

Dimensionamiento eléctrico y estudio de un escenario de comercialización de energía para una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) ubicada en la ciudad de Bucaramanga en la rivera del Río Tona.

Daniel Camilo Galeano Suárez

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

Jairo Fabián Jaimes Rojas

MSc. en Potencia Eléctrica

Codirector

César Antonio Duarte Gualdrón

PhD. en ingeniería eléctrica e informática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A mi madre Sandra del Pilar Suárez Fajardo, que con su infinito amor y paciencia me supo cultivar la mente haciéndome enamorar de la naturaleza y el conocimiento, por enseñarme que a través de los libros y la lectura se puede llegar a ser verdaderamente libre y por heredarme sus genes de escritora.

A mi padre Esteban Galeano Pinzón, que siempre me ha dado las herramientas necesarias para alcanzar mis sueños, por enseñarme la belleza del álgebra, por escucharme con suma atención hablar acerca de los misterios del universo y por transmitirme sus genes matemáticos.

Agradecimientos

Al profesor Jairo Fabián Jaimes Rojas, por depositar su confianza en mí y brindarme la oportunidad de trabajar en este proyecto.

Al profesor César Antonio Duarte Gualdrón, por su gran ayuda en la elección del título y en la debida redacción de cada una de las líneas de este documento.

Agradezco a mi novia Katherine Alejandra López Jaime, por toda la ayuda brindada en el manejo de Word, por editar las tablas y las imágenes de este trabajo.

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Definición del problema y justificación.....	16
2. Objetivos	18
2.1 Objetivo General	18
2.2 Objetivo Específicos	18
3. Marco Referencial.....	19
4. Generación de energía eléctrica con PCH	22
4.1 Potencia Hidráulica.....	22
4.2 Equipo electromecánico de una PCH	25
4.2.1 Turbina.....	25
4.2.2 Turbina francis.	27
4.2.2.1 Principales componentes de la turbina francis.....	28
4.2.2.2 Dimensiones de la turbina Francis	30
4.2.3 Selección del tipo de turbina.....	33
4.2.4 Selección del número de unidades.....	37
4.2.5 Generador Eléctrico.	38
4.2.5.1 Generador sincrónico	39
4.2.5.2 Generador Asíncrono	40

4.2.6 Regulador y control.....	41
4.3 Marco regulatorio actual	41
4.3.1 CREG 030 del 2018.....	42
5. Potencial hidráulico en el río Tona.	49
5.1 Caudales.....	50
5.2 Saltos del aprovechamiento hidráulico	50
5.3 Características de la tubería	51
5.4 Potencia hidráulica sin pérdidas.....	51
5.5 Potencia hidráulica neta.	52
6. Dimensionamiento del turbogenerador.....	55
6.1 Selección del número de unidades	55
6.2 Selección del tipo de turbina.....	56
6.3 Dimensiones de la turbina.....	59
6.3.1 Dimensionamiento del rodete	59
6.3.2 Dimensionamiento de la cámara espiral	61
6.4 Potencia Eléctrica.....	62
7. Especificaciones y costos del grupo turbogenerador	63
7.1 Generalidades de los equipos electromecánicos.	63
7.2 Especificaciones técnicas de los equipos electromecánicos.	65
7.3 Costos del turbogenerador	71
7.3.1 Fuchun industry development co.ltd shenzhen.....	72
7.3.2 Zhejiang Jinlun Electromechanic CO .LTD	73
8. Escenario de comercialización.....	74

8.1 Entrega de excedentes.....	76
8.2 Reconocimiento de excedentes.....	77
8.2.1 Energía generada.....	77
8.2.2 Importaciones de energía.....	81
8.2.3 Excedentes.....	82
8.3 Liquidación de excedentes.....	84
8.4 Ganancias por la no facturación de importaciones.....	86
8.5 Ganancias totales.....	88
9. Conclusiones.....	90
Referencias Bibliográficas.....	92
Apéndices.....	95

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1:</i> Distribuidor de una turbina Francis.	28
<i>Figura 2:</i> Rodete de la turbina Francis.	29
<i>Figura 3:</i> Partes de la turbina Francis.	30
<i>Figura 4:</i> Dimensiones del rodete.	31
<i>Figura 5:</i> Cotas carcasa.	33
<i>Figura 6:</i> Componentes del generador	38
<i>Figura 7:</i> Abaco de los fabricantes (www.savoiapower.com/hydrotabla.com).	56
<i>Figura 8:</i> Caudales promedios mensuales del Río Tona año 2018.	80
<i>Figura 9:</i> Excedentes en la PCH.	83
<i>Figura 10:</i> Ganancias por la PCH.....	90

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Clasificación de PCH según la OLADE.</i>	21
Tabla 2. <i>Valores de k para calcular el coeficiente pérdidas.</i>	25
Tabla 3. <i>Tipos de turbinas utilizadas en las PCH'S.</i>	27
Tabla 4 <i>Caudales finales.</i>	50
Tabla 5: <i>Dimensiones y peso de la tubería.</i>	51
Tabla 6: <i>Resultados de potencia hidráulica sin pérdidas.</i>	52
Tabla 7. <i>Potencia hidráulica neta.</i>	53
Tabla 8: <i>Delta de pérdidas de potencia hidráulica</i>	53
Tabla 9: <i>Potencia hidráulica con la cabeza neta.</i>	54
Tabla 10 <i>Rango de caída para diferentes tipos de turbina.</i>	57
Tabla 11: <i>Velocidad específica turbinas.</i>	59
Tabla 12: <i>Ecuaciones y resultados de las dimensiones del rodete.</i>	60
Tabla 13: <i>Ecuaciones y resultados de las dimensiones del caracol</i>	61
Tabla 14: <i>Potencia eléctrica generada.</i>	63
Tabla 15: <i>Generalidades de la turbina.</i>	64
Tabla 16: <i>Generalidades básicas del regulador de la turbina.</i>	64
Tabla 17: <i>Generalidades básicas del generador eléctrico.</i>	65
Tabla 18: <i>Especificaciones técnicas de la turbina.</i>	66

Tabla 19: <i>Especificaciones técnicas del regulador.</i>	68
Tabla 20: <i>Pruebas de la turbina y el regulador.</i>	69
Tabla 21: <i>Especificaciones técnicas del generador eléctrico.</i>	70
Tabla 22: <i>Cotización empresa Fuchun.</i>	72
Tabla 23: <i>Cotización empresa Zhegiang .</i>	73
Tabla 24: <i>Características según la CREG.</i>	75
Tabla 25: <i>Caudales mensuales en el Río Tona.</i>	78
Tabla 26: <i>Caudales mensuales corregidos.</i>	79
Tabla 27: <i>Energía generada por la PCH.</i>	81
Tabla 28: <i>Importaciones mensuales amb año 2018.</i>	81
Tabla 29: <i>Excedentes PCH.</i>	82
Tabla 30: <i>Precios de energía por concepto de generación.</i>	85
Tabla 31: <i>Ganancias por venta de excedentes.</i>	85
Tabla 32: <i>Precios unitarios de la energía en el amb.</i>	86
Tabla 33: <i>Ganancias por las importaciones</i>	88
Tabla 34: <i>Ganancias totales</i>	89

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Presentación de los caudales mensuales durante el año 1992 al 2010 y un análisis de la frecuencia de los caudales suministradas por la gerencia de operaciones del amb.....	95
Apéndice B. Registro de caudales del Río Tona.....	96

Resumen

Título: Dimensionamiento eléctrico y estudio de un escenario de comercialización de energía para una PEQUEÑA central Hidroeléctrica (PCH) ubicada en la ciudad de Bucaramanga en la rivera del río Tona*.

Autor: Daniel Camilo Galeano Suárez.**

Palabras Clave: turbogenerador, sincronismo, potencia eléctrica, autoconsumo, comercialización.

Descripción:

En esta investigación se pretende dimensionar la capacidad del turbogenerador a emplear en la PCH del Río Tona, estimar sus costos y especificaciones técnicas y determinar la cantidad de energía que puede generar la PCH, todo esto basado en los estudios de prefactibilidad del aprovechamiento hidráulico en el Área Metropolitana de Bucaramanga. Además, se presentará un escenario de comercialización de la energía producida bajo el marco regulatorio actual.

En esta investigación se encontró que el número de unidades más apropiado para la PCH, con base en los caudales del Río Tona y asumiendo que la PCH estará interconectada al Sistema de Transmisión Nacional (STN) es de dos unidades. Así mismo, se encontró que la turbina que mejor se adapta a las condiciones de caudal y cabeza neta, es la turbina Francis acoplada a un generador de 6 polos con una velocidad de sincronismo de 1200 [rpm]. Con base en las características anteriores se plantearon las especificaciones técnicas de los equipos, estas fueron enviadas a dos empresas diseñadoras de máquinas para cotizar los costos del turbogenerador. Además, con las eficiencias finales de los equipos se estimó la potencia eléctrica generada por la PCH y se encontró que es de aproximadamente 760 [kW].

Para la comercialización de la energía producida se analizaron los artículos 16-17-18 de la CREG 030 del 2018, que es la reglamentación con la cual se rigen los pequeños aprovechamientos hidráulicos y donde se expone con quién y el precio al cual se debe comercializar la energía generada. En esta parte de la investigación se encontró que la energía generada se comercializará con la ESSA y se propuso un escenario de funcionamiento de la PCH en el cual se calcularon las ganancias por la venta de los excedentes y por la no facturación de importaciones.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Director Jairo Fabián Jaimes Rojas MSc. en Potencia Eléctrica Codirector César Antonio Duarte Gualdrón PhD. en ingeniería eléctrica e informática

Abstract

Title: Electrical dimensioning and study of the energy marketing scenario for a small Hydroelectric Power Plant (PCH) located in the city of Bucaramanga in the rivera of the Tona river*.

Author: Daniel Camilo Galeano Suárez**.

Key Words: turbogenerator, synchronism, electric power, self-consumption, marketing.

Description:

The purpose of this research is to measure the capacity of the turbogenerator to be used in the PCH of the Tona River, to estimate its costs and technical specifications and to determine the amount of energy that the PCH can generate, all this based on the pre-feasibility studies of the hydraulic use in the Metropolitan Area of Bucaramanga. In addition, a scenario of commercialization of the energy produced under the current regulatory framework will be presented.

In this investigation it was found that the most appropriate number of units for the PCH, based on the flows of the Tona River and assuming that the PCH will be interconnected to the National Transmission System (STN) is two units. Likewise, it was found that the turbine that best adapts to the conditions of flow and net head, is the Francis turbine coupled to a 6-pole generator with a synchronism speed of 1200 [rpm]. Based on the above characteristics, the technical specifications of the equipment were presented, these were sent to two machine design companies to quote the costs of the turbogenerator. In addition, with the final efficiencies of the equipment, the electrical power generated by the PCH was estimated and found to be approximately 760 [kW]

For the commercialization of the produced energy articles 16-17-18 of the CREG 030 of 2018 were analyzed, which is the regulation with which the small hydraulic uses are governed and where is exposed with whom and the price at which it should be marketed the energy generated. In this part of the investigation it was found that the generated energy will be commercialized with the ESSA and an operating scenario of the PCH was proposed in which the profits from the sale of the surplus and the non-invoicing of imports were calculated.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones
Director Jairo Fabián Jaimes Rojas MSc. en Potencia Eléctrica Codirector César Antonio Duarte Gualdrón PhD. en ingeniería eléctrica e informática

Introducción

Este documento presenta el desarrollo del trabajo de grado en la modalidad investigación bajo el título “Dimensionamiento eléctrico y estudio de un escenario de comercialización de energía para una Pequeña Central Hidroeléctrica ubicada en la ciudad de Bucaramanga en la rivera del Río Tona”, este trabajo busca dimensionar la capacidad de los equipos electromecánicos a emplear en la PCH del Río Tona, estimar sus costos y especificaciones técnicas necesarias y determinar la cantidad de energía eléctrica que puede generar la PCH. Así mismo, luego de conocer la cantidad de energía generada se presentará un escenario de comercialización para la venta dicha energía. El suministro de agua potable en una ciudad se realiza a través de tuberías a presión que conducen el agua desde un embalse a la planta de tratamiento y luego a una red de distribución que conduce el agua a los hogares (MILLÁN & GAMBA, 2014). Una de las fuentes hídricas de las cuales se hace la captación del agua para la ciudad de Bucaramanga es el Río Tona, posteriormente esta agua captada es conducida por medio de una tubería a presión a la planta de tratamiento La Flora. En medio del proceso descrito, se pretende ubicar una PCH que aproveche la tubería a presión, el caudal que pasa a través de ella y la cabeza propia del aprovechamiento hidráulico para generar energía eléctrica utilizable y limpia.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas son sistemas de generación con capacidad hasta de 10 [MW] las cuales a partir de la energía del flujo de agua, sin necesidad de grandes represamientos, abastecen pequeños asentamientos humanos y tienen implementaciones en casi todo el mundo (Fabio Sierra, Adriana Sierra, 2011). Cabe destacar, que la PCH del Río Tona se

caracteriza por aprovechar el recurso hídrico doblemente, haciendo el proceso más eficiente, ya que el agua será empleada tanto para generar energía eléctrica como para el consumo de los habitantes de la ciudad de Bucaramanga.

Por otra parte, el agua es un recurso renovable cuyo aprovechamiento es considerado como un proceso limpio, eficiente, confiable y duradero, que incurre en bajos costos de mantenimiento y tiene un bajo impacto ambiental (C.E HITA & N.H.C HWANG, 1987). También, la energía generada por la PCH en Colombia se encuentra catalogada dentro de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), por lo que las condiciones para la integración, conexión, medición y comercialización de esta energía se encontrarán regidas bajo la resolución CREG 030 del 2018, que es por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

1. Definición del problema y justificación

El Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (amb) posee en su infraestructura embalses, túneles, tuberías de conducción, tanques de almacenamiento y estructuras reguladoras de presión en las cuales no se aprovecha la energía hidráulica del agua, debido a que ésta se disipa en los equipos y accesorios transformándose en fricción y ruido. Así mismo, la planta de tratamiento La Flora presenta unas condiciones topográficas ideales de cabeza neta y excelentes condiciones de caudal que no se están aprovechando de la manera más eficiente.

Teniendo en cuenta, que la infraestructura del Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (amb) específicamente en la planta de tratamiento La Flora es compatible con proyectos de generación de energía como las PCHs, ya que las principales obras constructivas son las mismas y considerando que esto reduce sustancialmente el costo inicial de la PCH. Una de las posibles soluciones del problema del no aprovechamiento de la energía hidráulica, es ubicar un grupo turbogenerador, el cual transforme la energía hidráulica en energía mecánica por medio de la turbina y ésta energía mecánica finalmente en energía eléctrica por medio del generador. Dadas las condiciones descritas, en este trabajo de grado se pretende realizar el dimensionamiento eléctrico del grupo turbogenerador a emplear en la PCH y la presentación de un escenario de comercialización de la energía eléctrica producida dentro del marco regulatorio actual.

Por otro lado, cabe señalar que actualmente las principales barreras a las que se ve enfrentada una PCH están relacionadas con la disponibilidad, tramitación y perfeccionamiento de los derechos de agua y la ausencia de criterios unificados de evaluación de impacto ambiental para estas centrales (Hernández, 2015). El amb ya cuenta con la licencia de agua y la infraestructura civil para la construcción de la PCH. Además, es importante resaltar que la PCH de este proyecto se encuentra categorizada como una de las PCHs que provee mayores ventajas al medio ambiente porque no se necesitan grandes represamientos de agua.

De acuerdo a lo anterior, este es un proyecto factible y novedoso para Santander, que se encuentra a la vanguardia de las nuevas técnicas mundiales como lo es la generación distribuida y la autogeneración a partir de energías renovables y que además, contribuye al mejoramiento de la calidad de vida de la personas debido a que se disminuye el valor de la facturación por concepto de servicio de acueducto y la disminución de gases efecto invernadero (GEI).

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Realizar el estudio eléctrico del grupo turbogenerador a emplear en una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) ubicada en la ciudad de Bucaramanga que aprovecha el caudal y cabeza neta existentes en la rivera del Río Tona, incluyendo especificaciones técnicas de los equipos, cuantificación del presupuesto y de un escenario de comercialización de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

2.2 Objetivo Específicos

- Estimar la potencia hidráulica que se suministrará a la turbina, a partir de los parámetros de caudal y cabeza neta existentes en la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) del Río Tona.
- Determinar el tipo, número de unidades, dimensiones y la potencia eléctrica que generará el turbogenerador a partir de los estudios existentes de prefactibilidad del análisis de aprovechamiento hidráulico en el área metropolitana de Bucaramanga, específicamente en la llegada del agua cruda del Río Tona, en el sector Km 5 vía Tona.
- Establecer las especificaciones técnicas necesarias y estimar los costos del grupo turbogenerador a utilizar en la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH).
- Presentar un escenario de comercialización de la energía producida al Sistema Interconectado Nacional (SIN) dentro del marco regulatorio actual.

3. Marco Referencial

En los últimos años las grandes potencias mundiales a través de programas de investigación científica, han incentivado el estudio y desarrollo de propuestas tecnológicas para la obtención de nuevas formas de generación de energía que sean limpias y amigables con el planeta. Estas energías alternativas, buscan hacer simbiosis con los sistemas de generación tradicionales y además ser soluciones que produzcan el menor impacto ambiental, bajos costos y que puedan generarse en las cantidades necesarias para suplir la demanda energética.

En Colombia esta iniciativa motivó la expedición de la ley 1715 de 2014, que tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético (UPME, Pontificia Universidad Javeriana PUJ, Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, 2015). Teniendo en cuenta, que para el Banco Mundial, Colombia es el cuarto país con más recursos hídricos con un caudal promedio de $66.440 \text{ [m}^3\text{/seg]}$, equivalente en términos generales a un volumen anual de $2.113 \text{ [km}^3\text{]}$ en un área total de $1.141.748 \text{ [km}^2\text{]}$, teniendo en la región nororiental los menores volúmenes hídricos y la región Pacífico occidental los volúmenes más

altos (RUBIO OCHOA, 2002), se pretende dar solución a las necesidades planteadas anteriormente a partir del recurso hídrico empleado en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) son centrales de generación hidroeléctrica, con una potencia de generación baja. Se pueden definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan las energías potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica. Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros de consumo, en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona en donde se lleva a cabo el proyecto(ZOPPETTI JÚDEZ, 1969) .

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se pueden clasificar en tres grandes categorías: tipo de embalse, altura de la fuente hídrica y según la cantidad de energía. De acuerdo con el tipo de embalse se clasifican en: de agua fluyente, de embalse, de bombeo y mareomotrices. Según la altura de la fuente o cabeza hidráulica: en pequeñas cuando el salto es menor a 15 metros, medianas cuando el salto está entre 15 y 50 metros y grandes cuando es de más de 50 metros. Y con base en la cantidad de energía hidroeléctrica han sido clasificadas en grandes, medianas y pequeñas centrales (Fabio Sierra, Adriana Sierra, 2011).

La Organización Latinoamericana de Energía y del Caribe (OLADE) planteó la siguiente clasificación mostrada en la tabla1.

Tabla 1.

Clasificación de PCH según la OLADE.

POTENCIA	TIPO	SALTO[m]		
		BAJO	MEDIO	ALTO
0.5-5 kW	Picocentral			
5-50 kW	Microcentral	<15	15-50	>50
50-500 kW	Minicentral	<20	20-100	>100
500-5000 kW	Pequeña central	<25	25-130	>130

Nota. Adaptado de: OLADE.

Adicionalmente, cabe resaltar que las PCH son proyectos compatibles y de gran interés, especialmente por acueductos de agua potable, empresas de aguas residuales y agroindustrias. Estos son compatibles ya que la PCH puede complementar los procesos anteriores, haciéndolos más eficientes porque se emplea el recurso hídrico por partida doble y en la mayoría de los casos ya se cuenta con infraestructura construida, lo que genera una reducción considerable en los costos del proyecto.

Actualmente en Colombia una de las PCHs más representativas es la Pequeña Central Hidroeléctrica Santa Ana, proyecto ejecutado por la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB) que es la empresa encargada de suministrar todo el recurso hídrico a la capital del país. En el proyecto Santa Ana se utilizó el sistema de tuberías ya existentes del (EAAB) y el caudal que pasa por estas para instalar una planta generadora de energía eléctrica con una capacidad instalada de 12 [MW] de los cuales se considera vendible el 80% (Sepúlveda Medina & Quintero, 2008).

Por esta razón y por la similitud de las condiciones en esta investigación se pretende hacer una revisión de los estudios sobre el proyecto Santa Ana como lo son (Sepúlveda Medina &

Quintero, 2008) “Proyecto de reducción de emisiones por generación de energía renovable con el mecanismo de desarrollo limpio (MDL), caso Pequeña Central Hidroeléctrica Santa Ana EAAB-ESP”, la tesis de grado de especialización (MILLÁN & GAMBA, 2014) “Estudio de prefactibilidad para el diseño y construcción de una Pequeña Central Hidroeléctrica en la empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá” y se seguirán las pautas teóricas planteadas en el libro (ORTÍZ FLOREZ, 2011) “Pequeñas Centrales Hidroeléctricas construcción paso a paso” y en el libro (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014) “Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas”.

4. Generación de energía eléctrica con PCH

4.1 Potencia Hidráulica

Las ecuaciones y metodología mostradas a continuación fueron sacadas del libro (ORTÍZ FLOREZ, 2011), Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (Construcción paso a paso) del Doctor Ramiro Ortiz Flórez. La energía hidráulica (E_H) que se suministrará a una turbina por un determinado peso de agua (m), que se desplaza entre la sección de entrada de la tubería a presión y su sección de salida, correspondiendo esta diferencia de alturas a la cabeza estática (H_{est}) del aprovechamiento hidráulico, es:

$$E_H = H_{est} m \quad (1)$$

Donde el peso del agua es igual a: $m = \rho g V$, siendo (ρ) la densidad del agua, (g) la aceleración de la gravedad, (V) el volumen de agua y teniendo en cuenta que el volumen equivale al producto del caudal (Q) por el tiempo (t) : $V = Q * t$.

De esta forma la energía hidráulica (E_H) que se suministrará a la turbina queda expresada por la siguiente ecuación:

$$E_H = H_{est} \rho g Q t \quad (2)$$

Por lo que la potencia hidráulica total (P_H) equivale a:

$$P_H = \frac{E_H}{t} = H_{est} \rho g Q \quad (3)$$

Al analizar las unidades de la ecuación de la potencia hidráulica total suministrada a la turbina se encuentran las unidades de Watts, de la siguiente forma:

$$P_H = m \left(\frac{Kg}{m^3} \right) \left(\frac{m}{s^2} \right) \left(\frac{m^3}{s} \right) = Kg \left(\frac{m^2}{s^3} \right) = W \quad (4)$$

De esta manera la potencia hidráulica en una turbina, para una cabeza dada en metros y un caudal en metros cúbicos por segundo, corresponde a:

$$P_H = 9810 H_{est} Q ; \quad (W) \quad (5)$$

Donde la densidad del agua es $\rho = 1000 \frac{Kg}{m^3}$ y la aceleración de la gravedad

$g = 9,81 \frac{m}{s^2}$. Sin embargo, esta unidad es muy poco empleada en los ámbitos de la ingeniería

por lo que generalmente se utiliza la magnitud en kilowatts, la ecuación de la potencia hidráulica neta total en la turbina queda enunciada de la siguiente forma:

$$P_H = 9,81H_{est} Q \quad ; \quad (kW) \quad (6)$$

Cabe resaltar que se presentan pérdidas de potencia hidráulica debidas a la longitud de la tubería y a los accesorios (Δp), las cuales no se han considerado en las ecuaciones anteriores, dado que la caída estática (H_{est}) no incluye estas pérdidas de caída (Δh).

De esta forma la potencia hidráulica neta P_{HN} suministrada a la tubería equivale a:

$$P_{HN} = (P_H - \Delta p) = 9,81(H_{est} - \Delta h)Q \quad (7)$$

Donde las pérdidas por longitud y accesorios corresponden a:

$$\Delta h = \frac{v^2}{2g} \left(\lambda \frac{L}{D} + \sum \xi \right) = \frac{8Q^2}{\pi^2 D^4 g} \left(\lambda \frac{L}{D} + \sum \xi \right) \quad (8)$$

Expandiendo y reorganizando los términos de las ecuaciones anteriores se encuentra la siguiente ecuación de potencia hidráulica que incluye pérdidas por longitud y accesorios:

$$P_{HN} = 9,81H_{est}Q - 9,81 \left[\frac{v^2}{2g} \left(\lambda \frac{L}{D} + \sum \xi \right) \right] Q \quad (9)$$

$$P_{HN} = 9,81H_{est}Q - \frac{78,48Q^3}{\pi^2 D^4 g} \left(\lambda \frac{L}{D} + \sum \xi \right) \quad (10)$$

Donde:

$L = \text{longitud de la tubería}$ $D = \text{diámetro de la tubería}$

$\lambda = \text{coeficiente de pérdidas}$ $\xi = \text{longitud de otros accesorios}$

El coeficiente de pérdida se puede hallar con la ecuación número 11:

$$\lambda = 0,01 \left(\frac{k}{D} \right)^{0,134} \quad (11)$$

Donde D es el diámetro de la turbina y k es una constante que depende del tipo de material del que esté hecho la tubería.

Tabla 2.

Valores de k para calcular el coeficiente pérdidas.

Tubo de acero (nuevo)	$k=1,15 \text{ m}$
Tubo de hierro fundido (nuevo)	$k=2,5 \text{ m}$
Tubo de acero corroído (en operación)	$k=5 \text{ m}$
Tubo plástico	$k=0,5 \text{ m}$

Nota. Adaptado de: Flórez, R. O. (2011) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Bogotá: Ediciones de la U.,p.244.

4.2 Equipo electromecánico de una PCH

En una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) los hidrogrupos que están conformados por la turbina, el generador y los reguladores tienen un costo que equivale al 40-50% del costo total de la PCH (ORTÍZ FLOREZ, 2011). Por esta razón el equipo electromecánico es una de las partes más importantes de la PCH y a continuación se describirán sus principales componentes.

4.2.1 Turbina La turbina hidráulica es el elemento clave de una Pequeña Central Hidroeléctrica es la que se encarga de aprovechar la energía cinética y potencial del agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador, produce energía eléctrica (DÍAZ MUÑOZ, n.d.) .Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

- **TURBINAS DE ACCIÓN**

En las turbinas de acción el agua sale del distribuidor a la presión atmosférica y llega al rodete con la misma presión; en estas turbinas, toda la energía potencial del salto se transmite al rodete en forma de energía cinética (Díez, n.d.). El tipo más utilizado es el denominado turbina Pelton,

aunque existen otros parecidos como la Turgo con inyección lateral y la turbina de doble impulsión o de flujo cruzado, también conocida como turbina Michell-Banki (DIAZ MUÑOZ, n.d.). A continuación se describirán los aspectos básicos de la turbina Pelton y Michell-Banki:

- **Turbina Pelton:** es una turbina tangencial y es la más utilizada para grandes saltos (Díez, n.d.).
- **Turbina Michel-Banki:** el agua pasa dos veces por los álabes del rodete, construido en forma de tambor; se utiliza para pequeños y grandes saltos (Díez, n.d.).
- **TURBINAS DE REACCIÓN**

En las turbinas de reacción el agua sale del distribuidor con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los álabes del rodete, de forma que a la salida la presión puede ser nula o incluso negativa; en estas turbinas el agua circula a presión en el distribuidor y en el rodete, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma, una parte en energía cinética y la otra en energía de presión (Díez, n.d.). Las turbinas de reacción más utilizadas son las Francis y la Kaplan (DIAZ MUÑOZ, n.d.).

- **Turbina Kaplan:** las palas del rodete tienen forma de hélice; se emplea en saltos de pequeña altura, obteniéndose con ella elevados rendimientos (Díez, n.d.).
- **Turbina Francis:** es radial centrípeta, con tubo de aspiración; el rodete es de fácil acceso, por lo que es muy práctica. Es fácilmente regulable y funciona a un elevado número de revoluciones; es el tipo más empleado y se utiliza en saltos variables, pueden ser : lentas, normales, rápidas y extra rápidas (Díez, n.d.).

La turbina Francis es especial ya que es la más empleada en los aprovechamientos hidráulicos por su gran versatilidad. Además, basándose en los resultados del artículo (Quintero, 2013) mostrados en la tabla 3, en el cual se estudian las turbinas utilizadas en las PCHs Colombianas, se

observa que la turbina más empleada es la Francis. Por tal motivo, se profundizará en su funcionamiento y en sus principales partes constructivas.

Tabla 3.

Tipos de turbinas utilizadas en las PCH'S.

Tipo de turbina	Número de centrales	Potencia instalada en [kw]
PELTON	48	33.926
FRANCIS	52	68.249
MICHEL-BANKI	4	100
COMBINADOS	8	13.231
KAPLAN	1	1500
OTROS	1	-
SIN INFORMACION	87	52.656,9
TOTAL	197	168.162,9

Fuente: INEA, 1997. E. Torres, G Parga, (Actualizado E. Torres 2012)

4.2.2 Turbina francis. Las turbinas Francis son turbinas hidráulicas que se pueden diseñar para un amplio rango de saltos y caudales, siendo capaces de operar en rangos de alturas que van desde los 40 metros hasta varios cientos de estos. Además, junto con su alta eficiencia, ha hecho que este tipo de turbina sea la más ampliamente usada en el mundo, principalmente para la producción de energía eléctrica. Según la forma como transforman la energía hidráulica en mecánica, la turbina Francis puede definirse como una turbina de reacción, de flujo mixto centrípeto y de admisión total cuyo flujo interno es radial y axial (ORTÍZ FLOREZ, 2011).

4.2.2.1 Principales componentes de la turbina francis

- **Cámara espiral.**

Según las dimensiones de la turbina se construyen de acero, concreto armado solo o con camisa de acero. Su función principal es la de transformar la energía de presión en energía cinética y cubrir las partes internas de la turbina como el distribuidor y el rodete. Pueden tener pequeños álabes difusores o ser solo tipo voluta (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

- **Distribuidor:**

El difusor de la carcasa y los álabes móviles del distribuidor dirigen el agua al rodete con un mínimo de pérdidas y transforman la energía de presión en energía cinética. La movilidad de los álabes del distribuidor permite aumentar o reducir el caudal de entrada al rodete, de acuerdo a la demanda de potencia. Por ejemplo , cuando se demanda mayor potencia, los álabes del distribuidor se abren para admitir el paso de mayor caudal y el en caso contrario, se cierran cuando hay una menor demanda o rechazo de carga(Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

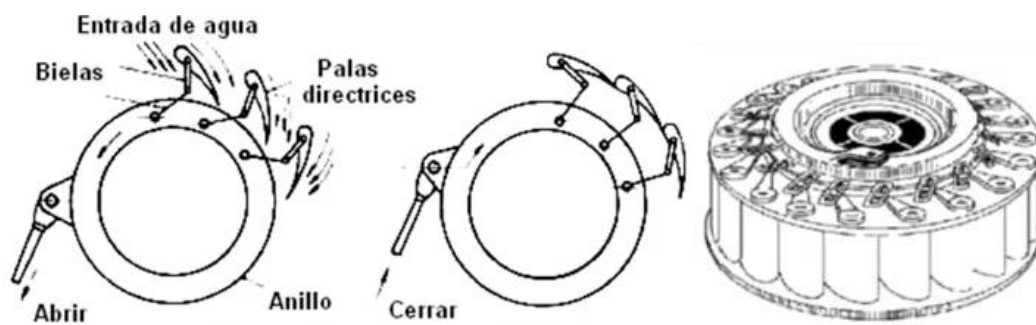


Figura 1: Distribuidor de una turbina Francis.

- **Rodete.**

Está conformado por 14-19 álabes fijos colocados entre un disco y una corona exterior, quienes poseen por lo general una doble curvatura. En ellos el caudal ingresa radialmente por la periferia externa y abandona el rodete en dirección axial para dirigirse hacia el tubo de aspiración. La característica que permite que esta turbina se ajuste a un rango alto de altura es la relación entre los diámetros del disco D_1 y D_2 (ORTÍZ FLOREZ, 2011).



Figura 2: Rodete de la turbina Francis.

- **Tubo de aspiración.**

Está conectado a la salida de la turbina y en su parte final inicia la conducción hacia la descarga o desfogue. Se le llama tubo de aspiración porque crea una depresión a la salida del rodete y tiene dos funciones principales, la primera recuperar la energía cinética del agua y la segunda transformarla en energía de presión y posición, para conducir el gasto turbinado hacia el desfogue (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014).

En la figura 3, se pueden observar los principales componentes de la turbina Francis.

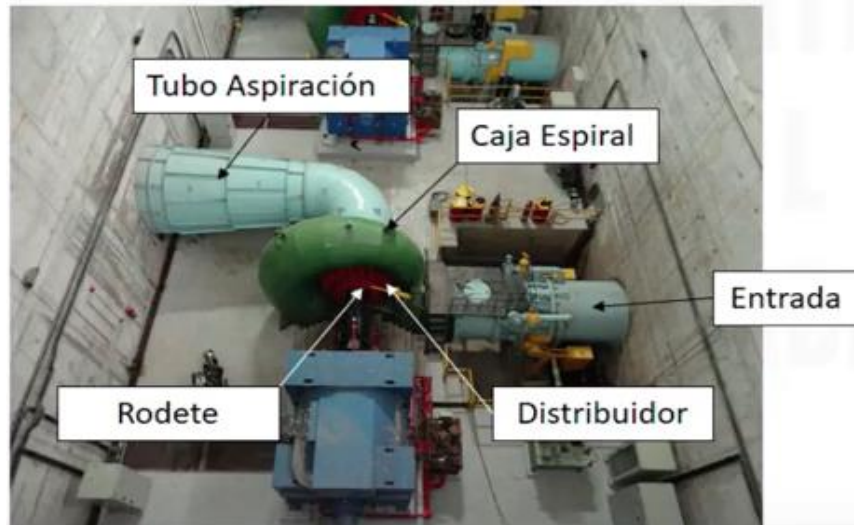


Figura 3. Partes de la turbina Francis.

4.2.2.2 Dimensiones de la turbina Francis Para dimensionar los principales componentes de la turbina Francis, se emplearán las ecuaciones y metodología expuestas en el libro (Nava Mastache & García Gutiérrez, 2014), Selección y Dimensiones de Turbinas Hidráulicas para centrales Hidroeléctricas. Las expresiones que se presentarán a continuación están dadas en función del diámetro de descarga D_3 , expresado en metros y de la velocidad específica N_s , en sistema métrico con potencia en (kW).

- **DIMENSIONAMIENTO DEL RODETE**

Para dimensionar el rodete se debe hallar el coeficiente de velocidad específica φ a través de la siguiente ecuación:

$$\varphi = 0,31 + 2,5 \times 10^{-3} N_s \quad (12)$$

Utilizando este valor de φ se despeja el diámetro D_3 de salida del rodete de la ecuación (13):

$$\varphi = \frac{D_3 n}{84,5\sqrt{H}} \quad (13)$$

$$D_3 = \frac{84,5\varphi\sqrt{H}}{n} \quad (14)$$

Una vez obtenido D_3 se puede calcular en función de dicho valor las dimensiones de la turbina aplicando las siguientes expresiones para el rodete.

$$\text{Diámetro de entrada } D_1 = (0,4 + \frac{94,5}{N_s})D_3 \quad (15)$$

$$\text{Diámetro medio } D_2 = \frac{1}{0,96 + 0,00038N_s} D_3 \quad (16)$$

$$\text{Distancia de D1 al eje del distribuidor } H_1 = (0,094 + 0,00025N_s)D_3 \quad (17)$$

$$\text{Distancia del eje del distribuidor a } D_3 \quad H_2 = \frac{D_3}{3,16 - 0,0013N_s} \quad (18)$$

En la figura (4) se observan las dimensiones del rodete con sus respectivas cotas.

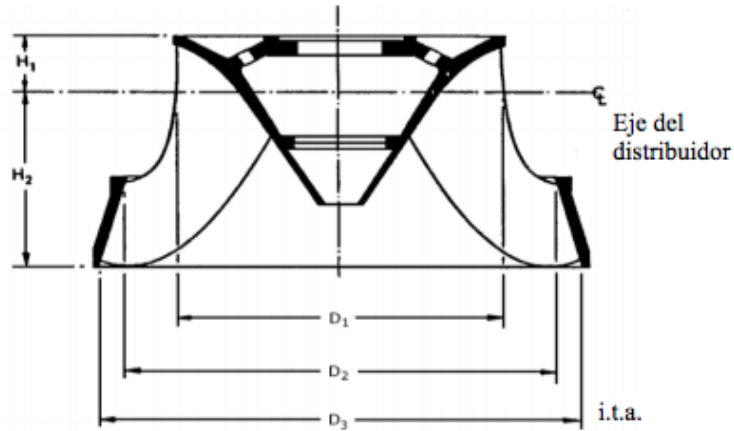


Figura 4: Dimensiones del rodete.

• DIMENSIONES DE LA CÁMARA ESPIRAL

Las dimensiones preliminares de la cámara espiral se comprobarán para las siguientes condiciones:

- La velocidad del agua a la entrada de la carcasa será $V_e = 0.22(2gH)^{0.5}$, pero en ningún caso mayor de 10.7 m/s.
- El diámetro de entrada será menor o igual que el de la tubería a presión.
- La velocidad tangencial en secciones sucesivas permanecerá constante.

A continuación, se presentan las expresiones respectivas para el cálculo de las dimensiones del rodete en función de D_3 y N_s :

$$\text{Distancia A} \quad A = (1,2 - \frac{19,56}{N_s})D_3 \quad (19)$$

$$\text{Distancia B} \quad B = (1,1 + \frac{54,8}{N_s})D_3 \quad (20)$$

$$\text{Distancia C} \quad C = (1,32 + \frac{49,25}{N_s})D_3 \quad (21)$$

$$\text{Distancia Dg} \quad D = (1,5 + \frac{48,8}{N_s})D_3 \quad (22)$$

$$\text{Distancia E} \quad E = (0,98 + \frac{63,6}{N_s})D_3 \quad (23)$$

$$\text{Distancia F} \quad F = (1 + \frac{131,4}{N_s})D_3 \quad (24)$$

$$\text{Distancia G} \quad G = (0,89 + \frac{96,5}{N_s})D_3 \quad (25)$$

$$\text{Distancia H} \quad H = (0,79 + \frac{81,75}{N_s})D_3 \quad (26)$$

En la figura (5) se puede observar cada una de las dimensiones de la carcasa con sus respectivas cotas en un corte transversal de la turbina Francis.

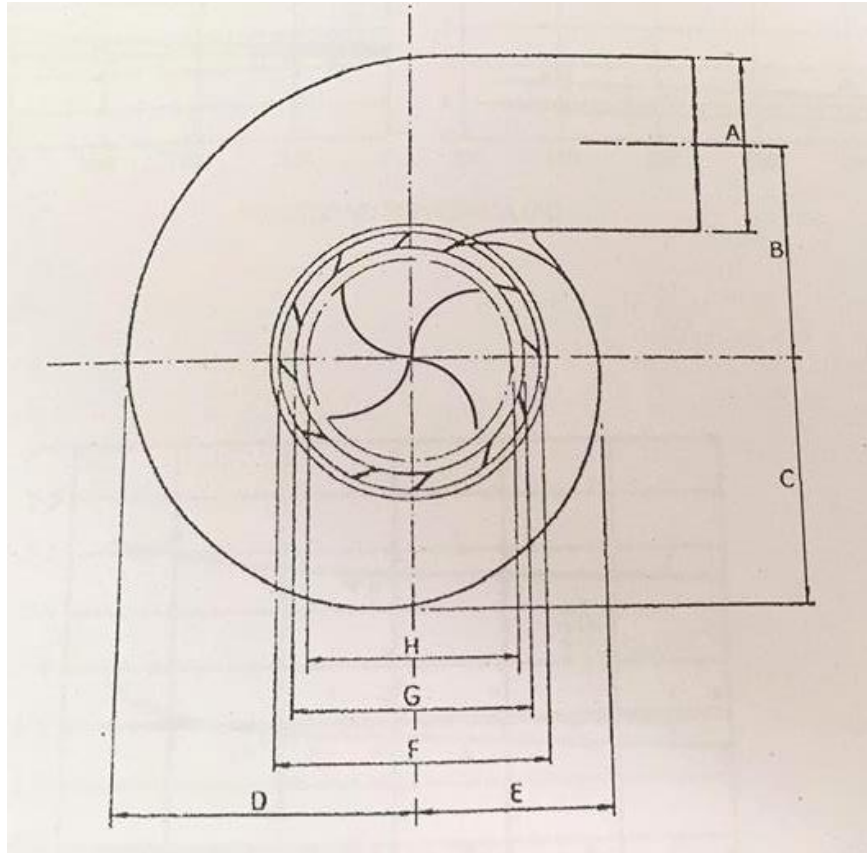


Figura 5: Cotas carcasa.

4.2.3 Selección del tipo de turbina Para la selección del tipo de turbina se empleará la metodología expuesta en (ORTÍZ FLOREZ, 2011), como se muestra a continuación. La selección del tipo de turbina se hace con base en el principio de funcionamiento de ésta y los parámetros principales que se emplean para su elección son el caudal y la cabeza neta. En relación a estos parámetros los fabricantes de turbinas han estandarizado su producción y para realizar su adecuada selección se debe utilizar el ábaco de los fabricantes.

En ciertos proyectos de PCHs se puede encontrar que más de un tipo de turbina esté acorde a las condiciones de cabeza neta y caudal, por este motivo se deben tener otros aspectos en cuenta como son:

- Velocidad específica: cada tipo de turbina tiene un rango establecido de velocidades específicas, estos rangos se encuentran en tablas de fabricantes.
- Cavitación: es un fenómeno físico particular de las turbinas hidráulicas, en el que en zonas de baja presión se forma vapor, lo que ocasiona que se generen burbujas que producen ruido, vibración y corrosión. Para evitar este fenómeno las turbinas deben trabajar con una potencia mayor al 65 % de la nominal.
- Otros parámetros a considerar son la clase de hidrograma (horizontal o vertical), mantenimiento, sencillez en la instalación, fácil montaje, bajo peso y costos.
- **VELOCIDAD ESPECÍFICA**

La velocidad específica denominada con el símbolo (n_s) se define como el número de revoluciones a la que debería girar una turbomáquina para suministrar al eje de una turbina o al fluido de una bomba una potencia de 1 [CV], en un salto de 1 [m] en condiciones de óptimo rendimiento (GARCÍA PÉREZ, 2011). Esta velocidad específica rige el estudio comparativo de la velocidad de las turbinas y es la base para su clasificación.

Las ecuaciones matemáticas para encontrar la fórmula de velocidad específica se basan en los principios de semejanza de turbinas. Su modelamiento matemático fue tomado de (GARCÍA PÉREZ, 2011) y es el siguiente:

Las tres primeras leyes de la semejanza se refieren a una misma turbina por lo que sus diámetros (D_m, D_p) son iguales ($D_m = D_p$) y expresan la variación de características de turbinas iguales cuando varía la altura neta (H).

- La primera ley de la semejanza: Los números de revoluciones (n_m, n_p) son directamente proporcionales a la raíz cuadrada de las alturas netas (H_m, H_p).

$$\frac{n_m}{n_p} = \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \quad (27)$$

- La segunda ley de la semejanza: los caudales (Q_m, Q_p) son directamente proporcionales a las raíces cuadradas de las alturas netas (H_m, H_p).

$$\frac{Q_m}{Q_p} = \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \quad (28)$$

- La tercera ley de la semejanza: las potencias en el eje (P_m, P_p) son directamente proporcionales a las alturas netas (H_m, H_p) elevadas a la 3/2.

$$\frac{P_m}{P_p} = \left(\frac{H_m}{H_p}\right)^{\frac{3}{2}} \quad (29)$$

Las siguientes tres leyes se refieren a dos turbinas geométricamente semejantes pero con diámetros distintos ($D_m \neq D_p$) y expresan: la variación de las características de turbinas geométricamente semejantes si se mantiene la misma altura neta.

- La cuarta ley de la semejanza: los números de revoluciones son inversamente proporcionales a los diámetros

$$\frac{n_m}{n_p} = \frac{D_m}{D_p} \quad (30)$$

- La quinta ley de la semejanza: los caudales son directamente proporcionales a los cuadrados de los diámetros.

$$\frac{Q_m}{Q_p} = \left(\frac{D_m}{D_p}\right)^2 \quad (31)$$

- La sexta ley de la semejanza: las potencias útiles son directamente proporcionales a los cuadrados de los diámetros.

$$\frac{P_m}{P_p} = \left(\frac{D_m}{D_p} \right)^2 \quad (32)$$

Las seis ecuaciones anteriores se pueden relacionar dos a dos de acuerdo a:

$$\frac{n_m}{n_p} = \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \left(\frac{D_p}{D_m} \right) \quad (33)$$

$$\frac{Q_m}{Q_p} = \left(\frac{D_m}{D_p} \right)^2 \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \quad (34)$$

$$\frac{P_m}{P_p} = \left(\frac{D_m}{D_p} \right)^2 \left(\frac{H_m}{H_p} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (35)$$

Despejando el término $\left(\frac{D_m}{D_p} \right)$ de la ecuación (33) se tiene:

$$\frac{D_m}{D_p} = \frac{n_p}{n_m} \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \quad (36)$$

Reemplazando (36) en (35).

$$\frac{P_m}{P_p} = \left(\frac{n_p}{n_m} \sqrt{\frac{H_m}{H_p}} \right)^2 \left(\frac{H_m}{H_p} \right)^{\frac{3}{2}} \quad (37)$$

Despejando y simplificando (37)

$$P_m^{\frac{1}{2}} n_m H_m^{-\frac{5}{4}} = P_p^{\frac{1}{2}} n_p H_p^{-\frac{5}{4}} \quad (38)$$

Y denominando al término $n P^{\frac{1}{2}} H^{-\frac{5}{4}}$, velocidad específica se obtiene (39)

$$n P^{\frac{1}{2}} H^{-\frac{5}{4}} = n_s = \text{velocidad específica} \quad (39)$$

Entonces $n_{sp} = n_{sm}$. Esto significa que todas las turbinas geoméricamente semejantes tienen la misma velocidad específica. Sin embargo, se puede evidenciar que al emplear la ecuación (39) se afrontan dos incógnitas: la velocidad específica y la velocidad de sincronismo, por esta razón

los fabricantes han creado ecuaciones experimentales, a partir de las cuales se puede calcular la velocidad específica y con esto realizar los cálculos respectivos.

4.2.4 Selección del número de unidades La metodología para seleccionar el número de unidades de una PCH fue tomada de (ORTÍZ FLOREZ, 2011). Los porcentajes de costos de los grupos turbogenerador son elevados y por esta razón se necesitan usar grupos de turbinas que tengan bajo costo y ofrezcan características tales como:

- Construcción robusta de bajo peso.
- Número mínimo de componentes y geometría simple.
- Facilidad de sustitución de componentes.
- Necesidad mínima de mantenimiento.
- Operación exenta de ruidos, vibraciones y cavitación.

Para que el hidrogro grupo trabaje con buena eficiencia es necesario que los rangos de potencia promedio varíen entre el 65-90% de la potencia nominal, ya que entrar en rangos inferiores genera fenómenos perjudiciales para el hidrogro grupo como lo es la cavitación. Otro aspecto importante es que las unidades sean de igual potencia e igual tipo. La ventaja de utilizar una mayor cantidad de unidades es que se incrementa la eficiencia de la PCH y además se eleva la confiabilidad.

Para seleccionar el número de unidades de la PCH se debe partir de los estudios hidroenergéticos en los cuales se ha determinado la potencia hidráulica que recibirán las unidades . Además se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La PCH está aislada o interconectada.
- El caudal disponible en el año, el caudal mínimo y de diseño.
- Perfiles de demanda.

- Longitud de la línea de transmisión.

Al estar la PCH interconectada al STN se facilita la selección de la cantidad de unidades, ya que de los parámetros anteriormente nombrados la cantidad de unidades únicamente dependerá del caudal mínimo, para que la carga se pueda distribuir entre las demás plantas. Tener una mayor cantidad de unidades mejora el rendimiento, pero eleva la complejidad de la instalación e incrementa sus costos.

4.2.5 Generador Eléctrico. Estas máquinas son las responsables de transformar la energía mecánica de rotación suministrada por las turbinas, en energía eléctrica en sus bornes o terminales. El principio del funcionamiento del generador se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él. Este funcionamiento se basa en la inducción electromagnética. Está formado esencialmente por dos elementos: uno fijo cuyo nombre genérico es el de estator o inducido y otro que gira concéntricamente en este llamado rotor (DÍAZ MUÑOZ, n.d.).

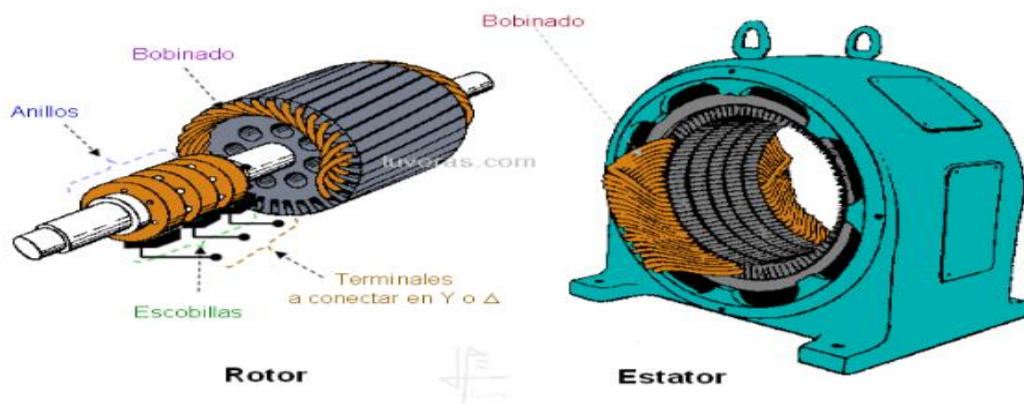


Figura 6: Componentes del generador

Los generadores eléctricos más empleados en las PCHs son el generador sincrónico y el generador de inducción. A continuación se presentarán sus principales características.

4.2.5.1 Generador sincrónico En un generador síncrono se aplica una corriente continua (DC) al devanado del rotor, la cual produce un campo magnético, entonces el rotor del generador gira mediante un motor primario y produce un campo magnético rotacional dentro de la máquina. Este campo magnético rotacional induce un grupo trifásico de voltajes caracterizados por tener una magnitud y una fase (Chapman, 2000).

El generador síncrono, al igual que las demás tipos de máquinas eléctricas, está constituido por dos devanados independientes:

- Devanado de campo: construido en forma de arrollamiento concentrado o bien distribuido en ranuras, alimentado por corriente continua, y es el devanado que produce el campo magnético principal en la máquina (Alfonzo Pernia, 2014).
- Devanado de armadura: se distribuye formando un arrollamiento trifásico recorrido por corriente alterna, donde se induce el voltaje principal (Alfonzo Pernia, 2014).

En las máquinas sincrónicas los devanados de campo están sobre el rotor, mientras que los de armadura se sitúan en el estator (Alfonzo Pernia, 2014). La magnitud de la tensión es directamente proporcional a la intensidad del campo magnético, el cual en el generador síncrono es creado por un electroimán y a la velocidad con la que se corta el campo magnético. La velocidad de un generador síncrono se encuentra con la siguiente ecuación (Chapman, 2000):

$$N = \frac{120 f}{P} \quad (40)$$

Donde f es la frecuencia de la red y P es el número de polos.

4.2.5.2 Generador Asíncrono El generador asíncrono debe estar siempre conectado a la red eléctrica, de la que toma la energía necesaria para producir su magnetización. Cuando el sistema de la red eléctrica falla, el generador lo hace también. Sin embargo, existen sistemas electrónicos que pueden engañar a los generadores de inducción, por medio de capacitores para cargar el campo, permitiendo así, que en ocasiones estos generadores puedan ser utilizados en sistemas de potencia aislados. Este tipo de generador eléctrico se ha utilizado sobre todo en centrales de pequeña potencia debido a la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos existentes en los que se basan. Para ello es necesario que el par mecánico que se comunica al rotor produzca una velocidad de giro mayor a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador. Es importante que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña, para reducir las pérdidas en el cobre del rotor (DIAZ MUÑOZ, n.d.).

Como ya se ha expuesto, el generador toma la corriente de la red para la creación del campo magnético giratorio mediante el estator. También se necesita la colocación de una batería de condensadores que compense la energía reactiva generada, ya que el bobinado al tratarse de una carga inductiva, consumirá corriente desfasada de la tensión para generar el campo magnético (Edminister, Nahvi, Navarro, Sánchez, & Miguel Rodríguez, 1997).

Para arrancar el grupo se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad superior a la de sincronismo (aunque próxima a la misma para minimizar perdidas) y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático pasando a trabajar como generador de potencia activa pero demandante de potencia reactiva (para la creación del campo magnético) (DIAZ MUÑOZ, n.d.).

4.2.6 Regulador y control Los conceptos básicos para el regulador y control fueron sacados de (DIAZ MUÑOZ, n.d.). En todo aprovechamiento hidroeléctrico, es necesario la instalación de diversos mecanismos que regulen y controlen el buen funcionamiento de la central. La disposición de estos elementos es necesaria para conseguir adecuar la turbina a las circunstancias existentes en cada momento y para que pueda trabajar con el mejor rendimiento energético posible en cada circunstancia. Para una central con generador síncrono funcionando conectado a la red estas son las principales consideraciones para el control:

- Aunque el control de la turbina no necesita un regulador de velocidad porque la frecuencia está mantenida por la red, es conveniente su instalación. El mando del distribuidor se realiza por medio de un servo oleohidráulico y las órdenes de apertura y cierre proceden del regulador de nivel.
- El control del generador es una regulación del factor de potencia, ya que al estar conectado a la red ésta fija la tensión, y la variación de la excitación modifica la potencia reactiva suministrada por el grupo.
- El equipo automático de sincronización estará provisto de ajuste de velocidad y tensión del grupo, a través de un relé de sincronismo.

4.3 Marco regulatorio actual

En ejercicio a las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, la ley 1715 de 2014 y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, Decreto 1260 de 2013 y Decreto 348 de 2017, la CREG expidió la resolución número 030 del 2018

por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (“Creg030-2018.pdf,” n.d.).

4.3.1 CREG 030 del 2018 Los términos y la metodología expuesta a continuación fueron extraídos de (“Creg030-2018.pdf,” n.d.). Mediante la resolución 030 del 2018 se regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden, a los operadores de red y transmisores nacionales. También, aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1 [MW] y menores o iguales a 5 [MW].

Para su debido entendimiento, la resolución CREG 030 en su artículo 3 define los siguientes términos:

- **Autogeneración:** Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente para atender sus propias necesidades.
- **Autogenerador:** Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación.
- **Autogenerador a gran escala:** Autogenerador con potencia instalada superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución Upme 281 del 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- **Autogenerador a pequeña escala, AGPE:** Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución Upme 281 del 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

La Resolución Upme 281 del 2015 establece que el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de un 1 [MW], y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador (“Resolución Upme 281 del 2015,” 2015).

- **Crédito de energía.** Cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un periodo de facturación.
- **Excedentes.** Toda exportación de energía eléctrica realizada por un autogenerador.
- **Exportación de energía.** Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o un generador distribuido.
- **FNCER.** Son las fuentes no convencionales de energía renovables tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.
- **Generador distribuido, GD.** Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 [MW].
- **Importación de energía.** Cantidad de energía eléctrica consumida de la red por un autogenerador.

La CREG 030 se divide principalmente en cuatro capítulos que a su vez están divididos en artículos y títulos. Este trabajo de investigación se centrará exclusivamente en el título 3 que está compuesto por los artículos 16,17 y18 en los cuales se expone cómo realizar la comercialización de la energía generada y los principales requisitos que se deben cumplir, por esta razón se describirán a continuación :

- **Artículo 16. Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE.**

Los AGPE podrán entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:

1. Si es un AGPE que no utiliza FNCER,

- a) A un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista relación de control entre el comprador y el vendedor, entendido este en los términos del numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el precio en la bolsa de energía en cada una de las horas correspondientes.
- b) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
- c) Al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía.

2. Si es un AGPE que utiliza FNCER,

- a) A un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista relación de control entre el comprador y el vendedor, entendido este en los términos del numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992. En este caso, el precio máximo de venta es el precio definido en el Artículo 17 de esta resolución.
- b) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
- c) Al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio definido en el Artículo 17 de esta resolución.

Parágrafo 1. En los días en que exista período crítico se entiende que el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según se define en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2. El comercializador integrado con el OR debe informar al ASIC, en el formato que éste decida, las compras que realiza a los AGPE para efectos de incluirlos como parte de la energía de entrada para el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Parágrafo 3. El comercializador es responsable de adecuar los contratos de condiciones uniformes de sus usuarios regulados a quienes compra excedentes, para reflejar sus obligaciones con el usuario respecto de esas compras.

- **Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER.**

Al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER de acuerdo con las siguientes reglas:

1. Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:
 - a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{vm,ij}$ de la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
 - b) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.
2. Para AGPE con capacidad mayor a 0,1 MW:
 - a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación.

Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización el cual corresponde a la variable $Cv_{m,i,j}$ y el servicio del sistema como la suma de las variables T_m , $D_{n,m}$, $PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$; en ambos casos definidos en la Resolución 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.

- b) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Parágrafo. En los días en que exista período crítico se entiende que el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según se define en la Resolución CREG 071 de 2006.

• **Artículo 18. Información al usuario AGPE por la entrega de excedentes.**

El comercializador que recibe energía de un AGPE es el responsable de la liquidación y la facturación, incorporando información detallada de consumos, exportaciones, cobros, entre otros, según corresponda de acuerdo con los lineamientos de este artículo.

El comercializador tiene la obligación de informar en cada factura, de manera individual, los valores según el segmento a que corresponda, de acuerdo con las distintas valoraciones de los excedentes o créditos que se indican a continuación:

- a) Para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

$$VE_{i,j,n,f} = (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}] \quad (41)$$

$$+ \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}$$

- b)

c) Para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada mayor a 0,1 MW:

$$VE_{i,j,n,f} = (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}] \quad (42)$$

$$- [Exp1_{i,j,n,f-1} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})]$$

$$+ \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}$$

d) Para AGPE que no utilizan FNCER:

$$VE_{i,j,n,f} = \sum_{h \in f-1} ExpT_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1} \quad (43)$$

Donde:

i : Comercializador i

j : Mercado de comercialización j

n : Nivel de tensión n

h : Hora h

m : Mes m

f : Período de facturación f

hx : Es la hora cuando los excedentes sobrepasan la importación de energía eléctrica en el período de facturación $f-1$. Para determinar hx se debe tener en cuenta toda la importación y exportación sobre el periodo de facturación $f-1$. H es el número total de horas del periodo de facturación $f-1$.

$VE_{i,j,n,f}$: Valoración del excedente del AGPE, en \$, en el período f . Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.

$Exp1_{i,j,n,f-1}$: Sumatoria de la exportación de energía del AGPE durante cada hora del período $f-1$, en kWh. Este variable puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,n,f-1}$

$Imp_{i,j,n,f-1}$: Sumatoria de la importación de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh.

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, del comercializador que lo atiende, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

$Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$Exp2_{h,i,j,n,f-1}$: Exportación horaria de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh que supera $Imp_{i,j,n,f-1}$.

$PB_{h,f-1}$: Precio de bolsa horario de las horas del periodo $f-1$, en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado.

$Rr_{m-1,i}$: Costo de Restricciones del sistema incluidas en la variable $R_{m,i}$, en \$/kWh, de la cual trata la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique o sustituya. En este costo no se incluye ninguno distinto al de restricciones del sistema.

$P_{n,m-1,i,j}$: Es igual a la variable $PR_{n,m-1,i,j}$ menos la variable $CPROG_{j,m-1}$ definidas en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

T_m : Costo por uso del STN en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$ExpT_{h,i,j,n,f-1}$: Exportación horaria de energía del AGPE durante cada hora del período $f-1$, en kWh. La suma sobre todas las horas del período de facturación $f-1$, $ExpT_{i,j,n,f-1}$, es igual a $Exp1_{i,j,n,f-1} + Exp2_{i,j,n,f-1}$

5. Potencial hidráulico en el río Tona.

Para cumplir con el alcance del proyecto y dar la debida realización a cada uno de los objetivos propuestos, se necesita de un conjunto de información de entrada propia de cada proyecto de aprovechamientos hidroeléctricos como lo es: mediciones de caudal, de cabezas (saltos) y las características de la tubería por donde circulará el caudal. Esta información catalogada como de entrada fue suministrada por la gerencia de operaciones del Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (amb) y está basada en los estudios de aprovechamiento hidráulico del área metropolitana de Bucaramanga.

5.1 Caudales

Luego de varios años de mediciones hidrológicas (anexo 1), por parte del Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (amb), los caudales finales a utilizar para la PCH son:

Tabla 4

Caudales finales.

Caudal Mínimo	$0,690 \left(\frac{m^3}{s} \right)$
Caudal de Diseño	$1,340 \left(\frac{m^3}{s} \right)$
Caudal Máximo	$1,610 \left(\frac{m^3}{s} \right)$

Fuente: Datos suministrados por la gerencia de operaciones del amb.

5.2 Saltos del aprovechamiento hidráulico

Con base en los resultados del levantamiento topográfico de la tubería ,el cual fue realizado desde la sección de entrada del agua hasta la cámara de llegada o zona de descarga, el (amb) determinó la cabeza estática de la PCH.

$$\text{Cabeza estática } H_{est} = 70,35 [m].$$

Por pérdidas en la tubería y en los accesorios, el (amb) asumió que la cabeza neta para el aprovechamiento hidráulico es de:

$$\text{Cabeza neta } H_{net} = 65,56 [m].$$

5.3 Características de la tubería

La tubería está construida en acero estándar y tiene una longitud de $L = 593,89 [m]$. El diámetro, espesor de la pared y peso se encuentran en la tabla 5.

Tabla 5:

Dimensiones y peso de la tubería.

TUBERÍA	DIÁMETRO (mm)	ESPESOR DE LA PARED (mm)	PESO (Kg/m)
ACERO AL CARBÓN ASTM A53	863,6	9,53	200,31

Nota. Datos suministrados por la gerencia de operaciones del amb.

5.4 Potencia hidráulica sin pérdidas.

Al analizar las ecuaciones planteadas se puede observar que para estimar la potencia hidráulica se necesita conocer los parámetros de: cabeza, caudal y las características de la tubería. Cada una de las magnitudes de estos parámetros ya fueron enunciados en la sección anterior.

Para hallar la potencia hidráulica sin pérdidas se procede a reemplazar en la ecuación número (6):

$$P_H = 9,81 H_{est} Q \quad ; \quad (kW)$$

$$H_{est} = 70,35 [m]$$

$$Q = [0,690 \quad 1,340 \quad 1,610] ; \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

Los resultados encontrados de potencia hidráulica sin pérdidas fueron los siguientes:

Tabla 6:

Resultados de potencia hidráulica sin pérdidas.

POTENCIA	Caudal Mínimo	Caudal de Diseño	Caudal Máximo
HIDRÁULICA SIN PÉRDIDAS (kW)	476,1921	924,7788	1.111,1149

5.5 Potencia hidráulica neta.

Para hallar la potencia hidráulica neta se procede a reemplazar en la ecuación número (10):

$$P_{HN} = 9,81H_{est} Q - \frac{78,48Q^3}{\pi^2 D^4 g} \left(\lambda \frac{L}{D} + \sum \xi \right)$$

$$H_{est} = 70,35 [m]$$

$$Q = [0,690 \quad 1,340 \quad 1,610] \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

$$L = 593,89 [m]$$

$$D = 0,8636 [m]$$

$\sum \xi = 0$. Se asumen cero ya que no se tienen las medidas de los accesorios.

El coeficiente de pérdida λ se halla con la ecuación (11):

$$\lambda = 0,01 \left(\frac{k}{D} \right)^{0,134}$$

Donde

$$D = 0,8636 [m]$$

$k = 1,15 [m]$ se utiliza el factor k para una tubería nueva.

$$\lambda = 0,01044$$

Al reemplazar en la ecuación se encontraron los siguientes resultados :

Tabla 7.

Potencia hidráulica neta.

POTENCIA HIDRÁULICA NETA (kW)	Caudal Mínimo	Caudal de Diseño	Caudal Máximo
	472,7712	899,7227	1.067,656

El delta de pérdidas de potencia hidráulica es la potencia hidráulica sin pérdidas menos la potencia hidráulica neta $\Delta p = (P_{sp} - P_{HN})$.

Tabla 8:

Delta de pérdidas de potencia hidráulica

Δp (kW)	Caudal Mínimo	Caudal de Diseño	Caudal Máximo
	3,421	25,0562	43,4589

Se puede observar que el caudal tiene una gran incidencia en las pérdidas de potencia, es decir, a mayor caudal mayor son las pérdidas, ya que estas dos variables se encuentran relacionadas cúbicamente. Sin embargo, éstas se pueden disminuir sustancialmente con el aumento en el diámetro de la tubería .

Para calcular la eficiencia de la tubería se divide la potencia hidráulica neta entre la potencia hidráulica sin pérdidas y se multiplica por 100%, como se expresa en la ecuación número (48) :

$$\%n = \frac{P_{HN}}{P_{Hsp}} \times 100\% \quad (44)$$

La eficiencia se hallará solo para la potencia hidráulica calculada con el caudal de diseño:

$$\%n = \frac{899,7227}{924,7788} \times 100\%$$

$$n = 97,29 \%$$

El resultado demuestra que la tubería tiene alta eficiencia, cabe aclarar que al no conocer la longitud de algunos accesorios de la tubería como codos, empalmes, y rejillas estos no se tuvieron en cuenta en el cálculo de pérdidas y se asumieron de cero. En la literatura relacionada con las PCHs se puede encontrar que las pérdidas por fricción en la tubería de presión son las más importantes de todas (aproximadamente del 90%) y estas pueden oscilar entre el 5 y el 10% de la cabeza estática, como lo dice el Doctor Ramiro Ortiz Flórez en su libro de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Teniendo en cuenta lo anterior y para tomar un valor más conservador en la estimación de pérdidas, que pueda modelar la longitud de los accesorios, en este proyecto se asumirá la cabeza neta suministrada por el amb que es de $H_{net} = 65,56 [m]$.

Con este valor de cabeza neta la potencia hidráulica de entrada a los turbogeneradores es la siguiente :

Tabla 9:

Potencia hidráulica con la cabeza neta.

POTENCIA HIDRÁULICA	Caudal Mínimo	Caudal de Diseño	Caudal Máximo
NETA (kW)	443,7691	861,8124	1.035,4611

6. Dimensionamiento del turbogenerador.

6.1 Selección del número de unidades

Basados en los estudios de prefactibilidad del aprovechamiento hidráulico en la ciudad de Bucaramanga se asume que la Pequeña Central Hidroeléctrica del Río Tona se encontrará interconectada al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

En la PCH de este proyecto el caudal de diseño es $Q_D = 1,340 \left(\frac{m^3}{s}\right)$ este fue elegido ya que es el más constante a lo largo del año, pero en los meses de verano éste disminuye hasta llegar al caudal mínimo del Río Tona que es de $Q_m = 0,690 \left(\frac{m^3}{s}\right)$. Para aprovechar la mayor cantidad de energía posible y tener siempre alguno de los turbogeneradores en funcionamiento se plantea que la PCH esté constituida por dos unidades.

Al instalar dos unidades el caudal de diseño de cada turbina sería el siguiente $Q_t = \frac{Q_D}{2} = \frac{1.340}{2} = 0,670 \left(\frac{m^3}{s}\right)$. Este valor de caudal resultante se acerca a la magnitud del caudal mínimo, garantizando que a pesar de estar en verano siempre uno de los dos turbogeneradores se encuentre en funcionamiento y de esta manera se aproveche la mayor cantidad de energía disponible en la PCH.

6.2 Selección del tipo de turbina

Para seleccionar la turbina de la PCH del Río Tona se comenzará por hallar la potencia en el eje de la turbina, es decir, se tendrá en cuenta la eficiencia de la turbina. Como esta eficiencia aún no se conoce, se asume una eficiencia de $n = 0,85\%$ como lo indica la literatura.

$$\text{Cabeza neta: } H_{net} = 65,56 \text{ [m]}$$

$$\text{Caudal de diseño: } Q_D = 0,670 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right)$$

$$P_t = 9,81 H_{net} Q_D n \quad ; \quad (\text{kW})$$

$$P_t = 9,81(65,56)(0,670)(0,85) \quad ; \quad (\text{kW})$$

$$P_t = 366,27 \text{ (kW)}$$

Teniendo la potencia generada neta se empleará el ábaco de los fabricantes para de esta manera escoger el tipo o tipos de turbinas que se ajusten a los parámetros de cabeza y caudal propios de la PCH del proyecto.

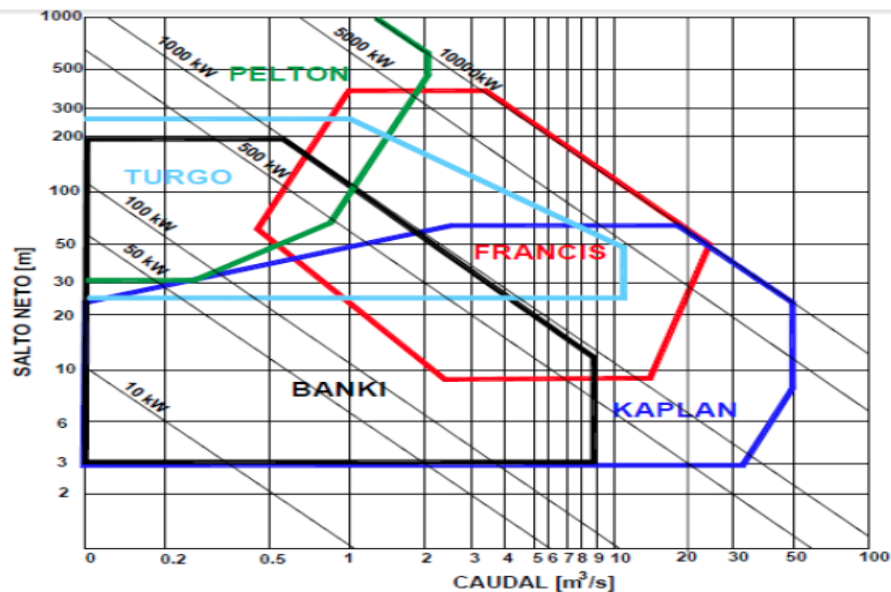


Figura 7: Abaco de los fabricantes (www.savoipower.com/hydrotabla.com).

Luego de encontrar el punto de intersección de la caída neta versus el caudal y además teniendo en cuenta que las diagonales del ábaco indican la potencia neta generada se puede evidenciar que para la PCH del Río Tona hay 4 posibles opciones de turbinas: Francis, Michell-Banki, Turgo y la turbina Pelton. También en la tabla (10) se puede corroborar que las turbinas arrojadas por el ábaco si están diseñadas para cumplir el parámetro de caída de la PCH que es de 65,56 [m].

Tabla 10

Rango de caída para diferentes tipos de turbina.

Tipo de turbina		Caída(m)
Acción	Pelton	$50 < H < 1300$
	Turgo	$50 < H < 250$
	Michell-Banki	$3 < H < 250$
Reacción	Francis	$10 < H < 350$
	Kaplan y Hélice	$2 < H < 40$

Nota. Adaptado de: Ortiz Flórez, R. (s.f.) PCH

Al tener varias opciones de turbinas se pasa a analizar el siguiente parámetro de escogencia que es el de la velocidad específica. Este parámetro es decisivo ya que cada tipo de turbina tiene unos rangos establecidos de velocidades específicas y con esto finalmente se puede determinar cuál es el tipo de turbina más indicada para el proyecto.

- **VELOCIDAD ESPECÍFICA**

- Se halla una velocidad específica que se denominará de prueba, utilizando curvas de los fabricantes o ecuaciones experimentales. En este caso se utiliza la siguiente ecuación experimental:

$$n_s = \frac{1332}{H^{0,5}}$$

$$n_s = \frac{1332}{(65,56)^{0,5}}$$

$$n_s = 164,5 \text{ rpm}$$

- De la ecuación de velocidad específica se despeja la velocidad (n) de la turbina que se encuentra en revoluciones por minuto (rpm).

$$n_s = \left(\frac{n}{H}\right) \sqrt{\frac{P}{\sqrt{H}}}$$

$$164,5 = \left(\frac{n}{65,56}\right) \sqrt{\frac{366,27}{\sqrt{65,56}}}$$

$$n = 1603,48 \text{ rpm}$$

- Se determina el número de polos con la siguiente ecuación $\#P = \frac{7200}{n}$.

$$\#P = \frac{7200}{1603,48} = 4,49 \quad \text{serían 2,24 pares de polos. Para este dimensionamiento se aproximó a 3 pares de polos.}$$

- El resultado se aproxima al siguiente par de polos más próximo.

$$\#P = 6$$

- Por último, con los datos obtenidos se vuelve a calcular la velocidad específica.

$$n = \frac{7200}{P} = \frac{7200}{6} = 1200 \text{ rpm}$$

$$n_s = \left(\frac{1200}{65,56}\right) \sqrt{\frac{366,27}{\sqrt{65,56}}} = 123,107 \text{ rpm}$$

Teniendo la magnitud de velocidad específica ajustada se puede finalmente con base en la tabla (11) en la que se clasifican las turbinas según los rangos de velocidad específica y caída, escoger la turbina más apropiada para la PCH.

Tabla 11:

Velocidad específica turbinas.

Tipo de turbina	Velocidad específica	Rango de aplicación por caída H(m)
Pelton		
Con una tobera	26-35	400-100
Con 2 toberas	36-50	400-100
Con 4 toberas	51-72	400-100
Francis		
Lentas	70-120	200-100
Normales	120-200	100-50
Rápidas	200-300	50-25
Extra-rápidas	300-450	25-15
Kaplan		
Lentas	270-500	50-15
Normales	500-800	15-5
Rápidas	800-1100	5

La tabla (11) indica que para una velocidad específica de $n_s = 123rpm$, la turbina que se ajusta a este rango de velocidades es la turbina Francis, que también fue una de las preseleccionadas por el ábaco de los fabricantes. Por esta razón, se llega a la conclusión que la turbina que mejor se ajusta a las condiciones de la PCH es la turbina Francis.

6.3 Dimensiones de la turbina

6.3.1 Dimensionamiento del rodete Para dimensionar el rodete se debe hallar el coeficiente de velocidad específica ϕ a través de la ecuación (12):

$$\varphi = 0,31 + 2,5 \times 10^{-3} N_s$$

Donde $N_s = 123,107 \text{ rpm}$

$$\varphi = 0,31 + 2,5 \times 10^{-3} \times (123,107)$$

$$\varphi = 0,6178 \text{ rpm}$$

Utilizando este valor de φ se despeja el diámetro D_3 de salida del rodete y se procede a reemplazar.

$$\varphi = \frac{D_3 n}{84,5 \sqrt{H}}$$

$$D_3 = \frac{84,5 \varphi \sqrt{H}}{n}$$

$$D_3 = \frac{0,6178 \times 84,5 \times \sqrt{65,56}}{1200}$$

$$D_3 = 0,3522[m]$$

Una vez obtenido D_3 se puede calcular en función de dicho valor las dimensiones de la turbina aplicando las ecuaciones expuestas en (4.2.2.2).

Tabla 12:

Ecuaciones y resultados de las dimensiones del rodete.

Ecuaciones	Resultados [m]
Diámetro de entrada (D_1)	
$D_1 = (0,4 + \frac{94,5}{N_s}) D_3$	0,4113
Diámetro medio (D_2)	
$D_2 = \frac{D_3}{0,96 + 0,00038 N_s}$	0,3499
Distancia de D_1 al eje del distribuidor	
$H_1 = (0,094 + 0,00025 N_s) D_3$	0,0439

Ecuaciones	Resultados [m]
Distancia del eje del distribuidor a D_3	
$H_2 = \frac{D_3}{3,16 - 0,0013N_s}$	0,1174

6.3.2 Dimensionamiento de la cámara espiral Las dimensiones preliminares de la cámara espiral se comprobarán para las siguientes condiciones:

- La velocidad del agua a la entrada de la carcasa será $V_e = 0,22(2gH)^{0,5}$, pero en ningún caso mayor de 10,7 m/s.

$$V_e = 0,22(2 \times 9,8 \times 65,56)^{0,5}$$

$$V_e = 7,89 \text{ (m/s)}$$

- El diámetro de entrada será menor o igual que el de la tubería a presión.
- La velocidad tangencial en secciones sucesivas permanecerá constante.

A continuación, se presenta en la tabla (13) los resultados del dimensionamiento del rodete en función de D_3 y N_s .

Tabla 13:

Ecuaciones y resultados de las dimensiones del caracol

Dimensiones caracol	Ecuaciones	Resultados [m]
Distancia A	$A = (1,2 - \frac{19,56}{N_s})D_3$	0,3667
Distancia B	$B = (1,1 + \frac{54,8}{N_s})D_3$	0,5442
Distancia C	$C = (1,32 + \frac{49,25}{N_s})D_3$	0,6058
Distancia D	$D = (1,5 + \frac{48,8}{N_s})D_3$	0,668

Dimensiones caracol	Ecuaciones	Resultados [m]
Distancia E	$E = (0,98 + \frac{63,6}{N_s})D_3$	0,5271
Distancia F	$F = (1 + \frac{131,4}{N_s})D_3$	0,7282
Distancia G	$G = (0,89 + \frac{96,5}{N_s})D_3$	0,5896
Distancia H	$H = (0,79 + \frac{81,75}{N_s})D_3$	0,5122

6.4 Potencia Eléctrica

La potencia eléctrica que generará la PCH será la potencia hidráulica neta multiplicada por las eficiencias finales de las máquinas (eficiencia de la turbina y la eficiencia del generador trabajando en condiciones nominales).

- La eficiencia de los generadores eléctricos es muy elevada, para el generador de la PCH del Río Tona trabajando a condiciones nominales, se tendrá $n_g = 98\%$.
- La eficiencia de la turbina trabajando a la potencia nominal será de $n_t = 90\%$.

Al reemplazar cada uno de los valores en la ecuación se encuentra:

$$P_e = 9,81 H_{est} Q n_t n_g ; (kW)$$

$$P_e = 9,81(65,56)(0,670)(0,9)(0,98) ; (kW)$$

$$P_e = 380 (kW)$$

Como la PCH está constituida por dos unidades la potencia eléctrica generada total es igual a:

$$P_T = 380 \times (2) = 760 (kW)$$

Para calcular la capacidad instalada o potencia aparente se supondrá un factor de potencia de

$$fp = 0.8:$$

$$S = \frac{P}{fp} = \frac{760}{0.8} = 950 [kVA]$$

Tabla 14:

Potencia eléctrica generada.

Potencia eléctrica calculada	Cantidad
Potencia estimada por unidad	380[kW]
Potencia estimada por dos unidades	760[kW]
Potencia aparente	950[kVA]

7. Especificaciones y costos del grupo turbogenerador

7.1 Generalidades de los equipos electromecánicos.

Cuando se va a realizar una primera cotización o (Budget Offert) con los proveedores de turbogeneradores, ellos en sus formularios de recepción de proyectos piden al comprador las generalidades básicas de los equipos que se van a cotizar, esto con el fin de hacer una primera selección y comprobar que en su empresa si dispongan de las herramientas necesarias para proveer la solución requerida al comprador, ya que las turbinas y los generadores no se venden por catálogo como otros equipos eléctricos (transformadores) y estos se deben diseñar a partir de las condiciones propias de cada proyecto.

Por esta razón en las tablas 15, 16 y 17 se muestran las generalidades básicas de la turbina, el regulador y el generador eléctrico.

Tabla 15:

Generalidades de la turbina.

GENERALIDADES BÁSICAS DE LA TURBINA	
Tipo de turbina	Turbina Francis
Posición del eje	Horizontal
Rodete	Simple
Cantidad	2
Cabeza estática	70,35 m
Cabeza neta	65,56 m
Potencia nominal de entrada a plena apertura.	430 [kW]
Velocidad de rotación	1200 rpm
Caudal de diseño	$0,670 \left(\frac{m^3}{s} \right)$
Función	Impulsión del generador

Tabla 16:

Generalidades básicas del regulador de la turbina.

GENERALIDADES BÁSICAS DEL REGULADOR DE LA TURBINA	
Función principal	• Control automático del caudal turbinado. • Control de velocidad de la unidad para sincronizar a la red. • Operación de la válvula de admisión de la turbina.
Cantidad	2
Accionamiento	Óleo hidráulico
Sistema de enfriamiento	Aire

Tabla 17:

Generalidades básicas del generador eléctrico.

GENERALIDADES BÁSICAS DEL GENERADOR	
Tipo de generador	Generador Síncrono
Posición del eje	Horizontal movido por turbina por acople directo
Cantidad	2
Potencia nominal	400 kW
Velocidad de rotación	1200 rpm
Número de polos	6
Tensión de conexión	4,160 [kV]
Cojinetes	Localizados en los extremos del eje. Estarán diseñados para soportar el peso y las fuerzas generadas por el rodete.
Método de enfriamiento	Aire
Función	Transformar energía mecánica en energía eléctrica

7.2 Especificaciones técnicas de los equipos electromecánicos.

Luego de enviar las generalidades básicas y que el proveedor haya dado la aprobación de que si puede cumplir con la fabricación de los equipos se pasa a la segunda fase. La segunda fase consiste en dar al proveedor las características o especificaciones técnicas con las que se desea que se fabriquen los equipos. Las especificaciones mostradas a continuación fueron realizadas conjuntamente con el amb y dentro de estas se encuentran el tipo de material de las máquinas, los límites máximos que pueden soportar, tipo de aislamiento, modo de refrigeración, dispositivos de seguridad y pruebas a las que deben ser sometidos los equipos.

Tabla 18:

Especificaciones técnicas de la turbina.

Elementos de la turbina, materiales y límites frente a sobrecargas.	
RODETE.	• El rodete será de tipo Francis, fabricado en fundición de una sola pieza, no admitiéndose álabes soldados al anillo exterior y al núcleo. • Todas las superficies activas del rodete expuestas al paso de agua motriz estarán cuidadosamente terminadas y exentas de poros, asperezas y otras imperfecciones de superficie que puedan ser foco de erosión o de cavitación local.
DISTRIBUIDOR.	• El fabricante en función de su diseño, definirá el número de álabes directrices, los cuales serán en acero inoxidable y fabricados en una sola pieza. • Un anillo de regulación para accionamiento de los álabes mediante un cilindro servomotor. • Todas las superficies activas de los álabes expuestas al paso de agua motriz estarán cuidadosamente terminadas y exentas de poros, asperezas, y otras imperfecciones de superficie que puedan ser foco de erosión o de cavitación local.
EJE	• El eje de la turbina mantendrá la alineación con el generador; se montará al rodete en voladizo y será acoplado mediante tuercas. • El eje será de acero forjado de alta resistencia y preferiblemente con camisa de acero inoxidable endurecido en la zona de cierre. • El eje estará dimensionado para funcionar con toda seguridad y hasta la velocidad de embalamiento, sin vibraciones. • El balanceo del rodete será dinámico y se indicará el proceso de balanceo que aplicará al rodete, al eje y al conjunto eje-rodete.
CODO Y TUBO DE ASPIRACIÓN	• El codo y el tubo de aspiración se fabricarán en lámina de acero moldeada y soldada de acuerdo con el perfil hidráulico y

Elementos de la turbina, materiales y límites frente a sobrecargas.

	dispondrán de los elementos necesarios de anclaje para su correcta unión con la losa de piso de la casa de máquinas. • En el codo se preverá un orificio para inspección visual de la zona.
CÁMARA ESPIRAL	• Será de construcción de lámina de acero con los soportes necesarios para su fijación a la obra civil.
BANCADA	• La bancada será común para el generador y la turbina. Estará formada por perfiles de acero laminados en caliente e irá provista de placas de anclaje y tornillos de nivelación incluidos en el suministro.
ACCESORIOS.	• La turbina estará provista de todos los elementos y accesorios necesarios para su correcto funcionamiento, así como para asegurar las mejores condiciones de explotación, mantenimiento y reparación. Accesorios del turbogenerador: • Placas de fijación de la turbina a la obra civil, incluyendo pernos de anclaje y tornillos de nivelación. • Válvulas y tuberías de vaciado de la turbina. • Elementos de acoplamiento entre los ejes de la turbina y el generador. • Tomas para medidas de presiones y ensayos. • Aceites y grasas necesarios para el primer llenado y una cantidad igual como reserva.
REPUESTOS	La lista de repuestos esta compuesta por aquellos elementos cuyo desgaste pueda ser previsible para un plazo de cinco (5) años de funcionamiento fijado. • Distribuidor: juego de cojinetes autolubricados y juego de juntas. • Rotor: Rodamientos.

Elementos de la turbina, materiales y límites frente a sobrecargas.	
	• Servomotor: juego completo de juntas.
MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN:	Los materiales constitutivos de los diferentes elementos de la turbina serán los siguientes: • Rodete (fundido de una pieza): Acero inoxidable 13%Cr, 4% Ni • Álabes directrices: acero inoxidable 13%Cr, 4%Ni • Cámara espiral: A678 Gr50 según ASTM • Tubo de aspiración: A678 Gr50 según ASTM • Distribuidor: A678 Gr50 según ASTM
LÍMITES DE LA TURBINA FRENTE A CONDICIONES DE SOBRECARGA	• La turbina deberá estar capacitada para trabajar con una variación del caudal entre 0,6 y 0,7 metros cúbicos por segundo. • La turbina podrá soportar una máxima potencia de sobrecarga de 450 kW. • La turbina no presentará ninguna limitación para trabajar dentro de la diferencia de caudales, variación del salto y a la máxima apertura. En caso de que fuera necesario, el suministrador preverá la limitación mecánica, con salto y apertura máximos, para no sobrepasar la potencia máxima del generador.

Tabla 19:

Especificaciones técnicas del regulador.

Regulador de la turbina	
REGULADOR OLEOHIDRÁULICO	• Un depósito de aceite de lámina de acero al carbono, provisto de tapa, tapones de llenado y drenaje e indicador visual de nivel y de temperatura. • Dos grupos motobombas (uno principal y otro de reserva) ambas con motor de corriente alterna, de forma que se dispondrá del equipo necesario para que en caso de fallo de la bomba principal entre en funcionamiento la de reserva, y si

Regulador de la turbina	
DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD.	fallara esta última proporcione una señal de alarma y cierre de la turbina. • Señales y elementos para mando de la turbina (electroválvulas, mando de la válvula de guardia y servo válvula con su electrónica de control, para el distribuidor de la turbina). • Filtros de aceite a presión con vigilancia de colmatación. • Filtros de aceite de retorno con vigilancia de colmatación. • Válvulas de descarga y de seguridad. • Válvulas de cierre de emergencia. • Instalación del circuito de aceite completo.
	• Se dispondrá de un detector de nivel para aviso de alarma de la turbina, un termostato que de una señal para alarma y presostatos sobre el colector general de impulsión para control de las motobombas, poniendo en marcha la de reserva o induciendo el cierre de la turbina. • Sistema de refrigeración del aceite, si lo requiere y detector de nivel en el depósito de aceite. • Termostato en el depósito de aceite. • Presostatos en la línea general de impulsión. • Manómetro sobre el circuito de impulsión.

Tabla 20:

Pruebas de la turbina y el regulador.

Verificaciones de la turbina y el regulador	
Las turbinas, válvulas de admisión y reguladores de velocidad deberán someterse al menos a	• Chequeos dimensionales y ajustes de los diversos componentes. • Verificación de la superficie hidráulica del rodete. • Verificación de los dispositivos oleohidráulicos de la unidad. • Calibración de los diferentes instrumentos.

Verificaciones de la turbina y el regulador	
las siguientes verificaciones	• Ensayo de tanques a presión del regulador de acuerdo al código ASME VIII. • Ensayos del regulador de acuerdo con las provisiones de la norma IEC 308 y el código ASME. • Prueba hidrostática de los actuadores y válvulas. • Verificación de la correcta operación y perfecto asiento de los álabes directrices • Verificación de la correcta operación de la válvula de admisión. • Balanceo estático y dinámico de la unidad totalmente ensamblada.

Tabla 21:

Especificaciones técnicas del generador eléctrico.

Especificaciones generador	
GENERADOR ELÉCTRICO.	• El generador será tipo sincrónico con una potencia nominal de 400[kW] a 4.160 [V], con una velocidad de 1200 [rpm] y 6 polos para ser conectado mecánicamente a una turbina y eléctricamente a la red de la Electrificadora de Santander mediante un transformador elevador de 4.160 a 34.500 voltios. El generador deberá ser apto para trabajar individualmente o en paralelo con otro generador de las mismas características. • El sistema de excitación del generador deberá ser capaz de mantener la tensión en sus terminales, dentro de un rango razonable de regulación de tensión, en las condiciones normales de operación, en vacío, en carga y durante el deslastre de carga, el rango de regulación de tensión debe estar de acuerdo con las normas ANSI, IEC e IEEE.

Especificaciones generador

- El regulador de tensión deberá ser adecuado para la operación de dos generadores en paralelo.
- El devanado del estator del generador deberá ser conectado en estrella con neutro accesible.
- El fabricante del generador deberá recomendar el sistema de puesta a tierra del neutro del estator bien sea a través de una resistencia, por medio de un transformador de puesta a tierra, o por medio de un reactor, dependiendo de la corriente de secuencia cero (falla monofásica).
- Como el generador debe ser conectado al sistema de potencia de la ESSA debe ser previsto de un sistema de sincronización para tal fin.
- La Electrificadora de Santander suministrará los parámetros requeridos del sistema de potencia al cual será conectado el generador. Los servicios auxiliares del generador serán suministrados por medio de un transformador de servicios auxiliares y un sistema cargador de batería

7.3 Costos del turbogenerador

Para estimar los costos del turbogenerador se cotizaron los precios con dos empresas diseñadoras de máquinas eléctricas. Los costos suministrados fueron los siguientes:

7.3.1 Fuchun industry development co.ltd shenzhen

Tabla 22:

Cotización empresa Fuchun.

S.no	Description	Quantity	Unit rate (us \$)	S total (us \$)
1	Turbine Model: Horizontal Francis Turbine. Type: HLA. Rated Head: 65.56m	2	33,940.00	67,880.00
2	Generator	2	32,140.00	64,280.00
3	Governor YWT-300 Tipe: Including: feedback device,hidraulic equipment, control box, etc.	2	11,600.00	23,200.00
4	Inlet valve, butterfly valve DN 500mm, manual and electrical control device	2	8,035.00	16,070.00
5	General control panel including local control and main switch, excitation control AVR etc. Suitable for on grid operation.	2	12,500.00	25,000.00
6	Tools, and cable connected in	1	8,900.00	8,900.00

S.no	Description	Quantity	Unit rate (us \$)	S total (us \$)
	between,cooling water system.			
	Total			205,330.00

Fuente: Empresa Fuchun.

7.3.2 Zhegiang Jinlun Electromechanic CO .LTD

Tabla 23:

Cotización empresa Zhegiang .

S.no	Description	Quantity	Unit rate (us \$)	S total (us \$)
1	Francis Turbine.(stainless runner,stainless guide vane) J351-60 Type: HLA. Rated Head: 65.56m	2	55,000.00	110,000.00
2	Brushless Synchronous Generator	2	32,000.00	64,000.00
3	Governor YWT-300	2	16,000.00	32,000.00
4	butterfly valve D941X-10C- DN 500	2	12,000.00	24,000.00
5	General control panel. Suitable for on grid operation.	2	21,500.00	43,000.00
6	Spare parts and speical tools	1	20,000.00	20,000.00
	Total			293,000.00

S.no	Description	Quantity	Unit rate (us \$)	S total (us \$)
	Estimated operation supervision charge including round tickets cost	1	31,000.00	324,000.00

Fuente: Empresa Zhegiang.

8. Escenario de comercialización.

Actualmente todas las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se encuentran regidas por la resolución CREG 030 del 2018. Esta resolución plantea las pautas y formula las condiciones necesarias para la integración, conexión, medición y comercialización de la energía producida por estos pequeños aprovechamientos. Este trabajo de investigación únicamente se centrará en las condiciones para la comercialización de la energía producida por la PCH del Río Tona. Para simplificar lo expuesto en la resolución y realizar una mejor comprensión de ésta, se deben identificar tres características básicas del proyecto las cuales son: tipo de generación empleada, recurso con el que se genera la energía y cantidad de potencia a generar. A continuación se muestran las características para la PCH del Río Tona.

- Basándose en las definiciones expuestas en el artículo 3 de la resolución 030 del 2018, la pequeña central hidroeléctrica del Río Tona se clasifica como un proyecto de autogeneración.

- Con base en las definiciones expuestas en la resolución 030 del 2018, la PCH del Río Tona al ser un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico es considerado como una Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCER).
- Contrastando el valor de potencia a generar por la PCH del Río Tona hallado en la sección 6.3 el cual corresponde a 760 [kW] con los valores expuestos por la resolución UPME 281 en la cual se establece que el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala es de 1 [MW] se concluye que la PCH del Río Tona es un proyecto a pequeña escala.

En la siguiente tabla se muestran las características del proyecto simplificadas.

Tabla 24:

Características según la CREG.

Características	
Tipo de generación	Autogeneración
Fuente de generación	Hídrico (FNCER)
Cantidad de potencia a generar	760 [kW]
CLASIFICACIÓN	Autogeneración a Pequeña Escala a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER)

Conociendo que el proyecto se encuentra clasificado dentro de la norma como de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) se pasa a analizar a que comercializador se le entregarán los excedentes generados.

8.1 Entrega de excedentes.

Para identificar a quién se le entregan los excedentes de la autogeneración, la CREG 030 en su artículo 16 divide a los autogeneradores en dos grandes grupos: AGPE que no utilizan FNCER y en los AGPE que utilizan FNCER. Para autogeneradores que utilicen FNCER como en el caso de este proyecto la resolución enuncia tres posibles casos de comercializadores:

- A un comercializador que atienda el mercado regulado.
- A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados.
- Al comercializador integrado con el Operador de Red (OR).

En el caso de este proyecto al ser el Acueducto Metropolitano de Bucaramanga (amb) un usuario con una carga considerablemente alta por las plantas de potabilización y las máquinas para el bombeo de agua, este se encuentra en el mercado no regulado es decir que tiene la facultad de comprar la energía en bolsa. El comercializador de la energía del amb es la Electrificadora de Santander S.A. (ESSA) y además es preciso resaltar que el amb está catalogado como uno de los usuarios de mayor importancia por la cantidad de carga y por la repercusión del proceso que realiza. Por esto, siguiendo lo establecido por la norma el comercializador elegido para entregarle los excedentes generados en la PCH del Río Tona es la ESSA que en este caso es el mismo operador de red.

8.2 Reconocimiento de excedentes.

Para identificar como se liquidarán los excedentes de la autogeneración, la CREG 030 divide los autogeneradores en dos rangos: aquellos con capacidad instalada menor o igual a 0,1 [MW] y los mayores a 0,1 [MW]. Para autogeneradores con capacidad mayor a 0,1 [MW] como en el caso de la PCH de esta investigación la resolución describe dos posibles opciones:

- Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación.
- Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Para establecer en cual de estas opciones se encuentra la PCH del Río Tona es necesario conocer la cantidad de energía a generar mensualmente por la PCH y las importaciones de energía del amb. Además, se emplearán el promedio mensual del caudal del Río Tona y las importaciones mensuales del amb para el año 2018.

8.2.1 Energía generada. La cantidad de energía a generar mensualmente por la PCH es igual a la potencia generada por el tiempo de funcionamiento de las máquinas $E_t = P \times t$. En el literal 6.4 se estimó que la potencia eléctrica que generarán los turbogeneradores es de 760 [kW], pero esta estimación se realizó para el caudal de diseño, conociendo que el caudal de diseño es regular a lo largo de año pero que presenta variaciones dependiendo de las condiciones climatológicas, en esta sección se presentará un análisis más riguroso el cual consiste en utilizar el caudal promedio mensual que presentó el Río Tona en el año 2018 y revisar como fluctúa la curva de energía.

Tabla 25:

Caudales mensuales en el Río Tona.

Meses	Caudales promedios mensuales en el año 2018 Río Tona $\left(\frac{m^3}{s}\right)$
<i>Ene</i>	1,396
<i>Feb</i>	1,365
<i>Mar</i>	1,331
<i>Abr</i>	1,445
<i>May</i>	1,399
<i>Jun</i>	1,388
<i>Jul</i>	1,379
<i>Ago</i>	1,332
<i>Sep</i>	1,339
<i>Oct</i>	1,374
<i>Nov</i>	1,387
<i>Dic</i>	1,387

Fuente: Gerencia de operaciones amb.

Como la PCH fue diseñada para trabajar con el caudal de diseño que es $1,340 \left(\frac{m^3}{s}\right)$ los caudales superiores a este no serán utilizados para evitar sobrecargas en el turbogenerador y a través de un sistema de válvulas sólo se permitirá el paso del caudal de diseño o dado el caso de caudales menores. Por esta razón los valores de la tabla anterior cambian y a continuación se presentan los caudales finales a emplear para el análisis :

Tabla 26:

Caudales mensuales corregidos.

Meses	Caudales promedios mensuales en el año 2018 Río Tona $\left(\frac{m^3}{s}\right)$
<i>Ene</i>	1,340
<i>Feb</i>	1,340
<i>Mar</i>	1,331
<i>Abr</i>	1,340
<i>May</i>	1,340
<i>Jun</i>	1,340
<i>Jul</i>	1,340
<i>Ago</i>	1,332
<i>Sep</i>	1,340
<i>Oct</i>	1,340
<i>Nov</i>	1,340
<i>Dic</i>	1,340

Al graficar las curvas de caudales se obtiene la siguiente gráfica:

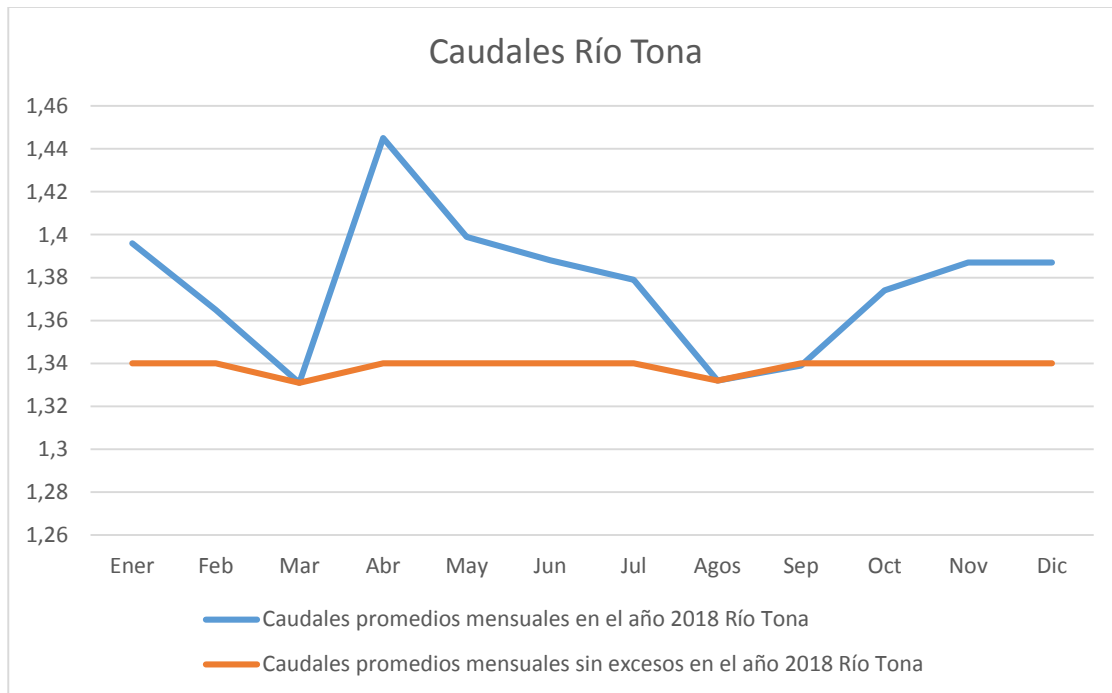


Figura 8: Caudales promedios mensuales del Río Tona año 2018.

Se observa que al no emplear los caudales mayores al de diseño se presenta una curva con una forma más plana lo que produce una estabilidad en potencia para alimentar la carga de forma efectiva y sin variaciones. Teniendo la curva de caudales se pasará a hallar la energía generada por mes a lo largo del 2018, es decir, que la potencia se multiplicará por el tiempo de funcionamiento de los turbogeneradores que en este caso corresponde a las 24 horas del día y los 30 días del mes. Al reemplazar cada uno de los valores en la ecuación de energía

$E_m = 9,81 H_{net} Q n_t n_g * 24 * 30$ se encuentran los siguientes resultados:

Tabla 27:

Energía generada por la PCH.

Meses	Energía generada por la PCH
	[kWh por mes]
Ene-18	547.285,3617
Feb-18	547.285,3617
Mar-18	543.609,5645
Abr-18	547.285,3617
May-18	547.285,3617
Jun-18	547.285,3617
Jul-18	547.285,3617
Ago-18	544.017,9864
Sep-18	546.876,9398
Oct-18	547.285,3617
Nov-18	547.285,3617
Dic-18	547.285,3617

8.2.2 Importaciones de energía. Las importaciones de energía del amb que pueden ser alimentadas por la PCH del Río Tona se dividen en dos: Sede Administrativa y planta La Flora. En la siguiente tabla se muestran las importaciones mensuales que tuvieron ambas sedes en el 2018 y el consumo conjunto:

Tabla 28:

Importaciones mensuales amb año 2018.

Meses	Importaciones planta la Flora (kWh mes)	Importaciones Sede Administrativa (kWh mes)	Consumo Conjunto (kWh mes)
Ene-18	46.028	88.749	134.777
Feb-18	41.161	80.239	121.400

Meses	Importaciones planta la Flora (kWh mes)	Importaciones Sede Administrativa (kWh mes)	Consumo Conjunto (kWh mes)
Mar-18	49.275	73.994	123.270
Abr-18	51.416	77.149	128.565
May-18	50.758	81.269	132.027
Jun-18	44.387	77.056	121.443
Jul-18	44.670	82.264	126.934
Ago-18	44.567	84.708	129.275
Sep-18	47.333	85.220	132.553
Oct-18	48.100	92.073	140.173
Nov-18	47.392	79.816	127.207
Dic-18	50.613	90.697	141.310

Fuente: Gerencia de operaciones amb.

8.2.3 Excedentes. Conociendo la generación de energía mensual de la PCH y la importación del amb se pueden calcular los excedentes. Los excedentes estarán dados por la siguiente ecuación: $EXCE = E_t - Imp$, donde $E_t = \text{energía generada}$ y $Imp = \text{importaciones}$.

Al reemplazar en la ecuación anterior cada uno de los valores mensuales se encuentran los siguientes excedentes:

Tabla 29:

Excedentes PCH.

Meses	Energía Generada (kW)	Importación Conjunta (kW)	Excedentes (kW)
Ene-18	547.285,3617	134.777	412.508,40
Feb-18	547.285,3617	121.400	425.885,29
Mar-18	543.609,5645	123.270	420.340,00

Meses	Energía Generada (kW)	Importación Conjunta (kW)	Excedentes (kW)
Abr-18	547.285,3617	128.565	418.720,62
May-18	547.285,3617	132.027	415.258,45
Jun-18	547.285,3617	121.443	425.842,77
Jul-18	547.285,3617	126.934	420.351,35
Ago-18	544.017,9864	129.275	414.743,20
Sep-18	546.876,9398	132.553	414.323,85
Oct-18	547.285,3617	140.173	407.112,13
Nov-18	547.285,3617	127.207	420.077,87
Dic-18	547.285,3617	141.310	405.975,39

Al graficar la energía generada, las importaciones y los excedentes, se encuentran las siguientes curvas:

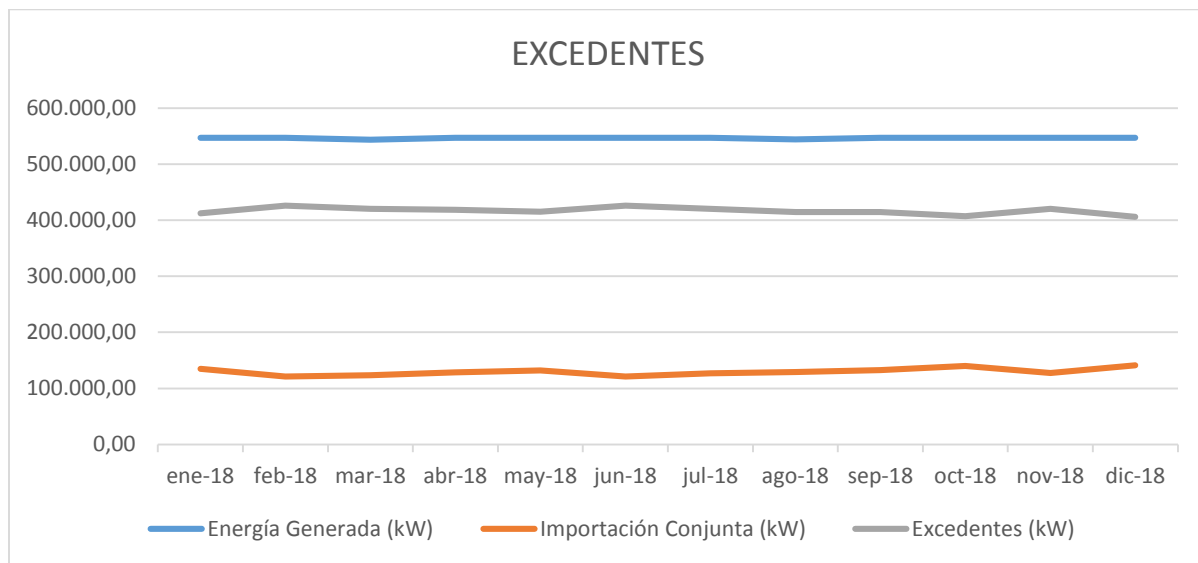


Figura 9: Excedentes en la PCH.

En la gráfica anterior se observa que la generación mensual de la PCH se comporta prácticamente como una constante a lo largo de todo el 2018 y que las importaciones no presentan grandes variaciones . Además, se aprecia que la generación siempre sobrepasa los valores de la importación, razón por la cual los excedentes se liquidarán al precio de bolsa como lo dice la opción 2 del artículo 17 de la CREG 030 del 2018.

8.3 Liquidación de excedentes

Para la liquidación de los excedentes la CREG utiliza la ecuación (42):

$$\begin{aligned}
 VE_{i,j,n,f} = & (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) \times CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f-1} \times Cv_{m,i,j}] \\
 & - [Exp1_{i,j,n,f-1} \times (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] \\
 & + \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} \times PB_{h,f-1}
 \end{aligned}$$

En este caso por ser la cantidad de excedentes tan elevada y al no haber exportaciones ($Exp1$) menores o iguales a la cantidad de importación en ningún momento del mes, los términos de la ecuación que impliquen $Exp1$ e Imp se anulan y se simplifica la ecuación, quedando:

$$VE_{i,j,n,f} = \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} \times PB_{h,f-1}$$

Donde ($Exp2=EXCE$) representa la cantidad de exportación de energía que supera la importación y PB el precio de la energía en bolsa. El precio en bolsa de la energía que se empleará en la ecuación es solamente por el concepto de generación. Este concepto fue suministrado por la gerencia de operaciones del amb y se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 30:

Precios de energía por concepto de generación.

Meses	Precios de Energía por Concepto de Generación (\$/kWh)
Ene-18	159,86
Feb-18	160,75
Mar-18	161,38
Abr-18	162,12
May-18	162,53
Jun-18	162,78
Jul-18	162,58
Ago-18	162,77
Sep-18	163,03
Oct-18	163,23
Nov-18	163,43
Dic-18	163,86

Con los valores del precio de bolsa por concepto de generación se procede a reemplazar en la ecuación y se encuentra que las ganancias por la venta de los excedentes son las siguientes:

Tabla 31:

Ganancias por venta de excedentes.

Meses	Ganancias (\$)
Ene-18	\$65.943.586,70
Feb-18	\$68.461.071,89
Mar-18	\$67.834.398,92

Meses	Ganancias (\$)
Abr-18	\$67.882.945,04
May-18	\$67.491.941,53
Jun-18	\$69.318.619,64
Jul-18	\$68.340.724,39
Ago-18	\$67.507.715,90
Sep-18	\$67.547.231,91
Oct-18	\$66.452.950,80
Nov-18	\$68.653.406,65
Dic-18	\$66.523.122,77

8.4 Ganancias por la no facturación de importaciones

La PCH además de las ganancias por la venta excedentes, también ganará el valor de las importaciones que ya no se facturarán mensualmente. Cabe resaltar que el amb al ser un usuario no regulado tiene la facultad de comprar la energía en bolsa y los precios de la energía en el año 2018 para cada una de las sedes fueron los siguientes:

Tabla 32:

Precios unitarios de la energía en el amb.

MES	Precios unitarios de Energía planta la Flora (\$/kWh)	Precios Unitarios de Energía Sede Administrativa (\$/kWh)
Ene-18	\$340,65	276,275
Feb-18	\$356,89	290,129
Mar-18	\$345,83	282,538

MES	Precios unitarios de Energía planta la Flora (\$/kWh)	Precios Unitarios de Energía Sede Administrativa (\$/kWh)
Abr-18	\$344,75	282,082
May-18	\$356,92	295,287
Jun-18	\$359,34	297,697
Jul-18	\$355,41	293,232
Ago-18	\$360,38	297,512
Sep-18	\$361,66	296,858
Oct-18	\$360,84	293,516
Nov-18	\$359,09	295,374
Dic-18	\$355,18	292,965

Fuente: Gerencia de operaciones amb.

Se observa que los precios de la energía en ambas sedes son distintos, esto se debe a que la planta La Flora se encuentra conectada a un nivel de tensión de 13,2 [kV] y la Sede Administrativa a 34,5 [kV], a medida que el nivel de tensión aumente el precio de la energía disminuye. Hay que hacer hincapié en que los precios unitarios de la energía comprada son diferentes para ambas sedes pero el concepto por generación es igual para ambas.

Para encontrar las ganancias por las importaciones se multiplica las importaciones mensuales por el precio de la energía y se encuentran las siguientes ganancias:

Tabla 33:

Ganancias por las importaciones

MES	Ganancias		Ganancias		Ganancias por
	Importaciones Planta		Importaciones		Importaciones
	la Flora		Sede		Totales
		(\$)		Administrativa(\$)	(\$)
Ene-18	\$	15.679.271	\$	24.519.122	\$ 40.198.393
Feb-18	\$	14.689.848	\$	23.279.657	\$ 37.969.505
Mar-18	\$	17.040.790	\$	20.906.149	\$ 37.946.939
Abr-18	\$	17.725.606	\$	21.762.196	\$ 39.487.802
May-18	\$	18.116.553	\$	23.997.717	\$ 42.114.270
Jun-18	\$	15.949.895	\$	22.939.227	\$ 38.889.122
Jul-18	\$	15.876.102	\$	24.122.439	\$ 39.998.541
Ago-18	\$	16.061.262	\$	25.201.580	\$ 41.262.842
Sep-18	\$	17.118.774	\$	25.298.207	\$ 42.416.981
Oct-18	\$	17.356.475	\$	27.025.008	\$ 44.381.483
Nov-18	\$	17.018.215	\$	23.575.403	\$ 40.593.618
Dic-18	\$	17.976.891	\$	26.570.964	\$ 44.547.855

8.5 Ganancias totales

Las ganancias totales de la PCH del Río Tona serán la suma de las ganancias mensuales por la venta de excedentes más las ganancias por el ahorro en las importaciones . Las ganancias se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 34:

Ganancias totales

Mes	Ganancias por venta de excedentes(\$)	Ganancias por importaciones (\$)	Ganancias totales mensuales (\$)
Ene-18	\$65.943.586,70	40.198.393	\$106.141.979,70
Feb-18	\$68.461.071,89	37.969.505	\$106.430.576,89
Mar-18	\$67.834.398,92	37.946.939	\$105.781.337,92
Abr-18	\$67.882.945,04	39.487.802	\$107.370.747,04
May-18	\$67.491.941,53	42.114.270	\$109.606.211,53
Jun-18	\$69.318.619,64	38.889.122	\$108.207.741,64
Jul-18	\$68.340.724,39	39.998.541	\$108.339.265,39
Ago-18	\$67.507.715,90	41.262.842	\$108.770.557,90
Sep-18	\$67.547.231,91	42.416.981	\$109.964.212,91
Oct-18	\$66.452.950,80	44.381.483	\$110.834.433,80
Nov-18	\$68.653.406,65	40.593.618	\$109.247.024,65
Dic-18	\$66.523.122,77	\$ 44.547.855	\$111.070.977,77
GANANCIAS ANUALES	\$811.957.716,13	\$489.807.351	\$1.301.765.067,13

Al graficar las ganancias por excedentes , por importaciones y la ganancia total se encuentran las siguientes curvas :

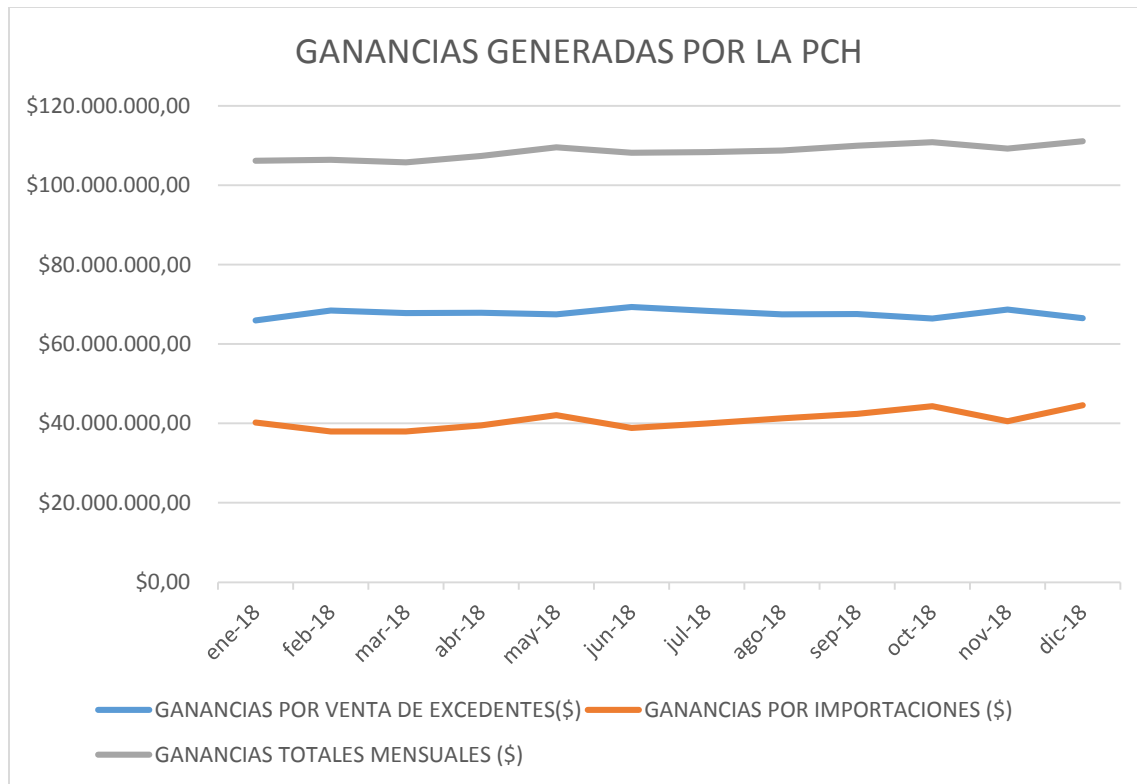


Figura 10: Ganancias por la PCH.

9. Conclusiones

- En este trabajo de investigación se calculó la potencia hidráulica neta donde se tuvo en cuenta las pérdidas de potencia por la longitud y accesorios de la tubería, al no conocerse la longitud de algunos accesorios como empalmes y uniones, se concluyó utilizar la cabeza neta suministrada por la gerencia de operaciones del amb ($H_{net}=65,56[m]$), ya que se consideró que ésta modelaba mejor el problema y porque además se encontraba acorde con lo expuesto en la literatura, la cual anuncia que estas pérdidas se encuentran en un orden del 10% de la cabeza estática.

- El tipo de turbina que mejor se ajusta a las condiciones propias de cabeza neta y caudal de la PCH del Río Tona es la turbina Francis con eje horizontal en una bancada de dos unidades. La cantidad de unidades se escogió con base en la magnitud del caudal mínimo y teniendo en cuenta que cuando se presenta el fenómeno del niño solo se puede hacer uso de un turbogenerador el otro se encuentre disponible para posibles mantenimientos o reparaciones.
- Las dimensiones del rodete y el caracol de la turbina Francis se hallaron a través de un procedimiento aproximado que aunque arroja un predimensionamiento muy acertado este puede estar sujeto a cambios y las dimensiones finales deben coincidir con las recomendaciones hechas por el fabricante.
- La PCH del Río Tona comercializará los excedentes de energía con la Electrificadora de Santander (ESSA), la cual está en el deber de recibirlos y liquidarlos al precio de bolsa por concepto de generación como lo indica la resolución CREG 030 del 2018. Además, la PCH recibirá ganancias tanto por la venta de excedentes como por la no facturación de importaciones. Cabe resaltar que el mejor negocio para la PCH es utilizar la mayor cantidad de energía en sus propias cargas, ya que con esto se está ganando el total del precio del (kWh) mientras que con la venta de excedentes sólo gana por el concepto de generación.
- Para trabajos futuros queda la realización del diseño eléctrico de la subestación elevadora (4,16-13,2-34,5 [kV]) y la línea de transmisión para interconectar la PCH del Río Tona con el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Además, quedan abiertos los estudios costo-beneficio para conocer el tiempo de recuperación de la inversión total de la PCH.

Referencias Bibliográficas

Alfonzo Pernia, M. (2014). Conceptos Básicos de Máquinas Síncronas, (June).

C.E Hita, & N.H.C Hwang. (1987). *Hydraulic engineering systems* (2nd ed.). Englewood Cliffs: N.J. Prentice Hall.

Chapman, S. (2000). *Maquinas Eléctricas* (3rd ed.). MC Graw Hill.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (2018) Resolución No. 030 Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

Díaz Muñoz, R. (n.d.). *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río bernesga (León)*.

Díez, P. F. (n.d.). *Turbinas Hidráulicas*.

Edminister, J. A., Nahvi, M., Navarro, S. R., Sánchez, E. L., & Miguel Rodríguez, P. (1997). *Circuitos eléctricos* (Vol. 3). McGraw-Hill.

García Pérez, M. A. (2011). *Texto : Turbomáquinas – Turbinas Hidráulicas Informe Final*.

Hernández, J. C. G. (2015). Planeación estratégica de una pequeña central hidroeléctrica. Retrieved from <http://unimilitar-dspace.metabiblioteca.org/bitstream/10654/13624/1/GonzálezHernándezJulioCésar2015.pdf> %0A

- Millán, H. T., & Gamba, L. X. R. (2014). *Estudio de prefactibilidad para el diseño y construcción de una pequeña central hidroeléctrica(p.c.h) en la empresa de acueducto y alcantarillado de Bogotá*. Universidad Católica de Colombia. Recuperado de: <https://doi.org/10.1192/bjp.205.1.76a>
- Nava Mastache, A., & García Gutiérrez, H. (2014). *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas*. Universidad Autonoma de Mexico Facultad de Ingenieria. Retrieved from http://www.ingenieria.unam.mx/~deptohidraulica/publicaciones/pdf_publicaciones/SELEC yDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf
- Ortíz Florez, R. (2011). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (Construcción paso a paso)*. Bogotá: Ediciones de la U.
- Quintero, T. E. (2013). Investigación En Pequeñas Centrales En Colombia. *Revista Ingenio Libre*, 1–15. Retrieved from <http://www.unilibre.edu.co/revistaingeniolibre/revista-12/ar9.pdf>
- Rubio Ochoa, J. T. (2002). *Centrales hidroeléctricas* (vol. 2). Colombia: ediciones grancolombianas.
- Sepúlveda Medina, S. M., & Quintero, E. T. (2008). Por generación de energía renovable con el uso mecanismo de desarrollo limpio (mdl), caso “ pequeña central hidroeléctrica santa ana , EAAB – ESP ,” (9), 6–19.
- Sierra F., Sierra, A. C. G. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas : alternativa real de generación eléctrica ., 73–85.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) (2015) Resolución Upme 281 del 2015. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Recuperado de: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col146970.pdf>
- UPME, Pontificia Universidad Javeriana PUJ, Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, I. G. A. C. I. (2015). Atlas del Potencial Hidroenergético De Colombia (pp. 1–24).

Zoppetti Júdez, G. (1969). *Centrales hidroeléctricas: su estudio montaje, regulación y ensayo*. 2 ed. Barcelona: Gustavo Gili, 1969. p. 206. (Gili Gustavo, Ed.) (2nd ed.). Barcelona.

Apéndices

Apéndice A. Presentación de los caudales mensuales durante el año 1992 al 2010 y un análisis de la frecuencia de los caudales suministradas por la gerencia de operaciones del amb.

AÑO	MES	RIO TONA Q (MEDIO) HISTORICOS
1992	E	1,297
	F	1,192
	M	1,076
	A	1,080
	M	1,283
	J	1,231
	J	1,074
	A	1,016
	S	902
	O	934
	N	1,094
	D	1,225
1993	E	1,164
	F	962
	M	952
	A	1,101
	M	1,341
	J	1,361
	J	1,257
	A	1,011
	S	1,200
	O	1,271
	N	1,335
	D	1,335
1994	E	1,254
	F	1,180
	M	1,345
	A	1,378
	M	1,366
	J	1,383
	J	1,317
	A	1,097
	S	1,088
	O	1,342
	N	1,372
	D	1,368
1995	E	1,281
	F	1,121
	M	1,241
	A	1,311
	M	1,371
	J	1,389
	J	1,403
	A	1,302
	S	1,283
	O	1,227
	N	1,378
	D	1,362
AÑO	MES	RIO TONA Q (MEDIO) HISTORICOS
1996	E	1,352
	F	1,269
	M	1,365
	A	1,392
	M	1,370
	J	1,365
	J	1,378
	A	1,392
	S	1,373
	O	1,371
	N	1,396
	D	1,399
1997	E	1,409
	F	1,376
	M	1,341
	A	1,275
	M	1,276
	J	1,371
	J	1,306
	A	1,118
	S	1,132
	O	1,236
	N	1,222
	D	1,015
1998	E	844
	F	890
	M	879
	A	1,257
	M	1,370
	J	1,382
	J	1,336
	A	1,253
	S	1,370
	O	1,372
	N	1,374
	D	1,389
1999	E	1,402
	F	1,375
	M	1,404
	A	1,410
	M	1,409
	J	1,390
	J	1,374
	A	1,425
	S	1,399
	O	1,404
	N	1,401
	D	1,389
AÑO	MES	RIO TONA Q (MEDIO) HISTORICOS
2000	E	1,281
	F	1,366
	M	1,377
	A	1,384
	M	1,341
	J	1,282
	J	1,153
	A	960
	S	1,086
	O	1,305
	N	1,321
	D	1,236
2001	E	1,032
	F	871
	M	965
	A	1,002
	M	1,117
	J	922
	J	784
	A	692
	S	817
	O	947
	N	1,268
	D	1,260
2002	E	999
	F	784
	M	908
	A	1,345
	M	1,378
	J	1,402
	J	1,302
	A	1,028
	S	1,026
	O	1,119
	N	1,144
	D	1,035
2003	E	813
	F	848
	M	922
	A	1,247
	M	1,386
	J	1,378
	J	1,221
	A	987
	S	1,328
	O	1,298
	N	1,195
	D	1,211
AÑO	MES	RIO TONA Q (MEDIO) HISTORICOS
2004	E	1,178
	F	1,171
	M	1,106
	A	1,285
	M	1,400
	J	1,298
	J	1,288
	A	1,076
	S	1,266
	O	1,389
	N	1,381
	D	1,400
2005	E	1,376
	F	1,432
	M	1,280
	A	1,271
	M	1,390
	J	1,402
	J	1,385
	A	1,327
	S	1,235
	O	1,393
	N	1,288
	D	1,372
2006	E	1,372
	F	1,323
	M	1,310
	A	1,340
	M	1,374
	J	1,409
	J	1,380
	A	1,318
	S	1,358
	O	1,314
	N	1,258
	D	1,392
2007	E	1,407
	F	1,222
	M	1,252
	A	1,355
	M	1,415
	J	1,406
	J	1,406
	A	1,387
	S	1,328
	O	1,289
	N	1,342
	D	1,295
AÑO	MES	RIO TONA Q (MEDIO) HISTORICOS
2008	E	1,394
	F	1,343
	M	1,327
	A	1,380
	M	1,351
	J	1,433
	J	1,452
	A	1,450
	S	1,414
	O	1,392
	N	1,360
	D	1,351
2009	E	1,441
	F	1,431
	M	1,351
	A	1,390
	M	1,390
	J	1,441
	J	1,400
	A	1,395
	S	1,328
	O	1,393
	N	1,396
	D	1,333
2010	E	1,107
	F	
	M	
	A	
	M	
	J	
MAXIMO		1,452
MINIMO		692
PROMEDIO		1,263

Apéndice B. Registro de caudales del Río Tona.

Intervalo de caudales	Unidad	Numero de eventos	% De frecuencia	% caudal presente en el tiempo	% caudal inferior
650	l/s	1	0.5%	100.0%	0.0%
700	l/s	0	0.0%	99.5%	0.5%
750	l/s	2	0.9%	99.5%	0.5%
800	l/s	4	1.8%	98.6%	1.4%
850	l/s	3	1.4%	96.8%	3.2%
900	l/s	6	2.8%	95.4%	4.6%
950	l/s	6	2.8%	92.6%	7.4%
1000	l/s	8	3.7%	89.9%	10.1%
1050	l/s	8	3.7%	86.2%	13.8%
1100	l/s	9	4.1%	82.5%	17.5%
1150	l/s	7	3.2%	78.3%	21.7%
1200	l/s	13	6.0%	75.1%	24.9%
1250	l/s	28	12.9%	69.1%	30.9%
1300	l/s	28	12.9%	56.2%	43.8%
1350	l/s	69	31.8%	43.3%	56.7%
1400	l/s	23	10.6%	11.5%	88.5%
1450	l/s	2	0.9%	0.9%	99.1%
TOTAL		217			

