



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

Estudio técnico y económico de una mini central hidroeléctrica para
suministrar energía eléctrica al sector la arena, Distrito de Conchán, Chota,
Cajamarca

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTORES:

Aguirre Cruz, Felipe Maicol (ORCID: 0000-0002-3962-0413)

Idrogo Vidarte, Norbil Jhoel (ORCID: 0000-0003-0055-2529)

ASESOR:

Mg. Sánchez Huertas, Carlos (ORCID: 0000-0002-6754-8017)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO – PERÚ

2020

DEDICATORIA

A Dios, Jehová, porque Él es la fuente de toda sabiduría y todo recurso. Por habernos dado salud para lograr nuestros objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A muestras familias, amigos, compañeros de estudio por su apoyo y motivación para la culminación de esta tesis.

AGRADECIMIENTO

Primeramente a Dios, por bendecirnos, guiarnos y darnos la oportunidad de cumplir nuestro sueño anhelado.

A nuestros docentes que guiaron nuestros pasos durante toda la formación profesional con su buen ejemplo y valores.
Que dios los bendiga.

Página del Jurado

Página del Jurado

Declaratoria de autenticidad

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Nosotros, Felipe Maicol Aguirre cruz con DNI N° 71452122 Idrogo Vidarte Norbil Jhoel, con DNI 46821282, con el efecto de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el reglamento de Grados y Títulos de la Universidad César Vallejo, facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaramos bajo juramento que toda la documentación que acompañamos son auténticos y veraces.

En tal sentido asumimos la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por lo cual nos sometemos a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, Marzo del 2018


Felipe Maicol, Aguirre cruz


Norbil Jhoel, Idrogo Vidarte

ÍNDICE

Carátula.....	i
Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento	iii
Página del jurado	iv
Declaratoria de autenticidad.....	vi
Índice	vii
Índice de tablas	xii
Índice de figuras	xiv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT.....	xvii
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Realidad problemática.....	2
1.2. Trabajos previos	3
1.3. Teorías relacionadas al tema	5
1.3.1. Mini centrales hidroeléctricas	5
1.3.2. Tipos de mini centrales hidroeléctricas	5
1.3.3. Potencia máxima continua de una central hidroeléctrica.....	9
1.3.4. Diseño de un aprovechamiento eléctrico	9
1.3.5. Clasificación de las pequeñas centrales	17
1.3.6. Partes que conforman una mini central hidroeléctrica.....	17
1.4. Formulación del problema	60

1.5.	Justificación del estudio	60
1.5.1.	Justificación técnica	60
1.5.2.	Justificación económica	61
1.5.3.	Justificación ambiental	61
1.6.	Hipótesis	61
1.7.	Objetivos	62
1.7.1.	Objetivo general	62
1.7.2.	Objetivos específicos	62
II.	MÉTODO	63
2.1.	Diseño de investigación	64
2.2.	Variables y operacionalización	65
2.2.1.	Variables independientes	65
2.2.2.	Variables dependientes	65
2.2.3.	Operacionalización de variables	65
2.3.	Población y muestra	66
2.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	66
2.5.	Métodos de análisis de datos	66
III.	RESULTADOS	68
3.1.	Ubicación del proyecto	69
3.2.	Caudal disponible	69
3.3.	Altura bruta	72

3.4.	Potencia del recurso hídrico del río y demanda máxima de la mini central.....	73
3.5.	Dimensionamiento de las obras civiles	74
3.5.1.	Dimensionamiento del azud.....	74
3.5.2.	Dimensión de las rejas para la captación de agua.....	77
3.5.3.	Dimensionamiento del canal.....	79
3.5.4.	Dimensión del desarenador y la cámara de carga.....	80
3.5.5.	Casa de máquinas.....	82
3.6.	Dimensión de equipos electromecánicos	83
3.6.1.	Tubería de presión	83
3.6.2.	Diseño de la turbina	89
3.6.3.	Dimensionamiento del multiplicador.....	106
3.6.4.	Selección del generador	108
3.6.5.	Selección del transformador	109
3.7.	Plan de operación y mantenimiento de la mini central	110
3.7.1.	Proceso de operación	110
3.7.2.	Plan de mantenimiento.....	111
3.7.3.	Libro de registros	111
3.7.4.	Diagnóstico de fallas.....	119
3.8.	Determinación de los costos de la mini central.....	124
3.8.1.	Costos de obras civiles.....	124
3.8.2.	Costos de la tubería de presión	130
3.8.3.	Costos de equipos electromecánicos.....	130
3.8.4.	Costos de mano de obra	131

3.8.5.	Costos de transporte.....	132
3.8.6.	Costos directos.....	133
3.8.7.	Costos indirectos.....	133
3.8.8.	Costo total de la mini central.....	134
3.9.	Análisis económico de la mini central hidroeléctrica.....	134
3.9.1.	Valor de la depreciación.....	134
3.9.2.	Valor residual de las obras civiles:.....	134
3.9.3.	Valor residual de equipos electromecánicos:.....	135
3.9.4.	Determinación del costo de la energía.....	135
3.9.5.	Gastos de operación mensual y anual de la mini central hidroeléctrica.....	137
3.9.6.	Valor actual neto (VAN).....	139
3.9.7.	Tasa interna de retorno (TIR).....	141
3.9.8.	Relación beneficio - costo.....	141
3.9.9.	Periodo simple de retorno.....	142
3.9.10.	Comparación de precios petróleo y energía eléctrica.....	143
3.10.	Evaluación del Impacto ambiental.....	143
3.10.1.	Identificación de impactos ambientales.....	143
3.10.2.	Medidas y acciones correctoras.....	145
3.10.3.	Programa de vigilancia ambiental.....	146
3.11.	Administración para el auto sostenimiento del proyecto.....	147
3.11.1.	Inspección y supervisión.....	147
3.11.2.	Finanzas.....	147
3.11.3.	Aspectos sobre el uso del agua.....	147
3.11.4.	Aspectos sobre el uso de la energía.....	148

3.11.5. Respecto a costos de operación y mantenimiento.	148
IV. DISCUSIÓN	149
V. CONCLUSIONES	154
VI. RECOMENDACIONES	157
REFERENCIAS	159
ANEXOS	162

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Valores del factor de corrección de la velocidad del agua en un río, según la profundidad y material-----	13
Tabla N° 2: Velocidad máxima recomendada para el agua en canales de conducción-----	23
Tabla N° 3: Coeficiente de rugosidad del agua en canales de conducción-----	24
Tabla N° 4: Velocidades mínimas del agua en canales para evitar sedimentación-----	25
Tabla N° 5: Características de las secciones transversales para canales de agua-----	26
Tabla N° 6: Velocidad de decantación de las partículas de arena en el desarenador-----	30
Tabla N° 7: Materiales de tuberías para conducción de agua a presión-----	32
Tabla N° 8: Diagrama de Moody para pérdidas de carga por fricción de agua en tuberías-----	34
Tabla N° 9: Rugosidad absoluta de materiales conductores de fluidos a presión-----	35
Tabla N° 10: Propiedades físicas del agua a diferentes temperaturas-----	36
Tabla N° 11: Valores del factor para transmisión de potencias por fajas trapezoidales-----	49
Tabla N° 12: Longitudes normalizadas de correas trapezoidales norteamericanas y Constantes de potencias-----	51
Tabla N° 13: Coeficiente de diámetro pequeño y coeficiente de corrección para fajas-----	53
Tabla N° 14: Factores de corrección de longitud de fajas trapezoidales-----	54
Tabla N° 15: Pruebas para obtener la velocidad promedio del agua en el río-----	66
Tabla N° 16: Toma de medidas para obtener la altura promedio del caudal del río-----	67
Tabla N° 17: Parámetros para el área transversal del caudal del río-----	67
Tabla N° 18: Parámetros para la obtención del caudal del río-----	67
Tabla N° 19: Parámetros para la demanda máxima de energía-----	69
Tabla N° 20: Medidas comerciales de tuberías de acero galvanizado-----	79
Tabla N° 21: Propiedades físicas del agua a 15°C-----	81
Tabla N° 22: Diámetros externos del rotor para la turbina Michell-Banki-----	85
Tabla N° 23: Rango de aplicación de las turbinas de acuerdo a la velocidad específica-----	86
Tabla N° 24: Geometría de diseño para el inyector y alabe directriz-----	88
Tabla N° 25: Dimensiones del perfil del inyector-----	89
Tabla N° 26: Número de alabes del rotor para la turbina Michell-Banki-----	90
Tabla N° 27: Espesores para los alabes del rotor-----	91
Tabla N° 28: Ángulos de los alabes para el rotor-----	94

Tabla N° 29: Ángulo entre la fuerza hidráulica sobre el alabe y el eje X-----	95
Tabla N° 30: Factor de corrección de esfuerzo en los álabes-----	97
Tabla N° 31: Factor de diseño para el momento flector y momento torsor-----	98
Tabla N° 32: Velocidades síncronas de generadores-----	103
Tabla N° 33: Características del generador-----	104
Tabla N° 34: Características técnicas del transformador-----	105
Tabla N° 35: Parámetros de funcionamiento de la turbina-----	107

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Esquema de centrales de caudal fluyente-----	5
Figura N° 2: Central hidroeléctrica de pie de presa-----	6
Figura N° 3: Esquema mini central sumergido en canal de riego-----	7
Figura N° 4: Frecuencia de aparición dentro de la serie anual estudiada-----	9
Figura N° 5: Ejemplo de curva de caudales clasificados-----	10
Figura N° 6: Sección transversal de la corriente de agua-----	12
Figura N° 7: Esquema de los saltos existentes para el flujo de agua-----	15
Figura N° 8: Azud perfil tipo Creager-----	18
Figura N° 9: Coordenadas del sistema cartesiano para el azud-----	20
Figura N° 10: Partes de un canal para conducción de agua-----	22
Figura N° 11: Aliviadero-----	28
Figura N° 12: Desarenador y cámara de carga-----	29
Figura N° 13: Vista de planta del desarenador y cámara de carga-----	29
Figura N° 14: Tubería de presión-----	31
Figura N° 15: Factores K para hallar pérdidas de carga en accesorios de tuberías-----	38
Figura N° 16: Campo de utilización de las diferentes tipos de turbina-----	41
Figura N° 17: Turbina Pelton y su funcionamiento-----	42
Figura N° 18: Turbina Pelton-----	42
Figura N° 19: Turbina Kaplan-----	43
Figura N° 20: Simulación en Solidworks 2014 de la trayectoria del agua dentro del rodete	44
Figura N° 21: Elementos que conforman la turbina Michell-Banki-----	45
Figura N° 22: Número de secciones de correas según la potencia y la velocidad-----	48
Figura N° 23: Partes del generador síncrono-----	55
Figura N° 24: Esquema general de un sistema de automatización-----	56
Figura N° 25: Levantamiento topográfico, ubicación de la mini central hidroeléctrica-----	65
Figura N° 26: Tramo con mejor sección uniforme disponible ´para tomar medidas del caudal disponible-----	66
Figura N° 27: Levantamiento topográfico para obtener la altura bruta-----	68

Figura N° 28: Lugar donde se ubicó el azud-----	70
Figura N° 29: Dimensiones del azud-----	72
Figura N° 30: Dimensiones de las rejillas para la captación de agua-----	74
Figura N° 31: Dimensiones obtenidas para el canal-----	76
Figura N° 32: Vista de planta: medidas obtenidas del desarenador y cámara de carga-----	77
Figura N° 33: Vista lateral de la cámara de carga son las medidas obtenidas-----	77
Figura N° 34: Rotor de la turbina Michell-Banki-----	84
Figura N° 35: Dimensiones y características del inyector y rotor-----	87
Figura N° 36: Algoritmo para dimensionar el alabe directriz-----	88
Figura N° 37: Geometría del inyector-----	89
Figura N° 38: Ángulo respecto al centro de un álabe-----	90
Figura N° 39: Ángulo respecto al centro del tubo de 5" de un álabe-----	92
Figura N° 40: Ángulo de velocidad en la entrada y salida del álabe-----	93
Figura N° 41: Ángulo de la fuerza resultante respecto al eje X y la fuerza total-----	95
Figura N° 42: Diagrama de cuerpo libre del eje de la turbina-----	97
Figura N° 43: Algoritmo para dimensionar el alabe directriz-----	88

RESUMEN

En esta investigación se hizo el estudio para dar solución a la falta de energía eléctrica para abastecer a las máquinas de los microempresarios dedicados a la comercialización de arena en el distrito de Conchán, provincia de Chota departamento de Cajamarca, ya que la central hidroeléctrica existente de este distrito no es capaz de abastecer a los pobladores y a los microempresarios al mismo tiempo. Debido a ello el objetivo de este proyecto fue ver si es factible técnico y económicamente la instalación de una mini central hidroeléctrica para cumplir con la demanda de energía de los microempresarios.

Se realizaron las visitas al lugar y se determinó los lugares estratégicos para la ubicación de las distintas partes de la mini central hidroeléctrica, se hicieron las medidas respectivas para determinar el caudal disponible del río utilizando el método de la velocidad y área, como también se hizo el levantamiento topográfico para determinar la altura bruta disponible.

A partir del caudal obtenido se pasó a hacer las dimensiones de las obras hidráulicas que se encargan de transportar el caudal disponible hasta donde se ubican los equipos electromecánicos que transforman la energía potencial y cinética, en energía eléctrica y finalmente se realizó el estudio de la factibilidad económica para la instalación de la mini central hidroeléctrica.

El caudal disponible fue de $1.093 \text{ m}^3/\text{s}$ y la altura de 31.32 m, se obtuvo una potencia de generación de energía eléctrica de 300.3076 KW la cual es suficiente para cumplir con la demanda. Se seleccionó la turbina Michell, banki por representar mayores ventajas en su adquisición e instalación respecto a otras. La inversión inicial es de S/.160,682.098.

Palabras claves: Mini Central Hidroeléctrica, Turbina Michell - Banki, Trituradores de Arena, Azud Tipo Creager, Generador Síncrono.

ABSTRACT

In this research, the solution to the lack of electricity was sought to supply the machines of the micro businessmen dedicated to the commercialization of sand in the district of Conchán, province of Chota department of Cajamarca, since the existing hydroelectric power station of this district does not it is capable of supplying the inhabitants and the microentrepreneurs at the same time. Due to this, the objective of this project was to see if it is feasible technically and economically to install a mini hydroelectric plant to meet the energy demand of microentrepreneurs. Visits to the site were made and the strategic locations for the location of the different parts of the mini hydroelectric plant were determined, the respective measurements were made to determine the available river flow using the velocity and area method, as was also done the topographic survey to determine the gross height available. From the obtained flow, the dimensions of the hydraulic works that are responsible for transporting the available flow to where the electromechanical equipment that transforms the hydraulic energy into electrical energy were made and finally the study of the economic perfectibility was made. The installation of the mini hydroelectric power station. The available flow rate was $1,093 \text{ m}^3 / \text{s}$ and the height was 31.32 m, obtaining a power generation power of 300.3076 KW which is enough to meet the demand. The Michell turbine, banki, was chosen because it represents greater advantages in its acquisition and installation compared to others. The initial investment is S/.160, 682.098.

Keywords: mini hydroelectric plant, Michell-Banki turbine, sand grinders, Creager type weir, synchronous generator

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Realidad problemática

El sector La Arena está ubicado a unos 10 minutos del distrito de Conchán, provincia de Chota, departamento de Cajamarca, en este sector trabajan microempresarios de manera autónoma extrayendo arena, sus principales herramientas de trabajo son unas máquinas trituradoras de arena de 20 HP que funcionan con petróleo, cuentan aproximadamente con 15 máquinas.

En el distrito de Conchán existe una mini central hidroeléctrica, encargada de suministrar energía eléctrica a este distrito y a las localidades que se encuentran a los alrededores, debido a su capacidad cubierta en un 95% no dispone de capacidad de generación y energía para ampliaciones futuras por lo que la carga de las máquinas de los microempresarios no puede ser abastecida en la mini central hidroeléctrica. En la actualidad estas máquinas trituradoras de arena funcionan con petróleo, el cual les genera un costos significativos diariamente por cada máquina, y al estar en contacto permanente con este combustible también están propensos a contraer enfermedades, e indirectamente haciendo uso de este combustible contribuyen a la contaminación del medio ambiente.

Por eso es que se ha evaluado el río Conchano que se encuentra en la misma zona donde operan los microempresarios, verificando con visitas al lugar y corroborando con entrevistas a los microempresarios, se encontró que si cuenta con las condiciones necesarias como un caudal disponible y una altura para aprovechar las aguas de este río como fuente de potencia para generar energía eléctrica, siendo de uso exclusivo para consumo de estas máquinas, es por este motivo que se ha propuesto realizar un estudio, para ver si será factible instalar una mini central hidroeléctrica para este sector.

Para esto, las aguas del río Conchano cercanas a la localidad se aprovecharán desviando parte de su caudal mediante un azud para posteriormente pasar por un canal hasta una pequeña presa proyectada a una cierta altura de la casa de máquinas con la finalidad de obtener la presión de flujo necesario para que la turbina que se va a diseñar produzca la potencia mecánica deseada a partir de la presión que se ejerce en la tubería de fuerza, con el propósito de suministrar energía eléctrica a la maquinaria que actualmente utilizan en dicho sector, para que ya no empleen como fuente de combustible el petróleo, si no se utilice la energía eléctrica, facilitando la vida de los pobladores, y mejorando la economía de su empresa y a la vez cuidando el medio ambiente.

1.2.Trabajos previos

Llamo (2016), en su tesis “Diseño de una mini central hidroeléctrica, para suministrar energía al recreo turístico La Catarata - Distrito, Provincia - Jaén, Departamento - Cajamarca -2016”. Realizada en la Universidad César Vallejo (Trujillo - Perú), determinó que este mini central va a afectar de manera positiva al del sector recreo turístico de la Catarata, tanto en lo económico, social, ambiental. Así mismo esta mini central hidroeléctrica va a mejorar la condición de vida del sector, ya que no va a presentar interrupciones del flujo eléctrico, se compraba el Kw-h a 0.713 centavos y con mini central se obtendrá el Kw-h a 0.45 centavos, generando un ahorro significativo y con un impacto ambiental cero ya que las aguas aprovechables por la turbina son devueltas al mismo canal, así mismo genera trabajo a los pobladores durante el levantamiento de esta mini central hidroeléctrica. También argumenta que el proyecto tuvo una inversión de 138,340.63 soles, alcanzando una utilidad neta anual de 24,846.29, con un VAN de 17,388.63, un TIR del 15%, que según lo estudiado la mini central goza de beneficios económicos, recuperando la inversión inicial, además de obtener un ahorro significativo.

Coronel (2010), en su tesis "Proyecto de una mini central hidroeléctrica de 120 kW en el distrito de Independencia - Huaraz para el desarrollo agropecuario sustentable". Realizada en la Universidad Nacional de ingeniería (Lima - Perú), determinó que este proyecto de una mini central hidroeléctrica va a mejorar la calidad de vida de los moradores , pero al ser un proyecto netamente social se necesitaría la ayuda del estado o alguna empresa privada dedicada al rubro de comercialización eléctrica, para que se pueda desarrollar en dicho distrito. Nos dice que la inversión inicial para la construcción de esta mini central es de 180,000.00 soles, con valor neto actual de 24,888.96 soles, un VAN de 5,906.68 soles, un TIR de 12,56%, el cual según los parámetros económicos establecidos es factible realizar la construcción de esta mini central hidroeléctrica ya que va a generar ingresos y desarrollo a la población.

García (2014), en su tesis “Cálculo y selección de una micro central hidroeléctrica empleando como fluido de trabajo un sistema de riego”. Realizada en el Instituto Politécnico Nacional (México D.F - México), determinó que las micro centrales hidroeléctricas en sistemas de riegos que proviene de una planta de tratamiento de aguas residuales, es una fuente importante para aumentar la producción agraria y a la vez mejorar la vida de las localidades marginales, reduciendo la utilización de combustibles fósiles y evitando la contaminación ambiental.

También concluye que según los cálculos las turbinas que se utilizan para estas centrales de canal de riego son la Michel-Banki y Kaplan, además la energía calculada para una comunidad o industrias va desde los 52.56 KWh a 1864.56 KWh, que alimentara desde 11 a 388 viviendas.

Alcaráz (2011), en su tesis “Repotenciación de centrales hidroeléctricas: una alternativa para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica”. Realizado en la universidad autónoma de México (México D.F – México), determinó que si se realiza una repotenciación a las centrales hidroeléctricas va a beneficiar de manera positiva con el fin de suministrar energía eléctrica de manera más eficiente a la sociedad, con un aumento de hasta 75% de la capacidad instalada originalmente, además que los costos de las obras civiles y equipos electromecánicos es menor a comparación de instalar una nueva infraestructura, también se puede disponer de nuevas tecnologías sin verse en la necesidad de hacer grandes inversiones mejorando la confiabilidad y disponibilidad de las plantas eléctricas.

Corrales (1984), en su tesis “Proyecto de una mini central hidroeléctrica de 120 KW para la localidad de Quillabamba (Cuzco) con fines agroindustriales”. Realizado en la Universidad Nacional de Ingeniería (Lima – Perú), determinó que existen ventajas claras de una mini central hidroeléctrica comparado a los gastos significativos del grupo electrógeno que funciona con petróleo, comparando el costo del Kw-h a 0.144 centavos con petróleo y reduciéndose el Kw-h 0.084 centavos con la mini central hidroeléctrica, siendo más barata la venta de la energía, también nos hace de conocimiento que la inversión inicial para la construcción de la central es de 209,912.30 soles, y con un retorno de inversión de 4 años. Así mismo contribuye al crecimiento socioeconómico de la comunidad rural para el desarrollo nacional de las poblaciones marginadas. Además concluye que en los estudios realizados la central tiene un caudal de $2.5 m^3$ que asegura el buen funcionamiento de la central.

Muñoz (2016), en su tesis “Diseño de mini centrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León)”; realizada en la Universidad de Salamanca (Salamanca – España), determinó que con la construcción de estas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se impulsa a un desarrollo y gestión eficiente del recurso hídrico, también impulsa al desarrollo de la zona en donde está instalada la central, así como a un impacto ambiental mínimo. Mediante el estudio económico realizado se tiene una inversión de 830,440.00 euros, con un VAN de 33,224.5 euros y un periodo de recuperación de 9 años.

Además concluye que se consigue un suministro eléctrico de hasta 2,301.426 KWh, para abastecer hasta 800 familias.

Guevara (2016), en su tesis “Estudio técnico y económico de una micro central hidroeléctrica para el caserío de Banguar, Utcubamba - Amazonas”, realizado en la Universidad César Vallejo (Trujillo-Perú), determinó que el desarrollo de esta investigación sin fines de lucro, que va a beneficiar a 14 viviendas con un aproximado de 85 habitantes, además de acrecentar la calidad de vida de la localidad, tanto en lo social mejorando la calidad de vida de la personas electrificando sus casas y calles; en lo económico ofreciendo trabajo a los pobladores en la construcción de la micro central además de impulsar el comercio, y ambiental ya que al ser una energía renovable el impacto ambiental es mínimo comparado con los combustibles fósiles. Concluyendo que de acuerdo a lo estudiado del caudal y la altura se utilizara una turbina Michell Banki; la central está proyectada a 20 años con una inversión de S/. 290 614.63, con un VAN de 69,817.32, un TIR de 15,25%, un B/C de 1.3, y la recuperación de la inversión en 7 años.

1.3. Teorías relacionadas al tema

1.3.1. Mini centrales hidroeléctricas

Son llamadas así porque su potencia generada es a pequeña escala; estas mini centrales hidroeléctricas cuentan con turbinas hidráulicas que son encargadas de convertir la energía cinética del agua en energía mecánica, también disponen de generadores eléctricos encargados de convertir la energía mecánica entregada de las turbinas en energía eléctrica. Este proceso es realizado cuando las aguas caen desde un punto superior a un punto inferior, en donde se encuentran una o más turbinas hidráulicas y estas a la vez hacen girar a uno o más generadores eléctricos, obteniendo la energía eléctrica (Llamo Gutierrez, 2016).

1.3.2. Tipos de mini centrales hidroeléctricas

Cuando se va a instalar una mini central hidroeléctrica se debe tomar en cuenta las condiciones del terreno, ya que esto va a influir en las obras civiles que se van a realizar y también en clasificar la maquinaria que se va a utilizar.

Las mini centrales hidroeléctricas se clasifican en:

1.3.2.1. Según el tipo de utilización del agua

a) Centrales de caudal fluyente

Estos aprovechamientos no disponen de un embalse, no tiene regulación del caudal del agua por lo que es muy variable, dependen directamente de la hidrología de la zona.

Su caudal depende del agua que pase directamente por el río, del cual se capta una parte del agua y se transporta hacia la central instalada utilizando una tubería o canal de presión, una vez que se obtiene la energía eléctrica, las aguas turbinada son llevadas al lecho del río a través de un canal que se encuentra en salida de la central, de este modo las centrales van a trabajar con las aguas que fluyen por el río, mientras este sea superior a al mínimo técnico de la capacidad de la turbina, y deja de trabajar cuando descendiendo por debajo de este valor (Muñoz & Muñoz Dáz, 2016).

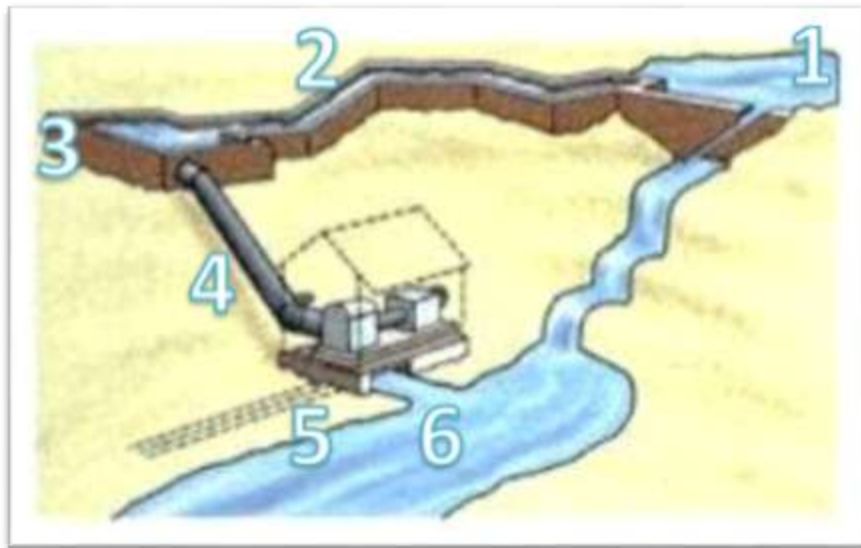


Figura 1. Esquema de Centrales de Caudal Fluyente

Fuente: Lorenzo (2015)

De acuerdo en donde la central hidroeléctrica se situará, será necesario construir algunos o todos estos elementos:

1. Presa o azud.
2. Toma y derivación (canal o conducción a presión).
3. Cámara de carga.

4. Tubería forzada.
5. Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
6. Canal de descarga.

b) Centrales de pie de presa

En estos tipos de aprovechamientos, existen posibilidades de construir un embalse para el almacenamiento de agua en el cauce del río. Las características principales de estas centrales es que tienen la capacidad de regular el caudal de salida del agua turbinada; la finalidad de controlar el caudal del agua es entregar energía en las horas máximas de consumo (Muñoz & Muñoz Dáaz, 2016).

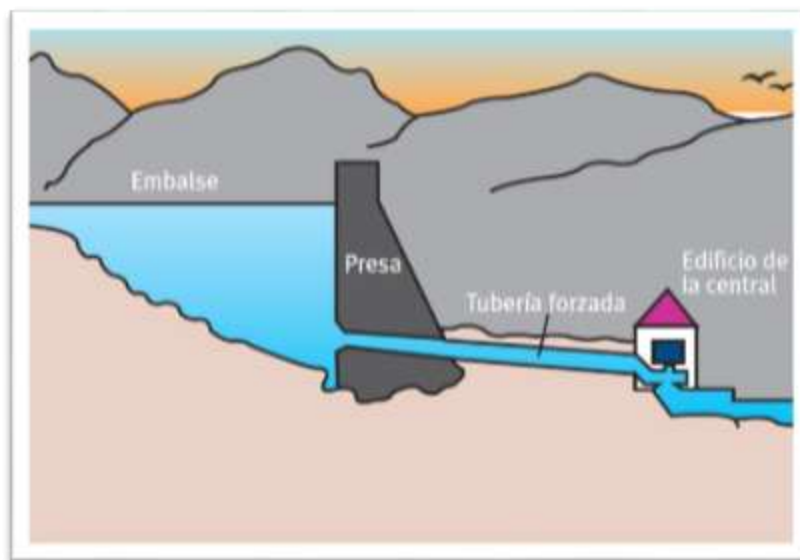


Figura 2. Central Hidroeléctrica de Pie de Presa

Fuente: Castro (2006)

Las obras que se necesitan para instalar una central hidroeléctrica de pie de presa son:

Construcción o adaptación de las conducciones de la presa en la central.

Toma de agua con puerta de reja.

Tubería de presión.

Edificio central y equipamiento electro-magnético.

Subestación y línea eléctrica.

c) Central hidroeléctrica en canal de riego

Estas centrales son de dos tipos:

Las centrales que emplean un desnivel del agua en el propio canal

Se instalan tuberías forzadas que son paralelas al canal de riego, luego el caudal es conducido a la central, y finalmente se devuelven las aguas turbinadas al cauce del canal (perez, 2009).

Las centrales que emplean un desnivel existente entre el canal y el curso normal del río

Se instala la central cerca al río y posteriormente se turbinan las aguas sobrantes al canal (perez, 2009).

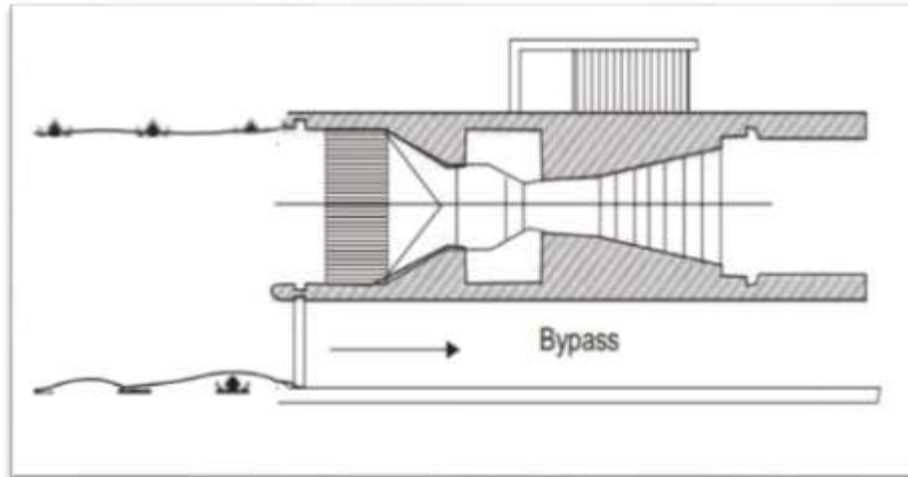


Figura 3. Esquema Minicentral Sumergido en Canal de Riego

Fuente: Esha (1998)

Las obras que se tienen que desarrollar en estas centrales son:

- Toma de canal, con un aliviadero normalmente en forma de pico de pato.
- Tubería forzada.
- Edificio de la central con equipamiento electro-mecánico.
- Obra de incorporación al canal o al río, dependiendo del tipo de aprovechamiento.
- Subestación y línea eléctrica.

1.3.2.2. Según la altura del salto del agua

a) Centrales de alta presión

Las características principales de estas centrales, es que están constituidas por un desnivel de salto mayor a los 200 metros de altura y su caudal puede llegar a los 20/s por máquina, en el cual son utilizadas las turbinas Pelton. Cuando el desnivel es menor se utilizan turbinas Francis

o Michel Banki, por ser más pausadas que las Pelton. Estas centrales se encuentran mayormente instaladas en zonas montañosas (Llamo Gutierréz, 2016).

b) Centrales de media presión

Las características de estas centrales, es que su salto hidráulico se hallan entre los 20 y 200 metros aproximadamente, donde utilizan caudales de 200 l/s por cada turbina, aquí se utilizan mayormente la turbinas Francis y Kaplan. Estas centrales de encuentran instaladas en valles de media montaña (Llamo Gutierréz, 2016).

c) Centrales de baja presión

En este tipo de centrales el salto de altura hidráulico es inferior a 20 metros, se utilizan 3 tipos de turbinas las Francis, Kaplan, Hélice, extra rápidas. Las máquinas a utilizar se alimentan de un caudal que pueden superar los 300 l/s (Llamo Gutierréz, 2016).

1.3.3. Potencia máxima continua de una central hidroeléctrica

Es la capacidad máxima para proporcionar potencia eléctrica a los bornes de generación de manera continua, a las unidades de generación que operaran simultáneamente en la central hidroeléctrica (perez, 2009).

1.3.4. Diseño de un aprovechamiento eléctrico

La potencia eléctrica de la central va a ser proporcional al salto hidráulico y a las aguas que va a ser turbinadas, y es importante que se determine las variables del diseño de una manera correcta en la instalación y en los equipos (perez, 2009).

1.3.4.1. Determinación del caudal de equipamiento

El caudal de diseño es muy importante para elegir los equipos que se van a instalar en la central hidroeléctrica, con la finalidad de que la energía que se va a producir tiene que ser la máxima de acuerdo a la hidrología del sector; por ende, es importante conocer el caudal en la zona cercana para determinar el caudal de diseño. Se debe realizar mediciones del caudal en estaciones de aforo, ya que en estas estaciones se determinan los datos de los caudales máximos, medios y mínimos (perez, 2009).

En la futura instalación de aprovechamiento se debe recopilar las series hidrológicas de estaciones existentes en la zona, con estos datos de los caudales medios diarios se realizan los correspondientes estudios hidrológicos (perez, 2009).

Pero cuando no se tiene conocimiento de estaciones de aforo en las cuencas en donde se va a implementar la central, hay que desarrollar un análisis hidrológico teórico, basándonos de los datos de precipitaciones y aforos de las cuencas cercanas (perez, 2009).

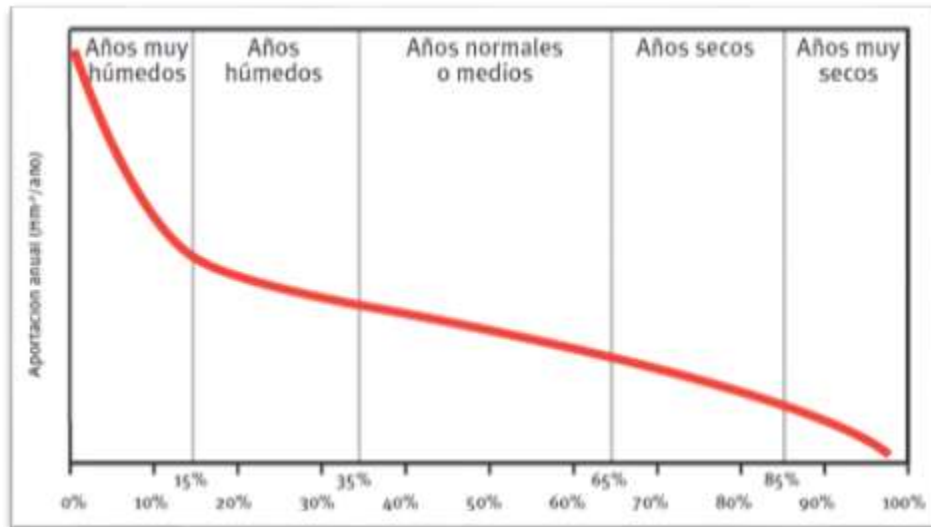


Figura 4. Clasificación de los Años Hidrológicos. Frecuencia de Aparición Dentro de la Serie Anual Estudiada.

Fuente: Castro (2006)

Una vez que se obtienen los datos necesarios de forma teórica, media directa o datos reales de aforo, se conseguirán una serie hidrológica anual que nos permita desarrollar un flujo estadístico y tipificar los años de aporte registrados: años muy secos, secos, medios, húmedos y muy húmedos, y posteriormente determinar el año representativo con los que se realiza los cálculos del diseño (Llama & Llama, 1933).

Una vez que se establece el año, se elabora las curva de los caudales clasificados, ya que va a proporcionar el caudal disponible de acuerdo a las estaciones del año, así como la función gráfica encima del volumen del agua , volumen turbinado y volumen vertido por servidumbre, mínimo técnico.

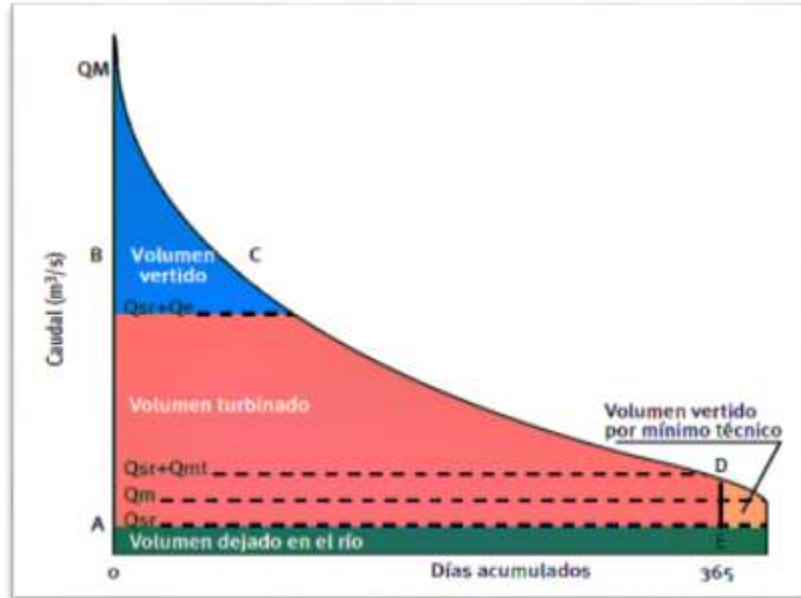


Figura 5. Ejemplo de Curva de Caudales Clasificados.

Fuente: Idae (2006)

Donde:

QM: Caudal máximo alcanzado en el año.

Qm: Caudal mínimo del año.

Qrs: Caudal de servidumbre en el río por su cauce normal.

Qmt: Caudal mínimo técnico, siendo directamente proporcional al caudal de equipamiento.

Su factor de equipamiento de proporcionalidad “K”, depende del tipo de turbina.

$$Q_{mt} = K * Q_e \dots\dots\dots (1)$$

Valores de aproximación “K”:

Para Turbinas Pelton: K = 0,10

Para Turbinas Kaplan: K = 0,25

Para Turbinas Semikaplan: K = 0,40

Para Turbinas Francis: K = 0,40

El caudal de equipamiento “ Q_e ” se va a elegir de manera que el volumen a turbinar, tiene que ser el máximo posible, en otras palabras, el área rosada que se ve en la figura 5, encerrada por los puntos A, B, C, D, E, sea máxima (Muñoz & Muñoz Dáz, 2016).

1.3.4.1.1. Método del área y velocidad (flotador)

El método toma el principio de continuidad como para ser realizado. Se da en un fluido que tiene una densidad constante y va a fluir en una distancia o longitud establecida. Después de tener el área de la sección y la velocidad promedio tendremos la siguiente constante:

$$Q = A * v_{med} \text{ (constante } \frac{m^3}{s} \text{)} \dots\dots\dots (2)$$

Donde:

A= Área.

v_{med} = velocidad media del agua en el río.

1.3.4.1.1.1.El flotador

Se busca un parte del rio que tenga un sección uniforme para ahí realizar el método.se hace el uso de materiales que no sean muy pesados y puedan desplazarse en el rio, se los dejara correr en tiempos determinados para luego obtener un tiempo promedio; tomando en cuenta la distancia de la sección uniforme tomada. Luego de eso se obtendrá la velocidad del flujo que hay en la superficie del rio

La velocidad se tiene que corregir para ello se hace uso de un factor de corrección establecido que ya fue estudiado y experimentado. La profundidad del rio va a hacer que varié mucho este factor, el cual después se multiplica por el área de la sección promedio del rio y multiplicando a la misma vez por la velocidad del agua del rio se va a tener una estimación muy cercana de cuánto va a ser el volumen de agua que va a circular por este rio.

La fórmula para el cálculo es:

$$Q = K * A * v \dots\dots\dots (3)$$

A = área promedio de la sección transversal m^2

v = velocidad superficial del agua m/s

K = factor de corrección de velocidad según s/p (ver tabla 1)

Para obtener el factor k podemos ir a la tabla 2, que se basa en la profundidad y el tipo de material del que tiene el rio.

La velocidad promedio que se obtuvo no es la velocidad media de la corriente, ya que el flotador está en la superficie del agua y el factor de corrección es una aproximación; pero en circunstancias en donde no es posible emplear otro método o no se cuenta con el equipo

suficiente, el método para evaluar el caudal es válido (Davila, Vilar , Villanueva , & Quiroz, 2010)

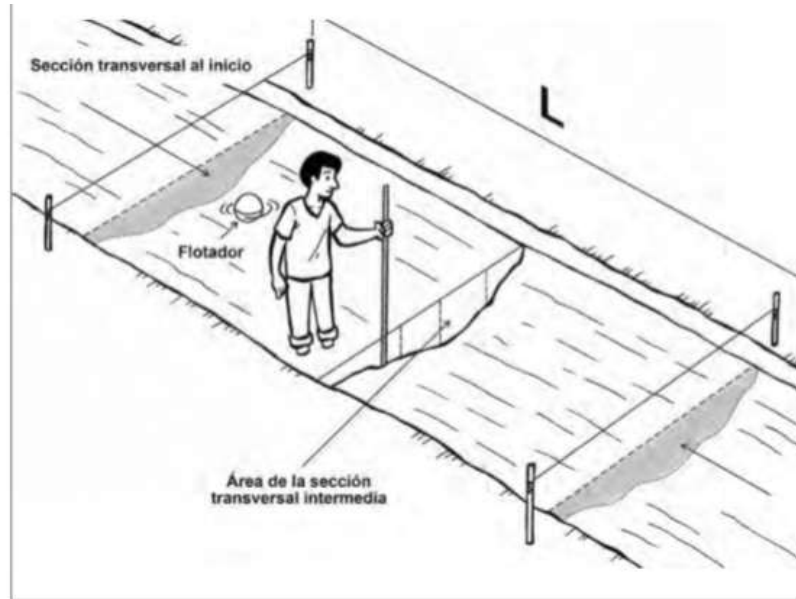


Figura 6. Sección Transversal de la Corriente

Fuente: Dávila Celso (2010)

Se concluye que debe tomarse un parte del río donde cuente con una distancia en el río que tenga secciones uniformes en sus orillas. Si el suelo de río es demasiado roco se pedirá la ayuda de los moradores para hacer la respectiva limpieza y luego recién se hará las mediciones y así se podrá evitar medidas incorrectas.

Tabla 1

Valores de k según la profundidad y el material del riachuelo

Tipos de canal o río	Profundidad del agua en el centro del lecho	Factor k
Canal revestido con concreto	Mayor de 0.15 m	0.80
Canal de tierra	Mayor de 0.15 m	0.70
Río o riachuelo	Mayor de 0.15 m	0.50
Riachuelo o canales de tierra	Menor de 0.15 m	0.50 a 0.25

Fuente: Dávila Celso (2010)

Equipo necesario:

- Lampa y pico.
- Estacas.
- Cordel de nylon.
- Wincha de 30 m y 5m.
- Cronometro.
- Regla graduada en cm.
- Flotador (corchos, botella plástica, madera, etc.).
- Machete.
- Libreta de nota y lapiceros.

Procedimiento:

- Seleccionar en el río o riachuelo un tramo recto y de sección uniforme.
- Medir la longitud (L) en metros y colocar estacas.
- Sujetar transversalmente el cordel a las estacas.
- Determinar la velocidad superficial de flujo en el tramo seleccionado:

- Calcular el tiempo que tarda el flotador en recorrer la longitud L con el cronómetro. Realizar este procedimiento por lo menos 3 veces.
- Hallar el tiempo promedio T_p
- Calcular la velocidad superficial: $V = L/T_p$
- Hallar el área de la sección transversal A en el centro del tramo seleccionado.
- Medir el ancho del espejo de agua de la sección transversal.
- Fraccionar este ancho en partes iguales.
- Con la regla graduada, tomar lecturas de la profundidad en cada división marcada.
- Dibujar un croquis de la sección con los datos obtenidos.
- El área de la sección transversal estará dada por la suma de las áreas parciales. Para facilidad de cálculo, semejar a figuras conocidas como triángulos y trapecios, según sea el caso.
- Determinar el perfil p del croquis dibujado, el mismo que viene a ser el perímetro mojado.
- Calcular el caudal Q, aplicando la fórmula $Q = k * A * V$, teniendo en cuenta los valores de A, V y el factor k de la tabla 2.

1.3.4.2. Determinación del salto neto

El salto en un diseño de central hidroeléctrica es muy importante, ya que tiene que ser el máximo que permita la orografía del terreno, se debe considerar los cuidados ambientales y la inversión económica.

Salto bruto (H_b); punto existente entre el azud y el punto de descarga del caudal.

Salto útil (H_u); diferencia entre la superficie del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Salto neto (H_n); diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga que se originan cuando pasan las agua a través de la embocadura de la cámara de carga, la tubería forzada y sus accesorios.

Pérdidas de carga (H_p); provocadas por la fricción del agua con las paredes del canal y la tubería forzada (siendo esta en donde se produce mayores pérdidas), además de las turbulencias

que se ocasionan al cambio de dirección del flujo del agua, cuando pasan por una rejilla, válvula, etc.

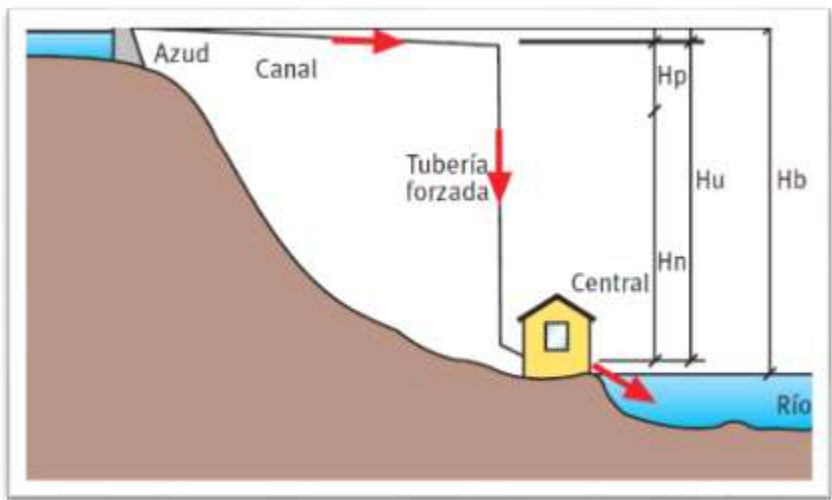


Figura 7. Esquema de los Saltos Existente.

Fuente: Idae (2006)

1.3.4.3. Potencia a instalar y producción

La potencia que se va a disponer en una mini central hidroeléctrica se modifica de acuerdo al caudal de agua disponible que se va a turbinar y al salto existente en cada salto.

Ecuación que facilita la potencia instalada:

Según Ortiz, 2001:

$$P = 9.81 \times Q \times Hn \dots\dots\dots (4)$$

Donde:

P: Potencia en KW.

Q: Caudal de equipamiento ($m^2/s.$)

Hn: Salto neto (m).

e: Factor de eficiencia de la central, es igual al rendimiento de los distintos equipos que participan en la obtención de la energía:

$$e = Rt * Rg * Rs \dots\dots\dots (5)$$

Donde:

Rt: rendimiento de la turbina.

Rg: rendimiento del generador.

Rs: rendimiento del transformador.

La eficiencia de la maquinaria varía acorde al tipo de máquina y fabricante; para efectos de una primera aproximación, podemos asignar un factor de eficiencia de 0.85 (perez, 2009).

Una vez que se conoce la potencia, podemos calcular lo que va a producir la central, como resultado de potencia en cada hora de funcionamiento (perez, 2009).

La producción se puede calcular con esta ecuación:

$$E \text{ (KWh)} = 9.81 * Q * H_n * T * e * \eta \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

T: n° de horas de funcionamiento (Hn y Q)

η : coeficiente de pérdidas de energía debido al mantenimiento y reparación de la central, inclusive la disponibilidad del agua y la necesidad del mercado eléctrico.

1.3.5. Clasificación de las pequeñas centrales

Picocentrales; de 1KW a 5KW

Microcentrales; de 5KW a 100KW

Minicentrales; de 100KW a 1000KW

1.3.6. Partes que conforman una mini central hidroeléctrica

Las obras civiles la constituyen la bocatoma, el canal de conducción, el desarenador, la cámara de carga y la cimentación de la casa de máquinas.

1.3.6.1. Bocatoma

Las bocatomas son obras hidráulicas cuya función es regular y captar un determinado caudal del río, en este caso, para la producción de hidroenergía sea esta mecánica o eléctrica. Las bocatomas nos van a facilitar tomar el agua de los ríos y conducirla aprovechando la fuerza de la gravedad.

1.3.6.1.1. Criterios para el diseño de la Bocatoma

El diseño de una bocatoma va a depender de tres parámetros:

- Curso del río (tramo curvo o tramo recto)

- Configuración del terreno (pendiente del cauce, ancho del valle)
- Caudal del río, caudal a derivarse, ángulo de desvío.
- Régimen del río, nivel de aguas mínimas y máximas ordinarias, nivel de aguas máximas extraordinarias (coeficiente de retorno).
- Acarreo de materiales (frecuencia de acarreo, tamaño de materiales acareados, materiales de fondo, materiales de suspensión).
- Geología del lugar, presencia de fallas, arcillas y caliza en las zonas de fundación de la bocatoma.
- Geotécnica del lugar de emplazamiento, capacidad portante de los suelos.
- Importancia de la obra, disponibilidad presupuestal.

1.3.6.1.2. Presas derivadoras o azudes

Los azudes son tipos de represas que están destinadas a hacer la captación del agua y a la misma vez dejar pasar el agua que no es necesaria para un fin. Mayormente dejar pasar las aguas en tiempos de crecidas de ríos. Es muy común su uso en ríos donde los caudales que en ellos hay son muy pequeño. Si el caudal que se va a desviar para su posterior uso es mayor a 30% se usa estos azudes. Pero si el caudal de desvío es menor al 30 % del caudal en épocas de estiaje entonces lo mejor es desviar el caudal del río con diques de derivación harán mucho más fácil y económico este trabajo de desviación.

Es indispensable que el azud sea hidráulico y tenga una infraestructura bien diseñada. Además, debe estar ubicado de manera tal que las descargas del vertedor no erosionen ni socaven el talón aguas abajo. Las superficies que constituyen la descarga del vertedor deben ser capaces de resistir a las velocidades erosivas creadas por la caída de las aguas desde la cresta.

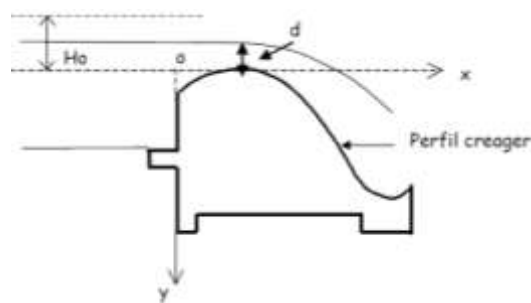


Figura 8. Bocatoma Perfil Tipo CREAGER.

Fuente: <http://captacionesdeagua.blogspot.com/>

Para las dimensiones de las partes básicas del azud tipo Creager partimos de la fórmula general de los vertederos y de los parámetros del río:

Fórmula general de los vertederos:

$$Q = C \times L \times H_0^{\frac{2}{3}} \dots\dots\dots (7)$$

Donde:

Q = caudal máximo en el río.

A = Ancho del río.

P = altura del río.

C = coeficiente de desgaste.

Despejamos (7) y encontramos la carga total sobre la cresta del vertedero (H_0):

$$H_0 = \left(\frac{Q}{C \times L}\right)^{\frac{3}{2}} \dots\dots\dots (8)$$

La Carga de velocidad de aproximación del flujo:

$$H_a = \frac{\left(\frac{Q}{(A+H_0) \times L}\right)^{\frac{2}{3}}}{2 \times 9.81} \dots\dots\dots (9)$$

Para el cálculo de la diferencia entre la carga de agua sobre la cresta y la carga de la velocidad aproximada del flujo (H_e)

$$H_e = H_0 - H_a \dots\dots\dots (10)$$

Para el coeficiente de gasto se toma en cuenta las siguientes especificaciones, donde previamente se encuentra la relación:

$$\frac{P}{H_0} \dots\dots\dots (11)$$

De acuerdo del resultado se usará una de las siguientes fórmulas:

Fórmula 1:

$$C_0 = 2.025 \times \left(\frac{A}{H_e}\right)^2 + 1.8 \times \left(\frac{A}{H_e}\right) + 1.704 \quad \gg \quad \forall \left[0 < \left(\frac{P}{H_0}\right) < 0.5\right] \dots\dots\dots (12)$$

Formula 2:

$$C_0 = -0.034 \times \left(\frac{A}{H_e}\right)^2 + 0.145 \times \left(\frac{A}{H_e}\right) + 2.031 \quad \gg \quad \forall \left[0 < \left(\frac{P}{H_0}\right) < 2.5\right] \dots\dots\dots (13)$$

Por gráfica:

$$\forall \left[0 < \left(\frac{P}{H_0}\right) \geq 2.5\right] \text{ método del bureau of reclamation (Gráficas).}$$

Para el parámetro de corrección del factor de gasto:

$$C_2 = \left(\frac{H_e}{H_o}\right)^{\frac{2}{3}} + 0.788 \dots \dots \dots (14)$$

Hallamos el coeficiente de factor de gasto:

$$C = C_0 - C_2 \dots \dots \dots (15)$$

Con la ecuación se determinaran las coordenadas del azud:

Según Robet Paul, 2012:

$$X^{1.85} = 2 * H_o * Y \dots \dots \dots (16)$$

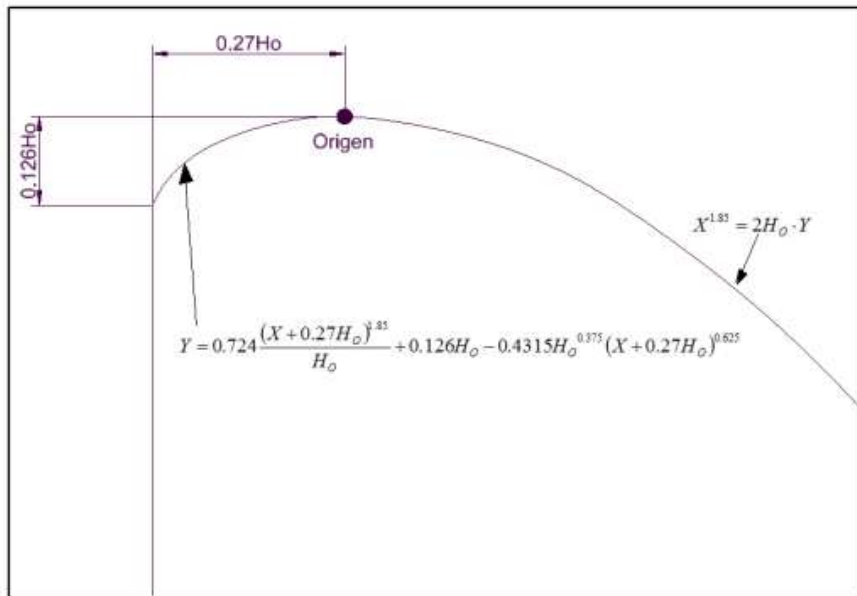


Figura 9. Coordenadas del Sistema Cartesiano para el Azud

Fuente: Guevara Romero (2016)

El estudio de esta obra hidráulica se complementa con un ingeniero civil.

1.3.6.1.3. Rejas para la captación de agua

Se dimensiona la toma de agua utilizando rejas, para la cual se calculara con las siguientes sugerencias: (especificaciones técnicas para el diseño de captaciones por gravedad de aguas superficiales, 2004)

- Espesor de las rejas = 0.6 – 1.5 cm
- Profundidad de rejas = 2.5 – 7.5 cm
- Separación de las rejas = 2.5 – 5 cm
- Ángulo de inclinación = 45° - 60°

- Velocidad a través de las barras = 0.45 – 0.75 m/s
- Velocidad de aproximación o velocidad aguas arriba = 0.3 – 0.6 m/s

Se inicia encontrando la eficiencia de las rejillas (E)

$$E = \frac{a}{a+t} \dots\dots\dots (17)$$

Donde:

a = separación entre las barras.

t = espesor de las barras.

Ahora encontraremos la velocidad con que el agua pasara entre las rejillas:

$$v = V \times E \dots\dots\dots (18)$$

Donde:

v = velocidad del río.

V = velocidad de agua por el paso de las rejillas.

E = eficiencia de las rejillas.

Útil o libre de rejillas (A_U):

$$A_U = \frac{Q}{v} \dots\dots\dots (19)$$

Sección del canal de entrada:

$$s = \frac{A_U}{\frac{a}{a+t}} \dots\dots\dots (20)$$

Pérdidas de carga según Mtcalf y Eddy:

$$h_f = 1.143 \times \frac{(v^2 - v'^2)}{2g} \dots\dots\dots (21)$$

Encontramos la altura:

$$h = \frac{s}{A} \dots\dots\dots (22)$$

Canal para las rejillas:

$$b = \frac{A_U}{h} \dots\dots\dots (23)$$

Ancho del canal de las rejillas = b

Suma de las separaciones de las barras = bg

$$b = \left(\left(\frac{bg}{a} \right) - 1 \right) \times (t + a) + a \dots\dots\dots (24)$$

Número de barras necesarias para las rejillas:

$$n' = \left(\frac{bg}{a}\right) - 1 \dots\dots\dots (25)$$

1.3.6.2. Canal de conducción del agua

La cantidad conductos que se va a tener que utilizar, va a depender del tipo de central que se va a construir. Estos canales se encargan de transportar el caudal a la cámara de carga, se pueden realizar a cielo abierto, enterrados o en conducción a presión (García Gonzales, 2014).

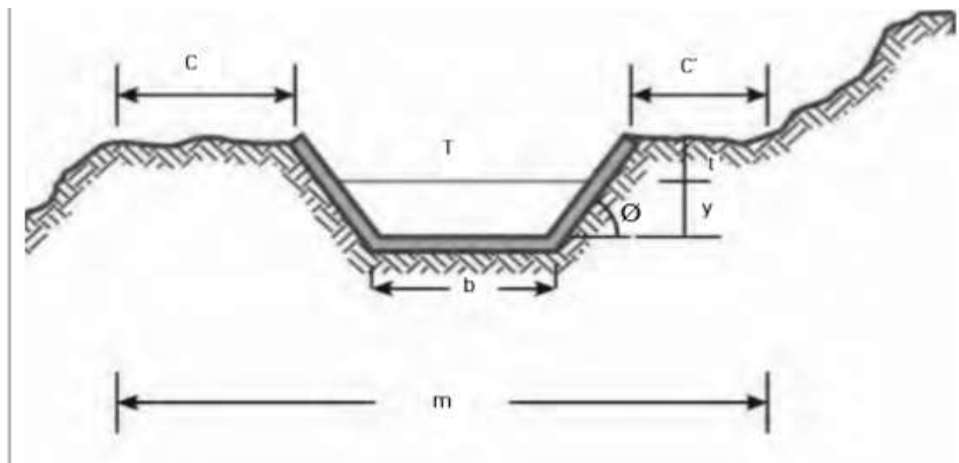


Figura 10. Partes de un Canal.

Fuente: Dávila Celso (2010)

Donde:

C = corona del canal o camino

C' = sobreancho

T = espejo de agua

B = solera o fondo de canal

Y = tirante o profundidad del agua

t = borde libre

H = altura total del canal

m = ancho de plataforma del canal

Ø = ángulo de la inclinación de las paredes con la horizontal

El diseño del canal tiene como fin permitir obtener las dimensiones hidráulicas y geométricas. Para ello nos basamos y apoyamos en la fórmula de Maning, donde la velocidad (V) está en función del radio hidráulico (R), pendiente (S) y rugosidad (n) del material de su construcción.

1.3.6.2.1. Velocidad del agua (v)

Un caudal con una elevada velocidad hará que erosione las paredes de un canal, mientras que velocidades muy lentas permitirán el depósito de sedimento y su obstrucción. La tabla nos proporciona las velocidades que se recomienda usar para canales de diferentes materiales.

Tabla 2

Velocidades máximas recomendadas para canales de conducción de agua

Material	Velocidad máxima	
	Menos de 0.3 m de profundidad	Menos de 1.0 m de profundidad
Arena	0.3 m/s	0.5 m/s
Greda arenosa	0.4 m/s	0.7 m/s
Greda	0.5 m/s	0.8 m/s
Greda de arcilla	0.6 m/s	0.9 m/s
Arcilla	0.8 m/s	2.0 m/s
Mampostería	1.5 m/s	2.0 m/s
Concreto	1.5 m/s	2.0 m/s

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.2.2. Rugosidad (n)

Cuando el agua hace su paso por el canal, va a perder energía mientras se desliza por las paredes y el fondo. Mientras el material del canal sea más rugoso, existirán más pérdidas por fricción y se necesitara de un mayor desnivel entre la entrada y la salida del canal.

Tabla 3*Coefficientes de rugosidad en canales de conducción de agua*

Canales en rosca	n
Roca medianamente irregular	0.0370
Roca irregular	0.0455
Roca muy irregular con muchos salientes	0.0588
Mampostería de piedra con cemento	0.0200
Paredes de mampostería con base de arena y grava	0.0213
Canales de concreto	n
Buen acabado con cemento (enlucido)	0.0100
Acabado con yeso o concreto suave con alto contenido de cemento	0.0118
Concreto no enlucido	0.0149
Concreto con superficie suave	0.0161
Revestimiento con concreto irregular	0.0200
Superficies de concreto irregular	0.0200
Canales de madera	n
Tablas cepilladas y bien unidas	0.0111
Tablas sin cepillar	0.0125
Canales viejos de madera	0.0149
Cursos naturales de agua	n
Lecho natural de río con fondo sólido, sin irregularidades	0.0244
Lecho natural de río con hierbas	0.0313
Lecho natural de río con piedras e irregularidades	0.0333
Torrente con piedras irregulares grandes, lecho sedimentado	0.0385
Torrente con piedras gruesas con bastante sedimento	0.0500

Fuente: Dávila Celso (2010)

También es necesario tomar en cuenta algunas tablas (ver tablas 4 y 5) que nos va a ayudar en el cálculo de las dimensiones y otras particularidades del canal.

Tabla 4*Velocidades mínimas recomendadas para que se evite la sedimentación*

Calidad de agua	Velocidad mínima
Con sedimentos finos	0.3 m/s
Con arena	0.5 m/s

Fuente: Dávila Celso (2010)**Tabla 5***Características de las secciones transversales de los canales de conducción*

Tipo de sección transversal	Perímetro mojado (P)	Área transversal (A)
Rectangular	$B+2y$	$b-y$
Trapezoidal	$B+2y$	$y(b+yz)$
Triangular	$2y$	$Y2z$

Fuente: Dávila Celso (2010)

Usaremos los siguientes pasos para el diseño:

Se parte con la condición que ya se conoce el caudal de diseño, previamente evaluado para la generación de energía; se tiene que encontrar la sección del canal que nos va a facilitar transportar un caudal con determinada velocidad y con la pendiente adecuada:

Determinar la pendiente (S) del canal, para microcentrales hidráulicas recomendamos pendientes no mayores a 2 o 3 por mil, para el caso del tubo-canal, las pendientes más adecuadas son 5 o 6 por mil, esto con el fin de evitar la sedimentación; por otro lado, podemos establecer el material de construcción del canal, esto nos ayudará a conseguir el coeficiente de rugosidad (tabla 3).

De la tabla 14, encontrar el ángulo del talud del canal, para canales rectangulares $z = 0$, lo que indica que la base será 2 veces el tirante de agua.

Se da los primeros valores al fondo b , el tirante y del canal. Para los primeros tanteos se aconseja tomar un valor para la base como el doble del tirante.

Con estos primeros valores hallamos la sección (A), el perímetro (P) y el radio hidráulico (R), apoyándonos de las siguientes fórmulas:

$$A = y(b + yz) \dots\dots\dots (26)$$

$$P = b + 2y \sqrt{1 + z^2} \dots\dots\dots (27)$$

$$R = \frac{A}{P} \dots\dots\dots (28)$$

Donde:

A = área de la sección transversal

y = tirante de agua

b = solera del canal o base del canal

p = perímetro mojado

R = radio hidráulico

z = talud, no hay que olvidar que para canales rectangulares $z = 0$

Una vez adquirido el valor del radio hidráulico, hallamos la velocidad (V) con la fórmula de Manning:

$$V = \frac{1}{n} x \sqrt[3]{R^2} x \sqrt{S} \dots\dots\dots (29)$$

Donde:

V = velocidad

n = coeficiente de rugosidad

S = pendiente del fondo de canal

La pendiente se encuentra a partir de la ecuación:

$$S = \left(\frac{n x V}{R^{\frac{2}{3}}} \right)^2 \dots\dots\dots (30)$$

1.3.6.3. Aliviadero

Los aliviaderos son dispositivos hidráulicos que consisten en una escotadura por la cual se hace circular el agua. Los aliviaderos son estructuras hidráulicas para proteger y regular, que nos sirven para evacuar caudales de demasías o caudales superiores a los del diseño.

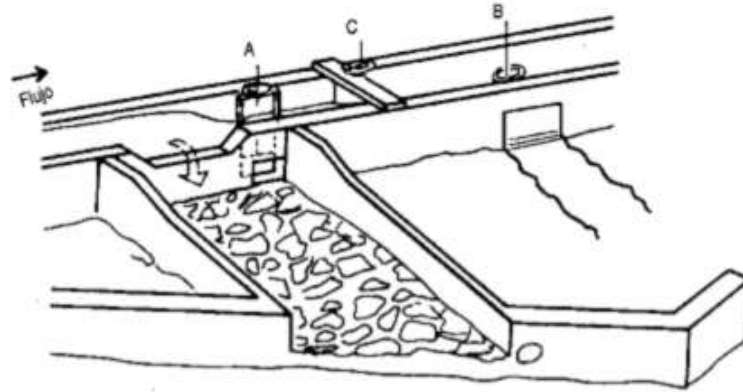


Figura 11. Aliviadero.

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.4. Desarenador y cámara de carga

El desarenador se utiliza para eliminar las pequeñas partículas sólidas que transporta el agua captada en el río, para evitar que estas partículas ocasionen el rápido deterioro de los álabes de la turbina. En ellos se reduce la velocidad del agua con el objetivo de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo para después ser removidas oportunamente. Es de mucha importancia que el sedimento se asiente en el principio del canal como en la entrada de la tubería o cámara de carga.

En la cámara de carga se crea una reserva de agua en el cual va a estar instalado una tubería forzada, en donde se suministra un volumen de agua necesario para que la turbina funcione sin interrupciones, se debe contar con un aliviadero para desviar el agua no turbinada hacia un canal, para cuando no se esté operando (perez, 2009).

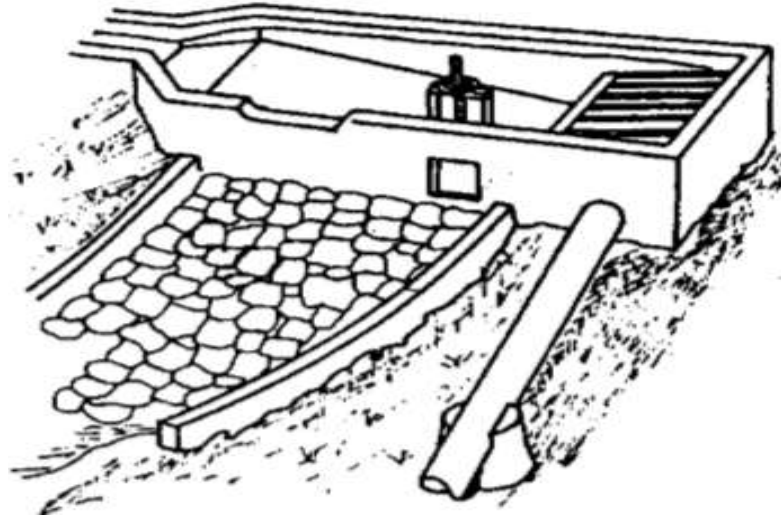


Figura 12. Desarenador y Cámara de Carga.

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.4.1. Ancho y longitud del desarenador

La longitud total del desarenador se fracciona en tres partes: entrada (L_e), decantación (L_d), y salida (L_s). La parte central es el área de decantación compuesta por la longitud de decantación (L_d), y el ancho de (w).

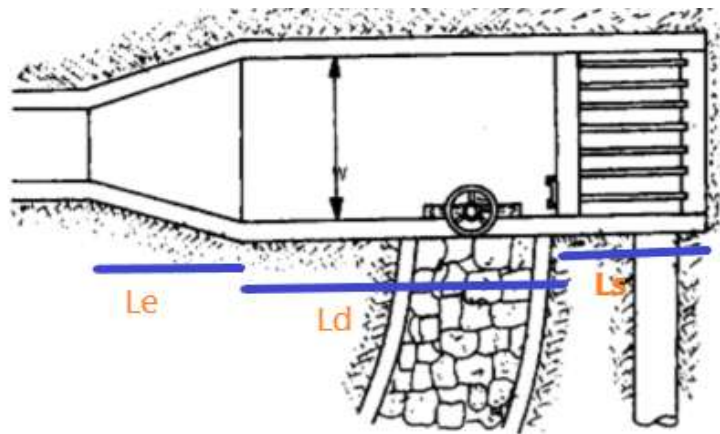


Figura 13. Vista de Planta del Desarenador y Cámara de Carga.

Fuente: Dávila Celso (2010)

La profundidad del desarenador se divide en dos partes: decantación y de recolección. El desarenador funcionara correctamente solo si no se permite que la sedimentación que se va

formando exceda del borde del área de recolección que se encuentra en el límite superior de la zona de recolección. La velocidad horizontal se recomienda que sea 0.2 – 0.5 m/s. la profundidad de decantación no debe exceder un metro. (Dávila Celso, 2010)

Tabla 6

Velocidad de decantación de partículas de arena

Tamaño de partícula	Vd (m/s)
0.1	0.01
0.3	0.03
0.5	0.05
1.0	0.10

Fuente: Dávila Celso (2010)

El ancho del desarenador se calcula:

$$W = \frac{Q}{V_h \times D_d} \dots\dots\dots (31)$$

Donde:

Q = caudal

Vh = velocidad horizontal del agua

Dd = profundidad de decantación

La longitud de decantación se calcula:

$$L_d = \frac{V_h}{V_d} \times D_d \times f \dots\dots\dots (32)$$

Donde:

Vd = velocidad de decantación

f = factor de seguridad; se recomienda un valor de 2 o 3

Cálculo de la longitud de entrada y salida del desarenador:

$$L_e = L_s = 1.5 \times w \dots\dots\dots (33)$$

La altura mínima entre el eje de ingreso de la tubería y el nivel de agua en la cámara de carga se determina a partir de:

$$H_{min} = 0.5 \times v \times \sqrt{d} \dots\dots\dots(34)$$

1.3.6.4.2. Volumen del tanque de presión

Previamente se calcula la sección de la tubería:

$$A = \frac{\pi \times D^2}{4} \dots\dots\dots(35)$$

Luego la velocidad del agua que tendrá dentro de la tubería:

$$V_o = \frac{4(Q)}{\pi D^2} \dots\dots\dots(36)$$

Con una pendiente recomendada encontramos el volumen del tanque:

$$V = \frac{0,693 \times 0,1217 \times v^2}{S \times 9,8} \dots\dots\dots(37)$$

1.3.6.5. Tubería de presión

Esta tubería es encargada de transportar el caudal desde la cámara de descarga hacia la turbina, la tubería tiene que resistir una presión de columna de agua, asimismo de las sobrepresiones producidas cuando haya una parada brusca en la central (perez, 2009).

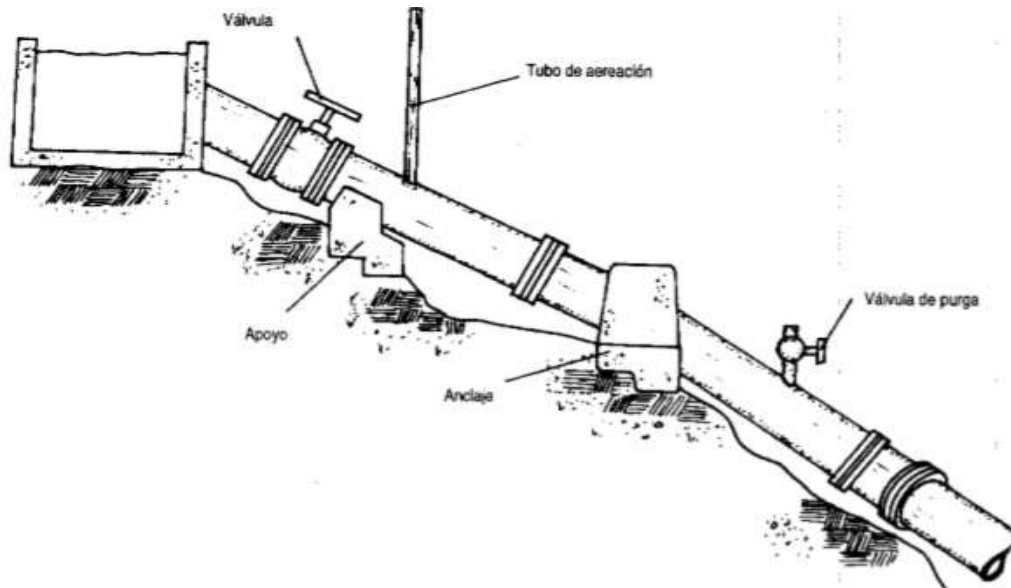


Figura 14. Tubería de Presión.

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.5.1. Pautas para seleccionar una tubería de presión

Estimar las diferentes clases de material disponible, diferentes tipos de uniones; hacer comparación de formas y costos de mantenimiento. Apuntar también los distintos diámetros de tubería y los espesores de pared que se dispone.

Determinar la pérdida de altura que se da por fricción del 4-10% para una serie de materiales y diámetros, tabular resultados

Determinar la posible presión adicional por golpe de ariete en caso si ocurre un cierre brusco del paso de agua a la tubería, y adicionarla a la presión estática. Analizar espesores de pared adecuados para los tamaños de tubería que se prefieran tabular.

Diseñar los soportes, anclajes y uniones para la tubería de presión

Preparar una tabla de opciones analizando el costo total de cada una y ver si los componentes están disponibles en el mercado.

Para la selección del diámetro se hará tratando de alcanzar el menor costo y las mínimas pérdidas de energía.

1.3.6.5.2. Materiales para tuberías de presión

Los materiales frecuentemente empleados en las tuberías de presión son:

Tabla 7

Materiales para conducto de agua

Material	fricción	Peso	Nivel de Corrosión	costo	Presión sometida
Polietileno	9	9	9	6	7
Acero comercial	6	6	6	4	9
PVC	9	9	7	7	7

Fuente: OLADE (1994)

Rango: 0=Malo; 10=excelente

1.3.6.5.3. Selección del diámetro interior de la tubería de presión

Según Mannesman Röhren Werke, para alturas menores a 100 metros se expresa mediante esta fórmula:

Según OLADE:

$$D = \sqrt[7]{0,0052 * Q^3} \dots\dots\dots (38)$$

Después de obtener una medida comercial de la tubería se recalcula para obtener un nuevo diámetro interior:

$$D_{int} = D_{ext} - 2(e) \dots\dots\dots (39)$$

Donde:

D_{ext} = diámetro exterior (mm)

e = espesor (mm)

1.3.6.5.4. Velocidad del fluido

Es la velocidad que va a fluir por la tubería de presión, este valor es necesario para verificar las pérdidas en el sistema de conducción.

Según OLADE, 1994:

$$Q = V * A \dots\dots\dots (40)$$

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} \dots\dots\dots (41)$$

Donde:

Q = caudal que ingresa a la tubería

D = diámetro interior de la tubería

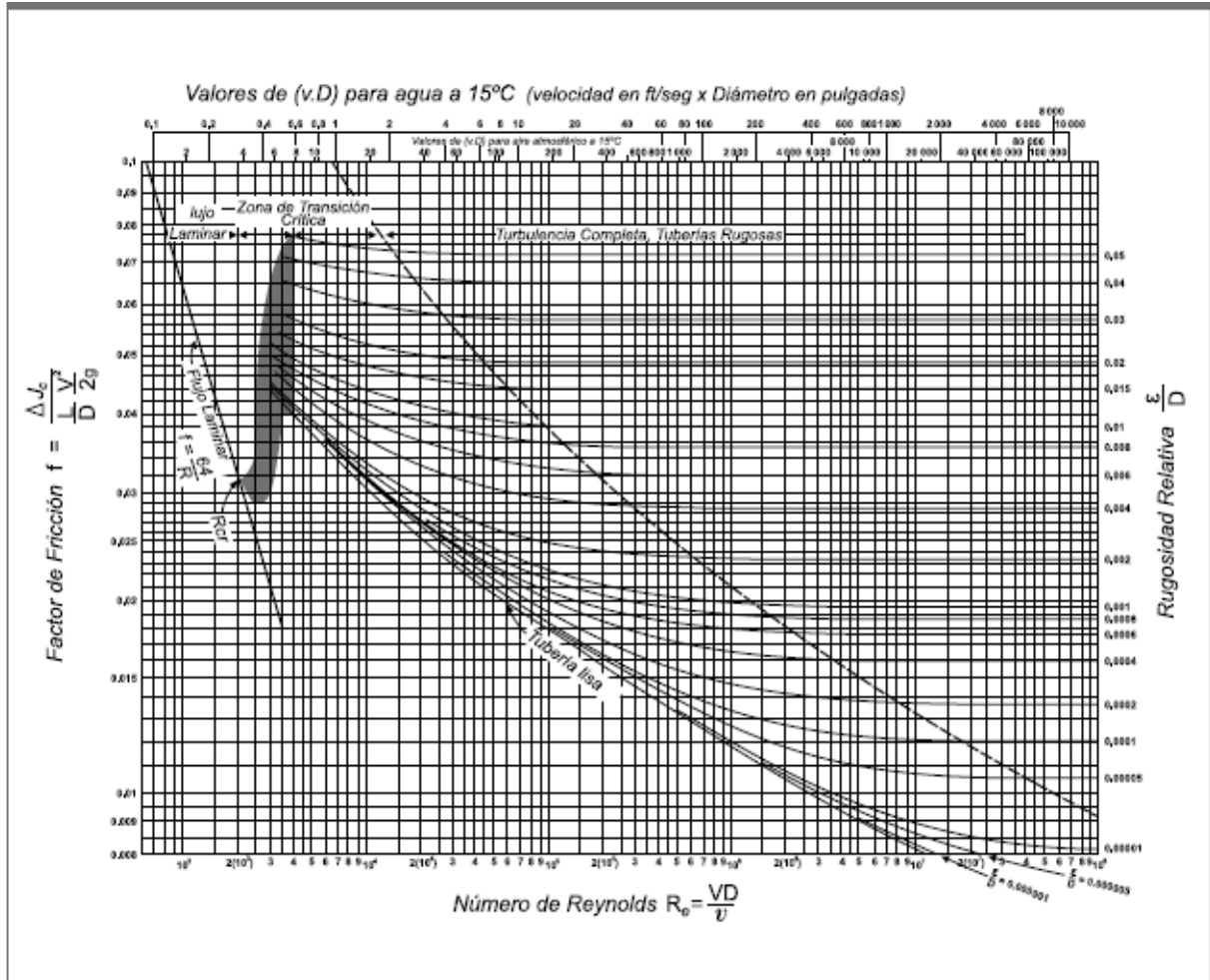
V = velocidad del caudal que pasa por la tubería

1.3.6.5.5. El diagrama de Moody para pérdidas por fricción en tuberías de acero

Este diagrama, se usa para hallar la pérdida de carga producida por fricción a lo largo de las paredes internas de una tubería. Como se aprecia, el diagrama solo se aplica al agua en tuberías y no a otros fluidos, y únicamente si la tubería está llena. La rugosidad (K) de la pared interior de una tubería se expresa en términos de la profundidad de las irregularidades en la superficie. Para usar el diagrama primero hay que calcular la rugosidad relativa, cerciorándose de que el diámetro interior de la tubería y la rugosidad estén en las mismas unidades.

Tabla 8

Diagrama de Moody



Fuente: Dávila Celso (2010)

Donde:

S = Rugosidad relativa.

E = Rugosidad absoluta del material (mm)

Primero se determina la **rugosidad relativa (S)**, después el **número de Reynolds (Re)**, con estos parámetros determinamos el factor de fricción en el diagrama.

1.3.6.5.6. Rugosidad relativa (S)

La rugosidad relativa “S” está definida por la ecuación:

Según Moot (2006):

$$S = E/D \dots\dots\dots (42)$$

Dónde:

S = Rugosidad Relativa.

E = Rugosidad Absoluta por tipo de material (mm).

Tabla 9

Rugosidad absoluta de materiales

(OLADE, 1994)RUGOSIDAD ABSOLUTA DE MATERIALES			
Material	$\varepsilon(mm)$	Material	$\varepsilon(mm)$
Plástico (PE, PVC)	0,0015	Fundición asfaltada	0,06-0,18
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01	Fundición	0,12-0,60
Tubos estirados de acero	0,0024	Acero comercial y soldado	0,03-0,09
Tubos de latón o cobre	0,0015	Hierro forjado	0,03-0,09
Fundición revestida de cemento	0,0024	Hierro galvanizado	0,06-0,24
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024	Madera	0,18-0,90
Fundición centrifugada	0,003	Hormigón	0,3-3,0

Fuente: MOTT (2006)

1.3.6.5.7. Número de Reynolds:

$$Re = V * \frac{D}{\gamma} \dots\dots\dots (43)$$

Donde:

γ = viscosidad cinemática del agua m/s^2

Re = número de Reynolds

V = velocidad del agua por la tubería

D = diámetro interior de la tubería

Tabla 10

Propiedades físicas del agua

Temperatura (°C)	Peso específico (kN/m ³)	Densidad (kg/m ³)	Módulo de elasticidad (kN/m ²)	Viscosidad dinámica (N·s/m ²)	Viscosidad cinemática (m ² /s)
0	9,805	999,8	$1,98 \cdot 10^6$	$1,781 \cdot 10^{-3}$	$1,785 \cdot 10^{-6}$
5	9,807	1000,0	$2,05 \cdot 10^6$	$1,518 \cdot 10^{-3}$	$1,519 \cdot 10^{-6}$
10	9,804	999,7	$2,10 \cdot 10^6$	$1,307 \cdot 10^{-3}$	$1,306 \cdot 10^{-6}$
15	9,798	999,1	$2,15 \cdot 10^6$	$1,139 \cdot 10^{-3}$	$1,139 \cdot 10^{-6}$
20	9,789	998,2	$2,17 \cdot 10^6$	$1,102 \cdot 10^{-3}$	$1,003 \cdot 10^{-6}$

Fuente: MOTT (2006)

1.3.6.5.8. Cálculo de las pérdidas por fricción y diámetro de tubería de presión

- Establecer la caída bruta y el valor del caudal de diseño de turbina.
- Elegir un material, coger un diámetro tentativo d, para definir un diámetro interno consultando los catálogos de fabricantes.
- Medir o calcular la longitud de la tubería.
- Elegir un valor para la rugosidad utilizando la tabla 9.

1.3.6.5.8.1. Pérdidas primarias (H_{pp})

Ecuación de DARCY-WEISBACH

Según Moot, 2006:

$$H_{pp} = f * \frac{LV^2}{2 * g * D} \dots \dots \dots (44)$$

Donde:

H_{pp} = Pérdidas primarias (m).

L = longitud de la tubería

g = gravedad

1.3.6.5.8.2. Pérdidas secundarias (H_{ps})

Según Moot, 2006:

$$H_{ps} = \frac{KV^2}{2 * g} \dots \dots \dots (45)$$

Donde:

H_{ps} = Pérdidas secundarias (m)

K = Factor asociado a cada accesorio (adimensional)

Las pérdidas se originan en:

- Unión del conducto de presión con la cámara de carga $K_1 = 0.04$
- Codos en el ingreso de la tubería de presión y a la entrada de la tobera $K_2 = 0.4$
- En válvulas $K_3 = 0.1$
- Acoplamientos de la tubería de presión $K_4 = 0.04$
- Regulador automático de velocidad $K_5 = 0.1$
- Salida de tubería $K_6 = 0.5$

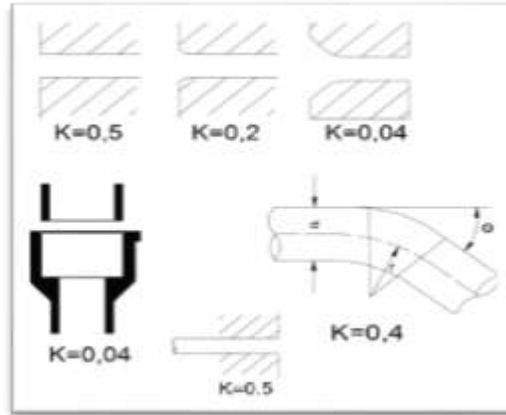


Figura 15: Factor K de Cada Accesorio.

Fuente: King H.W. y F.F Brater

Tendremos para la altura neta (***H_n***):

$$H_n = H_b - H_{rp} - H_{rs} \dots \dots \dots (46)$$

Donde:

H_b = altura bruta

H_{rp} = pérdidas primarias

H_{rs} = pérdidas secundaria

1.3.6.5.9. Eficiencia de la tubería:

$$\eta = \frac{H_n}{H_b} \dots \dots \dots (47)$$

La eficiencia de la tubería es de 83 %, restando las pérdidas que se ocasiona en la tubería por todos los accesorios que se instala en la tubería de presión.

1.3.6.5.10. Cálculo del espesor de pared de la tubería de presión

Al calcular el espesor requerido de pared es indispensable tener en cuenta dos cosas:

- Las presiones más altas que se espera que resista la tubería
- Los efectos corrosivos que tiende a adelgazar sus paredes con el transcurso del tiempo, la rigidez para darle resistencia, las limitaciones de la soldadura allí donde sean relevantes y los cambios de espesor u ondulación ocurridos durante su fabricación.

1.3.6.5.10.1. Golpe de ariete

Después de calcular el golpe de ariete determinamos el espesor de la tubería forzada, para lo cual necesitamos el cálculo de los siguientes parámetros:

Según Moot, 2006:

$$h_t = \Delta h + h_b \dots\dots\dots (48)$$

Donde:

ht = Altura total en el conducto (m)

Δh = Presión transitoria (m)

hb = Caida bruta (m)

Altura debido al golpe de ariete:

Según Moot, 2006:

$$\Delta h = \frac{a*v}{g} \dots\dots\dots (49)$$

Donde:

A=350 m/s, Velocidad de expansión de la onda de presión.

V= Velocidad del agua en el conducto.

g = gravedad

1.3.6.5.10.2. Espesor de la tubería:

Según MOTT (2006):

$$T = \frac{5*f_s*H_t*10^6*D*K_j}{s} + K_c \dots\dots\dots (50)$$

Donde:

Fs = Factor de seguridad

S = resistencia de fluencia N/m2

Kj= Factor por tipo de junta.

Kc= Factor por corrosión. 1mm por 10 años y 2mm por 20 años

1.3.6.6. Casa de máquinas

Se encarga de proteger los equipos eléctricos y mecánicos, aquí se encuentran los equipos electromecánicos encargados de transformar la energía cinética del agua en energía eléctrica (Quezada Criollo, 2011).

1.3.6.7. Equipos electromecánicos

Se encuentran en la casa de máquinas: turbina, generador, regulador, tablero de control y otros. Las turbinas y los demás equipos en una central presentan una gran eficiencia, cubriendo caudales de 0.1 hasta 5000 m³/s, en donde se puede utilizar hasta 1.8 metros de salto con rendimiento buenos mecánicos (García Gonzales, 2014).

1.3.6.8. Turbinas hidráulicas

Convierte la energía cinética del agua en energía mecánica mediante un motor que gira por la fuerza del agua.

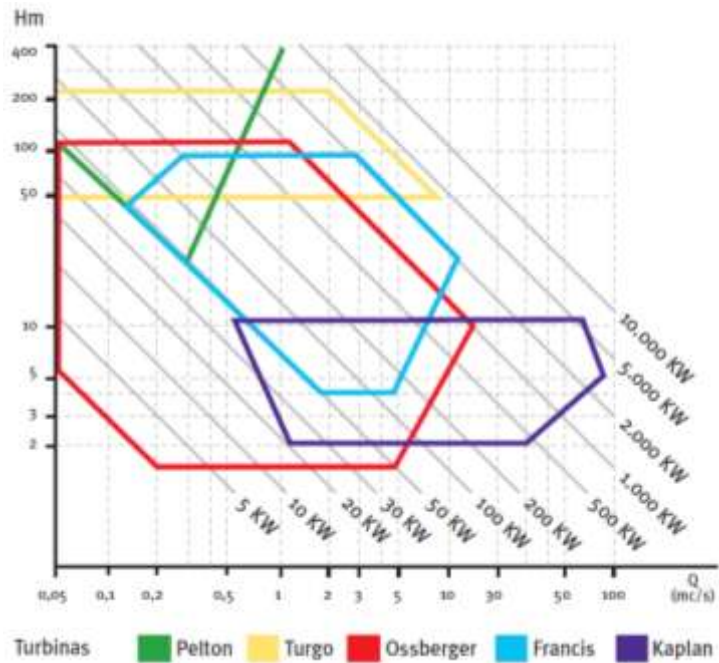


Figura 16. Campo de Utilización de los Diferentes Tipos de Turbinas.

Fuente: Castro (2006)

La potencia de una turbina está dada por la ecuación:

$$P = 9.81 * H_n * Q * \eta \text{ (KW)} \dots \dots \dots (51)$$

En donde:

H_n: salto neto de diseño (m).

Q: caudal nominal (m³/seg).

η : eficiencia de la turbina.

1.3.6.8.1. Pelton

Se utilizan para grandes alturas superiores a los 30 metros y caudales pequeños, cuentan con un rodete móvil y álabes, la potencia del agua es regulada y dirigida por uno o varios inyectores; cuando el agua entra mueven los alabes provocando el giro de la turbina (perez, 2009).

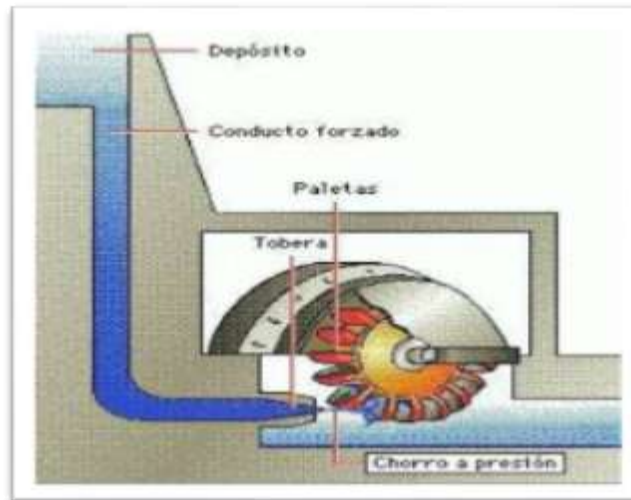


Figura 17. Turbina Pelton y su Funcionamiento.

Fuente: Muñoz (2016)

1.3.6.8.2. Francis

Se utilizan para medianas y pequeñas alturas entre 10 y 40 m y caudales medianos, su rango de uso es muy grande, recoge el agua en dirección radial y en su recorrido lo expulsa de forma axial (perez, 2009).



Figura 18. Turbina Francis.

Fuente: García (2014)

1.3.6.8.3. Kaplan

Está conformada por un distribuidor fijo o regulable, encargado de darle mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de ser más complejos y precio cuantioso. Fueron diseñadas para operar con caídas de agua pequeños y con grandes caudales (perez, 2009).



Figura 19. Turbina Kaplan

Fuente: Muñoz (2016)

1.3.6.8.4. Michell-banki

Son máquinas pertenecientes a las turbinas de acción o impulso, en dichas máquinas llega el agua por la tubería, se conduce hacia el rodete por un inyector de sección transversal rectangular el cual generalmente contiene un regulador de caudal según las necesidades o la demanda.

1.3.6.8.4.1. Características generales de la turbina Michell-banki

- Turbinas de acción
- Ns de 40 a 240
- Eficiencia menor o igual a 85%
- Saltos netos de 1 a 200 m
- No existe peligro de cavitación
- Fácil construcción y diseño sencillo
- Aplicada para micro generación eléctrica
- Rangos elevados para la velocidad de giro
- Potencia máxima de 6 MW
- Regulación de caudal y potencia por un regulador en el inyector
- Son turbinas de flujo cruzado

La diferencia de esta turbina consta principalmente a que el flujo de agua pasa a través del rodete de manera transversal y solo de forma parcial. Esta es admitida por su perímetro exterior, la cual ingresa luego al rodete y vuelve a pasar por los álabes del lado opuesto del rodete. Lo que implica que el fluido pasa doblemente por los álabes entregando de esta manera un trabajo adicional, razón por la cual mejora su eficiencia.

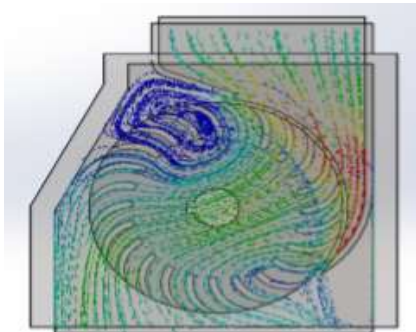


Figura 20. Simulación en Soliworks 2014 de la Trayectoria del Agua Dentro del Rodete.

Fuente: Moreno (2017)

1.3.6.8.4.2. Elementos que constituyen la turbina

La turbina michell-banki esta constituida en tres partes:

- **Rodete o rotor:** aquí ocurre la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica. Este está conformado por un conjunto de alabes, soportado al eje que cruza totalmente o soportado por discos laterales.
- **Inyector:** es el que regula y orienta el agua antes del ingreso a los alabes del rodete. Tiene sección rectangular y posee diferentes tipos de configuración geométrica. La función del inyector aparte de regular y transformar el agua es convertir la energía de presión que tiene el fluido en la entrada de la máquina en energía específica de velocidad a la salida.
- **Carcasa:** cubre al rotor aislandolo del medio ambiente. Se diseña de acuerdo a las necesidades.

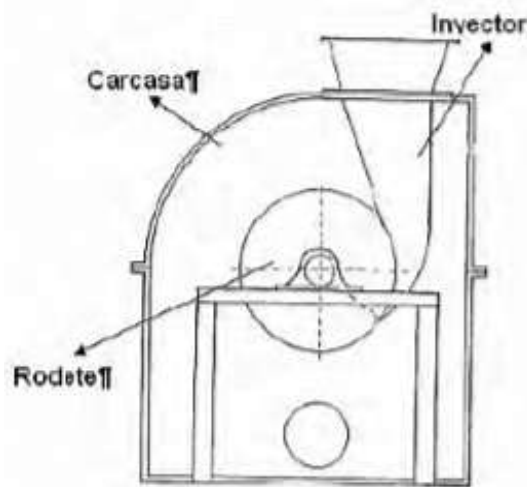


Figura 21. Elementos que Conforman la Turbina Michell-Banki.

Fuente: Moreno (2017)

1.3.6.9. El Multiplicador

Cuando una turbina y un generador trabajan a la misma velocidad y pueden montarse coaxialmente, se aconseja el acoplamiento directo, que evita pérdidas mecánicas y minimiza el mantenimiento ulterior. En general, en turbinas de baja potencia, como sería nuestro caso, los rodetes giran a menos de 600 r.p.m. Esto obliga al empleo de un multiplicador para alcanzar las 900-1.500 r.p.m. de los alternadores estándares.

1.3.6.9.1. Transmisión por fajas

Su uso es muy extenso en aplicaciones de microcentrales. En ellas su capacidad para la transmisión de la potencia va a depender de la fricción entre la faja y las ruedas que a su vez dependen del coeficiente de rozamiento y del ángulo de contacto de la faja con la polea menor (Davila, Vilar , Villanueva , & Quiroz, 2010)

1.3.6.9.2. Ventajas:

Probabilidad de hacer la unión del árbol conductor con el conducido, colocadas a distancias relativamente grandes.

- Aparte de los cojinetes, no se requiere lubricación.
- Debido a que la transmisión es por fricción en caso de sobrecarga se produce resbalamiento entre faja y poleas, lo que protege a otros elementos de la transmisión y a los equipos involucrados.
- Su función es relativamente suave sin golpeteo originado por la propia transmisión.
- Sencillez.
- Costo inicial relativamente bajo.

1.3.6.9.3. Desventajas

- Grandes dimensiones exteriores.
- para el caso de las bajas velocidades, su utilización está limitada a pequeñas potencias, ya que si las potencias llegan a ser grandes, el número de fajas y las dimensiones exteriores serian demasiado altas.
- Debido al resbalamiento relativo entre faja y poleas, no se garantiza una relación de transmisión constante, ni tampoco una sincronización entre los movimientos conductor y conducido.
- Duración relativamente baja (entre los límites de 1000 a 50000 horas).
- Normalmente se fabrican grandes cargas sobre los ejes y apoyos y, por consiguiente, considerables pérdidas de potencia.

1.3.6.9.4. Criterios para el dimensionamiento de la transmisión.

Para poder dimensionar el sistema de transmisión debe contarse con la siguiente información:

- Potencia a transmitir.
- Velocidades de entrada y salida.
- Condiciones de servicio.

Para propósitos prácticos, la selección se efectúa con la potencia de diseño (pot_{dis}) que está definida por:

$$pot_{dis} = pot_{trans} \times F_{serv} \dots\dots\dots (52)$$

Donde:

pot_{trans} = potencia transmitida

F_{serv} = factor de servicio

Para el dimensionamiento nos debemos apoyar en tablas y catálogos de distintos fabricantes.

1.3.6.9.4.1. Selección del tipo de sección

Las secciones de mayor uso industrial son las designadas en la figura 22, Para ello se ha definido experimentalmente el rango adecuado de uso de cada sección de acuerdo a la potencia y velocidad.

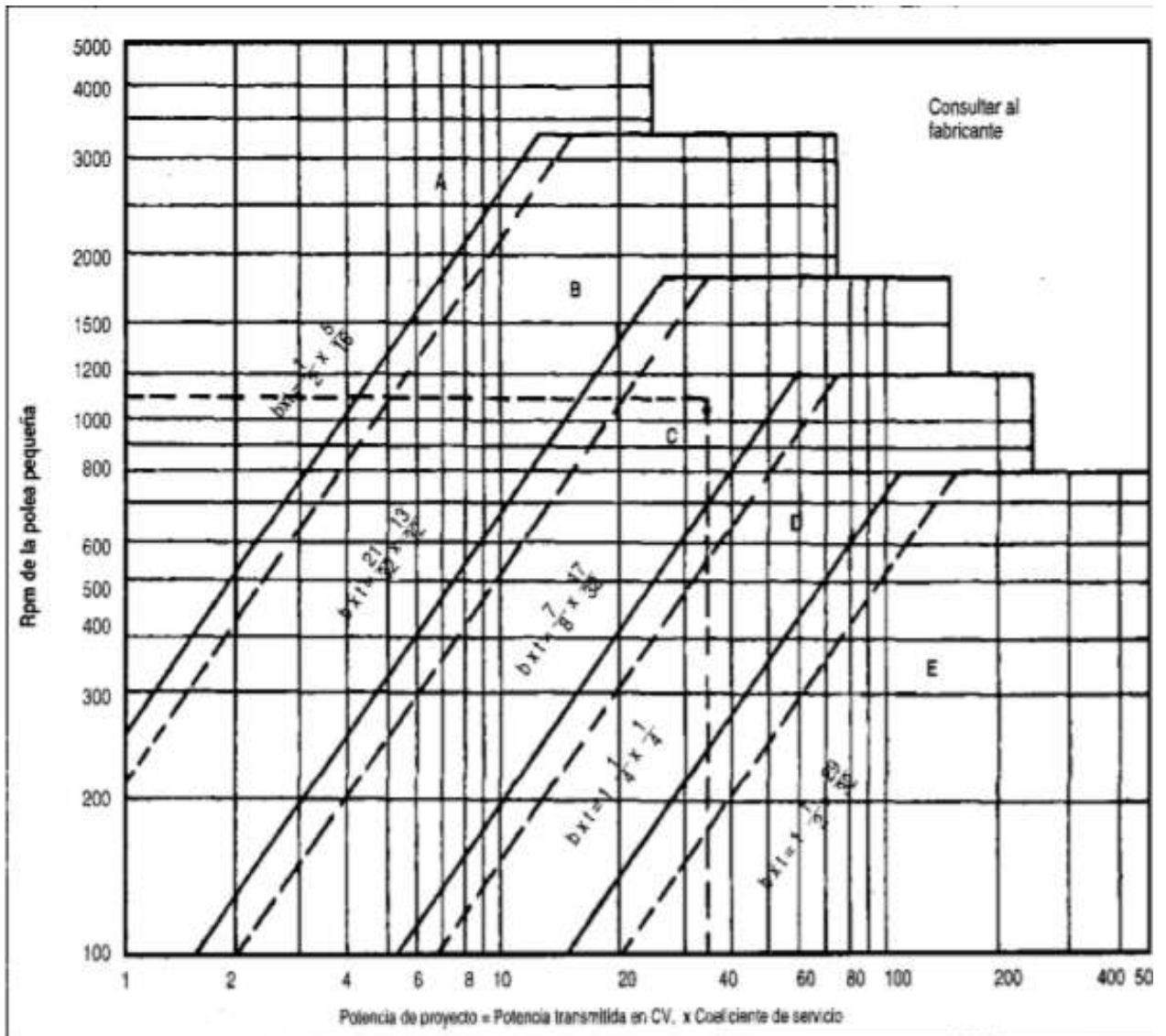


Figura 22. Número de Secciones de Correas Según la Potencia y la Velocidad (ref. fayres)

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.9.4.2. Factor de servicio

Las condiciones de servicio se relacionan con los tipos de maquina motriz y tipos de maquina conducida, respecto a las vibraciones que ellas originen en la transmisión; va a depender de las horas de servicio, condiciones ambientales, etc. Todas las condiciones de servicio se han evaluado experimentalmente para los distintos sistemas de transmisión.

Tabla 11

Valores aproximados de factor de servicio

MÁQUINA PROPULSORA													
Transmisión	Grado de irregularidad en máquina conducida	Motor eléctrico.				Turbina motor multicilíndricos.				Motores monocilíndricos.			
		Horas de funcionamiento diario				Horas de funcionamiento diario				Horas de funcionamiento diario			
		0.5	3	8	24	0.5	3	8	24	0.5	3	8	24
Engranajes cilíndricos y cónicos, así como ruedas de fricción	I	0.5	0.8	1.0	1.2	0.8	1.0	1.2	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7
		1.0	1.2	1.5	1.7	1.0	1.2	1.5	1.7	1.2	1.5	1.7	2.0
		1.5	1.7	2.0	2.2	1.5	1.7	2.0	2.2	1.5	1.7	2.0	2.2
		2.0	2.2	2.5	2.5	1.5	1.7	2.0	2.2	1.5	1.7	2.0	2.2
		2.5	2.5	2.5	2.5	1.5	1.7	2.0	2.2	1.5	1.7	2.0	2.2
	II	0.5	0.8	1.0	1.2	0.7	0.9	1.2	1.4	0.8	1.1	1.3	1.6
		1.0	1.2	1.5	1.7	0.8	1.0	1.3	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7
		1.5	1.7	2.0	2.2	0.8	1.1	1.3	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7
		2.0	2.2	2.5	2.5	0.8	1.1	1.3	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7
		2.5	2.5	2.5	2.5	0.8	1.1	1.3	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7
Transmisión por tornillo sin fin,	I	0.5	0.75	1.0	1.2	0.8	1.1	1.3	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7
	II	0.5	0.75	1.0	1.2	0.8	1.1	1.3	1.5	1.0	1.2	1.5	1.7

así	III	0.	0.	1.5	1.4	1.2	1.4	1.7	1.9	1.3	1.6	1.5	2.1
como		7	95		5		5		5	5		0	
por													
cadenas		1.	1.		1.7							1.8	
		0	25		5							5	
Transmi		1.	0.			0.6		1.1					
sión por	I	5	75	1.0	1.2	5	0.9	5	1.4	0.7	1.0	1.2	1.5
fajas	II	0.	0.										
		65	9	1.1		0.7	1.0	1.2	1.5		1.1		1.6
				5	1.4	5		5		0.9	5	1.4	5

Fuente: Dávila Celso (2010)

Esta tabla nos especifica el valor aproximado del factor de servicio para la transmisión de potencia por poleas de acuerdo a la máquina y el que tiempo que funciona diariamente, el cual nos sirve para hacer el dimensionamiento óptimo de las poleas y las fajas.

1.3.6.9.4.3. Diámetro de las poleas

La determinación para los diámetros de las poleas se hace tomando en cuenta distintos criterios, entre los que se puede destacar:

La relación de velocidades a obtener

$$R_t = \frac{\text{rpm (de la polea menor)}}{\text{rpm (de la polea mayor)}} \dots\dots\dots (53)$$

El diámetro mínimo que toleran las distintas secciones

La conveniencia de usar diámetros que ya están normalizados

La influencia del diámetro de la polea menor en la capacidad de transmitir potencia de las fajas

La influencia de los diámetros en las tensiones y fuerzas en los ejes y los rodamientos.

Selección de la polea mayor:

$$d = D \times R_t \dots\dots\dots (54)$$

Donde:

d = diámetro menor

D = diámetro mayor

R_t = relacion de velocidades

1.3.6.9.4.4. Longitud de la faja

La longitud requerida de la faja se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$L = 2C + \frac{\pi(D+d)}{2} + \frac{(D-d)^2}{4C} \dots\dots\dots (55)$$

Donde:

C = es la distancia entre los centros

D = diámetro de paso correspondiente a la polea mayor

d = diámetro de paso correspondiente a la polea menor

La distancia entre centros “C” se determinara de acuerdo a las restricciones de espacio impuestas por los equipos motriz y conducido. En caso de que no haya restricción alguna, la distancia entre centros se puede tomar como el mayor valor entre las expresiones:

$$C = \frac{(D+3d)}{2} \quad y \quad C = D \dots\dots\dots (56)$$

Tabla 12

Longitudes normalizadas de correas trapezoidales norteamericanas. Constante de potencias

SECCIÓN A		SECCIÓN B		SECCIÓN C		SECCIÓN D	
D min = 3 pulg		D min = 5.4 pulg		D min = 9 pulg		D min = 13 pulg	
(7.62 cm)		(13.71 cm)		(22.86 cm)		(33 cm)	
Correa	longitud	Correa	longitud	Correa	longitud	Correa	longitud
núm.	primitiva	núm.	primitiva	núm.	primitiva		núm.
	Pulg (cm)		Pulg (cm)		Pulg (cm)		primitiva

						Pulg (cm)
A26	27.3 (69.3)	B35	36.8 (93.4)	C51	53.9 (136.9)	D 120 123.3 (113.1)
A31	32.3 (68.3)	B38	39.8 (101.1)	C60	62.9 (159)	D 128 131.3 (333.5)
A35	36.3 (92.2)	B42	43.8 (111.1)	C68	70.9 (180)	
A38	39.3 (98.3)	B46	47.8 (121.4)	C75	77.9 (197.8)	D 144 147.3 (744.1)
A42	43.3 (69.3)	B51	51.8 (134.1)	C81	83.9 (213.1)	D 158 161.3 (409.7)
A46	47.3 (69.3)	B55	56.8 (144.2)	C85	87.9 (223.2)	
A51	52.3 (69.3)	B60	61.8 (156.9)	C90	92.9 (233.9)	D 173 176.3 (447.8)
A55	56.3 (99.8)	B68	69.8 (177.2)	C75	98.9 (251.2)	
						D 180 183.3 (465.5)
A60	61.3 (69.3)	B75	76.8 (196.0)	C105	107.9 (274.0)	
A68	69.3 (69.3)	B81	82.8 (210.3)	C112	114.9 (375.1)	D 195 198.3 (503.6)
A75	76.3 (69.3)	B85	86.8 (220.4)	C120	122.9 (312.1)	D 210 123.3 (113.1)
A80	81.3 (69.3)	B90	91.8 (233.1)	C128	130.9 (332.4)	
A85	86.3 (69.3)	B97	98.8 (250.9)	C144	146.9 (375.1)	D 240 240.3 (611.6)
A90	91.3 (69.3)	B105	106.8 (271.2)	C158	160.9 (408.6)	D 270 270.3 (687.8)
A96	97.3 (69.3)	B112	115.8 (189.0)	C173	175.9 (446.7)	

A105	106.3 (69.3)	B120	121.8 (308.3)	C180	182.9 (454.5)	D 300	300.3 (764.0)
A112	113.3 (69.3)	B128	129.8 (329.6)	C195	197.9 (502.6)	D 330	330.3 (840.2)
A120	121.3 (69.3)	B144	145.8 (370.3)	C210	212.9 (540.7)		
A128	129.3 (69.3)	B158	159.8 (405.0)	C240	240.9 (611.8)	D 360	350.8 (916.4)
		B173	174.8 (444.0)	C270	270.9 (688.0)		
						D 390	390.8 (992.6)
		B180	181.8 (461.7)	C300	300.9 (764.2)		
		B195	196.8 (499.8)	C330	330.9 (840.4)	D 420	420.8 (1068.8)
		B210	211.8 (537.9)	C360	360.9 (916.6)	D 480	480.8 (1221.2.1)
		B240	240.8 (610.3)	C390	390.9 (992.8)		
						D 540	540.8 (1373.6)
		B270	270.8 (688.0)	C420	(1069.0)		
		B300	303.3 (762.7.4)			D 600	600.8 (1526.0)
						D 660	660.8 (1672.4)
Constantes para potencia nominal:		Constantes para potencia nominal:		Constantes para potencia nominal:		Constantes para potencia nominal:	
a = 2.684		a = 4.737		a = 8.792			
b = 6.326		b = 13.962		b = 38.819		a = 18.788	

$$c = 0.0136$$

$$c = 0.0234$$

$$c = 0.0416$$

$$b = 137.7$$

$$c = 0.0848$$

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.9.4.5. Número de fajas

Para poder calcular el número de fajas, primero se calcula la capacidad de transmisión de potencia por cada faja. Para ello se dispone de tablas de fabricantes que nos permitirán determinar esta capacidad para las condiciones requeridas por la transmisión. También podemos hacer uso de la siguiente formula:

$$pot_{nom} = \left[2.19 \times a \times \left(\frac{1000}{V} \right)^{0.09} - 6.2 \times \frac{c}{K_d - d} - 26.26 \times e \times \frac{V^2}{10^6} \right] \times \frac{V}{100} \quad \left(\frac{kw}{faja} \right) \dots (57)$$

Donde:

a,c,e = son las constantes que pertenecen a una sección de faja ya determinada.

Kd = coeficiente para el diámetro pequeño.

V = velocidad tangencial de m/min

d = diámetro de la polea menor en cm

Previamente calculamos la velocidad tangencial

$$V = \frac{\pi \times (dx25.4) \times n}{1000} \dots (58)$$

La capacidad nominal conseguida debe corregirse para la longitud de correa y el arco de contacto, en la siguiente forma:

$$pot_{nom.ajustada} = pot_{nom} \times K_{\theta} \times K_L \dots (59)$$

Donde K_{θ} es un coeficiente de corrección por un arco de contacto diferente a 180° y el coeficiente K_L corrige el efecto de la longitud; consiguiendo los valores correspondientes de tablas. Por último, el número de fajas se obtendrá así:

$$\text{número de fajas} = \frac{\text{potencia de diseño}}{\text{pot.nom.ajustada}} \dots (60)$$

Tabla 13*Coefficiente de diámetro pequeño y coeficiente de corrección*

Coeficiente de diámetro		Coeficiente de arco de contacto		
D2/D1	Kd	D2 – D1/C	VV	V - plana
1,000- 1,019	1,00	0,00	1,00	
1,020- 1,032	1,01	0,10	0,99	
1,033- 1,055	1,02	0,20	0,97	
1,056- 1,081	1,03	0,30	0,96	
1,082- 1,109	1,04			
		0,40	0,94	
1,100- 1,142	1,05	0,50	0,93	
1,143- 1,178	1,06	0,60	0,91	
1,179- 1,222	1,07	0,70	0,89	
1,223- 1,274	1,08			
1,275- 1,340	1,09	0,80	0,87	
		0,90	0,85	

1,341- 1,429	1,10	1,00	0,82
1,430- 1,562	1,11	1,10	0,80
1,563- 1,814	1,12		
1,815- 2,498	1,13	1,20	0,77
2,249 y más	1,14	1,30	0,73
		1,40	0,70
		1,50	0,65

Fuente: Dávila Celso (2010)

Después de obtener la relación entre el diámetro mayor y diámetro menor de las poleas se obtiene de la tabla 13 el coeficiente de diámetro pequeño que sirve para hallar la potencia nominal por cada faja.

Después de obtener la capacidad de potencia nominal por cada faja se obtiene de la tabla 13 el coeficiente de corrección por un contacto de ángulo para corregir la longitud de la correa y así se obtiene el valor correspondiente de las tablas.

Tabla 14

Factores de corrección de longitud

Designación de la longitud normalizada		Sección transversal de la correa				
cm	pulg	A	B	C	D	E
66.0	26	0.81	---	---	---	---
78.7	31	0.84	---	---	---	---
88.9	35	0.87	0.81	---	---	---
96.5	38	0.88	0.83	---	---	---
106.6	42	0.90	0.85	---	---	---
106.8	46				---	---
129.5	51	0.92	0.87		---	---
139.7	55	0.94	0.89	0.80	---	---
152.4	60	0.96	0.90	---	---	---
172.7	68	0.98	0.92	0.82	---	---
		1.00	0.95	0.85	---	---
190.5	75	1.02	0.97	0.87	---	---
203.2	80	1.04	---	---	---	---

205.9	81	---	0.98	0.89	---	---
228.6	85	1.05	0.99	0.90	---	---
	90	1.06	1.00	0.91	---	---
243.8	96	1.08		0.92	---	---
246.3	97	---	1.02	---	---	---
266.7	105	1.10	1.04	0.94	---	---
284.5	112	1.11	1.05	0.95	---	---
304.8	120	1.13	1.07	0.97	0.86	---

Fuente: Dávila Celso (2010)

1.3.6.10. El generador

Esta máquina transforma la energía mecánica que se produce en la turbina y la convierte en energía eléctrica, su funcionamiento está basado en la ley de Faraday, nos dice que al moverse un conductor eléctrico por un campo magnético se obtiene una corriente eléctrica a través de él (perez, 2009).

Cuenta con 2 partes esenciales:

Rotor o inductor móvil, cuya función es crear un campo magnético cuando gira empujado por una turbina.

Estatore o inducido fijo, sobre este se genera una corriente eléctrica que se va a aprovechar.

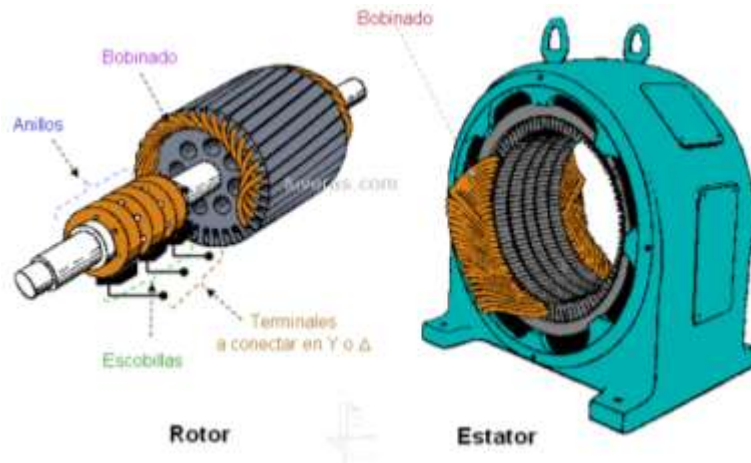


Figura 23. Partes del generador.

Fuente: Castro (2006)

Los generadores pueden ser de dos tipos:

1.3.6.10.1. Generadores síncronos

Estos generadores transforman la energía mecánica en energía eléctrica mediante una velocidad constante, llamada sincronismo.

Está dada por:

$$N_s = \frac{60 \cdot f}{p} \dots\dots\dots(61)$$

Donde:

N_s = Velocidad de sincronismo expresado en r.p.m.

f = frecuencia en Hz.

p = número de pares de polos del generador.

El par de giro de la máquina se calcula a partir de la potencia nominal de la turbina.

$$\text{par} = \frac{\text{potencia de la turbina}}{w} \dots\dots\dots(62)$$

1.3.6.10.2. Generadores asíncronos

Este tipo de generadores se han estado utilizando en las instalaciones de pequeñas centrales de baja potencia, debido a su sencillez, robustez y su bajo costo de los clásicos motores

eléctricos. Es necesario que se produzca en el rotor una velocidad superior a la del sincronismo (perez, 2009).

1.3.6.10.3. Criterios para la elección del generador

Los criterios a considerar serán los siguientes:

- Nivel de voltaje.
- Potencia a generar.
- Número de revoluciones.
- Tipo de acoplamiento entre turbina y el generador.
- Altas potencias se recomienda el uso de generadores síncronos.
- En pequeñas centrales se recomienda el uso de generadores asíncronos.

1.3.6.11. El transformador

El transformador es un elemento muy importante en el sistema eléctrico de la mini central, dependiendo cual sea el trabajo que realice el generador este será de baja/ media o media/alta tensión.

El objetivo del transformador es elevar el voltaje a nivel de la red comercial para luego transmitir dicha energía con las mínimas perdidas posibles.

Para la estimación de la potencia necesaria del transformador se utiliza la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\text{potencia de la turbina}}{\cos\phi \times \eta_{\text{generador}}} \dots\dots\dots(63)$$

1.3.6.11.1. Criterios de elección del transformador

Los criterios a considerar serán los siguientes:

- Nivel de voltaje primario y secundario
- Potencia instalada
- Tipo de instalación, intemperie cabina PADMOUND.
- Tipo de sistema conexión monofásicos TRIFSICOS.
- Características constructivas (refrigerante, aislamiento, tipo de montaje)
- Dimensionamiento de los componentes de las redes de distribución

1.3.6.12. Equipos auxiliares

Son dispositivos que controlan y regulan el funcionamiento de la central. Estos dispositivos deben instalarse en la central y la línea eléctrica, con la finalidad de proteger el sistema en caso ocurra un fallo (perez, 2009).

1.3.6.13. Automatización

La automatización permite disminuir los costos, mantenimiento, incrementar la confianza de los equipos y aprovechar el rendimiento energético. El grado de automatización depende de la ubicación, tipo de central; la regulación va a ser completa cuando se incluya el arranque, regulación y parada de la central y parcial cuando mande solamente parada y alarma, esto cuando actuó la protección de la central (perez, 2009).



Figura 24. Esquema General de un Sistema de Automatización.

Fuente: Castro (2006)

1.3.6.14. Equipo eléctrico general y línea

1.3.6.14.1. Equipos eléctricos

Estos son:

Disyuntores y seccionadores; empleados para la conexión y desconexión de la red.

Transformadores de media, tanto de tensión como intensidad; facilitan los valores instantáneos en diversas partes de la instalación.

Transformadores de equipos auxiliares; suministra el voltaje necesario para un adecuado funcionamiento de los equipos.

Pararrayos o auto válvulas; descargan las sobretensiones a tierra.

1.3.6.14.2. Línea eléctrica

Se encarga de transportar la energía que se produce en al central hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución.

1.3.6.15. Plan de operación y mantenimiento de la mini central hidroeléctrica

1.3.6.15.1. Procesos de operación

Para que la mini central, opere de manera efectiva es necesario que los operarios realicen diversas pruebas e inspecciones en los diferentes puntos de la central, para que al momento de poner en marcha esta opere de manera adecuada y eficiente evitando algún contratiempo.

1.3.6.15.2. Plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento está previsto para saber el estado actual y la evolución en el futuro de los equipos de la mini central, donde se va a obtener la máxima información de cómo va evolucionando la vida de los equipos electromecánicos, con el propósito de detectar anomalías que originen graves daños e incluso la parada no programada de la mini central.

1.3.6.15.2.1. Libro de registro

En este libro se va a apuntar todo el proceso de operación, falla y mantenimientos que se realiza en la mini central, con el fin de recopilar datos ante algunos inconvenientes que puedan suceder en los días de funcionamiento de la MCH.

1.4. Formulación del problema

¿Será factible técnica y económicamente la instalación de una mini central hidroeléctrica para suministrar energía eléctrica al sector La Arena, distrito de Conchán, Chota, Cajamarca?

1.5. Justificación del estudio

1.5.1. Justificación técnica

Se utilizara teorías y tecnologías actuales para lograr el diseño y selección de los sistemas electromecánicos. Contribuirá con el avance y la implementación de procesos actuales en los

equipos que son esenciales para poder mantener la operación de la mini central hidroeléctrica (equipos de automatización, electrónica de comunicaciones, turbinas, etc.), con lo cual tendremos un buen nivel de operación de la misma, ya que es necesario contar con una gran disponibilidad

1.5.2. Justificación económica

Con la generación de energía eléctrica en este proyecto, los microempresarios podrán hacer uso de esta para el funcionamiento de sus máquinas, con lo cual dejaran de comprar el combustible diésel conllevando a un ahorro económico considerable. La construcción, operación y mantenimiento de la mini central generara puestos de trabajo para los habitantes de la zona con lo que mejorara su economía familiar.

1.5.3. Justificación ambiental

Esta mini central hidroeléctrica no va a requerir de ningún combustible fósil, ya que va a utilizar las aguas del río como única fuente de potencia para generar energía eléctrica. Las aguas que van a ser turbinadas, van a ser reintroducidas nuevamente al cauce del río mediante un desfogue que se encuentra en la central, cuidando tanto la flora como la fauna. En el terreno en el que se va a instar la central va a sufrir pequeños cambios, pero al ser un proyecto pequeño van a ser mínimas a comparación de las grandes centrales eléctricas. En conclusión la contaminación que se va a producir son mínimas ya que estamos hablando de un recurso renovable.

1.6. Hipótesis

Es factible técnica y económicamente la instalación de una mini central hidroeléctrica en el sector la Arena, distrito de Conchán, Chota, Cajamarca se va a poder suministrar energía eléctrica a este sector, utilizando el caudal el río como fuente de energía hidráulica, basándonos en el estudio técnico y económico.

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo general

Determinar si es factible técnica y económicamente la instalación de una mini central hidroeléctrica, para suministrar energía eléctrica al sector La Arena, distrito de Conchán, Chota, Cajamarca.

1.7.2. Objetivos específicos

- Identificar la zona en donde se va a instalar la mini central hidroeléctrica.
- Determinar el caudal del río.
- Determinar la altura mediante un levantamiento topográfico.
- Determinar la potencia de generación.
- Dimensionar las obras civiles
- Cálculo y selección del equipamiento electromecánico.
- Elaborar un plan de operación y mantenimiento de la mini central hidroeléctrica.
- Determinar costos de las obras civiles y equipamiento electromecánico.
- Realizar un análisis económico: relación Beneficio - Costo, tasa interna de retorno, valor actual neto y el costo del Kw-h.
- Evaluación del impacto ambiental.
- Propuesta para la administración del proyecto para su auto sostenimiento después de construida y puesta en marcha.

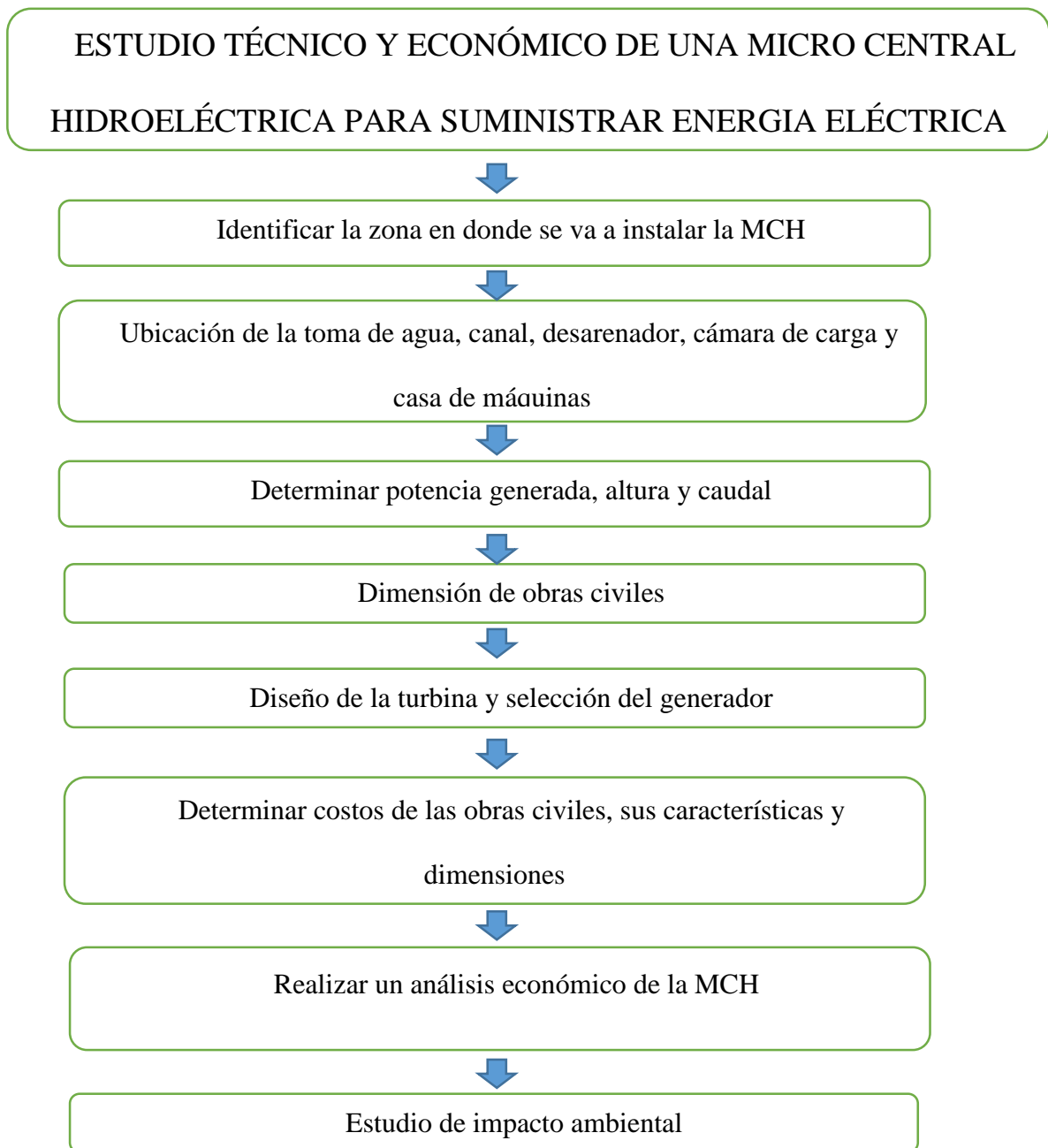
II. MÉTODO

2.1. Diseño de investigación

Aplicada: Porque se propone aplicar el conocimiento puro en conocimiento útil.

Pre experimental: Porque se basa en un estudio técnico – económico, utilizando conocimientos de investigaciones realizadas, no se modificará las variables independientes, y se analizaran las variables dependientes.

Descriptiva: Porque se detalla el estudio creado entre dos o más variables.



2.2. Variables y operacionalización

2.2.1. Variables independientes

Parámetros técnicos

2.2.2. Variables dependientes

Potencia generada

2.2.3. Operacionalización de variables

Tabla 15

Operacionalización de variables

VARIABLE INDEPENDIENTE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
Parámetros técnicos	Es un dato que se considera como imprescindible y orientativo para lograr evaluar o valorar una determinada situación (perez, 2009).	Corresponde a la altura vertical desde la cámara de carga y hasta la casa de máquinas. Para el cálculo del caudal se utiliza el método de la velocidad y área.	altura(m) caudal (m^3/s)	De razón
VARIABLE DEPENDIENTE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN

<p>Potencia generada de energía a energía eléctrica</p>	<p>Es la transferencia de cualquier forma de energía a energía eléctrica</p>	<p>Es la potencia que van a necesitar las máquinas trituradoras de arena en el sector.</p>	<p>Voltaje (v)</p> <p>Intensidad (A)</p>	<p>Rango</p>
---	--	--	--	--------------

Fuente: Elaboración propia

2.3.Población y muestra

Población: Localidades del distrito de Conchán, provincia de Chota, Cajamarca.

(Población para la encuesta: sector la arena)

Muestra: Sector de la arena

(Muestra para la encuesta: 15 microempresas)

Muestreo: Por conveniencia. No probabilístico.

2.4.Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas

- Observación.
- Análisis documental
- Entrevistas

Instrumentos

- Cuaderno de apuntes
- Cuestionario de entrevista.

2.5.Métodos de análisis de datos

Viabilidad técnica

Cálculos mecánicos:

Calculo de la potencia hidráulica

Diseño de la turbina

Diseño de la trasmisión de potencia de la turbina al generador

Diseño de la tubería forzada

Cálculos eléctricos:

Cálculo de la demanda de potencia.

Selección del generador

Selección del transformador

Obras civiles:

Estudios topográficos y dimensiones de las obras

Viabilidad económica

Determinar el beneficio/costo, tasa de retorno, valor actual y costo del KW-h

III. RESULTADOS

3.1. Ubicación del proyecto

La mini central hidroeléctrica estará ubicada a 4 km del distrito de Conchán, provincia de Chota, departamento de Cajamarca. Tiene una altitud aproximada de 2400 metros.

La captación de agua se hace a una altura de 2457 m.s.n.m. ahí se ubicará el azud teniendo de coordenadas geográficas (758395 E, 9285005.57 S) desde este punto parte el canal con un recorrido 82 m hasta la cámara de carga, luego sigue una tubería que recorre una distancia de 60 m hasta la casa de máquinas y finalmente el agua tiene una descarga al río en el punto con la coordenadas geográficas (758501.25 E, 9285278.11 S) y una altura de 2421 m.s.n.m.

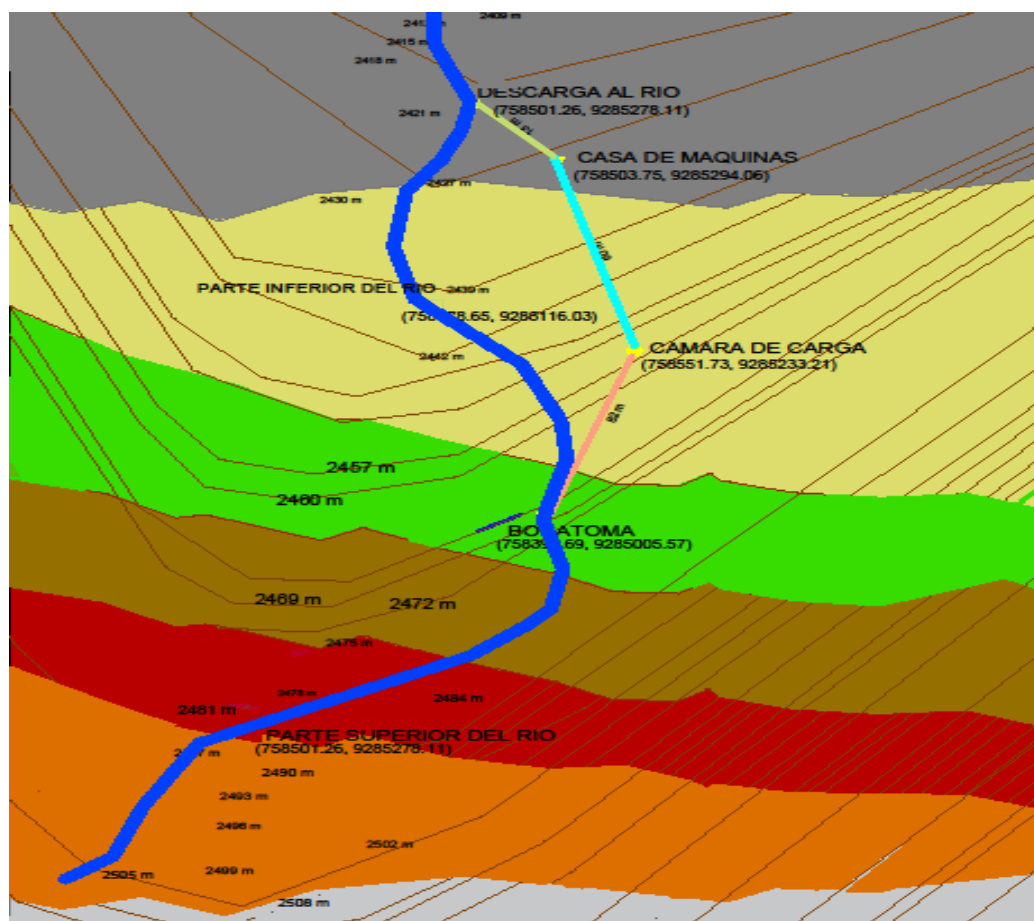


Figura 25. Levantamiento Topográfico de la Ubicación de la Mini Central Hidroeléctrica

Fuente: Elaboración Propia

3.2. Caudal disponible

Se buscó y seleccionó una parte del río con un tramo recto y de sección uniforme, y se hizo las mediciones respectivas con el método del flotador:

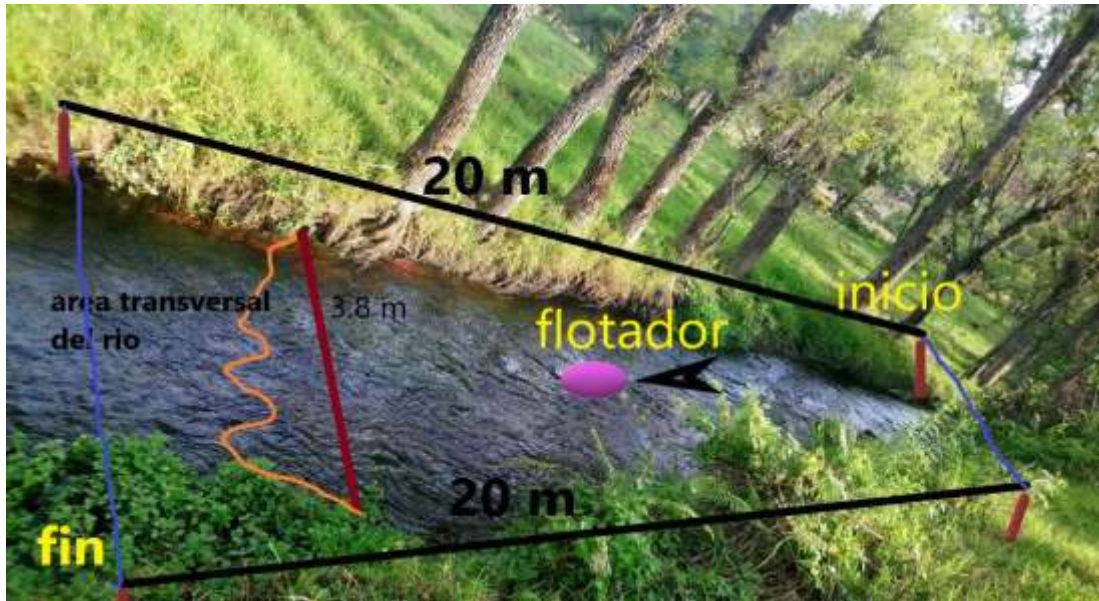


Figura 26. Tramo con Mejor Sección Uniforme para Tomar Medidas del Caudal Disponible.

Fuente: Toma Fotográfica

El caudal disponible está dado por los siguientes parámetros:

Tabla 15

Pruebas para obtener la velocidad promedio del río

Cálculo de la velocidad superficial del río				
Ítem	Datos	Longitud (m)	Tiempo (s)	Velocidad (m/s)
1	Flotador 1	20 m	34.86	0.5737
2	Flotador 2	20 m	35.10	0.5698
3	Flotador 3	20 m	34.97	0.5719
4	Flotador 4	20 m	35.30	0.5660

5	Flotador 5	20 m	34.99	0.5715
Tiempo Promedio			35.044	0.5707
Fuente: Elaboración propia				

Tabla 16

Toma de medidas para obtener la altura promedio del río

Cálculo de la altura promedio	
Altura 1	0.67 m
Altura 2	0.56 m
Altura 3	0.70 m
Altura 4	0.68 m
Altura 5	0.58 m
Altura 6	0.59 m
Altura Promedio	0.6310 m
Fuente: Elaboración propia	

Tabla 17

Parámetros para el área transversal

Cálculo del área transversal	
Ancho	3.8 m
Altura promedio	0.6310 m
Área transversal	2.3978 m²

Fuente: Elaboración propia

Después de obtener la altura promedio, velocidad promedio y sección transversal del río usando el método del flotador, se calcula el caudal con la ecuación (3):

Tabla 18

Parámetros para obtener el caudal

Cálculo del caudal por el método del flotador			
ítem	parámetro	medida	caudal
1	Área (m^2)	2.3978	$Q = VxA$
2	Velocidad (m/s)	0.5707	$Q = 0.5707x 2.3978$
3	Factor de corrección		0.8
			1.3684 x 0.8
			$Q = 1.0933 (m^3/s)$

Fuente: Elaboración propia

Resultado de cálculos:

- Longitud: 20 m
- Tiempo promedio recorrido por el flotador: 35.04 seg.
- Altura: 0.6310 m
- Ancho: 3.8 m
- Área transversal: $2.398 m^2$
- $Q : 1.0933 m^3/s$

El caudal disponible que se ha obtenido en el cálculo, es el mínimo que nos ofrece el río en épocas de estiaje, siendo este en el mes de septiembre según el estudio hidrodinámico de ríos del ministerio de agricultura y riego.

3.3. Altura bruta

Para la altura bruta se realizó el levantamiento topográfico con la ayuda de un ingeniero civil y sus técnicos.



Figura 27. Levantamiento Topográfico.

Fuente: Toma Fotográfica

Punto de inicio: 2457.27 m.s.n.m.

Punto de llegada: 2425.94 m.s.n.m.

Cálculo:

$$H = 2457.27 - 2425.94$$

$$H = 31.329 \text{ m}$$

La altura bruta se ha obtenido mediante un levantamiento topográfico realizado en donde se va a instalar la Mini Central Hidroeléctrica.

3.4.Potencia del recurso hídrico del río y demanda máxima de la mini central

La potencia que nos brinda el recurso hídrico del río se calcula con la ecuación (4).

Según Ortiz, 2001:

Cálculos:

$$P = 9.8 \times Q \times H_b$$

$$P = 9.81(1.0933) \times 26.0482$$

$$P = 300.3076 \text{ KW}$$

La potencia que proporciona todo el río es de 300.3076 kW, nuestro proyecto necesita abastecer a 15 máquinas de los microempresarios para lo cual el caudal que necesitamos será el siguiente:

Tabla 19

Parámetros para la demanda máxima

Demanda Máxima de las Máquinas						
ITEM	N° de máquinas	Máquina	Hp	Watts	Factor de demanda	Total (Kw)
1	15	Trituradora de arena	20	746	0.75	167.126

Fuente: Elaboración propia

Por motivos de seguridad se brindó un 15% de seguridad para el abastecimiento, con lo cual se tuvo una potencia total de 192.194 KW.

Entonces se encontró el caudal que se desvió del río con la ecuación (4):

$$P = 9.8 \times Q \times H_b$$

$$192.194 = 9.8 Q \times 26.5284$$

$$Q = 0.734 \text{ m}^3/\text{s}$$

El caudal que se desviara y será necesario para abastecer a las maquinas es de $0.734 \text{ m}^3/\text{s}$.

3.5.Dimensionamiento de las obras civiles

3.5.1. Dimensionamiento del azud

Se construirá una bocatoma tipo Creager, se analizó los mejores lugares estratégicos para la construcción y ubicación.



Figura 28. Lugar Donde se Ubicará el Azud.

Fuente: Toma Fotográfica

Partiendo de los datos del río:

$$Q = 1.0933 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\text{Ancho del río} = L = 3.8\text{m}$$

$$\text{Altura} = A = 0.6310$$

C = coeficiente de descarga

Se realiza un previo cálculo asumiendo un C = 1

Encontramos la carga total sobre la cresta del vertedero con la ecuación (8):

$$H_0 = \left(\frac{1.0933}{1 \times 3.8} \right)^{\frac{2}{3}} = 0.4358 \text{ m}$$

La carga por velocidad de aproximación del flujo, con ecuación (9):

$$H_a = \frac{\left(\frac{1.0933}{(0.6310 + 0.4358) \times 3.8} \right)^{\frac{2}{3}}}{2 \times 9.81} = 0.003707 \text{ m}$$

Cálculo de la diferencia entre la carga de agua sobre la cresta y la carga de la velocidad aproximada del flujo (H_e), con la ecuación (10):

$$H_e = 0.4358 - 0.003707 = 0.43209 \text{ m}$$

Tomando en cuenta las especificaciones para el coeficiente de descarga, se resuelve:

Resolviendo con ecuación (11):

$$\frac{P}{H_0} = \frac{0.6310}{0.4358} = 1.4479$$

El resultado nos lleva a tomar la fórmula 2 y tenemos con la ecuación (12):

$$C_o = -0.034x\left(\frac{0.6310}{0.4320}\right)^2 + 0.145x\left(\frac{0.6310}{0.4320}\right) + 2.031 = 2.1702$$

Parámetro de corrección del factor de gasto; con la ecuación... (14)

$$C_2 = \left(\frac{0.4320}{0.4358}\right)^{\frac{2}{3}} + 0.788 = 0.9987$$

Hallamos el coeficiente de descarga C con la ecuación (15):

$$C = 2.1702 - 0.9987 = 2.1673$$

Ahora con el valor del coeficiente de gasto corregido, volveremos a recalcular los valores, con las ecuaciones (8, 9,10):

$$H_0 = \left(\frac{1.0933}{2.1673x 3.8}\right)^{\frac{2}{3}} = 0.2602$$

$$H_a = \frac{\left(\frac{1.0933}{(0.6310 + 0.2602)x3.8}\right)^{\frac{2}{3}}}{2x9.81} = 0.00531$$

$$H_e = 0.2602 - 0.00531 = 0.2548$$

El diseño del azud será el siguiente:

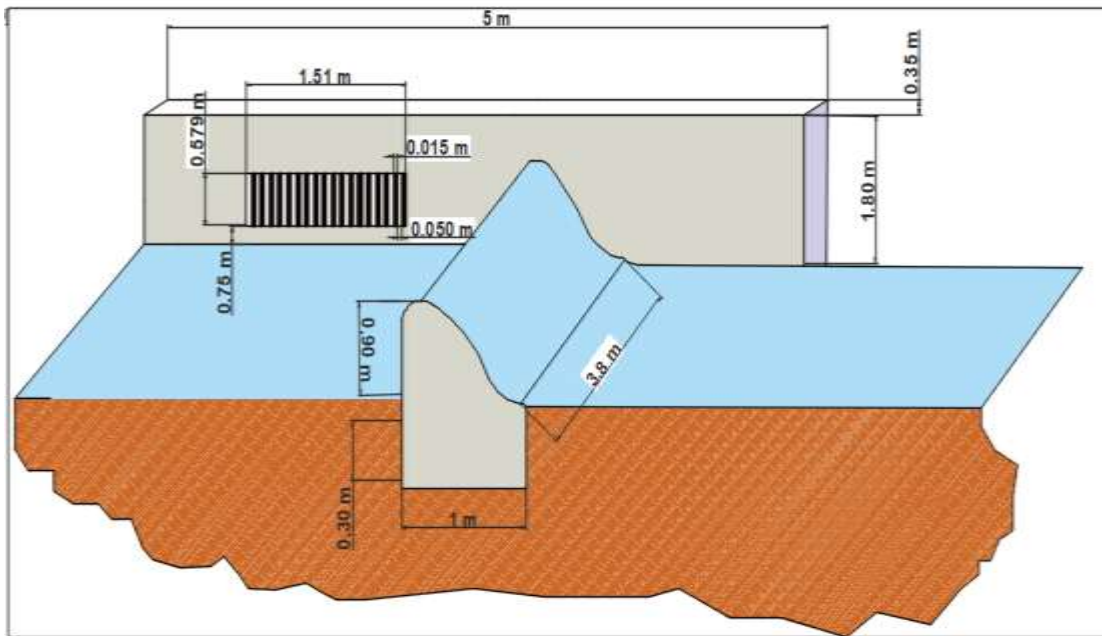


Figura 29. Dimensiones del Azud.

Fuente. Elaboración Propia.

Se complementara el estudio con el apoyo de un ingeniero civil especializado en bocatomas.

3.5.2. Dimensión de las rejas para la captación de agua

Las rejas se encargan de limitar el ingreso de materiales sólidos.

Se recomienda:

- Espesor de las rejas = 0.6 – 1.5 cm
- Profundidad de rejas = 2.5 – 7.5 cm
- Separación de las rejas = 2.5 – 5 cm
- Ángulo de inclinación = 45° - 60°
- Velocidad a través de las barras = 0.45 – 0.75 m/s
- Velocidad de aproximación o velocidad aguas arriba = 0.3 – 0.6 m/s

Utilizaremos las medidas estándar siguientes para las rejas:

$$a = 0.050, t = 0.015$$

Encontramos la eficiencia con la ecuación (17):

$$E = \frac{0.050}{0.050 + 0.015} = 0.7692$$

Ahora encontraremos la velocidad con que el agua pasara entre las rejas con la ecuación (18):

$$V = \frac{v}{E} = \frac{0.5707}{0.7692} = 0.7419$$

Área útil o libre de rejas (A_u) se encontrara con la ecuación (19):

$$A_U = \frac{1.0933}{0.7419} = 1.4736 \text{ m}$$

Sección del canal de entrada se encuentra con la ecuación (20):

$$s = \frac{1.4736}{\frac{0.050}{0.050 + 0.015}} = 1.9156 \text{ m}$$

Pérdidas de carga según Mtcalf y Eddy se encuentra con la ecuación (21):

$$h_f = 1.143 \times \frac{(0.7419^2 - 0.5707^2)}{2 \times 9.81} = 0.013 \text{ m}$$

Encontramos la altura con la ecuación (22):

$$h = \frac{S}{A} = \frac{1.9156}{3.8} = 0.5041 \text{ m}$$

Por seguridad se le da un 15% más, entonces:

$$h = 0.5041 \times 1.15 = 0.5797 \text{ m}$$

Canal para las rejas se encuentra con la ecuación (23):

$$b = \frac{A_U}{h} = \frac{1.4736}{0.5041} = 2.9232 \text{ m}$$

Ancho del canal de las rejas = b

Para hallar la suma de las separaciones de las barras (bg), se despeja de la ecuación (24):

$$b = \left(\left(\frac{bg}{a} \right) - 1 \right) x(t + a) + a$$

$$2.9232 = \left(\left(\frac{bg}{0.050} \right) - 1 \right) x(0.015 + 0.050) + 0.050$$

$$bg = 1.3205 \text{ m}$$

Número de barras necesarias para las rejas se encuentra con la ecuación (25):

$$n' = \left(\frac{1.3205}{0.050} \right) - 1 = 24.37 \approx 24$$

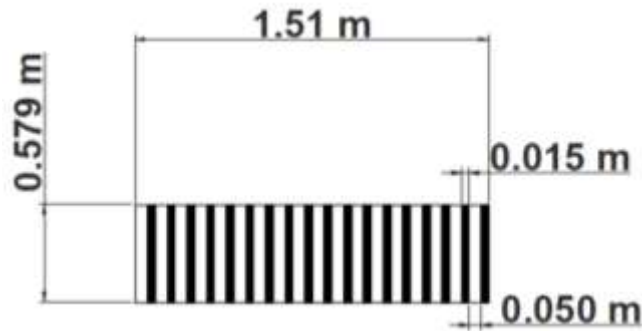


Figura 30. Dimensiones de la Reja.

Fuente. Elaboración Propia.

3.5.3. Dimensionamiento del canal

Para nuestro canal trabajaremos con las siguientes medidas:

$$b = 0.80 \text{ m}$$

$$y = 0.40 \text{ m}$$

$$n = 0.020$$

$$z = 0$$

$$v = 0.7419 \text{ velocidad de entrada al canal}$$

Para el área de la sección transversal usamos la ecuación (26):

$$A = b \cdot y = 0.80 \times 0.40 = 0.32 \text{ m}^2$$

Para el perímetro mojado usamos la ecuación (27):

$$P = b + 2y = 0.80 + 2(0.40) = 1.6 \text{ m}$$

Para hallar el radio hidráulico usamos la ecuación (28):

$$R = \frac{0.32}{1.6} = 0.2 \text{ m}$$

Para hallar la velocidad en el canal usamos la ecuación (29):

$$V = \frac{1}{0.02} \times \sqrt[3]{0.2^2} \times \sqrt{0.0018} = 0.725 \text{ m/s}$$

Para hallar la pendiente del canal usamos la ecuación (30):

$$S = \left(\frac{0.02 \times 0.725}{0.2^{\frac{2}{3}}} \right)^2 = 0.0017 \text{ m}$$

Tendremos un borde libre de 0.15 m. lo cual nos da una altura (H) igual a 0.45m.

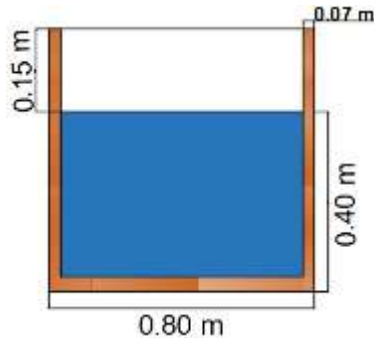


Figura 31. Dimensiones del Canal.

Fuente: Elaboración Propia

3.5.4. Dimensión del desarenador y la cámara de carga

3.5.4.1. Ancho y longitud de decantación

Se realizó el cálculo del desarenador a la entrada de la cámara de carga

Con la tabla 6, una velocidad horizontal recomendada de 0.3m/s, con profundidad de decantación recomendada de 0.6 m y un factor de seguridad de 2, hallamos la longitud de decantación con la ecuación (32):

$$L_d = \frac{0.3}{0.10} \times 0.6 \times 2 = 3.6 \text{ m}$$

Para hallar el ancho del desarenador utilizamos la ecuación (31):

$$W = \frac{0.734}{0.3 \times 0.6} = 4.071 \text{ m}$$

Para determinar la entrada y salida del desarenador utilizamos la ecuación... (33)

$$L_e = 1.5 \times 4.56 = 6.84 \text{ m}$$

$$L_s = 1.5 \times 4.56 = 6.84 \text{ m}$$

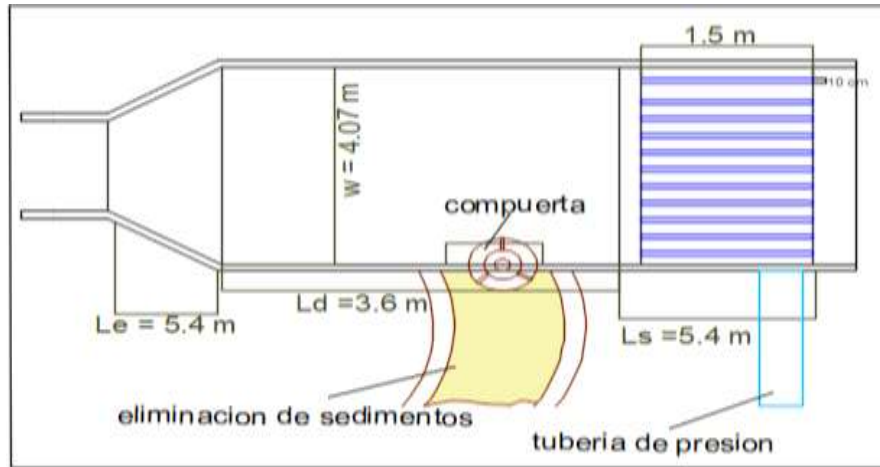


Figura 32. Vista de Planta del Desarenador y Cámara de Carga.

Fuente: Elaboración Propia

La distancia entre rejas fue de 5 cm y se colocó a una inclinación 30° con la vertical.

La Altura mínima entre el eje de ingreso a la tubería y el nivel de agua en la cámara se calcula con la ecuación (34):

$$H_{min} = 0.5 \times 5.3780 \times \sqrt{0.3937} = 1.687 \text{ m}$$

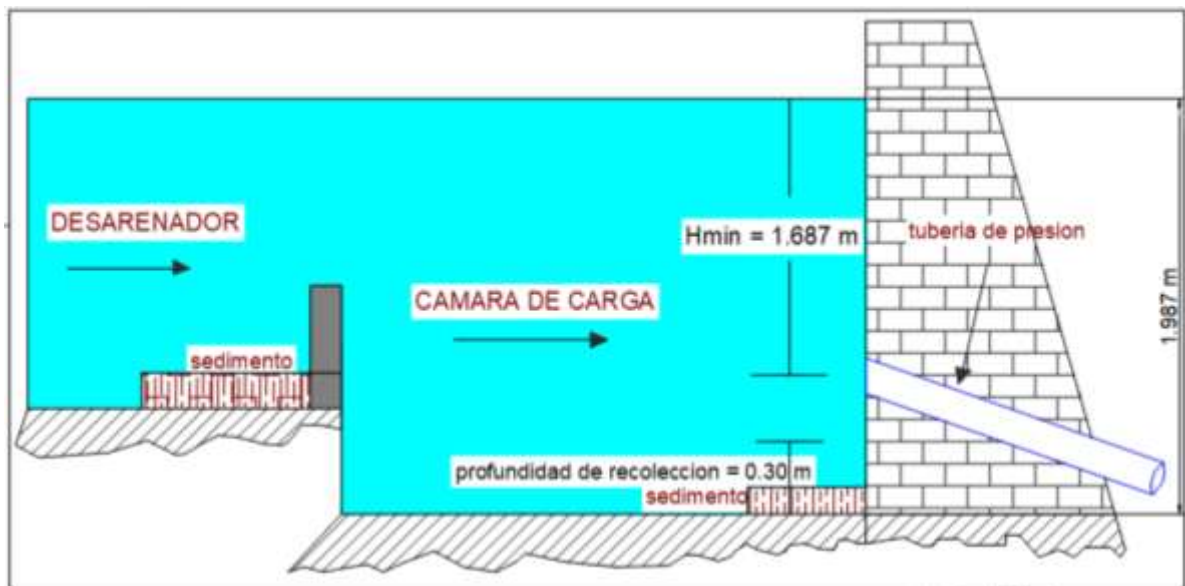


Figura 33. Vista de Planta del Desarenador y Cámara de Carga.

Fuente: Elaboración Propia

3.5.4.2. Volumen del tanque del tanque de presión

Previamente se calcula la sección de la tubería con la ecuación (35):

$$A = \frac{\pi \times 0.3937^2}{4} = 0.1217 \text{ m}^2$$

Luego la **velocidad del agua** que tendrá dentro de la tubería con la ecuación (36).

$$V_o = \frac{4(0.6547)}{\pi(0.3937)^2} = 5.3780 \text{ m/s}$$

Con una pendiente de 0.01 y la ecuación (37), encontramos el volumen del tanque:

$$V = \frac{0.693 \times 0.1217 \times 5.3780^2}{0.01 \times 9.8} = 24.892 \text{ m}^3$$

3.5.5. Casa de máquinas

Para centrales hidroeléctricas con generación de potencia de 10 kw – 320 kw, las dimensiones de la casa de máquinas son de 6m - 10.50 m, según CNE (código nacional de electricidad)

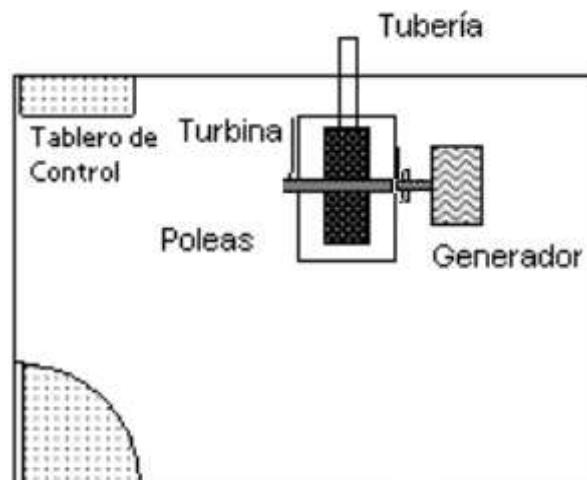


Figura 34. Componentes de la casa de máquinas.

Fuente: Naranjo (2012)

3.6. Dimensión de equipos electromecánicos

3.6.1. Tubería de presión

3.6.1.1. Cálculo del diámetro interior de la tubería de presión

Según Mannesman Rohren Werke, para alturas menores a 100 metros se calcula el diámetro de la tubería con la ecuación (38):

Según OLADE:

$$D = \sqrt[7]{0,0052 * (0.734)^3} = 0.4131 \text{ m}$$

Después de obtener el diámetro interior de la tubería buscamos proveedores donde nos especifiquen las medidas comerciales que hay en nuestro país para poder adaptar la medida que obtuvimos a estas medidas comerciales

3.6.1.2. Selección del material de la tubería de presión

El material que se ha escogido para la tubería de presión es acero galvanizado (tabla n°), ya que cumple con las características necesarias para el proyecto, y sus diámetros son variables, con pérdidas por fricción son regulares.

Tabla 20

Aceros galvanizados comerciales

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
14	350	14.000	355,6	0.250	6.35	-	10	36.71	54.69	640	45	750	53
				0.281	7.14	-	-	41.17	61.35	720	51	840	59
				0.312	7.92	-	20	45.61	67.90	800	56	940	66
				0.344	8.74	-	-	50.17	74.76	880	62	1030	72
				0.375	9.52	STD	30	54.57	81.25	960	67	1120	79
				0.438	11.13	-	40	63.44	94.55	1130	79	1310	92
				0.469	11.91	-	-	67.78	100.94	1210	85	1410	99
				0.500	12.70	XS	-	72.09	107.39	1290	91	1500	105
				16	400	16.000	406,4	0.250	6.35	-	10	42.05	62.64
0.281	7.14	-	-					47.17	70.30	630	44	740	52
0.312	7.92	-	20					52.27	77.83	700	49	820	58
0.344	8.74	-	-					57.52	85.71	770	54	900	63
0.375	9.52	STD	30					62.58	93.17	840	59	980	69
0.438	11.13	-	-					72.80	108.49	990	70	1150	81
0.469	11.91	-	-					77.79	115.86	1060	75	1230	86
0.500	12.70	XS	40					82.77	123.30	1120	79	1310	92
18	450	18.000	457,2					0.250	6.35	-	10	47.39	70.60
				0.281	7.14	-	-	53.18	79.24	560	39	660	46
				0.312	7.92	-	20	58.94	87.75	620	44	730	51
				0.344	8.74	-	-	64.87	96.66	690	49	800	56
				0.375	9.52	STD	-	70.59	105.10	750	53	880	62
				0.406	10.31	-	-	76.29	113.62	810	57	950	67
				0.438	11.13	-	30	82.15	122.43	880	62	1020	72
				0.469	11.91	-	-	87.81	130.78	940	66	1090	77
				0.500	12.70	XS	-	93.45	139.20	1000	70	1170	82
20	500	20.000	508,0	0.250	6.35	-	10	52.73	78.55	450	32	520	37
				0.281	7.14	-	-	59.18	88.19	510	36	590	41
				0.312	7.92	-	-	65.60	97.67	560	39	660	46
				0.344	8.74	-	-	72.21	107.60	620	44	720	51
				0.375	9.52	STD	20	78.60	117.02	680	48	790	56
				0.406	10.31	-	-	84.96	126.53	730	51	850	60
				0.438	11.13	-	-	91.51	136.37	790	56	920	65
				0.469	11.91	-	-	97.83	145.70	850	60	950	67
				0.500	12.70	XS	30	104.13	155.12	900	63	1050	74
24	600	24.000	609,6	0.250	6.35	-	10	63.41	94.46	380	27	440	31
				0.281	7.14	-	-	71.18	106.08	420	30	490	34
				0.312	7.92	-	-	78.93	117.51	470	33	550	39
				0.344	8.74	-	-	86.91	129.50	520	37	600	42
				0.375	9.52	STD	20	94.62	140.88	560	39	660	46
				0.406	10.31	-	-	102.31	152.37	610	43	710	50
				0.438	11.13	-	-	110.22	164.26	660	46	770	54
				0.469	11.91	-	-	117.86	175.54	700	49	820	58
				0.500	12.70	XS	-	125.49	186.94	750	53	880	62
				0.562	14.27	-	30	140.68	209.50	840	59	980	69

Fuente: Aceros Arequipa

De la los proveedores de la empresa aceros Arequipa obtuvimos la medida comercial y a nuestro calculo lo adaptamos a esta medida.

Medidas de la tubería seleccionada.

- **Diámetro nominal:** 400 mm, 16 pulgadas
- **Diámetro exterior real:** 406.4 mm

- **Espesor:** 6.35 mm

Se obtiene el diámetro interior con la ecuación (39):

$$D_{int} = 406.4 - 2(6.35) = 393.7$$

Analizando el nuevo caudal nuevamente con la ecuación (38):

$$D = \sqrt[7]{0,0052 * Q^3}$$

$$0.3937 = \sqrt[7]{0,0052 * Q^3}$$

$$Q = 0.6547 \frac{m^3}{s}$$

El caudal que se ha obtenido se ha determinado de acuerdo al diámetro de la tubería, cuando mayor sea el diámetro mayor va a ser el caudal.

3.6.1.3. Cálculo de la velocidad del fluido en la tubería:

Según OLADE, 1994:

$$V = \frac{4(0.6547)}{\pi(0.3937)^2} = 5.3780 \text{ m/s} \dots\dots\dots(41)$$

Esta velocidad es la que va a fluir por la tubería de presión, este valor es necesario para verificar las pérdidas en el sistema de conducción.

Hallamos el factor de fricción con el Diagrama de Moody:

Previamente encontramos la rugosidad relativa y el número de Reynolds.

Se utilizó la tabla (9) y la ecuación (42) para la **rugosidad relativa**:

$$S = \frac{0,24}{0.3937} = 6.0960 * 10^{-4}$$

Con la viscosidad cinemática del agua a 15°C se encuentra el **número de Reynolds**:

Tabla 21

Propiedades físicas del agua

Temperatura (°C)	Peso específico (kN/m³)	Densidad (kg/m³)	Módulo de elasticidad (kN/m²)	Viscosidad dinámica (N·s/m²)	Viscosidad cinemática (m²/s)
0	9,805	999,8	1,98 · 10 ⁶	1,781 · 10 ⁻³	1,785 · 10 ⁻⁶

5	9,807	1000,0	$2,05 \cdot 10^6$	$1,518 \cdot 10^{-3}$	$1,519 \cdot 10^{-6}$
10	9,804	999,7	$2,10 \cdot 10^6$	$1,307 \cdot 10^{-3}$	$1,306 \cdot 10^{-6}$
15	9,798	999,1	$2,15 \cdot 10^6$	$1,139 \cdot 10^{-3}$	$1,139 \cdot 10^{-6}$
20	9,789	998,2	$2,17 \cdot 10^6$	$1,102 \cdot 10^{-3}$	$1,003 \cdot 10^{-6}$

Fuente: MOTT (2006)

Con la ecuación (43):

$$Re = 5.3780x \frac{0,3937}{1,139 x 10^{-6}} = 1.8589 x 10^6$$

Con la tabla (10) y el diagrama de Moody (tabla 8) encontramos el factor de fricción (f).

$$f = 0.011$$

3.6.1.4. Pérdidas primarias (H_{pp}),

Las pérdidas primarias se encuentran con la ecuación (44):

$$H_{pp} = 0,011 * \frac{60 * (5.3780)^2}{2 * 9,81 * 0.3937} = 2.4712 \text{ m}$$

3.6.1.5. Pérdidas secundarias

Las pérdidas se originan en:

- Unión del conducto de presión con la cámara de carga K1= 0.04
- Codos en el ingreso de la tubería de presión y a la entrada de la tobera K2=0.4
- En válvulas K3=0.1
- Acoplamientos de la tubería de presión K4=0.04
- Regulador automático de velocidad K5=0.1
- Salida de tubería K6=0.5

Para hallar las diferentes pérdidas que se originan en la tubería de presión se utiliza la ecuación (44):

Pérdidas por unión: tanque de presión con el conducto de presión:

$$H_{rs} = \frac{0.04 * 5.3780^2}{2 * 9.81} = 0.0589 \text{ m}$$

Pérdidas en la válvula de compuerta:

$$Hrs = \frac{0.1 * 5.3780^2}{2 * 9.81} = 0.1474 m$$

Pérdida en el codo de la tubería de presión:

$$Hrs = \frac{2 * 0.4 * 5.3780^2}{2 * 9.81} = 1.1793m$$

Pérdidas por acoplamiento de la tubería de presión:

$$Hrs = \frac{5 * 0.04 * 5.3780^2}{2 * 9.81} = 0.2948 m$$

Pérdidas por el regulador automático de velocidad:

$$Hrs = \frac{0.1 * 5.3780^2}{2 * 9.81} = 0.1474 m$$

Pérdidas en la salida de la tubería:

$$Hrs = \frac{0.5 * 5.3780^2}{2 * 9.81} = 0.7370 m$$

Sumar los valores:

$$Hrs = 0.0589 + 0.1474 + 1.1793 + 0.5306 + 0.1474 + 0.7370$$

$$Hrs = 2.3006m$$

Se halla la altura Neta(Hn) con la ecuación (46):

$$Hn = 31.32 - 2.4712 - 2.3006 = 26.5482 m$$

La potencia hidráulica respecto a la altura neta se encuentra con la ecuación (40):

$$Ph = 9.81 * 0.6547 * 26.0482$$

$$Ph = 167.297 KW$$

3.6.1.6. Eficiencia de la tubería

Se calcula la eficiencia de la tubería con la ecuación (47):

$$\eta = \frac{26.0482 m}{31.32 m} = 0.8316$$

La eficiencia de la tubería es de 83 %, restando las pérdidas que se ocasiona en la tubería por todos los accesorios que se instala en la tubería de presión.

3.6.1.7. Cálculo del espesor de la tubería de presión

3.6.1.7.1. Altura debido al golpe de ariete

Se la calcula con la ecuación (49):

$$\Delta h = \frac{350 * 5.3780}{9.81} = 191.8756 \text{ m}$$

3.6.1.7.2. Altura total en el conducto

Se calcula con la ecuación (48):

$$h_t = 191.8756 + 31.32 = 223.195 \text{ m}$$

3.6.1.7.3. Cálculo del espesor de la tubería

Se calcula con la ecuación (50):

$$T = \frac{5 * 4 * 223.195 * 10^6 * 0.3937}{310 * 10^6}$$
$$T = 5.6691 \text{ mm}$$

El factor por corrosión no se toma encuentra debido a que la tubería está hecha de acero galvanizado y la fórmula corresponde a aceros expuestos o con pintura.

La junta no está soldada para facilitar el mantenimiento o reparación, en el caso que haya alguna obstrucción.

El diámetro encontrado no varía mucho del seleccionado previamente (6.35 mm) así que la tubería seleccionada anteriormente (400 mm) es la correcta.

3.6.2. Diseño de la turbina

3.6.2.1. Diseño del rotor

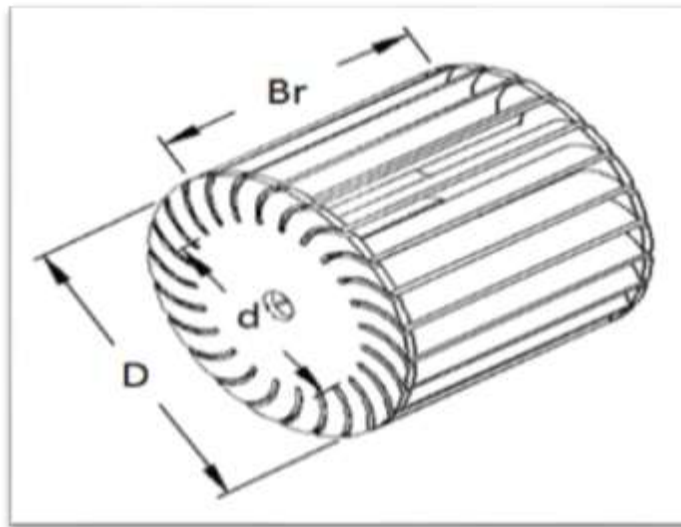


Figura 35. Rotor de la turbina Michell-Banki.

Fuente: OLADE (1994)

3.6.2.1.1. Seleccionamos el diámetro externo del rotor.

La turbina Michell-Banki es funcional cuando el valor $\frac{Q}{\sqrt{H}}$ es constante, asimismo la eficiencia de esta turbina no cambia demasiado cuando los parámetros de Q y H varían. Hallamos: $\frac{Q}{\sqrt{H}}$ y se selecciona el diámetro del rodete empleando la Tabla N° 13.

Donde:

Q = caudal en la tubería de presión

H = altura neta

Se calcula; Según OLADE, 1985:

$$\frac{Q}{\sqrt{H}} \tag{64}$$
$$\frac{0.6547}{\sqrt{26.5482}} = 0.11021$$

Tabla 22*Diámetro Externo Del Rotor*

Q/\sqrt{H}	Diámetro del rotor(mm)
0.02236 – 0.04743	200
0.04743 – 0.07906	300
0.07906 – 0.11068	400
0.11068 – 0.15812	500

Fuente: INE (1986)

De la tabla se obtiene que el diámetro externo del rodete que es de 400 mm.

3.6.2.1.2. Selección Del Diámetro Interno Del Rotor “Di”

El diámetro interno se establece en función del diámetro externo mediante la siguiente ecuación siguiente:

Según OLADE, 1995:

$$D_i = 0,66D_e \quad (65)$$

$$D_i = 0,66(400) = 264 \text{ mm}$$

3.6.2.1.3. Velocidad Nominal De Rotación: (N)

Según MATAIX (1982):

$$N = 38.3 * H^{3/4}(m) * Q^{-1/2} \left(\frac{m^3}{s} \right) \quad (66)$$

$$N = 38.3 * (26.0482)^{3/4} * (0.6547)^{-1/2}$$

$$N = 545.7715 \text{ rpm}$$

3.6.2.1.4. Cálculo de velocidad específica (Ns)

Según MATAIX (1982):

$$N_s = 3 * n(\text{rpm}) * H^{-3/4}(\text{m}) * Q^{1/2} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) \quad (67)$$

$$N_s = 3 * 545.7715 * (26.0482)^{-3/4} * (0.6547)^{1/2}$$

$$N_s = 114.8999$$

Tabla 23

Rango de aplicación de turbinas hidráulicas

TIPO DE TURBINA	Ns
Turbina Pelton de 1 tobera	Hasta 30
Turbina Pelton de 2 tobera	14 – 42
Turbina Pelton de 3 toberas o más	17 – 73
Turbina Michell-Bamki	60 - 200
Turbina Francis Lenta	69 – 125
Turbina Francis Normal	125- 225
Turbina Francis Rápida	225 - 450
Turbina axiales	350 – 1000

Fuente: OLADE (1994)

La velocidad específica está dentro del rango establecido para la turbina Michell-Banki.

3.6.2.2. Diseño del Inyector

3.6.2.2.1. Ancho del inyector (Bi):

Para esta tesis se ha tomado como referencia el inyector diseñado en el manual de OLADE.

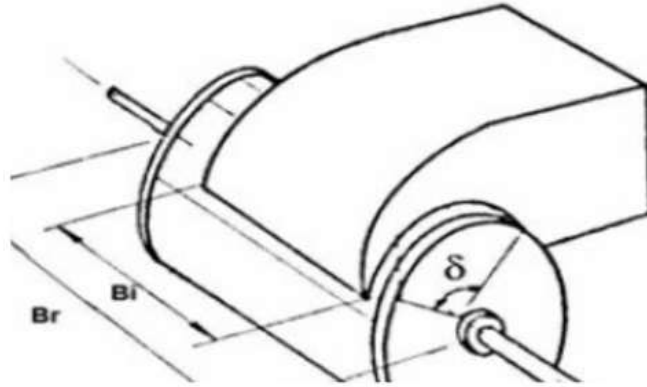


Figura 36. Dimensiones y Características del Inyector y Rotor.

Fuente: OLADE, (1985)

Según OLADE, 1985:

$$B_i = \frac{0,96 * Q}{D_e * \sqrt{H}} \quad (68)$$

Donde:

D_e = diámetro externo del rotor

$$B_i = \frac{0,96 * 0.6547}{0.3937 * \sqrt{26.5482}}$$

$$B_i = 0.3098m$$

El valor del **ancho del rotor** (B_R):

Según OLADE, 1985:

$$B_R = 1.4 * B_i \quad (69)$$

$$B_R = 1.4 * 0.307$$

$$B_R = 0.4337. \approx 0.44 m$$

3.6.2.3. Diámetro máximo del eje del rodete.

Para evitar que el diámetro del rotor obstruya el paso del fluido es necesario calcular su valor máximo. El diámetro máximo está definido mediante la siguiente ecuación:

Según OLADE, 1985:

$$d_{e_{max}} = 0,33D_e \quad (70)$$

Donde:

De = diámetro externo del rodete

$$de_{max} = 0,33(400) = 13.2 \text{ cm}$$

3.6.2.3.1. Geometría de diseño para el inyector y álabe directriz

Para tener una buena geometría del inyector es de mucha importancia tomar en cuenta el diseño de una buena conducción y aceleración del agua, como también la adecuada orientación y regulación del mismo flujo en dirección a los alabes del rodete.

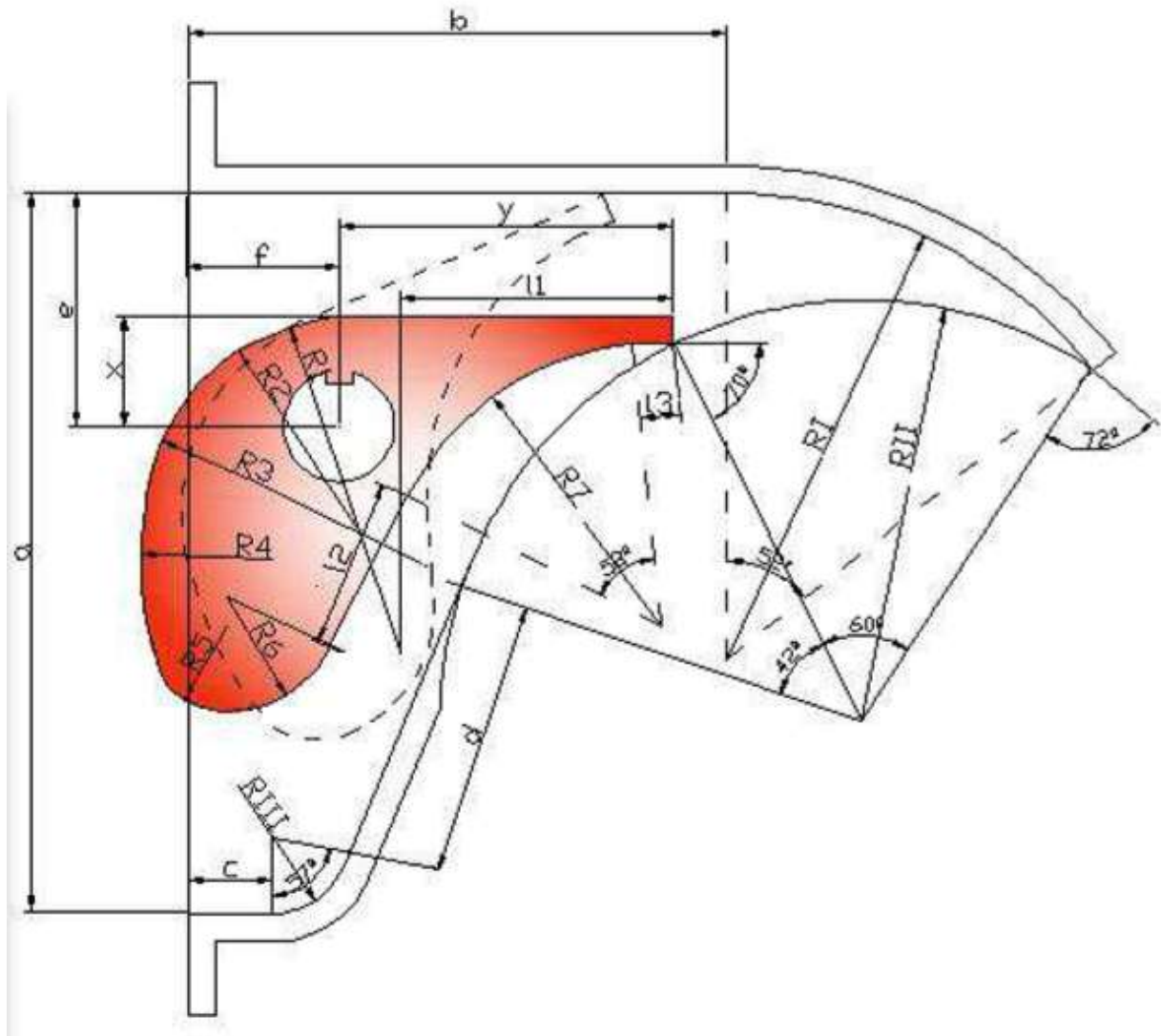


Figura 37. Esquema del inyector el Álabe Directriz.

Fuente: OLADE (1985)

Las dimensiones para el perfil del inyector para los distintos diámetros de rodete, se muestran en la siguiente tabla 24:

Tabla 26.

Dimensiones del perfil del inyector y del alabe directriz

COTA	DIÁMETRO DEL RODET, mm				
	200	300	400	500	600
mm					
a	174	261	348	435	522
b	160	195	260	325	390
c	20	31	41	52	62
d	64	102	136	170	204
e	60	85	113	142	170
f	44	55	73	92	110
RI	112	168	224	280	336
RII	101	151	201	252	302
RIII	18	28	37	47	56
R1	83	133	177	138	161
R2	46	75	100	96	111
R3	68	110	110	138	160
R4	40	70	80	83	126
R5	20.5	35	50	52	66

R6	26	45	77	52	29
R7	57	100	90	101	126
x	37	40	47	48	63
y	110	120	136	147	211
L1	57	98	111	122	179
L2	34	60	70	90	136
L3	21	24	27	25	64

Fuente: Ordoñez (2010)

Como ya sabemos nuestro diámetro de rodete es de 400 mm vemos en la tabla y tomamos las medidas correspondientes para el diseño.

3.6.2.4. Diseño de álabes

Para seleccionar el número de alabes para el rodete nos basamos en el diámetro y las condiciones de la turbina, es decir, respecto a la altura y el caudal.

Tabla 26

Número de alabes del rotor

Diámetro del rotor (mm)	Número de álabes
200	22
300	24
400	26
500	28

Fuente: OLADE (1994)

El rotor contará con 26 álabes, para facilitar la fabricación de los álabes, la mayoría de ingenieros utilizan tuberías comerciales de acero inoxidable AISI 304. Las tuberías son cortadas en forma de un arco de una tubería, como se establece en la Figura. La Tabla 16 muestra los diámetros de tuberías.

Tabla 27

Espesor de los álabes del rotor

ROTOR		TUBERÍA	
Diámetro (mm)	Diámetro (pulg)	Espesor (mm)	Peso (Kgf/m)
200	2 1/2	5.16	8,62
300	4	6.02	16,07
400	5	6.55	21,78

Fuente: INE (1986)

Dado que nuestro rotor será de 400 mm, por consiguiente el espesor de los alabes según la tabla 21 sería: e=6.55mm.

3.6.2.4.1. Número de álabes que absorben el caudal de agua Z_F

El número de álabes que absorben el caudal de agua está determinado con la siguiente fórmula:

Según OLADE, 1985:

$$Z_F = \frac{\delta}{360} * Z \quad (71)$$

Dónde:

δ :ángulo de admisión del rotor = 114,6°

Z: Número de álabes según tabla N° 20, es 26 alabes

$$Z_F = \frac{114,6}{360} * 26 = 8.276 \approx 8 \text{ alabes}$$

3.6.2.4.2. Caudal que recibe un solo alabe (Q_a)

Según OLADE, 1985:

$$Q_a = Q_{max}/Z_F \quad (72)$$

$$Q_a = \frac{0.6547}{8.276} = 0.0791 \frac{m^3}{seg}$$

3.6.2.4.3. Cálculo del peso de un alabe (P_a)

Según OLADE, 1985:

$$P_a = P_u * l \quad (73)$$

Según la tabla 27 se obtuvo el espesor de los alabes. El material para el diseño y construcción de los alabes del rodete es un tubo de 5'' Acero inoxidable AISI 304 cuya densidad es de 7800 Kg/m³ y densidad lineal: 7,43989 Kg/ m³ de donde se determina:

Peso del tubo a una longitud de 182 mm ancho del rotor y alabes, del cual a 73° de ángulo de diseño se obtiene 4 alabes, más pérdidas por cortes entonces

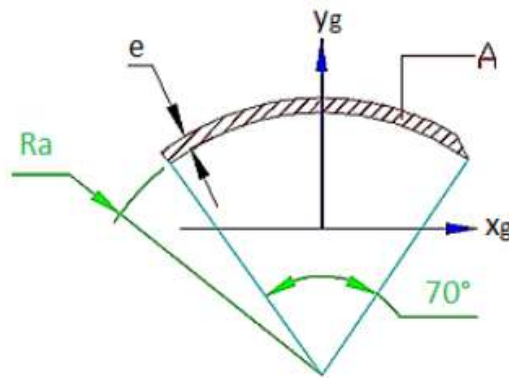


Figura 39. Ángulo Respecto al Centro del Tubo de 5'' de un Álabe.

Fuente: OLADE (1985)

$$P_t = 7,43989 * 0,4 = 2.9759 \text{ Kg peso del tubo}$$

$$P_a = \frac{2.9759}{4} = 0.7439 \text{ kg peso de cada alabe}$$

3.6.2.4.4. Cálculo Del Peso Total Del Rotor P_{tr}

Según OLADE, 1985:

$$P_{tr} = Z * P_a + 75,963 * N_d * D_e^2 \quad (74)$$

Donde:

N_d : Número de discos o tapas del rotor.

D_e : Diámetro del rodete.

Z : número de álabes.

$$P_{tr} = 26 * 0.7439 + 75,963 * 2 * 0.4^2$$

$$P_{tr} = 43.6495 \text{ kg}$$

3.6.2.4.5. Fuerza Hidráulica Ejercida En El Álabe

Esta fuerza se determina por la variación de dirección del agua al pasar por los alabes del rotor.

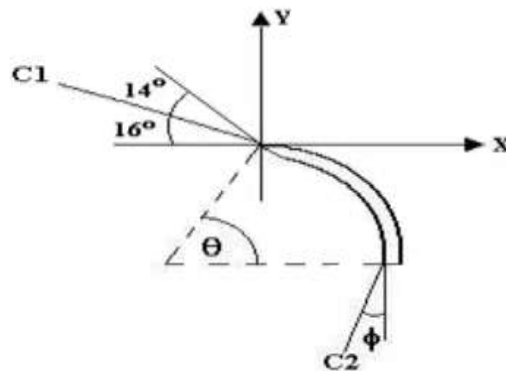


Figura 40. Ángulo de Velocidad en la Entrada y Salida del Álabe.

Fuente: OLADE (1985)

Tabla 28

Ángulos del álabe

Diámetro del rotor	ϕ	θ
200	15,5	74,5

300	20,0	70,0
400	17,0	73,0
500	14,6	75,4

Fuente: OLADE (1995)

Dónde:

Fhx : Fuerza hidráulica horizontal sobre un álabe del rotor [kg].

Fhy : Fuerza hidráulica vertical sobre un álabe del rotor [kg].

FhR : Fuerza hidráulica resultante sobre un álabe del rotor [kg].

φ : Ángulo entre la velocidad tangente y la absoluta a la salida del rodete.

Según OLADE, 1985:

$$F_{hx} = 429,38 \cdot Q_a \sqrt{H_{\max}} * (\cos 16^\circ - \sin \varphi) \quad (75)$$

$$F_{hx} = 429,38 * 0.0791 * \sqrt{26.0482} * (\cos 16^\circ - \sin 17^\circ)$$

$$F_{hx} = 122.156 \text{ kg} = 1198.3582 \text{ N}$$

$$F_{hy} = 429,38 \cdot Q_a \sqrt{H_{\max}} * (\sin \varphi - \cos \varphi) \quad (76)$$

$$F_{hy} = 429,38 * 0.0791 * \sqrt{26.0482} * (\sin 16^\circ - \cos 17^\circ)$$

$$F_{hy} = 124.09 \text{ kg} = 1217.3314 \text{ N}$$

$$F_{hR} = \sqrt{F_{hx}^2 + F_{hy}^2} \quad (77)$$

$$F_{hR} = \sqrt{122.156^2 + 124.09^2}$$

$$F_{hR} = 174.1275 \text{ kg} = 1708.2191 \text{ N}$$

3.6.2.4.6. Fuerza resultante sobre el álabe

La fuerza total se determina en el caso más crítico, en el cual la resultante de la sumatoria de las fuerzas hidráulicas y la fuerza centrífuga es más crítica.

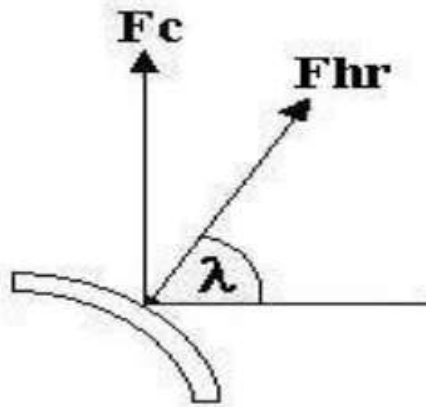


Figura 41. Ángulo de la Fuerza Resultante Respecto al Eje X y la Fuerza Total
Fuente: OLADE (1985)

Tabla 29

Ángulo entre la fuerza hidráulica sobre el álabe y el eje X

Diametro del rotor (mm)	Λ°
200	29,75
300	32,02
400	30,50
500	29,90

Fuente: OLADE (1995)

3.6.2.4.7. Fuerza centrífuga sobre un álabe (f_c)

La fuerza centrífuga sobre un álabe viene dada por la siguiente expresión:

Según OLADE, 1985:

$$F_c = 0.895 * \frac{P_a * H_{max}}{D_e} \quad (78)$$

Donde:

P_a = peso de cada álabe

H_{max} = altura neta

P_a = diametro externo del rotor

$$F_c = 0.895 * \frac{0.7439 * 26.0482}{0.4} = 425.3283N$$

3.6.2.4.8. Fuerza en el álabe

$$R_x = F_{hr} * \cos\lambda \quad (79)$$

$$R_x = 1708.2191 * \cos 30.50 = 1515.8966 N$$

$$R_y = F_{hr} * \sen\lambda + F_c \quad (80)$$

$$R_y = 1708.2191 * \sen 30.50 + 425.328 = 1212.7732N$$

$$FR = \sqrt{R_x^2 + R_y^2} \quad (81)$$

$$FR = \sqrt{1515.8966^2 + 1212.7732^2} = 1941.3297N$$

3.6.2.4.9. Cálculo del momento flector máximo sobre el álabe (M)

Definiendo el álabe como una barra prismática, bien empotrada en sus extremos. El momento flector máximo sobre el álabe está dado por:

Según OLADE, 1985:

$$M = \frac{RT * Brc}{12} \quad (82)$$

Dónde:

RT : Fuerza resultante total sobre el alabe

Brc : Ancho del rotor

$$M = \frac{1941.3297 * 0.4}{12}$$

$$M = 64.7109N * cm$$

3.6.2.4.10. Esfuerzo máximo en el álabe

$$\sigma = E * M \quad (83)$$

Donde:

E = factor de corrección (1/cm³)

M = momento flector maximo (N.cm)

Tabla 30

Factor de corrección de esfuerzo

Diámetro del roto (mm)	E (1 cm ³)
200	510.88
300	250.32
400	162.92
500	119.91

Fuente: OLADE (1995)

$$\sigma = 162.92 \times 64.7109$$

$$\sigma = 105.4269 \text{ Mpa}$$

Resistencia de fluencia acero inoxidable AISI 304: 310Mpa, Con un factor de seguridad: 2,25.

3.6.2.5. Diseño del eje del rotor

Según el DCL determinamos el diametro del rotor.

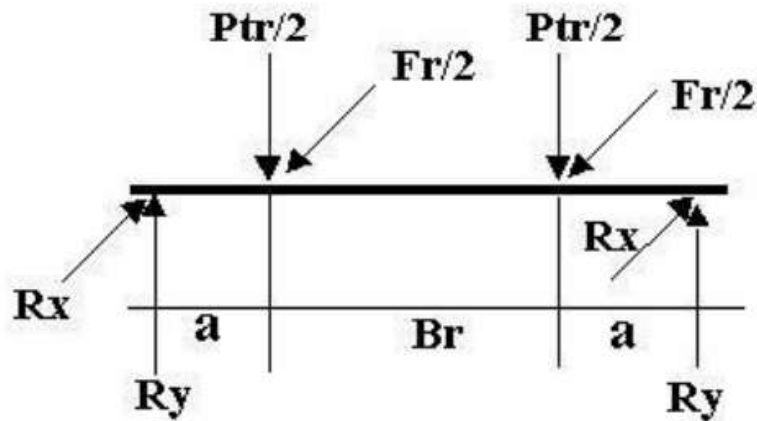


Figura 42. Diagrama de Cuerpo Libre del Eje de la Turbina
Fuente: OLADE (1995)

$$d^3 = \frac{16}{\pi S_e} * \sqrt{(K_m * M_{max})^2 + (K_t * T_{max})^2} \quad (84)$$

Dónde:

T max : Torque máximo.

Mmax : Momento máximo.

Km : Factores de diseño la cual Km es el factor de momento flector para carga estable y tiene un valor de 1.5.

Kt : Es el factor de momento torsor para carga estable y tiene un valor de 1.0.

Tabla 31*Valores de Cm y Ct*

	Cm	C1
<u>Para ejes estacionarios:</u>		
Carga aplicada gradualmente	1.0	1.0
Carga aplicada repentinamente	1.5 a 2.0	1.5 a 2.00
<u>Eje de rotación:</u>		
Carga aplicada gradual o corriente	1.5	1.0
Carga repentina (choques	1.5 a 2.0	1.0 a 1.5
Carga repentina (choques fuertes)	2.0 a 3.0	1.5 a 3.0

Fuente: OLADE (1995)

Según OLADE (1995):

$$d^3 = \frac{16}{\pi S_e} * \sqrt{(K_m * M_{max})^2 + (K_t * T_{max})^2} \quad (85)$$

3.6.2.5.1. Hallando el torque máximo

Según OLADE (1985):

$$T_{max} = 974 \frac{PT}{N} \quad (86)$$

PT : Potencia de la turbina en KW.

N : Velocidad nominal en la turbina (rpm).

$$PT = Q * \rho * g * H$$

$$PT = 0.6547 * 999,1 * 9.81 * 26.0482$$

$$PT = 167.1467KW$$

$$T_{max} = 974 * \frac{167.1467}{545.7715}$$

$$T_{max} = 298.2949Nm$$

3.6.2.5.2. Hallando el momento máximo

$$M_{max} = \sqrt{M_x^2 + M_y^2} \quad (87)$$

Siendo:

$$FR = 9,54 * \frac{PT}{N * De} \quad (88)$$

$$M_x = FR * \frac{a}{2} \quad (89)$$

$$M_y = Ptr * \frac{a}{2} \quad (90)$$

Dónde:

a : Distancia entre disco del rodete y la chumacera (0.11 m)

Ptr : Peso total del rotor

FR : es la fuerza tangencial del rotor

PT : potencia en el eje de la turbina Kw

$$FR = 9,54 * \frac{167.1467KW}{545.7715 * 0.4}$$

$$FR = 7304.245N$$

$$M_x = 7304.245 * \frac{0.11}{2}$$

$$M_x = 401.7334Nm$$

$$M_y = 43.6495 * 9.81 * \frac{0.11}{2}$$

$$M_y = 23.5510Nm$$

$$M_{max} = \sqrt{401.7334^2 + 23.5510^2}$$

$$M_{max} = 402.4231Nm$$

3.6.2.5.3. Cálculo del esfuerzo de diseño (Se):

Según OLADE, 1985:

$$Se = 0.2 \times Su \quad (91)$$

$$Se = 0.2 \times 190000 \text{Mpa}$$

$$Se = 38 \text{Gpa}$$

3.6.2.5.4. Calculamos el diámetro mínimo del eje de rodete

$$d^3 = \frac{16}{\pi \times 38 \text{Gpa}} * \sqrt{(1.5 * 402.4231)^2 + (1 * 298.2949)^2}$$

$$d^3 = 0.044 \text{m}$$

El diámetro es menor al diámetro máximo 13.2cm, entonces el diámetro mínimo calculando cumple, se utilizará un diámetro de 6 cm.

3.6.3. Dimensionamiento del multiplicador

3.6.3.1. Selección del tipo de sección

Para hallar el tipo de sección calcularemos la potencia de diseño para ello partimos a partir de la potencia que genera la turbina (ecuación 52) y un factor de servicio de 1.25 (tabla 6)

$$pot_{dis} = 167.1467 \times 1.25 = 208.933 \text{ kw}$$

Como la polea menor (en el eje del generador) girara a 900 rpm, empleando la fig. 16, se observa que la sección recomendada, estará dentro de la sección “D”.

3.6.3.2. Diámetro de las poleas

Previamente se calcula la relación de transmisión con la ecuación (53):

$$R_t = \frac{900}{545.7711} = 1.64$$

Basándose en la tabla 12 elegimos para la polea menor un diámetro de 17”

Luego para la polea mayor tendremos con la ecuación (54):

$$D = 17 \times 1.64 = 27.88''$$

3.6.3.3. Calculamos longitud de la faja

Primero se determina la distancia entre centros con la ecuacion (56):

$$C = \frac{(27.88+3(17))}{2} = 39.44 \text{ "}$$

Luego, calculamos la longitud con la ecuacion (55):

$$L = 2(39.44) + \frac{\pi(27.88+17)}{2} + \frac{(27.88-17)^2}{4(39.44)} = 150.1276 \text{ "}$$

Elegimos medida estandar de la tabla 6, $D158 = 161.3 \text{ "}$

En consecuencia la nueva distancia entre centros correspondera a:

$$C = 39.44 + \frac{(161.3+150.127)}{2} = 45 \text{ "}$$

3.6.3.4. Número de fajas

Previamente calculamos la velocidad tangencial con la ecuacion (58):

$$V = \frac{\pi \times (17 \times 25.4) \times 900}{1000} = 1220.885 \text{ m/min}$$

Con $R_t = 1.64$ se obtiene de la tabla 13, $K_d = 1.12$

De la tabla 6, se obtiene para la seccion "D" los valores de las constantes para potencia nominal:

$$a = 18.788 \quad c = 137.7 \quad e = 0.0848$$

Calculamos la potencia nominal con la ecuacion (57):

$$pot_{nom} = \left[2.19 \times 18.788 \times \left(\frac{1000}{1220.88} \right)^{0.09} - 6.2 \times \frac{137.7}{1.12(17 \times 2.54)} - 26.26 \times 0.0848 \times \frac{1220.88^2}{10^6} \right] \times \frac{1220.88}{100} = 23.73 \quad \left(\frac{kw}{faja} \right)$$

De la tabla n° 7, se tiene $K_\theta = 0.97$

De la tabla n° 8, se obtiene $K_L = 0.87$

Luego para la potencia nominal ajustada, con la ecuacion (59) tenemos:

$$pot_{nom.ajustada} = 23.73 \times 0.97 \times 0.87 = 20.025 \text{ kw/faja}$$

Obtenemos número de fajas con la ecuacion (60):

$$\text{Número de fajas} = \frac{167.1467 \times 1.25}{20.025} = 10.433 \approx 11$$

3.6.4. Selección del generador

Para selección del generador realizamos un análisis comparativo de las características técnicas de los diferentes tipos de generadores que se podrían utilizar en la mini central.

3.6.4.1. Velocidad síncrona.

Según Sadiku, 2013; con la frecuencia de 60 Hz y la ecuación (61) tenemos:

$$n_s = \frac{120 \times f}{p} = 600$$

Tabla 32

Velocidades sincrónicas de los generadores

Frecuencia (Hz)	Polos	Velocidad síncrona (rpm)
50	2	3000
	4	1500
	6	1000
	8	750
	10	600
	12	500
60	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

Fuente: Dávila Celso (2010)

El par de giro de la máquina se calcula a partir de la potencia nominal de la turbina, con la ecuación (62):

$$\text{par} = \frac{167.1467}{545.7715 \times \frac{2\pi}{60}} = 2924.5 \text{ N.m}$$

Tabla 33

Características técnicas del generador

tipo	Y2-335L-8
Potencia (kw)	200
voltaje	380
Intensidad (A)	391
Frecuencia (Hz)	60
rpm	900
Torque (N.m)	2144
cosø	0.82
Eficiencia (%)	94.5
Peso aproximado (kg)	1800

Fuente: distribuidor eléctrico EPLI S.A.C

3.6.5. Selección del transformador

Es necesario transformar la energía a un nivel de voltaje necesario para transportarlo, a través de las línea de transmisión hasta el lugar donde se requiere su utilización.

Para la estimación de la potencia necesaria del transformador se utiliza la siguiente fórmula:

$$S = \frac{167.1467}{0.85 \times 0.945} = 208 \text{ KVA} \quad (58)$$

El abastecedor del transformador seria la empresa Promelsa, la cual es lider en soluciones eléctricas.

Tabla 34

Características técnicas del transformador

Modelo	TD30
--------	------

Potencia	200 KVA
Lado baja tensión	400V
Lado media tensión	22.9 KV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de aislador	Porcelana
Tipo de montaje	Exterior
Altura de operación	2400 msnm
Línea de fugaz	31mm/kv

Fuente: distribuidor eléctrico EPLI SAC

3.7.Plan de operación y mantenimiento de la mini central

3.7.1. Proceso de operación

Para que la mini central opere de manera efectiva es necesario que los operarios realicen diversas pruebas e inspección en los diferentes puntos de la central, para que al momento de poner en marcha esta opere de manera adecuada y eficiente evitando algún contratiempo.

Para estos se debe tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Debe inspeccionarse la bocatoma, canal, desarenador y cámara de carga, retirando cualquier cuerpo extraño que impida el libre paso del agua.
- Abrir la compuerta de la toma de agua para el llenado de la cámara de carga, verificando que se encuentre copada de agua y con un flujo constante desde la toma de agua.
- Cerrar la válvula de la tubería de presión, con el fin de evitar el paso del agua a la turbina, después llenar lentamente hasta coparla de agua, purgando el aire que se encuentra en la tubería.
- Incrementar la presión hasta 1.3 veces con la que opera la tubería de presión, con la finalidad de inspeccionar que no haya goteo o algún defecto de las uniones soldadas.
- Realizar giros suaves en el volante de la turbina con la finalidad de escuchar si presenta algún ruido extraño.

- Verificar que no haya parte expuestas, que todas las piezas estén fijas y no sueltas.
- Comprobar que este nivelado la turbina con el generador.
- Encender el interruptor para la iniciación de la generación.
- Abrir de manera de manera manual la válvula de admisión, hasta obtener la frecuencia y las rpm deseadas.
- Una vez obtenida la frecuencia (Hz) y voltaje (v), se dispone a energizar las maquinas correspondientes.

3.7.2. Plan de mantenimiento

La mini central hidroeléctrica debe estar operando de manera constante las 8760 horas del año, teniendo en cuenta las paradas programadas para el mantenimiento adecuado, evitando riesgos mayores en los equipos que aseguran el buen funcionamiento de central, es por eso que se debe realizar un mantenimiento adecuado para evitar costos no programados en incluso la parada de la central, cortando el flujo eléctrico que necesitan las máquinas para estar en marcha.

3.7.3. Libro de registros

El operario debe tener un libro de registro en donde va a tomar nota de todo el proceso de operación, fallas y mantenimiento que se realiza en la mini central, con el fin de recopilar datos antes los futuros inconvenientes que pueda suceder en los días de funcionamiento de la central.

Al estar en el rango de mediana generación la mini central hidroeléctrica, se debe registrar cada 8 horas durante medio año, después paulatinamente 1 vez al día.

Tabla 35

Parámetros de funcionamiento

Día:	Mes:	Año:			
Horas	Potencia (Kw)	Voltaje (V)	Amperaje (A)	Frecuencia (Hz)	Levantamiento de observaciones

6 hrs

12 hrs

18 hrs

24 hrs

Fuente. Elaboración propia

Tabla 36*Registro de Mantenimiento – fallas*

Mantenimiento - fallas								
Día	Mes	Año	Equipos	Reajuste de pernos	Lubricación de piezas	Cambio de piezas	Saneamiento en general	Levantamiento de observaciones
			Turbina Michel - Banki					
			Generador Síncrono					
			Válvula Mariposa					
			Chumaceras					
			Cojinetes					

Fuente. Elaboración propia

3.7.4. Diagnóstico de fallas

Compete netamente a los operarios, ya que de ellos van a analizar las posibles causas y tomar las decisiones adecuadas dependiendo de cuan grave sea la situación, va a depender de las habilidades que posean para una adecuada intervención.

Tabla 37

Diagnóstico de fallas en obras civiles

Falla(s)	Causas	Acciones
No hay caudal en el trayecto del canal	La compuerta de entrada en el azud no está abierta en su totalidad	Se debe verificar el operador la compuerta de la toma de agua
	Insuficiencia de agua en el azud	Se debe hacer una limpieza del azud
La cámara de carga no está copada de agua en su totalidad	Existe obstrucción de algún solido en la conducción del fluido	Verificar si existe sólidos en el trayecto del caudal
	Presencia de Cuerpos extraños en la rejilla	Limpieza de la rejilla
Pérdidas de flujo de agua en el paso de la tubería	La compuerta de la cámara de carga no permite el flujo necesario para su llenado	Verificar que la compuerta de cámara de carga se encuentre en perfecto estado
El flujo del agua que llega a la turbina presenta cuerpos extraños	Presencia de cuerpos extraños en el canal de conducción debido a derrumbes de tierra.	Debe inspeccionar que no haya presencia de cuerpos extraños, caso contrario limpiar la zona.
	Presencia de partículas sólidas en el desarenador	Se debe purgar el desarenador

Fuente. Dávila Celso (2010)

Tabla 38*Diagnóstico de fallas en la turbinas*

Falla(s)	Causas	Acciones
El rotor no gira las rpm necesarias para la generación	obstrucción en la rejilla de la cámara de carga Tubería presenta desfuegos de agua en las uniones	Revisión de la rejilla y retirar algún objeto extraño. Examinar las uniones de la tubería forzada y repararlas
Ruidos extraños y permanentes en la turbina	Presencia de partículas sólidas en el caudal. Objeto extraño obstruyendo el libre giro	Revisar el desarenador y de encontrarse partículas sólidas desecharlas. Revisar el rotor de la turbina, y retirar objetos extraños
Vibración excesiva de la turbina	Pernos en mal estado o desajustados. Cojinetes desgastados	Verificar el estado de los pernos, ajustar si se encuentran sueltos. Cambiar cojinetes para evitar vibraciones
Falla en el Sistema de lubricación	Desgaste de las piezas y falla en el sistema de generación	El operario debe lubricar las piezas

Fuente. Dávila Celso (2010)

Tabla 39*Diagnóstico de fallas en el generador*

Falla(s)	Causas	Acciones
Variaciones eléctricas anormales	La turbina presente problemas en las revoluciones (rpm) La faja de conexión entre el eje de la turbina y el generador este desgastada o dañada	Revisar el caudal, de entrada hacia la turbina, verificar que cumpla con el caudal mínimo técnico. Revisión de la faja de conexión.
Problema en los cojinetes	Se encuentren desgastadas, rotas o presenten algún otro inconveniente	Verificar el cojinete y de encontrarse con fisuras reemplazarlas.
Excesiva vibración	Se encuentre algún desbalance en el rotor Soportes en mal estado, pernos desapretados	El operario debe alinear el rotor. Reemplazar o ajustar pernos según sea el caso
Voltaje variable	Lo bornes se encuentran desajustados Las revoluciones no sean constantes	El operario debe revisar los bornes, y ajustar en caso se encuentren flojos Verificar que se cumpla con el caudal mínimo técnico

Fuente. Dávila Celso (2010)

Tabla 40*Diagnóstico de fallas en el transformador principal*

Falla(s)	Causas	Acciones
Nivel de aceite bajo	Aceite insuficiente Baja temperatura Pérdida de aceite	Verificar que no haya pérdidas de aceite en puntos de empaquetadura Aprietes de los tornillos en general Recuperar el nivel de aceite
Conexión a tierra interrumpida	Excesivas Corrientes provocadas por arcos exteriores	Limpiar contactos Ajustar tornillos Verificar distancias eléctricas
No opera el transformador	Falsos contactos en las clavijas Alimentación de voltaje no es la adecuada	Verificar que las clavijas no estén oxidadas o sucias, realizar una limpieza Verificar que se alimente con un voltaje adecuado

Fuente. Dávila Celso (2010)

Tabla 41*Diagnóstico del tablero general*

Falla(s)	Causas	Acciones
Temporización	Incorrecta temporización de los circuitos	Verificación de las bobinas temporalizadas y los circuitos
Mecánicas	Desperfectos en: interruptores, conectores, relés, entre otros	Verificar que todos los dispositivos de control se encuentren en óptimas condiciones caso contrario repáralas o reemplazarlas.
Componentes del circuito y suministro de potencia	Esfuerzos eléctricos y térmicos	Buscar reguladores de la fuente de potencia, diodos, rectificadores abiertos, condensadores, transformador dañado y corregir la falla

Fuente. Dávila Celso (2010)

3.8.Determinación de los costos de la mini central

El realizar un análisis económico de la mini central hidroeléctrica es de suma importancia ya que dependiendo de los costos se va a determinar si el proyecto es accesible, y justificar si la inversión va a ser productiva o no.

3.8.1. Costos de obras civiles

Tabla 42

Costos de obras civiles

Costo de la toma de agua				
Azud	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Descripción				
Cemento de 50				
kg	und	33.52	25.00	838.00
Arena	m ³	2.55	58.00	147.9
Grava	m ³	3.83	63.90	244.737
Total				1,230.637
Diques				
Cemento de 50				
kg	und	35.28	25.00	882.0
Arena	m ³	2.68	58.00	155.44
Grava	m ³	4.04	63.90	258.156
Total				1,295.596
Zapatatas				
Cemento de 50				
kg	und	13.2	25.00	330.0
Arena	m ³	1	58.00	58
Grava	m ³	1.52	63.90	97.128
Total				485.128

Reja				
Reja de 1/2"	pulg	25	10	250.00
Total				250.00
Costo del canal				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	120.3	25.00	3,007.50
Arena	m ³	11.36	58.00	658.88
Grava	m ³	17.02	63.90	1087.578
Total				4,753.958
Costo del desarenador				
Mampostería de ladrillos				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Ladrillos	und	924	0.61	563.64
Cemento de 50				
kg	und	10.22	25.00	255.50
Arena	m ³	1.94	58.00	112.52
Total				931.66
Recolector de arena				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	2.72	25.00	68.00
Arena	m ³	0.21	58.00	12.18
Grava	m ³	0.31	63.90	19.809
Total				99.989
Enlucido vertical				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	8.57	25.00	214.25

Arena	m ³	1.64	58.00	95.12
Total				309.37
Compuerta				
Compuerta	und	1	1,800.00	1,800.00
Total				1,800.00
Costo de la cámara de carga				
Mampostería de ladrillos				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Ladrillos	und	665	0.61	405.65
Cemento de 50				284.5
kg	und	11.38	25.00	
Arena	m ³	0.86	58.00	49.88
Total				740.03
Canal de descarga auxiliar				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	69.83	25.00	1745.75
Arena	m ³	5.32	58.00	308.56
Grava	m ³	7.98	63.90	509.922
Total				2564.232
Compuerta				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Compuerta	unid	1	1800.00	1800.00
Total				1800.00
Enlucido vertical				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	9.54	25.00	238.5
Arena	m ³	1.83	58.00	106.14

Total				344.64
Compuerta				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Compuerta	und	1	1,800.00	1,800.00
Total				1,800.00
Rejas				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Reja de 1/2"	und	35	10	350.00
Total				350.00
Costos de apoyos				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	Und	11.28	25.00	282
Arena	m ³	0.43	58.00	24.94
Grava	m ³	1.3	63.90	83.07
Total				390.01
Costos de anclajes				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	9.54	25.00	238.5
Arena	m ³	0.72	58.00	41.76
Grava	m ³	1.08	63.90	69.012
Total				349.272
Costo casa de máquinas				
Mampostería de ladrillo				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Ladrillos	und	1710	0.61	1043.1

Cemento de 50				
kg	und	17.29	25.00	432.25
Arena	m ³	3.31	58.00	191.98
Total				1667.33
Columnas de 30cm x 30cm				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	7.92	25.00	198.00
Arena	m ³	0.6	58.00	34.80
Grava	m ³	0.92	63.90	58.788
Acero				
Fy= 2450	und	6	22.5	135.00
kg/cm ²				
Total				426.588
Zapatatas				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	9.98	25.00	249.5
Arena	m ³	0.76	58.00	44.08
Grava	m ³	1.14	63.90	72.846
Acero				
Fy= 2450	und	8	22.5	180.00
kg/cm ²				
Total				546.426
Piso				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	34.73	25.00	868.25
Arena	m ³	2.65	58.00	153.7

Grava	m ³	3.96	63.90	253.044
Total				1274.994
Enlucido de fachada				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Cemento de 50				
kg	und	27.76	25.00	694.00
Arena	m ³	4.56	58.00	264.48
Total				958.48
Puerta				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Puerta de				
madera	und	1	380.00	380.00
2mx8.25cm				
Total				380.00
Ventana				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Ventana				
metálica	und	1	230.00	230.00
Total				230.00
Techo				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Techo metálico				
con cobertura	und	1	2,700.00	2,700.00
Total				2,700.00

Fuente. Elaboración propia

3.8.2. Costos de la tubería de presión

Tabla 43

Costos de la tubería de presión

Costos de la tubería de presión				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Tubería de 400 mm	m	5	758.45	3792.25
Total				3792.25

Fuente. Elaboración propia

3.8.3. Costos de equipos electromecánicos

Tabla 44

Costos de equipos electromecánicos

Costos de equipos electromecánicos				
Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unitario	Costo total
Generador eléctrico 200 Kw, 900 rpm	und	1	15,917.94	15,917.94
Turbina Michell Banki	und	1	75,000	75,000
Transformador	und	1	27,040.00	27,040.00
Válvula mariposa, junta de montaje y accesorios de montaje	und	1	2500.00	2500.00
Tablero de control y servicios auxiliares	und		3,000.00	3,000.00

Gobernador electrónico automático de velocidad	und	1	870.00	870.00
Multiplicador	und	1	236,60	236.60
Acoplamientos	und	2	300	600
Total				125,164.54

Fuente. Elaboración propia

3.8.4. Costos de mano de obra

Tabla 45

Costos de mano de obra

Mano de obra					
Descripción	Puesto de trabajo	Número de trabajadores	Días de trabajo	Salario (\$)	Costos (\$)
Perforación de zanjas, canal, desarenador, cámara de carga y casa de máquinas	Peón	6	9	25.00	1,350.00
Construcción de la bocatoma, canal, desarenador, cámara de carga y casa de máquinas	Albañil	4	20	45.00	3,600.00

Instalación de compuertas y rejilla	Técnico mecánico	1	3	60.00	180.00
Instalación de la tubería forzada	Gasfitero	2	5	35.00	350.00
Soldadura de varillas en pernos de anclaje	Soldador	1	2	40.00	80.00
Instalación del generador eléctrico	Técnico electricista	1	4	60.00	240.00
Instalación de la turbina y calibración	Técnico mecánico	1	4	60.00	240.00
Total					6,040.00

Fuente. Elaboración propia

3.8.5. Costos de transporte

Tabla 46

Costo de transporte

Costo de transporte	
Descripción	Costos (\$)
Arena y ripio	68.00
Cemento, ladrillos	204.00
Válvula, compuerta y demás accesorios.	95.20
Tubería forzada	136.00

Turbina, generador y accesorios electromagnéticos	68.00
Total	571.20

Fuente. Elaboración propia

3.8.6. Costos directos

Tabla 47

Costos directos

Costos directos	
Descripción	Costos (\$)
Materiales en obras civiles	27,678.34
Materiales para la tubería	3792.25
Materiales para el equipo electromecánico	125,164.54
Transporte	571.20
Mano de obra	6,040.00
Total	163,246.33

Fuente. Elaboración propia

3.8.7. Costos indirectos

Tabla 48

Costos indirectos

Costos indirectos	
Descripción	Costo (\$)
Costo del estudio elaborado	1200
Contra tiempos	600
Total	1800

Fuente. Elaboración propia

3.8.8. Costo total de la mini central

Tabla 49

Costo total de la mini central hidroeléctrica

Mini central hidroeléctrica	
Descripción	Costos (\$)
Costos directos	163,246.33
Costo indirectos	1800
Total	165,046.33

Fuente. Elaboración propia

3.9. Análisis económico de la mini central hidroeléctrica

3.9.1. Valor de la depreciación

Se va a utilizar la depreciación lineal para determinar en cuanto deprecia el proyecto, ya que se pierde su valor cada año en forma paulatina, desde el año 1 hasta los 20 años de vida del proyecto.

Para los equipos electromecánicos se proyecta una vida útil de 20 años, y obras civiles de 30 años.

El valor residual:

$$VR_n = V_i - V_i * \left(\frac{n}{N}\right) \quad (92)$$

Donde:

VR_n : Valor residual en el año “n”.

V_i : Valor inicial en el año, de su instalación.

N : Vida útil.

n : Tiempo de uso en el proyecto.

3.9.2. Valor residual de las obras civiles:

$$VR_n = 27,678.34 - 27,678.34 * \left(\frac{20}{30}\right)$$

$$VR_n = 9226.11 (\$)$$

3.9.3. Valor residual de equipos electromecánicos:

$$VR_n = 125,164.54 - 125,164.54 * \left(\frac{20}{25}\right)$$

$$VR_n = 25032.908 (\$)$$

3.9.4. Determinación del costo de la energía

El costo de la energía eléctrica va a ser la más baja, con la finalidad de que no afecte la economía de los microempresarios, por debajo del costo del petróleo, además de recaudar los gastos operativos de la mini central.

Tabla 50

Determinación del costo de energía

Máquinas	Potencia Hp	Potencia Kw	Horas de trabajo	Consumo total Kw-h
15	300	0.746	8	1790.4
		Total		1790.4
		Factor de demanda 0.75		1342.8

Fuente. Elaboración propia

3.9.4.1. Proyección de ventas en 1 año

Tabla 51

Costo de energía en 1 año

Periodo	Kw-h	Costo Kw-h	Ingresos
Enero	34912.8	0.16	5586.05
Febrero	34912.8	0.16	5586.05
Marzo	34912.8	0.16	5586.05
Abril	34912.8	0.16	5586.05
Mayo	34912.8	0.16	5586.05
Junio	34912.8	0.16	5586.05
Julio	34912.8	0.16	5586.05

Agosto	34912.8	0.16	5586.05
Septiembre	34912.8	0.16	5586.05
Octubre	34912.8	0.16	5586.05
Noviembre	34912.8	0.16	5586.05
Diciembre	34912.8	0.16	5586.05
Total	418953.6	0.16	67032.58

Fuente. Elaboración propia

3.9.4.2. Proyección de ventas en 20 años

Tabla 52

Ventas anuales

Periodo	Ventas	Ingresos
Año 1	67032.58	67032.58
Año 2	67032.58	67032.58
Año 3	67032.58	67032.58
Año 4	67032.58	67032.58
Año 5	67032.58	67032.58
Año 6	67032.58	67032.58
Año 7	67032.58	67032.58
Año 8	67032.58	67032.58
Año 9	67032.58	67032.58
Año 10	67032.58	67032.58
Año 11	67032.58	67032.58
Año 12	67032.58	67032.58
Año 13	67032.58	67032.58
Año 14	67032.58	67032.58
Año 15	67032.58	67032.58
Año 16	67032.58	67032.58
Año 17	67032.58	67032.58

Año 18	67032.58	67032.58
Año 19	67032.58	67032.58
Año 20	67032.58	67032.58
Total	1,340,651.52	1,340,651.52

Fuente. Elaboración propia

3.9.5. Gastos de operación mensual y anual de la mini central hidroeléctrica

3.9.5.1. Proyección de gastos anual

Tabla 53

Gastos de operación anual

Gastos de operación anual		
Descripción	Mensual	Anual
Mantenimiento de equipos	300.00	3,600.00
Operario (2)	2,400.00	28,800.00
Total	2,700.00	32,400.00

Fuente. Elaboración propia

3.9.5.2. Proyección de gastos

Tabla 54

Proyección de gastos operativos

Periodo	Gastos operativos
Año 1	32,400
Año 2	32,400
Año 3	32,400
Año 4	32,400
Año 5	32,400
Año 6	32,400

Año 7	32,400
Año 8	32,400
Año 9	32,400
Año 10	32,400
Año 11	32,400
Año 12	32,400
Año 13	32,400
Año 14	32,400
Año 15	32,400
Año 16	32,400
Año 17	32,400
Año 18	32,400
Año 19	32,400
Año 20	32,400
Total	648000

Fuente. Elaboración propia

3.9.5.3. Estado de resultados proyectados

Tabla 55

Resultados proyectados

Estado de resultados	Ingresos	Gastos operativo s	Utilidad operativa	Impuesto a la renta 30%	Utilidad neta
Año 1	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 2	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 3	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 4	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 5	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 6	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80

Año 7	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 8	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 9	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 10	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 11	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 12	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 13	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 14	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 15	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 16	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 17	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 18	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 19	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Año 20	67032.58	-32,400	34,632.58	-10,389.77	24,242.80
Total utilidad neta					484,856

Fuente. Elaboración propia

En el primer año proyectado observamos que se obtiene una utilidad neta positiva, la cual es beneficioso para el proyecto y se mantiene a lo largo de los 20 años.

3.9.6. Valor actual neto (VAN)

El VAN, va a determinar si el proyecto es viable o no, indicando si nos va a quedar alguna ganancia.

Tabla 56

Flujo de caja proyectado

Periodo	Ventas	Gastos administrativos	Utilidad operativa	Impuestos 30%	Flujo de caja operativo	Inversiones en activos fijos	Flujo de caja libre

Inversión						-	-
						165,046.	165,046.
						33	33
Año 1	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 2	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 3	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 4	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 5	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 6	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 7	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 8	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 9	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 10	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 11	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 12	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 13	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 14	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 15	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 16	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 17	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 18	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 19	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243
Año 20	67032.58	-32,400	34,633	-10,390	24,243		24,243

Fuente. Elaboración propia

El VAN se va determinar mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{Ft}{(1+i)^t} - I_0 \quad (93)$$

Dónde:

Ft = Beneficio neto del flujo por periodo

I_0 = Inversión inicial

n = número de años

i = tasa de descuento, rentabilidad mínima

Costo del capital del 12%

$$\text{VAN} = 16,033.92$$

El valor actual neto del proyecto es positivo, es decir el proyecto de inversión de la mini central hidroeléctrica es viable, y conviene realizarlo.

3.9.7. Tasa interna de retorno (TIR)

La TIR, es un porcentaje que mide la viabilidad del proyecto.

$$\text{TIR} = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{Ft}{(1+i)^t} \quad (94)$$

$$\text{TIR} = 14\%$$

La tasa de rentabilidad del proyecto es superior al costo del capital exigido, lo cual es bueno porque la rentabilidad es mayor a la mínima exigida.

3.9.8. Relación beneficio - costo

$B/C > 1$ quiere decir que los ingresos son mayores que lo egresos, por lo tanto el proyecto es viable.

$B/C = 1$ quiere decir que los ingresos son iguales que lo egresos, por lo tanto en el proyecto no hay pérdidas ni ganancias.

$B/C < 1$ quiere decir que los ingresos son menores que lo egresos, por lo tanto el proyecto no es viable

Tabla 57

Ingresos y costos

Ingresos	S/. 500,696.05
Costos operativos	S/. 242,009.97
Costos operativos + Inversión inicial	S/. 407,056.30

Fuente: Elaboración propia

$$B/C = \frac{500,696.05}{407,056.30}$$

$$B/C = 1.230041258$$

La relación beneficios- costo nos da mayor que 1, en este caso de 1.23 el valor de los beneficios es mayor a los gastos del proyecto por lo que se acepta el proyecto.

3.9.9. Periodo simple de retorno

El periodo de retorno nos indica en cuanto tiempo se va recuperar la inversión inicial del proyecto.

Tabla 58

Periodo simple de retorno

Inversión	160682.098	
año 1	24,243	-140,804
año 2	24,243	-116,561
año 3	24,243	-92,318
año 4	24,243	-68,075
año 5	24,243	-43,832
año 6	24,243	-19,590
año 7	24,243	7
		0.808054689

Fuente. Elaboración propia

$$P.R = 0.808054689 + 7$$

$$P.R = 7.808054689 \text{ años}$$

El periodo de retorno será aproximadamente entre 7 y 8 años, lo cual está dentro de los parámetros del proyecto.

3.9.10. Comparación de precios petróleo y energía eléctrica

Tabla 59

Precios del petróleo y energía eléctrica

	Gasto diario	Gasto mensual	Gasto anual
Petróleo	108	3240	38880
Energía eléctrica	19.1	573	6876
Ahorro total	88.9	2667	32004

Diariamente los microempresarios gastan en combustible 108 soles, con la energía eléctrica gastan 19.1 soles diarios, habiendo un ahorro de 32004 soles anuales, lo cual es un ahorro significativo para los microempresarios.

3.10. Evaluación del Impacto ambiental

Aunque a simple vista desde el impacto global de la generación de la energía eléctrica las mini centrales hidráulicas tienen ventajas indiscutibles, al encontrarse ubicadas generalmente en zonas con alta sensibilidad ambiental generan indirectamente impacto local no despreciable.

La ventaja de las mini centrales hidroeléctricas respecto al campo de los impactos globales no debe ser impedimento, a nivel de proyecto, para que se introduzcan las medidas correctoras.

3.10.1. Identificación de impactos ambientales

Tabla 60

Identificación de impactos ambientales

Habilitación de zonas de acceso	<ul style="list-style-type: none">• La flora se verá afectada por la limpieza que se va realizar en el lugar donde se trazaran caminos.• La fauna se verá afectada por el ruido de las obras
---------------------------------	---

	<ul style="list-style-type: none"> • La calidad del aire se verá afectada por partículas que se ocasionan por el levantamiento de tierras.
<p>Construcción del Azud</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Va a ocasionar reducidos remansos aguas arriba, perjudicando a la flora y fauna, además de modificar el curso del río levemente esto producirá un impacto ambiental superficial. • Algunos animales que sean arrastrados por la corriente hacia el canal pueden perjudicarse, ya que pueden ahogarse o ser arrastrados hacia la turbina ocasionándoles la muerte.
<p>Construcción del canal, desarenador, cámara de carga, casa de máquinas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El levantamiento de estas obras tendrá un impacto ambiental visual en la zona. • Durante la cimentación se producirá la contaminación del aire, ocasionado a la erosión de partículas. • Debido al ruido la fauna se verá perjudicada ya que serán desplazadas de la zona.
<p>Colocación de la tubería forzada</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se verá afectada la zona con la construcción de diques y anclajes, ya que se compactara el suelo además de evitar el crecimiento de la flora.
<p>Turbina y generador</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cuando estos equipos estén en marcha causaran contaminación acústica. • En la turbina se puede producir fugas de lubricante causando la contaminación del agua.

- | | |
|-----------------------------------|---|
| Construcción de líneas eléctricas | <ul style="list-style-type: none"> • Esto va a implicar la limpieza de la zona por donde va a conducir la línea eléctrica perjudicando la flora. • Va a conjeturar un peligro para las aves, ya que pueden sufrir alguna electrocución. |
|-----------------------------------|---|

Fuente: Roselló Tornelo (2014)

3.10.2. Medidas y acciones correctoras

Tabla 51

Acciones correctoras

- | | |
|-----------------------|--|
| Vías de acceso | <ul style="list-style-type: none"> • En medida de los casos, utilizaremos caminos ya existentes. • En el caso de no utilizar caminos ya hechos se debe reforestar esa zona. • Se debe levantar canales de drenaje en caso de inundaciones. • Realizar en los taludes una reforestación con plantas autóctonas del lugar. |
| Construcción del Azud | <ul style="list-style-type: none"> • Por las dimensiones del azud los peces no hallaran mayor obstáculo en superarlo, ya que se asimilan a las demás cascadas naturales. • Se debe ubicar rejas, con el propósito de evitar el paso de los peces y demás animales. |
| Canal de derivación | <ul style="list-style-type: none"> • Cada 100 metros debe colocarse mallas para el paso de animales terrestre, evitando que estos caigan al agua. |

Equipos electromecánicos

- Debe emplear pantallas fonoabsorbentes alrededor de la turbina y generador, logrando la reducción del nivel sonoro.
- Debe colocarse rejas en la entrada de la tubería de presión en caso no se haya tomado en cuenta las rejas en la entrada de la cámara de carga.

Línea eléctrica

- Debe instaurar contrafuegos debajo de la línea eléctrica invitando que se ocasione algún incendio.
- Se colocaran señalizaciones salva aves, y se emplearan técnicas anti-electrocución que sean necesarias.

Fuente: Roselló Tornelo (2014)

3.10.3. Programa de vigilancia ambiental

Este programa de vigilancia ambiental tiene el fin de hacer cumplir todas las medidas preventivas, correctoras y compensativas contenidas en el estudio y que su grado de eficacia sea la adecuada y exigida. Además debe hacer las gestiones para las medidas debido a los impactos residuales que persisten después de aplicar las medidas y las medidas de otros impactos no previstos y de posterior aparición a la ejecución del proyecto, sean consecuencias o no de las medidas correctoras.

Para ello se hace una serie de controles y verificaciones antes de iniciar el proyecto y durante las distintas fases del mismo.

Fase del proyecto. Antes de iniciar el proyecto se toma las medidas respectivas en en campo como son la calidad del agua, calidad de aire y contaminación acústica.

Fase de construcción. Una vez iniciada la obra, se tendrá que verificar que se cumpla todas las medidas previstas durante la ejecución de la obra y se tomara medidas de calidad para controlar

el impacto, comparándose con las medidas mencionadas anteriormente. Se hace la inspección de la calidad de agua con una frecuencia razonable, así como la contaminación acústica y calidad de aire, también se hace el control de las áreas de actuación, paisaje y control de recibos y efluentes.

Fase de explotación. Por último, en la fase de explotación, se controla regularmente las rejillas de la toma de agua y nuevamente se vigila la calidad de las aguas y contaminación acústica.

3.11. Administración para el auto sostenimiento del proyecto

Las instalaciones físicas e inmuebles asociados a la mini central hidroeléctrica son de exclusiva propiedad de los microempresarios, ellos son los accionistas.

Los accionistas conformaran una junta directiva donde democráticamente elegirán a un presidente de directorio, luego se conformara la gerencia técnica, la gerencia de administración y finanzas y la gerencia de comercialización y sistemas.

3.11.1. Inspección y supervisión.

La gerencia técnica se encarga de inspeccionar y supervisar de forma periódica la operación y mantenimiento de las instalaciones de forma que quedan a carga de los operarios, verificando le ejecución de la programación mensual y anual del mantenimiento preventivo de toda la obra, cumpliendo así a los compromisos establecidos.

3.11.2. Finanzas.

La gerencia de administración y finanzas estará a cargo de hacer las cobranzas a todos los consumidores de la energía, para luego hacer las gestiones de presupuesto y cumplir con el gasto del mantenimiento y reparación de la mini central, pagos a los operarios y el pago a los impuestos respectivos a la municipalidad distrital y autoridades correspondientes.

3.11.3. Aspectos sobre el uso del agua.

Los problemas relativos al uso del agua para la mini central se resolvieron satisfactoriamente, ya que las aguas y terrenos que serán alterados en el proyecto pertenecen a los mismos accionistas quienes llegaron a un buen acuerdo con la junta directiva y la municipalidad distrital de Conchán.

3.11.4. Aspectos sobre el uso de la energía.

La gerencia de comercialización y sistemas se encargaran de visitar a los clientes para ver si hay algún problema con respecto a la calidad del servicio, como estarán pendientes a las nuevas tecnologías para implementar de ser necesario en la mini central hidroeléctrica.

Como también estarán en busca de clientes para abastecerlos de energía en las horas que los microempresario no están operando sus máquinas trituradoras de arena y así generar un ingreso para su economía.

3.11.5. Respecto a costos de operación y mantenimiento.

Una vez construida y puesta en marcha la mini central hidroeléctrica, requiere muy poco mantenimiento y los costos de operación se mantendrán bajos, ya que la central no tiene gastos recurrentes en cuanto a los combustibles.

Los costos de reparación y mantenimiento ya se tomaron en cuenta en el momento de hacer la inversión, de ahí tenemos cuanto es el cobro adecuado para vender el KW de generación.

IV. DISCUSIÓN

- Llamo (2016), en su tesis “Diseño de una mini central hidroeléctrica, para suministrar energía al recreo turístico La Catarata - Distrito, Provincia - Jaén, Departamento - Cajamarca -2016”, argumenta que de acuerdo a las condiciones topográficas en donde se va a instalar las mini central hidroeléctrica, con una altura de 18.83m, caudal de $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$, va a utilizar como fuente de conducción del caudal desde la cámara de carga hasta la turbina, una tubería de presión de PVC, ya que de acuerdo al caudal y la altura esta tubería de PVC va a soportar la presión y el golpe de ariete ejercidas por el caudal. En nuestro proyecto de investigación se propuso escoger entre dos tipos de materiales para la tubería forzada, una de PCV y otra de acero galvanizado, según la altura determinada mediante un levantamiento topográfico que es de 31.32 m, y un caudal de $0.6547 \text{ m}^3/\text{s}$ realizado mediante el método del flotador, se escogió a la segunda opción acero galvanizado, ya que esta va a soportar la presión que ejerce el caudal en el transcurso hacia la turbina, y soportará el golpe de ariete cuando haya una parada de la mini central por mantenimiento, o algún contratiempo no provisto. Según los estudios económicos por Llamo, la tasa interna de retorno es de TIR: 15% que supera al interés que es del 12%, siendo la instalación de esta mini central hidroeléctrica beneficiosa para el propietario; al igual que nuestro estudio nuestra tasa interna de retorno es del TIR: 14%, siendo esta mayor que la tasa de interés del 12%, al igual que Llamo este proyecto justifica la inversión siendo beneficiosa ya que se va a recupera la inversión entre los 7 y 8 años de operación de la central, teniendo un tiempo de vida útil la mini central de 20 años.
- García (2014), en su tesis “Cálculo y selección de una micro central hidroeléctrica empleando como fluido de trabajo un sistema de riego”, realizada en el Instituto Politécnico Nacional (México D.F - México), hace de conocimiento que gran parte de la población con bajos recurso económicos usa como fuente de energía a combustibles fósiles, al igual que nuestra investigación los microempresarios hacen trabajar sus máquinas con petróleo, pero estas zonas cuentan con una orografía adecuado para aprovechar el recurso hídrico, en el caso de García existe un sistema de riego que puede aprovecharse como fuente de energía y en el nuestro un río el cual

no disminuye su caudal en tiempos de estiaje. García nos comenta que la demanda máxima para alimentar a una comunidad o industria se necesita de 5 m de altura y un caudal de $2.4 \text{ m}^3/\text{s}$ para generar 52.56 kw, según estos parámetros se puede escoger dos tipos de turbinas la Kaplan o Michel Banki, ya que los intervalos del caudal y altura están dentro del rango de estas turbinas, además de ser eficientes al trabajar con pocas alturas, en nuestro caso al tener una altura de 31.32 m, y un caudal de $0.6547 \text{ m}^3/\text{s}$, la turbina que cumple con los requisitos para la generación, es la turbina Michel Banki, y corroborando que esta turbina es eficiente y la mejor elección para la generación de energía eléctrica, siendo más económicas y de fácil construcción.

- Corrales (1984), en su tesis “Proyecto de una mini central hidroeléctrica de 120 KW para la localidad de Quillabamba (Cuzco) con fines agroindustriales”, realizado en la Universidad Nacional de Ingeniería (Lima – Perú), nos dice que hay ventajas claras que trabajen grupos electrógenos con petróleo a que trabajen con energía eléctrica, ya que el costo del petróleo es mucho más caro que la energía eléctrica, al igual que el estudio que se realizó por nosotros verifica que realmente el uso de este combustible fósil es mucho más caro, además de contaminar el medio ambiente. El costo de la energía producida con el uso del petróleo en la investigación de Corrales es de 0.14 centavos, y con la energía eléctrica disminuye a 0.084 centavos, en nuestra investigación las máquinas que trabajan con petróleo le cuesta a los microempresarios un total de 108 soles diarios, y con el uso de la energía eléctrica les va a costar 19.1 soles, habiendo un ahorro considerable en ambas investigaciones. Además Corrales indica que la inversión de la mini central es de 209.912.30 soles, con una tasa de retorno de 4 años, en nuestra investigación la inversión inicial es de 165,046.33 soles con un retorno de inversión de 7 y 8 años de operación de la mini central hidroeléctrica, contribuyendo al desarrollo de las localidades marginadas, mejorando la calidad de vida de las personas y cuidando el medio ambiente desechando el uso de combustibles fósiles.

- Guevara (2016), en su tesis “Estudio técnico y económico de una micro central hidroeléctrica para el caserío de Banguar, Utcubamba - Amazonas”, realizado en la Universidad César Vallejo (Trujillo-Perú), propuso elegir una de dos turbinas la Pelton y la Michel Banki, de acuerdo a los estudios obtenidos la turbina que escogió para la micro central es un de tipo Michel Banki, por ser de fácil construcción y más económicas , además que cumple con los parámetros establecidos por la altura de 68.7 m y el caudal de $0.227 \text{ m}^3/\text{s}$, al igual que nuestra investigación se tuvo presente estos dos tipos de turbinas, escogiendo también la Michel Banki, ya que cumple con los rangos de los cálculos obtenidos, también Guevara nos comenta que el costo de la energía va a ir variando de 2 soles el kw hasta 0.30 céntimos el kw , en el cual nosotros vamos a mantener una tarifa única de 0.16 céntimos el kw, ya que la intención del estudio es generar ingresos a la mini central recuperando la inversión inicial sin perjudicar la economía de los microempresarios, ya que si se sube la tarifa de la energía eléctrica va a ser perjudicial para su economía y no convendría la instalación de la central, además Guevara en su estudio económico realizado la instalación de la micro central hidroeléctrica tiene un inversión inicial de 69,817.32, un mantenimiento anual de 30, 500.00, un VAN de 85,391.12 , TIR de 15,25% y un retorno de inversión de 7 años; el cual según nuestros estudios económicos realizados se encuentra por esos márgenes teniendo una inversión de 165,046.33 soles, con un gastos anual de 32,400.00 soles, un VAN de 16,033.92, un TIR del 14% y un periodo de retorno entre los 7 y 8 años, concluyendo que la investigaciones realizadas son beneficiosas para el desarrollo de las zonas pobres del país, aumentando su economía y contribuyendo al cuidado del medio ambiente.
- El cálculo del caudal se realizó utilizando el método del flotador, guiándonos del registro histórico según senamhi, en el cual están representados los caudales promedios en cada año, además nos indica las tablas que el mes de septiembre es el más adecuado para realizar mediciones del caudal ya que es el mínimo técnico que necesitamos para el buen funcionamiento de la turbina, se procedió a desviar una parte del caudal para que no afecte a la flora y fauna, el caudal que se desvió es de

$0.6547 \text{ m}^3/\text{s}$ el cual nos sirve para calcular cuanta potencia de generación va a producir la mini central hidroeléctrica para alimentar a las máquinas de los microempresarios.

V. CONCLUSIONES

- Mediante una observación directa viajando al distrito de Conchán, y analizando detalladamente la orografía del terreno y las condiciones del río, se pudo determinar en donde se va instalar la mini central hidroeléctrica, buscando un caudal adecuado, altura y superficie plana para la casa de máquinas, que puedan facilitar las instalaciones de las obras civiles y equipos electromecánicos.
- Se determinó el caudal del río utilizando el método del flotador, y se obtuvo un caudal mínimo técnico de 1.0933 m³/s, pero por dimensiones estándares de la tubería solo pasara un caudal de 0.65 m³/s.
- Se determinó la altura bruta, mediante una visita técnica al lugar escogido con un topógrafo, y con la ayuda de una estación total, se obtuvo un altura de 31.32 m de caída bruta y 60 m de longitud desde la cámara de carga hasta la turbina.
- Una vez que se ha obtenido la altura bruta y el caudal disponible del río, se realizó los cálculos correspondientes para determinar la potencia de generación posible, llegando a obtener una potencia 300.3076 Kw, esto sin llegar a tomar las pérdidas del caudal que se ocasionan en el trayecto de la toma de agua hasta la casa de máquinas.
- Para captar el agua del río, se decidió construir un azud de perfil tipo Greager, por ser de fácil diseño y construcción; el canal, la toma de agua, casa de máquinas y demás obras civiles, se dimensionaron de acuerdo a las condiciones del terreno y al caudal, tratando de que las pérdidas del recurso hídrico sean las menores posibles, evitando que perjudique la potencia de generación de la mini central.
- Según la altura bruta y el caudal disponible, se dimensiono la turbina y se determinó que la turbina Michel-Banki es la más adecuada con un rendimiento de 65%, con un diámetro de rodete de 40 cm y una velocidad nominal de rotación de 535.17 rpm.

- De acuerdo a las características de la turbina Michell-Banki, se seleccionó un generador de tipo síncrono de tipo Y2-335L-8, 200 Kw, 380 V, 391 A, 60 Hz, 900 rpm, $\cos \phi$ 0.82, con una eficiencia de 94.5%.
- La mini central hidroeléctrica está proyectada para 20 años, con una inversión de 160,682.098 soles, con un costo de Kw-h de 0.16 centavos, ingresos anuales de 24,243 soles, un valor actual neto de VAN: 16,033.92, tasa interna de retorno TIR: 14%, relación costo beneficio B/C: 1.23, periodo de retorno P.R: 7 y 8 años.

VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda verificar que el flujo del agua sea constante hasta la turbina, de tal manera que no perjudique la generación eléctrica y se produzca un paro inesperado en la mini central perjudicando a los microempresarios y ocasionado daños en lo equipos electromecánicos.
- Se recomienda que desde la toma de agua hasta la cámara de carga se encuentren lo más pulidas posibles en las superficies, para evitar la presencia de partículas sólidas extrañas que puedan perjudicar a la turbina.
- El desarenador debe ser purgado semanalmente, para evitar que haya aglomeración de partículas sólidas, o algún cuerpo extraño que pueda perjudicar el libre paso del recurso hídrico.
- Se debe realizar los planes de mantenimiento descritos ,desde donde se va a tomar el agua hasta los equipos electromecánicos, cambiando las piezas dañadas o reparándolas que puedan ocasionar algún daño en el futuro, ocasionando pérdidas económicas no establecidas en la mini central hidroeléctrica.
- El o los operarios deben asistir a charlas informativas, con la finalidad de abastecerse de mayores conocimientos ante cualquier emergencia, deben estar con sus equipos de protección de seguridad (EPPS), evitando que suceda algún accidente en la mini central.
- Viendo la potencia máxima que puede generar la mini central hidroeléctrica, si en un futuro se desea instalar más maquinas trituradoras de arena, se recomienda que se realice un interconectado, ya sea de la central existente en el distrito de Conchán o de alguna empresa privada que brinde servicios de energía eléctrica, en este caso sería la empresa Electronorte S.A.C.

REFERENCIAS

- ALCARAZ, M. A. (2011). *ELECTRICA, REPOTENCIACION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS : UNA ALTERNATIVA PARA AUMENTAR LA CAPACIDAD DE ENERGIA*. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO. MEXICO: MISAEL ALCARAZ ALCARAZ.
- Castro, A. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid. científicos, t. (2015).
- CORONEL, J. A. (2010). Proyecto de una Minicentral Hidroeléctrica de 120KW en el Distrito de Independencia-Huaraz para el Desarrollo Sostenible Agroindustrial. En J. A. CORONEL.
- CORRALES, J. D. (1984). *Proyecto de una mini central hidroelectrica de 120 KW para la localidad de Quillabamba (Cuzco) con fines agroindustriales*. Universidad Nacional de Ingenieria , Lima .
- Dávila Celso, V. D. (2010). *Manual Microcentrales*. Biblioteca Nacional del Perú , Lima, Lima.
- ESHA. (1998). *Manual de pequeña hidráulica. Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica. Comisión Europea* .
- FERNANDEZ, F. A. (1981). *Proyecto de electrificación de la localidad de Iquipí provincia de Condesuyos. Departamento de Arequipa*. Universidad Nacional de Ingeniería , Lima.
- García, D. G. (2014). *Cálculo y selección de de una micro central hidroeléctrica empleando como fluido de trabajo un sistema de riego*.
- Guevara Romero, A. J. (2016). *"Micro Central Hidroeléctrica Para El Caserio De Bangua, Utcubamba-Amazonas"*. Universidad César Vallejo, Trujillo.
- IDAE. (2006). *minicentrales hidroélctricas. Manual de energías renovables. instituto para la diversificación y energías* .
- Llama. (1933). *hidrología general. Principos y aplicaciones*. servicio editorial de la universidad del pais de Vasco.
- Llamo, O. G. (2016). *Diseño De Una Mini Central Hidroeléctrica, Para Suministrar Energía Al Recreo Turístico La Catarata – Distrito, Provincia - Jaén, Departamento - Cajamarca -2016"*. UNIVERSIDAD CESAR VALLEJO.
- LORENZO. (2015). *esquema de centrales de caudal de agua fluyente*.

MOTT, R. L. (2006). *Mécanica de Fluidos*. 6ta Edición.

Muñoz, R. D. (2016). *Diseño de minicentrales hidroeléctricas. Modelo de aprovechamiento en el río Bernesga (León)*. Salamanca.

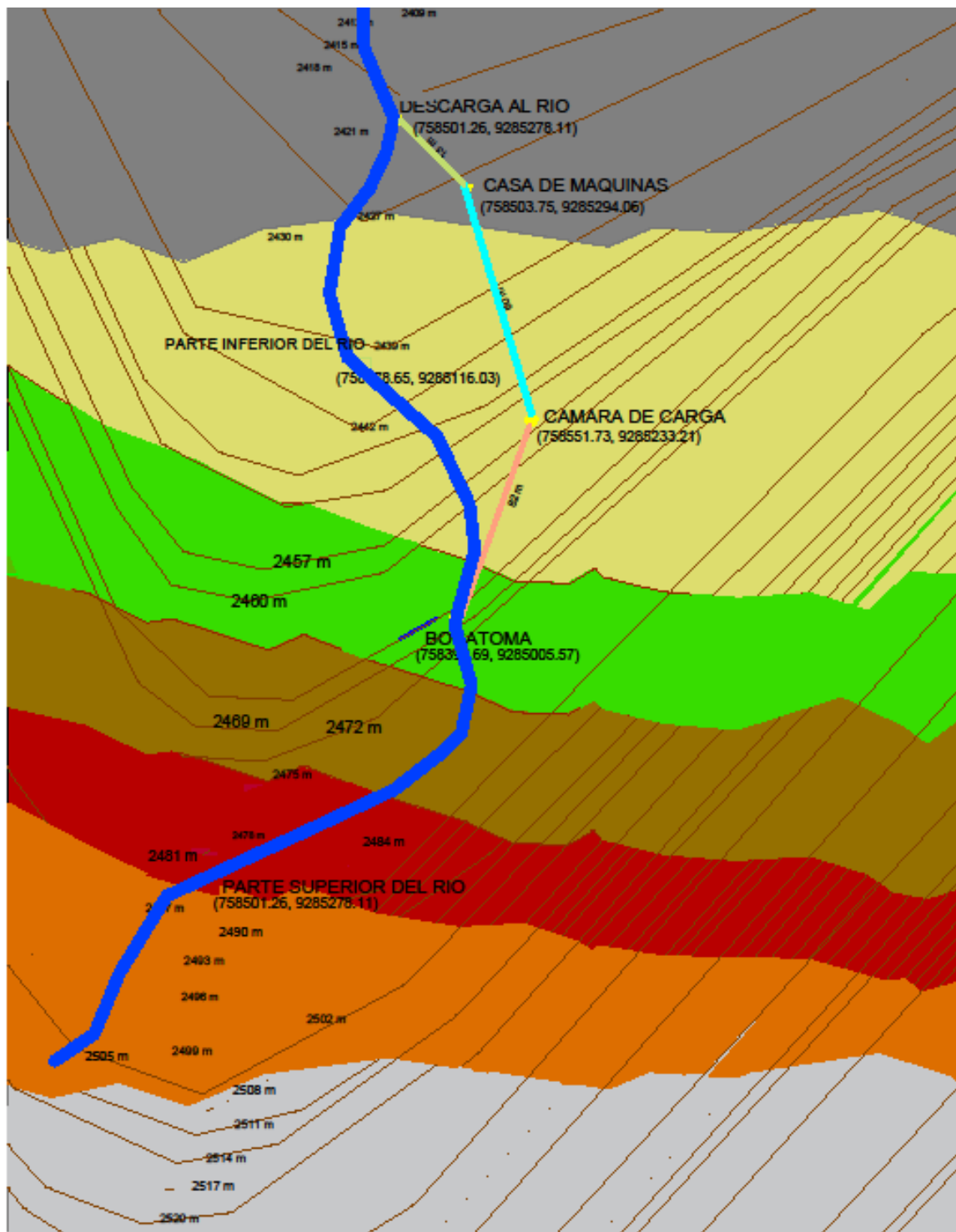
OLADE. (1994). *Manual de diseño estandarización y fabricación de equipos para Pequeñas centrales hidroeléctricas*.

Quezada, C. (2011). *Diseño de una Central hidroelctrica de Tratamientos de Aguas Residuales en al Ciudad de Cuenca*. CUENCA.

ANEXOS

Anexo 1.

Plano topográfico de la ubicación de la mini central



Anexo 2.

Características técnicas del generador

Velocidad 900 RPM, 8 polos 60 Hz													
Type	Output HP	Output Kw	Voltaje (V)	Current (A)	Frecuencia Hz	Speed r / min	Power factor COSφ	Efficiency (%)	Tn(N.m)	Tmax/Tn	Tst/Tn	Peso aprox. Kg.	
Y2-90L-8	0.75	0.55	220/380/440	3.76/2.18/1.88	60	830	0.61	63	6.34	2	1.8	26	
Y2-100L1-8	1.0	0.75	220/380/440	4.14/2.40/2.07	60	855	0.64	71	8.4	2	1.8	33	
Y2-100L2-8	1.5	1.1	220/380/440	5.74/3.32/2.87	60	850	0.67	73	12.4	2	1.8	37.5	
Y2-112M-8	2.0	1.5	220/380/440	7.60/4.40/3.80	60	850	0.67	75	16.9	2	1.8	39	
Y2-132S-8	3.0	2.2	220/380/440	10.4/6.03/5.21	60	860	0.71	78	24.5	2	1.8	59	
Y2-132M-8	4.0	3.0	220/380/440	13.7/7.91/6.83	60	855	0.73	79	33.4	2	1.8	70	
Y2-160M1-8	5.5	4.0	220/380/440	17.8/10.3/8.88	60	865	0.73	81	44.2	2	1.9	96	
Y2-160M2-8	7.5	5.5	220/380/440	23.8/13.7/11.8	60	865	0.74	83	60.6	2	2	108	
Y2-160L-8	10	7.5	220/380/440	30.8/20.6/15.4	60	865	0.75	85.5	82.8	2	2	130	
Y2-180L-8	15	11	220/380/440	43.4/25.1/21.7	60	880	0.75	87.5	119	2	2	161	
Y2-200L-8	20	15	220/380/440	60/34.6/30	60	890	0.73	88	162.5	2	2	225	
Y2-225S-8	25	18.5	220/380/440	71/41/35.5	60	885	0.76	90	200	2	1.9	267	
Y2-225M-8	30	22	220/380/440	82/47.3/41	60	885	0.77	90	237.8	2	1.9	297	
Y2-250M-8	40	30	220/380/440	110/63.5/55	60	890	0.79	91	322.6	2	1.9	371	
Y2-280S-8	50	37	220/380/440	134/77.4/67	60	890	0.79	91.5	397	2	1.9	488	
Y2-280M-8	60	45	220/380/440	162/93.5/81	60	890	0.79	92	482.3	2	1.9	536	
Y2-315S-8	75	55	220/380/440	194/112/97	60	891	0.8	92.8	589	2	1.8	1000	
Y2-315M-8	100	75	220/380/440	261/151/131	60	890	0.81	93	805	2	1.8	1040	
Y2-315L1-8	125	90	220/380/440	307/177/154	60	889	0.82	93.8	967	2	1.8	1100	
Y2-315L2-8	150	110	220/380/440	375/217/187	60	890	0.82	94	1180	2	1.8	1230	
Y2-355M1-8	180	132	220/380/440	462/267/231	60	891	0.8	93.7	1415	2	1.8	1600	
Y2-355M2-II	220	160	220/380/440	544/314/272	60	890	0.82	94.2	1716	2	1.8	1680	
Y2-355L-8	270	200	220/380/440	677/391/339	60	891	0.82	94.5	2144	2	1.8	1800	



Anexo 3.

Características técnicas del transformador

ITEM	CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR	DIMENSIONES APROXIMADAS (mm)					PESOS APROX. (KGR)	
		L	A	H	E	F	ACEITE	TOTAL
1	TD30 50 KVA 10000/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	781	613	999	410	350	90	353
2	TD30 50 KVA 22900/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	846	618	1196	450	385	119	423
3	TD30 100 KVA 10000/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	836	677	1091	450	375	112	498
4	TD30 100 KVA 22900/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	933	717	1274	500	435	167	615
5	TD30 160 KVA 10000/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	1082	719	1211	490	400	156	687
6	TD30 160 KVA 22900/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	1092	749	1341	540	455	208	806
7	TD30 200 KVA 10000/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	1127	749	1229	520	415	194	828
8	TD30 200 KVA 22900/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	1125	768	1397	550	460	236	911
9	TD30 250 KVA 10000/400 V Dyn5 1000 m.s.n.m. 60 Hz	1182	784	1398	530	420	223	982

Anexo 4.

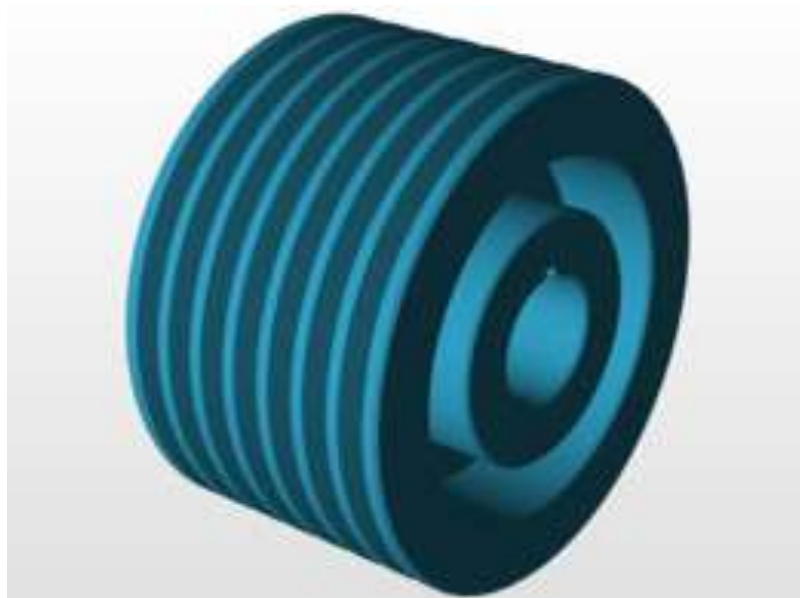
Transmisión de potencia de la turbina Michell-banki al generador eléctrico mediante faja y polea



Anexo 5.

Características técnicas de la polea de 10 ranuras para la transmisión de potencia


10 Ranuras							
F = 10 3/8							
Nº Parte	Tipo	Bush	E inch	K inch	L inch	M inch	Peso (kg)
							0,00
10 C 8.0 E	A-1	E	2 3/8	3 1/4	2 5/8	5 3/8	19,45
10 C 8.5 E	A-1	E	2 3/8	3 1/4	2 5/8	5 3/8	22,05
10 C 9.0 J	A-1	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	24,55
10 C 9.5 J	A-1	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	27,27
10 C 10.0 J	A-1	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	30,91
10 C 10.5 J	A-1	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	34,09
10 C 11.0 J	A-1	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	40,91
10 C 12.0 J	A-1	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	48,18
10 C 13.0 J	A-2	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	50,00
10 C 14.0 J	A-2	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	56,36
10 C 15.0 J	A-2	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	62,73
10 C 16.0 J	A-3	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	63,18
10 C 18.0 J	A-3	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	76,36
10 C 20.0 J	A-3	J	2 3/8	3 9/16	4 1/2	3 1/2	82,73
10 C 24.0 M	A-3	M	1/2	1 15/16	6 3/4	3 1/8	123,64
10 C 30.0 M	A-3	M	1/2	1 15/16	6 3/4	3 1/8	161,36
10 C 36.0 M	A-3	M	1/2	1 15/16	6 3/4	3 1/8	206,82
10 C 44.0 M	A-3	M	1/2	1 15/16	6 3/4	3 1/8	247,27
10 C 50.0 M	A-3	M	1/2	1 15/16	6 3/4	3 1/8	282,73



Fuente: DUCASSE COMERCIAL LTDA.

Anexo 6.

Características técnicas de las fajas transmisoras de potencia



HI-POWER®

Correa trapezoidal con forro de sección clásica

La correa trapezoidal con forro de sección clásica Hi-Power® tiene una gran reputación en cuanto a su fiabilidad sobre aplicaciones agrícolas e industriales. La parte superior arqueada de la correa Hi-Power® impide su hundimiento y deformación en la zona de las cuerdas de tracción. Todas éstas trabajan al mismo nivel, asegurando así una distribución igual de la carga.





Identificación

Marca roja indeleble que indica el tipo y las dimensiones.

Construcción

- La parte superior arqueada, los lados cóncavos y las esquinas redondeadas ofrecen un reparto uniforme de las tensiones resultando de la flexión y un contacto uniforme con las poleas, mejorando así la duración y reduciendo la abrasión de las poleas.
- La capa Flex Weave® resistente al aceite y al calor protege la correa de los ambientes más agresivos.
- Las cuerdas de tracción "flex-bonded" garantizan una resistencia superior a la tensión y la flexión, la fatiga y las cargas de choque.
- El compuesto de caucho de alta calidad protege la correa del calor, del ozono y de la luz solar.
- La correa no se inflamará por causa del calor, incluso si es sometida a una fuerte fricción.
- Tienen **conductividad estática (ISO 1813)** y se pueden utilizar por consiguiente en las condiciones descritas en la norma 94/9/EC - ATEX.

Ventajas

- Correa económica con un rendimiento excelente.
- Fiabilidad y eficacia.
- Reducción del coste de recambio y mantenimiento gracias a la larga duración.
- Sistema de emparejamiento: todas las medidas cumplen con las tolerancias Gates **UNISER**, pueden instalarse en juego sin emparejamiento.

Secciones y dimensiones nominales



	Anchura mm	Altura mm
Z	10	6
A	13	8
B	17	11
C	22	14
D	32	19

Anexo 7.

Características técnicas de la tubería de presión

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
14	350	14.000	355.6	0.250	6.35	-	10	36.71	54.69	640	45	750	53
				0.281	7.14	-	-	41.17	61.35	720	51	840	59
				0.312	7.92	-	20	45.61	67.90	800	56	940	66
				0.344	8.74	-	-	50.17	74.76	880	62	1030	72
				0.375	9.52	STD	30	54.57	81.25	960	67	1120	79
				0.438	11.13	-	40	63.44	94.55	1130	79	1310	92
				0.469	11.91	-	-	67.78	100.94	1210	85	1410	99
				0.500	12.70	XS	-	72.09	107.39	1290	91	1500	105
16	400	16.000	406.4	0.250	6.35	-	10	42.05	62.64	560	39	660	46
				0.281	7.14	-	-	47.17	70.30	630	44	740	52
				0.312	7.92	-	20	52.27	77.83	700	49	820	58
				0.344	8.74	-	-	57.52	85.71	770	54	900	63
				0.375	9.52	STD	30	62.58	93.17	840	59	980	69
				0.438	11.13	-	-	72.80	108.49	990	70	1150	81
				0.469	11.91	-	-	77.79	115.86	1060	75	1230	86
				0.500	12.70	XS	40	82.77	123.30	1120	79	1310	92
18	450	18.000	457.2	0.250	6.35	-	10	47.39	70.60	500	35	580	41
				0.281	7.14	-	-	53.18	79.24	560	39	660	46
				0.312	7.92	-	20	58.94	87.75	620	44	730	51
				0.344	8.74	-	-	64.87	96.66	690	49	800	56
				0.375	9.52	STD	-	70.59	105.10	750	53	880	62
				0.406	10.31	-	-	76.29	113.62	810	57	950	67
				0.438	11.13	-	30	82.15	122.43	880	62	1020	72
				0.469	11.91	-	-	87.81	130.78	940	66	1090	77
0.500	12.70	XS	-	93.45	139.20	1000	70	1170	82				
20	500	20.000	508.0	0.250	6.35	-	10	52.73	78.55	450	32	520	37
				0.281	7.14	-	-	59.18	88.19	510	36	590	41
				0.312	7.92	-	-	65.60	97.67	560	39	660	46
				0.344	8.74	-	-	72.21	107.60	620	44	720	51
				0.375	9.52	STD	20	78.60	117.02	680	48	790	56
				0.406	10.31	-	-	84.96	126.53	730	51	850	60
				0.438	11.13	-	-	91.51	136.37	790	56	920	65
				0.469	11.91	-	-	97.83	145.70	850	60	950	67
0.500	12.70	XS	30	104.13	155.12	900	63	1050	74				
24	600	24.000	609.6	0.250	6.35	-	10	63.41	94.46	380	27	440	31
				0.281	7.14	-	-	71.18	106.08	420	30	490	34
				0.312	7.92	-	-	78.93	117.51	470	33	550	39
				0.344	8.74	-	-	86.91	129.50	520	37	600	42
				0.375	9.52	STD	20	94.62	140.88	560	39	660	46
				0.406	10.31	-	-	102.31	152.37	610	43	710	50
				0.438	11.13	-	-	110.22	164.26	660	46	770	54
				0.469	11.91	-	-	117.86	175.54	700	49	820	58
0.500	12.70	XS	-	125.49	186.94	750	53	880	62				
0.562	14.27	-	30	140.68	209.50	840	59	980	69				

Fuente: Aceros Arequipa