



**FACULTAD DE INGENIERIA, ARQUITECTURA Y
URBANISMO**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**

TESIS

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA UBICADA
EN LA DESCARGA DEL SIFÓN PURPUR EN EL
PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC,
PROVINCIA DE VIRÚ, 2019.**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

Autor:

Bach. Cano Corales Ismael Anibal

Asesor:

MSc. Marcelo Rojas Coronel

Línea de Investigación:

Infraestructura, tecnología y medio ambiente

Pimentel – Perú

2019

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DE UNA PEQUEÑA CENTRAL
HIDROELECTRICA UBICADA EN LA DESCARGA DEL SIFÓN PURPUR EN EL
PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC, PROVINCIA DE VIRÚ, 2019.**

Presentado a la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Señor de Sipan
para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

APROBADO POR:

Mg. Vives Garnique Juan Carlos
Presidente del Jurado de Tesis

Mg. Gastiaburú Morales Silvia Yvone
Secretario del Jurado de Tesis

MSc. Rojas Coronel Ángel Marcelo
Vocal del Jurado de Tesis

PIMENTEL – 2019

DEDICATORIA

Dedicado a mis padres Eusebia y Miguel, por su gran e incondicional apoyo, por incentivar me desde la niñez en llegar a ser ingeniero, anhelo que veo realizado mediante la presente tesis.

A mis hermanos y abuelos que siempre me han ofrecido su cariño y calidez de familia a la cual amo.

ISMÁEL ANIBAL CANO CORALES

AGRADECIMIENTO

A Dios padre por regalarme la vida, cuidar de mi familia y estos lindos momentos junto a mi familia y personas que quiero.

De manera especial agradezco al ingeniero Juan Vives Garnique y al ingeniero Ángel Rojas Coronel; por brindarme su asesoría durante el desarrollo de mi tesis así poder cumplir con uno de mis metas profesional.

Agradezco a todos los docentes de la Universidad Señor de Sipán por brindarme sus conocimientos durante mi formación académica.

ISMÆEL ANIBAL CANO CORALES

RESUMEN

En la presente tesis se realizó un estudio de pre factibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica de derivación, aprovechando un desnivel topográfico en la salida del sifón de Purpur la cual forma parte del sistema de canales de abastecimiento de agua para el riego agrícola del Proyecto Especial Chavimochic (en adelante PECH), ubicado en la provincia de Virú, región La Libertad.

Para el estudio de pre factibilidad de la pequeña central hidroeléctrica evaluaremos el recurso hídrico disponible, el desnivel topográfico; posteriormente con esta información se realizará el dimensionamiento de las estructuras civiles, los equipos hidromecánicos y electromecánicos. Con las dimensiones de las instalaciones establecidas se determinó la capacidad de generación de la pequeña central proyectada.

Finalmente determinado el costo del proyecto, los egresos por operación y mantenimiento, y los ingresos por la venta de la energía, se realizará la evaluación económica para determinar la viabilidad del proyecto teniendo en consideración dos alternativas, la primera es la venta de energía directamente a la comunidad en la zona de influencia del PECH a través de redes de distribución de energía y segunda sería la venta de energía en barra a la concesionaria, ambas alternativas van a contribuir en la creación de empresas agroindustriales en la zona beneficiando a su desarrollo económico y social.

Palabras claves: Energía, hidroeléctrica y desarrollo.

ABSTRACT

In this thesis a pre-feasibility study will be carried out for the construction of a small bypass hydroelectric power plant, taking advantage of a topographic slope at the exit of the Purpur siphon which is part of the system of water supply channels for agricultural irrigation of the Special Project Chavimochic (hereinafter PECH), located in the province of Virú, La Libertad region.

For the pre-feasibility study of the small hydroelectric power station we will evaluate the available water resource, the topographic slope; later with this information the sizing of civil structures, hydro mechanical and electromechanical equipment will be carried out. With the dimensions of the established facilities, the generation capacity of the small projected plant was determined.

Finally determined the cost of the project, the expenses for operation and maintenance, and the income from the sale of energy, the economic evaluation will be carried out to determine the viability of the project taking into account two alternatives, the first is the sale of energy directly to the community in the area of influence of the PECH through energy distribution networks and second would be the sale of energy in bar to the concessionaire, both alternatives will contribute to the creation of agro-industrial companies in the area benefiting their economic development and Social.

Keywords: Energy, hydroelectric and development

ÍNDICE:

I.	INTRODUCCION	4
1.1.	Realidad Problemática.	4
1.2.	Antecedentes del Estudio.	9
1.3.	Teorías Relacionadas al Tema.	12
1.3.1.	Fuentes de Energía.	12
1.3.2.	Energías Renovables.	12
1.3.3.	Tipos de Energías Renovables	13
1.3.4.	Evolución Histórica de la Hidroelectricidad.	14
1.3.5.	Fundamentos Científicos Para su Aprovechamiento.	17
1.3.6.	Principios de hidrogenación Eléctrica.	17
1.3.7.	Centrales Hidroeléctricas.	17
1.3.8.	Tipos de centrales hidroeléctricas según su régimen de flujo.	18
1.3.9.	Estimación de la Demanda	23
1.3.10.	Turbina Hidráulica.	24
1.3.11.	Turbinas Más Utilizadas.	28
1.3.12.	Evaluación del recurso hídrico.	33
1.3.13.	Dimensionamiento de las Características de la PCH.	37
1.3.14.	Selección del Tipo de Turbina	39
1.3.15.	Diseño de Obras Civiles a Nivel Preliminar	40
1.3.16.	Tubería de Presión.	52
1.3.17.	Golpe de Ariete.	55
1.3.18.	Cálculo de Pérdidas en la tubería de presión.	56
1.3.19.	Bloques de apoyo de la tubería.	58
1.3.20.	Turbina Hidráulica.	61
1.3.21.	Generador eléctrico.	64
1.3.22.	Tablero de control para la Casa de Máquinas	64
1.3.23.	Transformador de potencia.	65
1.3.24.	Red de transmisión o red primaria	65
1.3.25.	Análisis Económico y Financiamiento.	65
1.3.26.	Mercado Eléctrico	69
1.4.	Formulación del Problema.	85
1.5.	Justificación e Importancia del Estudio.	85
1.6.	Hipótesis	85
1.7.	Objetivos	86
1.7.1.	Objetivo General	86
1.7.2.	Objetivos Específicos	86
II.	MATERIALES Y MÉTODOS	87
2.1.	Tipo y Diseño de la Investigación.	87
2.2.	Población y Muestra	88
2.3.	Variables y Operacionalización.	88
	Técnicas e instrumentos de recolección de Datos, Valides y	
2.4.	Confiabilidad.	89
2.5.	Procedimientos de análisis de datos.	90
2.6.	Criterios éticos	91

2.7.	Criterios de Rigor científico.	91
III.	RESULTADOS	92
3.1.	Estudio de la demanda.	92
3.1.1.	Proyección de la demanda	93
3.2.	Evaluación del Potencial Hidrológico.	94
3.2.1.	Elección del caudal de diseño:	96
3.3.	Salto Neto.	96
3.4.	Componentes y Estructuras Civiles.	96
3.4.1.	Canal de Conducción	96
3.4.2.	Desarenador	97
3.4.3.	Transición.	97
3.4.4.	Cámara de carga.	97
3.4.5.	Tubería de Presión.	98
3.4.6.	Golpe de Ariete.	99
3.4.7.	Cálculo de Pérdidas en la tubería de presión	100
3.4.8.	Bloques de apoyo de la tubería.	100
3.4.9.	Selección del Tipo de Turbina:	101
3.4.10.	Selección del Generador.	102
3.4.11.	Selección del transformador de potencia.	104
3.5.	Análisis Económico y Financiamiento.	104
3.5.1.	Costos de inversión.	104
3.5.2.	Beneficios.	112
3.5.3.	Evaluación económica	115
3.6.	Discusión de resultados	118
IV.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	120
4.1.	Conclusiones	120
4.2.	Recomendaciones	121
	REFERENCIAS	122

ANEXOS

Anexo 1: Alcance y aplicación de tipo de turbina.

Anexo 2: PLANOS

Plano 1: Línea de Tubería Planta y Perfil

Plano 2: Planta Piso Principal de Casa de Maquinas

Plano 3: Corte Longitudinal A – A de Casa de Maquinas

Plano 4: Corte Longitudinal B – B de Casa de Maquinas

Plano 5: Piso de Turbina

Plano 6: Piso de Generador

Plano 7: Piso de Válvulas

ÍNDICE DE TABLAS:

<i>Tabla 1: Generación de Energía de la Central Hidroeléctrica de Virú de un año representativo:</i>	5
<i>Tabla 2: Generación de Energía Eléctrica 2000-2018.</i>	6
<i>Tabla 3: Evolución promedio mensual de caudales (m³/s)</i>	7
<i>Tabla 4: Potencia instalada hasta el año 2018. Informe de la operación anual del SEIN</i>	8
<i>Tabla 5: Demanda a nivel de generadores COES (Año base 2015 histórico)</i>	9
<i>Tabla 6: Metodología para medición del salto hidráulico.</i>	33
<i>Tabla 7: Velocidades de sedimentación</i>	47
<i>Tabla 8: Coeficiente de pérdidas para codos de tubos circulares</i>	57
<i>Tabla 9: Características de las turbinas según el tipo de turbina</i>	63
<i>Tabla 10: Revoluciones correspondientes a cada polo.</i>	64
<i>Tabla 11: Precios en barra del SEINn Barra del SEIN.</i>	83
<i>Tabla 12: Peajes de conexión al sistema principal de Transmisión (PCSPT)</i>	84
<i>Tabla 13: Peajes de conexión al sistema principal de Transmisión (PCSPT)</i>	84
<i>Tabla 14: Operacionalización de variables</i>	89
<i>Tabla 15: Tasa de crecimiento de la demanda de energía</i>	92
<i>Tabla 16: Demanda de energía en un año representativo</i>	93
<i>Tabla 17: Proyección de demanda de energía en los próximos 25 años</i>	93
<i>Tabla 18: Datos de Caudales Aforados</i>	94
<i>Tabla 19: Cuadro de Duración de Caudales, Frecuencias absolutas y relativas.</i>	94
<i>Tabla 20: Demás parámetros</i>	98
<i>Tabla 21: Velocidades específicas correspondientes a los números de polos.</i>	102
<i>Tabla 22: Catálogo de generadores Marelli Generators</i>	103
<i>Tabla 23: Presupuesto Referencial obras hidromecánicas</i>	105
<i>Tabla 24: Resumen del presupuesto de obra hidromecánica:</i>	106
<i>Tabla 25: Presupuesto Referencial de obra eléctrica</i>	106
<i>Tabla 26: Resumen del presupuesto de obra eléctrica:</i>	109
<i>Tabla 27: Presupuesto Referencial de obras civiles.</i>	109
<i>Tabla 28: Costo General del Proyecto</i>	111

<i>Tabla 29: Gastos Administrativos</i>	111
<i>Tabla 30: Detalle de los costos de operación y mantenimiento</i>	112
<i>Tabla 31: Precios en barra del SEIN.</i>	113
<i>Tabla 32: Peajes de conexión.</i>	113
<i>Tabla 33: Calculo de valores residuales</i>	114
<i>Tabla 34: Flujos de caja anual y evaluación económica de la Alternativa 1</i>	115
<i>Tabla 35: Flujos de caja anual y evaluación económica de la Alternativa 2</i>	116
<i>Tabla 36: Cálculo de los VNA de costos y KW-h vendidos</i>	117

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Realidad Problemática.

Proyecto Especial de Irrigación Chavimochic está ubicado en región La Libertad, en el kilómetro 508 de la carretera Panamericana Norte a 45 minutos de Trujillo. Las visitas se permiten previa coordinación.

Este proyecto de irrigación constituye uno de las más importantes del norte del Perú, abarcando las provincias de Virú, Trujillo y Ascope en la Región La Libertad.

Con la finalidad de desviar las aguas del río Santa hacia los terrenos desérticos de Chao, Virú, Moche y Chicama, para convertir estos terrenos en tierras agrícolas donde además se puede generar energía eléctrica y agua potable.

A nivel Local

El “Proyecto Especial Chavimochic” (en adelante PECH) mediante resolución Suprema N°315-94-EM/DGE obtuvo la autorización para generar energía eléctrica.

Asimismo mediante la R.S. N°147-99-EM obtiene la Concesión de Distribución para la distribución de energía eléctrica en Chao-Tanguche.

La infraestructura e instalaciones de los sistemas hidroeléctricos del PECH genera, transmite, distribuye y comercializa el servicio público de electricidad contribuyendo al desarrollo y calidad de vida de la población en la zona de influencia del PEACH para más de 40 mil habitantes de la provincia de Virú y más de 5 mil habitantes de la provincia de Santa en la región Ancash.

Los sistemas eléctricos con los que cuenta el PECH son dos: El sistema hidroeléctrico Tanguche-Desarenador y el sistema hidroeléctrico Virú.

- El Sistema Hidroeléctrico Virú, está conectado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en la Subestación Virú la cual es de propiedad de Hidrandina. Conformada por la “Central Hidroeléctrica Virú” con una potencia instalada de 7.5 MW, 5 Subestaciones de Transformación y 115 de Distribución, 24 kms de Líneas de Transmisión en Alta Tensión, 130 kms de Líneas de Distribución en Media Tensión, 120 kms de Redes de Baja Tensión y más de 7,000 familias beneficiadas en los distritos de Virú y Chao.
- El Sistema Hidroeléctrico Tanguche-Desarenador, está conformado mediante dos micro centrales en la localidad de “Tanguche” y “Desarenador” con una potencia instalada de 320 kW cada una, existe una línea eléctrica de Interconexión entre estas Micro centrales de 12 km de longitud, 35 Subestaciones de Distribución, 90 kms de red de Media Tensión y 55 km de redes de Baja Tensión.

(Gobierno regional de la Libertad, 2017)

Actualmente, dentro del área de concesión de distribución de electricidad para este proyecto especial, la demanda de electricidad ha tenido un crecimiento acelerado debido al auge de las empresas agroindustriales y de los usuarios residenciales, lo que ha conllevado que la producción de electricidad que se genera en la central de hidroelectricidad, en la actualidad no sea suficiente para satisfacer la demanda.

Esto se explica debido a que la modalidad de operación anual de la Central Hidroeléctrica Virú es generar energía con 02 turbinas de 2.5 MW (5 MW) en los meses de Avenida y en promedio 3.2 MW en época de estiaje, estando una turbina en

Stand-by o en estado de mantenimiento. Considerando la producción anual de un año representativo 37920 MWh funcionando a plena carga las dos turbinas está cerca de la generación teórica de las mismas 42486 MWh, si comparamos con la tendencia de venta de energía podemos apreciar que para el año 2019-2020 esta producción sería insuficiente.

Tabla 1:

Generación de Energía de la Central Hidroeléctrica de Virú de un año representativo:

MES	PRODUCCION DE ENERGIA MW-h
ENERO	3,720.00
FEBRERO	3,360.00
MARZO	3,720.00
ABRIL	3,600.00
MAYO	3,720.00
JUNIO	2,736.00
JULIO	2,232.00
AGOSTO	2,380.80
SEPTIEMBRE	2,304.00
OCTUBRE	2,827.20
NOVIEMBRE	3,600.00
DICIEMBRE	3,720.00
TOTAL GENERADO	37,920.00

Fuente: (Gerencia de Operación y Mantenimiento del PECH, 2017)

Tabla 2:

Generación de Energía Eléctrica 2000-2018.

Central Hidroeléctrica Virú, Mini central Desarenador y Tanguche.		
Años	Generación de energía (MWh)	Nro. de clientes provincia de Virú (BT y MT)
2000	11,399	2,266
2001	12,797	2,511
2002	15,557	2,731
2003	18,797	2,963
2004	24,208	3,314
2005	33,160	3,521
2006	27,274	3,978
2007	28,731	4,324
2008	19,426	4,742
2009	28,910	5,130
2010	27,581	5,333

2011	27,557	5,976
2012	29,016	6,679
2013	31,410	7,439
2014	31,557	7,772
2015	37,920	8,043
2016	34,018	8,966
2017	35,719	9,299
2018	37,505	9,739

Fuente: (Gerencia de Operación y Mantenimiento del PECH, 2018)

Asimismo, considerando que el PECH no cuenta con Sistema de Sub Transmisión propia, se le hace complicado adquirir energía de un generador del COES, pues debe de solicitar permiso y/o autorización de Hidrandina que es la que cuenta con una Línea eléctrica de subtransmisión de 60 KV, cuya capacidad de transmisión está fijada para satisfacer la demanda de su mercado eléctrico en el ámbito de su área de concesión y de los clientes libres (usuarios con una potencia contratada superior a 250 KW).

Esta situación pone en riesgo de que los Clientes Mayores del PECH, pasen a ser clientes de HIDRANDINA, debido a que el PECH no pueda satisfacer el incremento de sus demandas de potencia, trayendo como consecuencia una reducción de sus ingresos y en riesgo la sostenibilidad de la concesión de Distribución (Gaita 2014).

Como se puede apreciar en el siguiente cuadro el caudal medio del rio santa es 77.33 m³/s, no teniendo mucha variación con el año anterior.

Tabla 3:

Evolución promedio mensual de caudales (m3/s)

CAUDAL PROMEDIO	DICIEMBRE 2018	DICIEMBRE 2017	VARIACION
Natural San Gabán	65.25	27.89	134%
Natural Tarma + Natural Yanango	12.93	13.33	-3%
Natural Tulumayo	84.88	83.12	2%
Natural Santa	77.33	75.22	3%
Natural Chancay	22.77	22.94	-1%
Natural Jequetepeque	11.06	18.34	-40%
Natural Cañete	11.35	14.14	-20%
Natural Paucartambo	34.63	46.41	-25%
Natural Vilcanota	121.17	75.21	61%
Ingreso Toma Cahua (Pativilca)	28.30	30.89	-8%
Ingreso Toma Tamboraque	8.77	9.30	-6%
Turbinado de la C.H. Charcani V	12.41	13.02	-5%
Tubinado de la C.H. Platanal	13.62	20.34	-33%
Turbinado de la C.H. Aricota	1.30	0.84	55%
Mejorada- Ingreso Tablachaca	70.17	92.48	-24%

Descargado Lagunas San Gabán	0.00	0.90	-100%
Descarga Upamayo	7.21	0.00	
Descargado Gallito Ciego	32.81	33.51	-2%
Descarga Lagunas STATKRAFT	0.00	0.00	
Descarga Lagunas ENEL	5.30	10.27	-48%
Descargado Yuracmayo (Rimac)	0.06	1.84	-97%
Descargado Viconga	0.00	0.00	
Descargado Pomacocha	0.18	1.32	-86%
Descargado Paucarcocha	4.23	7.72	-45%

Fuente: (Informe de la operación anual del SEIN 2018, 09 enero 2019)

A nivel nacional

Nuestro país por su relieve geográfico posee un importante potencial hídrico basado en la capacidad de sus ríos, lagos y lagunas, factores que propician e incentivan la creación de micro, mini y pequeñas hidroeléctricas, para la producción de electricidad en beneficio de las poblaciones ubicados en los diversos lugares de nuestro país. Durante el año 2018 la producción de electricidad representó el 57.8% del total de producción anual de electricidad y el segundo más importante es la generación termoeléctrica con combustible gas natural la cual representa el 37.2%.

El total de la producción de electricidad de la empresas generadoras integrantes del COES de enero a diciembre 2018 fue de 50 816,79 GWh, lo que representa un incremento de 1 823,53 GWh (3,72%) en comparación con el año 2017.

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN, 2018).

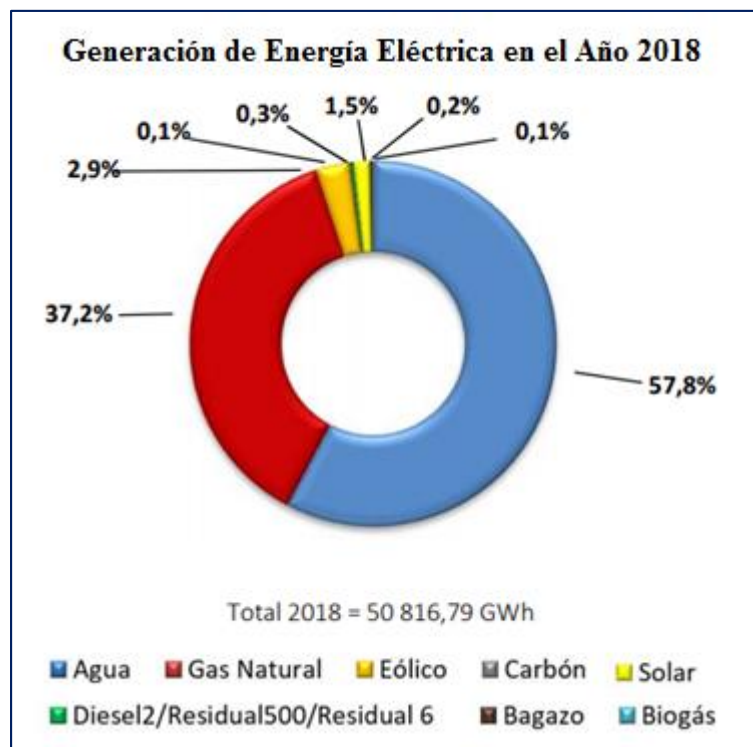


Figura 1: Informe anual de operación del SEIN al año 2018.

Fuente: SEIN (2018)

Tabla 4:

Potencia instalada al año 2018. Informe anual de operación del SEIN

POTENCIA INSTALADA (MW)	2018	%
HIDROELÉCTRICA	4995.1	38.3%
TERMOELÉCTRICA	7396	56.7%
EÓLICA	375.5	2.9%
SOLAR	285	2.2%
Total	13051.6	

Fuente: SEIN (2018)

La demanda establecida por el SEIN para los siguientes años:

Tabla 5:

Demanda a nivel de generadores COES (Año base 2015 histórico)

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWh	%	MW	%
2015	44486	6.47%	6 275	9.4%

2016	49229	10,7%	6 762	7,8%
2017	54401	10,5%	7 293	7,9%
2018	58812	8,1%	7 860	7,8%
2019	62983	7,1%	8 403	6,9%

Fuente: Situación Actual y Perspectivas del SEIN (Guerra J., 2016)

En el año 2011 el MINEM realizó preliminarmente un estudio sobre el potencial hídrico que podría ser aprovechable y fomentaría la construcción de centrales hidroeléctricas de hasta 100 MW. Llego a la conclusión que potencial total aprovechable por seria de 70 000MW. Una evaluación similar se realizó en los años 70s determinando un potencial de 60 000MW aprovechable, de los cuales el 86% representa el recurso hídrico de la cuenca del Atlántico, el 14% de la cuenca del Pacífico y el 0.3% la cuenca del rio Titicaca. (Dammert A., 2011)

1.2. Antecedentes del Estudio.

Canchaya, L. (2014). Estudio y diseño a nivel preliminar de una pequeña central hidroeléctrica en el distrito de Comas, provincia de concepción perteneciente al departamento de Junín. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Ingeniería. Lima – Perú.

Conclusiones: En esta tesis enuncia la viabilidad de desarrollar un proyecto de una pequeña central Hidroeléctrica en el pueblo de Comas, en la provincia de Concepción del departamento de Junín, para lo cual se realiza un análisis tanto de la demanda del recurso hídrico como de la demanda energética de la zona, con lo que posteriormente se realiza un pre dimensionamiento de las estructuras hidráulicas y de los demás equipos electromecánicos para obtener un presupuesto. Finalmente mediante un

análisis económico en el que se evalúan distintos escenarios, se sustenta y a su vez se propone la mejor alternativa.

Aspilcueta, L. y Juarez, D. (2014). Modelamiento Hidráulico De La De La Mini Central Hidroeléctrica Del Centro Poblado De Llopish – Ancash. (Tesis de grado). Universidad Privada Antenor Orrego. Trujillo – Perú.

Conclusiones principales son las siguientes: La topografía del lugar es ondulada y accidentada de fuerte pendiente, con presencia de vegetación propia de la sierra.

Se ha determinado que el caudal de diseño de las estructuras de captación y conducción es de 0.065 m³/s y de acuerdo al aforo realizado se determinó una máxima avenida de 1.95 m³/s.

La demanda eléctrica determinada para un periodo de 20 años , con una potencia de 30 Kw, considerándose un caudal de diseño de 0.065 m³/s y una altura de caída de 48.5 m, para una población beneficiada directa de 729 habitantes entre habitantes

Se instalara una turbina tipo Pelton con $N_s = 20$.De acuerdo a los cálculos hidráulicos realizados se considera un rotor de 500 mm de diámetro de paso con 01 inyector, desarrollando velocidad nominal 450 RPM.

Mamani, J. (2017). Estudio y Diseño a Nivel Perfil de una Central Hidroeléctrica en el Río Blanco, Distrito de San Gabán, Provincia de Carabaya, Departamento de Puno. (Tesis de Grado). Universidad Nacional del Altiplano. Puno – Perú.

En esta tesis se llegó a las siguientes conclusiones: La Central Hidroeléctrica Yuraq inyectará al SEIN, una potencia de 19.8 MW y su energía asociada, que es de 125,592 MW-h., garantizando parcialmente la continuidad del crecimiento sostenible.

El estudio demuestra que la sub cuenca del río Blanco ofrece el aprovechamiento de 6.73 m³/s, para una persistencia de 75%, en un salto bruto de 439.15 metros

La Central Hidroeléctrica Yuraq se compondrá de obras de captación, con capacidad de hasta 125.5 m³/s para un periodo de retorno de 1000 años, obras de conducción, de 6200 metros de longitud, conducto de presión, de 495.6 metros, dos grupos generadores de turbina pelton y generador síncrono y una línea de transmisión 138 KV de 25 Km hasta la Sub Estación San Gabán II.

Con el actual programa de obras de generación, la demanda será cubierta hasta el año 2038, en un escenario pesimista, hasta el año 2033, en un escenario conservador y hasta el año 2030, en un escenario optimista. Sin embargo, el SEIN debe garantizar un margen de reserva de 38.9% (Fijado por el MEM), por lo que la demanda sería cubierta hasta el año 2024, en un escenario pesimista y hasta el año 2023, en un escenario conservador y hasta el año 2021, en un escenario optimista.

El proyecto es rentable acogiéndose a los beneficios fiscales, propio de las centrales RER, con indicadores económicos de VAN, para una tasa de descuento de 12%, de 4.332 millones de USD y TIR de 13.18%.

Vera, 2015. Estudio del Aprovechamiento Energético de los Puntos de Regulación de Presión en la Red de Abastecimiento a Cartagena. (Tesis de maestría). Universidad Politécnica de Cartagena. Cartagena – Colombia.

Las características particulares de la turbina de flujo cruzado hacen que los rangos más normales en su utilización sean de 0-10 m³/s, con un salto neto de 0-200m, lo que le permite sustituir en saltos pequeños, dependiendo del emplazamiento a las turbinas Kaplan, Francis y Pelton.

Dado que las condiciones de salto neto y caudal disponibles en el emplazamiento son constantes o nulas debido a la tipología del emplazamiento, la turbina Michell Banky se ha diseñado para esas condiciones. La potencia instalada de la turbina sería de 25 kW y, la energía que se produciría en la instalación de Cabezo Beaza seguiría la misma distribución horaria que el caudal y se situaría anualmente en una producción esperada de unos 122 MWh/año.

El coste total aproximado de la realización de esta instalación, teniendo en cuenta la obra civil a realizar, así como la adquisición de los equipos hidráulicos y mecánicos, asciende a unos 147000€. Dado que la energía producida por esta turbina se utilizaría en el autoconsumo, permitiría reducir la factura eléctrica del titular de la instalación en 12520 US\$/año. Este beneficio anual, provoca que la Tasa Interna de Retorno de esta instalación sea del 4.2% y que la inversión realizada se recupere por completo a los 10 años de funcionamiento. El autoconsumo de esta energía renovable también produce un beneficio ambiental, reduciendo las emisiones de CO₂ a la atmosfera en aproximadamente 27.5 tCO₂ /año.

1.3. Teorías Relacionadas al Tema.

1.3.1. Fuentes de Energía.

Son condiciones naturales o recursos que tienen la posibilidad de generar alguna forma de energía.

1.3.2. Energías Renovables.

Estas energías existen de forma constante en nuestra naturaleza en donde su fuente se considera infinita, entre las más comunes se encuentra la energía solar, hidráulica, eólica, geotérmica, biomasa, etc. El aprovechamiento de estas energías no impacta negativamente el medio ambiente.

Se consideran energía limpias por su mínimo impacto sobre el ecosistema en el cual se instalen, las tecnologías para su aprovechamiento están en constante desarrollo por lo que en la actualidad se comercializan en el mercado nacional. En comparación con los combustibles fósiles la mayor ventaja es que no generan gases de efecto invernadero, factor que influye en el cambio climático, entre otros gases contaminantes como el dióxido de azufre, metano, etc.

El desarrollo de tecnologías para el uso de energía renovables conlleva a que sus costos tiendan a la baja, caso contrario de la energías convencionales que dada su creciente escasez sus costos se incrementara.

Según un estudio realizado en el año 2015 por la Agencia internacional de energía (AIE) entre los datos obtenidos indica el avance contante en el uso de nuevas tecnologías para el aprovechamiento de energías renovables, así que en el 2014 de todas las plantas de generación instaladas aproximadamente el 50% fueron plantas de energías renovables, de esta forma las energías renovables es la segunda fuente de electricidad.

Para el año 2040 la demanda de energía eléctrica se incrementará en un 70%, de acuerdo a la misma agencia, con esto su participación en el uso de energía final se incrementaría de 18% al 24% en los países de economías en crecimiento como China, India y Medio Oriente principalmente.

Cabe resaltar la necesidad de cambio hacia el uso de energías renovables para detener el cambio climático y contrarrestar sus efectos negativos al equilibrio del medio ambiente, según reporte de National Geographic la temperatura promedio del planeta ha aumentado en 0.85 °C en el último siglo, considerando que si se elevara en 3 °C el equilibrio climático sufriría cambios drásticos.

Actualmente en el mundo existimos 1'100,000 de habitantes aproximadamente, de los cuales el 17% no cuenta con el servicio de electricidad y el 38% de la

población mundial usa la biomasa como combustible fuente de energía para cocinar, iluminación o abrigarse. Exponiéndose así a los humos tóxicos perjudiciales causantes de enfermedades respiratorias. Por estos motivos la Organización de las Naciones Unidas se planteó como objetivo principal que la totalidad de las personas tengan acceso a la electricidad con miras al año 2030, una visión optimista considerando que si sigue la tendencia actual para ese año habrá 800 millones de personas sin acceso a la electricidad, según información de la AIE.

Con el acuerdo de Paris se dio un importante apoyo a las “energías Limpias” o renovables, el cual fue suscrito en la cumbre mundial del clima realizada en diciembre del año 2015 en la ciudad mencionada.

Tal acuerdo entrara en vigor en el 2020, donde los aproximadamente 200 países firmantes se comprometen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero con la finalidad de evitar que la temperatura media del planeta se eleve por encima de los dos grados centígrados, lo que conllevaría a drásticos cambios climáticos y fenómenos atmosféricos devastadores. Además este acuerdo tiene objetivo vinculante entre las partes.

La migración al uso de energías de fuentes renovables tiene ventajas económicas positivas generando crecimiento y desarrollo de la sociedad. En este sentido, actualmente en la matriz energética mundial las energías renovables aportan 18%, se proyecta para el año 2030 duplicar esa cuota, esto generaría un crecimiento económico mundial de 1.1% para ese año, lo que sería equivalente 1.3 billones de dólares, la calidad de vida ascendería a 3.7% y el empleo crecería para 24 millones en comparación con los 9.2 millones de empleos que existen actualmente. Según información de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).

.

Número especial del Cambio Climático (noviembre 2015). Agencia Internacional de la Energía, Revista National Geographic.

1.3.3. Tipos de Energías Renovables

– Energía eólica.

- Energía solar.
- Energía hidráulica o hidroeléctrica.
- Biomasa y biogás.
- Energía geotérmica.
- Energía mareomotriz
- Bioetanol
- Biodiesel

Número especial del Cambio Climático (noviembre 2015). Agencia Internacional de la Energía, Revista National Geographic.

1.3.4. Evolución Histórica de la Hidroelectricidad.

- Desde la antigüedad se ha dado utilidad a la energía hidráulica como en molinos de granos, para propulsar agua a depósitos y demás tareas. El ingeniero francés Bernard Forest en el año 1770 publicó el libro *Architecture Hydraulique*, en la que desarrollaba la construcción y funcionamiento de maquina hidráulicas de eje vertical y horizontal. Posteriormente terminando el siglo XIX se construyó el generador eléctrico diseñado para acoplarse a equipos hidráulicos. Por el año 1878 con el inicio de la revolución industrial en Northumberland Inglaterra, William Armstrong diseño el primer esquema de un sistema hidroeléctrico del mundo pero solo se utilizó como piloto para encender un lámpara de arco eléctrico. Luego en el año 1881 se construyó la central eléctrica de Schoelkopf ubicado en las cataratas del Niagara la cual producía electricidad en mayor cantidad.

La central hidroeléctrica Vulcan Street, la primera diseñada y construida por Thomas Edison comenzó a operar en en el año 1882 en Appleton, Wisconsin, con una potencia de 12,5 kilovatios. En 1886 en Estados Unidos y Canada existían 45 centrales hidroeléctricas; y para el año 1889 en Estados Unidos existían 200 de estas centrales.

- Durante el siglo XX las centrales hidroeléctricas siguieron aumentando y fue la fuente de energía que comenzó a desplazar al carbón, razón por la cual fue nombrado “carbón blanco”. En el año 1936 en la presa Hoover se construyo la central hidroelectrica mas grande hasta ese momento, con una capacidad de

1345 MW. Luego en 1942 fue superada por la Presa Grand Coulee de 6809 MW. En Sudamérica entre Brasil y Paraguay por el año 1984 en se construye la represa Itaipu con una capacidad de 14000MW, la cual posteriormente fue superada por la represa “Tres Gargantas” con una capacidad de 22500 MW construida en China en el año 2008.

Wikipedia. (26 octubre 2019). Recuperado de <https://es.wikipedia.org/wiki/Hidroelectricidad#Historia>

1.3.4.1. Historia de la electricidad en Perú.

Licla, Sarmiento, Vivanco (2012). En el Perú la electricidad se comenzaría a utilizar en el año 1880, inicialmente su uso fue para iluminación reemplazando a las lámparas de aceite, mecheros de Kerosene, madera, entre otros.

En el año 1895 se instaló la primera empresa de transmisión de electricidad, su planta se ubicó en Santa Rosa de la Pampa, Rimac. La primera operación del sistema de transmisión se realizó el día 6 de agosto a las 11 horas. Luego la compañía fue comprada por la Sociedad Industrial Santa Catalina pasando a denominarse Empresa Eléctrica Santa Rosa cuyo directorio fue presidido por Mariano Ignacio Prado.

En el año 1903 con la finalidad de aprovechar un desnivel en la trayectoria del recurso hídrico y un caudal de agua importante en el sistema fluvial de Santa Eulalia colindante con el rio Rimac, se construyó la central Hidroeléctrica de Chosica con una capacidad de 4000 HP la misma que fue inaugurada el mismo año.

Para el año 1906 en el primer día de agosto se acuerda fusionarse todas la empresas eléctricas existentes hasta esa fecha, conformadas por el Tranvía Eléctrico a Chorrillos, La Compañía del Ferrocarril Urbano de Lima, la empresa eléctrica Santa Rosa (incluía a Piedra Lisa y la del Callao) y el Ferrocarril Eléctrico del Callao; producto de esta fusión se constituye las

Empresas Eléctricas Asociadas. El 1 de diciembre del año siguiente se inaugura la Central Hidroeléctrica de Yanacoto.

La expansión de las Empresas Eléctricas Asociadas, se produjo a raíz de la promulgación de la ley 4510 publicada el 15 de mayo del 1922, en cual se celebró el contrato de alumbrado y tranvías con la municipalidad de Lima.

En 1933 es acogido el proyecto del ingeniero Pablo Boner la cual establecía un diseño de construcción de las centrales hidroeléctricas escalonadas con la finalidad de aprovechar el potencial hídrico de la cuenca Rímac - Santa Eulalia.

El 7 de mayo del año 1938 se inauguró la central hidroeléctrica de "Callahuanca" la cual disponía de 3 grupos de turbo-generación de 12250 KW cada uno, haciendo una potencia total de 36,750 KW. Luego un 21 de junio de 1951 inicio sus operaciones la central hidroeléctrica de Moyopampa con una potencia instalada de 21000 KW, adicionalmente un año después entro en funcionamiento otro grupo turbo-generador de igual capacidad. Para el año 1955 se realizó una tercera ampliación de la central Moyopampa también con una potencia instalada de 21000 KW, también ese mismo año se realizó una ampliación de la hidroeléctrica de Callahuanca con un cuarto grupo de generación 31000KW.

En el año 1965 se inauguró la central hidroeléctrica de Huinco.

La central de Huampani fue inaugurada el 30 de marzo de 1960 con una potencia instalada de 31000 KW. Así mismo en este año salieron de servicio las hidroeléctricas de Yanacoto y Chosica

Hidricae Blogspot. (20 junio 2012). Recuperado de <http://hidricae.blogspot.com/2012/06/historia-de-la-electricidad-en-el-peru.html>

1.3.5. Fundamentos Científicos Para su Aprovechamiento.

El caudal de agua cae desde una represa o embalse hasta las turbinas ubicadas en la parte inferior a un nivel más bajo. Las turbinas son impulsadas por el flujo de agua que les transfiere su energía potencial. El giro de la turbina, que

está acoplada al generador, produce que el campo magnético giratorio induzca electricidad en el rotor. Posteriormente la electricidad se deriva a un transformador de potencia donde se eleva la tensión para poder transmitirla a través de los cables eléctricos del sistema de transmisión con destino a los centros de consumo.

Recuperado de <https://es.calameo.com/books/002411531512ce73bbb8b>

1.3.6. Principios de Hidrogenación Eléctrica.

La generación de la hidro-electricidad requiere de dos condiciones:

Caudal de agua “Q” y un salto o desnivel topográfico “H”.

- El salto o la caída vertical es una condición fundamental para la generación de la hidroelectricidad y se refiere al desnivel que existe en un terreno por donde recorre el agua de manera natural o artificial.
- Carga Bruta: caída vertical o desnivel máximo disponible, desde el nivel de captación hasta el nivel de descarga al cauce.
- Carga Útil: es el resultado de diferenciar el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.
- Carga Neta: Es la diferencia del salto útil menos las pérdidas de carga originadas por el paso del agua por el sistema hidráulico.
- El Caudal: se define como el volumen de agua que fluye por unidad de tiempo, en (m³/s).
- Energía: Es la capacidad para realizar un trabajo (Joule). Una forma de energía es la “electricidad”, su unidad es kilowatt-horas (KWh).
- Potencia: Es el trabajo efectuado en tiempo determinado. Su unidad es Watt.

García, J. (2010). Definición de minicentral hidroeléctrica. Recuperado de <http://www.juanjosegarciaegocheaga.com/tecnicadefinicion.html>

1.3.7. Centrales Hidroeléctricas.

La potencia instalada de cada central indica la capacidad de generación de energía eléctrica, en donde la potencia de generación esta determinada por el salto bruto y el caudal de agua disponible para ser turbinado, estos dos parámetros son fundamentales para el dimensionamiento de la turbina, generador y las obras civiles de captación y conducción. Los tamaños de las centrales hidroeléctricas pueden ser desde micro hasta grandes centrales, como se clasificaran posteriormente.

1.3.8. Tipos de centrales hidroeléctricas según su régimen de flujo.

Centrales hidroeléctricas más comunes son las de tipo embalse, mientras que las de agua fluyente o derivación, tienen pequeños embalses que solamente cumplen la función de dirigir el caudal para su captación, de tal forma que se utiliza el casi caudal que discurre por el río o canal y posteriormente será devuelto al cauce o derivado para otros usos; estas últimas se emplean comúnmente desde mini centrales hasta pequeñas centrales.

1.3.8.1. Según Régimen de Flujos.

– Central de agua fluyente.

También se les conoce como centrales “de pasada” derivan una parte del caudal de la corriente de agua (río o canal) a través de un azud y una bocatoma, posteriormente este caudal será devuelta al cauce o canalizada para otros usos. Por esta razón no tienen la capacidad de almacenar agua y solo emplea los caudales disponibles según sea la estación climática, para estos casos las turbinas, las obras de conducción y captación se dimensionan con un caudal de diseño obtenido de la curva de caudales, este caudal de diseño deberá tener una alta frecuencia en todo el año para asegurar una generación de energía estable en todo el año.

Cuando el río tiene una pendiente pronunciada se recomienda una turbina de eje vertical, cuando la pendiente es leve se recomienda de eje horizontal

Wikipedia.com (31, setiembre, 2019) Recuperado de

https://es.wikipedia.org/wiki/Central_hidroel%C3%A9ctrica#Seg%C3%BAn_su_r%C3%A9gimen_de_flujos

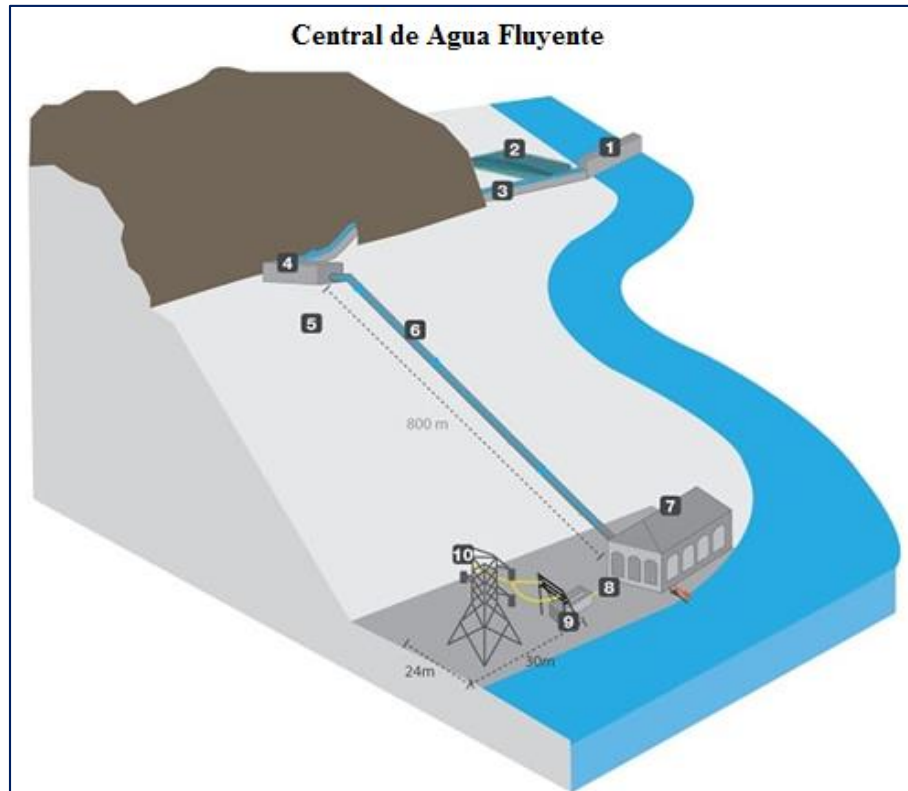


Figura 2: Central hidroeléctrica de tipo agua fluyente.
Fuente: Renovables Verdes, Centrales de pasada, recuperado de <https://www.renovablesverdes.com/central-hidraulica/>

- 1 Azud
- 2 Embalse
- 3 Canal de derivación
- 4 Cámara de carga
- 5 Aliviadero
- 6 Tubería forzada
- 7 Casa de maquinas
- 8 Canal de salida
- 9 Transformadores
- 10 Líneas de transmisión

– Centrales de agua embalsada o de regulación.

Con la finalidad de embalsar agua se construyen represas y sistemas hidráulicos con la finalidad de regular el caudal que se conducirá a la turbina, de esta manera se tendría una generación de energía constante

durante todo el año. Así mismo el tener una mayor disponibilidad de agua en las represas hace posible la construcción de centrales de mayor capacidad de generación con una mayor potencia instalada.

Cabe indicar que al margen de un mayor costo de la turbina por ser más grande, los costos de inversión en obras civiles se incrementan considerablemente.

Wikipedia.com (31, setiembre, 2019).



Figura 3: Central donde se muestra la represa para el embalse de agua.
Fuente: Sistemas de la energía, Generación de energía, recuperado de <https://sistemasdelaenergia.wordpress.com/capitulo-1/1-1-sistemas-energeticos-en-chile/>

- 1- Embalse
- 2- Obra de toma
- 3- Conductos de abducción
- 4- Conductos de abducción
- 5- Vertedero
- 6- Sala de maquinas
- 7- Generadores
- 8- Turbina hidráulica

9- Conductos de evacuación

10- Conductos de evacuación

11- Rio

12- Transformadores

13- Líneas de transmisión

– Centrales de Bombeo o de acumulación.

Técnicamente estas centrales es una combinación de una estación de bombeo y una central de generación. Debido a que se necesita bombear el agua en las horas de máximo caudal a una determinada altura, para su uso en horas de bajo caudal, es necesario construir un depósito de para almacenar este volumen de agua a una mayor altura; también sería necesario la construcción de otra poza de almacenaje aguas abajo desde donde se bombeara el agua. En total es necesaria la construcción de dos pozas de almacenaje de agua.

También sería necesario la construcción de dos tubería forzadas, una para el bombeo de caudal aguas arriba, y otra tubería forzada desde la poza de almacenaje aguas arriba hasta la casa de máquinas. Dependerá de la morfología del terreno para ubicación de la construcción del reservorio aguas arriba, entonces este desnivel entre la lámina de agua de este reservorio y la casa de máquinas determinara el potencial para producir energía, la cual debe guardar relación con la potencia generada con el caudal directo de la derivación, con la objetivo de mantener una generación constante de energía.

Resulta ventajoso el uso de energías renovables, como la solar u eólica, para accionar las bombas centrifugas e impulsar el agua hasta el reservorio aguas arriba, esto hace mucho más rentable esta clase proyectos.

Además este tipo de centrales se puede diseñar como un circuito cerrado de tal forma que se bombee y luego se turbine el mismo volumen de agua en horas pico, esto también favorece a la rentabilidad del proyecto.

Naturalmente la inversión inicial es una de las desventajas debido a su elevado costo, pero es necesario hacer un análisis de económico.

Recuperado de <http://www.hidroproyectos.com/n.php?n=centrales-hidroelectricas-de-bombeo>

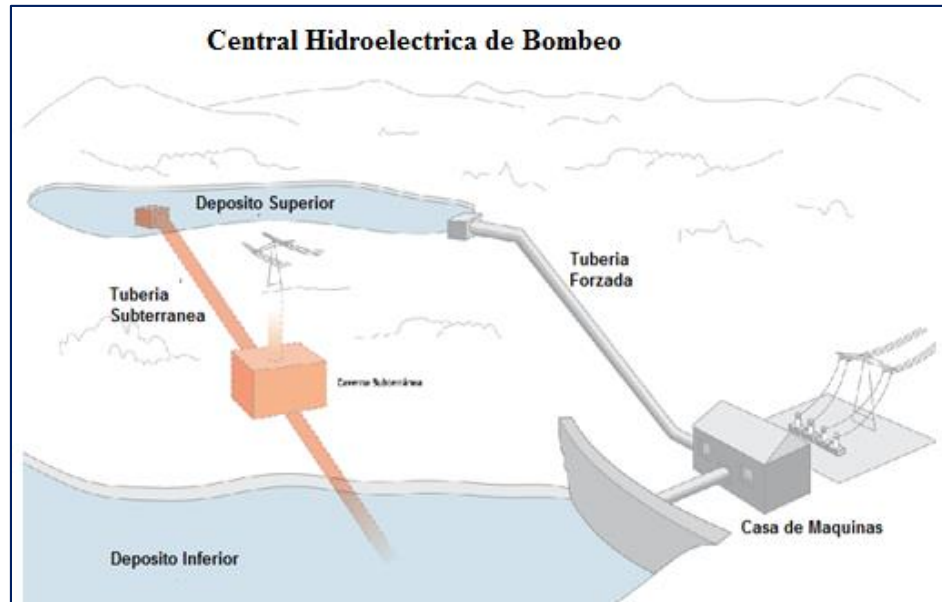


Figura 4: Centrales hidroeléctricas de bombeo.

Fuente: Hidroproyectos ingenieros consultores, Recuperado de <http://www.hidroproyectos.com/n.php?n=centrales-hidroelectricas-de-bombeo>)

1.3.8.2. Según la altura del salto de agua o desnivel existente.

Según Coz F. (1995), se puede clasificar en:

– Centrales de alta presión:

Dentro de este grupo se consideran a aquellas centrales con un desnivel o caída de agua superior a los 200 metros, para pequeños caudales en el rango de 20 m³/s.

Por lo general suelen instalarse turbinas Pelton.

– Centrales de media presión.

Dentro de este grupo se clasifica a las centrales con un desnivel en el rango de 20 – 200 metros. Para un rango de caudal de 200 m³/s por máquina.

Generalmente para esta clase de centrales se usa una turbinas Francis y ocasionalmente se pueden usar turbinas Kaplan.

– Centrales de baja presión.

Cuando los desniveles son menores a 20 metros, pero con grandes caudales del orden de los 300 m³/ o superior. habitualmente utilizan turbinas Kaplan.

1.3.8.3. Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia instalada.

Según Coz F. (1995), se podemos clasificar a las centrales de acuerdo a su potencia instalada:

- Micro-centra: 0 – 50 KW
- Mini-Central: 50 – 500 KW
- Pequeña-Central: 500 – 5000 KW

1.3.9. Estimación de la Demanda

El estudio de la proyección de la demanda futura se realizara basado en la tasa de crecimiento obtenido del historial de generación de energía registrado en las bases de datos de generación del sistema hidroeléctrico del “proyecto especial Chavimochic” (ver tabla 2), la cual según la proyección no abastecerá la demanda de los años siguientes.

Como se puede observar para el año 2019, la PCH de Virú, no abastecerá demanda con la potencia instalada existente 5MW dado que está trabajando a plena carga con un factor de planta próximos a la unidad.

La estimación del aumento de la demanda de energía se puede expresar de la siguiente manera:

$$DMF = DMA * (1 + r)^n \quad (1)$$

Dónde:

DMF: Demanda máxima futura (KW)

DMA: Demanda máxima actual (KW)

r: Tasa de crecimiento poblacional anual

n: Número de años

1.3.10. Turbina Hidráulica.

Es una máquina que convierte la energía cinética del agua, que previamente obtuvo a partir de la energía potencial (altura), en energía mecánica al girar la

turbina, por esta razón una turbina es una maquina motriz que transfiere esta energía mecánica al generador. Para estudiar una turbomáquina la bibliografía indica que se debe analizar como un régimen estacionario o permanente, en el análisis no se tienen en cuenta efectos térmicos aunque si es necesario en ocasiones el uso conceptos termodinámicos. Entre las características principales de una turbina se tiene en caudal, la velocidad de rotación y constantes conocidas.

Básicamente una turbina recibe la energía cinética del caudal a través de unos álabes ubicados en la periferia de una rueda o rodete lo que causa su giro alrededor de su eje de simetría, la forma y ubicación de los álabes varían según el tipo de turbina, entre los alabes siempre formaran espacios libres o canales por donde discurre el agua. (Fernández P., 2005).

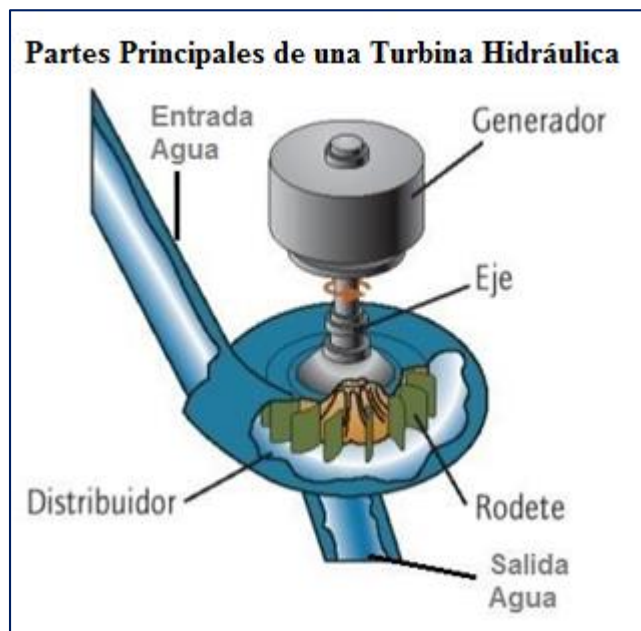


Figura 5: Partes de una turbina.

Fuente (Turbinas Hidráulicas, recuperado de <https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>)

1.3.10.1. Clasificación de Turbinas Hidráulicas Según la Dirección de Entrada de Agua.

El eje de la turbina puede instalarse vertical u horizontal según el tipo de turbina, desnivel y caudal.

Según Fernández (2005) por la dirección con la impacta el agua a la turbina, estas se pueden clasificar en:

– Turbinas Axiales

En esta turbina, el agua ingresa a la turbina con dirección al eje en forma paralela.

Las turbinas axiales más conocidas son las siguientes: Kaplan, hélice, bulbo (Fernández 2005).

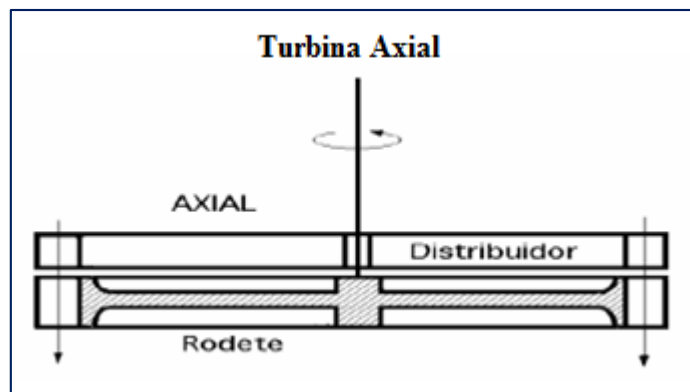


Figura 6: Giro de turbina axial.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

– Turbinas Radiales

En estas turbinas el chorro de agua entra con dirección perpendicular al eje, cuando el agua se dirige de adentro hacia afuera se denomina centrífuga, en viceversa se denomina centrípeta.

La turbina Francis es de este tipo (Fernández 2005).

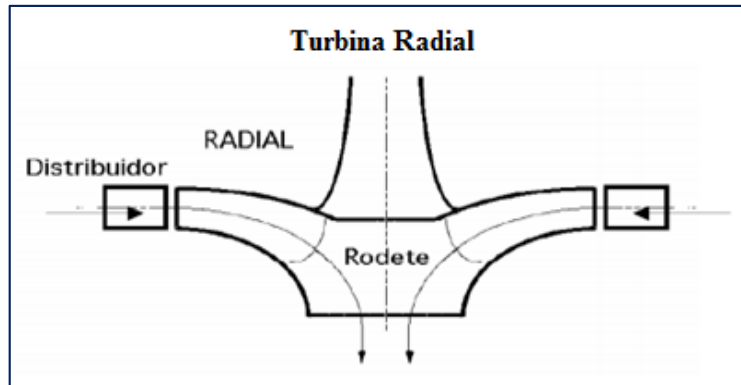


Figura 7: Turbina Radial.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

– *Turbinas Tangenciales*

En estas turbinas el chorro de agua impacta tangencialmente al rodete sobre las cucharas. Las más comunes son las turbinas Pelton.

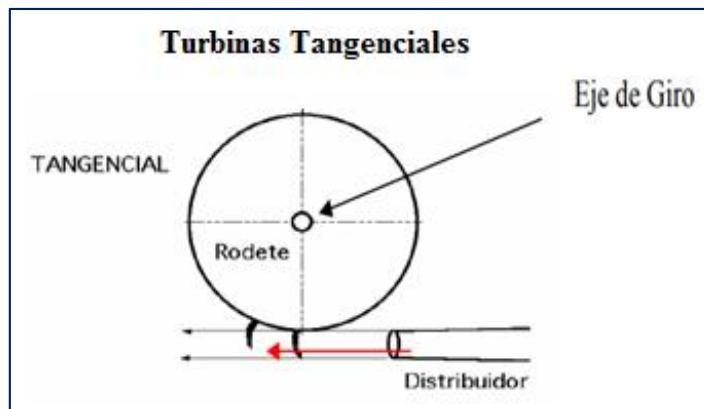


Figura 8: Dirección del chorro y sentido de giro.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

1.3.10.2. *Clasificación de Turbinas Hidráulicas según la presión en el rodete.*

– *Turbinas de Acción.*

El chorro de agua acciona la turbina mediante el impacto directo sobre los álabes del rodete. El agua sale del distribuidor a presión atmosférica e impacta en el rodete a la misma presión transfiriendo toda la energía potencial a la turbina en forma de energía cinética, por esta razón conviene tener mayor salto hidráulico. De esta manera en la turbina, energía cinética se transfiere en energía mecánica (Fernández 2005).

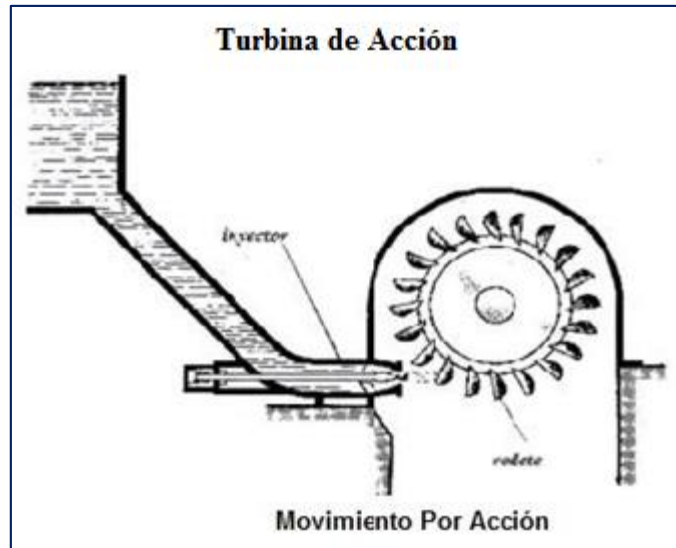


Figura 9: Turbina de movimiento por acción.

Fuente: Recuperado de

<https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>

Se recomienda que las turbinas de acción sean útiles para centrales en las que se tenga poco caudal y un gran desnivel, estas condiciones hacen que la velocidad específica sea menor con un número de revoluciones en un rango entre 5 – 36, estos casos siempre se presentarán cuando el cociente caudal altura es bajo (Fernández 2005).

– *Turbinas de reacción:*

Cuando el flujo entra en el distribuidor lo hace a una presión atmosférica, a medida que atraviesa los alabes del rotor esta va reduciéndose de tal forma que al salir la presión puede ser cero o negativa. El rotor de esta turbina está diseñado con una sección que va incrementándose esto hace que la energía potencial se transfiera en energía potencial y en energía de presión. Entonces el giro del rotor es causado por la reacción que genera el caudal al atravesar los canales entre los alabes a diferencia de las turbinas de acción donde el giro lo provoca directamente el impacto del agua sobre los alabes.

Las turbinas de reacción están diseñadas para trabajar en con grandes caudales con saltos hidráulicos relativamente bajos

El tubo de aspiración o llamado también “difusor” es un ducto con la función de desaguar el caudal que atravesó el rotor y es la que produce el efecto de succión haciendo que el agua empuje los alabes de la turbina. Como se puede ver en la figura 10 tiene una sección recta que va ensanchándose progresivamente, por esta pieza se dirige el agua hacia el canal de fuga.

(Maldonado F., 2005)

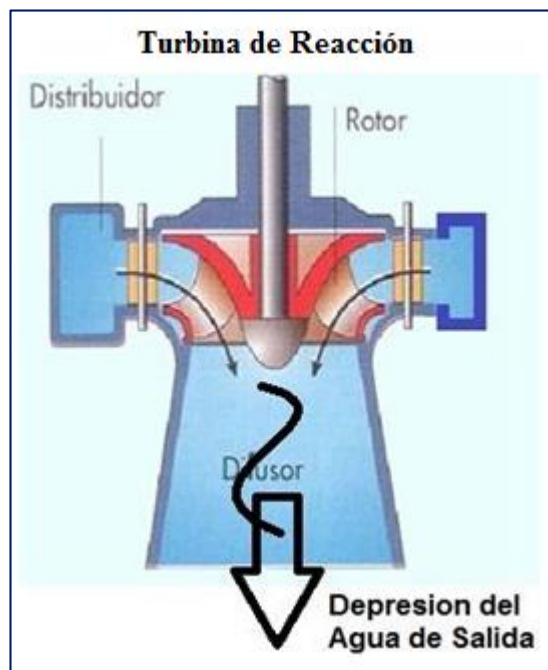


Figura 10: Turbina de reacción.

Fuente: Recuperado de

<https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>

1.3.11. Turbinas Más Utilizadas.

Entre las turbinas comúnmente utilizadas se consideran: Pelton, Francis y Kaplan. Se describirá sus principales características de cada una de ellas.



Figura 11: Turbinas comúnmente utilizadas.

Fuente: Recuperado de

<https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>

1.3.11.1. Turbina Pelton.

También se le conoce como "Rueda Pelton", debido a que el chorro impacta directamente tangencial en sus alabes es una turbina de "acción". Su instalación generalmente con su eje de forma horizontal. Se instala para condiciones en las que el caudal puede estar en el orden los 10 m³/s o menor y para grandes desniveles superiores a los 300 metros. Pueden tener uno o varios inyectores de agua hacia el rodete. Los alabes tienen forma de cuchara y están fijados en la periferia del rodete. (Fernández 2005)

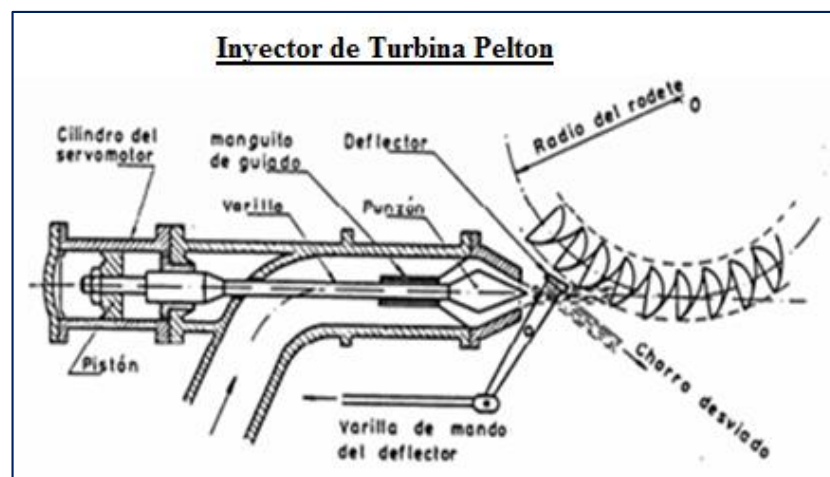


Figura 12: Inyector de Turbina Pelton.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

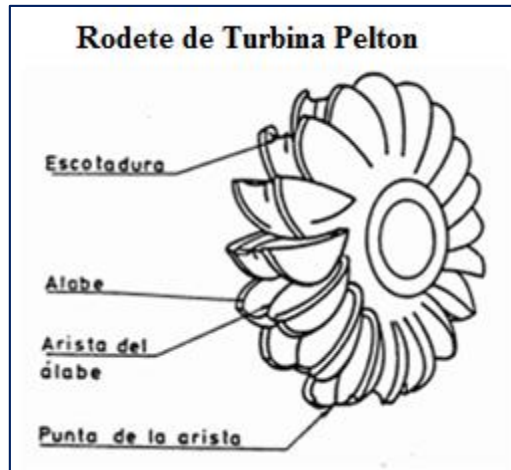


Figura 13: Rodete de turbina Pelton.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

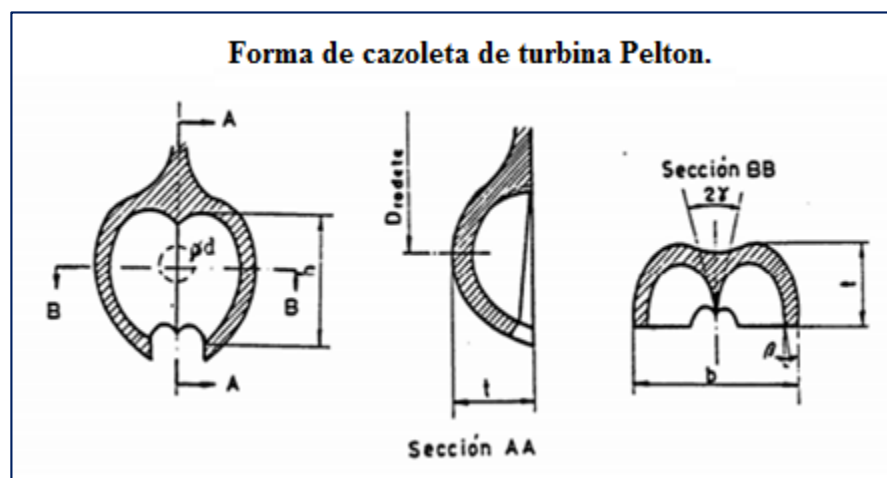


Figura 14: Forma de cazoleta de turbina Pelton.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

1.3.11.2. Turbina Francis.

La entrada de agua en estas turbinas es de forma centrípeta y en la totalidad del rotor para que el agua ataque en toda la periferia del rotor. El rotor tiene una sección variable por eso también se puede decir que es una turbinas de sobrepresión. La entrada es una carcasa en espiral y el rodete está ubicado en la admisión con una paletas guía donde fluye el agua, el agua entra en forma perpendicular al eje y sale paralela al eje. Está diseñada para trabajar en un rango de caudales entre los 2 – 200 m³/s y para saltos hidráulicos en el rango entre los 40 – 200 metros.

El distribuidor consta de paletas directrices fijadas en la periferia de la espiral, cumplen la función de regular y dirigir el caudal.

Son turbinas con una eficiencia alta.

Es una turbina versátil que puede utilizarse en un amplio rango de caudales y alturas. Algunas de ellas se fabrican con palas móviles que pueden variar su ángulo y que hace más eficiente su funcionamiento

Entran en la clasificación de turbinas radiales-axiales y de reacción.

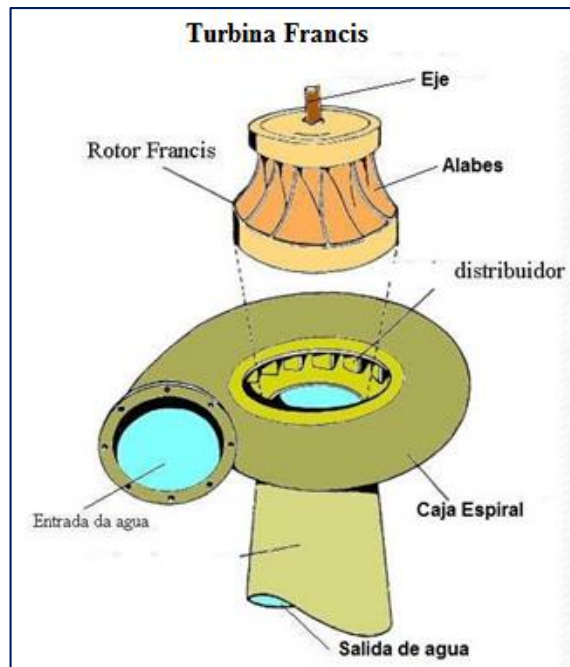


Figura 15: Esquema de turbina Francis.

Fuentes: (Recuperado de

<https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>)

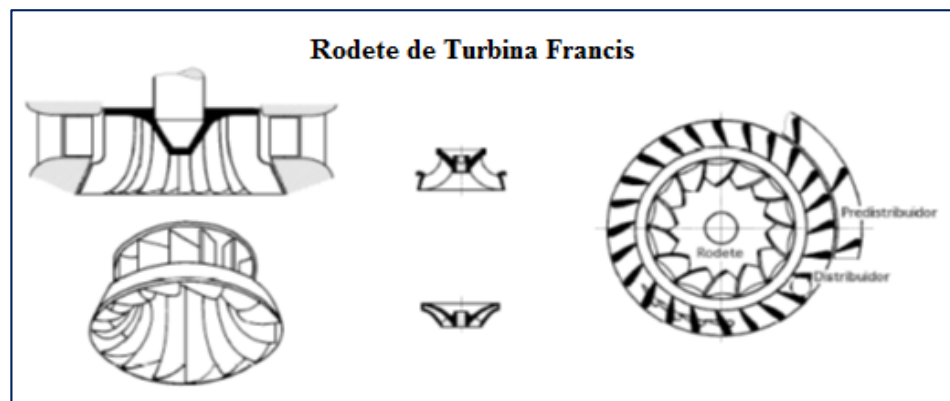


Figura 16: Rodete Francis de flujo radial.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

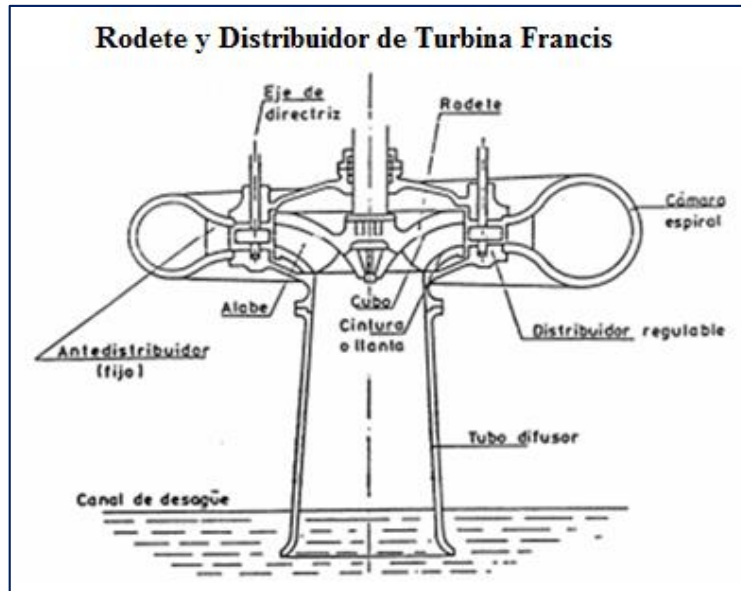


Figura 17: Detalle del rodete y del distribuidor de la turbina Francis.

Fuente: Fernández, P. (2005). Turbinas hidráulicas. Cantabria, España.

1.3.11.3. Turbina Kaplan.

También es una turbina de hélice cuyos ángulos de los alabes se pueden maniobrar. Esta turbina necesariamente debe funcionar con una admisión total, está clasificado como una turbina de reacción.

Está diseñado para caudales hasta los 15 m³/s con pequeños saltos hidráulicos de hasta los 50 metros (Fernández 2005).

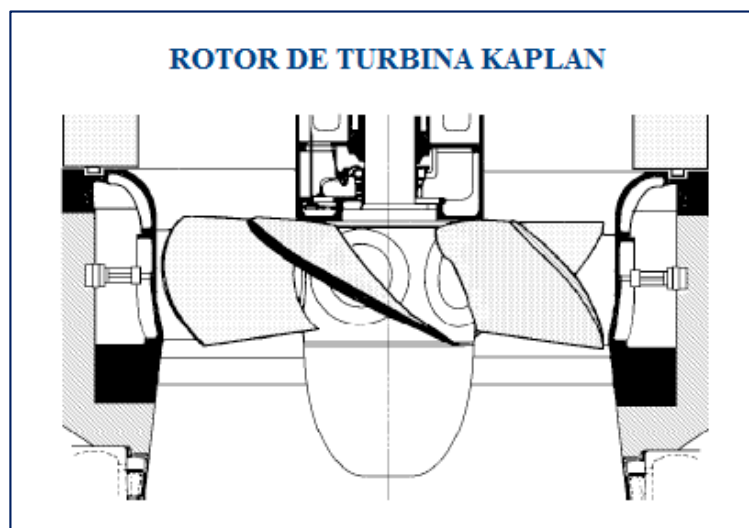


Figura 18: Turbina Kaplan. Fuente (Fernández P., 2005)

1.3.12. Evaluación del recurso hídrico.

Según Coz Federico (1995) Medir el caudal y el salto hidráulico aprovechable es determinante para estimar la potencia. Esta información es el punto de partida para dimensionar las estructuras civiles, tubería de presión y la turbina que dependen principalmente del caudal.

Existen una variedad de métodos para medir el caudal y el salto bruto.

1.3.12.1. Medición del salto.

Se refiere a la medición del desnivel del terreno donde existe una caída de agua aprovechable.

Es recomendable realizar tres mediciones para verificar los datos obtenidos los cuales no deben ser muy discordantes (Coz, F. 1995)

Tabla 6:

Metodología para medición del salto hidráulico.

Método	Ventajas y Desventajas	Precisión	Observación
Manguera de nivel	Agotador para altas caídas. Rápido para caídas pequeñas	Aprox. 5%	Se realiza entre dos personas
Manguera y manómetro	Es más seguro y rápido. Posibilita la medición de la longitud de la tubería de presión. Peso: Ligero Costo: Bajo	< 5%	Es necesario calibrarlos
Nivel de Carpintero	No es recomendable para leves pendientes y alargadas.	Aprox. 5% en pendientes pronunciadas. En pendientes suaves se tiene poca precisión (10-20%)	Para caídas muy pequeñas solo usar cuando no se cuenta con otro método.
Equipo de estación total	Rápido. Costo: alto	Muy buena	No tiene muchos inconvenientes
Mapa	Solo para caídas altas. No se necesita viajar al lugar.	Aceptable para estudios de pre-factibilidad	Destreza para leer los plano

Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas.

Perú: Soluciones Prácticas.

1.3.12.2. Medición del caudal

Es necesario recopilar un registro de caudales a lo largo de los meses del año para hacer un análisis de hidrología lo más aproximado posible del recurso disponible. En caso de no contar con esta información es necesario recopilar nuestros propios datos, lo ideal es hacer mediciones diarias, pero también son válidos realizar mediciones semanales y mensuales

A continuación los métodos de medición de caudal más comunes:

- Método de la solución de sal.
- Método del recipiente.
- Método del área y velocidad
- Método de la regla graduada.
- Método del vertedero de pared delgada.

1.3.12.3. Hidrología.

El caudal de agua que fluye en un río cambia según las estaciones del año. Esto cambios de caudal son causados por diversos factores como son: el área de la cuenca, el clima de la zona, morfología del terreno y características geológicas de la cuenca.

En un estudio hidrológico los resultados que se obtienen son datos probabilísticos de frecuencia de caudales, debido a que la misma no es una ciencia exacta (Coz, F. 1995).

1.3.12.4. Análisis estadístico de la información hidrométrica.

En las estaciones de aforo ubicados en el cauce de los ríos se mide los caudales, para luego registrarlos en una tabla donde se podrá ver las variaciones a lo largo del año.

Si no tiene disponible la información completa, se hace una aproximación de caudales basado en la información meteorológica en la cuenca disponible. Para este análisis se debe elaborar tablas de frecuencias relativas y absolutas agrupando los datos en rangos. Las tablas de “frecuencias relativas acumuladas” contienen los datos para graficar la curva de duración de caudales (Coz, F. 1995).



Figura 19: Histograma referencial de aforos.

Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas. Perú: Soluciones Prácticas.

a) *Histograma de frecuencia de caudales*

Teniendo una tabla con los datos de aforos inter-diarios de un determinado río, se elabora otra tabla en la que se procesa estadísticamente de la siguiente manera:

En la primera columna se coloca los rangos de caudales (de mayor a menor), en la segunda la “frecuencia absoluta” del rango correspondiente (número de repeticiones de este rango en todo el registro), la tercera es la frecuencia relativa de acumulada en porcentaje (Coz, F. 1995).

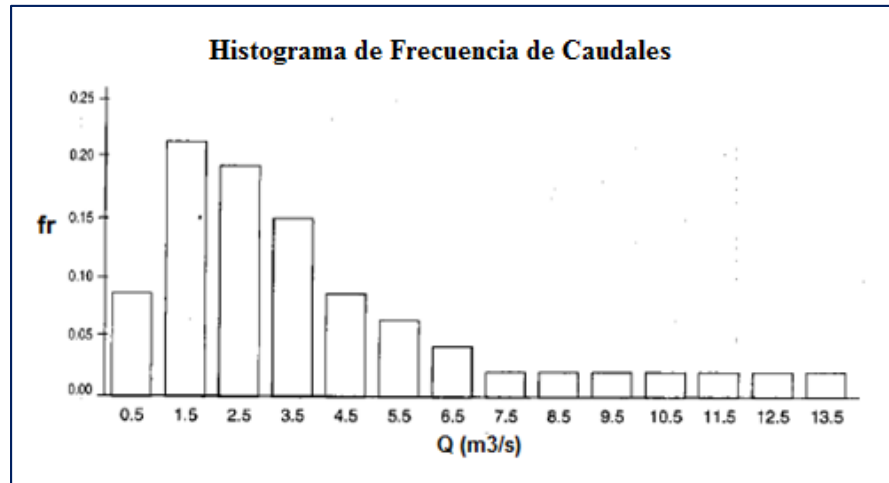


Figura 20: Histograma referencial de frecuencia de caudales.
 Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas.
 Perú: Soluciones Prácticas.

b) *Curva de duración de caudales.*

Esta curva presenta la probabilidad de cada caudal como un porcentaje de tiempo en relación a todo el periodo de medición, donde para cada valor de porcentaje de tiempo significa que le corresponde un determinado caudal igual o menor.

De manera práctica la “frecuencia relativa” acumulada es la duración en términos porcentuales.

La frecuencia relativa de cada rango se obtiene dividiendo la cantidad de ocurrencias entre el número total de aforos.

$$fr(\%) = \left(\frac{F}{N}\right) * 100 \tag{2}$$

El caudal medio se determina:

$$Q_m = \left(\frac{\sum Q_i * fr}{100}\right) \tag{3}$$

La curva de “duración de caudales” es la información más importante en el análisis hidrológico. La curva de frecuencias relativas muestra las concentraciones de valores, mayores y menores.

Una vez establecida la “curva de duración” el proyectista deberá usar su criterio para elegir el “caudal de diseño”. Considerando que si se elige un porcentaje de duración mayor el caudal será cada vez menor (Coz, F. 1995).

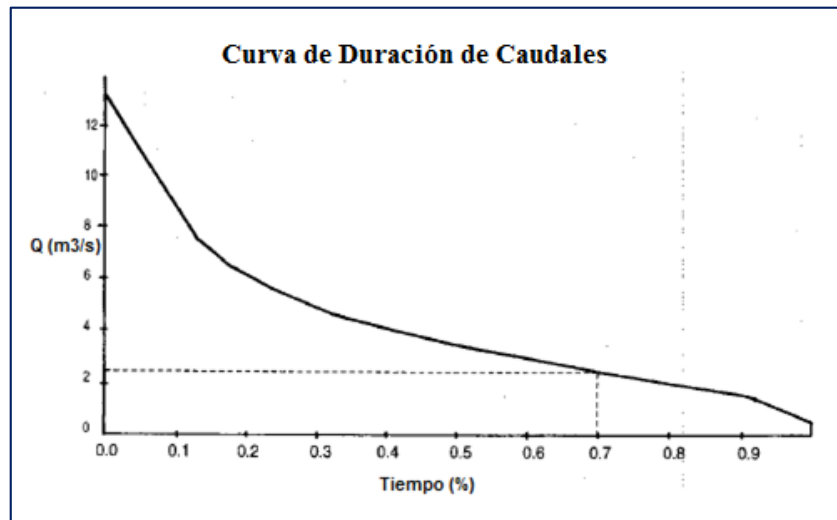


Figura 21: Curva referencial de duración de caudales.

Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas. Perú: Soluciones Prácticas.

1.3.13. Dimensionamiento de las Características de la PCH.

Teniendo en cuenta los parámetros obtenidos de la visita en campo como son el salto neto y el caudal obtenido se puede establecer los características principales de la pequeña central hidroeléctrica.

1.3.13.1. Salto Hidráulico.

Salto bruto (H_b): caída vertical o desnivel máximo disponible, desde el nivel de captación hasta el nivel de descarga al cauce.

Salto útil (H_u): es el resultado de diferenciar el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Salto neto (H_n): Es la diferencia del salto útil menos las pérdidas de carga originadas por el paso del agua por el sistema hidráulico.

Estas pérdidas de carga, para fines prácticos en una estimación preliminar, en un rango entre el 5% - 10% del salto bruto, en nuestro caso podremos considerar un valor de 7%.

$$\text{Salto neto (Hn)} = \text{Salto útil (Hu)} - \text{Pérdidas carga (Hp)} \quad (4)$$

$$\text{Pérdidas de carga (Hp)} = 7\% * H_b$$

(Fernández P., 2005).

1.3.13.2. *Potencial hidráulico aprovechable.*

Según ITDG Perú (1995), la Potencia generada en el eje de la turbina, se define por:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (W) \quad (5)$$

Dónde:

P: Potencia al eje (kW)

ρ : Densidad del agua (1000 kg/m)

g: Gravedad

Q: Caudal (m³/s)

H: Salto bruto (m)

η : Eficiencia de la turbina

La potencia generada en los bornes del generador (P_E)

$$P_E = P \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_{gen} \quad (W) \quad (6)$$

η_{TR} : Eficiencia en la transmisión mecánica.

η_{gen} : Eficiencia del generador.

1.3.14. *Selección del Tipo de Turbina*

Mediante la siguiente figura se puede elegir el tipo de turbina adecuada, según la altura de caída del agua y el caudal.

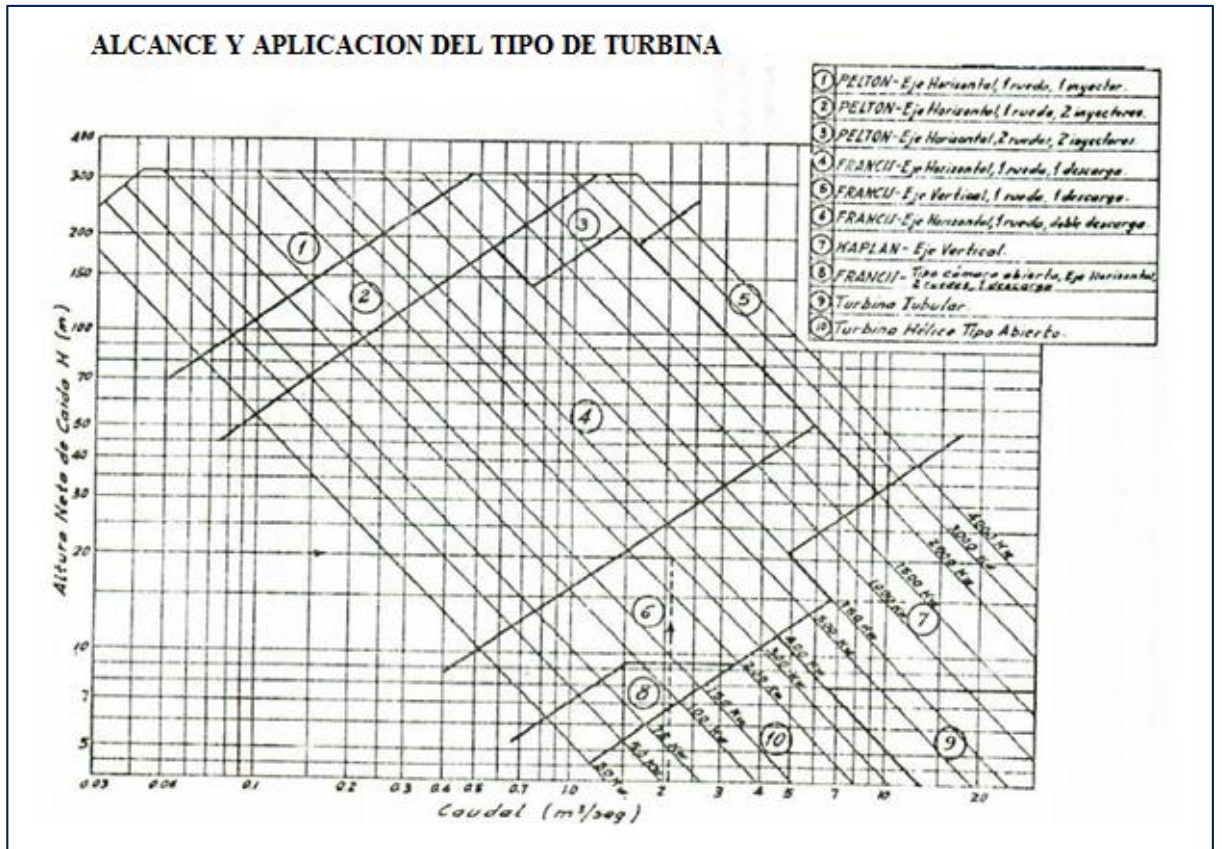


Figura 22: Grafico de ayuda para la elegir el tipo de turbina según caudal y altura del salto.
 Fuente: Tsuguo, N. (1980). Guía para la elaboración de proyectos de PCH. Perú: JICA.

1.3.15. Diseño de Obras Civiles a Nivel Preliminar

En el siguiente grafico se presenta un esquema de las obras civiles requeridas para una pequeña central hidroeléctrica.



Figura 23: Esquema referencial de obras civiles requeridas para una PCH.

Fuente: OLADE (1985). Guía de diseño de obras civiles de pequeñas centrales hidroeléctricas. Colombia.

1.3.15.1. Estructuras de captación o Bocatoma.

- Toma directa: se capta directamente el agua desde la parte lateral de un río o canal, no es necesario construir barraje para la derivación. Una de sus desventajas es que se puede obstruir en tiempos de avenida.
- Toma convencional o Mixta: es necesario construir, transversalmente al río, un azud o “presa de derivación” en donde a través de una ventana se realiza la captación. El azud puede ser fijo o móvil cuando se emplean compuertas.
- Toma Móvil: usa un barraje móvil, mediante el uso de compuertas se obtiene el nivel de agua necesario generando así la carga hidráulica. Este tipo de tomas permiten que los materiales arrastrados (ramas, palos, etc.) por encima del barraje vertedero o azud.

Canchaya, C. C. y Chero, V. L. (2014). Estudio y diseño a nivel preliminar de una pequeña central hidroeléctrica en el distrito de Comas, provincia de concepción perteneciente al departamento de Junín”. (Tesis de grado). UPC. Lima –Perú.

1.3.15.2. Canal de Conducción

Se construye con la finalidad encausar el agua por acción de gravedad desde la bocatoma hasta la cámara de carga.

Para el diseño del canal es necesario un estudio de topográfico del terreno.

Los canales pueden ser de:

- Canal sin revestimiento.
- Canal con revestimiento: el revestimiento o sellado se realiza con la finalidad de evitar la fricción y filtración. Este proceso consiste en aplicar una capa fina de material protector a las paredes del canal, esta no agrega resistencia estructural.
- Canal de concreto.
- Acueductos: fabricados de acero, madera, etc.

- Sección y Angulo de talud del canal.

Al revestir los canales resulta ventajoso porque para un mismo caudal se necesita menos sección, motivo por el cual no se necesita excavar tanto, generalmente se construyen perfiles trapezoidales por ser eficientes hidráulicamente. Se puede usar la tabla en el anexo para ángulos de talud recomendado.

- Velocidad de agua (v).

Un caudal muy rápido, erosiona las paredes del canal, mientras que velocidades muy lentas ocasiona que los sedimentos se depositen en el canal. Se puede usar la tabla en el anexo para velocidades recomendadas.

- Rugosidad (n).

El paso del agua a través del canal pierde energía por fricción y mayor será la pendiente necesaria para que el agua pueda fluir a través de la misma.

- Perímetro Mojado.

Es la longitud del contorno de la sección del canal o ducto que está en contacto con el agua

- Radio Hidráulico.

Es la relación del área de la sección mojada con el perímetro mojado. Este valor se puede usar como un indicador de la eficiencia del canal. Si se tiene una mayor área de sección transversal y un perímetro mojado relativamente pequeño esto significa que presenta pérdidas mínimas lo que resulta en eficiente (Coz, F. 1995).

- Caracteres de la sección transversal de un canal.
 - Se debe considerar los siguientes factores para el diseño:
 - Material
 - Pendiente
 - Talud
 - Margen libre
 - Velocidad mínima permisible

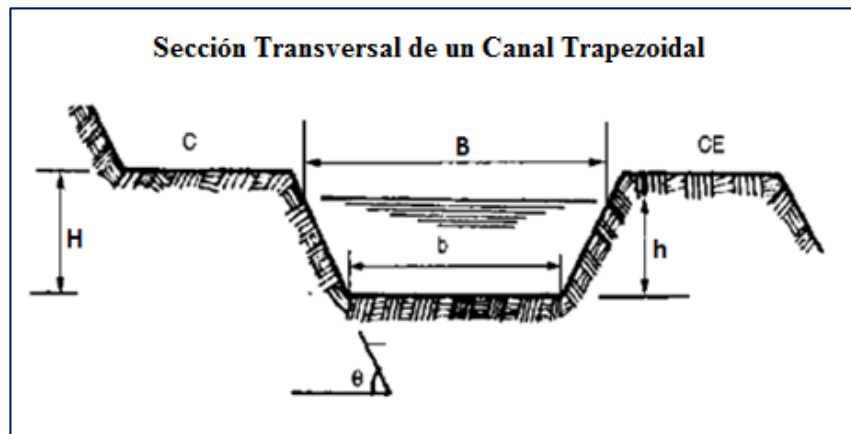


Figura 24: Características de un canal trapezoidal.

Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas.
Perú: Soluciones Prácticas.

- C: Corona interior
- CE: Corona exterior
- b: ancho de fondo.
- h: Tirante de agua.
- B: base mojada
- H: Altura del canal o del borde.
- H-h: Borde libre
- z: $\text{Cotg}\theta$

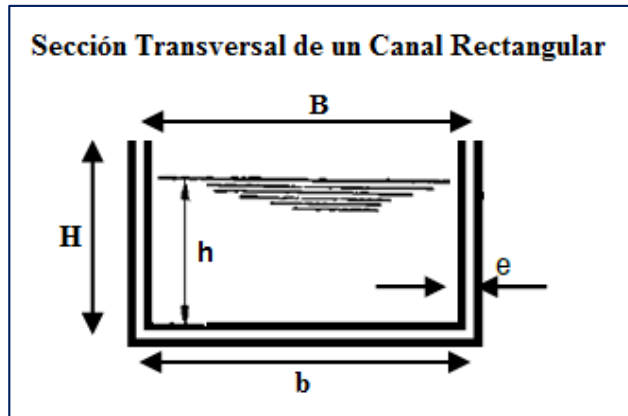


Figura 25: Características de un canal rectangular.
Fuente: Elaboración propia

Según Coz, F. (1995) las dimensiones se calculan de la siguiente manera:

- Para un canal rectangular:

$$B = b$$

$$Z = 0$$

Área transversal:

$$At = b * h \quad (7)$$

Perímetro Mojado:

$$pm = b + 2h \quad (8)$$

Radio Hidráulico:

$$rh = \frac{b \cdot h}{b + 2h} \quad (9)$$

- Para un canal trapezoidal:

Z = Pendiente

Base Mayor:

$$B = b + 2 \cdot z \cdot h \quad (10)$$

$$\text{Área transversal: } b \cdot h + z \cdot h^2 \quad (11)$$

$$\text{Perímetro Mojado: } = b + 2h * \sqrt{1 + z^2} \quad (12)$$

$$\text{Radio Hidráulico: } \text{Área/Perímetro mojado} \quad (13)$$

El caudal se expresa mediante la siguiente formula:

$$Q = A * V \quad (14)$$

En dónde:

Q = Caudal (m³/s)

A = Área de sección transversal (m²)

V = Velocidad (m/s)

- Cálculo de dimensiones del revestimiento.

Para revestimiento de cemento, los espesores del concreto según T. Nozaki es su libro "Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas", tabla N° 9.

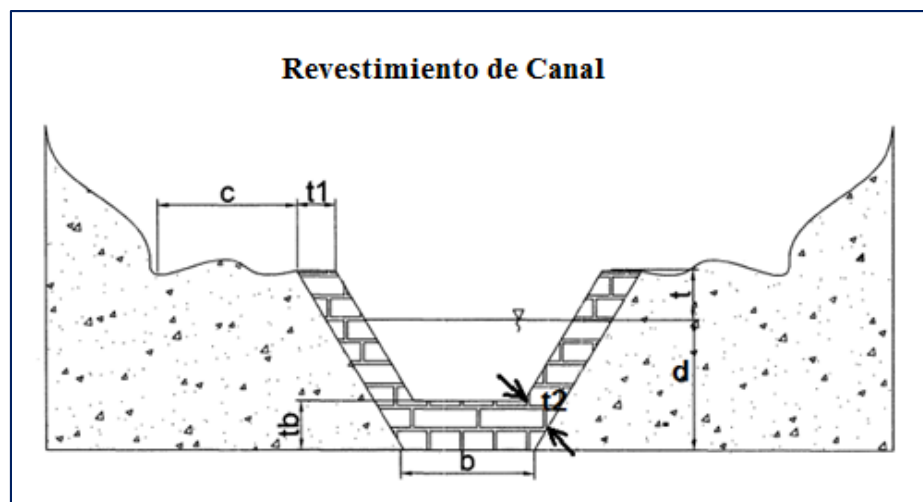


Figura 26: Dimensiones del revestimiento del canal de conducción. Fuente: Rojas, B. J. y Arteaga, R. W. (2014). Diseño de una micro central hidroeléctrica para el análisis del costo final de la energía eléctrica para un centro poblado. Caso Rurashca, Ancash. (Tesis de grado). Universidad Nacional del Santa. Chimbote – Perú.

$$t1 = t2 = 0.10*d + 0.08 \quad (15)$$

$$t2 = 0.22*h + 0.06 \quad (16)$$

1.3.15.3. Desarenador.

Es una estructura de concreto armado cuya función es retener partículas suspendidas en el agua, para evitar que estos sedimentos puedan causar problemas en la tubería forzada y en la turbina, degradando la vida útil de estos equipos y estructuras.

En la siguiente figura se presenta el esquema de un desarenador:

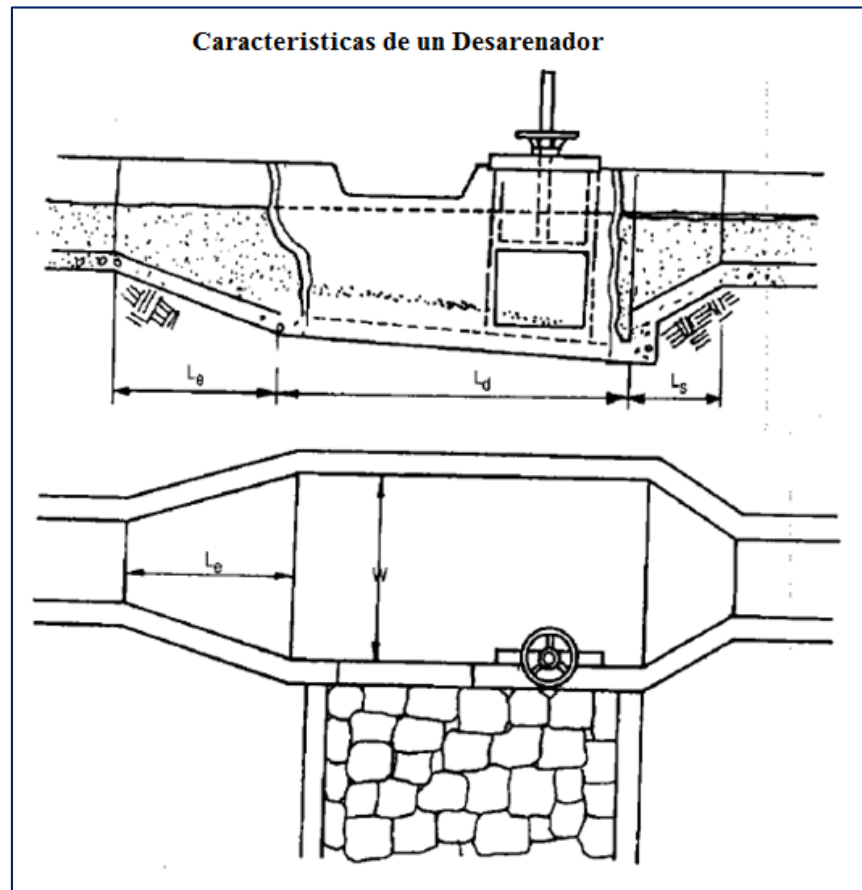


Figura 27: Características de un desarenador.

Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas.

Perú: Soluciones Prácticas.

- Sedimentación de sólidos.
Para que las partículas sólidas en el agua se sedimenten, la velocidad del agua debe disminuirse, para ello se construye esta estructura con una área transversal mayor.
- Purga de sedimentos.
La purga de sedimentos se realiza a través de una compuerta lateral tal como se puede observar en el esquema anterior. El tanque colector se debe dimensionar para una frecuencia de descargas y una concentración de sedimentos en el agua.

- Transición en la entrada.

La longitud de transición (L_t) o longitud de la entrada, se puede estimar según la sugerencia de “US Bureau of Reclamation”. Esta estructura se construye con la finalidad de reducir la pérdida de carga en la entrada:

$$L_t = \frac{W - b}{2 \cdot \tan(12^\circ 30')} \quad (m) \quad (17)$$

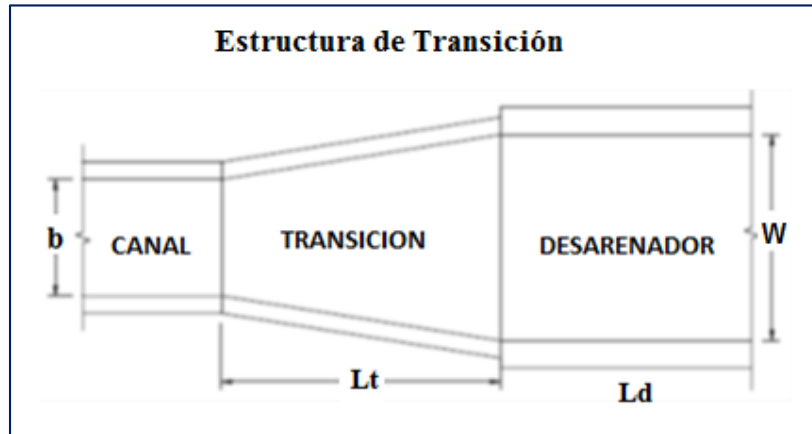


Figura 28: Transición

Fuente: Elaboración Propia.

- Velocidad del agua en el desarenador:

El ing. Tsuguo Nozaki, en la “Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas”, pág. 47. Sugiere que la velocidad del agua en el desarenador debe ser igual inferior de 0.3 m/s.

- Velocidad de sedimentación.

El máximo diámetro de la partícula de sedimento debe estar dentro del rango 0.15 – 0.3mm, y la velocidad de sedimentación se puede encontrar en la tabla 7:

Tabla 7:

Velocidades de sedimentación

d en mm	W en cm/s
0.05	0.178
0.10	0.692
0.15	1.560
0.20	2.160
0.25	2.700
0.30	3.240
0.35	3.780
0.40	4.320
0.45	4.860

0.50	5.400
0.55	5.940
0.60	6.480
0.70	7.320
0.80	8.070
1.00	9.440
2.00	15.290
3.00	19.250
5.00	24.900

Fuente: OLADE (1985). Guía para el diseño de obras civiles de pequeñas centrales hidroeléctricas. Colombia.

- Dimensiones del desarenador

Según el libro “Guía de diseño de obras civiles de pequeñas centrales hidroeléctricas” OLADE (1985), se recomienda adoptar una relación de ancho W /alto (H_d) = 1.5 – 2.

Luego se debe determinar el ancho W con la relación anterior H_d .

Se procede a calcular la longitud activa del desarenador mediante la fórmula:

$$L_d = \frac{R \cdot H_d \cdot V_H}{V_d} \quad (m) \quad (18)$$

Dónde:

R : Coeficiente de seguridad o desarenación, varía entre 1.5 – 2.

H_d : Alto del desarenador.

V_H : Velocidad del agua.

V_d : Velocidad de sedimentación.

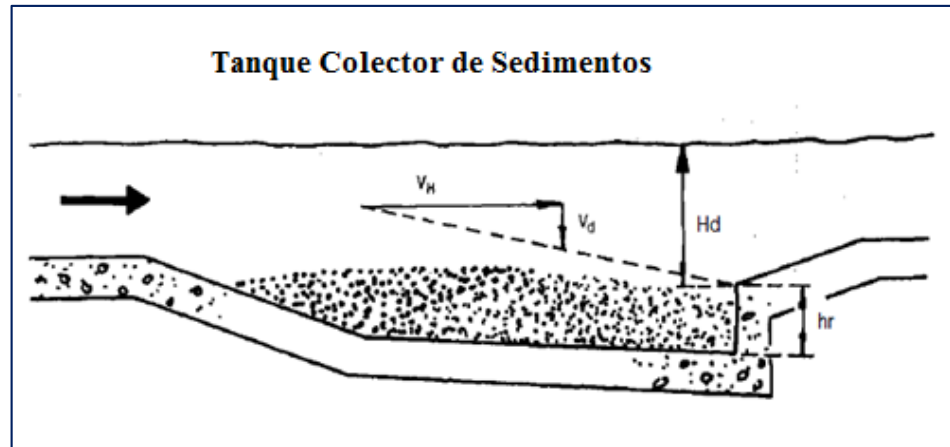


Figura 29: Tanque colector de sedimentos del desarenador.
 Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas.
 Perú: Soluciones Prácticas.

- Capacidad de tanque colector del Desarenador "hr":
 Se determina la profundidad del tanque colector del desarenador sobre la base de una determinada frecuencia de purga de sedimentos, la que puede ser una semana por ejemplo, así mismo se debe tener en cuenta la concentración de sedimentos las que generalmente están en el rango de 0.05 – 0.2 kg/m³.

La acumulación de sedimentos "As" será igual:

$$As = Q.T.S \text{ (kg de sedimentos).} \quad (19)$$

$$\text{Densidad de arena} = 2600 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Volumen de sedimento} = \text{Capacidad de tanque}$$

$$hr = \frac{\text{Capacidad de Tanque}}{Ld * W} \quad (20)$$

1.3.15.4. Cámara de Carga.

Esta estructura se construye en el inicio de la tubería de presión para adecuar y habilitar caudal que se suministrara a través de la misma hasta la turbina. Entre sus partes principales esta: el tanque de presión, el

vertedero, compuerta de fondo, tanque colector de sedimentos, chimenea de equilibrio, compuerta de cierre de paso, rejilla y transición.

Tiene la siguiente utilidad:

- Retener sedimentos producidos por la erosión del canal y los que arrastra el agua en el trayecto del canal de conducción.
- Drenar el caudal excedente a través del vertedero.
- Disipar de los cambios de presión producidos por el golpe de Ariete.
- Evita el ingreso de aire a la tubería de presión lo que ocasionaría efectos de golpe de ariete.

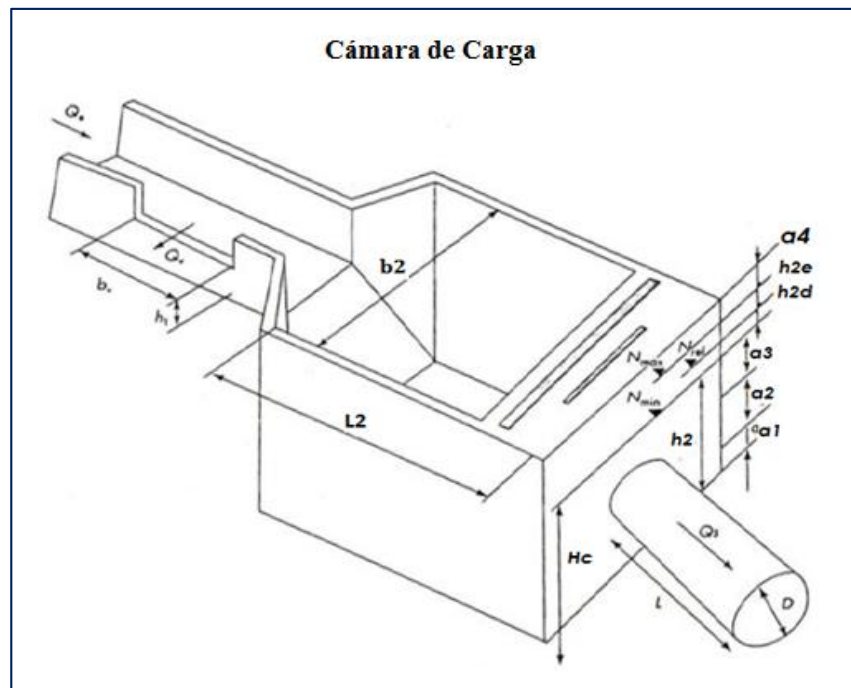


Figura 30: Características de la Cámara de Carga.

Fuente: Ortiz, F. R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

- Procedimiento de cálculo:
 - Para evitar el ingreso de sedimentos a la tubería α_1 deberá tener un valor entre 0.3 – 0.5 metros.
 - Se recomienda un valor aproximado $\alpha_2 = D$ (diámetro de la tubería).

- El valor de α_3 garantiza que no entre aire a la tubería, este valor deberá estar en el rango de $0.5D < \alpha_3 < 1.5D$, α_3 de ninguna manera deberá menor de 0.3 metros.
- El valor de α_4 garantiza el nivel de agua en la cámara durante las ondas por golpes de ariete, para esto se debe tomar un valor $\alpha_4 < 0.30$ metros.
- Se estima un valor de h_2 en función de α_1 , α_2 y α_3 , la cual debe ser un valor aproximado a la sumatoria de estos tres valores.
- La velocidad promedio del agua en la cámara de carga V_2 deberá estar entre los valores 1, 0.8 y 0.6 m/s.
- Entonces el ancho de la cámara de carga se define:

$$b_2 = \frac{Q}{V_2 * h_2} \quad (21)$$

- Volumen de agua disponible para el arranque:

$$h_{2d} = \frac{Q}{7 * b_2 * \sqrt{h_2}} \quad (22)$$

- Calcular: $h'_{2e} = h_{2d} + a_1 + a_2 + a_3$

Si se cumple: $h'_{2e} < h_2$, las cantidades asumidos son correctos, de lo contrario ir incrementando h_2 hasta que cumpla con la condición.

- Con el valor de h_2 obtenido, calcular:

$$L_2 = 0.304 * \left(\frac{Q * L * \sqrt{h_2}}{Hu * D^2} \right) \quad (23)$$

Siendo:

L : longitud de la tubería

Hu : Altura útil

- Calculamos la altura de nivel máximo:

$$h_{2e} = \frac{0.25 * Q}{b_2 * \sqrt{h_2}} \quad (24)$$

Finalmente la altura total de la cámara de carga se define:

$$h_{2c} = h_2 + h_{2e} + a_4 \quad (25)$$

a) *Aliviadero de la Cámara de Carga.*

Se calcula con la expresión siguiente:

$$Qv = \left(\frac{2}{3}\right) * M * b1 * \sqrt{2 \cdot g} * hv^{\frac{3}{2}} \quad (26)$$

hv: Altura del aliviadero.

b1: Ancho del aliviadero.

M: Coeficiente de canto de vertedero

M = 0.5 para cantos redondeados.

M = 0.64 Para canto afilado.

b) *Rejilla de la Cámara de Carga*

La rejilla se coloca en el ingreso de la “cámara de presión” debe inclinarse un ángulo en función de la manera del mantenimiento:

- limpieza manual: 50° - 55°
- limpieza mecánica: 70° - 76°

Se recomienda limpieza manual en pequeñas centrales hidroeléctricas

Dependerá del tipo de turbina, la separación entre las platinas:

- 65 – 20 mm. Para turbina Pelton
- 100 – 32 mm. Para turbina Francis
- 200 – 50 mm. Para turbina de Hélice

1.3.16. Tubería de Presión.

Esta tubería lleva el flujo de agua hasta la turbina. Está conformado por los siguientes elementos: rejilla, anclajes, apoyos, codos, juntas de unión, juntas de expansión y bifurcaciones.

Las juntas de expansión se encuentran entre los anclajes con la finalidad de amortiguar las dilataciones o contracciones por variación de la temperatura.

Para su dimensionamiento se debe tener en cuenta lo siguiente:

El diámetro óptimo se elige a partir de un análisis técnico económico equilibrando el costo de pérdidas admisibles y el costo de la tubería.

El espesor depende también de los esfuerzos producidos por el golpe de ariete, diámetro de tubería y peso del agua.

1.3.16.1. *Análisis técnico económico para la estimación del diámetro óptimo.*

La selección óptima está en función del costo mínimo de la tubería y las mínimas pérdidas.

El diámetro mínimo en función de las pérdidas mínimas:

$$C_a = C_p + C$$

C_a : Valor total de la energía perdidas en 1 año

C_p : Valor anual por mantenimiento y amortización de la tubería.

C : Valor anual por mantenimiento y amortización

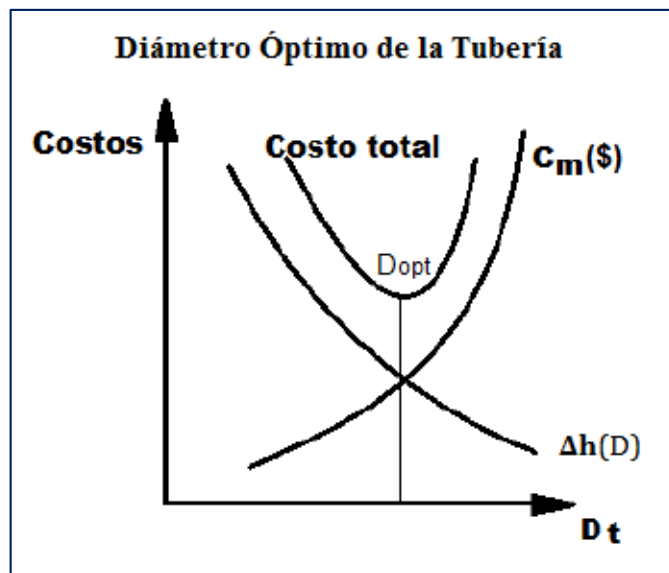


Figura 31: Determinación del diámetro óptimo de la tubería de presión

Fuente: Ortiz, F. R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

- El espesor de la tubería se expresa de la siguiente manera.

$$e = \frac{(H_b + h_s) * D}{2 * \delta * K_f} + e_s \quad (27)$$

$\delta = 1200 \text{ kg/cm}^2$ (Tensión Tracción del Acero)

$K_f = 0.9$ Eficiencia de uniones.

Se considera $e_s=0.003$ mm

h_s : Sobrepresión causada por el golpe ariete (se puede considerar 30% de la altura bruta).

H_b : Altura Bruta

D : Diámetro de la tubería.

- Diámetro se obtiene la siguiente expresión, según la fórmula de Bondschu:

$$D = 1.27 * \frac{Q^{0.4268}}{(H_B + h_s)^{0.1423}} \quad (28)$$

1.3.16.2. Verificación de las dimensiones de la tubería:

- a) *Tensión tangencial causada por el golpe de ariete (kgf/cm²).*

$$\delta t_a = 0.05 * (H_n + h_s) * \left(\frac{D}{e}\right) \quad (29)$$

H_n : caída neta (m)

h_s : sobrepresión efectuada por golpe de ariete (m)

D : diámetro interno de la tubería.

- b) *Tensión longitudinal debido a la variación de la temperatura.*

$$\delta t_e = E * \alpha * \Delta t \quad (\text{kgf/cm}^2) \quad (30)$$

E : módulo de elasticidad del material de la tubería.

α : coef. de dilatación.

Δt : variación de temperatura.

- c) *Tensión longitudinal debido a la presión hidrostática (para una válvula cerrada)*

$$\delta t_l = 0.025 * \frac{(H + h_s) * D^2}{e * (e + D)} \quad (31)$$

δt_l : en kgf/cm²

d) *Tensión de flexión entre apoyos debido al peso del agua y al peso de la tubería.*

$$\sigma_f = \frac{Mfmax}{W} \quad (32)$$

$$Mfmax = \frac{F * Ls^2 * sen\phi}{8} \quad (33)$$

F: Peso del agua y de la tubería.

Ls: distancia entre soportes.

$$F = \gamma_t * \pi * e * (D + e) + \gamma * \pi * \frac{D^2}{4} \quad (34)$$

$$W = \frac{\pi}{32} * \frac{(D + e)^4 - D^4}{(D + e)} \quad (35)$$

$$\sigma_f = \frac{F * \left(\frac{Ls^2}{8}\right) * sen\phi}{W} \quad (36)$$

γ_t : peso específico del acero (tubería) 7850 kgf/m³

γ : peso específico del agua 1000 kgf/m³

e) *Tensión longitudinal, ocasionada por la variación de la pendiente del terreno debido a su inclinación.*

$$\delta j = \frac{F * Ls * cos\phi}{\pi * e * (D + e)} \quad (37)$$

f) *Tensión resultante.*

Un criterio para comparar tensiones y elegir la que nos ofrezca mayor seguridad, se tiene que cumplir:

$$\delta_{ad} > \sum_{j=1}^5 \delta j \quad (38)$$

$$\delta_{ad} > \delta ta + \delta te + \delta tl + \sigma_f + \delta j \quad (39)$$

Teniendo en cuenta que la tensión permitida por el acero es:

$$\delta_{ad} = 1200 \text{ kgf/cm}^2$$

1.3.17. Golpe de Ariete.

Al abrir o cerrar los reguladores, el caudal que fluye por la tubería forzada tendrá cambios bruscos, estas variaciones ocasionan depresiones o sobrepresiones que se propagan tipo ondas a través de toda la tubería hasta llegar a la cámara de presión.

Mientras más brusco o rápido es el cierre del distribuidor el golpe de ariete será más fuerte, para esto se debe calcular el valor de la sobrepresión la cual depende tiempo de cierre con la finalidad de calcular el espesor de la tubería.

L/c: Tiempo que demora la onda de sobrepresión en llegar a la cámara.

T: Es el periodo, tiempo total de recorrido de la onda.

$$T = \frac{2L}{c} \quad (40)$$

L: Longitud de la tubería.

La velocidad de onda de presión “c” será:

$$c = \frac{1425}{\sqrt{1 + (E_0/E)(D/e)}} \quad (41)$$

E₀ = Elasticidad del agua

E = Elasticidad del acero

D: Diámetro de la tubería

E: Espesor de la tubería

- Presión de cierre instantáneo:

$$\Delta p = \rho c v \quad (42)$$

$$\Delta h = \frac{\Delta p}{\rho \cdot g} \quad (43)$$

- Presión de cierre lento:

$$\Delta p = k * \frac{\rho * H u * v}{\Delta t} \quad (44)$$

$$k = 1.5$$

1.3.18. Cálculo de Pérdidas en la tubería.

- Pérdidas en la rejilla “hr”:

$$hr = \xi r \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (45)$$

ξr : Coeficiente de pérdidas

V: Velocidad del agua en la tubería

- Pérdidas en la entrada “he”:

$$he = \xi e \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (46)$$

- Pérdidas en los codos “h_k”:

$$h_k = \xi k \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (47)$$

Tabla 8:

Coeficiente de pérdidas para codos de tubos circulares

α°	10	15	22.5	30	45	60	90
ξk	0.044	0.062	0.154	0.165	0.32	0.684	1.265

Fuente: Ortiz, F. R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

- Pérdidas por fricción en los tubos “h_{FRIC}”:

$$h_{FRIC} = \lambda \frac{L \cdot V^2}{d * 2 \cdot g} \quad (48)$$

Coeficiente de pérdida $\lambda=0.01(K/d)^{0.134}$

d: diámetro interno del tubo

L: long de tubería.

k: 1.15 para el acero.

- Pérdidas en la Válvula “ h_V ”:

$$h_V = \xi_V \frac{V^2}{2 \cdot g} \quad (49)$$

- Pérdidas Totales “ h_t ”:

$$h_t = h_r + h_e + h_K + h_{FRIC} + h_V \quad (50)$$

1.3.19. Bloques de apoyo de la tubería.

Para la colocación de la tubería de fuerza en la intemperie se necesita de estructuras de concreto donde se apoyara la tubería, la disposición de estas dependerá del terreno. Para determinar la ubicación de los bloques de apoyo y anclaje es necesario establecer el perfil y el trazo en el terreno, teniendo en cuenta que los bloques de anclaje fijaran la tubería mientras que los bloques de apoyo solo sostienen la misma y permiten su desplazamiento por variación de la temperatura.

La cantidad de anclajes dependerá de las variaciones de la pendiente.

Se recomienda que entre dos anclajes se instale una junta de dilatación.

- Bloques de apoyo:

Su función es soportar el peso la tubería de presión en operación. Se debe elegir una ruta que permita optimizar la cantidad de apoyos.

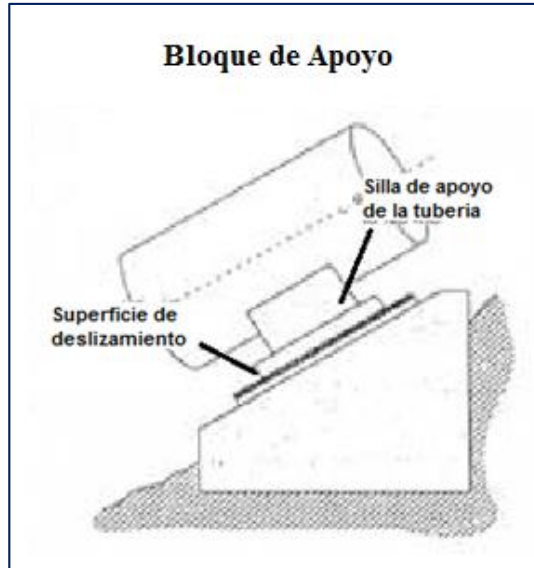


Figura 32: Bloque de apoyo.

Fuente: Ortiz, F. R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

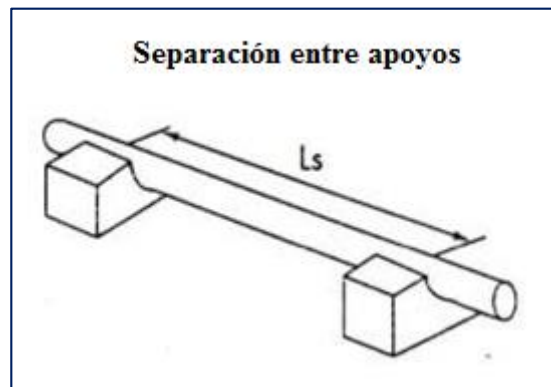


Figura 33: Separación entre apoyos.

Fuente: Ortiz, F. R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

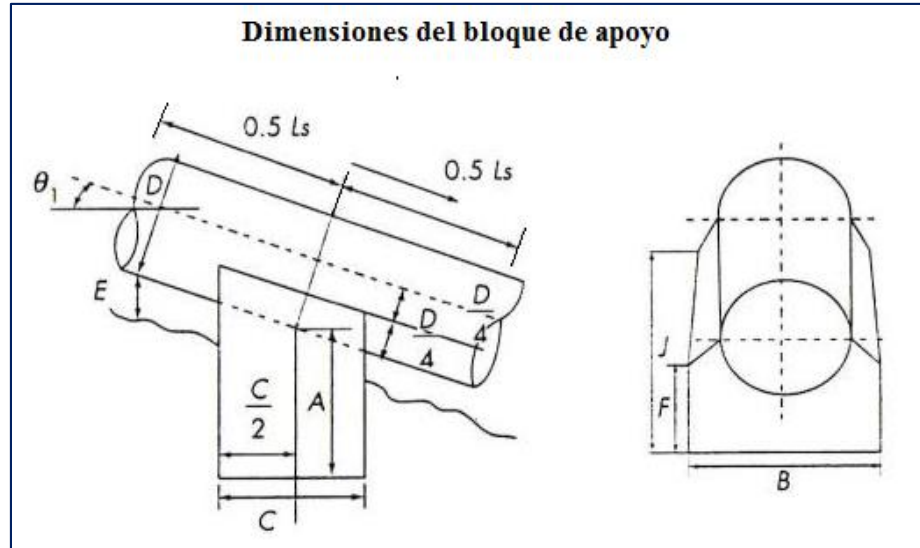


Figura 34: Dimensiones del apoyo.

Fuente: Ortiz, F. R. (2011). Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

Se debe tener las siguientes consideraciones:

- Altura mínima que permita el escurrimiento de agua de lluvias
 $E_{min} = 0.25 * D$
- $C = B = 1.5 * D$
- $A = 1.2 * D$

La longitud aproximada entre apoyos se calcula:

$$L_s = 182.61 * \sqrt[3]{\frac{(D + 2e)^4 + D^4}{P}} \quad (51)$$

P: la presión del agua y de la tubería de acero se expresa:

$$P = 785.4 * D^2 + 24662 * e * (D + e) \quad [kgf/m] \quad (52)$$

- Se debe verificar que la dimensione de los soportes cumplan las siguientes condiciones:

$$\frac{Fab}{\Sigma F_H} \geq 1.5 \quad (53)$$

Fab: fuerza de fricción entre del apoyo sobre el suelo.

ΣF_H : Sumatoria de fuerzas horizontales

- Peso del agua se expresa:

$$G_a = 785.4 * D^2 * L_s \quad (54)$$

- peso de la tubería se expresa:

$$G_t = \gamma_t \left(\frac{\pi}{4} \right) * e * (D + e) * L_s \quad (55)$$

γ_t : Peso específico del acero igual a 7850 kgf/m³

- Peso del bloque de apoyo se define por:

$$G_s = \gamma_s * V_s \quad (56)$$

V_s : Volumen de apoyo

γ_s : Peso específico del concreto igual a 2400 kgf/m³

$$V_s = F * B * C + \frac{(J - 0.5 * C * \tan\theta) * B * C}{2} + \frac{C * D_e}{4 * \cos\theta} \left(B - \frac{\pi * D_e}{180^\circ} * \arctan\left(\frac{B}{D}\right) \right) \quad (57)$$

También se considera las dimensiones del tubo:

$$E_{min} = 0.25 * D \quad (\text{Altura mínima para escurrimiento de agua de lluvias}) \quad (58)$$

$$A = 1.2 * D \quad (59)$$

$$B = C = 1.5 * D \quad (60)$$

$$J = A * 0.5 * C * \tan\theta \quad (61)$$

$$F = A * 0.5 * C * \tan\theta \quad (62)$$

- Se debe calcular la fuerza fricción entre la tubería y el apoyo:

$$F_a = \mu(G_a + G_t) \cos\theta_1 \quad (63)$$

μ : coeficiente de fricción, $\mu = 0.50$

- Las fuerzas horizontales y verticales:

$$\Sigma F_H = F_a * \cos\theta \quad (64)$$

$$\Sigma F_V = G_a + G_t + G_s + F_a * \sin\theta \quad (65)$$

- La fuerza de fricción entre el apoyo y el suelo:

$$F_{ab} = \phi \Sigma F_V \quad (66)$$

ϕ : Coeficiente de fricción, según el tipo de terreno.

1.3.20. Turbina Hidráulica.

Es una máquina que convierte la energía hidráulica en mecánica; a la maquinas motrices se le denomina turbina y a las generatrices como la bombas hidráulicas.

Una turbomáquina elemental consta básicamente de álabes fijados al distribuidor, distribuidor, álabes móviles fijados al rodete y rodete o rotor. La turbina hidráulica se constituye de una carcasa y una rueda móvil.

La turbina se compone de partes que el flujo de agua atraviesa en este sentido: el distribuidor, el rodete y el difusor.

1.3.20.1. Turbina Francis:

Es una turbina de reacción del tipo radial y centrípeta, consta de una carcasa espiral, distribuidor, rodete y tubo de aspiración. Puede operar en un numero de revoluciones elevado; este tipo de turbina es comúnmente utilizado, y se utiliza en desniveles entre 40 – 200 metros; pueden ser normales, lentas, rápidas y extra rápidas.

- El distribuidor: es la parte estática, no se genera trabajo mecánico. La función que cumple es: acelerar el agua, direccionar el agua al rodete y regular el caudal.
- El rodete: También se llama rotor, es en donde se genera la energía mecánica. Pieza metálica con forma de rueda en su periferia tiene los alabes.
- Tubo de aspiración: conducto de forma divergente, es forma parte de las turbinas de reacción, colocado después del rodete hacia la descarga del agua.
- Carcasa: es el recubrimiento metálico y soporta los elementos de la turbina.

1.3.20.2. Selección del Tipo de Turbina:

Según Nozaki (1980) La selección preliminar lo podemos realizar mediante uso de la siguiente la figura 22, en función de caudal y del salto.

Potencia al eje:

$$Peje = 9.81 * \eta_t * Q * Hn \text{ (KW)} \quad (67)$$

η_t : eficiencia de la turbina

Potencia generación nominal:

$$Pnom = 9.81 * \eta_t * \eta_g * Q * Hn \text{ (KW)} \quad (68)$$

η_g : eficiencia del generador

Posteriormente seleccionamos el tipo de turbina mediante el número específico de revoluciones “Ns” (número de camerer), este valor se debe verificar en los rangos asignados para cada tipo de turbina estándar y según el rango que corresponda se elige el tipo de turbina.

$$N_s = N * \frac{\sqrt{P}}{Hn^{1.25}} \quad (69)$$

P: Potencia al freno de la turbina (HP)

Hn: Salto neto (m)

Q: Caudal del diseño (m³/s)

η : Eficiencia de la turbina.

N: Velocidad de giro de la turbina (RPM)

También se puede calcular el “número específico de revoluciones de caudal”:

$$N_q = N * \frac{\sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}} \quad (70)$$

También se conoce que para turbinas pequeñas: NS= 3.03*Nq

Se debe considerar los rpm correspondientes a cada tipo de turbina al momento de calcular el valor de Ns adecuado.

Tabla 9:

Parámetros de las turbinas según su tipo

TURBINA	Ns (rpm, HP, m)	Q (m3/s)	H (m)	P (kW)	Eficiencia	
Acción	1CH: 30					
	Pelton	2CH: 30 - 50				
		3CH: 30 - 50				
		4CH: 50 - 70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
	Turgo	60-260	0.025-10	15-300		
	Michell Banki	40-160	0.025-5	1-50	1-750	82
Reacción		Lento: 60 - 150				
	Francis	Normal: 150 - 250				
		Rápido: 250 - 400	1-500	2-750	2-750000	92
	Kaplan	300 - 800	1000	5-80	2-200000	93

Fuente: Coz, F. (1995). Manual de mini y micro centrales hidráulicas. Perú: Soluciones Prácticas.

$$f = \frac{z * N}{60} \quad (71)$$

z: Par de polos

N: revoluciones por minuto “rpm”

Tabla 10:

Revoluciones correspondientes a cada polo.

Par de Polos	RPM
2	1800
4	900
6	600
8	450

Fuente: Elaboración Propia.

Para cada par de polo se calcula el valor de su N correspondiente, luego se calculamos el valor de la velocidad síncrona Ns, hasta encontrar un valor que corresponda al rango de Ns estandarizado para cada tipo de turbina.

Para optimizar se selecciona el valor de Ns que reduzca la cantidad de pares de polos para los generadores y disminuya la cantidad de

equipos de turbo generación y teniendo en cuenta la oferta de alternadores en el mercado.

1.3.21. Generador eléctrico.

Potencia Aparente:

$$S = P * \cos\theta \quad (72)$$

Con el numero especifico elegido, con el número de polos, la frecuencia, la potencia de la turbina, la tensión de la red eléctrica de media tensión existente. Con estos datos se selecciona el tipo de generador más adecuado. Además se debe tener como referencia las normas eléctricas nacionales para generadores.

En los catálogos comerciales se identifica el generador adecuado, para la potencia, frecuencia y tensión de generación. Seleccionando el número de revoluciones del generador, considerando que a mayores revoluciones se obtiene generadores de menor costo.

1.3.22. Tablero de control para la Casa de Máquinas

Datos para la selección: potencia, tensión, frecuencia

Procedimiento de selección: El tablero se selecciona de acuerdo con especificaciones de potencia máxima del generador, tensión y frecuencia. Se utilizara los equipos necesarios para un control eficaz.

1.3.23. Transformador de potencia.

Datos para la selección: potencia, tensión, nivel de aislamiento, refrigeración y altura msnm.

De acuerdo a las normas eléctricas del país se selecciona el valor de la tensión de transmisión y con el dato de potencia se determina en los catálogos comerciales el transformador a utilizarse. Teniendo en cuenta que las corrientes de corto circuito sean 5 o 6 veces la nominal.

1.3.24. Red de transmisión o red primaria

Datos para la selección: potencia y tensión de transmisión.

De acuerdo a las normas eléctricas del país se determina la sección del conductor, los soportes de las líneas y los aislamientos.

1.3.25. Análisis Económico y Financiamiento.

Este análisis en un proyecto de una PCH se efectúa para fundamentar nuestra toma de decisiones acerca de su ejecución.

La evaluación económica del proyecto, considera a este como una fuente de costos y beneficios periódicamente a lo largo de su vida útil, siendo necesario identificar los estos costos y beneficios para valorarlos con el objetivo de determinar la conveniencia del proyecto.

La evaluación financiera del proyecto, considera préstamos de capital para su ejecución, generándose así flujos de fondos periódicos de ingresos y egresos a lo largo del tiempo. La finalidad del análisis financiero es determinar si estos flujos de dinero son rentables, es decir si generan ganancias sobre las amortizaciones de la deuda.

La evaluación económica, financiera y social se debe hacer en paralelo con la evaluación técnica o factibilidad técnica del proyecto la cual consiste en verificar que existan todas las condiciones físicas para construir la PCH.

La evaluación privada de un proyecto consiste de una evaluación económica y financiera. La primera asume que todo el capital es propio de la entidad privada, siendo todas las compras y ventas al contado. La segunda considera todos los flujos económicos diferenciando entre capital propio y capital prestado.

La evaluación social (este no es el caso en estudio), los costos y beneficios sociales difieren de la evaluación privada, debido a que los costos de los materiales para el proyecto están exonerados de impuestos (Coz, F. 1995)

1.3.25.1. Valor presente.

Es el valor actual de una cantidad de dinero en el futuro “F”, considerando un interés “i”, durante una cantidad de “n” años.

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (73)$$

1.3.25.2. Método de análisis beneficios y costos.

Se debe actualizar todos los costos y beneficios, para ello se deberá analizar estos tres indicadores:

- *Valor Actual Neto*

Utilizando una misma tasa de interés “i”, se actualiza la suma total de beneficios proyectados y luego la suma total de costos actualizados, la diferencia entre ambos es el valor actual neto.

Si el valor actual neto del proyecto es positivo, entonces se considerara rentable.

- *Tasa Interna de Retorno (TIR).*

Es un indicador de rentabilidad que puede resultar de un proyecto de inversión, se expresa en términos de porcentaje. La TIR es un indicador que nos muestra la factibilidad de un proyecto comparándolo con la rentabilidad de otras opciones de inversión que generalmente presentan menos riesgo. En esta comparación simple la que resulte mayor será la que nos ofrezca mejor réditos ya sea el TIR o la tasa de algún otro producto financiero; entonces como regla general para la toma de decisión será que cuando la TIR es mayor que la tasa de descuento o interés, el proyecto es rentable.

Su análisis está basado en la fórmula del VAN la cual al igualarlo a cero nos dará como resultado una porcentaje que es el interés interno y que representa la rendimiento del proyecto.

- *Beneficio – costo.*

Esta relación es el cociente entre, la sumatoria de todos los beneficios actualizados y la sumatoria de todos los costos actualizados; todos ellos analizados con el mismo interés “i”.

- *Factores para la evaluación económica.*

Costos de inversión

- a) Activo Fijo
 - Obras civiles
 - Equipos electromecánicos y maquinaria
 - Montaje e instalación de maquinaria y equipos.
- b) Activo intangible.
 - Estudios
 - Supervisión
 - Gastos generales

Costos de operación y mantenimiento.

- a) Costos de operación
- b) Costos de mantenimiento

Beneficios

- a) Ingresos por venta de energía

Se considera todos los ingresos de cada año desde el inicio de operación de la PCH hasta el último año de su vida útil.

Según el estudio de mercado se puede proyectar la energía que se venderá anualmente, para esto también se considera el la tarifa en soles por kWh en la actualidad.

$$B_n = E_n * t \quad (74)$$

B_n : Ingresos por la venta de energía en el año “n”, en Soles.

E_n : energía en el año “n” vendida (KWh).

t : tarifa de energía (S./KWh)

- b) Valor residual

Según Coz, F. (1995) es lo que valoriza nuestro bien, en el año final de vida útil.

Para su cálculo se conoce su periodo total de depreciación de este bien, es decir el periodo en el cual pierde todo su valor. El criterio de vida útil según el autor mencionado es el siguiente.

 - 50 años para Obras civiles

- 30 años para el caso de maquinaria o equipos electromecánicos

Forma de Depreciación:

El análisis considera que el “bien” pierde su valor cada año uniformemente, desde el primer año de su instalación hasta el último año de su vida útil.

El valor residual se expresa:

$$VR_n = V_i - V_i * \frac{n}{N} \quad (75)$$

VR_n: valor residual en el año n, en soles.

V: valor inicial del bien, en soles.

N: años de vida útil del bien.

n: año en el que se calcula el valor residual.

1.3.26. Mercado Eléctrico

El Sector Eléctrico peruano se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) del Decreto Ley N° 25844 y reglamentada por el D.S. N° 009-93-EM y modificatorias. A través de esta ley se normaron las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Se establecieron los sistemas tarifarios libre y regulado; el primero cuando hay competencia en las actividades, la segunda en casos que por su naturaleza de la actividad no se puedan dar condiciones de competencia.

El sector eléctrico nacional se encuentra estructurado de la siguiente forma:

- **Clientes:** son los usuarios que pagan por el servicio. Entre ellos están los clientes libres y clientes regulados.
- **Empresas Eléctricas:** incluye a todas las empresa que desarrollan actividades en el sector de generación, trasmisión y distribución.

- **Comité de Operación Económica del Sistema (COES):** lo componen los titulares de las empresas de transmisión y generación que operan en el SEIN. Este órgano tiene la función de garantizar el abastecimiento de la energía eléctrica y así también coordina la operación comparando y optimizando costos. Los integrantes del COES lo conforman 8 empresas de transmisión, 29 de generación, y 10 de distribución (COES 2011).

- **Ministerio de Energía y Minas:** Entidad del estado quien mediante la Dirección General de Electricidad, cumple con realizar normativas y es el que otorga las autorizaciones y concesiones.

- **Sistema de Supervisión de la Inversión de la Energía:** la conforman: la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) que tiene la función de establecer los pliegos tarifarios. OSINERGMIN, quien fiscaliza las actividades al sector electricidad; INDECOPI esta institución regula la libre competencia en el sector electricidad e hidrocarburos.

El Sistema Interconectado Nacional (SINAC) se conforma en octubre 2000 resultado de la fusión de SICN (Sistema Interconectado Centro Norte) y el SISUR (Sistema Interconectado del Sur) esto se llevó a cabo a través de la interconexión en la línea de transmisión Mantaro – Socabaya.

Las actividades eléctricas comprenden la generación, transmisión y distribución.

- **Generación:** Son las empresas generadoras son la que producen la energía eléctrica lo que implica que para tal este fin deben planificar la producción; la generación de energía proviene de diversas fuentes.

En las actividades de generación se debe desarrollar en un mercado de competencia ideal y estas pueden desempeñarlas empresas privadas o estatales, Según la ley de concesiones eléctricas.

El desarrollo tecnológico que existe en la actualidad como en el aprovechamiento de fuentes de energía renovables como la solar y eólica en mayor medida, el descubrimiento de otras fuentes de energía como el

gas natural para aprovechamiento en centrales térmicas, hacen del sector generación como competitivo.

Según Amstrong (1994) en las economías de escalas en desarrollo, para centrales de generación que utilicen combustible fósil la mínima eficiencia estar en plantas de capacidad de 400 MW; así también según Rainieri (1996) la capacidad óptima de una central a gas será de 340 MW para los países de América latina.

En el Perú, en dependiendo de su combustible empleado, los principales formas de generación eléctrica vienen a ser la hidráulica y la generación térmica. (Aguilar A. G. 2003).

○ **Transmisión:**

La energía eléctrica se transmite a largas distancias en “Alta tensión” y “muy Alta Tensión”, el sector transmisión en alta tensión opera a tensiones superiores a 30 KV y superiores a 132 KV en “Muy alta tensión”, permitiendo el abastecimiento de los sistemas de distribución y clientes libres.

Este sector se divide en un sistema principal y un sistema secundario.

El sistema principal de transmisión (SPT): comprende las líneas eléctricas de transmisión las cuales conectan las barras base y las subestaciones de generación. En esta parte el flujo de energía puede darse en ambos sentidos (bidireccionales) dependiendo de la operación del sistema. La circulación de electricidad es libre en donde las generadoras están exentas de responsabilidad. El mercado mayorista lo componen la SPT y las barras base.

El sistema secundario de transmisión (SST): en este sistema el flujo es unidireccional con flujos mayores al 90%, son líneas, equipos y subestaciones que permiten enlazar a los generadores con la SPT y enlazar al SPT con la demanda o centros de consumo (Aguilar A. G. 2003).

○ **Distribución:**

El sector distribución de energía eléctrica está integrado por redes de baja y media tensión. Esta red es la encargada de distribuir la energía a los

usuarios finales en las tensiones normalizadas en baja tensión 380/220 V 440/220 V y en media tensión 22.9/13.2 KV, 22.9 KV, 20 KV y 33 KV. Estos usuarios pueden ser residenciales, comerciales e industriales, los cuales compran la energía a las empresas concesionarias.

En el Perú, el sistema eléctrico presenta cuatro 4 cuatro niveles de tensión según:

- Baja tensión (BT): menores a 1KV.
- Media tensión (MT): redes con tensión mayores a 1 KV y menores de 30 KV.
- Alta tensión (AT): para niveles de tensión entre 30 KV hasta los 100 KV.
- Muy alta tensión (MAT): superan 100 KV.

En el sector distribución, los precios o tarifas eléctricas están regulados por OSINERG debido a que cada zona de concesión es un monopolio natural donde opera solo una empresa, las empresas concesionarias no pueden reducir y ampliar su zona de concesión sin la aprobación del ministerio. Además según la LCE las instalaciones de las empresas concesionarias pueden usarse por empresas generadoras para distribuir energía (Aguilar A. G. 2003).

1.3.26.1. Mercado Libre y Regulado

En el mercado eléctrico del Perú existen 2 segmentos:

Mercado Libre: en este mercado los contratos entre las partes suministrador – cliente se realiza de manera independiente no está sujeto a ninguna regulación de precios de energía o potencia.

Los precios y condiciones se acuerdan entre libremente entre las empresas generadoras con clientes libres, distribuidoras con clientes libre, o generadoras con distribuidoras que no suministren electricidad para el servicio público. OSINERGMIN regula los precios que corresponden a la transmisión y distribución, las demás

tarifas en el mercado libre se regulan así mismo por efecto de la oferta y demanda.

Mercado regulado: en esta caso los contratos si están regulado por la legislación peruana. Los clientes con demanda máxima anual menor o igual a 200 KW se consideran como cliente regulado. Este mercado abarca a las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad. Los clientes con una demanda máxima anual entre los 200 KW y 2500 KW pueden elegir opcionalmente ser cliente regulado o libre. Cabe señalar que OSINERG es el encargo de regular las tarifas eléctricas para este mercado, así mismo presenta un pliego tarifario don el usuario puede elegir el tipo de tarifa que sea de su conveniencia, según su demanda. Como norma los precios regulados no puede varias más o menos del 10% de los precios en el mercado libre según la LCE.

El despacho de energía se programara en función del costo mínimo, siendo responsabilidad de las empresas de generación cumplir con los contratos acordados, si para las generadoras es ventajoso comprar energía a un costo menor estas empresas están permitidos de hacerlo para cumplir con su contratos. Estas transferencias de energía entre empresas de generación, crea un mercado intermedio también llamado “spot”. (Aguilar A. G. 2003).

1.3.26.2. Fijación de tarifas en barras

Con la finalidad promover una operación eficiente en el sistema eléctrico, con un sistema de precios que esté justo basado en los costos marginales del suministro, la LCE establece una nueva regulación para fijar las tarifas en el sector.

A continuación se indican las actividades sujetas a regulación de precios, según la LCE:

- Las Compensaciones y tarifas a los titulares de sistemas de transmisión.

- Toda venta del sector distribución, para servicio público de electricidad, del generador hacia distribuidor.
- La comercialización de energía a clientes de servicio público
- Transferencias entre empresas generadoras, de potencia y energía. Mediante regulación del COES.

OSINERG regula los precios de las 3 primeras actividades. La regulación, para distribución o transmisión se hará de manera independiente una de otra, y dependerá si las ventas es para servicio público o para clientes libres (Aguilar A. G. 2003).

1.3.26.3. Precios para el Servicio Público de Electricidad

Las tarifas eléctricas aplicadas a los usuarios incluyen los costos de generación, transmisión y distribución. De manera general la estructura de costos abarca el “Valor Agregado de Distribución” (VAD) que cubre los costos de la actividad de distribución eléctrica, también se suma los precios en barra que incluye a los costos de generación y transmisión (Aguilar A. G. 2003).

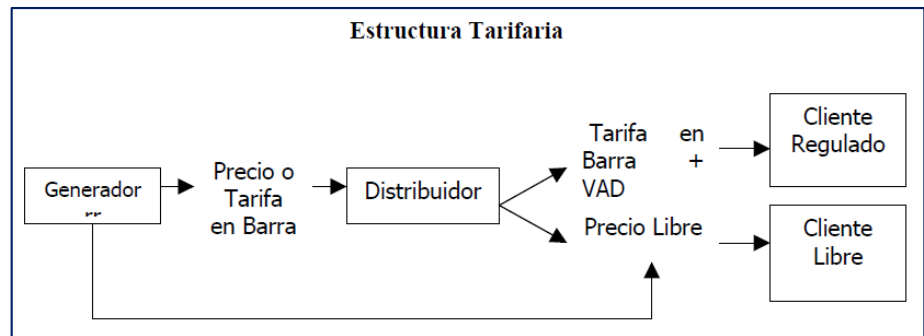


Figura 35: Conformación de la estructura tarifaria del sector eléctrico.

Fuente: Aguilar A. G. (2003).

o **Tarifa en Barra:**

Las empresas que distribuyen la energía para servicio público compra la energía a precios en barra, estas tarifas son establecidas por OSINERG cada 6 meses en el mes de mayo y noviembre de cada año.

El COES es quien hace la propuesta de las tarifas en barra ante el OSINERG, quien posteriormente de evaluarlo y modificarlo, si es necesario, lo establece para los siguientes 6 meses.

Para establecer las “tarifas en barra” se basan en el precio base de la potencia y de la energía, a esto se le adiciona un cargo por la perdidas en las líneas de transmisión tanto de energía como de potencia: y también se carga el costo de los peajes unitarios de conexión y el peaje de transmisión por el uso de las líneas de transmisión. Entonces como se muestra en las tarifas en barra está incluido los costos de generación y transmisión.

Según el artículo 53 de la LCE, las tarifas en barra no pueden excederse o ser inferiores en el 10% de los precios establecidos para el mercado libre.

En las figuras 37 y 38 se presenta el esquema para establecer el precio básico de la energía y potencia respectivamente.

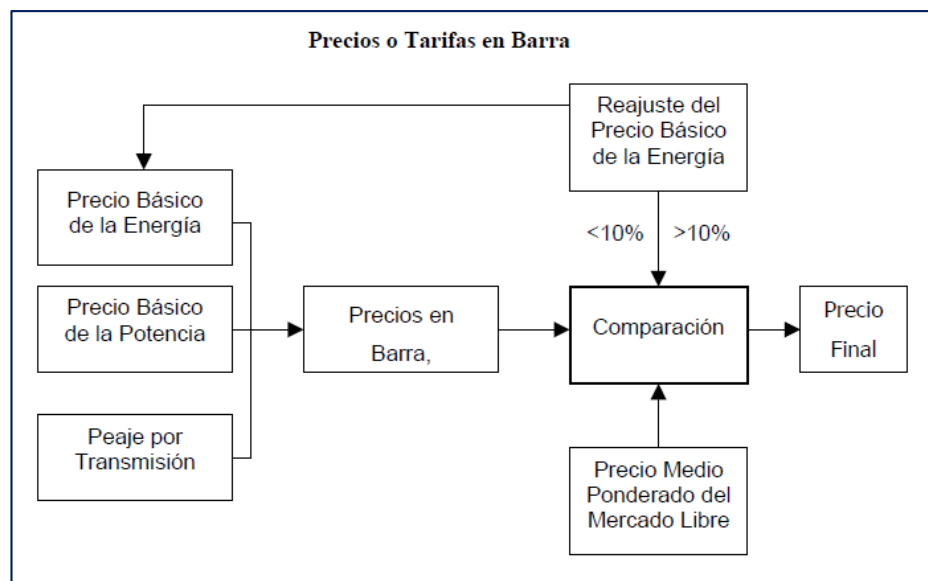


Figura 36: Conformación de la estructura tarifaria del sector eléctrico.

Fuente: Aguilar A. G. (2003).

Para establecer el precio básico de la energía se considera:

- La proyección de la demanda en siguientes 4 años, también para ese mismo periodo los programas con proyectos factibles en infraestructura de generación y transmisión.
- Programas de operación del sistema eléctrico con la objetivo de optimizar el costo de operación actualizado y racionamiento. Según la LCE, en su artículo No 79, la tasa de descuento o tasa de oportunidad sugerida para este cálculo debe ser 12%.

- “Los costos marginales de corto plazo” esperados de energía, para los “bloques horarios” establecidos por el OSINERG, correspondiente al programa de operación anterior.

Para determinar “el Precio Básico de la Energía” por bloques horarios, se le promedia los costos marginales descritos en el párrafo anterior con la proyección de la demanda actualizada, para el periodo de estudio determinado.

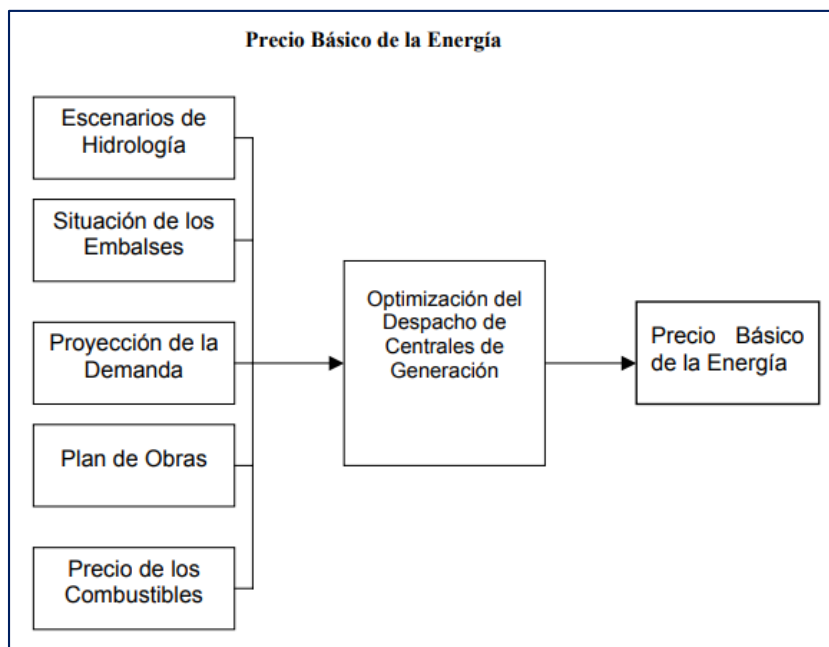


Figura 37: Determinación el Precio Básico de la Energía.

Fuente: Aguilar A. G. (2003). El sistema tarifario del servicio público de electricidad. (Working Papers). PUCP. Lima.

Para establecer el “precio básico de la energía” se considera:

- La central de generación más barata para suministrar potencia adicional durante las hors punta de máxima demanda anual del SEIN.
- La inversión realizada en la central incluyendo los costos de instalación, equipos y conexión a la red.
- Los costos fijos anuales de Operación y Mantenimiento.
- Los flujos económicos anuales de la inversión considerando una tasa de interés del 12% y 20 años de vida útil para los equipos electro mecánicos y 30 años para los equipo de conexión.

El procedimiento para determinar el “precio base de potencia de punta” lo indica el reglamento de la LCE. En la figura 38 se presenta un esquema de la composición del “precio base de la potencia”

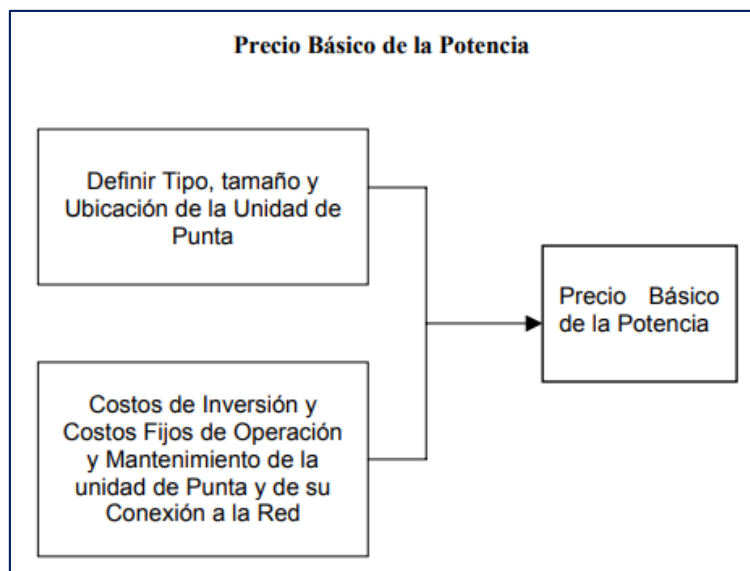


Figura 38: procedimiento para establecer el Precio Básico de la Potencia.

Fuente: Aguilar A. G. (2003). El sistema tarifario del servicio público de electricidad. (Working Papers). PUCP. Lima.

Debido a la gran cantidad de barras en todo el sistema interconectado nacional, para cada una se calcula el factor de pérdidas tanto de potencia como de energía. Para cada barra, el cálculo del “precio de la energía en barra”, se calcula a través de la multiplicación de el “precio base de la energía” (de cada bloque horario) por su “factor de pérdidas de energía” incluyendo el peaje por conexión. De la misma forma Para cada barra el “precio de la potencia en hora punta” se calcula mediante una multiplicación de el “precio base de la potencia de punta” por su “factor de pérdidas de potencia” agregándolo el “peaje por conexión”. (Aguilar A. G. 2003).

○ ***Costo de Transmisión:***

Según el artículo 58 de la LCE, el OSINERG es el encargado de proponer los “precios máximos en el sistema de transmisión”, para que posteriormente el MEM los defina.

Según el artículo 59 de la LCE, cada empresa de generación conectada al SEIN tendrá que realizar un pago mensual empresa transmisión correspondiente, como concepto de pago del “costo total de transmisión”, tal concepto se refiere a:

- Pagos anuales de la inversión con interés compuesto de 12% (anualidad de la inversión).
- Los costos de operación y mantenimiento estandarizados a la fecha.

Según la LCE, el “Sistema eléctrico económicamente adaptado” es aquel sistema donde existe un equilibrio entre la demanda y la oferta de energía eléctrica, autorregulándose los precios de la energía sin afectar a la calidad de la misma.

Para obtener el valor de la “anualidad de la inversión”, se multiplica el monto inversión, por un factor de recuperación de capital a una tasa de actualización de 12% y estimado a con una vida útil de 30 años. La anualidad de inversión es parte del costo total de transmisión; el “monto de la inversión” está basado en el Sistema Económicamente Adaptado correspondiente a la potencia máxima que transporta el Sistema Principal de Transmisión.

Para calcular el “monto de la inversión” es necesario conocer el “Valor nuevo de reemplazo” (VNR), este valor incluye el concepto de los costos de las obras de renovación de infraestructura y otros bienes que dan el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes. Considerando los costos de inversión en máquinas, equipos de la central, gastos financieros, y pago de servidumbre, entre otros.

El Costo Total de Transmisión (CT) será igual a:

$$CT = aVNR + OM \quad (76)$$

Dónde:

$aVNR = \text{anualidad del VNR}$

$OM = \text{Costos de Mantenimiento y Operación}$

El Ingreso Tarifario (IT) y el Peaje por Conexión (PC) componen la compensación de costo total y se abona por separado:

$$CT = IT + PC \quad (77)$$

Dónde:

$CT = \text{Costo Total}$

Para obtener el monto del “ingreso tarifario”, para cada tramo que forman parte del Sistema Principal de Transmisión, se hace el cálculo en función de la energía y potencia suministrada y retirada en la barra, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra sin incluir el respectivo peaje.

Según el artículo 79 del LCE, el COES es el encargo de elaborar el “Ingreso Tarifario” esperado del Sistema Principal de Transmisión empleando una tasa de actualización de 12%, posteriormente será propuesto a OSINERG para su aprobación por los 12 meses siguientes, en cuotas iguales.

En la ecuación 38, se muestra el cálculo del “Peaje por Conexión”:

$$PC = CT - IT \quad (78)$$

Según el artículo 61 de la LCE, el “peaje por conexión” y sus reajustes son establecidos por el OSINERG el primer día del mes de Mayo de cada año, para ello se debe calcular el Costo Total de Transmisión en función del “ingreso tarifario” el cual es reportado por el COES,

Respecto al “sistema de secundario de transmisión” quienes utilicen estas redes ya sea empresas generadoras u otros usuarios, estos deberán pagar una compensación anual en 12 cuotas iguales, que son el resultado del total del Costo Medio anual de estas instalaciones, según indica la LCE.

En el sector generación el esquema para la regulación de precios está en función de la sumatoria de los pagos por potencia y pagos por energía, el resultado debe cubrir, costos de operación y mantenimiento, y la anualidad de la inversión.

(Aguilar A. G. 2003).

○ ***Valor Agregado de Distribución (VAD)***

El VAD es el costo general realizado para de poner a disposición del usuario energía y potencia, según la definición de la LCE. El VAD toma como referencia a una empresa eficiente como modelo; considerando:

- Costos asociados al cliente, de manera independiente de su demanda de potencia y de consumo de energía.
- Las pérdidas estandarizadas de energía y potencia, generadas en el sistema de distribución.
- Los Costes estandarizados de mantenimiento, inversión y operación por unidad de potencia suministrada.

Para las ventas de potencia en las horas punta y horas fuera de punta, las empresas de distribución aplican factores de corrección diferentes al VAD.

El “Precio Spot” se refiere a las transacciones de energía entre empresas de generación, cuando algunas de ellas necesitan cumplir con el contrato en donde estipula la capacidad de generación ofrecida para cumplir con los requerimientos de sus clientes y no ocasionar desbalances de energía en el sistema.

Este precio se autorregula en función de la oferta y demanda de este mercado, por lo tanto va a depender de la energía que disponga la generadora en ese momento y de su capacidad de generación (Aguilar A. G. 2003).

En la figura 39 se muestra de manera esquemática la estructura tarifaria para el sector eléctrico.

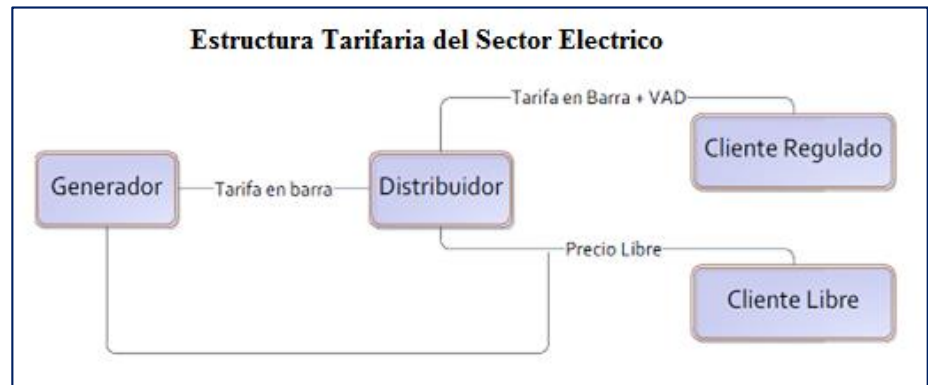


Figura 39: Estructura Tarifaria Peruana

Fuente: Aguilar A. G. (2003). El sistema tarifario del servicio público de electricidad. (Working Papers). PUCP. Lima.

1.3.26.4. El mercado libre.

Existen tres tipos de transacciones en el mercado de generación: las ventas de energía a las empresas de distribución, ventas a clientes libres, y ventas de energía y potencia entre empresas de generación.

En el mercado libre, cuando un cliente paga una tarifa esto contempla los costos de transmisión o distribución, si es el caso, (regulados por OSINERG); y también incluye los precios de energía y potencia en generación. Por lo tanto siempre hay un factor regulado en los precios del mercado libre. Motivo por el cual la LCE establece obligatoriamente que para las transacciones en el mercado libre, se entregue una factura detallando específicamente, lo

acordado, en términos de precios en barra de generación y los cargos en transmisión, distribución y comercialización.

De acuerdo a la ley de contrataciones del estado (LCE), las transacciones de potencia y energía entre empresas de generación se deberán realizar a “precios spot” o costos marginales instantáneos establecidos por el COES.

Las empresas generadoras venden la energía y potencia a empresas de distribución de servicio público a precios regulados por OSINERGMIN. (Aguilar A. G. 2003).

1.3.26.5. *Precios en Barra para el periodo del 01 de mayo al 04 de octubre, del 2019.*

Detallaremos en los cuadros siguientes los precios de potencia de punta y precios de energía en barra tomándolo de las barras de referencia aplicable a la barra correspondiente a nuestro estudio.

Tabla 11: Precios en Barra del SEIN.

PRECIOS EN BARRA DEL SEIN, PRECIOS EN BARRA Y PRECIOS EFECTIVOS DE SISTEMAS AISLADOS

ACTUALIZADO AL 04/Octubre/2019 CON REDONDEO

	TENSIÓN kV	PPM S/./kW-mes	PMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - Res. Barra (Cuadro 1)				
Sistemas Aislados - Res. Barra (Cuadro 1) - Precios en Barra				
Adinelsa	MT	27,87	32,38	32,38
Chavimochic	MT	27,88	31,29	31,29
Edelnor	MT	27,88	31,29	31,29
Eilhicha	MT	27,88	31,29	31,29
Electro Oriente	MT	28,53	50,01	50,01
Electro Sur Este	MT			
Electro Ucayali	MT	26,17	49,72	49,72
Electronorte	MT			
Hidrandina	MT	27,88	31,29	31,29
Seal	MT	27,81	68,32	68,32

Fuente: OSINERG (2019)

Se entiende como:

PPM: Precio de Potencia de Punta a Nivel Generación, S/./kW-mes.

PEMP: Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, ctm-S/./kWh.

PEMF: Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, ctm-S/./kWh.

Los cargos de los peajes por conexión y transmisión en el SEIN:

Tabla 12: Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

PEAJES DE CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)
VALORES BASE DE LOS PEAJES (Res. 061-2019-OS/CD)

Sistema de Transmisión	PCSPT (S/./kW-mes)		
	Valor Base (Res. Barra)	FAPCSPT	Actualizado
SPT de REP	3,224	1,000	3,224
SPT de REP (Ampliación 13)	0,000	0,000	0,000
SPT de REP (Ampliación 17)	0,000	0,000	0,000
SPT de REP (Ampliación 18.1)	0,000	0,000	0,000
SPT de REP (Ampliación 18.2)	0,000	0,000	0,000
SPT de REP (Ampliación 18.3)	0,000	0,000	0,000
SPT de REP (Ampliación 18.4)	0,000	0,000	0,000
SPT de Egemsa	0,002	1,000	0,002
SPT de San Gabán	0,004	1,000	0,004
SPT de Antamina	0,004	1,000	0,004
SPT de Eteselva	0,095	1,000	0,095
SPT de Redesur	0,626	1,000	0,626
SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10)	1,681	1,000	1,681
SPT de Transmantaro (Addendum N° 8)	0,542	1,000	0,542
SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1)	0,038	1,000	0,038
SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2)	0,447	1,000	0,447

Fuente: OSINERG (2019)

Tabla 13: Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

PEAJES DE CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)
VALORES BASE DE LOS PEAJES (Res. 061-2019-OS/CD)

Actualizado al 04/Octubre/2019 con redondeo

Sistema de Transmisión		PTSGT (S/./kW-mes)		
		Valor Base (Res. Barra)	FAPCSPT	Actualizado
SGT Líneas Carhuamayo - Cajamarca 220 kV (Tramos 1, 2, 3 y 4) y SVC-Cajamarca	LT 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas -	0,072	1,000	0,072
	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas - Tramo	0,078	1,000	0,078
	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV - SVC	0,081	1,000	0,081
	LT 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas -	0,180	1,000	0,180
	LT 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas -	0,333	1,000	0,333
SGT Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)		0,100	1,000	0,100
SGT Línea Zapallal - Trujillo 500 kV		1,141	1,000	1,141
SGT Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV		0,104	1,000	0,104
SGT Línea Socabaya - Tintaya 220 kV		0,282	1,000	0,282
SGT Línea Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV		2,079	1,000	2,079
SGT Línea Carhuaquero - Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba 220 kV (1)		0,723	1,000	0,723
SGT Línea Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya 220 kV (1)		0,654	0,000	0,000
SGT Línea Trujillo - Chiclayo 500 kV		0,680	1,000	0,680
SGT Línea Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV (1)		0,500	1,000	0,500
SGT Línea 500 kV Mantaro- Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas (1)		1,747	1,000	1,747
Subestacion Carapongo y enlaces de conexión (1er etapa)		0,297	1,000	0,297
Refuerzo de Línea Trujillo - Chiclayo		0,040	1,000	0,040
Subestacion Carapongo (Monto Complementario)		0,003	0,9907	0,003
Línea Azangaro-Juliacá-Puno 220 kV		0,242	1,000	0,242

Fuente: OSINERG (2019)

Dónde:

PCSPT: precio del Peaje por Conexión (S/./kW-mes).

PTSGT: precio del Peaje de Transmisión (S/./kW-mes).

1.4. Formulación del Problema.

¿Es conveniente la implementación de una pequeña central hidroeléctrica ubicada en el Sifón de Purpur, ubicado en el Proyecto Especial Chavimochic, provincia de Virú?

1.5. Justificación e Importancia del Estudio.

TECNICAMENTE, la importancia del proyecto radica en que contribuirá a cubrir el déficit de energía existente en el proyecto especial Chavimochic (PECH) inyectando energía generada a la red de distribución del PECH o también se considera vender la energía en “barra” a la concesionaria Hidrandina. Además se tiene construido la mayor parte de infraestructura civil como la bocatoma y parte del canal de conducción lo cual reduciría el costo del proyecto.

ECONOMICAMENTE, el proyecto generara ingresos económicos por la venta de electricidad al sistema de distribución del PECH o al SEIN mediante precios en “barra”, lo cual es parte de este estudio. También mejora la productividad agrícola y su industrialización dándole valor agregado para exportarlo dando mejores ingresos económicos a los productores.

SOCIALMENTE, al propiciar la creación de empresas agroindustriales estas a su vez generaran puestos laborales para la sociedad, así mismo este recurso energético desarrollará la calidad de vida de las personas.

AMBIENTALMENTE, este tipo energía producida es de origen renovable, en su proceso de generación no se emite dióxido de carbono ni algún otro elemento contaminante. Así mismo la instalación de la central no altera ninguna área ecológica debido a que el área donde se proyecta construir es un terreno eriazo.

1.6. Hipótesis

Es factible técnica y económicamente el proyecto de construcción de una pequeña central hidroeléctrica ubicada en el Sifón de Purpur, en el Proyecto Especial Chavimochic, provincia de Virú.

1.7. Objetivos

1.7.1. Objetivo General

Realizar la ingeniería base del proyecto y efectuar un análisis de pre-factibilidad de la pequeña central hidroeléctrica, ubicada en el Sifón de Purpur, en el Proyecto Especial Chavimochic.

1.7.2. Objetivos Específicos

- Estudio del recurso hídrico del PECH.
- Evaluar el potencial de generación de la pequeña central hidroeléctrica.
- Establecer el presupuesto general del proyecto para ello se deberá dimensionar las obras civiles, equipamiento hidromecánico y electromecánico de la pequeña hidroeléctrica.
- Realizar un análisis económico con el objetivo de establecer la factibilidad del proyecto. Teniendo en consideración dos alternativas: venta de energía a través de redes de distribución a la población en el área de influencia del PECH y la venta de energía en barra a la concesionaria Hidrandina SA.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

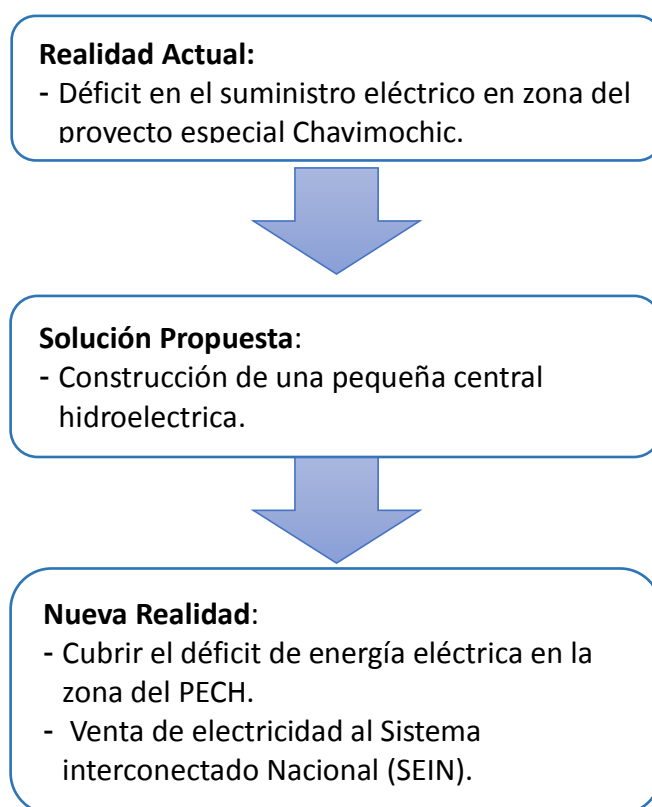
2.1. Tipo y Diseño de la Investigación.

2.1.1. Tipo de Investigación.

- Aplicada, según el modelo cuantitativo, porque está orientada a lograr un nuevo conocimiento con finalidad de lograr una solución a un problema práctico.

2.1.2. Diseño de la Investigación.

- Analítica: Debido a que la información recogida está conforme ocurren los sucesos y posteriormente se ha procesado siguiendo una metodología de cálculo.
- Cuasi experimental: se ha tomado registro de información de caudales.



2.2. Población y Muestra

2.2.1. Población

Centrales hidroeléctricas.

2.2.2. Muestra

Pequeñas central hidroelectrica

2.3. Variables y Operacionalización.

2.3.1. Variable independiente:

Caudal de agua, Salto hidráulico.

2.3.2. Variables dependientes:

Potencia generada, energía suministrada.

2.3.3. Operacionalización de Variables

Tabla 14:

Operacionalización de las variables

VARIABLES	DIMENSION	INDICADOR	SUB – INDICADOR	INDICE	TECNICAS DE RECOLECCION	INSTRUMENTOS DE RECOLECCION	INSTRUMENTO DE MEDICION	
INDEPENDIENTE	SALTO	Altura	Caída	Salto Neto	Mts.	Observación.	Guía de análisis de documentos	Estación total.
	CAUDAL	Cause	Volumen vs velocidad	Regulación	M ³ /s Lt/s	Entrevista	Registros de información de caudales	
DEPENDIENTE	POTENCIA ELECT.	Potencia requerida	Demanda de potencia	Potencia Inst.	kW	Observación.	Guía para análisis de documentos	Vatímetro.
	ENERGIA ELECT.	Energía requerida	Energía generada	Consumo de Energía Eléctrica	kW/h	Observación, Encuestas.	Guía para análisis de documentos	Contador de Energía

2.4. Instrumentos y Técnicas para recoger los Datos, Valides y Confiabilidad.

2.4.1. Técnica para recoger los datos.

- *Observación directa*

Las observaciones se realizaran in situ, la trayectoria del canal de riego, tuberías de fuerza, y la ubicación tentativa de la pequeña central hidroeléctrica.

- *Análisis de documentos*

Se tomaron en consideración estudios previos relacionados al tema de investigación como tesis, libros, publicaciones, revistas, entre otros.

2.4.2. Instrumentos para recolectar datos.

- *Guías de observación.*

Se utilizaron guías sugeridas para este tipo de estudios para recopilar información del personal involucrado en el proyecto.

- *Ficha para análisis de documentos*

Para el desarrollo de la tesis fue útil el uso de fichas para recopilar información relevante de libros, revistas, artículos científicos, manuales, entre otros documentos.

2.4.3. Validación de Instrumentos.

Los instrumentos fueron validados por profesionales catedráticos de la escuela de ingeniería mecánica eléctrica.

2.4.4. Confiabilidad de los Instrumentos.

En la presente tesis los instrumentos utilizados tienen confiabilidad garantizada.

2.5. Procedimientos en el análisis de datos.

2.5.1. Abordaje metodológico

2.5.1.1. Analítico

Para desarrollar la ingeniería básica de la pequeña central hidroeléctrica se consideró todos los factores críticos para el proyecto identificando sus riesgos y ventajas.

Se estimaron los costos de la construcción civil, suministros y montajes de equipos hidromecánicos y electro-mecánicos; también se estimaron los ingresos por la venta de la energía generada. Finalmente con esta información se hizo una evaluación económica para sustentar la factibilidad del proyecto.

2.5.1.2. Deductivo

Para la elaboración de esta tesis se estudiaron tesis existentes, libros, artículos, entre otros documentos científicos referentes al tema; como guía para el desarrollo del diseño y dimensionamiento de la construcción civil para captación y conducción, máquinas hidromecánicas y equipos electromecánicos.

2.5.2. Metodología de diseño.

2.5.2.1. Revisión Documentaria.

Esto permitió revisar el registro de caudales en el Sifón de Purpur.

Se revisó las diferentes fuentes bibliográficas sobre el tema de investigación.

2.5.2.2. Guía para el procesamiento de registro de caudales.

Se diseñó una plantilla para organizar, clasificar y procesar estadísticamente los caudales registrados durante los últimos 5 años, en el sifón de Purpur.

2.5.2.3. Ficha de Revisión documentaria

La Ficha de Revisión documentaria permitirá consultar las diferentes fuentes bibliográficas respecto al tema.

2.6. Criterios éticos

En esta tesis se enuncian los resultados de forma objetiva; se tuvo el cuidado de respetar la propiedad intelectual; así como también se respetó la preservación del medio ambiente.

2.7. Criterios de Rigor científico.

- Generalización: En todo proceso científico se debe organizar debidamente la información obtenida mediante una encuesta o entrevista.
- Validez: Se eligen las variables importantes relacionadas al problema objeto de investigación.
- Fiabilidad: Las mediciones deben realizarse de forma precisa y detallada y deben estar fundamentadas científicamente.
- Replicación: Las técnicas y reglamentos están orientados a agilizar los procesos similares en investigaciones futuras.

III. RESULTADOS

3.1. Estudio de la demanda.

Tabla 15:

Tasa de crecimiento de la demanda de energía

Años	Generación de energía (MWh) – (demanda)	Nro. de clientes en provincia de Virú (BT y MT)	Tasa de Crec. Calculada (Según demanda)
2000	11,399	2,266	
2001	12,797	2,511	12%
2002	15,557	2,731	17%
2003	18,797	2,963	18%
2004	24,208	3,314	20%
2005	33,160	3,521	24%
2006	27,274	3,978	16%
2007	28,731	4,324	14%
2008	19,426	4,742	7%
2009	28,910	5,130	11%
2010	27,581	5,333	9%
2011	27,557	5,976	8%
2012	29,016	6,679	8%
2013	31,410	7,439	8%
2014	31,557	7,772	8%
2015	37,920	8,043	8%
2016	34,018	8,966	7%
2017	35,719	9,299	7%
2018	37,505	9,739	7%

Fuente: (Gerencia de Operación y Mantenimiento del PECH, 2017)

- Se asume una tasa de crecimiento de 5%

$i = 5\%$

En la tabla 16 se presenta la demanda de energética en un año representativo, la cual tomaremos como referencia de producción máxima de la planta.

Tabla 16:

Demanda de energía en un año representativo

GENERACION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA VIRU	
MES	PRODUCCION DE ENERGIA MW-h
Enero	3,720.00
Febrero	3,360.00
Marzo	3,720.00
Abril	3,600.00
Mayo	3,720.00
Junio	2,736.00
Julio	2,232.00
Agosto	2,380.80
Septiembre	2,304.00
Octubre	2,827.20
Noviembre	3,600.00
Diciembre	3,720.00
Total Generado	37,920.00

Fuente: (Gerencia de Operación y Mantenimiento de PECH, 2017)

3.1.1. *Proyección de la demanda*

Tabla 17:

La demanda proyectada de energía para los próximos 25 años

Año	DEMANDA P.E. CHAVIMOCHIC (Proyección)	Suministro de energía C.H Virú (MWh)	Déficit de Energía por cubrir en el PECH	ALTERNATIVA 1 Venta de energía de la PCH proyectada al PECH	ALTERNATIVA 2 Venta de energía de la PCH proyectada al SEIN
2020	41,349.09	37,920.00	3,429.09	3,429.1	9,116.3
2021	43,416.55	37,920.00	5,496.55	5,496.5	9,116.3
2022	45,587.37	37,920.00	7,667.37	7,667.4	9,116.3
2023	47,866.74	37,920.00	9,946.74	9,116.3	9,116.3
2024	50,260.08	37,920.00	12,340.08	9,116.3	9,116.3
2025	52,773.08	37,920.00	14,853.08	9,116.3	9,116.3
2026	55,411.74	37,920.00	17,491.74	9,116.3	9,116.3
2027	58,182.32	37,920.00	20,262.32	9,116.3	9,116.3
2028	61,091.44	37,920.00	23,171.44	9,116.3	9,116.3
2029	64,146.01	37,920.00	26,226.01	9,116.3	9,116.3
2030	67,353.31	37,920.00	29,433.31	9,116.3	9,116.3
2031	70,720.98	37,920.00	32,800.98	9,116.3	9,116.3
2032	74,257.03	37,920.00	36,337.03	9,116.3	9,116.3

2033	77,969.88	37,920.00	40,049.88	9,116.3	9,116.3
2034	81,868.37	37,920.00	43,948.37	9,116.3	9,116.3
2035	85,961.79	37,920.00	48,041.79	9,116.3	9,116.3
2036	90,259.88	37,920.00	52,339.88	9,116.3	9,116.3
2037	94,772.88	37,920.00	56,852.88	9,116.3	9,116.3
2038	99,511.52	37,920.00	61,591.52	9,116.3	9,116.3
2039	104,487.10	37,920.00	66,567.10	9,116.3	9,116.3
2040	109,711.45	37,920.00	71,791.45	9,116.3	9,116.3
2041	115,197.02	37,920.00	77,277.02	9,116.3	9,116.3
2042	120,956.87	37,920.00	83,036.87	9,116.3	9,116.3
2043	127,004.72	37,920.00	89,084.72	9,116.3	9,116.3
2044	133,354.95	37,920.00	95,434.95	9,116.3	9,116.3

3.2. Evaluación del Potencial Hidrológico.

Tabla 18:

Datos de Caudales Aforados

AÑO	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
2017	6.81	6.63	7.34	7.1	3.6	3.3	3	2.88	3	3.3	3.3	5.91
2016	7.01	6.63	7.34	7.25	3.8	3.6	3.1	3	3	3.4	3.4	6.12
2015	6.7	6.4	7.22	7.01	3.6	3.2	2.88	2.77	2.77	3.1	3.2	5.91
2014	6.81	6.63	7.34	7.23	3.8	3.4	3	3	3	3.4	3.4	6.12
2013	6.7	6.4	7.25	7.01	3.6	3.2	2.88	2.79	2.79	3.2	3.2	5.91

Tabla 19:

Cuadro de Duración de Caudales, Frecuencias absolutas y relativas.

Ítem	CAUDAL	F	FRECUENCIA (%)	PROBABILIDAD
1	7.34	3	5%	5%
2	7.25	2	3%	9%
3	7.23	2	3%	12%
4	7.1	1	2%	14%
5	7.01	3	5%	19%
6	6.81	2	3%	22%
7	6.7	2	3%	26%
8	6.63	3	5%	31%
9	6.4	2	3%	34%
10	5.91	3	5%	40%
11	3.8	2	3%	43%

12	3.6	4	7%	50%
13	3.4	5	9%	58%
14	3.3	3	5%	64%
15	3.2	5	9%	72%
16	3.1	2	3%	76%
17	3	7	12%	88%
18	2.88	3	5%	93%
19	2.79	2	3%	96%
20	2.77	2	3%	100%

- **De donde obtiene:**

Promedio: 4.68 m³/s

Caudal Mínimo: 2.77 m³/s

Caudal Máximo: 7.34 m³/s

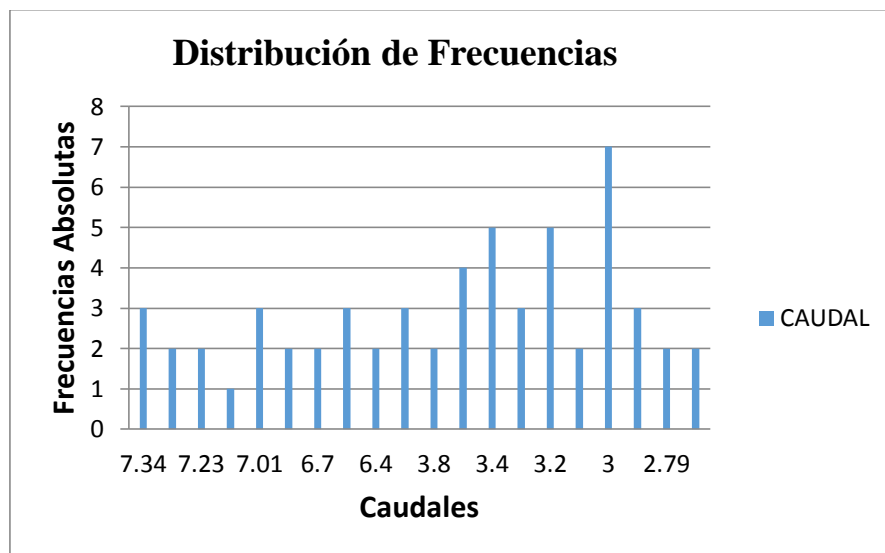


Figura 40: En este gráfico, se observa que el caudal 3 m³/s es que tiene una mayor frecuencia

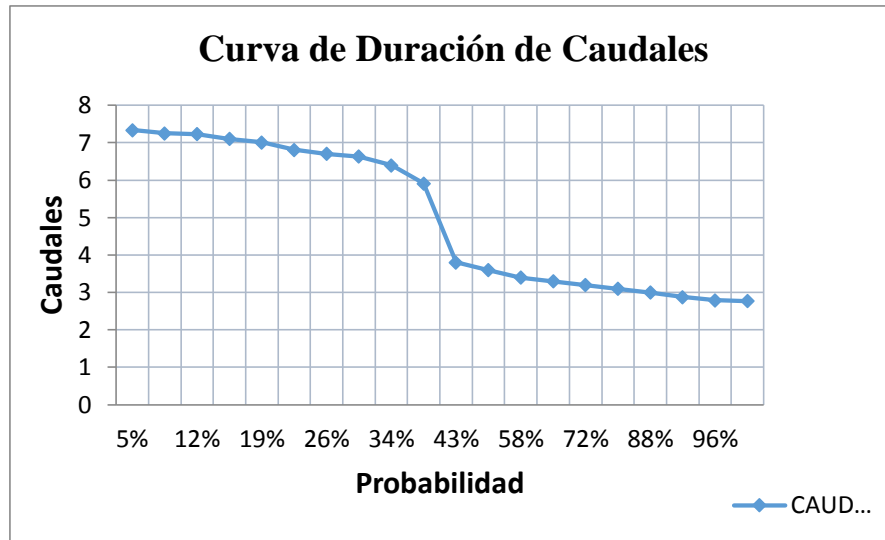


Figura 41: Caudales vs su probabilidad.

3.2.1. Elección del caudal de diseño:

De la “curva de duración de caudal” se elige para el dimensionamiento de la PCH un **caudal de diseño** igual a **3.0 m³/s** la que tiene una probabilidad de 88%.

3.3. Salto Neto.

Mediante el equipo “estación total” se determinó los siguientes datos:

Salto Bruto: 50 mts.

Desnivel entre toma y cámara de carga: 0.14 mts.

Salto Útil: 49.86 mts.

Δh pérdidas totales: 1.67 mts.

Salto Neto: **48.19 mts.**

3.4. Componentes y Estructuras Civiles.

3.4.1. Canal de Conducción

Se elige un canal de sección rectangular, con las siguientes dimensiones:

- Longitud del canal: 58 mts
- Altura: $H = 0.87$ m
- Fondo de canal: $b = 1.74$ m
- Ancho de la lámina de agua: $W = b = 2H = 1.74$ m.

- Borde libre: 0.15 m.
- Desnivel: HL = 0.16
- Revestimiento:
t1 = t2 = tb = 16 cm.

3.4.2. *Desarenador*

- Caudal: Q= 3.0 m³/s
- De la relación (ancho/alto): W/Hd = 2
W = 5m
Hd = 2.5 m
- Con los datos anteriores, la velocidad del agua en el desarenador sería: V = 0.24 m/s menor que 0.3 m/s lo cual cumple.
- De la ecuación 18 se obtiene (con R= 1.6):
Ld = 30 m.

3.4.2.1. *Calculo de la capacidad del tanque colector.*

Frecuencia de vaciado en 1 semana: T = 604800 segundos

Q = 3 m³/s

S: Concentración de sedimentos: 0.05 kg/m³

Acumulación de sedimentos, ecuación 19: As = 90 720 kg de sedimentos

Densidad de la arena: 2600 kg/m³.

Mediante la ecuación 20 se obtiene:

hr= 0.47 m.

3.4.3. *Transición.*

- Ancho del canal: b = 1.74 m.
- Ancho del desarenador: W = 5 m.
- Mediante la ecuación 17 se obtiene:
Lt = 7.35m.

3.4.4. *Cámara de carga.*

A continuación se muestran las dimensiones calculadas de la cámara de carga, ver figura 31 y siguiendo las ecuaciones 20, 21, 22, 23 y 24 se tiene:

- Ancho: $b_2 = 1.85$ m.
- Longitud: $L_2 = 2.76$ m.
- Altura total: $h_{2c} = 3.25$ m.

Tabla 20:

Demás parámetros de la cámara de carga

$a_1 =$	0.4
$a_2 =$	1.12
$a_3 =$	1
$a_4 =$	0.3
$h_{2d} =$	0.14
$h_{2e} =$	0.25

3.4.4.1. Aliviadero de la cámara de carga.

Mediante la ecuación 25, obtuvo los siguientes resultados (ver figura:

Altura del aliviadero $h_v = 1.54$ m.

Ancho del aliviadero. $b_1 = 1.07$ m.

3.4.4.2. Rejilla de la Cámara de Carga.

Rejilla de limpieza manual, colocada en un Angulo de 55° respecto de la horizontal

3.4.5. Tubería de Presión.

Mediante la ecuación 27 y 28 se obtuvo los valores de:

Diámetro de la tubería $D = 1.121$ m

Espesor de la tubería: $e = 36.73$ mm

- Elección de tubería según dimensiones comerciales

$D_{ext} = 1.1684$ m (46 pulg.)

$e = 31.75$ mm (1 ¼ pulg.)

$D_{int} = 1.1049$ m

- Validación del espesor la tubería

Se consideró solo tensiones longitudinales:

- Según la ecuación 30
 $\delta ta = 112.8 \text{ kgf/cm}^2$
- Según la ecuación 30
 $\delta te = 201.6 \text{ kgf/cm}^2$
- Según la ecuación 31:
 $\delta tl = 54.82 \text{ kgf/cm}^2$
- Según la ecuación 32, 33, 34, 35 y 36
 $F = 2.47 \text{ tf/m}$
 $Mfmax = 1.20 \text{ tf}$
 $W = 0.0154$
 $\sigma_f = 77.83 \text{ kgf/cm}^2$
- Según la ecuación 37:
 $\delta j = 59.01 \text{ kgf/cm}^2$
- Según la ecuación 39, la tensión resultante será:
 $\delta ta + \delta te + \delta tl + \sigma_f + \delta j = 506.04 \text{ kgf/cm}^2$
 $\delta_{ad} = 1200 \text{ kgf/cm}^2$.
 $\delta_{ad} > 506.04 \text{ kgf/cm}^2$

Por lo tanto se concluye que la tubería elegida **si cumple** con las condiciones requeridas.

3.4.6. Golpe de Ariete.

- Mediante la ecuación 41, se tiene la velocidad de onda de presión:
 $c = 1424.79 \text{ m/s}$
- Presión de cierre instantáneo (ecuación 42):
 $\Delta p = 4.46 \text{ MPa}$
- Ecuación 43:
 $\Delta h = 454.58 \text{ m}$

- Presión de cierre lento a 60 segundos (ecuación 44):

$$\Delta p = 3912.5 \text{ Pa}$$

$$\Delta h = 0.4 \text{ m}$$

3.4.7. *Pérdidas producidas en la tubería de presión*

- Pérdidas en la rejilla “hr” (ecuación 45):

$$h_r = 0.9 \text{ m}$$

- Pérdidas en la entrada “he” (ecuación 46):

$$h_e = 0.1 \text{ m}$$

- Pérdidas en los codos “hk” (ecuación 47):

$$h_k = 0.11 \text{ m}$$

- Pérdidas por fricción en los tubos “h_{FRIC}” (ecuación 48):

$$h_{FRIC} = 0.53 \text{ m}$$

- Pérdidas en la Válvula “h_v” (ecuación 49):

$$h_v = 0.15 \text{ m}$$

- Pérdidas Totales “ht” (ecuación 50):

$$h_t = 1.79 \text{ m}$$

- Porcentaje de perdidas:

$$\% \text{ Perdidas} = 3.6 \%$$

Es menor que el 10% de pérdidas, lo cual **es aceptable**.

3.4.8. *Bloques de apoyo de la tubería.*

Considerando las dimensiones comerciales de la tubería:

$$D_{int} = 1.1049 \text{ m}$$

$$e = 0.03175 \text{ m}$$

- La presión del agua y de la tubería (ecuación 52):

$$P = 1848.84 \text{ kgf/m}$$

- La longitud aproximada entre apoyos (ecuación 51):

$$L_s = 10.7 \text{ m}$$

- Peso del agua (ecuación 54):

$$G_a = 2876.46 \text{ kgf}$$

- Peso de la tubería (ecuación 55):

$$G_t = 667.2 \text{ kgf}$$

- Peso del apoyo:

Las dimensiones del bloque (ecuación 58 al 62):

$E_{min} =$	0.28 m
$A =$	1.326 m
$B =$	1.657 m
$C =$	1.657 m
$J =$	1.723 m
$F =$	0.929 m
$\theta =$	25.6 m

Calculando el volumen del apoyo (ecuación 57):

$$V_s = 4.40 \text{ m}^3$$

Peso del apoyo (ecuación 56):

$$G_s = 10557.67 \text{ kgf}$$

- La fuerza de fricción por el rozamiento entre el bloque apoyo y la tubería (ecuación 63):

La pendiente tiene en promedio un ángulo de $\theta = 25.6^\circ$

$$F_a = 1757.68 \text{ kgf}$$

- Las fuerzas horizontales y verticales (ecuación 64 y 65):

$$\Sigma F_H = 1585.1 \text{ kgf}$$

$$\Sigma F_V = 14860.8 \text{ kgf}$$

- La fuerza de fricción entre el bloque apoyo y el suelo (ecuación 66):

$$F_{ab} = 4458.24 \text{ kgf}$$

- Verificando la condición (ecuación 53)

$$\frac{F_{ab}}{\Sigma F_H} = 2.81 > 1.5$$

Por lo tanto se puede concluir que las dimensiones del bloque son válidas.

3.4.9. Selección del Tipo de Turbina:

$$Q_{\text{diseño}} = 3.0 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$H_n = 48.07 \text{ m}$$

- Según el gráfico del anexo 3, en función del caudal y el salto neto se elige una **turbina Francis.**

- La potencia al eje (ecuación 67):

$$P_{\text{eje}} = 1131.8 \text{ KW (1515.6 HP)}$$

- Potencia nominal de generación (ecuación 68):

$$P_{nom} = 1086.5 \text{ KW}$$

- Calculando el número específica de revoluciones en función del número de polos (ecuación 69)

A partir de la tabla 10 (capitulo 2) se calcula el valor de N_s para cada par de polos:

Tabla 21:

Velocidades específicas correspondientes a los números de polos.

Par Polo	RPM (N)	N_s
2	1800	553.6
4	900	276.8
6	600	184.5
8	450	138.4

Verificando los valores de N_s para la turbina Francis en la tabla 9 se elige:

$N_s = 184.5$ pertenece al rango de las turbinas **Francis tipo Rápida**.

Entonces:

- $N = 900 \text{ rpm}$
- $N_s = 276.8$
- $z = 4$ par de polos

3.4.10. Selección del Generador.

La potencia aparente será (ec. 72):

$$S = 1194 \text{ KVA}$$

$$f_p = 0.9$$

Utilizando la catalogo del fabricante Marelli Generators mostrado en la tabla 19, se elige el siguiente generador:

- Generador Síncrono modelo MJT 560 MA8
- $S_{nom} = 1250 \text{ KVA}$
- $V = 480 \text{ V}$
- Frec. = 60 hz

- 900 rpm
- Clase B.
- 8 polos (4 pares de polo)

Tabla 22:

Catálogo de generadores Marelli Generators

Type	Leads	KVA rating @ Temperature Rise / Ambient Temp. (°C)				Moment of inertia (**) (kgm ²)	Weight (**) (kgm ²)	Max overspeed (min ⁻¹)
		105/40 ΔT cl F.	80/40 ΔT cl B.	105/40 ΔT cl F.	80/40 ΔT cl B.			
8 pole		400V 50Hz - 750 min ⁻¹		480V 60Hz - 900 min ⁻¹				
MJT 400 SA8	6	200	175	240	210	13.5	1450	2000
400 SB8	6	255	225	305	265	16.2	1600	2000
400 MA8	6	355	310	425	370	20.6	2200	2000
400 MB8	6	420	365	505	440	22.4	2260	2000
400 LA8	6	500	435	600	525	24.1	2530	2000
400 LB8	6	610	530	730	635	25.4	2750	2000
500 SA8	6	675	590	810	705	55.1	3200	2000
500 SC8	6	840	735	1010	880	74.2	3800	2000
500 MB8	6	1045	910	1255	1095	77.7	4100	2000
500 LA8	6	1235	1080	1480	1290	95	5100	2000
560 MA8	6	1245	1085	1430	1250	122	5000	2000
560 LA8	6	1485	1295	1710	1495	146	5700	2000
630 SC8	6	1280	1115	1470	1285	177	6500	1900
630 MA8	6	1530	1335	1760	1535	204	8000	1900
630 LA8	6	2020	1765	2325	2030	245	9500	1900
710 SC8	6	2270	1980	2540	2215	on request		1800
710 MA8*	6	2640	2305	2960	2585	on request		1800
710 LA8*	6	2850	2490	3190	2785	on request		1800

Fuente: Marelli Generators.

3.4.11. Selección del transformador de potencia.

Potencia nominal (ONAN) = 1250 KVA

Relación de transformación: 480V/22.9 KV

Altitud: 25 msnm

Grado de contaminación: Ligera

Temperatura ambiente: 14 – 25 °C

3.5. Análisis Económico y Financiamiento.

3.5.1. Costos de inversión.

3.5.1.1. Presupuesto de obras

- Para determinar los costos de inversión de la construcción de la pequeña central hidroeléctrica, se consideraron los costos de la obra del canal de conducción, cámara de carga, desarenador, tubería de presión, casa de máquinas, transformador de potencia, transformadores de medida y demás elementos de la subestación de transformación. No se consideró la construcción de la bocatoma porque el sifón (Purpur) está construido actualmente y consta de una compuerta de donde se deriva las aguas del canal madre de PECH.
- Para determinar los costos de inversión se calculó previamente las dimensiones de las estructuras civiles y de los demás equipamientos hidro y electro-mecánicos. Los precios unitarios fueron obtenidos de obras civiles fueron de la Capeco, también de usando como referencia obras similares y en el caso de equipos hidro y electro-mecánicos se solicitó cotizaciones a los fabricantes.

Tabla 23:

Presupuesto Referencial obras hidromecánicas

PRESUPUESTO REFERENCIAL						
OBRAS HIDROMECAICAS						
Item	Descripción	Unidad	Metrado	Precio (S/.)	Parcial (S/.)	Total (S/.)
01	OBRAS PRELIMINARES Y PROVISIONALES					47,836.40
01.01	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE EQUIPOS	glb	1.00	17,586.40	17,586.40	
01.02	TRAZO Y REPLANTEO TOPOGRAFICO	mes	5.00	6,050.00	30,250.00	
02	SUMINISTRO DE EQUIPOS					855,000.00
02.01	TUBERIA FORZADA					
02.01.01	TUBERIA DE ACERO ASTM A-36	t	40.00	3,475.00	139,000.00	
02.02	CASA DE MAQUINAS					
02.02.01	TURBINA TIPO FRANCIS DE 1.5 MW	conj	1.00	450,000.00	450,000.00	
02.02.03	VALVULAS MARIPOSAS	u	1.00	35,000.00	35,000.00	
02.02.04	COJINETES GUIA DE EMPUJE	u	1.00	56,000.00	56,000.00	
02.02.05	REGULADOR DE VELOCIDAD DE TURBINA	conj	1.00	38,000.00	38,000.00	
02.02.06	UNIDAD HIDRAULICA DE LUBRICACION FORZADA DE COJINETE	conj	1.00	37,000.00	37,000.00	
02.02.07	UNIDAD HIDRAULICA DE ACCIONAMIENTO DE VALVULAS Y ALABES	conj	1.00	35,000.00	35,000.00	
02.02.08	PUENTE GRUA DE 5 TN	u	1.00	65,000.00	65,000.00	
03	MONTAJE DE EQUIPOS					196,500.00
03.01	TUBERIA FORZADA					
03.01.01	TUBERIA DE ACERO ASTM A-36	t	50.00	1,500.00	75,000.00	
03.02	CASA DE MAQUINAS					
03.02.01	TURBINA TIPO FRANCIS DE 1.5 MW	conj	1.00	35,000.00	35,000.00	
03.02.03	COJINETES GUIA DE EMPUJE	u	1.00	22,000.00	22,000.00	
03.02.04	REGULADOR DE VELOCIDAD DE TURBINA	conj	1.00	15,000.00	15,000.00	
03.02.05	UNIDAD HIDRAULICA DE LUBRICACION FORZADA DE COJINETE	conj	1.00	12,000.00	12,000.00	
03.02.06	UNIDAD HIDRAULICA DE ACCIONAMIENTO DE VALVULAS Y ALABES	conj	1.00	12,500.00	12,500.00	
03.02.07	PUENTE GRUA DE 75 TN	u	1.00	25,000.00	25,000.00	
04	TRANSPORTE DE MATERIALES					42,750.00
04.01	FLETE 5 % DE MATERIALES	glb	1.00	42,750.00	42,750.00	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 24:

Resumen del presupuesto de obra hidromecánica:

OBRAS PRELIMINARES Y PROVISIONALES		S/. 47,836.40
SUMINISTRO DE EQUIPOS		S/. 855,000.00
MONTAJE DE EQUIPOS		S/. 196,500.00
TRANSPORTE DE MATERIALES		S/. 42,750.00
COSTO DIRECTO TOTAL		S/. 1,142,086.40
GASTO GENERAL	10%	S/. 114,208.64
UTILIDADES	5%	S/. 57,104.32
SUBTOTAL SIN IGV		S/. 1,313,399.36
IGV	18%	S/. 236,411.88
COSTO TOTAL DE LA OBRA HIDROMECAICA		S/. 1,549,811.24

Fuente: Elaboración propia

Tabla 25:

Presupuesto Referencial de obra eléctrica

PRESUPUESTO REFERENCIAL						
<u>OBRAS ELECTRICAS</u>						
Item	Descripción	Unidad	Metrado	Precio (S/.)	Parcial (S/.)	Total (S/.)
01	OBRAS PRELIMINARES					48,290.00
01.01	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE EQUIPO	glb	1.00	18,040.00	18,040.00	
01.02	TRAZO Y REPLANTEO TOPOGRAFICO	mes	5.00	6,050.00	30,250.00	
02	SUMINISTRO DE EQUIPOS					3,073,365.64
02.01	TUBERIA FORZADA					
02.01.01	PROTECCION CATODICA	glb	1.00	32,500.00	32,500.00	
02.02	CASA DE MAQUINAS					
02.02.01	EQUIPAMIENTO ELECTRICO					
02.02.01.01	GENERADOR SINCRONO DE 1.5 MVA, 10KV	conj	1.00	235,000.00	235,000.00	
02.02.01.02	REGULACION DE TENSION	conj	1.00	45,000.00	45,000.00	
02.02.01.03	CELDA DE INTERRUPTOR DE GENERADOR DE 4.16KV (INTERRUPTOR EXTRAIBLE, INCLUYE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y MEDIDA)	u	1.00	124,245.00	124,245.00	
02.02.01.04	CELDA DE ARRANQUE DE TURBINA-GENERADOR	u	1.00	87,450.00	87,450.00	
02.02.01.05	CELDA DE SINCRONIZACION E INTERCONEXION	u	1.00	103,680.00	103,680.00	
02.02.01.06	MODULO DE CENTRO DE CONTROL DE MOTORES	cjto	1.00	120,000.00	120,000.00	
02.02.01.07	SIST. DE PUESTA A TIERRA EN LA CASA DE MAQUINAS	glb	1.00	93,538.50	93,538.50	
02.02.02	SERVICIOS AUXILIARES					
02.02.02.01	SISTEMA DE REFRIGERACION GENERADOR	glb	1.00	98,000.00	98,000.00	
02.02.02.02	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO (INCLUYE EQUIPO, TUBERIAS Y ACCESORIOS)	glb	1.00	76,000.00	76,000.00	
02.02.02.03	BANCO DE BATERIAS 125 VCC. 750 AMPH + U.R 380V/125 Vcc	conj	2.00	115,000.00	230,000.00	

02.02.02.05	SISTEMA DE ILUMINACION CASA DE MAQUINAS	glb	1.00	57,000.00	57,000.00
02.02.02.06	GRUPO DE EMERGENCIA DE 125 KVA/ MODULO DE TRANSFERENCIA	u	1.00	85,000.00	85,000.00
02.02.03	SALA DE MANDO REMOTO				
02.02.03.01	MODULO DE CENTRO DE CONTROL TURBINA GENERADOR	conj	1.00	78,000.00	78,000.00
02.02.03.02	MODULO DE PROTECCION Y MEDICION (INCLUYE RELES, MEDIDORE, TRANSFORMADORES DE TENSION Y CORRIENTE)	conj	1.00	115,450.00	115,450.00
02.02.03.03	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES Y SISTEMA SECADA	conj	1.00	113,000.00	113,000.00
02.03	PATIO DE LLAVES 4.16/22.9 KV				
02.03.01	EQUIPAMIENTO TENSION EN 22.9 KV				
02.03.01.01	SECCIONADOR DE BARRAS 27 KV, 1250 A, 1050 KVP (BIL)	u	3.00	32,000.00	96,000.00
02.03.01.02	INTERRUPTO TRIPOLAR 27 KV, 1250 A, 1050 KVP (BIL)	cjto	1.00	156,000.00	156,000.00
02.03.01.03	SECCIONADOR DE LINEA 27 KV, 1250 A, 1050 KVP (BIL)	u	1.00	54,862.50	54,862.50
02.03.01.04	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO 27+J3/0.110+J3/0.110+J3, 15 VA/3P, 15VA/cl 0.20	u	3.00	35,937.00	107,811.00
02.03.01.05	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO 27+J3/0.110+J3/0.110+J3, 15 VA/3P, 15VA/cl 0.20 100 KV	u	3.00	25,000.00	75,000.00
02.03.01.06	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 27 KV, 50/1/1/ A, 15 VA/5P20, 15VA/cl 0.5	u	3.00	18,000.00	54,000.00
02.03.01.07	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 4.16/22.9 KV DE 1.5 MVA	u	1.00	165,000.00	165,000.00
02.03.01.08	PARARRAYOS ZnO, 192 kv, 20 kA	u	3.00	16,615.50	49,846.50
02.03.02	EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO				
02.03.02.01	SISTEMAS DE BARRAS Y CONEXIONES DE MEDIA TENSION	glb	1.00	95,000.00	95,000.00
02.03.02.02	TABLEROS DE CONTROL, MANDO DE PROTECCION Y MEDIDA	glb	1.00	128,000.00	128,000.00
02.03.02.03	SERVICIOS AUXILIARES	glb	1.00	61,050.00	61,050.00
02.03.02.04	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	glb	1.00	91,215.30	91,215.30
02.03.02.05	INSTALACIONES ELECTRICAS	glb	1.00	49,376.84	49,376.84
02.03.02.06	ESTRUCTURAS METALICAS DE LOS PORTICOS	glb	1.00	65,000.00	65,000.00
02.03.02.07	CABLES DE CONTROL	glb	1.00	131,340.00	131,340.00
03	MONTAJE DE MATERIALES Y EQUIPOS				915,248.18
03.01	TUBERIA FORZADA				
03.01.01	PROTECCION CATODICA	glb	1.00	11,250.00	11,250.00
03.02	CASA DE MAQUINAS				
03.02.01	EQUIPAMIENTO ELECTRICO				
03.02.01.01	GENERADOR SINCRONO DE 1.25 MVA, 480KV	conj	1.00	36,000.00	36,000.00
03.02.01.02	REGULACION DE TENSION	conj	1.00	10,000.00	10,000.00
03.02.01.03	CELDA DE INTERRUPTOR DE GENERADOR DE 27KV (INTERRUPTOR EXTRAIBLE, INCLUYE EQUIPAMIENTO DE PROTECCION Y MEDIDA)	u	1.00	15,000.00	15,000.00
03.02.01.04	CELDA DE ARRANQUE DE TURBINA-GENERADOR	u	1.00	20,000.00	20,000.00
03.02.01.05	CELDA DE SINCRONIZACION E INTERCONEXION	u	1.00	15,000.00	15,000.00
03.02.01.06	MODULO DE CENTRO DE CONTROL DE MOTORES	cjto	1.00	17,000.00	17,000.00
03.02.01.07	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CASA DE	glb	1.00	25,000.00	25,000.00

MAQUINAS						
03.02.02	SERVICIOS AUXILIARES					
03.02.02.01	SISTEMA DE REFRIGERACION GENERADOR	glb	1.00	34,000.00	34,000.00	
03.02.02.02	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO (INCLUYE EQUIPO, TUBERIAS Y ACCESORIOS)	glb	1.00	12,000.00	12,000.00	
03.02.02.03	BANCO DE BATERIAS 125 VCC. 750 AMPH + U.R 380V/125 Vcc	conj	1.00	8,000.00	8,000.00	
03.02.02.05	SISTEMA DE ILUMINACION CASA DE MAQUINAS	glb	1.00	14,000.00	14,000.00	
03.02.02.06	GRUPO DE EMRGENCIA DE 125 KVA/ MODULO DE TRANSFERENCIA	u	1.00	15,000.00	15,000.00	
03.02.02.07	SISTEMA CONTRA INCENDIO	glb	1.00	16,000.00	16,000.00	
03.02.03	SALA DE MANDO REMOTO					
03.02.03.01	MODULO DE CENTRO DE CONTROL TURBINA GENERADOR	conj	1.00	22,000.00	22,000.00	
03.02.03.02	MODULO DE PROTECCION Y MEDICION (INCLUYE RELES, MEDIDORE, TRANSFORMADORES DE TENSION Y CORRIENTE)	conj	1.00	30,000.00	30,000.00	
03.02.03.03	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES Y SISTEMA SECADA	conj	1.00	23,000.00	23,000.00	
03.03	PATIO DE LLAVES 480V/27 KV					
03.03.01	EQUIPAMIENTO MEDIA TENSION EN 27 KV					
03.03.01.01	SECCIONADOR DE BARRAS 27 KV, 1250 A, 1050 KVP (BIL)	u	3.00	15,522.38	46,567.14	
03.03.01.02	INTERRUPTO TRIPOLAR 27 KV, 1250 A, 1050 KVP (BIL)	cjto	1.00	20,000.00	20,000.00	
03.03.01.03	SECCIONADOR DE LINEA 27 KV, 1250 A, 1050 KVP (BIL)	u	1.00	13,715.63	13,715.63	
03.03.01.04	TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO 27+J3/0.110+J3/0.110+J3, 15 VA/3P, 15VA/cl 0.20	u	3.00	8,984.25	26,952.75	
03.03.01.05	TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO 27+J3/0.110+J3/0.110+J3, 15 VA/3P, 15VA/cl 0.20 100 KV	u	3.00	7,500.00	22,500.00	
03.03.01.06	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 27 KV, 200/1/1/ A, 15 VA/5P20, 15VA/cl 0.5	u	3.00	8,984.25	26,952.75	
03.03.01.07	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 4.16/27 KV DE 1.25 MVA	u	1.00	25,000.00	25,000.00	
03.03.01.08	PARARRAYOS ZnO, 75 kV, 20 kA	u	6.00	4,153.88	24,923.28	
03.03.02	EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO					
03.03.02.01	SISTEMAS DE BARRAS Y CONEXIONES DE ALTA TENSION	glb	1.00	61,955.85	61,955.85	
03.03.02.02	TABLEROS DE CONTROL, MANDO DE PROTECCION Y MEDIDA	glb	1.00	87,000.00	87,000.00	
03.03.02.03	SERVICIOS AUXILIARES	glb	1.00	15,262.50	15,262.50	
03.03.02.04	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	glb	1.00	22,803.83	22,803.83	
03.03.02.05	INSTALACIONES ELECTRICAS	glb	1.00	12,344.21	12,344.21	
03.03.02.06	ESTRUCTURAS METALICAS DE LOS PORTICOS	glb	1.00	93,967.24	93,967.24	
03.03.02.07	CABLES DE CONTROL	glb	1.00	32,835.00	32,835.00	
03.04	CASA DE OPERADORES					
03.04.01	SISTEMA DE ILUMINACION CASA DE OPERADORES	glb	1.00	18,756.00	18,756.00	
03.04.02	CALENTADOR ELECTRICO	u	6.00	1,172.00	7,032.00	
03.04.03	SISTEMA DE PUESTA ATIERRA CASA DE OPERADORES	conj	1.00	2,930.00	2,930.00	
03.04.04	SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO	glb	1.00	15,500.00	15,500.00	
03.05	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO					
04.05.01	PRUEBAS	glb	1.00	15,000.00	15,000.00	

05	TRANSPORTE DE MATERIALES					153,668.28
05.01	FLETE 5 % DE COSTO DE LOS MATERIALES	glb	1.00	153,668.28	153,668.28	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 26:

Resumen del presupuesto de obra eléctrica:

OBRAS PRELIMINARES Y PROVISIONALES			S/. 48,290.00
SUMINISTRO DE EQUIPOS			S/. 3,073,365.64
MONTAJE DE EQUIPOS			S/. 915,248.18
TRANSPORTE DE MATERIALES			S/. 153,668.28
COSTO DIRECTO TOTAL			S/. 4,190,572.10
GASTO GENERAL	10%		S/. 419,057.21
UTILIDADES	5%		S/. 209,528.61
SUBTOTAL SIN IGV			S/. 4,819,157.92
IGV (18%)			S/. 867,448.43
COSTO TOTAL DE LA OBRA ELÉCTRICA:			S/. 5,686,606.34

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27:

Presupuesto Referencial de obras civiles.

PRESUPUESTO REFERENCIAL						
<u>OBRAS CIVILES</u>						
Item	Descripción	Unidad	Metrado	Precio (S/.)	Parcial (S/.)	Total (S/.)
1	OBRAS PROVISIONALES					
1.1	OFICINA, ALMACEN Y CASETA DE GUARDIANA	m2	36.00	140	5,040.00	7,040.00
1.1	MOVILIZACION Y DESMOVILIZACION DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	Glb	1.00	2000	2,000.00	
2	CANAL DE CONDUCCION					
2.1	OBRAS PRELIMINARES					
2.1.1	LIMPIEZA Y DESBROCE DEL AREA	m	58.00	1.34	77.72	777.72
2.1.2	TRAZO Y REPLANTE TOPOGRAFICO	Dia	2.00	350	700.00	
2.2	MOVIMIENTO DE TIERRAS					
2.2.1	EXCAVACION DE ZANJAS EN MATERIAL SUELTO	m3	138.43	15.36	2,126.35	5,475.08
2.2.2	RELLENO Y COMPACTADO CON MATERIAL PROPIO	m3	46.14	13.96	644.18	
2.2.3	RELLENO CON MATERIAL AFIRMADO DE 4"	m2	236.64	7.97	1,886.02	
2.2.4	REFINE Y NIVELACION DE FONDO Y PAREDES DE CANAL	m2	236.64	1.78	421.22	
2.2.5	ELIMININACION DE MATERIAL EXCEDENTE (Dist. Mínima 58m)	m3	138.43	2.87	397.31	
2.3	CANAL DE CONDUCCION DE CONCRETO					
2.3.1	CONCRETO SIMPLE f' c = 175 Kg/cm2 - SOLADO	m3	35.50	299.07	10,615.79	18,515.92

2.3.2	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO NORMAL	m2	236.64	32.29	7,641.11	
2.3.3	JUNTAS ASFALTICAS E=1" CADA 3 ML	m	67.28	3.85	259.03	
3	DESARENADOR					
3.1	OBRAS PRELIMINARES					
3.1.1	LIMPIEZA Y DESBROCE DE ÁREA	m	58.00	1.34	77.72	777.72
3.1.2	TRAZO Y REPLANTEO	Dia	2.00	350	700.00	
3.2	MOVIMIENTO DE TIERRAS					
3.2.1	EXCAVACION DE ZANJAS	m3	767.745	20.36	15,631.29	23,860.11
3.2.2	RELLENO Y COMPACTADO CON MATERIAL PROPIO	m3	127.96	13.96	1,786.29	
3.2.3	RELLENO CON MATERIAL AFIRMADO DE 4"	m2	434.78	7.97	3,465.20	
3.2.4	REFINE Y NIVELACION DE FONDO Y PAREDES	m2	434.78	1.78	773.91	
3.2.5	ELIMIN. DE MATERIAL EXCEDENTE	m3	767.745	2.87	2,203.43	
3.3	OBRAS DE CONCRETO ARMADO					
3.3.1	ESTRUCTURA DE LA CAMARA - CONCRETO F'C=175 KG/CM2	m3	65.217	299.07	19,504.45	33,543.49
3.3.2	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO NORMAL	m2	434.78	32.29	14,039.05	
4	CAMARA DE CARGA					
4.1	OBRAS PRELIMINARES					
4.1.1	LIMPIEZA Y DESBROCE DE AREA	m	58.00	1.34	77.72	777.72
4.1.2	TRAZO Y REPLANTE DE OBRAS	Dia	2.00	350	700.00	
4.2	MOVIMIENTO DE TIERRAS					
4.2.1	EXCAVACION DE ZANJAS	m3	18.99	20.36	386.72	814.17
4.2.2	RELLENO Y COMPACTADO CON MATERIAL PROPIO	m3	4.00	13.96	55.84	
4.2.3	RELLENO CON MATERIAL AFIRMADO DE 4"	m2	32.52	7.97	259.20	
4.2.4	REFINE Y NIVELACION DE FONDO Y PAREDES	m2	32.52	1.78	57.89	
4.2.5	ELIMIN. DE MATERIAL EXCEDENTE	m3	18.99	2.87	54.51	
4.3	OBRAS DE CONCRETO ARMADO					
4.3.1	ESTRUCTURA DE LA CAMARA - CONCRETO F'C=210 KG/CM2	m3	4.88	323.56	1,578.44	2,628.59
4.3.2	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO NORMAL	m2	32.52	32.29	1,050.15	
5	ESTRUCTURAS DE ANCLAJE					
5.1	Acero de refuerzo fy=4200 kg/cm2	kg	3000	5.4	16,200.00	76,729.70
5.2	Concreto fc=210 kg/cm2	m3	147.99	323.56	47,882.29	
5.3	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO NORMAL	m2	391.68192	32.29	12,647.41	
6	OBRAS METALICAS					
6.1	REJILLA DE PERFILES METALICOS - SEGÚN DISEÑO	m2	2	170.3	340.60	11,940.60
6.1	COMPUERTA METALICA 1.50 x 1.50 Tabla	Unid	1	11600	11,600.00	
7	TRANSPORTE					
7.1	TRANSPORTE DE MATERIALES	Glb	1.00	9,144.04	9,144.04	9,144.04

Fuente: Elaboración propia

Tabla 28:

COSTO GENERAL DEL PROYECTO

COSTO TOTAL DE LA OBRA ELECTRICA	S/. 5,686,606.34
COSTO TOTAL DE LA OBRA HIDROMECANICA	S/. 1,549,811.24
COSTO TOTAL DE LA OBRA CIVIL	S/. 260,577.75
COSTO TOTAL GENERAL DEL PROYECTO (Inc. IGV)	S/. 7,496,995.33

Fuente: Elaboración propia

Tabla 29:

Gastos Administrativos

IT.	DESCRIPCION	SALARIOS (Mes)	CANTIDAD	SUB TOTAL	TOTAL (Año)
1.-	SERVICIOS				
1.01	Gerente General	5,500	1	5,500	77,000
1.02	Analista Comercial	3,000	1	3,000	42,000
1.03	Administración y logística	2,000	1	2,000	24,000
1.04	Contador	2,900	1	2,900	34,800
1.05	Secretaria	1,300	1	1,300	15,600
1.06	Conserje	800	1	800	9,600
1.07	Asesor Técnico-Legal	2,100	1	2,100	25,200
1.08	Alquiler de Oficina	3,500	1	3,500	42,000
1.09	Otros (comunicaciones,	1,000	1	1,000	12,000
	TOTAL				S/. 282,200.0

Fuente: Elaboración propia

3.5.1.2. Costos de operación y mantenimiento

Tabla 30:

a continuación se presentan el detalle de estos costos

DESCRIPCION	MONTO	CANTIDA	TOTAL	TOTAL AÑO
PERSONAL ESTABLE				
Ingeniero Operador	S/. 4,000.0	2.0	S/. 8,000.0	S/. 96,000.0
Técnico Operador	S/. 3,500.0	2.0	S/. 7,000.0	S/. 84,000.0
Mecánico	S/. 2,500.0	1.0	S/. 2,500.0	S/. 30,000.0
Electricista e Instrumentista	S/. 2,500.0	1.0	S/. 2,500.0	S/. 30,000.0
Total personal estable				S/. 240,000.0
SERVICIOS				
Vigilantes	S/. 1,000.0	2.0	S/. 2,000.0	S/. 24,000.0
Mantenimiento:				
Mantenimiento Anual	S/. 80,000.0	1.0		S/. 80,000.0
Mantenimiento Integral cada 5	S/. 240,000.0	1.0		S/. 240,000.0
Total Servicios				S/. 104,000.0
Gastos Generales			S/. 1,000.0	S/. 12,000.0
Seguros Personal	S/. 180.0	8.0	S/. 1,440.0	S/. 17,280.0
Alquiler de vehículo	S/. 3,600.0	1.0	S/. 3,600.0	S/. 43,200.0
Total				S/. 72,480.0
TOTAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO				S/. 416,480.0

Fuente: Elaboración propia

3.5.2. Beneficios.

Los beneficios se calcularon teniendo las siguientes consideraciones:

- La evaluación económica del proyecto se realizara teniendo en cuenta dos opciones:
 - Alternativa 1: Venta de energía para la población que vive en la zona de influencia del PECH.
 - Alternativa 2: Venta de energía en barra a la concesionaria Hidrandina.
- Para la alternativa 1, considerando la tarifa BT5B (no residencial) la que implica una medición simple de energía, el precio de la energía consideramos 50 ctm S/. /KWh.
- Para el análisis de la alternativa 2, los precios en barra se obtienen de la tabla 11 y los peajes se obtienen de las tablas 12 y 13, para sistemas aislados – Chavimochic.

Tabla 31:

Precios en barra del SEIN.

Sistemas Aislados Res. Barra	Tensión KV	PPM S./KW – mes	PEMP ctm S./kWh	PEMF ctm S./kWh
Chavimochic	MT	27.87	0.3129	0.3129

Fuente: OSINERGMIN (2019)

Tabla 32:

Peajes de conexión.

SISTEMA	PCSPT	PTSGT
	S./KW mes conexión	S./KW mes Transmisión
SPT Antamina	0.004	0

Fuente: OSINERGMIN (2019)

- El horizonte de vida útil para este proyecto se considera 25 años.
- La tasa de descuento se tomó referencialmente 12% (weight average capital cost)
- El impuesto a la renta se considera el 29% de las utilidades.
- Para calcular el valor residual, consideramos una vida útil de 50 años para construcciones civiles, 30 años para equipos electromecánicos e hidromecánico (Coz F., 1995)
- Los ingresos corresponden a venta de energía, potencia firme y bonos de carbono.
- Las paradas de planta por mantenimiento será de 11 días al año, por lo tanto se consideró que la planta producirá 354 días. Pero cada 5 años la parada de planta durara 4 días.
- La venta de bonos de carbono se tomó un valor referencial de 644 TonCO₂/GWh a un precio de 43.36 S./ TonCO₂.

3.5.2.1. Valor residual

Mediante la ecuación 75, se obtiene:

Tabla 33:

Calculo de valores residuales

Obras civiles	Subtotal (S/.)
Vi :	260,578
n =	25
N =	50
VR =	130,289
Maquinarias y equipo electromecánicos:	
Vi :	7,236,418
n =	25
N =	30
VR =	1,206,070
Otros valores residuales	
Tales como pagos de deudas, etc.	
Costos operativos anuales:	
Vi :	104,120
Valor Residual Total:	
Vr total =	1,440,478

Fuente: Elaboración propia

3.5.3. Evaluación económica

Tabla 34:

Flujos de caja anual y evaluación económica de la Alternativa 1

AÑO	Energía MWh	Ingreso por Energía HP S/.	Ingreso por Bonos de Carbono S/.	Valor Residual S/.	Sumatoria Ingresos	Costo O&M S/.	Gastos Administrativos S/.	Impuesto a la Renta S/.	Sumatoria Egresos	Inversión S/.	Flujos de caja S/.
										-7,496,995	-7,496,995
1	3,429	1,714,546	95,753		1,810,299	416,480	282,200	0	698,680		1,111,619.21
2	5,497	2,748,273	153,485		2,901,758	416,480	282,200	638,893	1,337,573		1,564,185.22
3	7,667	3,833,687	214,103		4,047,789	416,480	282,200	971,242	1,669,922		2,377,867.58
4	9,116	4,558,160	254,563		4,812,723	416,480	282,200	1,193,072	1,891,752		2,920,970.29
5	8,223	4,111,744	229,631		4,341,375	656,480	282,200	986,782	1,925,462		2,415,913.42
6	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
7	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
8	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
9	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
10	8,223	4,111,744	229,631		4,341,375	656,480	282,200	986,782	1,925,462		2,415,913.42
11	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
12	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
13	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
14	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
15	8,223	4,111,744	229,631		4,341,375	656,480	282,200	986,782	1,925,462		2,415,913.42
16	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
17	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
18	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
19	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
20	8,223	4,111,744	229,631		4,341,375	656,480	282,200	986,782	1,925,462		2,415,913.42
21	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
22	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
23	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
24	9,116	4,558,161	254,563		4,812,724	416,480	282,200	1,193,073	1,891,753		2,920,971.41
25	9,116	4,558,161	254,563	1,440,478	6,253,203	416,480	282,200	2,028,550	2,727,230		4,966,450.84

Fuente: Elaboración propia

Tabla 35:

Flujos de caja anual y evaluación económica de la Alternativa 2

AÑO	Energía MWh	Ingreso por Potencia	Ingreso por Energía HP	Ingreso por Energía FHP	Ingreso por Bonos de Carbono	Valor Residual	Sumatoria Ingresos	Peaje por Conexión	Peaje por Transmisión	Costo O&M	Gastos Administrativos	Impuesto a la renta	Sumatoria Egresos	Inversión	Flujos de caja Económico
		S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.	S/.
														-7,496,995	-7,496,995
1	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
2	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
3	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
4	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
5	8,223	303,560	536,069	2,037,061	229,631		3,106,321	52.3	0	656,480	282,200	628,601	1,567,333		1,538,988
6	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
7	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
8	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
9	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
10	8,223	303,560	536,069	2,037,061	229,631		3,106,321	52.3	0	656,480	282,200	628,601	1,567,333		1,538,988
11	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
12	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
13	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
14	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
15	8,223	303,560	536,069	2,037,061	229,631		3,106,321	52.3	0	656,480	282,200	628,601	1,567,333		1,538,988
16	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
17	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
18	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
19	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
20	8,223	303,560	536,069	2,037,061	229,631		3,106,321	52.3	0	656,480	282,200	628,601	1,567,333		1,538,988
21	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
22	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
23	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
24	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563		3,471,332	52.3	0	416,480	282,200	804,054	1,502,786		1,968,546
25	9,116	364,272	594,270	2,258,227	254,563	1,440,478	4,911,811	52.3	0	416,480	282,200	1,639,532	2,338,264		4,014,025

Fuente: Elaboración propia

3.5.3.1. Indicadores económicos

Alternativa 1:

- VAN: 11'855,397.1
- TIR: 28.66 %
- B/C: 1.57

Alternativa 2:

- VAN: 7'557,847.7
- TIR: 25.51%
- B/C: 1.39

3.5.3.2. Costo del costo de generar cada KW-h.

Este análisis solo se realiza para la alternativa 1:

Tabla 36:

Cálculo de los VNA de costos y KW-h vendidos

AÑO	COSTOS	ENERGIA
	<i>COSTO DE GENERACION ANUAL</i>	<i>KW-H VENDIDO</i>
0.00	7,496,995.33	0.00
1.00	698,680.00	3,429,091.61
2.00	698,680.00	5,496,546.19
3.00	698,680.00	7,667,373.50
4.00	698,680.00	9,116,320.00
5.00	938,680.00	8,223,487.23
6.00	698,680.00	9,116,322.99
7.00	698,680.00	9,116,322.99
8.00	698,680.00	9,116,322.99
9.00	698,680.00	9,116,322.99
10.00	938,680.00	8,223,487.23
11.00	698,680.00	9,116,322.99
12.00	698,680.00	9,116,322.99
13.00	698,680.00	9,116,322.99
14.00	698,680.00	9,116,322.99
15.00	938,680.00	8,223,487.23
16.00	698,680.00	9,116,322.99
17.00	698,680.00	9,116,322.99
18.00	698,680.00	9,116,322.99
19.00	698,680.00	9,116,322.99
20.00	938,680.00	8,223,487.23
21.00	698,680.00	9,116,322.99
22.00	698,680.00	9,116,322.99
23.00	698,680.00	9,116,322.99

24.00	698,680.00	9,116,322.99
25.00	698,680.00	9,116,322.99
VNA	S/. 11,838,413.32	S/. 54,871,376.30

Costo por KWh = S/. 0.22

3.6. Discusión de resultados

Para la alternativa 1, el costo de generar 1 KWh es de S/. 0.22 lo cual está muy por debajo del precio de energía en la tarifa BT5B 0.5 S/. /KWh esto es un buen indicativo para la factibilidad del proyecto. Se consideró la tarifa BT5B no residencial, debido a que la población afectada depende económicamente de la agroindustria del valle del proyecto especial Chavimochic.

Como se puede apreciar en la tabla 15, si se mantiene la tasa de crecimiento de la demanda de energía del 5%, para el año 2023 la pequeña central proyectada será insuficiente para abastecer de energía al PECH, por este motivo se debe seguir buscando el aprovechamiento de caídas de agua en la zona o la generación con otras fuentes de energía.

La rentabilidad del proyecto está garantizada debido a que se estima vender toda la energía producida.

En cuanto al costo de construcción de la pequeña central, la inversión es económica, porque se aprovecha la existencia del sifón que hace las funciones de bocatoma. Entonces el proyecto se ahorraría del costo de bocatoma y parte del canal.

Martínez (2012), en la Tesis “Estudio de pre-factibilidad de una mini central para ampliación del proyecto Quitaracsá”, en esta tesis se analizó la pre-factibilidad de la implementación de una mini hidroeléctrica, la cual se proyectaba generar 3.46MW aprovechando las aguas de una sub cuenca del río Quitaracsá, la vertiente del Quitaracsá se ubica en la margen derecha del río Santa. Para esta mini central se requirió una inversión de S/. 11’845,159 obteniendo un VAN igual S/. 5’356,282, TIR igual a 17.23% y un B/C igual a 1.45. Si esto lo compramos con la alternativa 2, la inversión es de S/. 7’496,995 obteniendo un VAN igual a S/.7’557,847.7; TIR 25.52% y un B/C de

1.39 nuestros indicadores económicos son mayores, esto refuerza aún más la factibilidad de nuestro proyecto.

Rojas (2014), en la tesis “Diseño de una micro central para analizar el costo final de la electricidad para el centro poblado Rurashca, Ancash”. En esta tesis se determinó que la inversión necesaria para la micro central de 42KW de potencia, sería de US\$ 35,734.19 donde generar 1 KWh lo costaría S/. 0.4381. Lo cual comparándolo con la alternativa 1, el costo de generar cada KW-h nos resulta S/. 0.22. Esto demuestra la conveniencia de nuestro proyecto. Pero se debe a que no será necesario obras de captación debido que el sifón de Purpur es una construcción existente y el canal de conducción es 50 metros.

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- a) De la evaluación hidrológica se determinó un caudal de diseño de igual a 3.0 m³/s la cual tiene una probabilidad de 88%.
- b) El potencial de generación es de 1086.5 KW, con una turbina Francis tipo rápida de 900 rpm y 4 pares de polo. El generador deberá ser síncrono modelo MJT 560 MA8 clase B, de 1250 KVA, 480 V, 60 hz y 8 polos.
- c) El presupuesto general de la obra asciende a S/. 7'496,995 incluido IGV.
- d) A partir de la evaluación económica se puede concluir que ambas alternativas 1 y 2 son viabiles. Pero la más beneficiosa es la “alternativa 1” la cual presenta los siguientes indicadores:
 - VAN: 11'855,397.1
 - TIR: 28.66 %
 - B/C: 1.57
 - Costo de generación de energía por cada KWh = S/. 0.22

La alternativa 1 implica la venta de energía mediante redes de distribución directamente para la habitantes del área de influencia del PECH a un precio estimado de la energía de 0.5 S/. /KW-h.

4.2. Recomendaciones

- a) Lo que contribuye a la viabilidad es la venta de bonos de carbono, es por este motivo que se debe estar en constante búsqueda de potenciales fuentes de energía renovables.

- b) Se debe capacitar o contratar a profesionales lugareños para desempeñar trabajos de mantenimiento y operación de la planta, esto contribuye al desarrollo de la economía y alienta a buscar nuevas fuentes de generación.

- c) En las etapas posteriores de evaluación del proyecto se deben tener más exactitud en la obtención de valores de los bonos de carbono, así como los precios de las opciones tarifarias para la venta de energía a través de redes de distribución (alternativa 1).

REFERENCIAS

ORTIZ FLORES Ramiro, “Pequeñas centrales hidroeléctricas” Mc Graw Hill Interamericana, Colombia, 2001.

OLADE COZ Federico, SANCHEZ Teodoro y RAMIREZ GASTÓN Javier, “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas, una guía para el desarrollo de proyectos”. Lima: ITDG. 1995.

Martínez, G. A. (2012). “Estudio de prefactibilidad de una mini central hidroeléctrica para ampliación del proyecto Quitaracsa”. (Tesis de grado). Universidad Nacional de Ingeniería. Lima – Perú.

CUESTA Diego, VALLARINO E., “Aprovechamientos Hidroeléctricos” – Ed. del Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. 2000.

POLO ENCINAS M.,”Turbomáquinas Hidráulicas”, Ed. Limusa, 1976.

SNIP, MEF, “Guía de identificación, formulación y evaluación social de proyectos de electrificación rural a nivel de perfil”, Lima – Perú, 2013

VILADRICH Alberto, “Proyectos hidroeléctricos y de propósitos múltiples”, EUDEBA, Buenos Aires - Argentina, 1998

GÓMEZ NAVARRO J., ARACIL J. “Saltos de Agua y Presas de Embalse”, Ed. Tipografía Artística, 1994.

GRUPO FORMACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS, “Centrales Hidroeléctricas”, Ed. Paraninfo, 1994.

