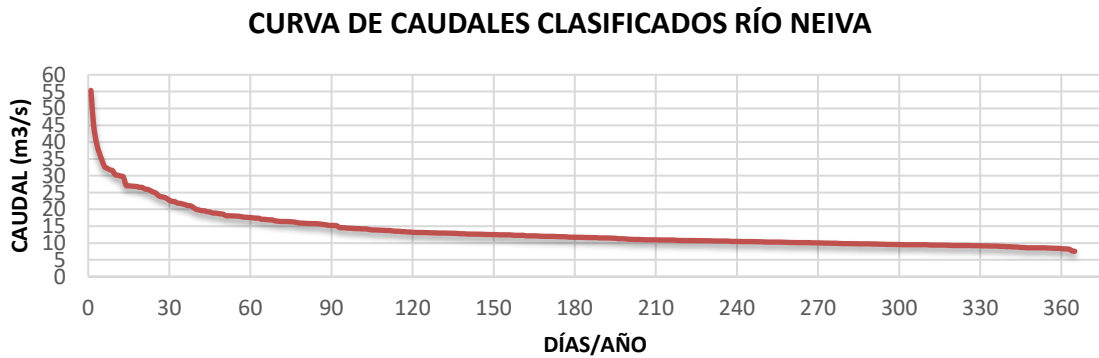


Figura 32. Curva de caudales clasificados Río Neiva – Estación Puente Mulas, año 1990

A partir de la curva de caudales clasificados podemos constatar que el caudal del Río Neiva es igual o mayor a 10 m³/s durante un tiempo igual al 74% del año, es decir 270 días aproximadamente.

Por otro lado, según el histograma de Rio Neiva (Figura 33) se puede apreciar que los valores de caudales que se presentan con mayor frecuencia durante el año 1990 son los que oscilan en el intervalo de 10 a 15 m³/s.

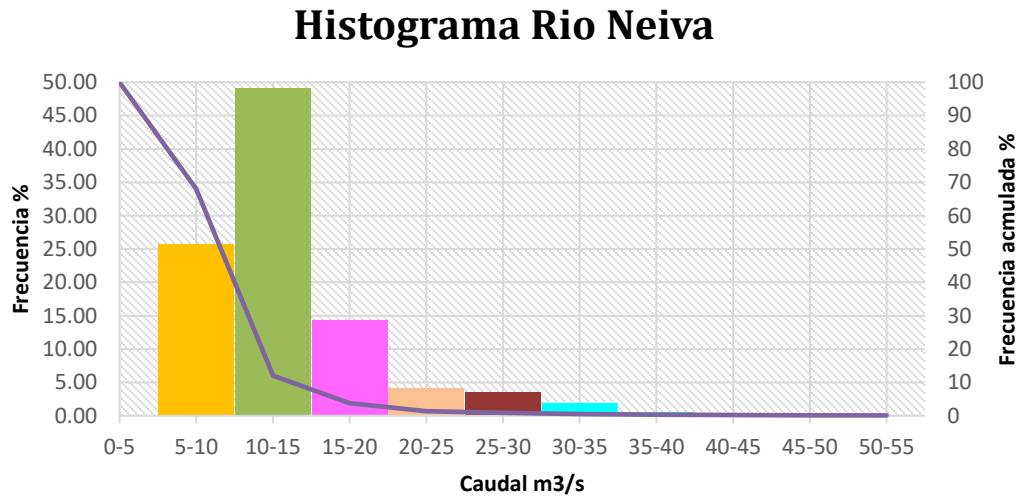


Figura 33. Histograma Rio Neiva, año 1990

ANEXO 4: REQUERIMIENTOS CALIDAD DEL AGUA

La empresa Multiservicios MC ingeniería SAS “INGEMAN”, no tendrá obligación de garantía en relación a los daños provocados por corrosión electroquímica o a la abrasión debidos a parámetros de calidad del agua fuera de los rangos expuestos en la figura 34.

Parámetro	Unidad	Valor
Valor medio de los sólidos suspendidos totales (SST, valor medio) dependiendo del altura de caída de la turbina	mg/l	Pelton: < 1000m: < 10 mg/l < 2000m: < 5 mg/l Francis, Kaplan: < 100m: < 60 mg/l < 300m: < 30 mg/l > 300 m: 0 mg/l
Talla de partículas dependiendo de la altura de caída de la turbina	µm	< 20-50 m: dch = 300 < 50-100 m: dch = 250 < 100-300 m: dch = 200
Valor del pH	-	5 - 9
Temperatura media del agua	°C	<20
Saturación de oxígeno	%	>85
Conductividad eléctrica	µS/cm	<300
Cloruro (Cl)	mg/l	<150
Amoníaco y cloruro de amonio (NH ₃ , NH ₄ Cl)	mg/l	<10
Sulfato (SO ₄ ²⁻)	mg/l	<200

Figura 34. Requisitos para la calidad del agua