

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



Diseño de una central hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible situado en el lago de Amatitlán en Guatemala

Trabajo de graduación presentado por
Esteban Echeverría Román
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala
2018

Diseño de una central hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible situado en el lago de Amatitlán en Guatemala

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Excelencia que trasciende

DEL VALLE
GRUPO EDUCATIVO

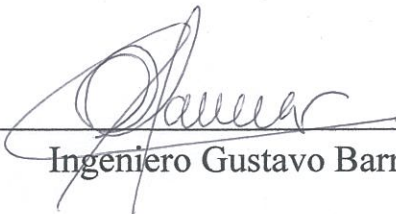
Diseño de una central hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible situado en el lago de Amatitlán en Guatemala

Trabajo de graduación presentado por
Esteban Echeverría Román
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

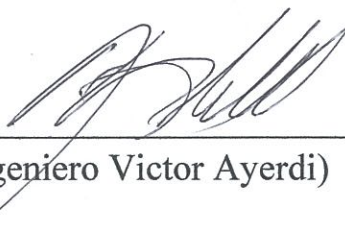
Guatemala

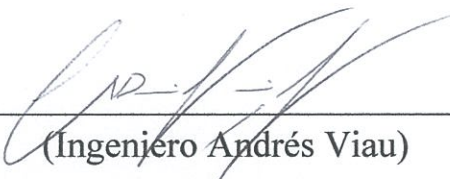
2018

Vo. Bo. :

(f) 
Ingeniero Gustavo Barrera Noriega

Tribunal Examinador:

(f) 
(Ingeniero Victor Ayerdi)

(f) 
(Ingeniero Andrés Viau)

(f) 
(Ingeniero Raúl Loarca)

Fecha de aprobación: Guatemala, 21 de junio del año 2018

PREFACIO

En el desarrollo de este proyecto agradezco a mi familia, en especial a mis padres, Carlos Echeverría y Maria Soledad Román por el apoyo incondicional que me brindaron a lo largo de la carrera de ingeniería mecánica, por su paciencia y por las fuerzas que me brindaron para seguir adelante.

Agradezco también a la empresa *Energy Resources Capital Corp.* (ERCC), por abrirme las puertas, por su aporte en la información y apoyo en el desarrollo de este proyecto. En especial al Ing. Romeo Rodríguez, quién brindo apoyo en el tema de la comercialización de la energía, al Ing. José Márquez, por su apoyo con el tema de la selección del equipo y por último al Lic. José Batres por los costos y el estudio financiero. Agradezco al Ing. Rodrigo Aragón y al Ing. Darío Gularte, por sus consejos, su tiempo para aclarar dudas y su apoyo. También agradezco a mi asesor de tesis, Ing. Gustavo Barrera quién me guío, aconsejó, enseñó y estuvo a mi lado durante la elaboración de este proyecto.

Por último, quiero agradecer a Gabriel Zaghi, Jhonatan Duarte, Mateo Ortiz y Maria Paula Quezada por su constante apoyo, consejos y motivación para seguir adelante.

ÍNDICE

Prefacio.....	vi
Listado de figuras	x
Listado de tablas	xi
Resumen.....	xiii
I. Introducción.....	1
II. Objetivos.....	2
A. Objetivo general.....	2
B. Objetivos específicos.....	2
III. Justificación.....	3
IV. Marco teórico.....	4
A. Energía hidroeléctrica.....	4
1. Historia.....	4
2. Energía hidroeléctrica en Guatemala.....	4
3. Energía hidroeléctrica, una de las más desarrolladas.....	6
4. Características.....	7
B. Central hidroeléctrica de bombeo.....	11
1. Centrales de bombeo o centrales reversibles.....	11
2. Ventajas.....	13
3. Desventajas.....	13
4. Aplicaciones.....	14
C. Turbina reversible o bomba utilizada como turbina.....	15
1. Introducción.....	15
2. Aspectos generales.....	15
3. Método de selección de una bomba como turbina.....	16
4. Francis reversible bomba-turbina.....	17
5. Consideraciones técnicas.....	19
D. Bandas horarias de Guatemala.....	20
1. Bandas horarias de Guatemala.....	20

2. Precio spot	21
E. Aspectos básicos de centrales hidroeléctricas.....	21
1. Potencia instalada.....	21
2. Energía producida.....	22
3. Altura de salto de agua.....	23
4. Caudal.....	24
5. Cálculo de la energía anual en función de Q_e	26
F. Elementos de una central hidroeléctrica.....	28
1. Elementos de retención.....	28
2. Elementos de evacuación.....	31
3. Elementos de conducción de agua.....	32
4. Golpe de ariete.....	38
5. Chimenea de equilibrio.....	38
6. Cámara de turbinas.....	40
7. Rejas y limpiarejas.....	40
8. Elementos de apertura y cierre del paso de agua.....	41
G. Turbinas y generadores.....	42
1. Introducción.....	42
2. Clasificación	43
3. Selección de turbinas.....	43
4. Generador.....	46
5. Generador síncrono.....	46
6. Generador asíncrono.....	47
H. Pérdida de carga en conducciones	47
1. Introducción.....	47
2. Densidad.....	48
3. Viscosidad.....	48
4. Capa límite.....	49
5. Flujo laminar y turbulento.....	50
6. Número de Reynolds	50
7. Régimen laminar y turbulento en conductos cerrados	51

8. Pérdidas de carga.....	52
9. Pérdidas longitudinales	56
I. Pérdidas menores.....	59
J. Sistema de tuberías con bombas y turbinas	63
V. Metodología.....	65
VI. Resultados.....	66
A. Ubicación geográfica.....	66
1. Determinación de sitio para embalse superior.....	66
2. Casa de máquinas.....	68
B. Cálculos.....	69
1. Cálculo del diámetro.....	69
2. Chimenea de equilibrio.....	72
3. Selección de turbina reversible	73
4. Análisis de bombeo.....	74
5. Análisis de bombeo y generación.....	74
C. Costos de implementación del proyecto.....	75
VII. Discusión.....	76
VIII. Conclusiones.....	82
IX. Recomendaciones.....	83
X. Bibliografía.....	84
XI. Anexos.....	86
A. Esquema de la hidroeléctrica.....	88
B. Precios spot de la energía en distintos días del año.....	89
XII. Glosario.....	94

LISTADO DE FIGURAS

Figura No.1 Hidroeléctrica Santa María.....	5
Figura No.2 Capacidad instalada en el sistema nacional interconectado a noviembre 2017...	5
Figura No.3 Mapa de presas en Guatemala.....	6
Figura No.4 Potencia hidroeléctrica	6
Figura No.5 Central de agua fluyente.....	8
Figura No. 6 Esquema de una central hidroeléctrica de agua fluyente	9
Figura No. 7 Central de embalses.....	10
Figura No. 8 Las tres gargantas.....	11
Figura No. 9 Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo	12
Figura No. 10 Okinawa Yanbadu Sea Water	14
Figura No. 11 Nant De Drance	14
Figura No. 12 Hidroeléctrica de Aguayo.....	15
Figura No. 13 Rango de aplicaciones de las bombas-turbinas VOLTH	17
Figura No. 14 Rango apropiado de operación de una turbina Francis reversible.....	18
Figura No. 15 Demanda diaria horaria.....	20
Figura No. 16 Precio spot lunes 19 de marzo	21
Figura No. 17 Curva de caudales medios clasificados	25
Figura No. 18 Factor K de las diferentes turbinas.....	29
Figura No. 19 Perfil de una presa de gravedad.....	30
Figura No. 20 Presa de contrafuertes	30
Figura No. 21 Perfil y vista general de una presa de arco	30
Figura No. 22 Perfil de una presa de bóveda.....	31
Figura No. 23 Dos ejemplos de aliviadores	32
Figura No. 24 Diferentes secciones transversales de canales.....	33
Figura No. 25 Velocidades máximas para diferentes materiales de construcción de los canales de derivación.....	34
Figura No. 26 Tubería aérea	37
Figura No. 27 Esquema de la CH con chimenea de equilibrio.....	39

Figura No. 28 Diferentes formas de los barrotes de las rejas	40
Figura No. 29 Esquema de una válvula esférica y de mariposa	42
Figura No. 30 Elección de turbina según salto y velocidad específica.....	44
Figura No. 31 Correlaciones para la velocidad específica en función del salto neto.....	44
Figura No. 32 Desarrollo de la capa límite de velocidad en tubería.....	49
Figura No. 33 Flujo laminar y turbulento.....	50
Figura No. 34 Diagrama de Moody	58
Figura No. 35 Rugosidades absolutas para tuberías comerciales	59
Figura No. 36 Coeficiente de pérdida K_L en entradas y salidas de tubería para flujo turbulento.....	61
Figura No. 37 Coeficiente K_L para expansión y contracción repentina.....	61
Figura No. 38 Coeficiente K_L para expansión y contracción gradual.....	62
Figura No. 39 Coeficiente de pérdidas K_L para distintos accesorios	62
Figura No. 40 Principales lagos de Guatemala.....	66
Figura No. 41 Ubicación del embalse superior.....	67
Figura No. 42 Embalse superior	67
Figura No. 43 Vista al lago desde el embalse superior.....	68
Figura No. 44 Ubicación de la casa de máquinas	68
Figura No. 45 Vista al lago desde la casa de máquinas	69
Figura No. 46 Tubería.....	70

LISTADO DE TABLAS

Tabla No. 1 Componentes de una turbina Francis reversible.....	18
Tabla No. 2 Velocidades en función de pares de polos.....	46
Tabla No. 3 Número de Reynolds y el régimen	51
Tabla No. 4 Datos relevantes del fluido de trabajo.....	69
Tabla No. 5 Datos relevantes de la tubería.....	69
Tabla No. 6 Diferentes alturas entre los dos embalses	69
Tabla No. 7 Datos calculados en base al diámetro de 0.26m	70
Tabla No. 8 Pérdidas en accesorios	71
Tabla No. 9 Datos calculados en base al diámetro de 0.75m.....	71
Tabla No. 10 Datos calculados en base al diámetro de 1m.....	72
Tabla No. 11 Datos calculados en base al diámetro de 2m.....	72
Tabla No. 12 Diferencia de datos dependiendo el diámetro de la tubería.....	72
Tabla No. 13 Datos de la chimenea en equilibrio.....	73
Tabla No. 14 Datos de la turbina y generador.....	73
Tabla No. 15 Datos de bombeo.....	74

RESUMEN

El objetivo del trabajo fue determinar la factibilidad de una central hidroeléctrica de bombeo de 10 MW con turbina reversible en el lago de Amatitlán de Guatemala.

Para determinar su factibilidad, se realizó un estudio técnico. El estudio técnico incluye la selección de tuberías, turbina reversible y generador de la hidroeléctrica. Se tomó en cuenta el cálculo de la energía obtenida por generación y la energía consumida durante el bombeo al embalse.

De esta forma, se hizo un análisis comparativo que permita determinar si la central hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible es más rentable que la ordinaria con bombas y turbinas.

Esto es fundamental y de gran importancia ya que antes de realizar un proyecto de esta magnitud se desea saber si existe otra manera más eficiente y conveniente de hacerlo que no se había considerado previamente.

Se obtuvo que el diámetro más adecuada para la hidroeléctrica es de 2 m, debido que con este diámetro las pérdidas de carga totales son de 0.42 m. La turbina es una turbina reversible Francis para un salto neto de 302.5 m, un caudal de 4.13 m³/s, velocidad de 1200 r.p.m. y una altura de aspiración de -5.72 m. El generador es de 1200 r.p.m. con tres pares de polos.

La inversión inicial para la hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible es de \$ 14,840,000.00 y la inversión inicial para la misma hidroeléctrica trabajando de forma ordinaria con bombas y turbinas es de \$ 17,880,000.00. El ahorro es de \$ 3,040,000.00 que representa un 17% de la inversión inicial trabajando de forma ordinaria.

I. INTRODUCCIÓN

A lo largo del siglo XX y lo que va del siglo XXI el ser humano a preferido quemar combustibles fósiles que utilizar energías renovables. El problema es que este modelo de vida ya no es rentable y si no se disminuye el consumo de los combustibles fósiles, los seres humanos no tendremos futuro en el planeta tierra. La demanda de energía no deja de crecer y en aproximadamente 50 años se habrán acabado las reservas de combustibles fósiles o estarán a punto de extinguirse. Por estas razones hay una necesidad de comenzar a migrar hacia energías renovables, más en un país como Guatemala donde hay abundantes recursos que se pueden comenzar a utilizar.

Una central hidroeléctrica de bombeo ofrecería a Guatemala otra alternativa para generar energía que se considera renovable por lo que no necesita de combustibles fósiles, que son escasos y generan daño al medio ambiente. Este tipo de hidroeléctrica tiene la ventaja de poder almacenar la energía, en el embalse superior, y utilizarla de forma inmediata cuando sea necesario. En el presente trabajo se presenta un estudio técnico con la información necesaria para la selección de tuberías, turbina reversible y generador de la hidroeléctrica.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Diseñar un sistema hidroeléctrico de bombeo que trabaje con turbinas reversibles situado en el lago de Amatitlán de Guatemala.

B. Objetivos específicos

- Seleccionar la turbina reversible y generador adecuado para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo.
- Dimensionar el diámetro de la tubería para la turbina reversible seleccionada con capacidad de generar 10MW.
- Realizar un comparativo por medio de un análisis financiero de un sistema con turbina reversible y un sistema ordinario para determinar la viabilidad del proyecto.

III. JUSTIFICACIÓN

El trabajo será importante ya que en Guatemala hay un crecimiento en la demanda de energía, compromiso con el medio ambiente y una alta disponibilidad de recurso hídrico que no se utiliza para generar energía.

La información sobre el diseño de una central hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible situado en el lago de Amatitlán de Guatemala será sumamente importante para futuros inversionistas interesados en realizar un proyecto de este tipo.

IV. MARCO TEÓRICO

A. Energía Hidroeléctrica

1. Historia. La energía hidráulica ha sido una de las primeras formas de energía en ser utilizadas por el hombre para generar movimiento. Las primeras ruedas hidráulicas impulsadas por el agua se utilizaron en Asia hace unos 2,200 años aproximadamente. El molino griego, utilizado por griegos y romanos, constituyó la principal fuente de energía utilizada para moler granos. En la Edad Media, fue en Gran Bretaña, donde el uso de los molinos hidráulicos tuvo mayor repercusión, con más de 5,000 molinos en el año 1086. Posteriormente, la aparición de la máquina de vapor que permitió la Revolución Industrial relegó a los molinos ya que estos necesitan de un curso fluvial para operar, en tanto que la maquina de vapor podía instalarse en cualquier punto (Sanz, 2016).

La generación de electricidad y sobre todo la posibilidad de transportarla a grandes distancias de forma rentable, junto con el desarrollo de la turbina hidráulica, permitió la aparición de las primeras centrales hidroeléctricas. La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña (Sanz, 2016).

Desde entonces y hasta ahora, la energía hidráulica ha sido y es una de las energías más importantes en la producción de electricidad. Para ello se ha realizado un gran esfuerzo en su desarrollo siendo la tecnología de generación eléctrica que mejores eficiencias consigue. A pesar del gran número de centrales hidroeléctricas existentes, queda un elevado porcentaje de aprovechamientos todavía por explotar, tanto en países desarrollados como en los que se encuentran en vías de desarrollo (Sanz, 2016).

2. Energía Hidroeléctrica en Guatemala. Según indica el INDE, la historia de la generación de energía eléctrica en Guatemala, inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 kW, esta instalación brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla (Historia, INDE).

Posteriormente, en 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades de

gobierno deciden que dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país, para lo cual en 1940 se crea el Departamento de Electrificación Nacional (Historia, INDE).

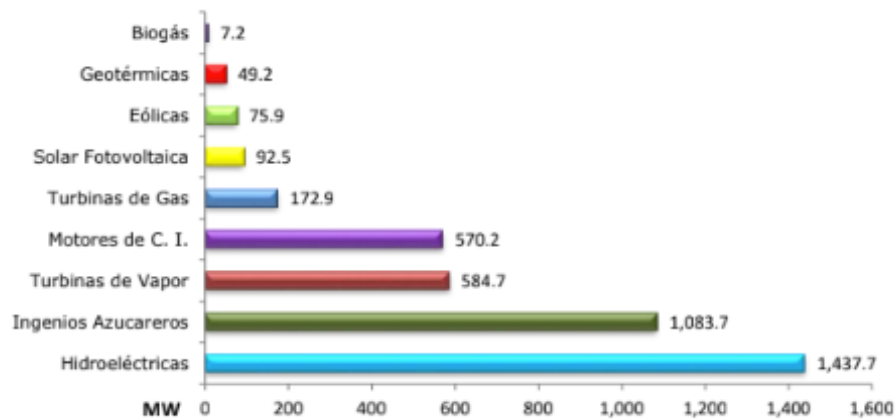
Figura No. 1 Hidroeléctrica Santa María



Fuente: CNEE, Hidroeléctrica Santa María

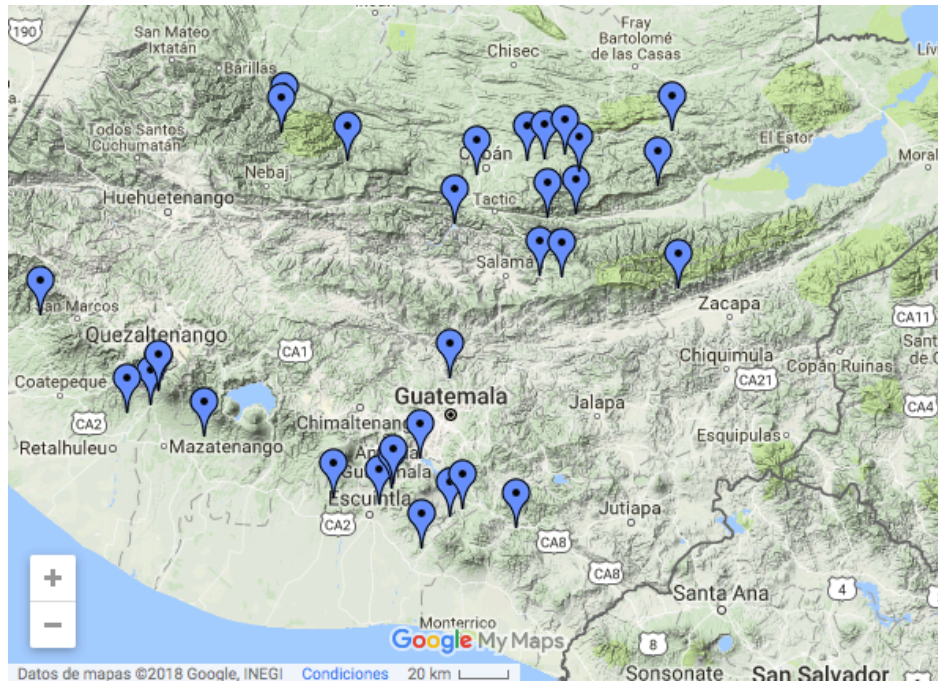
Según datos de la CNEE y del MEM, actualmente Guatemala alberga un total de 33 plantas hidroeléctricas en operación, con una capacidad instalada de 1437.7 MW a noviembre del 2017. Sin embargo, esta cifra podría aumentar a corto plazo dado que el país tiene un potencial aún mayor. En 2017 el MEM, contemplaba 14 proyectos en construcción, la mayoría en Alta Verapaz, otros 15 están autorizados pero no han comenzado a construirse y 8 están en trámite para obtener la licencia.

Figura No. 2 Capacidad instalada en el Sistema Nacional Interconectado a noviembre 2017



Fuente: Estadísticas del subsector eléctrico, MEM, 2017.

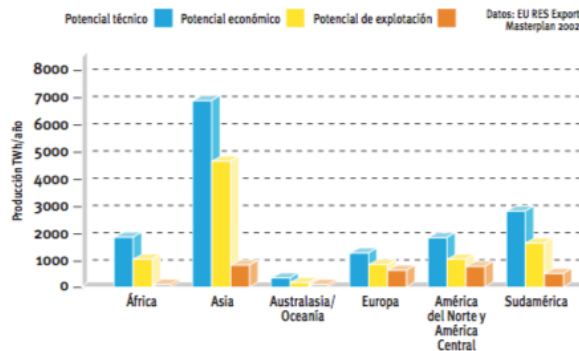
Figura No.3 Mapa de presas en Guatemala



Fuente: Mapa de presas en Guatemala, CNEE, 2017

3. Energía hidroeléctrica, una de las renovables más desarrolladas. El índice de consumo mundial de energía comercial es mil veces menor a los flujos de energía que recibe la Tierra procedente del Sol. La energía hidroeléctrica, que indirectamente proviene de la energía solar, comparte las ventajas de ser autóctona, limpia e inagotable como el resto de las energías renovables. La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2,600 TWh, lo que representa aproximadamente el 19% del total de la energía eléctrica producida. La potencia hidroeléctrica instalada en todo el mundo asciende a 700 GW (Castro, 2006).

Figura No.4 Potencia hidroeléctrica por continente



Fuente: (Castro,2006)

A gran escala esta fuente de energía tiene un campo limitado ya que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con centrales hidroeléctricas y en los países en vías de desarrollo los proyectos grandes pueden chocar con obstáculos de carácter financiero, ambiental y social. Sin embargo, a menor escala la generación de electricidad con minicentrales hidroeléctricas sí ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías (Castro, 2006).

El uso de petróleo en la generación de energía crea una dependencia exterior de los países importadores, haciendo vulnerable su sistema energético frente a una posible crisis del sector petrolero. Además el incremento del precio del crudo y del gas crea tensiones en el mercado eléctrico. Por lo que las energías renovables nuevamente se convierten en una fuente segura de energía, que minimizaría la dependencia energética con otros países permitiendo autonomía del sistema energético nacional (Castro, 2006).

4. Características. Clasificación administrativa y técnica de las centrales hidroeléctricas: La clasificación de las centrales se realiza a partir de dos aspectos diferentes:

- a. Clasificación administrativa
- b. Clasificación técnica

En la Unión Europea, desde el punto de vista administrativo las centrales hidroeléctricas se dividen en tres grupos según sea su potencia.

- c. Centrales de más de 50 MW
- d. Centrales de entre 10 y 50 MW
- e. Centrales de menos de 10 MW (minicentrales hidráulicas)

La razón de esta división proviene del distinto impacto medioambiental que unas y otras producen, considerando que las centrales hidroeléctricas de más de 10 MW, a pesar de producir la energía con el agua, generan un impacto de carácter medio ambiental de tal calibre que no pueden considerarse como “renovables” (Sanz, 2016).

Según El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en Guatemala, la división que hay según su potencia es para diferenciar a un generador de un GDR, Generación Distribuida Renovable.

Generación Distribuida Renovable: (Adicionado por el artículo 1, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). “Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de

generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco Megavatios (5 MW). Para los efectos de este Reglamento se considerarán tecnologías con recursos renovables a aquellas que utilizan la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y otras que el Ministerio de Energía y Minas determine.”

La clasificación técnica se debe a que las centrales hidroeléctricas presentan una gran diversidad en todos los aspectos. Las divisiones son las siguientes:

- f. Centrales de agua fluyente
- g. Centrales mixtas
- h. Centrales de embalse
- i. Otras

Centrales de agua fluyente: Es el tipo de central más habitual entre las minicentrales. Son centrales que no disponen de embalse de regulación y que deben de turbinar el agua que circula por el cauce del río o del canal a medida que esta pasa. Si la central se para o deja de trabajar, el agua no puede ser almacenada, por lo que sigue circulando y desde el punto de vista energético, se pierde (Sanz, 2016).

Figura No. 5 Central de agua fluyente



Fuente: Castro, 2006

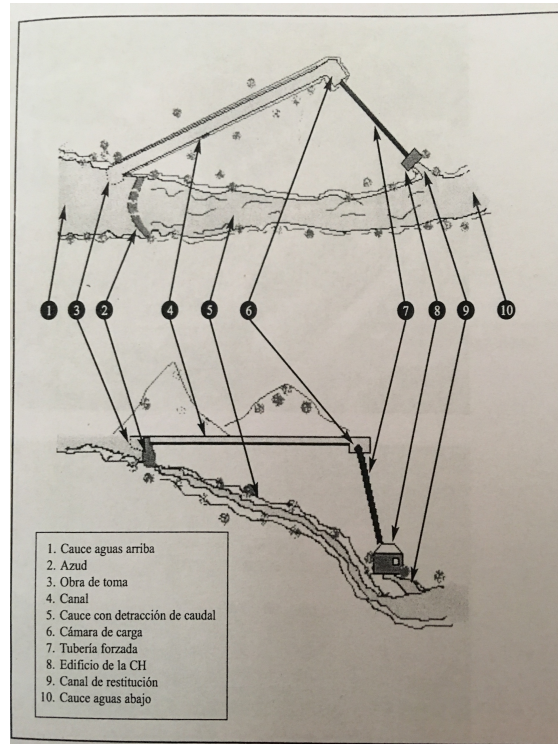
Dependiendo de las necesidades que presente la central debido a su ubicación será necesario la construcción de todos o algunos de los siguientes elementos:

- j. Azud
- k. Toma
- l. Canal de derivación
- m. Cámara de carga

- n. Tubería forzada
- o. Edificio central y equipamiento electromecánico
- p. Canal de descarga
- q. Subestación y línea eléctrica

(Castro, 2006)

Figura No. 6 Esquema de una central hidroeléctrica de agua fluyente



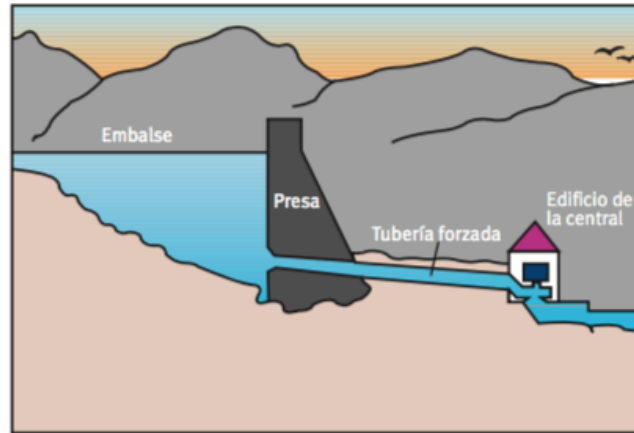
Fuente: Sanz, 2016

Centrales Mixtas: En este grupo se engloban, como la misma palabra lo describe, centrales mixtas que disponen de un pequeño embalse de captación de agua, no tienen capacidad de regulación o en caso de tenerla no es superior a un día. Son centrales que pueden decidir en qué momento del día turbinan pero que no pueden estar paradas más de un día sin perder agua. Generalmente se encuentran en zonas montañosas, en las que el embalse capta agua de las lluvias o del deshielo. La configuración es similar a la de agua fluyente, sustituyendo el azud por un pequeño embalse (Sanz, 2016).

Centrales de Embalse: Las centrales de embalse, también conocidas como centrales de pie de presa, son aquellas centrales en el que existe un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste. La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuenta con la

capacidad de regulación de los caudales de salida del agua y el momento específico que va a ser turbinada. (Castro, 2006).

Figura No. 7 Central de embalse



Fuente: Castro, 2006

Esta capacidad de regulación es utilizada para entregar la energía en los momentos de máxima demanda con lo que se obtiene dos beneficios: por un lado permite regular el mercado energético y por el otro lado, la venta de energía puede realizarse cuando esta alcanza precios elevados (Sanz, 2016).

Generalmente las presas de las que toman el agua tienen otras funciones prioritarias a la generación de energía como por ejemplo la regulación del caudal en el cauce para evitar avenidas o para el suministro de agua de boca, agua de riego o con fines industriales. Al realizar el desembalse para las actividades mencionadas anteriormente, el agua es conducida a través de la turbina produciendo la energía eléctrica, que en la mayoría de los casos queda como una actividad de segundo orden. El ejemplo de la central hidroeléctrica de embalse más importante es la famosa Central Hidroeléctrica de las Tres Gargantas en China, con una potencia instalada de 18.2 GW (Sanz, 2006).

Figura No. 8 Las Tres Gargantas



Fuente: Reinoso J. EL PAIS. El lamento de las Tres Gargantas (2006)

Un tipo específico de central dentro de las centrales de presa lo constituyen las centrales de bombeo o centrales reversibles. Estas centrales, además de disponer de una o varias turbinas, disponen de una o varias bombas, o de grupos de turbinas reversibles. También disponen de dos embalses uno aguas arriba de la central y otro aguas abajo. El funcionamiento es muy simple, en momentos de alta demanda energética funcionan como centrales turbinando el agua. En momentos de baja demanda energética, en la que el precio de energía es muy bajo, funcionan bombeando agua del embalse inferior al embalse superior, asegurando de esta forma la posibilidad y disponibilidad de turbinar cuando la demanda de energía lo requiere (Sanz, 2016).

La mayoría de las veces la potencia de las entrales de bombeo pertenece al grupo de las minicentrales o esta muy cerca de ellas. En estos casos, si se quiere ahorra costos, la turbina es reversible, haciendo el trabajo de turbina y de bomba(Sanz, 2016).

B. Central hidroeléctrica de bombeo

1. Centrales de bombeo o centrales reversibles. Una central hidroeléctrica de bombeo es un tipo de central especial que dispone de dos embalses. El agua contenida en el embalse inferior es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al embalse superior, con el fin de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico (Moreno, 2012).

Estas instalaciones permiten una mejora en la eficiencia económica de la explotación del sistema eléctrico al almacenar electricidad en forma de agua embalsada en el embalse superior. En la actualidad constituye la forma más económica de almacenar energía eléctrica (Moreno, 2012).

Figura No. 9 Esquema de una central hidroeléctrica de bombeo



Fuente: Moreno, 2012

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier otra hidroeléctrica convencional. El agua que previamente fue acumulada en el embalse superior, llega a través de una galería de conducción a una tubería forzada, que conduce el agua hasta la sala de máquinas de la central eléctrica. Para regular las presiones del agua, entre las conducciones y embalses, se construye una chimenea de equilibrio (Moreno, 2012).

Dentro de la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética, al chocar contra los álabes de turbina hidráulica se convierte en energía mecánica. Esta energía mecánica se transmite al generador para su transformación en electricidad. El agua, una vez que ha generado electricidad, circula por el canal de desagüe hasta el embalse inferior (Moreno, 2012).

Cuando la demanda de energía es menor, se aprovecha que el costo de la electricidad en esas horas es bajo, se utiliza este rango de tiempo para accionar la bomba hidráulica que eleva el agua, desde el embalse inferior hasta el embalse superior, a través de la tubería forzada y de la galería de conducción. En algunos casos el agua es elevada por las propias turbinas de la central funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores. Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica (Moreno, 2012).

Hay dos formas de clasificar las centrales hidroeléctricas de bombeo, según el sistema de operación y según el tipo de embalse superior.

Por tipo de operación:

- a. Instalación de turbinas y bombas: cada equipo funciona independiente entre sí según se esté bombeando agua o generando energía.
- b. Instalación de turbina reversible: funcionamiento como turbinar para la generación de energía o como bomba centrífuga para el bombeo de agua al reservorio.

Tipo de reservorio superior:

- c. Bombeo puro: el reservorio superior se alimenta únicamente del caudal bombeado desde el reservorio inferior.
- d. Bombeo mixto: el reservorio superior es alimentado por el caudal bombeado desde el reservorio inferior y también llega agua de efluentes.

2. Ventas. Ventajas de una central hidroeléctrica de bombeo:

- a. Energía almacenada para utilizarla en cualquier momento.
- b. Preparado para carga variable.
- c. Larga vida útil.
- d. Puesta en marcha inmediatamente.
- e. Flexibilidad a las operaciones de suministro de electricidad.

3. Desventajas.

- a. Requiere de un amplio espacio para su construcción.
- b. Largos tiempos de construcción.
- c. Contaminación ambiental al alterar el paisaje.
- d. Alto costo de inversión inicial.

4. Aplicaciones.

Okinawa Yanbaru Sea Water:

- a. Lugar: Kunigami, Okinawa Japón
- b. Capacidad: 30 MW

- c. Caída 136m flujo máximo $26\text{m}^3/\text{s}$. Reservorio inferior: Mar de Filipinas. Reservorio superior: con capacidad de $564,000\text{ m}^3$ a 600m del la plataforma de mar y a 150 m sobre el nivel del mar.

Figura No. 10 Okinawa Yanbaru Sea Water

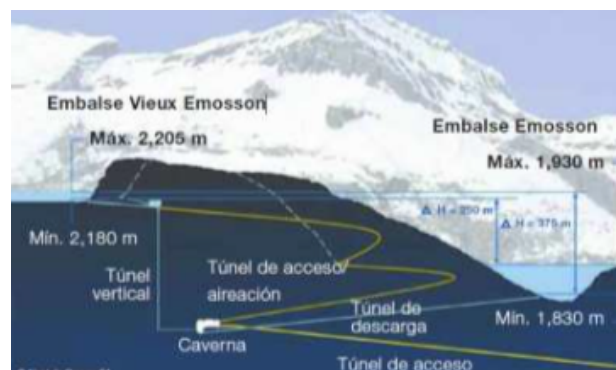


Fuente: Moreno, 2012

Nant de Drance

- d. Lugar: Cantón de Valals, Suiza
- e. Capacidad: 900 MW
- f. 6x150MW turbinas francis reversibles

Figura No. 11 Nant de Drance



Fuente: Moreno, 2012

Central hidroeléctrica de Aguayo (Cantabria)

- g. Lugar: San Miguel de Aguayo, España
- h. Capacidad: 360 MW
- i. Ampliación prevista para generar 10,000 MW más.

Figura No. 12 Hidroeléctrica de Aguayo



Fuente: Moreno, 2012

C. Turbina reversible o bomba utilizada como turbina

1. Introducción. Es de reconocimiento general que las centrales hidroeléctricas poseen un papel importante en el ámbito energético de los países. Sin embargo, el costo de inversión inicial es considerado relativamente alto y esto ha restringido, en algunos países más que en otros, el desarrollo de esta energía renovable. El uso de bombas centrífugas estándar como turbinas ofrece una alternativa técnica y con una considerable ventaja económica por lo que contribuye a una amplia aplicación en pequeñas centrales hidroeléctricas (Audisio, 2008).

Desde hace varias décadas, las bombas con sentido de rotación inverso, están siendo utilizadas como turbinas en aplicaciones industriales, y recientemente en centrales hidroeléctricas para sitios aislados o, en algunos casos, conectadas a la red, sobre todo en países desarrollados. En virtud las bombas usadas como turbinas representan tener un costo menor y disponibilidad más rápida respecto a las turbinas convencionales, además el mantenimiento es más fácil debido a la amplia disponibilidad de talleres con técnicos experimentados (Audisio, 2008).

2. Aspectos generales. Una bomba centrífuga constructivamente no se diferencia sustancialmente de una turbina hidráulica, prácticamente son máquinas que divergen en la aplicación, ya que la bomba transforma la energía mecánica en hidráulica y la turbina hace el proceso inverso. Esta diferencia hace que el diseño de cada una de ellas esté marcado por la eficiencia hidráulica para cada una de sus aplicaciones. Las cuales están determinadas en su proceso de conversión de energía por las características constructivas del rotor y de la cámara espiral. En este sentido se puede afirmar que una turbina hidráulica tendrá una mayor eficiencia para unas condiciones dadas, de caudal y altura,

que una bomba operando como turbina en las mismas condiciones (Ortiz, 2008).

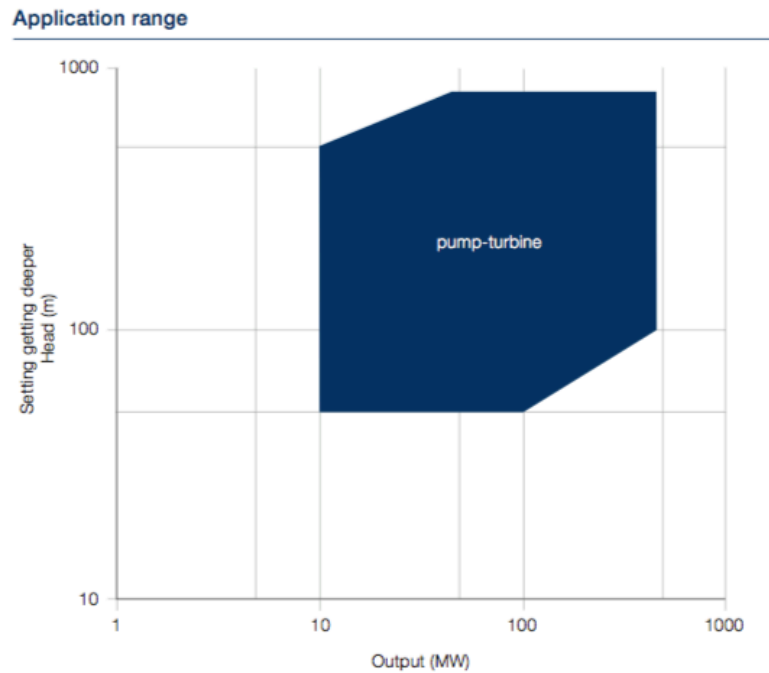
Sin embargo, la producción de bombas para diferentes caudales y altura es mayor que las turbinas para micro centrales hidroeléctricas, lo cual permite seleccionar bombas para operar en modo turbina con una eficiencia igual o superior al equipo convencional más cercano. Es importante tomar en consideración que, las condiciones de altura y caudal para una bomba que va a operar en modo turbina cambian, debido principalmente a que se reducen las pérdidas hidráulicas. Por tal motivo la altura de presión de una bomba operando en modo turbina, a la misma velocidad de rotación que lo hace en el modo bomba, aumenta en una magnitud equivalente a las pérdidas hidráulicas. De este modo la altura en el modo bomba difiere de la altura en el modo turbina, aproximadamente en el doble de las pérdidas hidráulicas (Ortiz, 2008).

Estas características de operación de la bomba en modo turbina exige que los métodos de selección encuentren un punto de equilibrio de operación, donde se encuentra la mayor eficiencia para la bomba operando como turbina (Ortiz, 2008).

3. Método de selección de una bomba como turbina. El método aplicado en seleccionar una bomba para operar como una turbina debe de ser equivalente al método de selección de una bomba, sin embargo no se cuenta con suficiente información respecto al trabajo de las bombas funcionando en el modo de turbina. En los últimos años se han publicado diversos métodos para pronosticar su funcionamiento, en el punto de mayor eficiencia a partir de datos hidrodinámicos como la altura, caudal, velocidad específica y adicionalmente de las condiciones de sitio (Ortiz, 2008). Por ejemplo, la empresa alemana Voith desarrolló su primera turbina reversible en 1937 y hoy en día la misma empresa a instalado más de 200 centrales hidroeléctricas de bombeo alrededor del mundo, con una potencia instalada de 24,000 MW. Con un amplio rango de velocidades específicas, las turbinas reversibles se pueden instalar en sitios con caídas desde menos de 50 m hasta más de 800 m y con capacidades de 10 MW hasta 500 MW.

Con el uso de la tecnología de la velocidad variable, usando un motor-generador asincrónico o sincrónico con un convertidor de frecuencia, se puede variar la velocidad de rotación de la turbina reversible. Por lo tanto, el rango de operación de la turbina puede extenderse, la capacidad de la bomba puede ajustarse para utilizar la cantidad de energía disponible. Esta tecnología estabiliza la red de manera eficiente.

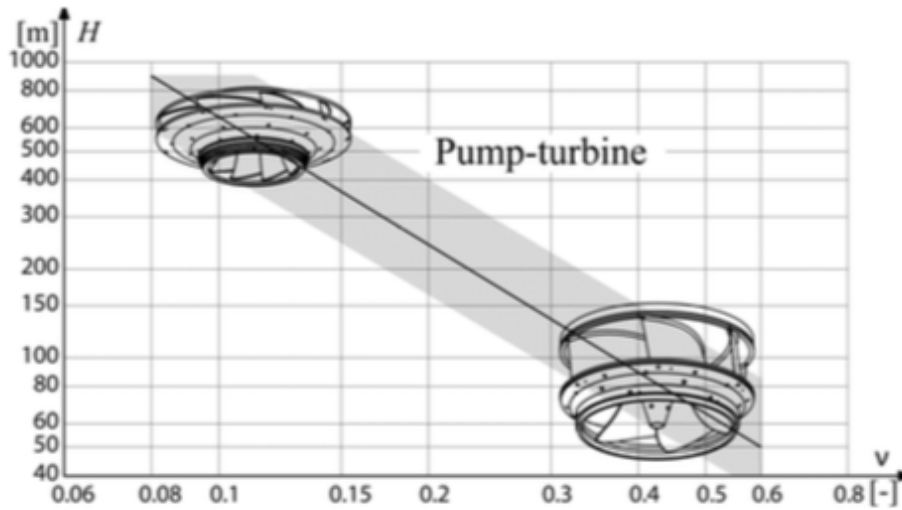
Figura No. 13 Rango de aplicaciones de las bombas-turbinas VOITH.



Fuente: Broschuere Pumped-Storage, VOITH.

4. Francis reversible bomba-turbina. La turbina tipo Francis fue inventada en el siglo 19 por el ingeniero James B. Francis. Es una turbina de reacción que combina los conceptos de flujo radial y axial, apropiado para un rango de salto entre 20 m y 700 m, con un rango de potencia de unos kilovatios hasta un gigavatio y con una eficiencia mayor al 90%. Una bomba centrífuga convierte energía mecánica en energía hidráulica, ya que el diseño de una turbina Francis y de una bomba centrífuga son muy similares, solo varía la dirección de rotación, si se utiliza de una manera inversa esta puede generar energía. El rango apropiado de operación de una Francis reversible dependiendo del salto y de la velocidad específica se ilustra en la siguiente figura.

Figura No. 14 Rango apropiado de operación de una turbina francis reversible



Fuente: Hasmatuchi, 2012.

Los principales componentes de una turbina Francis reversible se describen en la siguiente tabla.

Tabla No. 1 Componentes de una turbina Francis reversible.

Componente	Modo de bombeo	Modo de generación
Carcasa espiral	Convierte la energía cinética de flujo en la salida de las paletas en energía potencial (presión).	Asegura una distribución de flujo uniforme en toda la circunferencia en la entrada de las paletas.
Paletas	Mantiene la integridad estructural de la carcasa espiral y guían el flujo hacia la carcasa espiral.	Mantiene la integridad estructural de la carcasa espiral y guían el flujo hacia las paletas guías.
Impulsor	Convierte la energía mecánica del impulsor en momento angular.	Recupera el momento angular del flujo como el torque mecánico de las palas del impulsor a través de la desviación del flujo desde la entrada a la sección de la salida.
Tubo de aspiración	Suministra la descarga de trabajo al ojo del impulsor.	Convierte la energía cinética en la salida del impulsor en energía potencial.

General Electric es otra empresa que puede proporcionar una solución adaptada a las necesidades específicas de los clientes en una variedad de entornos. La línea completa de ofertas de turbina de bomba o turbina reversible de GE es adecuada para saltos de 5 a 1.200 m y tienen un potencial de producción que va desde 50 MW a 500 MW. Las turbinas de bomba están adaptadas a las características específicas de cada cliente.

GE ha estado suministrando turbinas reversibles por más de 50 años y ha suministrado un total de 139 unidades de turbina reversibles hasta la fecha con una capacidad total de 22,000 MW, por ejemplo:

Zhanghewan (China), 2007, 4 x 255 MW, Salto: 305 m

Afourer II (Marruecos), 2005, 2 x 176 MW, Salto: 576 m

Alqueva (Portugal), 2000/2012, 4 x 129 MW, Salto: 76 m

Yangyang (Corea del Sur), 2005, 1 x 250 MW, Salto: 800 m

San Chong (Corea del Sur), 2001, 2 x 390 MW, Salto: 423 m

Bissorte II (Francia), 1983, 4 x 138 MW, Salto: 1,112 m

5. Consideraciones técnicas. La bomba seleccionada trabajará como turbina por lo que trabajara fuera de su régimen normal de operación, por ello se deben verificar las siguientes condiciones de operación en modo turbina (Ortiz, 2008).

A. Velocidad de embalamiento. La bomba al operar en modo turbina usualmente trabajara con una velocidad mayor, por ello se deberá verificar que la velocidad de embalamiento sea inferior a las condiciones límites de diseño mecánico de la bomba (Ortiz, 2008).

B. Cavitación. La bomba en modo turbina presentara cavitación en zonas donde la presión llega a un punto de magnitud inferior a la tensión de vapor del fluido, por ello es necesario mantener una altura de succión en el lado de descarga, equivalente a la de una turbina (Ortiz, 2008).

C. Requerimientos en el diseño. En la mayoría de los casos no se requiere cambios o modificaciones en el diseño para convertir una bomba a turbina hidráulica. No obstante, en modo de turbina la rotación es invertida y la altura y potencia son generalmente más altas que cuando opera como bomba. Por ello se debe: cambiar el sentido de las roscas en los componentes del eje de modo que no puedan aflojarse (tuerca sujeta

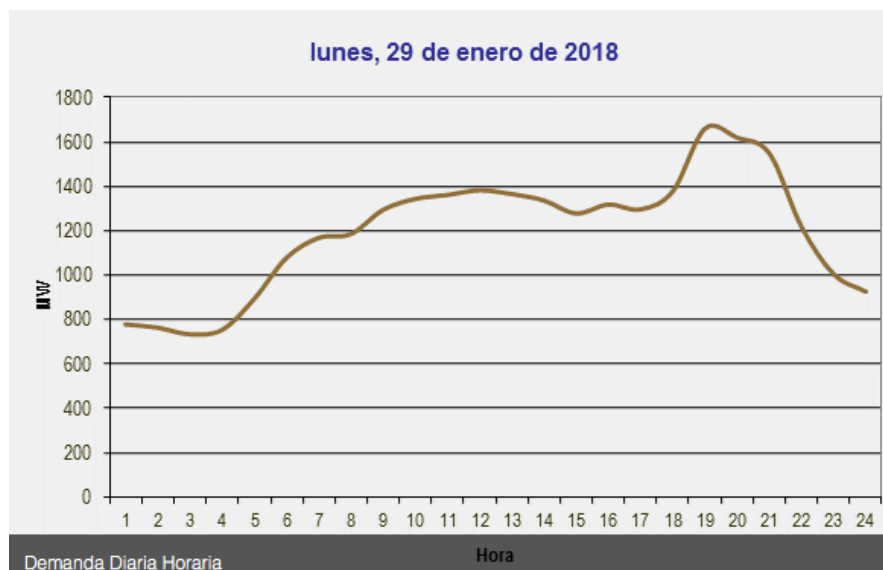
rotor, tapa de cojinetes, etc.), verificar los límites de presión de la voluta, verificar que el eje pueda resistir el torque ejercido y que los cojinetes se ajustan a la nueva velocidad (Ortiz, 2008).

D. Bandas horarias de Guatemala y precio spot

1. Bandas horarias de Guatemala. El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, capítulo IV artículo 87, establece tres bandas horarias, correspondientes a los períodos de máxima, media y mínima demanda.

- a. Banda de punta – período de máxima demanda -: 18:00 a 22:00 horas.
- b. Banda intermedia – período de demanda media -: 06:00 a 18:00 horas.
- c. Banda de valle – período de demanda mínima -: 22:00 a 06:00 horas.

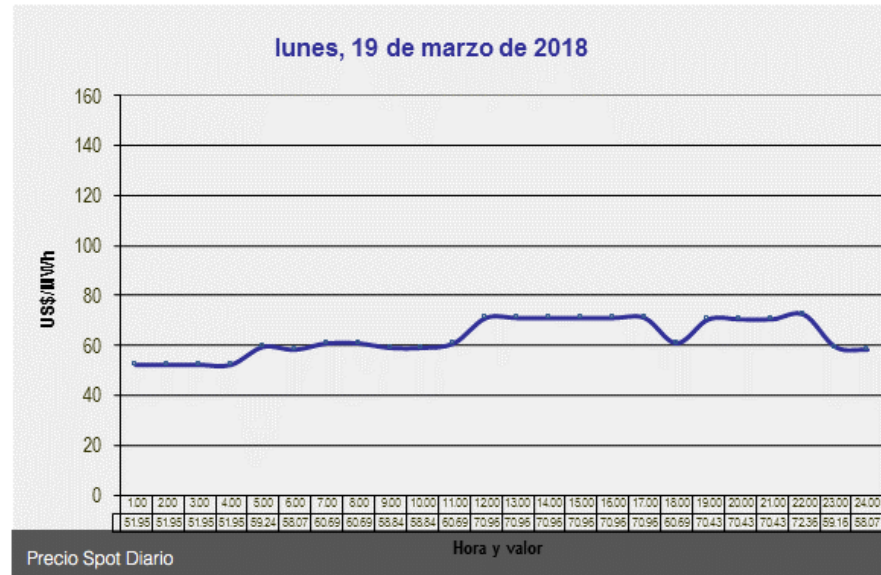
Figura No. 15 Demanda Diaria Horaria



Fuente: AMM, Demanda Diaria Horaria, 2018

2. Precio spot. El precio spot, también conocido como el precio de la oportunidad de la energía, es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, o en el período que define la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecido por el Administrador del Mercado Mayorista, como resultado del despacho. Según el Reglamento Administrador del Mercado Mayorista (Reformado por el artículo 1, acuerdo gubernativo No. 69-2007).

Figura No. 16 Precio Spot lunes 19 de marzo.



Fuente: AMM, Precio Spot

E. Aspectos básicos de centrales hidroeléctricas

1. Potencia Instalada: La potencia instalada P_{inst} (también se denomina potencia útil nominal) de la central hidroeléctrica se realiza a partir de la siguiente ecuación:

$$P_{inst} = \gamma \cdot Q_e \cdot H_n \cdot \eta_t \cdot \eta_m \cdot \eta_g \cdot \eta_{tr} \quad (E.1)$$

Siendo:

P_{inst} : Potencia instalada o potencia útil nominal [kW].

γ : Peso específico del agua (9.81 kN/m³).

Q_e : Caudal de equipamiento [m³/s].

H_n : Salto neto [m]

η_t : Rendimiento de la turbina.

η_m : Rendimiento del multiplicador.

η_g : Rendimiento del generador.

η_{tr} : Rendimiento del transformador.

(Sanz, 2016).

Los rendimientos de los diferentes elementos varían con el caudal y el salto, y pueden ser obtenidos de los datos de los fabricantes y de los catálogos. Como primera aproximación para centrales hidroeléctricas se puede tomar el producto de todos los rendimientos dentro de un rango entre 0.8 y 0.85. Si no conocen las eficiencias reales de los elementos de la central hidroeléctrica se puede considerar como una primera aproximación la siguiente ecuación, se suponen eficiencias comunes (Sanz, 2016).

$$P_{inst} = 8 \cdot Q_e \cdot H_n \quad (E.2)$$

P_{inst} : Potencia instalada o potencia útil nominal [kW].

Q_e : Caudal de equipamiento [m^3/s].

H_n : Salto neto [m]

(Sanz, 2016).

2. Energía producida. La energía producida se obtiene del producto de la potencia generada por el número de horas en las que el generador trabaja a esa potencia. Una central hidroeléctrica se puede caracterizar por el número de horas equivalentes (h_e). Este número se obtiene del cociente entre la energía anual producida por la central y su potencia nominal (Sanz 2016).

$$h_e = \frac{E_{anual}}{P_{nominal}} \quad (E.3)$$

Siendo:

h_e : Número de horas equivalentes [h].

$P_{nominal}$: Potencia nominal de la instalación. [kWh].

Las horas equivalentes pueden servir de guía para saber si una central está bien dimensionada. Si h_e es muy elevado, indica que se puede aumentar la potencia instalada. Por lo contrario, si h_e es muy bajo indica que la central podría estar sobredimensionada (Sanz, 2016).

3. Altura del salto de agua H. Como se desglosa de la ecuación (e1.1) la potencia, por lo tanto la energía producida, son directamente proporcional a la altura del salto de agua. Llamamos altura del salto de agua a la distancia vertical recorrida por una masa de agua desde un determinado nivel superior a otro inferior. Hay cuatro clasificaciones para los distintos tipos de salto (Sanz, 2016).

Salto bruto (H_b): Es el salto total existente, la diferencia de altura entre el nivel de aguas arriba del salto y el nivel inferior. El nivel inferior depende del tipo de turbina, en el caso de turbinas de reacción corresponde al punto de devolución del agua al río, en el caso de las turbinas de acción el nivel inferior es el punto donde el agua golpea las cazoletas del rodete (Sanz, 2016).

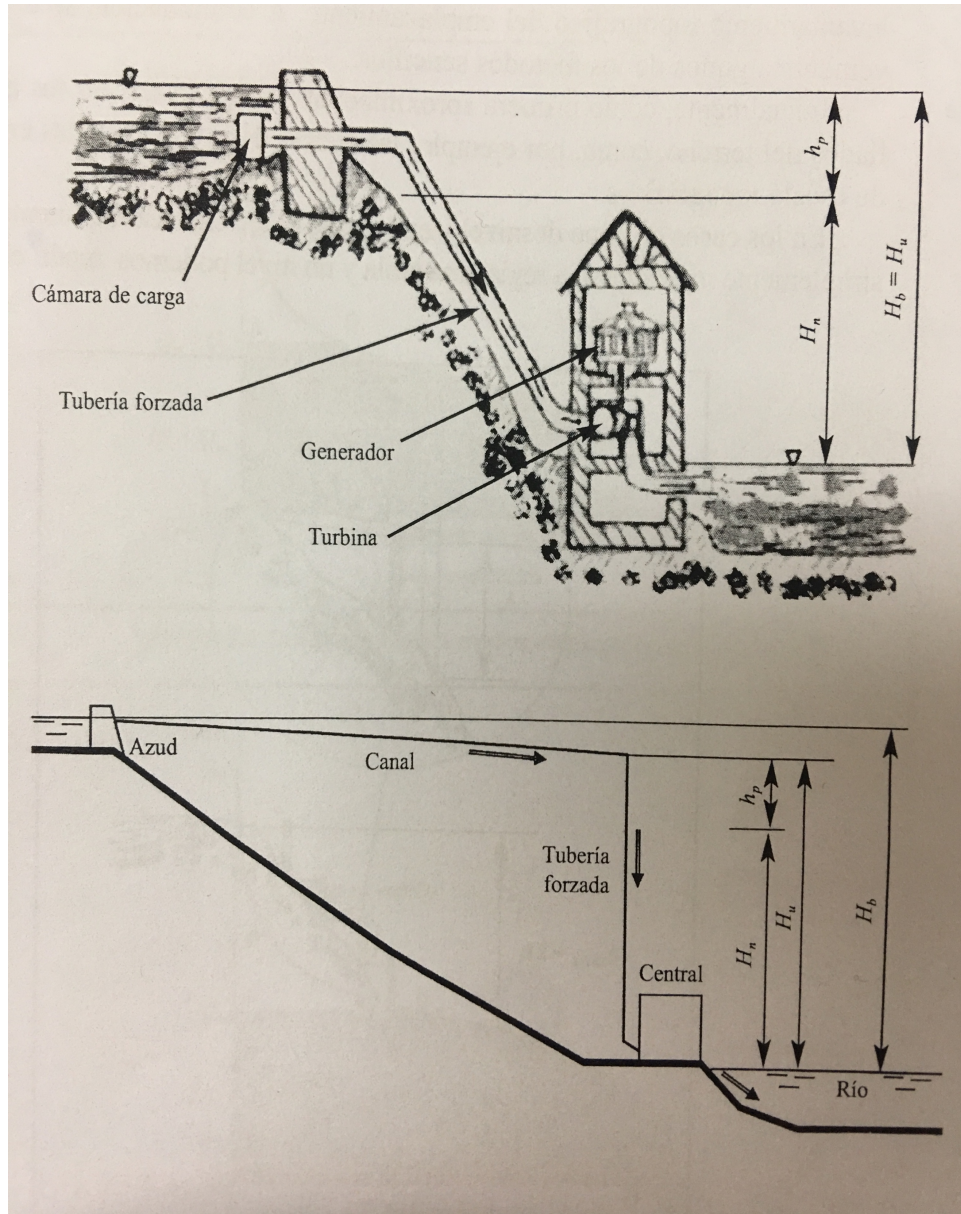
Salto útil (H_u): Es la diferencia de altura entre el nivel de la cámara de carga y el nivel inferior (Sanz, 2016).

Pérdidas de carga (h_p): Es la pérdida de altura efectiva debido a rozamientos en los diversos elementos de conducción y control de caudal, desde el nivel en la cámara de carga y el nivel inferior (Sanz, 2016).

Salto neto (H_n): Es el valor obtenido al restar todas las pérdidas de carga al salto útil. Este es el salto empleado para el cálculo de la potencia de la turbina (Sanz, 2016).

La canalización del agua hasta la turbina se hace por medio de canales y tuberías las cuales producen pérdidas debidas al rozamiento, que se traducen en un salto real menor. Por esta razón, tanto los canales como tuberías, se deben dimensionar para que las pérdidas sean mínimas, siempre que no se encarezca mucho el precio de la instalación. Habitualmente, los canales o acequias se construyen de hormigón; en ellos la velocidad de circulación es del orden de 1.5 m/s y la pendiente del 0.5 al 1 por 1,000. En el caso de utilizar tuberías mientras más lisa es la superficie interior del tubo, menores serán las pérdidas por rozamiento. Los tubos de canalización deben estar dimensionados para que las pérdidas de rozamiento sean inferiores al 4% del salto total disponible (Sanz, 2016).

Figura No. 16 Representación de alturas



Fuente: Sanz, 2016

4. Caudal Q . El caudal se define como el volumen de agua por unidad de tiempo que atraviesa una superficie. Las unidades en el sistema internacional son $[m^3/s]$. El caudal de aprovechamiento sufre grandes variaciones dependiendo de las estaciones, pudiéndose constatar la existencia de períodos húmedos, secos o medios (Sanz, 2016).

La curva de caudales medios clasificados permite conocer el número de días en los que se supera un determinado caudal. Se obtiene ordenando de mayor a menor cada uno de los años disponibles de

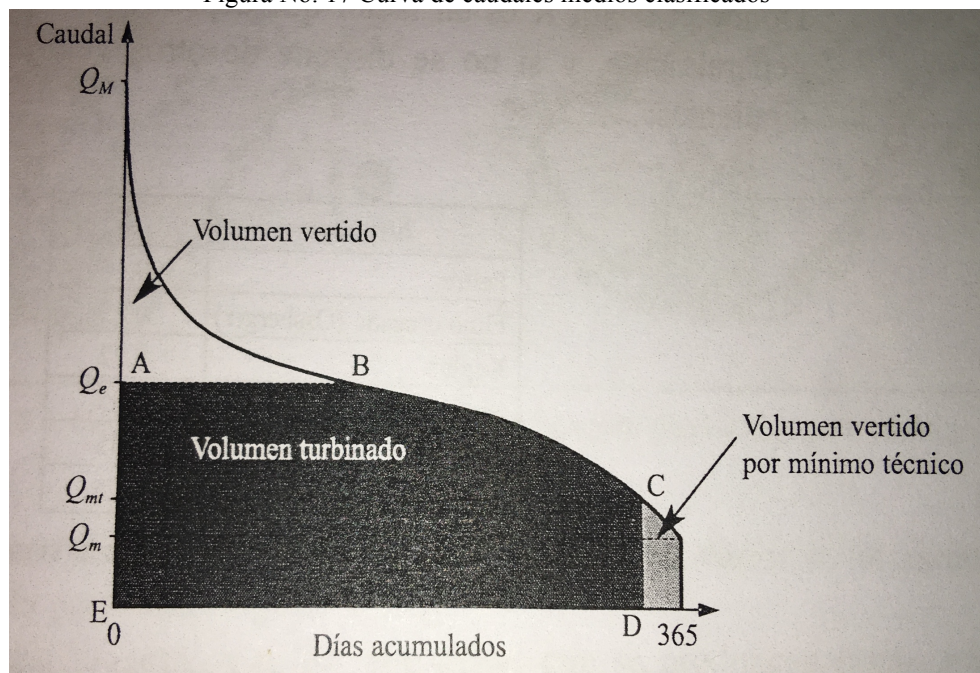
datos y posteriormente promediando cada uno de los días de los años ordenados. De la curva de caudales medios clasificados, se obtienen los siguientes caudales:

Caudal máximo (Q_M): Es el caudal máximo o de crecida que se alcanzará a lo largo del año.

Caudal mínimo (Q_m): También llamado caudal de estiaje, es el caudal mínimo esperado a lo largo del año.

Caudal de servidumbre o ecológico (Q_{sr}): Existen dos casos. El primero que no es turbinable, el caudal que se debe dejar pasar por el cauce del río sin ser turbinado para permitir el desarrollo normal de la flora y fauna del cauce y para otros usos preexistentes. El segundo caso es turbinable, por lo que puede hacerse pasar por la turbina. Esto ocurre cuando no existe peligro para la fauna del río al pasar por la turbina y el cauce no queda seco (Sanz, 2016).

Figura No. 17 Curva de caudales medios clasificados



Fuente: Sanz, 2016

Caudal de equipamiento (Q_e): Es el caudal máximo que podemos turbinar. Se obtiene utilizando métodos técnico-económicos. Por ejemplo, para minicentrales se puede tomar como caudal de equipamiento, el que permita una utilización de la central del orden de las 5,500 horas/año.

Caudal mínimo técnico: (Q_{mt}): Es el caudal mínimo que puede ser turbinado. Es proporcional al caudal de equipamiento, siendo:

$$Q_{mt} = K \cdot Q_e \quad (E.4)$$

Donde el factor K es un factor que depende del tipo de turbina utilizada, generalmente, y si no se dispone de otros valores, se pueden usar los siguientes:

Figura No.18 Factor K de las diferentes turbinas

<i>Turbinas</i>	<i>K</i>
Pelton	0,10
Flujo cruzado (Ossberger)	0,15
Kaplan	0,22
Semikaplan	0,35
Francis	0,35
Hélice	0,65

Fuente: Sanz, 2016

5. Cálculo de la energía anual en función de Q_e . El cálculo de la energía anual generada se hace a partir de datos históricos de caudal y del salto útil. El proceso es el siguiente:

- a. Realizar el análisis de caudal.
- b. Obtener el salto neto.
- c. Calcular la potencia instalada.
- d. Elegir la o las turbinas adecuadas.
- e. Cálculo de la energía

En muchas ocasiones hay más de una turbina que puede ser técnicamente válida para un determinado aprovechamiento, la selección de la turbina óptima dependerá del estudio de viabilidad económico. Para calcular la energía generada se necesita el la curva de rendimiento de las turbinas y generadores. Para agilizar los cálculos conviene aproximar dicha curva matemática. La potencia de la central y, por lo tanto, la energía anual generada dependerá del caudal de equipamiento seleccionado y el salto neto (Sanz, 2016).

Tanto la potencia como la energía dependen directamente del salto neto, por lo que es necesario realizar una estimación lo más precisa posible. La pérdida de altura depende de los elementos utilizados en el transporte del agua, desde la obra de toma hasta la entrada de la turbina, y en los casos en que la turbina es de reacción deben tenerse en cuenta las pérdidas en el tubo de aspiración de las mismas. La pérdida de altura dependerá, por tanto, del dimensionamiento de estos elementos y del caudal que en cada momento (Sanz, 2016).

Se plantean dos opciones:

- La primera, más sencilla, rápida y operativa, es considerar una pérdida constante e independiente del caudal de equipamiento seleccionado. Esta consiste en considerar que la pérdida de carga va a ser la misma independientemente del caudal. Esta consideración obligará posteriormente a realizar el cálculo de los elementos de conducción de agua condicionado por la pérdida admitida. En general, se considera aceptable una pérdida 4% desde la cámara de carga, por lo que el salto neto será el 96% del salto útil.
- La segunda consiste en calcular las pérdidas para cada caudal analizado. Esta opción es muy laboriosa. Consiste en definir el tipo de central, identificar los elementos de conducción de agua: obra de toma, canal, cámara de carga, tubería, válvulas, rejas, etc. Luego hay que realizar su predimensionamiento para cada uno de los caudales que se vayan a analizar.

En la mayor parte de los emplazamientos hay una variación del salto bruto con el caudal, o con las condiciones de funcionamiento. Esta variación depende del tipo de central. En centrales de pie de presa puede mantenerse el caudal constante y que varíe únicamente el salto. En centrales de agua fluyente es el caudal el que experimenta fuertes oscilaciones, mientras que el salto varía en menor medida. Generalmente a mayor caudal, menor es el salto, puesto que el nivel del agua aguas arriba apenas se ve modificado, ya que lo fija el azud, mientras que aumenta el nivel aguas abajo (Sanz, 2016).

F. Elementos de una central hidroeléctrica

Las centrales hidroeléctricas necesitan de diversos elementos para poder funcionar. Algunos de ellos son estáticos y se utilizan para conducir el agua hacia la turbina y de la turbina hacia el cauce. Estos elementos se en global dentro del equipamiento de obra civil. Otros elementos que por lo general son móviles, forman parte del equipo electromecánico, entre estos destacan la turbina y el generador (Sanz, 2016).

Equipamiento de obra civil:

- a. Elementos de retención y almacenaje de agua.
- b. Elementos de evacuación controlada de caudales.
- c. Elementos de conducción de agua.
- d. Edificio central

Equipamiento electromecánico:

- e. Rejas y limpiarrejas
- f. Elementos de apertura y cierra del agua de paso
- g. Equipamiento hidráulico (turbina y multiplicador)
- h. Equipamiento eléctrico (generador, transformador, subestación, equipamiento de control y protección).
- i. Equipamiento auxiliar.

No todos los elementos forman parte de todas las centrales hidroeléctricas. Dependiendo del tipo de central va a depender la configuración y sus elementos. Puede haber centrales con o sin canal, con o sin tubería, con o sin multiplicador (Sanz, 2016).

1. Elementos de retención. Los elementos de retención de agua están formados por embalse y presa o un azud. El embalse es un volumen de agua estancada. Cuando es artificial, suele estar cerrado en alguno de sus puntos mediante una presa. La presa origina una importante elevación del agua con respecto al nivel original. La instalación de la presa no se justifica debido a su elevado costo, las presas se justifican por otros motivos como, regular el cauce para evitar avenidas, almacenar agua para riego, para uso industrial y para consumo humano. El aprovechamiento hidroeléctrico se añade con el fin de aumentar la rentabilidad de la presa. Las presas están sometidas a tres tipos de esfuerzos,

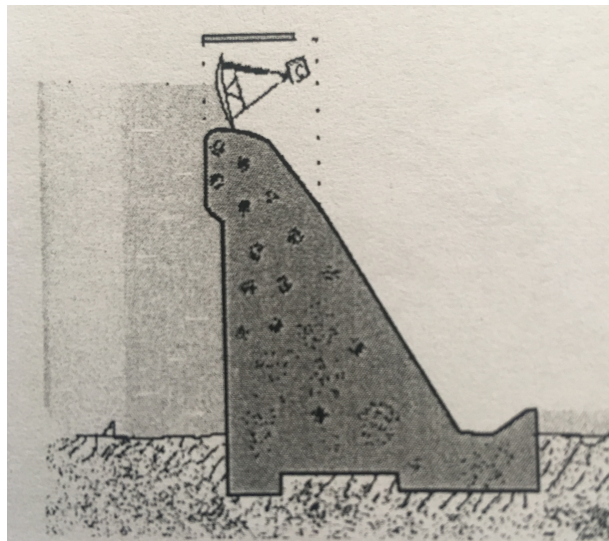
empuje debido al agua, depresión debido al paso y el propio peso de la presa, por lo que deben construirse para soportar dichos esfuerzos, además de ser impermeables (Sanz, 2016).

Por lo general, las presas se asocian a grandes centrales y el material más utilizado en la construcción es el hormigón. Los tipos de presas más comunes son:

- a. Presa de gravedad
- b. Presa de contrafuertes
- c. Presa de arco
- d. Presa de bóveda
- e. Combinaciones

La presa de gravedad es la presa más simple del cual disponen de un perfil robusto y macizo. El empuje del agua es soportado por el propio peso de la presa, que esta fuertemente anclada al suelo (Sanz, 2016).

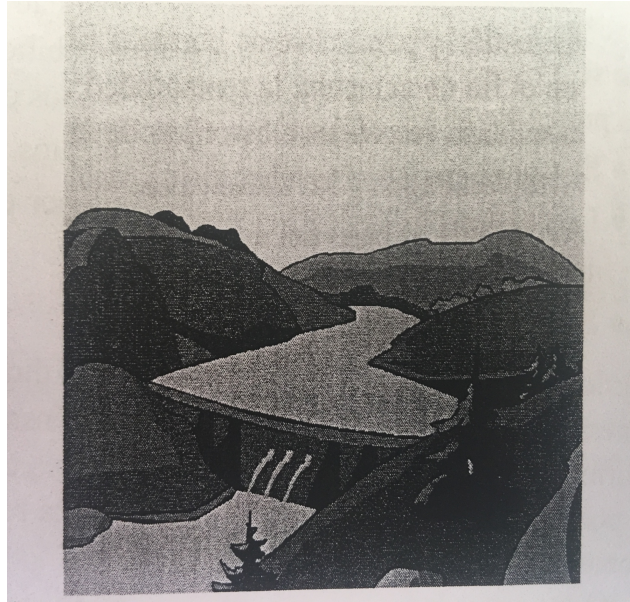
Figura No. 19 Perfil de una presa de gravedad



Fuente: Sanz, 2016

La presa de contra fuertes es similar a la de gravedad, pero están formadas por varios tramos independientes, en los que la parte superior, se denomina cabeza, es más ancha que el contrafuerte (Sanz, 2016).

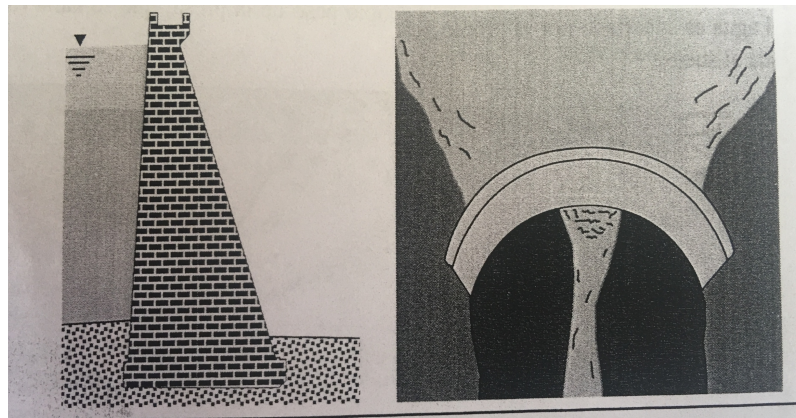
Figura No. 20 Presa de contrafuertes



Fuente: Sanz, 2016

La presa de arco tiene la forma de un arco, de modo que transmite el empuje del agua y los sedimentos hacia los laterales, y los laterales hacia el terreno en el que se apoya. El terreno debe de ser de roca de gran calidad para resistir los empujes (Sanz, 2016).

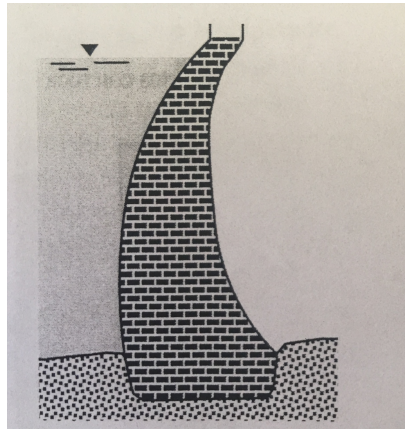
Figura No. 21 Perfil y vista general de una presa de arco.



Fuente: Sanz, 2016.

Presa de bóveda es como una presa de arco pero al perfil se le dota de cierta concavidad. Soportan el empuje de manera similar a las cúpulas de las iglesias.

Figura No. 22 Perfil de una presa de bóveda.



Fuente: Sanz, 2016

La presa con combinaciones es una presa con combinaciones de las anteriores, dependiendo de la característica geológica del terreno. Un caso de presa combinada es la presa de arco con contrafuertes.

2. Elementos de evacuación. En este grupo se incluyen todos los elementos que permiten extraer o evacuar el caudal de una presa, azud o de un canal. Estos se distinguen en dos grandes grupos.

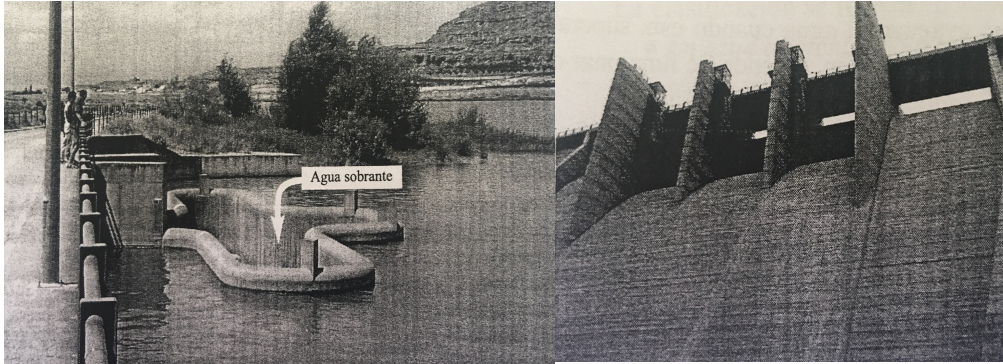
- a. Desagües
- b. Aliviaderos

El grupo de desagües está formado por tuberías que atraviesan la presa. Existen dos tipos de desagües, hay desagüe de medio fondo, que está situado a media altura, en el centro o en los laterales de la presa, sirve para el vaciado parcial de la misma regulando el volumen de agua. El otro se llama desagüe de fondo, en el cual el desagüe se encuentra en la base de la presa, en este caso permite el vaciado total de la presa. En ambos casos, además de permitir controlar el volumen de agua evacuado de forma controlada, sirven como elementos de seguridad (Sanz, 2016).

El grupo de aliviaderos, también llamado vertederos, constituyen una disposición constructiva, en forma de canal, que permite evacuar el caudal sobrante pasando por la coronación de la presa. De esta forma, si el agua supera cierta altura, pasa por el aliviadero evitando el riesgo de que lo haga por encima de la propia presa, lo que podría causar su destrucción. Generalmente, los aliviaderos se les da una forma hidráulica tal que el agua se deslice por su superficie sin despegarse de ella, para evitar presiones negativas que pueden ser peligrosas. En los lugares en los que el espacio es pequeño el aliviadero debe realizarse de manera que permita evacuar el agua deseada ocupando el menor espacio

posible, para esto el aliviadero adopta diversas formas haciendo que la longitud de evacuación del agua sea máxima (Sanz, 2016).

Figura No.23 Dos ejemplos de aliviaderos.



Fuente: Sanz, 2016

3. Elementos de conducción de agua. En este grupo se incluye toda la infraestructura necesaria para lograr transportar el agua desde la presa hasta su devolución.

Obra de toma. La obra de toma es una estructura, situada en la presa, destinada a desviar el cauce hacia la tubería. El agua debe pasar por la obra de toma con la mínima pérdida de carga posible y que permite todo el caudal que requiera la central. El diseño de obra de toma debe realizarse de acuerdo con los siguientes parámetros:

- a. Hidráulicos: asegurar el caudal con la mínima pérdida de carga posible.
- b. Operativos: deben impedir la entrada de objetos, debe poder limpiarse con facilidad.
- c. Medioambientales: integración en el paisaje, impedir el acceso de peces.

Las obras de toma en presas son estructuras sumergidas en el embalse con forma de torre que disponen de tomas a diferentes profundidades que desvían el agua hacia la tubería. En ocasiones se aprovechan los desagües de fondo. En todos los casos la entrada del agua está protegida por una rejilla (Sanz, 2016).

Canal de derivación. El caudal extraído por la obra de toma puede ser dirigido hacia la central mediante un canal o una tubería de presión. El canal de derivación es una estructura de conducción de agua que termina en la cámara de carga. El canal puede ser a cielo abierto o enterrado, si es la

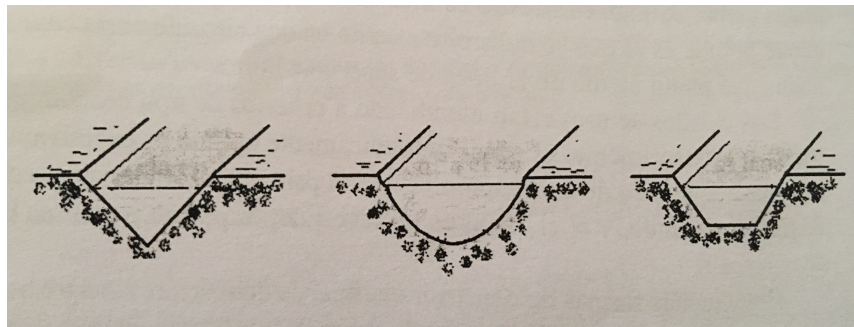
primera opción hay que tomar en cuenta que se encuentra en contacto directo con el aire, y por lo tanto, a presión atmosférica (Sanz,2016).

En los canales de derivación hay que tener en cuenta sus características básicas, las cuales son: geométricas, constructivas y hidráulicas.

Las geométricas hacen referencia a la pendiente y a la sección transversal. La pendiente es la relación entre la altura de bajada y la longitud horizontal del canal. El trazado del canal se realiza siguiendo en lo posible las líneas del nivel del terreno, tratando que la obra sea lo más sencilla posible, con una pendiente típica entre el 0.5 y 1% (Sanz, 2016).

En la sección transversal existen diversas formas, las más habituales son trapezoidales, rectangulares y circulares. La sección afecta al perfil de velocidad transversal del agua en el canal (Sanz, 2016).

Figura No. 24 Diferentes secciones transversales de canales.



Fuente: Sanz, 2016

Las características constructivas hacen referencia al material con el que se construyen y la terminación que se da a la pared en contacto con el agua. Esta característica es sumamente importante ya que determina el coeficiente de rugosidad del canal, parámetro que interviene en el cálculo del caudal que este puede transportar, ya que afecta al rozamiento que se produce entre el agua y las paredes del canal. El material más utilizado en las centrales hidroeléctricas es el hormigón armado (Sanz, 2016).

Las características hidráulicas hacen referencia al funcionamiento del canal, tales como el caudal, la velocidad del agua, la pérdida de carga, etc. Estas características dependen de la geometría del

canal. Existen diversas ecuaciones para describir el movimiento del agua en canales, como por ejemplo, la ecuación de Manning, método de medida para caudales elevados. La velocidad máxima en los canales depende del material en el que se construyan (Sanz, 2016).

Figura No. 25 Velocidades máximas para diferentes materiales de construcción de los canales de derivación.

<i>Material de construcción del canal</i>	<i>Velocidad máxima v [m/s]</i>
tierra fangosa	0,10
tierra arcillosa	0,25
arena gruesa	0,60
lechos pedregosos	1,25
hormigón	1,25*

Fuente: Sanz 2016

Cámara de carga. La cámara de carga es un depósito en el que finaliza el canal y del que sale la tubería forzada hacia la turbina. Como se ha mencionado anteriormente, en ocasiones la tubería sale directamente de la obra de toma, cumpliendo esta la doble función de toma y cámara de carga. La cámara de carga tiene dos cosas como misión, por un lado, suministra el volumen de agua que necesita la central en el momento de la puesta en marcha, y por otro lado, absorbe las oscilaciones que se producen cuando el caudal de la tubería y el canal no coinciden debido, por ejemplo, a una variación en la consigan del caudal a turbinar. El diseño de la cámara de carga debe evitar la entrada de broza, peces y otros cuerpos sólidos hacia la tubería y la formación de vórtices que impliquen la entrada de aire en la turbina (Sanz, 2016).

Para evitar la entrada de materiales en la turbina se coloca siempre una reja poco antes de la tubería, quedando el espacio entre la reja y la tubería cubierto para impedir la caída de materiales en este espacio. El diseño de la reja cobra gran importancia ya que es uno de los elementos que mayor pérdida de carga genera. Para evitar que se formen vórtices, la cámara debe tener una profundidad mínima con respecto al diámetro del a tubería. Según Gulliver, Rindels y Lindblom, los vórtices se evitan si la sumergencia de la tubería es superior a 0.7 veces su diámetro y la velocidad del agua es

$$v < 0.5 \cdot \sqrt{gD} \quad (F.1)$$

Siendo:

v : Velocidad del agua [m/s].

D : Diámetro de la tubería [m].

g : Constante de gravedad de 9.81 m/s^2

Si de todas formas se producen vórtices, se pueden evitar aumentando la longitud que el agua debe de recorrer colocando una tabla de madera sobre la entrada del aire.

- Tubería forzada. La tubería forzada es el conducto a presión que, partiendo de la cámara de carga, lleva el agua a presión hasta la turbina. Cuando la tubería tiene gran longitud, se convierte en uno de los elementos más importantes en el diseño de la central. Es uno de los elementos más caros y que, por lo tanto, mejor debe ajustarse. Por otra el agua circula por ella a presión y a gran velocidad, por lo que deben reducirse las pérdidas de carga todo lo posible, en caso contrario las pérdidas que originaría darían lugar a un elevado coste de operación (Sanz, 2016).

La tubería forzada posee como características geométricas la pendiente y la sección de la tubería. La pendiente es la relación entre la altura bajada y la longitud horizontal de la tubería. La sección se utiliza en las centrales hidroeléctricas es siempre la circular, ya que es la que menos pérdidas de carga comporta (Sanz, 2016).

Las características constructivas de las tuberías forzada hacen referencia al material empleado y su calidad, diámetro, espesor, tipo de uniones, codos, contracciones u otras. Los materiales más utilizados en la construcción de tuberías son:

- Acero: La tubería de acero, la más utilizada, presenta una serie de ventajas. Es muy fiable en casos de grandes saltos, y no hay limitación en cuanto al diámetro. Económicamente es muy competitiva, sobre todo para grandes diámetros y elevados saltos. Existen empresas con catálogos de tuberías. Son tuberías ligeras, con lo que facilita la instalación. Los principales inconvenientes que presentan provienen de la corrosión, especialmente si están enterradas. Esto obliga a tomar medidas de protección específicas, como revestimientos, protección catódica o el uso de aceros especiales. Esta tubería pierde competitividad económica cuanto menor es el salto y el caudal (Sanz, 2016).
- Hormigón: Las tuberías de hormigón son muy utilizadas en abastecimiento de agua de boca o de riego, pero no en hidroeléctrica. Los inconvenientes de derivan de su elevado

peso y de una instalación lenta. Debido al peso solo puede utilizarse enterrada (Sanz, 2016).

- Polietileno: Las tuberías de polietileno se utilizan en saltos de baja y media altura (menores de 35 m). Como inconveniente tiene que es una tubería pesada que debe de instalarse siempre enterrada y envejece, pierde sus propiedades con el tiempo. Como ventaja tiene que es competitiva económicamente para diámetros mayores a 700 mm. Existe polietileno de alta densidad que se utiliza en saltos de hasta 160 m y puede instalarse al aire libre. Su inconveniente esta en que el radio de curvatura debe ser de 30 a 40 veces el diámetro y que la unión de los diferentes tramos se realiza mediante soldadura por fusión (Sanz, 2016).
- PVC: La tubería de PVC es utilizable en saltos de entre 30 y 200 m de altura y con diámetros de hasta 700 mm. Dentro de estos límites resultan competitivas ya que son más baratas que las de acero, los tramos son fáciles de unir entre sí y no tiene problemas de corrosión. Su mayor inconveniente es que son sensibles a las radiaciones ultravioletas, por lo que deben de ser enterradas o recubiertas. Son frágiles y tienen un coeficiente de dilatación que es cinco veces el del acero, por lo que no son útiles en conducciones largas (Sanz, 2016).
- PVC con aleaciones de plástico: Son tuberías realizadas con una composición de PVC y derivados acrílicos. Las características mecánicas son similares a las de polietileno de alta densidad. Son dúctiles, por lo que mejoran uno de los inconvenientes del PVC. Se utilizan en instalaciones de hasta 150 m de altura (Sanz, 2016).
- PVC con fibra de vidrio: Se trata de un producto reciente competitivo a partir de 600 mm de diámetro, de gran resistencia, fácil de reparar, ligero y de instalación sencilla. El inconveniente que posee es que las juntas de flexión son caras (Sanz, 2016).

Las características hidráulicas. Las características hidráulicas de las tuberías forzadas hacen referencia al funcionamiento, tales como el caudal, la velocidad del agua, la pérdida de carga, la presión, etc. Estas características dependen sobre todo de la geometría de la tubería. La selección de la tubería se hace bajo distintos parámetros (Sanz, 2016).

- El material se elige en función del costo y dependiendo de la altura, la longitud, codos, etc.
- El diámetro se calcula para las pérdidas de operación se mantengan dentro de límites razonables.
- El espesor para que soporte los esfuerzos de presión y depresión a los que puede verse sometida, especialmente al golpe de ariete.

Las tuberías pueden instalarse de dos maneras, aéreas y enterradas. La tubería aérea presenta la ventaja de que necesita menos obra civil cuando las condiciones para realizar los apoyos son favorables. Además son más sencillas de inspeccionar y de reparar. Como desventajas presentan que al estar al aire están expuestas a inclemencias meteorológicas, además generan un impacto visual y ambiental. La tubería enterrada tiene como ventaja principal el poco impacto ambiental y visual que producen. Presentan varios inconvenientes tales como un gran movimiento de tierras para su instalación, lo que las encarece y genera un fuerte impacto ambiental durante esa etapa. Por otra parte al quedar ocultas, su inspección y reparación son complicadas, para lo que se requiere entrar en su interior. La tubería debe de quedar protegida frente a la corrosión provocada por el terreno y además debe preverse el comportamiento tenso-deformacional del conjunto tubería terreno (Sanz, 2016).

Figura No. 26 Tubería aérea



Fuente: Sanz, 2016

4. Golpe de ariete. En la tubería forzada hay que tener en cuenta el golpe de ariete. Al final de la tubería forzada, justo antes de la turbina, se coloca una válvula de cierre que hace la función de una válvula de seguridad. El golpe de ariete se produce al cerrarse bruscamente ésta válvula, ya que toda el agua que hay en la tubería sigue fluyendo hacia su interior, produciendo una compresión del agua y generando una sobrepresión en la tubería y en la válvula (Sanz, 2016).

El espesor mínimo de tuberías de acero se puede estimar por las fórmulas siguientes:

Bureau of Reclamation

$$e_{\min} = \frac{D}{400} + 1.27 \quad (\text{F.2})$$

Pacific Gas & Electric Co.

$$e_{\min} = \frac{D}{288} \quad (\text{F.3})$$

Siendo:

e_{\min} : Espesor mínimo de la tubería [mm]

D : Diámetro de la tubería [mm]

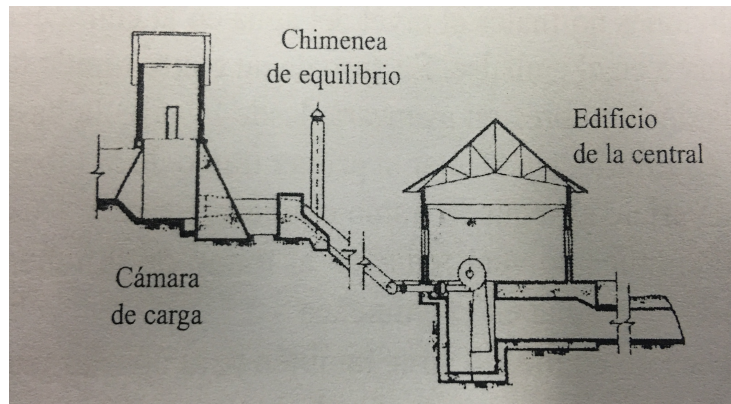
Para evitar el golpe de ariete, hay dos soluciones:

- Cerrar la válvula lentamente.
- Desviar el agua.

5. Chimenea de equilibrio. Una tubería diseñada para soportar el golpe de ariete es muy costosa, debido al espesor requerido, especialmente en instalaciones de tuberías muy largas. Para reducir costos se de la tubería se introduce entre una chimenea de equilibrio. Esta no es más que un depósito cilíndrico vertical ubicado en la zona horizontal de la tubería entre el tramo de la cámara de carga y la tubería forzada (Sanz, 2016).

En condiciones normales el nivel del agua en la chimenea es la misma que en el embalse. En caso de un cierre rápido de la válvula de seguridad, la onda de sobrepresión avanzará desde la válvula hasta encontrarse con la chimenea de equilibrio, sin afectar al primer tramo de la tubería, limitando el efecto del golpe de ariete a la tubería forzada (Sanz, 2016).

Figura No. 27 Esquema de la CH con chimenea de equilibrio



Fuente: Sanz, 2016

Las ventanosas y aductores de aire son elementos que se colocan en las tuberías con las siguientes funciones:

- Vaciado de aire durante el llenado de la tubería.
- Permitir la entrada de aire para el vaciado de la tubería, con la compuerta de entrada cerrada.
- Impedir depresiones por golpe de ariete admitiendo la entrada de aire.

Para conocer la altura que debe tener la chimenea de equilibrio se utiliza la siguiente ecuación, se conoce como la ecuación de la máxima elevación (Ortiz, 2017).

$$S = V \sqrt{\frac{A*L}{At*g}} \quad (F.4)$$

Siendo:

S : Altura máxima [m].

V : Velocidad media de flujo en la chimenea. [m/s].

A : Área de la tubería [m²].

L : Largo de la tubería [m].

At : Área de la chimenea [m].

g : Gravedad [m/s²].

6. Cámara de turbinas. La cámara de turbinas es el espacio en que se ubica la turbina, que tiene como misión dirigir el agua hacia la turbina con el máximo aprovechamiento posible. Existen dos tipos de cámara de turbinas:

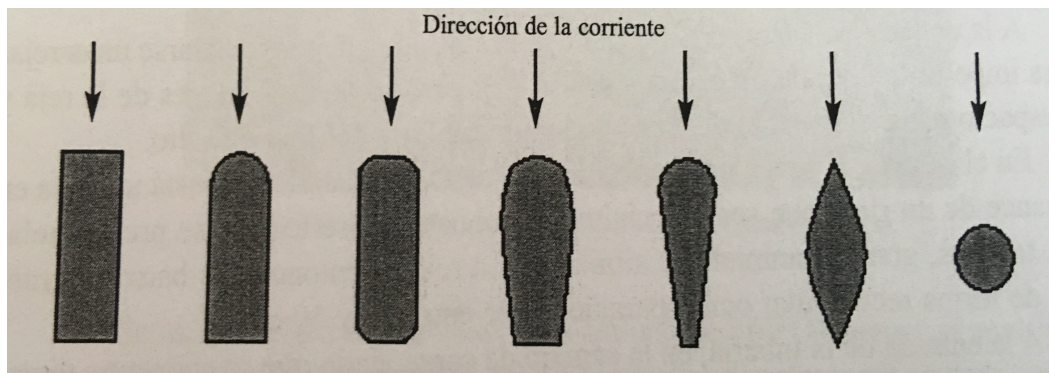
a. Cámara abierta: Se utiliza en saltos de poca altura, inferior a 15 m, y en los saltos que no existe tubería y la cámara de carga coincide con la cámara de turbinas. Este tipo de cámaras es barato pero el rendimiento de la turbina es inferior al de cámara cerrada (Sanz, 2016).

b. Cámara cerrada: Es el tipo de cámara más habitual. En este caso la tubería forzada llega hasta la cámara de turbinas que dirige el agua hacia la turbina. Por lo general tiene la forma de un espiral con sección decreciente, con el fin de que el agua entre con la misma velocidad a cualquier parte de la turbina y se le da al agua una rotación previa a la entrada en la turbina. El material de la cámara puede ser de hormigón armado o de chapa de acero (Sanz, 2016).

7. Rejas y limpiarrejas. En la entrada de las diversas conducciones de agua deben instalarse unas rejas para impedir la entrada de cuerpos sólidos. El tamaño de los barrotes de la reja y el espacio entre ellos dependen de la ubicación y del tipo de salto. Por ejemplo, en el caso de la reja a instalar en la obra de toma, cuando esta está ubicada en el cauce de un río, debe ser especialmente robusta, sobre todo si se prevén troncos, animales, basura o similares. La reja debe de ser de barrotes gruesos, de forma rectangular con separaciones entre 10 y 50 cm (Sanz, 2016).

A la entrada de la tubería, en la cámara de carga, dado que se encuentra directamente en el recorrido del agua hacia la turbina, la reja genera una pérdida de carga que no suele ser despreciable, por lo que su diseño debe ser cuidadoso (Sanz, 2016).

Figura No. 28 Diferentes formas de los barrotes de las rejas



Fuente: Sanz, 2016

La pérdida que se puede admitir en una central con un salto de 100 m no es la misma que con un salto de 5 m. Así mismo, el efecto de un cuerpo sólido sobre la turbina del primer caso es más dañino que en el segundo caso, por lo que la reja no puede ser la misma (Sanz, 2016).

Para evitar la colmatación de la reja conviene hacer una limpieza con frecuencia de los objetos que quedan detenidos. Si la central es de muy poca potencia y es vigilada, lo más sencillo y barato es limpiarla manualmente con un rastrillo. En el resto de los casos es preferible hacerlo con una instalación de un limpiarrejas automático. El limpiador automático es arrastrado, mediante un mecanismo, por la superficie de la reja volcando la suciedad acumulada en una pequeña canaleta ubicada en la parte superior de la cámara de carga (Sanz, 2016).

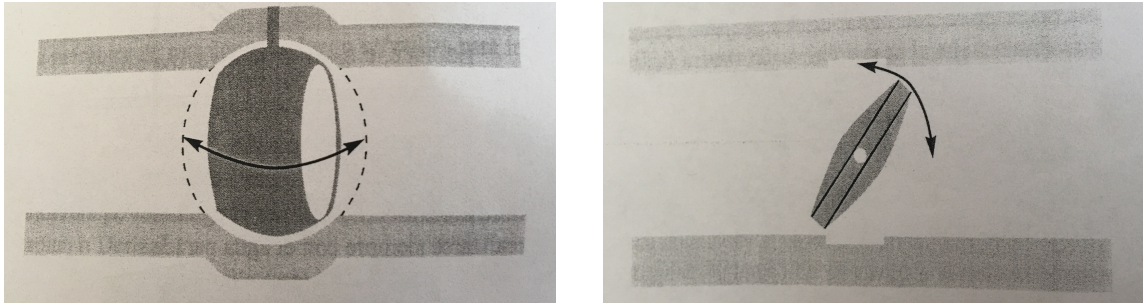
8. Elementos de apertura y cierre del paso de agua. Son elementos ubicados en las diferentes conducciones de agua que permiten o impiden su paso. Existen tres elementos de este tipo:

a. Compuertas: Las compuertas se instalan en conducciones de agua, tanto canales como tuberías. Pueden colocarse a la entrada de la obra de toma, a la entrada del canal, a la entrada de la cámara de carga, en los aliviaderos, etc. Pueden abrir, cerrarse e incluso regular el paso del agua mediante aperturas parciales. Existen compuertas de movimiento vertical y compuertas de movimiento circular (Sanz, 2016).

b. Válvulas: Las válvulas son elementos de apertura o cierre al paso del agua utilizados en las tuberías. Las válvulas se usan por lo general en posición totalmente abierta o cerrada, puesto que en posiciones intermedias producen grandes pérdidas de carga debido a la turbulencia que generan. De todas formas, en ocasiones, para ahorrar costos, se utilizan como sistemas para regular el caudal. Los tipos de válvulas más populares son: de compuerta, de mariposa, esférica y de chorro hueco (Sanz, 2016).

c. Ataguías: Las ataguías son compuertas deslizantes de movimiento vertical, que no tiene la capacidad de abrir o cerrar cuando el agua está en movimiento. Su accionamiento debe de realizarse siempre con el agua parada. Esto se utiliza para poder acceder a otros elementos con el fin de realizar el mantenimiento adecuado (Sanz, 2016).

Figura No. 29 Esquema de una válvula esférica y de mariposa



Fuente: Sanz, 2016

G. Turbinas y generadores

1. Introducción. Para la producción de energía hidroeléctrica es fundamental la existencia de un elemento que se encargue de transformar la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica de rotación, que se utiliza para mover el generador eléctrico, a este elemento se le llama turbina hidráulica (Sanz, 2016).

Los aprovechamientos hidroeléctricos se caracterizan por su caudal y su altura de salto. Actualmente existen una variedad de turbinas hidráulicas, cuyo funcionamiento se adapta a las características de los diversos aprovechamientos hidroeléctricos. Las turbinas más conocidas son Pelton, Francis, Kaplan y Semikaplan. Estas turbinas se clasifican dependiendo de su forma de aprovechar la energía del agua. El paso previo es la determinación de los principales datos de partida que son, caudal, altura de salto y velocidad de giro de la turbina (Sanz, 2016).

2. Clasificación. Todas las turbinas que se fabrican actualmente se pueden clasificar en dos grandes grupos.

- Turbinas de acción.
- Turbinas de reacción.

Las turbinas de acción son aquellas en las que para impulsar el rodete solo se aprovecha la velocidad del fluido, por lo que previamente se debe transformar toda la energía de presión del flujo en energía cinética. Las principales turbinas de acción que se construyen en la actualidad son las Pelton, Banki-Michel y Turgo (Sanz, 2016).

Las turbinas de reacción aprovechan la energía cinética del fluido y absorben en el rodete la energía de presión del mismo. Las principales turbinas de reacción son las turbinas Francis, las Kaplan, Semikaplan y las Deriaz (Sanz, 2016).

3. Selección de las turbinas. La selección de un tipo u otro de turbina para un determinado aprovechamiento viene condicionada por diversos aspectos como por ejemplo.

- Altura.
- Caudal.
- Velocidad de giro (velocidad específica).
- Rendimiento.
- Altura de aspiración.

El primer paso para la selección de una turbina puede realizarse atendiendo al salto y caudal al que esta debe trabajar. Cada turbina tiene un campo de aplicación en función de la altura y el caudal con el que pueden trabajar, cada fabricante dispone de sus propias tablas de selección.

Una vez determinados el caudal y la altura de salto, es necesario obtener el valor de la velocidad de rotación. Para ello se debe fijar el rango de velocidades específicas dentro del cual trabaja la turbina que se va diseñar. La velocidad específica de la turbina es la velocidad en revoluciones por minuto de una turbina semejante a la turbina en estudio que, supuesta la misma eficiencia y un salto unidad, produzca una potencia unitaria (Sanz, 2016).

En la siguiente figura se da una orientación sobre un rango de velocidades específicas, que ha de adaptarse en función del salto y sobre el tipo de la turbina recomendable para dicho salto, teniendo en cuenta que los datos que figuran en la tabla han sido obtenidos de estadísticas relativas a turbinas ya instaladas y que funcionan con buen rendimiento.

Figura No. 30 Elección de la turbina según salto y velocidad específica

Salto neto H_n [m]	Tipo de turbina	Velocidad específica n_s [r.p.m]
1 - 200	Flujo cruzado (Ossberger, Michell-Banki)	10 - 200
más de 400	Pelton con un inyector	hasta 25
400 - 100	Pelton con un inyector	26 - 35
400 - 100	Pelton con dos inyectores	36 - 50
800 - 400	Pelton con dos inyectores	26 - 35
400 - 100	Pelton con cuatro inyectores	51 - 72
400 - 200	Francis muy lenta	58 - 70
200 - 100	Francis lenta	70 - 120
100 - 50	Francis media	120 - 200
50 - 25	Francis rápida	200 - 300
25 - 15	Francis muy rápida	300 - 450
hasta 15	Hélice muy rápida	400 - 500
50 - 15	Kaplan lenta	270 - 500
15 - 5	Kaplan rápida	500 - 800
menos de 5	Kaplan muy rápida	800 - 1.100

Fuente: Sanz, 2016

Las turbinas Francis se utilizan para alturas de salto comprendidas entre 15 m y 400 m, siendo el rango de velocidades específicas en las que estas turbinas funcionan correctamente de 58 a 450 (Sanz, 2016). Según el *Manual de pequeña hidráulica*, publicado por la ESHA, las velocidades específicas se pueden calcular aproximadamente con las fórmulas empíricas dadas en la siguiente figura. La correlación de la turbina Francis debe multiplicarse por 995 para tener unidades en SI.

Figura No. 31 Correlaciones para la velocidad específica en función del salto neto

Turbina	Correlación de n_s	Referencia
Pelton (1 chorro)	$85,49 / H^{0,243}$	de Siervo y Lugaresi, 1978
Francis	$3.763 / H^{0,654}$	Schweiger y Gregori, 1989
Kaplan	$2.283 / H^{0,486}$	Schweiger y Gregori, 1989
Flujo cruzado	$513,25 / H^{0,505}$	Kpordze y Warnick, 1983
Hélice	$2702 / H^{0,5}$	USBR, 1976
Bulbo	$1.520 / H^{0,2837}$	Kpordze y Warnick, 1983

Fuente: Manual de pequeña hidráulica, ESHA, 1998

Como puede observarse, existen rangos de altura de salto donde puede colarse más de un tipo de turbina. Por ejemplo, en un salto de 20 m, donde puede colocarse una turbina Francis rápida o una Kaplan lenta, el uso de una u otra dependerá de la variabilidad del caudal. Si el caudal es muy constante, será preferible una Francis, cuyo sistema de regulación es mucho más barato (Sanz, 2016).

El siguiente paso es establecer la velocidad de giro de la turbina que corresponde a la velocidad específica obtenida con la siguiente expresión.

$$n_s = \frac{n \cdot \sqrt{P_{\text{turb}}}}{H_n^{1.25}} \quad (\text{G.1})$$

Siendo:

n_s : Velocidad específica [r.p.m.].

n : Velocidad de la turbina [r.p.m.].

P_{turb} : Potencia mecánica nominal de la turbina [kW].

H_n : Altura neta [m].

La altura de aspiración es la diferencia de cota a la que debe situarse la turbina con respecto al nivel del agua a la salida. Este parámetro es únicamente aplicable a las turbinas de reacción, puesto que todas las turbinas de acción deben quedar, evidentemente, por encima del nivel del agua a la salida. En las turbinas Francis se mide desde el punto medio del distribuidor, en tanto que para las Kaplan la referencia es el eje del rodete. Si se obtiene un valor positivo, significa que la turbina debe situarse por encima del nivel del agua, pero si este es negativo, la turbina se ubicará por debajo del nivel del agua a la salida. Si esto no se respeta, aparecerán problemas de cavitación en la turbina (Sanz, 2016).

Para evitar cavitación, la turbina deberá instalarse, como mínimo, a una altura H_t , con respecto al nivel del agua de la salida en el canal de desagüe, de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$H_t = H_a - H_v - \sigma_T \cdot H \quad (\text{G.2})$$

Siendo:

H_a : Altura de columna de agua equivalente a la presión atmosférica en el lugar en el que se encuentre la turbina.

H_v : Presión de vapor del agua, en metros de columna de agua, a su paso por la turbina.

σ_T : Coeficiente de cavitación o coeficiente de Thoma.

H : Salto bruto del emplazamiento.

El valor del coeficiente de cavitación depende del tipo de turbina. Para la turbina Francis es la siguiente ecuación.

$$\sigma_T = \frac{n_s^{1.41}}{13262.6} \quad (G.3)$$

Una vez obtenido el rango de velocidades de giro de la turbina, hay que tener en cuenta que esta debe trabajar acoplada a un generador para suministrar corriente eléctrica a una frecuencia 60 Hz, por lo que la velocidad de giro n , además de estar dentro del rango, deberá ajustarse a la siguiente ecuación.

$$n_{\text{gen}} = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (G.4)$$

Siendo:

n_{gen} : Velocidad del generador [r.p.m.].

f : Frecuencia [Hz].

p : Número de pares de polos del alternador.

Las velocidades de los grupos hidroeléctricos en función del número de pares de polos del alternador se indican en la siguiente tabla.

Tabla No. 2 Velocidades en función de pares de polos

p (pares de polos)	n [r.p.m.]
1	3,600
3	1,200
5	720
6	600
8	450
10	360

Los números de polos se eligen en función de las r.p.m. del generador. Si el número de pares de polos es muy elevado, se puede optar por emplear un multiplicador para ajustar las velocidades. En

este caso se suele usar un generador con solo un par de polos, porque es la opción más económica (Sanz, 2016).

La velocidad específica junto con los datos de caudal y altura neta de salto con los tres parámetros básicos que se utilizan para el dimensionamiento de la turbina.

4. Generador. El generador tiene como misión transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina. En función de la red que debe alimentar, se puede escoger entre generadores síncronos y asíncronos. Ambos tipos de máquina están formados por una parte estática, denominada estator, y una parte móvil, denominada rotor. En cada uno de ellos existe un circuito eléctrico denominado devanado. El rotor, a través de los acoplamientos necesarios, se encuentra unido al eje de la turbina, o del multiplicador, y recibe la energía mecánica producida por la turbina. Esta energía es convertida en energía magnética y transmitida al devanado estático, que en forma de corriente eléctrica la entrega a la red a la que se conecta (Sanz, 2016).

5. Generador síncrono. También llamado alternador, debe su nombre a que su velocidad de giro está rígidamente definida por la velocidad de giro del campo magnético en el entrehierro, llamada velocidad de sincronismo, y que depende de la frecuencia y el número de polos. Estos generadores necesitan una fuente de corriente continua para la alimentación de las bobinas de excitación de los polos inductores, situados en el rotor. De esta forma se consigue generar un campo magnético giratorio y senoidal en el entrehierro (Sanz, 2016).

El rendimiento de estos generadores muy alta, alcanzando un valores cercanos al 94-98% a plena carga. Además presentan la ventaja de poder ser utilizados conectados a la red como aislados, dado que fijar la velocidad de funcionamiento se fija directamente la frecuencia de la energía eléctrica generada (Sanz, 2016).

Como desventaja presenta su elevado costo y un diseño complejo, dando lugares a mayores trabajos de mantenimiento. Requieren de un dispositivo de regulación de tensión y un equipo de control de excitación. También resulta necesario regular la frecuencia en el caso de funcionamiento aislado (Sanz, 2016).

6. Generador asíncrono. El nombre se debe a que cuando el generador funciona como motor, su velocidad de giro es siempre ligeramente inferior a la velocidad del campo magnético en el entrehierro. Existen dos máquinas asíncronas, de jaula de ardilla o de rotor bobinado. El

funcionamiento de la máquina asíncrona como generador se produce cuando el rotor es arrastrado por encima de la velocidad de sincronismo. En estas condiciones, la máquina recibe energía mecánica a través del eje y la convierte en energía eléctrica activa que entregará a través de los bornes del estator (Sanz, 2016).

Como inconveniente presenta su incapacidad de generar la energía reactiva capaz de suministrar la corriente necesaria para producir el campo magnético, que se obtiene a partir de las corrientes estatóricas. Dado que la mayoría de las cargas necesitan consumir energía reactiva, y estos generadores no solo incapaz de suministrarla sino que también la consume, su campo de aplicación es muy reducido, usándose fundamentalmente en minicentrales hidráulicas (Sanz, 2016).

Las principales ventajas de estos generadores son su robustez y simplicidad, costo reducido, menor tamaño, mantenimiento muy reducido y no necesita el sistema de excitación que sí necesitan las máquinas síncronas (Sanz, 2016).

H. Pérdidas de carga en conducciones

1. Introducción. Es conveniente realizar una presentación de la forma en que se producen las pérdidas de carga en los diferentes elementos de una instalación antes de entrar en el cálculo de las mismas. Para ello se hace un estudio de las propiedades del fluido, y luego se caracteriza el modo en que se comporta este al realizar un movimiento en contacto con las superficies rugosa, como pueden ser las paredes de las tuberías. Se toma en consideración tramos con particularidades como las válvulas, uniones, obstáculos, etc. En este tema se analizan todos los elementos que encuentra el fluido desde que se toma en un embalse hasta que retorna al cauce tras ser turbinado. El objetivo es identificar los procesos de pérdidas que pueden darse en la circulación del fluido y proporcionar las herramientas de cálculo necesarias para poder realizar un cálculo de las mismas (Sanz, 2016).

2. Densidad. La densidad se define como masa por unidad de volumen. Es decir,

$$\rho = \frac{m}{U} \quad (H.1)$$

Siendo:

ρ : Densidad

m : Masa

U : Volumen

El recíproco de la densidad es el volumen específico, el cual se define como volumen por unidad de masa. En general, la densidad de una sustancia depende de la temperatura y de la presión. Los líquidos y sólidos son incompresibles por lo que la densidad no varía considerablemente con la presión. Por ejemplo a 20°C, la densidad del agua cambia de 998 kg/m³ a 1 atm a 1,003 kg/m³ a 100 atm. (Cengel, 2012).

La densidad es uno de los factores que afectan de forma directamente proporcional a la generación de energía hidroeléctrica. La densidad se toma como constante, el cambio que experimenta con la presión es leve, pero la temperatura si es un factor más influyente. Por lo que a la hora de realizar un cálculo más exacto de la energía que puede ser obtenida en un salto, se debe conocer con detalle la temperatura del fluido de trabajo (Sanz, 2016).

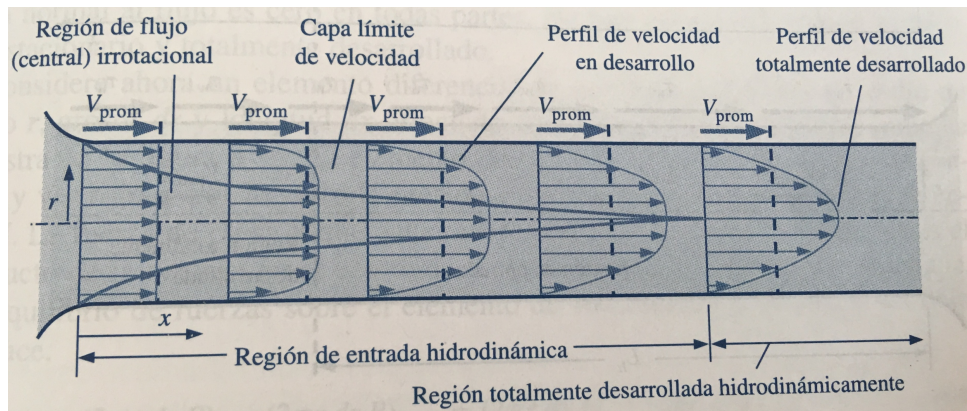
3. Viscosidad. La viscosidad expresa la facilidad que tiene un fluido para fluir cuando se aplica una fuerza externa. Es una medida de la resistencia al deslizamiento entre capas. La viscosidad es la propiedad por la que en un fluido se permite transmitir esfuerzos entre diferentes partes del mismo. Por ejemplo se puede intuir que la miel es un fluido más viscoso que el agua. Si se gira el vaso de agua, esta tiende a girar también, pero sin llegar a acompañar las paredes del vaso a la misma velocidad. Sin embargo, para un vaso con miel, al girar el vaso, se observa que la miel se mueve prácticamente a la par que el vaso. Este es el efecto de la viscosidad, permite transmitir esfuerzos entre diferentes capas de un fluido. Por eso en la miel estos esfuerzos se transmiten bien. Desde un plano más técnico se distinguen dos viscosidades, la viscosidad dinámica y la viscosidad cinemática (Sanz, 2016).

4. Capa límite. Se está tratando el caso de una diferencia de velocidad entre un fluido que fluye en torno a un sólido, que puede ser flujo externo o interno. Esta diferencia de velocidades no se desarrolla de forma continua, es decir, que el fluido cercano al sólido acompaña a este a la misma velocidad. Las sucesivas capas del fluido poseen una velocidad que se aproxima sucesivamente a la velocidad del fluido. La variación de la velocidad es desde la pared al flujo fluido lejos de la misma se denomina gradiente de velocidad. Varía desde $v=0$ en el contacto con la pared hasta $v=u$, siendo la velocidad del fluido lejos de la pared. Se denomina espesor de la capa límite a la distancia δ tomada desde la pared al punto en el que se cumple que

$$\frac{v_s}{u} = 0.99 \quad (\text{H.2})$$

Desde la pared hasta el final de la capa límite se tiene un comportamiento viscoso, pues existen una serie de láminas de fluido a diferentes velocidades y que ejercen una serie de esfuerzos de deformación entre ellas debido al movimiento relativo. Estos esfuerzos entre capas son llamados esfuerzos cortantes. Cuanto más delgada sea la capa límite, es decir, cuanto mayor sea el gradiente de velocidad en las cercanías de la pared, más esfuerzo se comunicará entre las capas, por el mayor movimiento relativo entre el sólido y el fluido. Cuanto más viscoso sea el fluido, será mayor proporcionalmente la transmisión de esfuerzo (Sanz,2016).

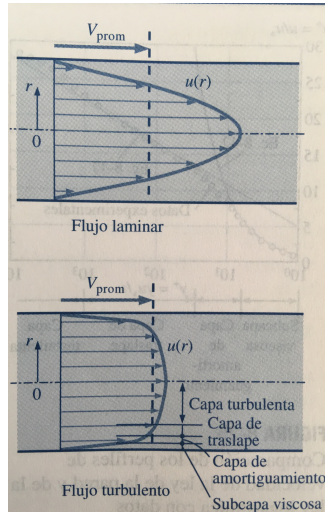
Figura No. 32 Desarrollo de la capa límite de velocidad en una tubería.



Fuente: Cengel, 2012

5. Flujo laminar y turbulento. Se dice que el régimen laminar se caracteriza por líneas de corriente suaves y movimiento sumamente ordenado, mientras que en el segundo caso es turbulento, y se caracteriza por fluctuaciones de velocidad y movimiento desordenado del fluido. La transición de flujo laminar a turbulento no ocurre repentinamente, mas bien, sucede sobre cierta región en la que el flujo fluctúa entre flujos laminar y turbulento antes de volverse totalmente turbulento. La mayoría de los flujos que se encuentran en la práctica son turbulentos, a menos que el fluido sea muy viscoso, como aceites, fluyen en pequeñas tuberías o pasajes estrechos (Cengel, 2012).

Figura No. 33 Flujo laminar y turbulento



Fuente: Cengel, 2012

6. Número de Reynolds. La transición de flujo laminar a turbulento depende de la geometría, la rugosidad de la superficie, la velocidad del flujo, la temperatura de la superficie y el tipo de fluido entre otros factores. Después de varios experimentos en la década de 1880, Osborne Reynolds descubrió que el régimen del flujo depende principalmente de la razón de fuerzas inerciales a fuerzas viscosas en el fluido. Esta razón se llama número de Reynolds y se expresa para flujo interno en una tubería circular (Cengel, 2012).

$$Re = \frac{\text{Fuerzas inerciales}}{\text{Fuerzas viscosas}} = \frac{V_{prom} \cdot D}{\nu} = \frac{\rho \cdot V_{prom} \cdot D}{\mu} \quad (H.3)$$

Siendo:

Re : Número de Reynolds.

V_{prom} : La velocidad promedio del flujo [m/s].

D : La longitud característica de la geometría (diámetro en este caso) [m].

ν : La viscosidad cinemática [m²/s].

ρ : La densidad del fluido (agua) [kg/m³].

μ : La viscosidad dinámica [kg/m·s].

El número de Reynolds en donde el flujo se vuelve turbulento se llama número de Reynolds crítico. El valor del número de Reynolds crítico es diferentes para geometrías y condiciones de flujo distintas. Para el flujo interno en una tubería circular, el número de Reynolds crítico es $Re_{cr}=2,300$ (Cengel, 2012).

Tabla No. 3 Número de Reynolds y el régimen

$Re < 2,300$	Régimen laminar
$2,300 \leq Re \leq 4,000$	Régimen de transición
$Re > 4,000$	Régimen turbulento

7. Régimen laminar y turbulento en conductos cerrados. El desarrollo del flujo fluido en el interior de un conducto es comparable al que sucede sobre un perfil plano. Para una tubería sólida de perfil circular, se crea una capa límite en toda la superficie, de forma que la capa límite ya no es una lámina plana, sino en este caso una lámina con sección de corona circular que va creciendo hacia el interior del tubo. La capa límite irá creciendo, hasta que se junten en el centro del conducto (a una longitud L'), obteniendo el perfil de velocidades totalmente desarrollado. Si en el momento que se juntan las capas límites todavía se tenía un régimen laminar, entonces el flujo final de la tubería es laminar, mientras que si no se han juntado antes de llegar a la longitud crítica, entonces se tiene un flujo en régimen turbulento. Para el cálculo de tuberías, la longitud L' suele ser pequeña en comparación con la longitud total de la misma. Por ello no merece la pena realizar un estudio detallado de la aportación de esta zona a la pérdida de carga total (Sanz, 2016).

Las condiciones de limpieza, estanqueidad, y reposo a la entrada son difíciles de encontrar, y más aún en pequeñas instalaciones minihidráulicas. Por ello, los cálculos para conducciones cerradas de uso industrial se calculan suponiendo la existencia desde un principio turbulento. A pesar de que no se consideran para el cálculo de pérdidas en tuberías en la zona laminar, sí que se han explicado los fenómenos del desarrollo de la capa límite, pues son fundamentales para la comprensión de los cálculos y criterios. Los valores L' , momento a partir del cual se tiene un perfil de velocidades completamente desarrollado puede calcularse (Sanz, 2016).

Para régimen laminar:

$$\frac{L'}{D} = 0.058 \cdot Re \quad (H.4)$$

Para régimen turbulento:

$$\frac{L'}{D} = 4.4 \cdot Re^{1/6} \quad (H.5)$$

Siendo:

L' : Longitud [m] a partir de la cual se tiene el perfil de velocidades completamente desarrollado.

D : Diámetro del conducto[m].

Re: Número de Reynolds.

8. Pérdidas de carga. Para este apartado se utiliza la hipótesis de flujo uniforme, es decir, que no existe una variación de caudal, de sección, ni de material de la tubería.

a. Radio hidráulico y diámetro hidráulico. Sirve para caracterizar a la tubería como longitud característica. Se calcula como el cociente entre el área de la sección de tubería A y el perímetro mojado.

$$R_h = \frac{A}{p_m} \quad (H.6)$$

$$D_h = 4 \cdot R_h = 4 \cdot \frac{A}{p_m} \quad (H.7)$$

Siendo:

R_h : Radio hidráulico [m].

D_h : Diámetro hidráulico [m].

A : Área de la sección de la tubería [m²].

P_m : Perímetro mojado [m].

b. Velocidad media de flujo. Se ha visto que existe un perfil de velocidades en el flujo que recorre el conducto. La velocidad media es el cociente entre el caudal de fluido y la sección de paso, en algunas literaturas se denomina S.

$$v_m = \frac{Q}{A} \quad (H.8)$$

Siendo:

v_m : Velocidad media del flujo [m/s].

A : Área de la sección de la tubería [m^2].

Q : Caudal medio de fluido [m^3/s].

Hasta que se tiene un flujo completamente desarrollado, existe una distancia L' (variable con la velocidad) en la que el esfuerzo varía. A partir de ese punto, el valor del esfuerzo es constante en dirección del flujo. Depende de la distancia del fluido a las paredes y de la forma del conducto, por esto el radio hidráulico resulta un parámetro muy utilizado en la caracterización del flujo en conducto. El cálculo se realizará sin considerar el régimen laminar (Sanz, 2016).

Las pérdidas se expresan como una disminución de la energía, por disminución podría representarse como una pérdida de la energía, unas pérdidas de presión o como una pérdida de altura. Puesto que se está trabajando en el campo de la generación de energía hidroeléctrica, el potencial para la generación lo constituye el salto. Por lo que el valor de la pérdida de altura permite relacionar la altura útil con la altura neta (Sanz, 2016).

$$H_n = H_u - h_p \quad (\text{H.9})$$

Siendo:

H_n : Altura neta [m].

H_u : Altura útil [m].

h_p : Pérdida de altura [m].

Se va a proceder a presentar el cálculo de la potencia perdida por rozamiento, por un lado, en función de los esfuerzos cortantes, y por el otro, en la función de la altura de pérdidas h_p , con el fin de poder obtener un valor para ella. Para cuantificar las pérdidas, se debe obtener el valor del esfuerzo sobre la pared completa, que deriva finalmente en el rozamiento. Por lo que el valor medio del esfuerzo cortante en la tubería tiene el siguiente valor (Sanz, 2016).

$$\tau_0 = C_f \cdot \frac{v_m^2 \cdot \rho}{2} \quad (\text{H.10})$$

Siendo:

τ_0 : Valor medio del esfuerzo cortante en el conducto [$\text{Pa}=\text{N}/\text{m}^2$].

C_f : Coeficiente de fricción.

v_m : Velocidad media del flujo [m/s].

ρ : Densidad del fluido [kg/m^3].

El coeficiente de fricción esta directamente relacionado con el número de Reynolds. La fuerza que sufrirá una superficie será el producto del esfuerzo medio por el área sobre la que actúa, que es la superficie de tubería en contacto con el fluido, es decir, la longitud por el perímetro mojado (Sanz, 2016).

$$F = \tau \cdot A_T \quad (\text{H.11})$$

Siendo:

F : Fuerza total por fricción [N].

τ_0 : Valor medio del esfuerzo cortante en el conducto [Pa=N/m²].

A_T : Superficie de tubería en contacto con el fluido [m²].

La ecuación general de pérdidas de carga en conducciones con flujo permanente y uniforme se puede aplicar para secciones con diferente geometría, utilizando el radio hidráulico. En el caso de las centrales hidroeléctricas se sustituye en esta ecuación el valor del radio hidráulico para una sección de tubo, se tiene la ecuación de Darcy-Weissbach de pérdidas de carga en tuberías circulares (Sanz, 2016).

$$h_p = 4 \cdot C_f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v_m^2}{2 \cdot g} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v_m^2}{2 \cdot g} \quad (\text{H.12})$$

Siendo:

h_p : Pérdida de altura [m].

L : Longitud del conducto [m].

C_f : Coeficiente de fricción.

D : Diámetro del tubo [m].

f : Coeficiente de fricción en tuberías ($4 C_f$).

v_m : Velocidad media del flujo [m/s].

g : Aceleración de la gravedad [m/s²].

c. Rugosidad. El coeficiente de fricción depende de la rugosidad de la tubería y del número de Reynolds. La rugosidad es un valor medio de altura de las crestas del material que conforma la superficie interna de la tubería, ya que las superficies no son idealmente lisas, si no que existen micro rugosidades. Para los flujos laminares el coeficiente de fricción en tubería depende únicamente del valor de Reynolds (Sanz, 2016).

Para flujos turbulentos se conoce que existe una subcapa laminar muy delgada, para la que el gradiente de velocidad era muy alto. En función de cómo afecta la rugosidad a la subcapa laminar se pueden dar los siguientes tres casos (Sanz, 2016).

Tubería hidráulicamente lisa: se da cuando la rugosidad queda totalmente cubierta por la subcapa laminar. El coeficiente de fricción depende únicamente del Reynolds característico de flujo (Sanz, 2016).

Tubería hidráulicamente rugosa: se da cuando la rugosidad emerge de la subcapa laminar, quedando partes afectadas por la turbulencia. En este caso el coeficiente de fricción depende tanto del régimen de flujo como de la rugosidad (Sanz, 2016).

Tubería con dominio de la rugosidad: para números de Reynolds muy altos, la subcapa laminar decrece, quedando una mayor parte de la pared sólida afectada de la viscosidad de turbulencia, por lo que la influencia de la rugosidad prevalece sobre el número de Reynolds (Sanz, 2016).

La altura de rugosidad se denominará con la nomenclatura de k cuando se trate de magnitud absoluta. Se puede encontrar una rugosidad adimensional, relacionando este parámetro k con el diámetro de la tubería D , denominando de aquí en adelante e o k/D . A la hora de utilizar fórmulas para estimar las pérdidas de carga habrá de conocerse en qué régimen se está trabajando, pues por lo general no son válidas para todo el rango de Reynolds o de tipo turbulento (Sanz, 2016).

9. Pérdidas longitudinales. Ya con los tipos de régimen descrito anteriormente se puede comenzar con la descripción de las pérdidas de carga en tuberías. Existen alternativas a la hora de realizar el cálculo. Algunas de ellas están basadas en la ecuación general de las pérdidas de carga, y otras obtenidas experimentalmente y con otros factores de fricción (Sanz, 2016).

Factor de fricción en régimen laminar: Para la valoración del coeficiente de fricción en régimen laminar se tiene la expresión siguiente (Sanz, 2016).

$$f = \frac{64}{Re} \quad (\text{H.13})$$

Siendo:

f : Coeficiente de fricción en tuberías.

Re : Número de Reynolds.

En este caso el factor de fricción depende únicamente del régimen del fluido.

Factor de fricción para régimen turbulento: Para el régimen turbulento se tiene varios tipos de régimen ya vistos que tienen sus ecuaciones especiales (Sanz, 2016).

En el caso de la tubería hidráulicamente lisa, la rugosidad no interactúa con el flujo turbulento existente más allá de la subcapa laminar. Se utiliza la fórmula de Kármán- Prandtl, válida para todos los Reynolds (Sanz, 2016).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \quad (\text{H.14})$$

En el caso del régimen con dominio de la rugosidad se anula la dependencia del régimen de flujo, predominando la rugosidad. Como se aprecia en esta fórmula, de Kármán-Nikuradse, no se relaciona el valor del factor de fricción con el Reynolds del flujo, válida para todos los Reynolds (Sanz, 2016).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \frac{k/D}{3.7} \quad (\text{H.15})$$

En el caso de la tubería hidráulicamente rugosa influyen tanto la rugosidad como el número de Reynolds. Se utiliza la fórmula de Colebrook, válida para todos los Reynolds (Sanz, 2016).

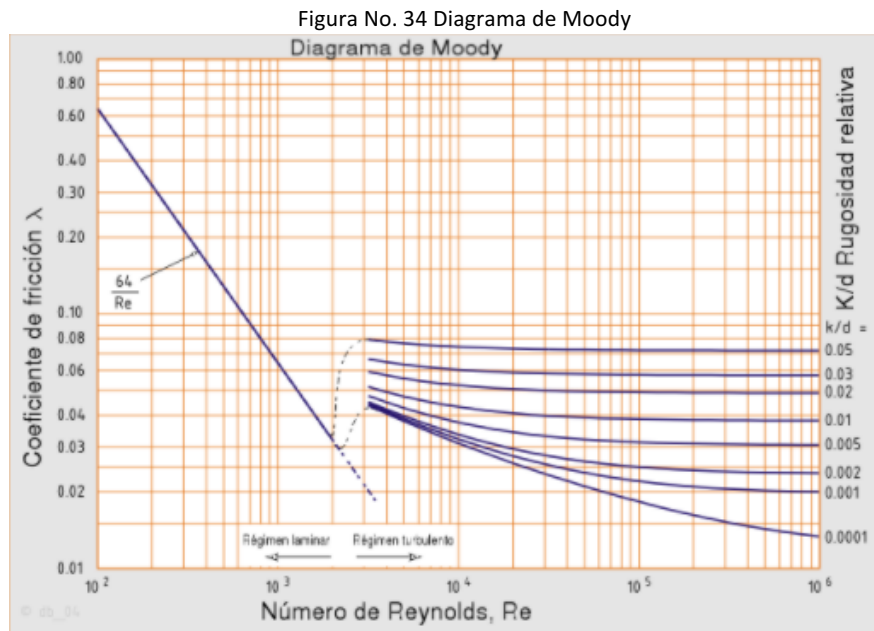
$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{k/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (\text{H.16})$$

En esta última fórmula puede apreciarse resulta de una combinación de las formulaciones de Kármán-Prandtl y Kármán-Nikuradse, para flujos en tubería lisa y dominados por la rugosidad respectivamente. Para un Reynolds alto, el segundo término encerrado en el logaritmo se hace nulo, caso de régimen dominado por la rugosidad, de forma que la expresión se asemeja a la de Karman-Nikuradse. En el caso que se trate de una rugosidad relativa pequeña, la expresión de Colebrook tenderá a parecerse a la de Kármán-Prandtl. Por tanto, para todo régimen turbulento puede utilizarse la expresión de Colebrook (Sanz, 2016).

Para el régimen turbulento se tiene el factor de fricción de forma implícita, por lo que no se permite un cálculo directo. Será necesario realizar iteraciones. Por ejemplo se fija un valor de f en el denominador del segundo término afectado por el logaritmo. Se realizan las operaciones y se obtiene el valor de f . El valor obtenido será diferente del introducido del segundo miembro, de forma que se

vuelve a suponer otro valor de f , por ejemplo un intermedio, y de nuevo se calcula el f del primer miembro (Sanz, 2016).

Para facilitar este cálculo se pueden utilizar calculadoras que puedan realizar este tipo de operaciones o el diagrama de Moody. El diagrama de Moody representó, los resultados de la formulación de Colebrook, por lo que con el valor de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, puede obtenerse en la tabla el coeficiente de fricción (Sanz, 2016).



Fuente: Sanz, 2016

Para determinar solamente el caudal y la velocidad se utiliza la ecuación de Darcy-Colebrook. Para ello se parte de las ecuaciones de Darcy-Weissbach y de Colebrook, igualando los términos del factor de fricción se obtiene una nueva ecuación en el que la velocidad se calcula en función de parámetros físicos de la tubería, las propiedades del fluido y las pérdidas de carga unitaria, J . Estas suelen considerarse usualmente de 1 a 10 m de pérdida de altura por kilómetro de tubería recorrida. Eso quiere decir que las pérdidas en altura por metro recorrido son: $J=0.001$ a 0.01 .

$$v_m = -2 \cdot \log \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot D \cdot J} \cdot \log \left(\frac{k/D}{3.7} + \frac{2.51 \cdot \mu}{\rho \cdot D \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot D \cdot J}} \right) \quad (H.17)$$

- Con el valor de la velocidad media y multiplicándolo por la sección de paso se puede hallar el caudal del flujo.

$$Q = v_m \cdot A \tag{H.18}$$

- Para los cálculos se precisará conocer la rugosidad de distintos tipos de materiales. A continuación se presentan datos típicos de la rugosidad absoluta k para diversos materiales utilizados en tuberías.

Figura No. 35 Rugosidades absolutas para tuberías comerciales.

<i>Material de tubería</i>	<i>k [mm]</i>
Polietileno	0,003
Fibra de vidrio con resina epoxi	0,003
Acero estirado sin costura	0,025
Acero soldado	0,6
Hierro fundido con barniz centrifugado	0,12
Uralita	0,025
Piezas conformadas de madera	0,3
Hormigón colado in situ o con encofrado metálico	0,36
Hormigón prefabricado	0,3-3

Fuente: Sanz, 2016

I. Pérdidas menores.

Un fluido en una tubería típica pasa a través de varias uniones, válvulas, flexiones, codos, ramificaciones en forma de T, entradas, salidas, ensanchamientos y contracciones además de los tramos rectos de la tubería. Dichos accesorios interrumpen el suave flujo del fluido y provocan pérdidas adicionales debido a la separación y mezcla del flujo que producen. En un sistema típico, con tubos largos, estas pérdidas son menores en comparación con la pérdida de carga por fricción en los tubos y por esto se llaman pérdidas menores. El flujo a través de válvulas y uniones es muy complejo, y por lo general, no es aplicable un análisis teórico. Por lo que los fabricantes de los accesorios por lo general determinan las pérdidas menores de manera experimental (Cengel, 2012).

Las pérdidas menores se expresan en términos del coeficiente de pérdida, que se define como

$$K_L = \frac{h_L}{v^2/(2g)} \tag{I.1}$$

Cuando el diámetro de entrada iguala al diámetro de salida, el coeficiente de pérdida de un accesorio también se puede determinar cuando se mida la pérdida de presión a través del accesorio y se divide entre la presión dinámica, $K_L = \Delta P_L / (\frac{1}{2} \rho V^2)$. Cuando el coeficiente de pérdida para un accesorio está disponible, la pérdida de carga para este accesorio se determina a partir de (Cengel, 2012),

$$h_L = K_L \frac{V^2}{2g} \quad (1.2)$$

En general, el coeficiente de pérdida depende de la geometría del accesorio del número de Reynolds, igual que el factor de fricción. Sin embargo, usualmente se supone que es independiente del número de Reynolds. Ésta es una solución razonable porque, en la práctica, la mayoría de los flujos tienen números de Reynolds grandes y los coeficientes de pérdida tienden a ser independientes del número de Reynolds a números de Reynolds grandes. Las pérdidas menores también se expresan en términos de la longitud equivalente, que se define como (Cengel, 2012),

$$h_L = K_L \frac{V^2}{2g} = f \frac{L_{equiv}}{D} \frac{V^2}{2g} \quad (1.3)$$

Siendo:

$$L_{equiv} = \frac{D}{f} K_L$$

En la práctica se usan ambos procedimientos, pero el uso del coeficiente de es más común. Cuando ya estén disponibles todos los coeficientes de pérdida, la pérdida de carga total en un sistema de tubería se determina (Cengel, 2012),

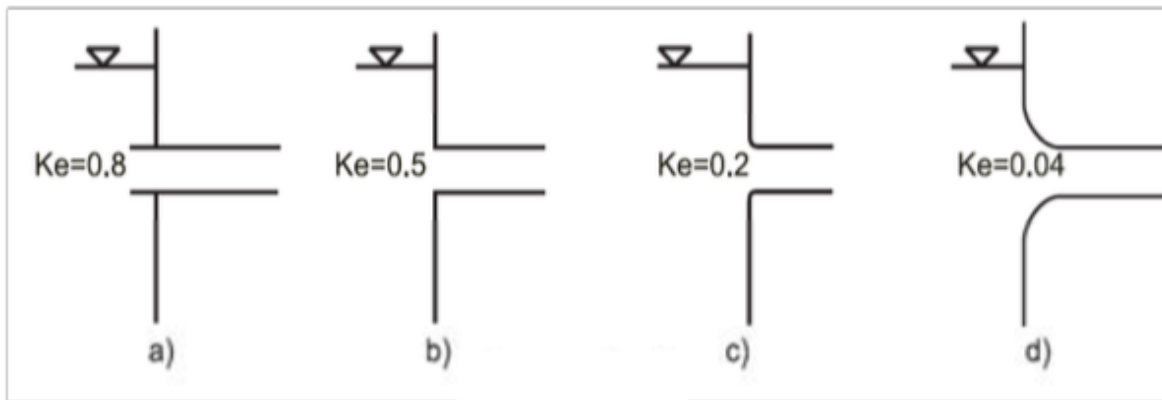
$$\begin{aligned} h_L &= h_{L,mayor} + h_{L,menor} \\ &= \sum_i f_i \frac{L_i V_i^2}{D_i 2g} + \sum_j K_{L,j} \frac{V_j^2}{2g} \end{aligned} \quad (1.4)$$

Donde i representa cada tramo de tubería con diámetro constante y j representa cada accesorio que provoca una pérdida menor. Si todo el sistema de tubería por analizar tiene un diámetro constante, la ecuación se reduce a (Cengel, 2012),

$$h_{L, \text{total}} = \left(f \frac{L}{D} + \sum K_L \right) \frac{V^2}{2g} \quad (1.5)$$

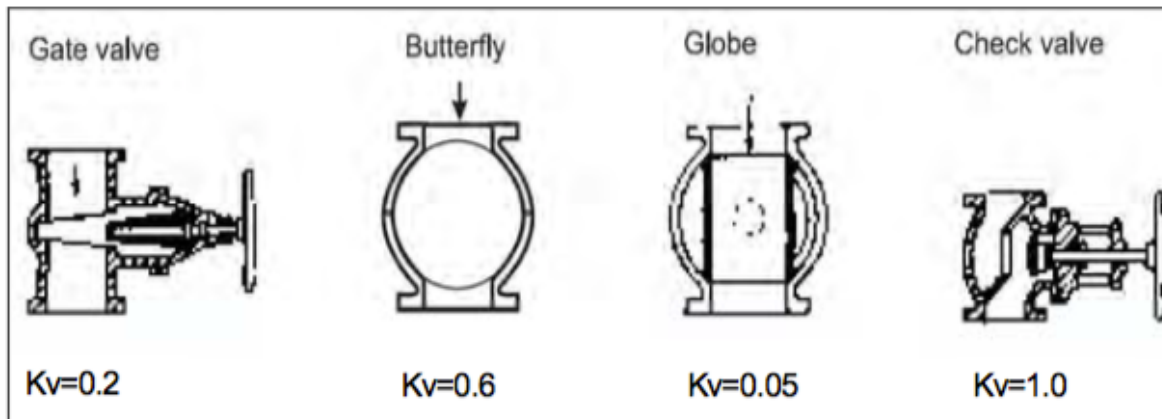
A continuación figuras y tablas con los distintos coeficientes de pérdida de varios accesorios de tubería para flujo turbulento.

Figura No. 36 Coeficientes de pérdida K_L en entradas y salidas de tubería para flujo turbulento.



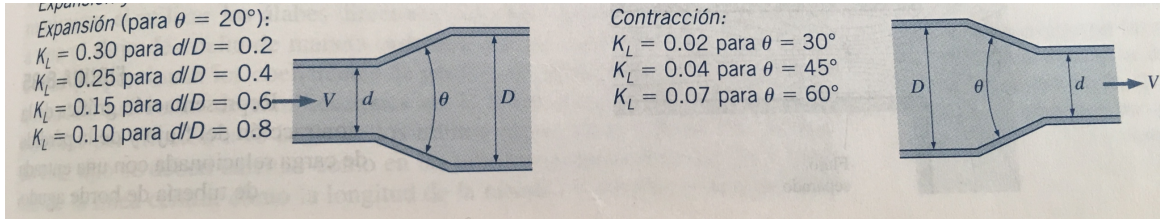
Fuente: ESHA, 2004

Figura No. 37 Coeficiente K_L para distintas válvulas.



Fuente: ESHA, 2004

Figura No. 38 Coeficiente K_L para expansión y contracción gradual.



Fuente: Cengel, 2012

Figura No. 39 Coeficiente de pérdidas K_L para distintos accesorios

<p><i>Codos y ramificaciones</i> Codo suave de 90°: Embridado: $K_L = 0.3$ Enroscado: $K_L = 0.9$</p>	<p>Codo esquinado de 90° (sin álabes directores): $K_L = 1.1$</p>	<p>Codo esquinado de 90° (con álabes directores): $K_L = 0.2$</p>	<p>Codo enroscado de 45°: $K_L = 0.4$</p>
<p>Codo de retorno de 180°: Embridado: $K_L = 0.2$ Enroscado: $K_L = 1.5$</p>	<p>Conexión en T (flujo deriv.): Embridado: $K_L = 1.0$ Enroscado: $K_L = 2.0$</p>	<p>Conexión en T (flujo en línea): Embridado: $K_L = 0.2$ Enroscado: $K_L = 0.9$</p>	<p>Unión enroscada: $K_L = 0.08$</p>
<p><i>Válvulas</i></p>			
<p>Válvula de globo, totalmente abierta: $K_L = 10$</p>	<p>Válvula de compuerta, totalmente abierta: $K_L = 0.2$</p>		
<p>Válvula de ángulo, totalmente abierta: $K_L = 5$</p>	<p>$\frac{1}{4}$ cerrada: $K_L = 0.3$</p>		
<p>Válvula de bola, totalmente abierta: $K_L = 0.05$</p>	<p>$\frac{1}{2}$ cerrada: $K_L = 2.1$</p>		
<p>Válvula de charnela: $K_L = 2$</p>	<p>$\frac{3}{4}$ cerrada: $K_L = 17$</p>		

Fuente: Cengel, 2012.

J. Sistema de tuberías con bombas y turbinas.

Cuando un sistema de tuberías incluye una bomba y/o turbina, la ecuación de energía de flujo estacionario sobre una base de mesa untaría se puede expresar de la siguiente manera.

$$\frac{P_1}{\rho} + \alpha_1 \frac{V_1^2}{2} + gz_1 + w_{\text{bom}} = \frac{P_2}{\rho} + \alpha_2 \frac{V_2^2}{2} + gz_2 + w_{\text{turb}} + gh_L \quad (\text{J.1})$$

Siendo:

P : Las presiones en los punto 1 y 2.

ρ : Densidad del fluido [kg/m^3]

α : Factor de corrección de energía cinética cuyo valor esta 1.05 para flujos turbulentos.

V: Velocidad del flujo en el punto 1 y 2.

g : Gravedad [9.81 m/s^2].

z : Altura de la ubicación 1 y 2.

w: Trabajo de la turbina y de la bomba.

h_L : La pérdida de carga total en las tuberías.

Cuando se considera que los puntos 1 y 2 están en las superficies libres de los depósitos, la ecuación de energía se reduce para la carga de bomba útil necesaria de la siguiente manera (Cengel, 2012).

$$h_{\text{bomba}} = (z_2 - z_1) + h_L \quad (\text{J.2})$$

Esto se da porque las velocidades en las superficies libres son despreciables para depósitos grandes y las presiones están a presión atmosférica. Por lo tanto, la carga de bomba útil es igual a la diferencia de elevación entre los dos depósitos más la pérdida de carga (Cengel, 2012).

Una vez que se conoce la carga de bomba útil, la potencia mecánica que necesita desarrollar la bomba acoplada con un motor eléctrico y la potencia eléctrica consumida por el motor de la bomba para una razón de flujo específica se determina a partir de la siguiente ecuación (Cengel, 2012).

$$W_{\text{bomb}} = \frac{\rho \cup g h_{\text{bomb}}}{\eta} \quad (\text{J.2})$$

Siendo:

W_{bomb} : Potencia de la bomba.

ρ : Densidad del fluido.
 U : Flujo volumétrico.
 g : Gravedad.
 h_{bomb} : Carga de bomba.
 η : Eficiencia de la bomba.

V. Metodología

1. Se visitó la ubicación del embalse superior e inferior para tomar medidas de campo como alturas y coordenadas.
2. Se utilizó la herramienta *Google Earth Pro* para dimensionar el embalse superior, el largo de la tubería y hacer un esquema de cómo sería la hidroeléctrica.
3. Se determinó el caudal necesaria para generar 10 MW con el salto disponible, diferencia de alturas entre embalses.
4. Se calculó el volumen de agua necesaria en el embalse superior para trabajar las 4 horas, las horas pico, y lograr generar 10 MW.
5. Se calculó las pérdidas de carga totales con distintos diámetros propuestos.
6. Se dimensionó la chimenea de equilibrio y la altura mínima que debe poseer.
7. Se calculó la potencia necesaria para bombear agua del embalse inferior al embalse superior.
8. Se seleccionó la turbina conforme a los cálculos de su velocidad específica, salto y caudal.
9. Se seleccionó el generador, tomando en cuenta que va acoplado a la turbina, para elegir el número de pares de polos.
10. Se realizó un análisis financiero tomando en cuenta el cálculo de la energía obtenida por generación y la energía consumida durante el bombeo al embalse.
11. Se realizó una comparación del costo de una central hidroeléctrica trabajando con bombas y turbinas con una hidroeléctrica trabajando con turbina reversible.

VI. Resultados

A. Ubicación geográfica.

Según el INSIVUMEH, Guatemala posee 23 lagos y lagunas, y 119 lagunas menores cubriendo un área aproximada de 950 km² del territorio nacional. El lago de Amatitlán está considerado como uno de los cinco lagos más importantes del país y el más importante del municipio de Guatemala. El lago de Amatitlán tiene un área de 15.2 km² y según AMSA, que es la Autoridad para el Manejo Sustentable de la cuenca del lago de Amatitlán, el lago de Amatitlán posee aproximadamente un volumen de 225,000,000 m³, su profundidad promedio es de 15 m y la máxima es de 32 m. La siguiente figura muestra datos sobre los lagos más relevantes del país con su respectiva información del área y elevación.

Figura No. 40 Principales lagos de Guatemala

Nombre	Área (Km ²)	Elevación (msnm)
Izabal	589.6	0.9
Atitlán	130.1	1562.0
Petén Itzá	99.0	110.0
El Golfete	62.0	0.0
Amatitlán	15.2	1186.

Fuente: INSIVUMEH

Para esta central hidroeléctrica de bombeo se tomó como referencia el lago de Amatitlán de Guatemala ya que la empresa *Energy Resources Capital Corp (ERCC)*, que solicitó la investigación, especificó que fuera en dicho lugar. La ubicación específica del embalse y el cuarto de máquinas no fue tomada aleatoriamente, hubo un estudio previo en el cual se tomó en cuenta el volumen del embalse, el salto entre el embalse y el lago y se buscó un área desolada para no causar mayor impacto en los habitantes de la región.

1. Embalse superior. El embalse superior está ubicado geográficamente en las siguientes coordenadas.

14°29',23''N

90°35',54''W

Las dimensiones del embalse son de 105x105x10 metros, por lo que tendrá un volumen de 110,250 m³ de agua. Se buscó un lugar plano para ahorrar en el costo de construcción.

Figura No. 41 Ubicación del embalse superior



Fuente: Aplicación altímetro de viaje y Google Maps

Figura No. 42 Embalse superior.

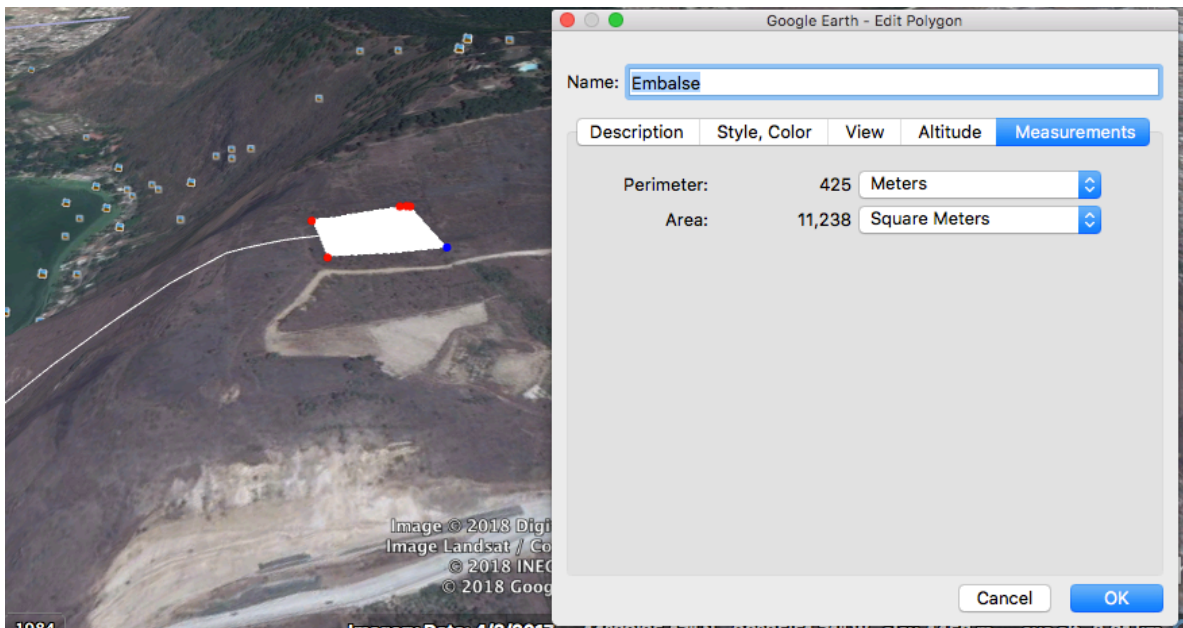


Figura No. 43 Vista al lago desde el embalse superior.



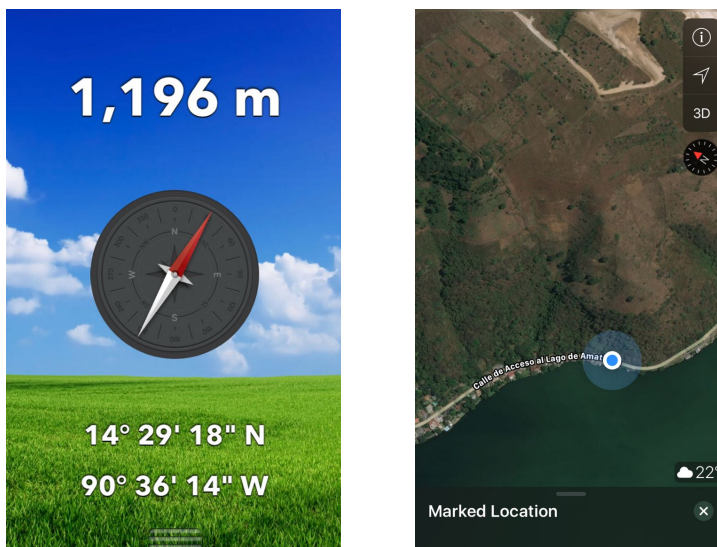
Fuente: Ortiz, 2017.

2. Casa de máquinas. La casa de máquinas donde se instalan los principales elementos del equipamiento electromecánico de la central, tales como la turbina reversible, motor-generator, los sistemas de regulación y control. La casa de máquinas esta ubicada en las siguientes coordenadas.

14°,29',18''N

90°,36',14''W

Figura No. 44 Ubicación de la casa de máquinas.



Fuente: Aplicación altímetro de viaje y Google Maps.

Figura No. 45 Vista al lago desde la casa de máquinas.



Fuente: Ortiz, 2017.

B. Cálculos

1. Cálculo del diámetro. Para lograr dimensionar la tubería se deben de identificar previamente los datos y ecuaciones a utilizar.

Tabla No.4 Datos relevantes del fluido de trabajo.

Fluido de trabajo	Agua a 20°C
Densidad, ρ	998 Kg/m ³
Viscosidad dinámica, μ	0.001002 Kg/m*s

Fuente: Cengel, 2012.

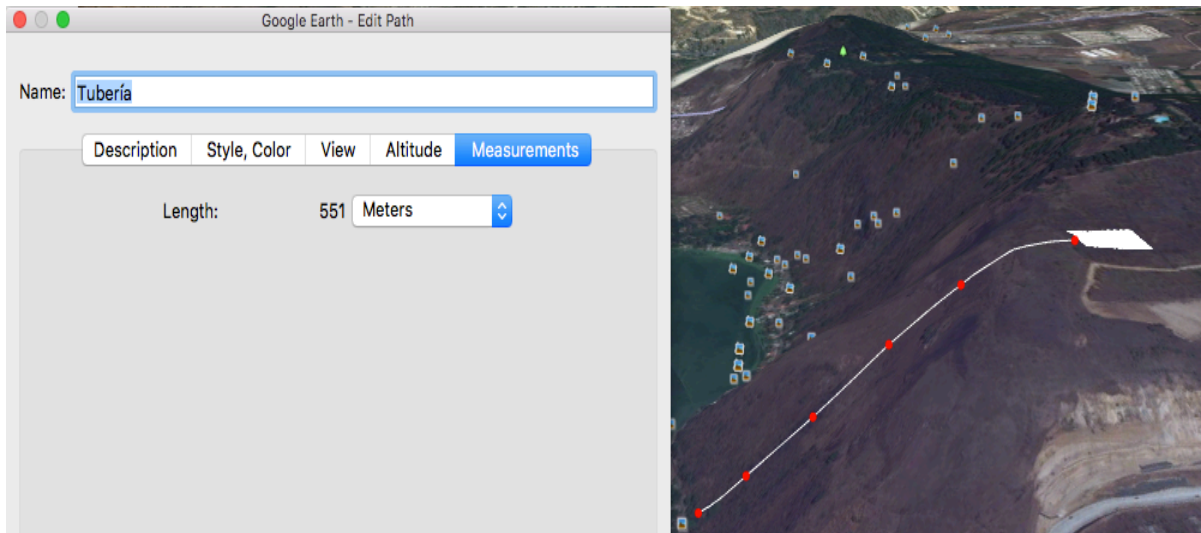
Tabla No. 5 Datos relevantes de la tubería.

Tubería	Acero comercial $k = 0.0006$ m
Largo, L	551 m
Diámetro, D	0.26 m
46 tubos	12 m

Tabla No. 6 Diferencia de alturas entre los dos embalses.

Salto bruto	303 m
-------------	-------

Figura No. 46 Tubería.



Fuente: *Google Earth Pro* Elaboración propia.

Como lo muestra la Figura No. 16, el salto bruto y el salto útil se consideran iguales cuando la hidroeléctrica no posee un canal, además se trata de una turbina de reacción por lo que el salto se mide de espejo a espejo. Eso quiere decir que se mide desde el nivel del agua del embalse superior al nivel del agua del embalse inferior.

Como una primera aproximación, al conocer la potencia, P_{inst} , de la central hidroeléctrica de bombeo y el salto, H_n , se puede conocer el caudal de equipamiento, Q_e , despejando de la ecuación E.2. El caudal de equipamiento es $Q_e=4.13 \text{ m}^3/\text{s}$.

El diámetro en la tabla de datos relevantes de la tubería se propuso para realizar un primer cálculo. Se puede obtener la velocidad media del flujo si se divide el caudal por la sección transversal de tubería, como lo expone la ecuación H.8. La velocidad media del flujo es $v_m=77.9 \text{ m/s}$.

Luego se calculó el número de Reynolds, la ecuación H.3. Se obtuvo un número de Reynolds $Re=20,144,182.3$, flujo turbulento. Por último, se calculó el factor de Colebrook $f=0.002284$.

Tabla No. 7 Datos calculados con base en diámetro de 0.26 m.

Caudal de equipamiento, Q_e	4.13 m ³ /s
Velocidad media del flujo, v_m	77.9 m/s
Número de Reynolds, Re	20,144,182.3
Colebrook, f	0.002284

Tabla No. 8 Pérdidas en accesorios

Cantidad	Accesorio	K_L de cada accesorio	K_L Total
2	Codo a 45°	0.4	0.8
45	Uniones	0.08	3.6
2	Válvulas	0.05	0.1
Total			4.5

Con toda esta información se calculó la pérdida de carga total utilizando ecuación I.5, $h_{p,total}=14,820.80$ m. La pérdida de carga fue muy alta, por lo que no se puede trabajar con una tubería de esas dimensiones.

Al no poder variar el salto entre embalses, ni el caudal necesario para generar 10 MW, se procedió a variar el diámetro de la tubería para disminuir las pérdidas de carga. Se propuso hacer los cálculos con distintos diámetros para ver que tubería es la que más conviene utilizar. El nuevo diámetro es de 0.75 m.

Tabla No. 9 Datos calculados con base en diámetro de 0.75 m.

Caudal de equipamiento, Q_e	4.13 m ³ /s
Velocidad media del flujo, v_m	9.35 m/s
Número de Reynolds, Re	6,983,316.52
Colebrook, f	0.0186

Con la nueva información se calculó nuevamente la pérdida de carga total utilizando la ecuación I.5, y fue un valor de $h_{p,total}=61.24$ m.

Se realizó el mismo procedimiento con una tubería de 1 metro de diámetro y los datos fueron los siguientes.

Tabla No. 10 Datos calculados con base en diámetro de 1 m.

Caudal de equipamiento, Q_e	4.13 m ³ /s
Velocidad media del flujo, v_m	5.26 m/s
Número de Reynolds, Re	5,237,487.39
Colebrook, f	0.0174

La pérdida de carga en este caso fue de 13.62 m.

Por último se hizo el análisis con una tubería de 2 m de diámetro y los resultados fueron los siguientes.

Tabla No. 11 Datos calculados con base en diámetro de 2 m.

Caudal de equipamiento, Q_e	4.13 m ³ /s
Velocidad media del flujo, v_m	1.31 m/s
Número de Reynolds, Re	2,618,743.69
Colebrook, f	0.0172

La pérdida de carga para esta tubería es de 0.42 m. Con este diámetro se calculó el espesor mínimo de la tubería con la ecuación F.2 y el valor fue de 6.27 mm, que es igual a 1/4 in, por seguridad se decidió que la tubería forzada tenga un espesor de 1/2 in.

Tabla No. 12 Diferencia de datos dependiendo del diámetro de tubería.

	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Diámetro	0.26 m	0.75 m	1 m	2 m
Velocidad	77.9 m/s	9.35 m/s	5.26 m/s	1.31 m/s
Pérdidas de carga totales	14,820 m	61.24 m	13.62 m	0.42 m

2. Chimenea de equilibrio. Dado que tener una tubería que soporte el golpe de ariete es muy costosa por el espesor requerido, y más en esta instalación donde la tubería es muy larga, se decidió colocar una chimenea de equilibrio simple. La tubería se colocará entre la cámara de carga y la tubería

forzada, esta no es más que un depósito cilíndrico ubicado en la zona horizontal de la tubería con una altura de 15 m.

Esta altura se calculó con la ecuación del capítulo F.4. La ecuación se conoce como la ecuación de la máxima elevación. Para este cálculo se decidió que la chimenea tuviera un diámetro de 2 m. Con este diámetro se calculó la velocidad media de flujo en la chimenea que es de 1.31 m/s.

Con los datos mencionados previamente y con los datos ya conocidos de la tubería, se obtuvo una altura de 9.81 m. Se multiplicó por un factor de seguridad de 1.5 por lo que la altura final fue de 15 m.

Tabla No. 13 Datos de la chimenea de equilibrio

Altura	15 m
Diámetro	2 m
Velocidad media de flujo	1.31 m/s

3. Selección de turbina reversible. Para la selección de la turbina se realizaron los siguientes cálculos. Primero se sacó la velocidad específica en función del salto, con la ecuación de correlación para una turbina Francis, que se encuentra en la Figura No. 31, la cual da un valor de 89.3 r.p.m. por lo que la turbina tendrá que ser una Francis lenta. Luego al tener este valor se obtuvo la velocidad de la turbina despejando de la ecuación G.1, el valor de la velocidad de la turbina es de 1126.57 r.p.m. por lo que comercialmente se elige una turbina con una velocidad de 1200 r.p.m.. Una vez obtenida la velocidad de la turbina, hay que tener en cuenta que debe trabajar acoplada a un generador. Para calcular la velocidad del generador se utilizó la ecuación G.4, la velocidad del generador es de 1200 r.p.m.. Al tener fijada definitivamente la velocidad de la turbina, se recalcula la velocidad específica con la ecuación G.1., el valor definitivo es 95.12 r.p.m.. Los pares de polos se eligen en función de la velocidad de la turbina por lo que, como lo indica la Tabla No. 2 se necesitan 3 pares de polos en el alternador.

Para evitar la cavitación, la turbina debe de instalarse, como mínimo, a una altura con respecto al nivel del agua de la salida en el canal de desagüe. Para calcular esta altura se utilizó la ecuación G.2, en donde el coeficiente de Thomas fue de 0.046340 y se utilizó la siguiente tabla para obtener la diferencia de alturas H_a-H_v , en función de la elevación del emplazamiento sobre el mar y la

temperatura del agua. El valor de H_a-H_v es de 8.313 y el salto bruto es de 303 m. La altura de aspiración es de -5.72 m.

Tabla No. 14 Datos de la turbina y generador.

Turbina	Francis lenta
Velocidad específica	95 r.p.m.
Velocidad de la turbina	1200 r.p.m.
Velocidad del generador	1200 r.p.m.
Pares de polos del alternador	3 pares de polo

Para evitar que se formen vórtices, sobre todo en el instante de la puesta en marcha, la cámara de carga debe de tener una profundidad mínima con respecto al diámetro de la tubería. Según Gulliver, Rindels y Lindblom, los vórtices se evitan si la sumergencia de la tubería es superior a 0.7 veces su diámetro, 1.4 m, y la velocidad del agua debe de ser menor a 2.21 m/s siguiendo la ecuación F.1. En el caso de la hidroeléctrica la tubería tiene una sumergencia de 7.5 m y la velocidad media de flujo es de 1.31 m/s.

Se selecciono una turbina Francis reversible VOITH 10 MW para una caída de 302.5 m, de 1200 r.p.m. y que trabaje con un caudal de $4.13 \text{ m}^3/\text{s}$, debido a que esta turbina reversible se encuentra en el rango de turbinas que proporciona el fabricante.

4. Análisis de bombeo. Para poder hacer el análisis del bombeo se calculó la potencia necesaria para poder bombear agua al embalse. Se utilizó la ecuación J.2, donde el resultado de la potencia necesaria es de $W_{bomba} = 12.2 \text{ MW}$ si el bombeo es 100% eficiente. Si se supone una eficiencia de bombeo del 85% la potencia necesaria es de 14.35 MW.

Tabla No. 15 Datos de bombeo

Densidad	998 kg/m^3
Caudal	$4.13 \text{ m}^3/\text{s}$
Gravedad	9.81 m/s^2
Carga de bomba útil	303.5 m

La carga de bomba útil es la suma entre la diferencia de altura de los dos embalses y las pérdidas de carga totales en la tubería.

5. Análisis de bombeo y generación. Al obtener la potencia necesaria para bombear el agua y la potencia de generación se puede realizar el análisis financiero con los distintos precios spots de energía durante el día.

Esto se realizó con los valores que proporciona el AMM del precio spot para el lunes 19 de marzo de 2018. Para el bombeo se multiplicó la potencia, 14.35 MW por las 4 horas de bombeo, da un valor de 57.4 MWh. Luego esta energía se multiplicó por el precio spot en las horas de baja demanda, que es 50.95 USD/MWh, por lo que el costo para bombear agua sería de USD 2,924.58.

En el caso de generación se hizo el mismo procedimiento pero con el precio cuando la demanda esta alta. Se tomo la potencia instalada de 10 MW y se multiplicó por las 4 horas de generación, por lo que son 40 MWh, esta energía se multiplico por el valor de 70.43 USD/MWh, por lo que el valor es de USD 2,871.2.

La utilidad del día sería de USD -53.38, por lo que se estuviera perdiendo USD 53.38 diarios si se trabaja bajo estos precios. Si se realiza el mismo análisis para el día 9 de octubre del 2017 el resultado sería el siguiente, el precio spot en horas de baja demanda es de 4.04 USD/MWh por lo que se multiplica 57.4 MWh de consumo por el precio spot y da un valor de USD 231.9 de costo para bombear agua al embalse. El precio spot cuando la demanda es alta es de 79.41 USD/MWh, por lo que se multiplican los 40 MWh a generar en el día por el precio y el resultado es de USD 3176.4. Por lo tanto la utilidad en este día sería de USD 2,944.5. En la siguiente tabla se encuentra información del año 2016, a la utilidad anual se le resto un 25% por gastos de mantenimiento, ambientales y otros para calcular el TIR.

Año	2016
Porcentajes de días para generar	13.42%
Utilidad anual	\$57,816.10
Promedio de utilidad en los días a generar	\$1,204.50
TIR	-19%

C. Costos

Tabla No. 1 Costos de la hidroeléctrica con turbina reversible

Gastos Administrativos	\$ 1,500,000.00
Contingencia general de construcción de proyecto	\$ 1,000,000.00
Turbina Francis reversible	\$ 1,100,000.00
Generador	\$ 800,000.00
Tuberías y accesorios	\$ 1,000,000.00
Lineas eléctricas y subestaciones	\$ 1,100,000.00
Acesso	\$ 1,500,000.00
Licencia y permisos	\$ 250,000.00
Inversión social	\$ 1,000,000.00
Tierras y estudios	\$ 4,000,000.00
IVA	\$ 1,590,000.00
TOTAL	\$ 14,840,000.00

Tabla No. 2 Costos, de otro módulo de graduación, de la hidroeléctrica trabajando con bombas y turbinas.

GASTOS ADMINISTRATIVOS	\$ 1,500,000
CONSTRUCCION	
Equipo Electromecánico Auxiliar	\$ 500,000
2 Turbinas Francis	\$ 1,800,000
2 Generadores Síncronos 1800 r.p.m	\$ 1,100,000
Equipamiento de bombeo	\$ 800,000
Tubería y Compuertas	\$ 1,500,000
Líneas eléctricas y subestaciones	\$ 1,100,000
Accesos Y movimiento de tierras	\$ 1,500,000
Contingencia general de construcción de proyecto	\$ 1,000,000
Licencia y Permisos	\$ 250,000
INERSION SOCIAL / AMBIENTAL	\$ 1,000,000
TIERRASY ESTUDIOS	\$ 4,000,000
IVA	\$ 1,830,000
INVERSION TOTAL	\$ 17,880,000

Estas tablas incluyen mano de obra, puesta en marcha, instalación, materiales, maquinaria, salarios de ingenieros y personal.

VII. Discusión

Energy Resources Capital Corp, es una empresa que se dedica a proyectos de energía hidroeléctrica. Ellos presentan un interés muy grande en desarrollar una hidroeléctrica de bombeo situada en el lago de Amatitlán, Guatemala. *Energy* eligió el lago de Amatitlán, ya que es un lago que se ubica en el departamento de la ciudad de Guatemala, de fácil acceso y con una diferencia de altura entre embalses de 303 m.

Previo a desarrollar este proyecto, a *Energy*, le interesa un estudio técnico en el cual se incluya toda la información necesaria de lo que conllevaría realizar esta hidroeléctrica de bombeo. El estudio se realizó en tres distintos módulos, para tener un mejor manejo de la información por lo extenso que es el tema. En este módulo, se realizó el estudio de la hidroeléctrica, trabajando con una turbina reversible, en el cual se tomó en cuenta el cálculo de la energía obtenida por generación y la energía consumida durante el bombeo al embalse. El análisis incluye la selección de tuberías, turbina reversible y generador de la hidroeléctrica

Al conocer la ubicación geográfica del embalse superior e inferior, se realizó un estudio de campo, en el cual se dedicó el tiempo para tomar datos relevantes como, altura, coordenadas, área del embalse superior, distancias y otros. Para medir estos datos se utilizó una aplicación llamada *Altímetro de viaje Lite* la cual proporciona la altura sobre el nivel del mar y las coordenadas. También se utilizó la herramienta *Google Earth Pro* para obtener datos sobre el área del embalse superior, el largo de la tubería, alturas y coordenadas, datos que se encuentran en las tablas 2 y 3 de los cálculos. Con *Google Earth Pro* se utilizó la opción de Add Path para crear la tubería y poder obtener el largo de ella. Para conocer el área del embalse se utilizó la opción Add Polygon. Esto se puede observar en las figuras No. 42 y 46.

Al obtener los datos de campo se procedió a realizar los cálculos para el estudio técnico. Como primer paso, se calculó el caudal necesario para poder generar 10 MW con un salto bruto de 303 m, que es la diferencia de altura que hay entre el embalse superior y la casa de máquinas. Para esto se utilizó la ecuación E.2, en la cual, al conocer la potencia instalada de la planta y el salto, se despejó para el caudal de equipamiento, el valor fue de $4.13 \text{ m}^3/\text{s}$. Al conocer el caudal y la cantidad de horas a turbinar, que son las horas pico o horas de alta demanda, se obtuvo el volumen necesario del embalse que es de $59,406 \text{ m}^3$. Las dimensiones del embalse superior son de $105 \times 105 \times 10 \text{ m}$, con un

volumen de 110,250 m³ ya que se considera la sumergencia que debe tener la tubería para evitar vórtices. También se toma en cuenta una distancia muerta en el fondo del embalse por los sólidos que pueda contener el agua. Se recomienda que la sumergencia de la tubería sea 0.7 veces el diámetro y la velocidad del agua debe de ser menor a 2.21 m/s siguiendo la ecuación F.1, que si lo es.

En este primer, punto se realizó un análisis con un diámetro de tubería de 0.26 m. Para calcular las pérdidas de carga totales era necesario calcular antes el número de Reynolds y el factor de Colebrook. Para realizar este cálculo se tomó el fluido de trabajo como agua a 20° C, por lo que la densidad es de 998.0 kg/m³ y la viscosidad dinámica de 0.001002 kg/m s. Se trabajó con esa temperatura debido a que la ciudad de Guatemala siempre esta alrededor de los 20 ° C. Después de calcular Reynolds, el factor de Colebrook, el largo de la tubería, el diámetro, la velocidad y la pérdida en accesorios, se calculó la pérdida de carga total. La pérdida de carga total con una tubería de 0.26 m fue muy alta, con un valor de 14,820 m por lo que no se debe trabajar con una tubería de esa dimensión.

Al conocer el valor de las pérdidas de carga, se realizó el mismo análisis pero con distinto diámetro. Se propuso un nuevo diámetro de 0.75 m, se calculó la velocidad media de flujo, Reynolds y el factor de Colebrook, para poder calcular las pérdidas de carga totales. Con este diámetro las pérdidas de carga totales se consideran altas, ya que es un 20% del salto bruto, con un valor de 61.24 m. Con el fin de disminuir más las pérdidas de carga se volvió a realizar el análisis con un diámetro de tubería de 1 m y la pérdida de carga fue de 13.62 m. La pérdida de carga disminuyó considerablemente pero tener una pérdida de 13.62 m de salto, representa perder alrededor de 0.5 MW de potencia, por lo que se volvió a realizar un cuarto análisis con una tubería de 2 m de diámetro. Con la tubería de 2 m las pérdidas de carga fueron aceptables con un valor de 0.42 m. Se buscó tener la menor pérdida de carga posible ya que la altura se relaciona directamente con la potencia. Además se consideró que a la hora de bombear el agua al embalse, mientras más pérdidas de carga, se necesita más potencia y por lo tanto mayor consumo eléctrico.

Luego se calculó la chimenea de equilibrio apta para la hidroeléctrica de bombeo. Se decidió colocar una chimenea de equilibrio ya que tener una tubería que resista el golpe de ariete es muy costosa y más en este tipo de instalaciones donde la tubería es larga. . La tubería se colocará entre la cámara de carga y la tubería forzada, esta no es más que un depósito cilíndrico vertical ubicado en la zona horizontal de la tubería con una altura de 15 m. Se decidió que la chimenea de equilibrio fuera del mismo diámetro que la tubería. La chimenea de equilibrio originalmente era de 9.8 m de alto, pero se multiplicó por un factor de seguridad de 1.5 por lo que dio un valor alrededor de 15 m. Para

realizar este cálculo se utilizó la ecuación F.4, donde ya se conocía la velocidad media de flujo, el largo y el diámetro de la tubería.

Los cálculos y selección de una turbina reversible se hace de la misma manera que una turbina convencional. Cada turbina tiene un campo de aplicación en función de la altura y el caudal con el que pueden trabajar, cada fabricante dispone de sus propias tablas de selección. En este caso al ser una turbina reversible, las opciones se disminuyeron a una turbina de reacción Francis. Al tener determinados el caudal y la altura de salto, fue necesario obtener el valor de la velocidad de rotación con la ecuación de correlación para una turbina Francis, que se encuentra en la Figura No. 31, la cual da un valor de 89.3 r.p.m.. Como se puede observar las turbinas Francis se utilizan para alturas de salto comprendidas entre 15 m y 400 m, siendo las velocidades específicas en las que estas turbinas funcionan correctamente de 58 a 450 r.p.m.. Al obtener la velocidad específica se calculó la velocidad de la turbina despejando de la ecuación G.1, donde el valor fue de 1126.57 r.p.m., comercialmente se elijé una turbina con una velocidad de 1200 r.p.m.. Una vez obtenida la velocidad de la turbina, hay que tener un cuenta que debe trabajar acoplada a un generador. Para calcular la velocidad del generador se utilizó la ecuación G.4, la velocidad del generador es de 1200 r.p.m.. Al fijar la velocidad de la turbina definitiva, se recalcula la velocidad específica con la ecuación G.1 y el valor definitivo es de 95.12 r.p.m.. Los pares de polos se eligen en función de las r.p.m., como lo indica la tabla No. 2 se necesitan 3 pares de polos en el alternador. Mientras menos pares de polos tenga el alternador más baratos es, un alternador de 3 pares de polos es una buena opción. Cuando el número de pares de polos es muy elevado, se puede optar por emplear un multiplicador para ajustar las velocidades. Si este fuera el caso se suele usar un generador con solo un par de polos porque es la opción más económica.

Los tres parámetros básicos que se utilizan para el dimensionado de la turbina son la velocidad específica, el caudal y la altura. Otro parámetro importante para las turbinas de reacción, es la altura de aspiración para evitar problemas de cavitación. La altura de aspiración es la diferencia de cota a la que debe situarse la turbina con respecto al nivel del agua a la salida. Si se obtiene un valor positivo, significa que la turbina debe situarse por encima del nivel del agua, pero si este es negativo, la turbina se ubicará por debajo del nivel del agua a la salida. Para calcular la altura de aspiración se utilizó la ecuación F.1 y la tabla que se encuentra en anexos del valor de $H_a - H_v$ en función de la elevación del lugar sobre el nivel del mar y la temperatura del agua. Se decidió utilizar el dato de 8.313 ya que Guatemala esta aproximadamente a 1500 m sobre el nivel del mar y una temperatura de 25° C. El resultado fue de -5.73 m, la turbina deberá estar aproximadamente 6 m por debajo del nivel del agua

a la salida. La posición que debe ocupar la turbina puede complicar y encarecer el diseño del edificio de la central, es algo que hay que tener en consideración.

Se eligió una turbina marca VOITH, por la experiencia que tienen en hidroeléctricas de bombeo con turbinas reversibles. VOITH a instalado más de 200 centrales hidroeléctricas de bombeo alrededor del mundo, con una potencia instalada de 24,000 MW. Con un amplio rango de velocidades específicas, las turbinas reversibles se pueden instalar en sitios con caídas desde menos de 50 m hasta más de 800 m y con capacidades de 10 MW hasta 500 MW. Estamos dentro del rango de potencia, altura, velocidad específica y caudal de turbinas reversibles que ellos ofrecen.

Para realizar las cotizaciones y los costos, se buscó apoyo con la empresa *Energy Resources*, ya que ellos brindaron información más precisa que las cotizaciones obtenidas personalmente. Se obtuvo acceso a información confidencial de la empresa, con propuestas, cotizaciones de proyectos previos y su experiencia, y se adquirió datos más acertados de lo que sería la inversión de la hidroeléctrica en nuestro país. Cabe recalcar que para estos proyectos hay costos que se deben de considerar que no son realmente de la hidroeléctrica como tal, por ejemplo las licencias, permisos, inversión social, ambiental, tierras, entre otros. En *Energy Resources* se tuvo la oportunidad de resolver dudas con ingenieros de bastante reconocimiento en la industria. Gracias a ellos se obtuvo una perspectiva más real y precisa de las hidroeléctricas.

El punto de una central hidroeléctrica de bombeo reversible es ahorrarse costos de construcción, costos en equipo hidromecánico y accesorios. Por esta razón se decidió solamente una turbina, con una misma tubería de bombeo y de generación. Se puede hacer una analogía de transportar mercancía en un tráiler a realizarlo en varios pick ups, es más económico hacerlo por medio de un solo tráiler.

Se realizó un análisis de bombeo en donde la potencia necesaria para bombear el agua al embalse es de 14.35 MW asumiendo una eficiencia del 85%. Para calcular esta potencia se tomó en cuenta la diferencia de altura entre embalses y la pérdida de carga total, por esta razón se trabajó con una tubería de 2 m, ya que era la tubería que menos pérdidas ofrecía, por lo que menos potencia se requiere para bombear el agua, entonces más rentable y eficiente es la hidroeléctrica.

Lo que va a definir la rentabilidad del proyecto va a ser el precio spot en el mercado. Se necesita buscar una diferencia notable de precio, entre las horas de baja demanda y alta demanda, para que la utilidad sea significativa. Buscar precios muy bajos a la hora de bombear o buscar precios muy altos

a la hora de generar. Esto se da por la diferencia de potencia que hay en el bombeo y en la generación, y por esta razón se buscó pérdidas de carga pequeñas. El precio spot lo marca el generador más caro que entra en línea, aun que la mayoría de veces no hay una variación significativa de precio entre las horas pico y las horas valle, porque Guatemala no es un país industrializado. Además varias industrias, de la poca que existe. Tienen su propia generación ya sea por motores diesel, paneles o en caso de fincas, hidroeléctricas en sus ríos. En anexos se encuentran imágenes de distintos precios spots, en distintos días y horas. Analizando la información anual del 2016 que proporciona el AMM, se observó que la hidroeléctrica trabajaría aproximadamente el 15% de los días del año. La utilidad en un año trabajando el 15% de los días es de aproximadamente \$60,000.00, por lo que el proyecto se pagaría en 247 años, sin tomar en cuenta gastos de mantenimiento entre otros. Si se lograra trabajar un 80% de los días del año, el proyecto se pagaría en 41 años y si se trabajara todos los días del año el proyecto se paga en 33 años. El año 2017 fue un año parecido al 2016 como se puede observar en la figura Promedio Histórico Mensual de anexos y parece que esa tendencia seguirá por unos años más.

Como se puede observar en las figuras del precio spot, el precio de la energía varía dependiendo del día y de la hora. Por ejemplo es muy probable que no sea rentable que la hidroeléctrica trabaje el domingo 11 de junio, pero el viernes 16 de junio sí. En realidad, la mayoría de los días son parecidos a la curva que presenta el precio spot el lunes 19 de marzo, no hay una gran variación entre la hora de alta demanda y baja. Sería muy distinto hacer el mismo análisis en un país como Alemania, Francia o España, donde son países totalmente industrializados y si hay una variación grande del precio en las horas pico. Por la gran inversión que conlleva construir una hidroeléctrica, se esperaría que funcionara todos los días y con márgenes de ganancia más altos para que la inversión se pague en menos tiempo.

La hidroeléctrica va a ser rentable algunos días del año por las razones explicadas previamente, pero analizándolo desde otro punto de vista una central hidroeléctrica de bombeo brindaría otra opción de generación de energía amigable con el ambiente. Este tipo de hidroeléctricas ofrecería ventajas como puesta en marcha inmediatamente, energía almacenada para utilizar en cualquier momento, larga vida útil y flexibilidad de operación. Por cada KWh generado por una hidroeléctrica son menos emisiones CO2 liberadas al ambiente. Un proyecto de estos brindaría estabilidad energética, además ayudaría a Guatemala a ser un país cada vez más independiente de los recursos petroleros que se compran en el extranjero para generar energía.

VIII. Conclusiones

- Se seleccionó una turbina reversible marca VOITH para generar 10 MW con un salto de 302.5 m, un caudal de 4.13 m³/s, una velocidad de turbina de 1200 r.p.m. y velocidad específica de 95.12 r.p.m. Esta debe de trabajar acoplada a un generador de 1200 r.p.m. que contenga tres pares de polos.
- Las pérdidas de carga totales se relaciona directamente con la potencia ya que representa una pérdida de altura. Se seleccionó un diámetro de 2 m ya que ofrece una pérdida de carga de 0.42 m.
- La inversión inicial para la hidroeléctrica de bombeo con turbina reversible es de \$ 14,840,000.00 y la inversión inicial para la misma hidroeléctrica trabajando con bombas y turbinas es de \$ 17,880,000.00. Esto representa una inversión 17% menor. Si se sigue la tendencia del precio de la energía del 2016 y 2017 la hidroeléctrica trabajaría aproximadamente 15% de los días del año y la TIR del proyecto es de -19%

IX. Recomendaciones

- Esperar a que se desarrolle más industria en el país para poder trabajar por lo menos un 80% de los días del año.
- Evaluar factibilidad del proyecto en 10 años porque el mercado energético puede cambiar.
- Aumentar la potencia de la central hidroeléctrica.
- Establecer normas de calidad y de seguridad del proyecto.

X. Bibliografía

ANDRITZ Hydro. 2014. ANDRITZ Utilizados Como Turbinas. Brasil, SP. Pags 6.

Audisio, Orlando. 2008. Pequeñas Centrales Hidráulicas: Bombas Utilizadas como turbinas. Buenos Aires, Argentina. Universidad Nacional de Comahue. Pags 1-19.

Castro, Adriana. 2006. Manuales de Energías Renovables: Minicentrales Hidroeléctricas. Madrid, España. Pags 6-158.

Cegel, Y. y Cimbala, J. 2006. Mecánica de Fluidos: Fundamentos y Aplicaciones. México D.F. Mcgraw-Hill Interamericana. Pags. 931.

European Small Hydropower Association (ESHA). 2004. Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant.

Moreno, Fernando. 2012. Estudio Numérico de los Fenómenos Transitorios Aplicados a una Central Hidráulica de Bombeo Puro: Centrales Hidroeléctricas de Bombeo. Sevilla, España. Universidad de Sevilla. Pags, 36-65.

Ortiz Flores, R. Abella Jiménez A. 2008. Máquinas Hidráulicas Reversibles Aplicadas a Micro centrales Hidroeléctricas. 6ta edición. IEEE Latin American Transactions. Pags 170-175.

Sanz, José. 2016. Energías Renovables: Energía Hidroeléctrica. 2da. Edición. Zaragoza, España. Prensas de la Universidad de Zaragoza. Págs. 396.

Teuteberg, Benard. 2010. Design of Pump-As-Turbine Microhydro System for an Abalone Farm. Western Cape, South Africa. StellenBosch University. Pags. 1-56.

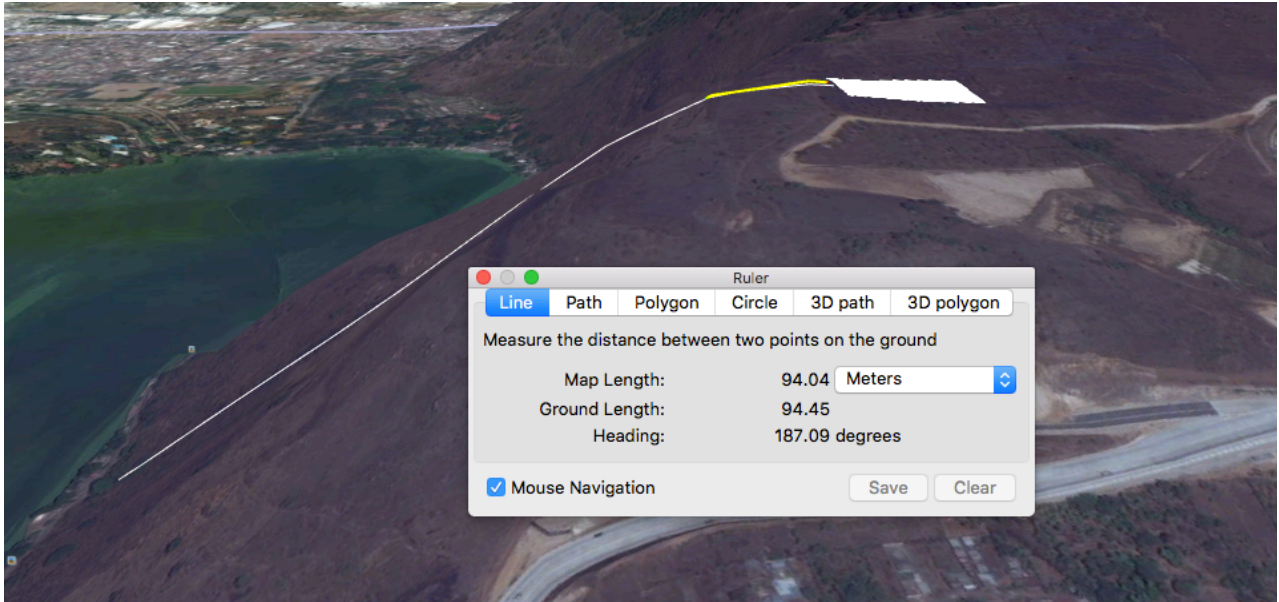
VOITH. 2011. Pump Storage Machine: Reversible pump turbines, Ternary sets and Motor-Generators. Heidenheim, Alemania. Pags 15.

XI. Anexos

A. Esquema de la hidroeléctrica.







B. Precios spot de la energía en distintos días del año.

Datos del 3 de diciembre al 9 de diciembre del 2017

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA								
PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD								
03 de diciembre al 09 de diciembre								
(US \$ / MWh)								
DE	A	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado
		03/dic	04/dic	05/dic	06/dic	07/dic	08/dic	09/dic
00:00	01:00	42.25	13.47	42.36	42.39	54.28	42.40	42.19
01:00	02:00	42.25	15.98	42.36	42.39	54.28	42.40	42.19
02:00	03:00	42.25	15.98	42.36	42.39	54.28	42.40	42.19
03:00	04:00	42.25	15.98	42.36	42.39	54.28	42.40	42.19
04:00	05:00	42.25	15.98	42.36	42.39	54.28	42.40	42.19
05:00	06:00	42.25	17.99	42.36	42.39	54.28	42.40	42.19
06:00	07:00	42.81	43.33	43.48	44.82	54.34	55.39	43.20
07:00	08:00	42.81	43.33	44.84	54.34	54.34	54.29	43.20
08:00	09:00	42.81	44.74	55.49	54.34	92.09	91.12	43.20
09:00	10:00	42.81	44.74	54.39	54.34	92.09	91.12	43.20
10:00	11:00	42.81	44.74	54.39	54.34	54.34	91.12	43.20
11:00	12:00	42.81	44.74	54.39	54.34	54.34	54.29	43.20
12:00	13:00	42.81	54.40	54.39	54.34	54.34	54.29	43.20
13:00	14:00	44.46	54.40	54.39	54.34	54.34	54.29	34.95
14:00	15:00	42.81	54.40	54.39	54.34	54.34	54.29	34.95
15:00	16:00	16.91	54.40	54.39	54.34	54.34	91.12	34.95
16:00	17:00	20.11	54.40	54.39	54.34	54.34	91.12	14.15
17:00	18:00	42.81	54.40	54.39	54.34	54.34	54.29	18.26
18:00	19:00	44.54	54.60	54.60	91.10	91.94	54.64	43.22
19:00	20:00	44.54	43.31	44.66	54.56	91.94	54.64	34.92
20:00	21:00	44.54	43.31	43.33	54.56	54.63	54.64	34.92
21:00	22:00	43.32	43.31	43.33	54.56	44.50	44.26	34.92
22:00	23:00	18.05	42.28	42.36	90.75	42.43	91.67	34.67
23:00	24:00	17.82	16.94	42.36	90.75	42.43	91.67	34.67
PROMEDIO		38.88	38.80	48.26	55.55	59.21	61.78	37.92
MINIMO		16.91	13.47	42.36	42.39	42.43	42.40	14.15
MAXIMO		44.54	54.60	55.49	91.10	92.09	91.67	43.22

Datos del 11 de junio al 17 de junio del 2017

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA
PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD
11 de junio al 17 de junio
(US \$ / MWh)

DE	A	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado
		11/jun	12/jun	13/jun	14/jun	15/jun	16/jun	17/jun
00:00	01:00	43.00	49.86	17.03	42.73	42.78	42.74	13.07
01:00	02:00	43.00	59.91	42.81	42.73	42.78	13.03	13.07
02:00	03:00	43.00	59.91	42.81	50.92	42.78	13.03	14.87
03:00	04:00	44.21	60.09	42.81	50.92	42.78	13.03	42.70
04:00	05:00	44.21	60.09	50.69	49.92	42.78	13.03	42.70
05:00	06:00	44.21	60.09	49.70	49.92	49.76	13.03	42.70
06:00	07:00	54.35	61.13	57.20	54.22	50.33	43.78	42.69
07:00	08:00	57.56	61.70	60.07	60.00	57.09	44.99	42.69
08:00	09:00	60.20	61.70	60.07	60.00	59.97	51.32	44.98
09:00	10:00	60.20	63.28	54.20	60.00	59.97	50.32	49.93
10:00	11:00	60.20	63.96	49.99	60.00	59.97	50.32	49.93
11:00	12:00	60.20	62.00	49.99	60.00	59.97	50.32	49.93
12:00	13:00	60.20	76.18	49.99	60.00	59.97	50.32	49.93
13:00	14:00	60.20	76.18	49.99	60.00	59.97	50.32	43.68
14:00	15:00	54.35	76.18	49.99	60.00	59.97	50.32	43.68
15:00	16:00	50.47	80.24	49.99	60.04	59.97	50.32	43.68
16:00	17:00	50.47	80.24	49.99	60.00	59.97	44.99	43.68
17:00	18:00	50.47	63.96	49.99	54.22	60.02	44.99	43.68
18:00	19:00	54.50	63.99	50.42	60.01	60.06	51.45	51.06
19:00	20:00	60.79	61.71	50.42	78.77	78.79	50.44	50.06
20:00	21:00	60.79	61.71	50.42	78.77	60.03	45.00	43.39
21:00	22:00	60.68	60.19	50.42	78.77	50.45	45.00	43.39
22:00	23:00	49.89	49.86	49.70	59.57	59.62	19.96	13.07
23:00	24:00	49.89	44.12	49.70	42.73	59.62	13.03	13.07
PROMEDIO		53.21	63.26	49.10	58.09	55.81	38.13	38.82
MINIMO		43.00	44.12	17.03	42.73	42.78	13.03	13.07
MAXIMO		60.79	80.24	60.07	78.77	78.79	51.45	51.06

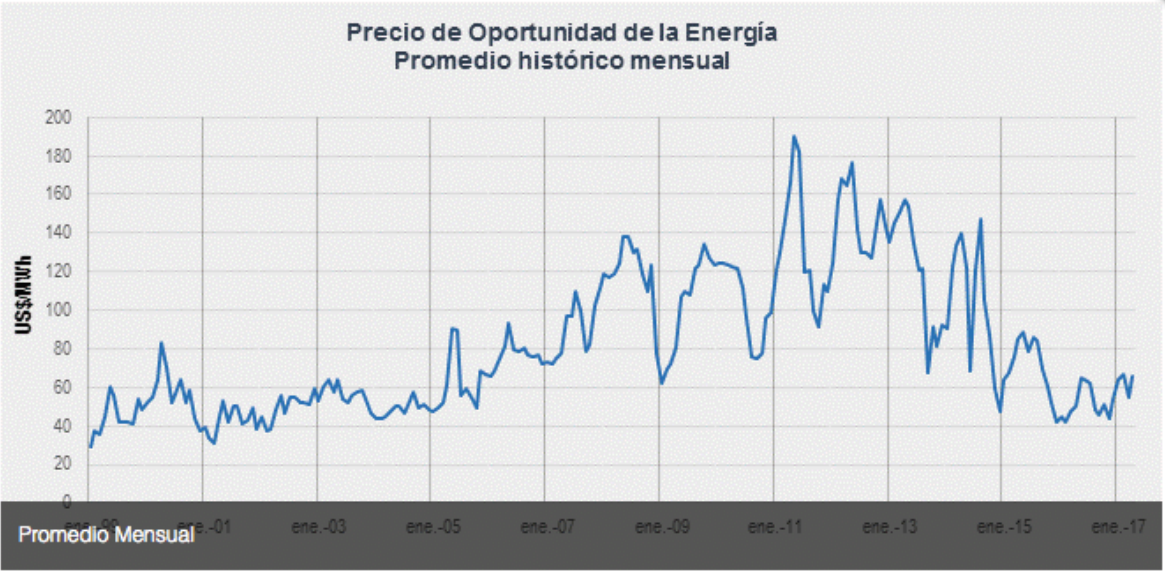
Datos del 8 de octubre al 14 de octubre del 2017

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA								
PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OPOTUNIDAD								
			08 de octubre	al	14 de octubre			
(US \$ / MWh)								
DE	A	domingo	lunes	martes	miércoles	jueves	viernes	sábado
		08/oct	09/oct	10/oct	11/oct	12/oct	13/oct	14/oct
00:00	01:00	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	16.06	16.03
01:00	02:00	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	14.65	14.88
02:00	03:00	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	14.65	4.01
03:00	04:00	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.01	4.01
04:00	05:00	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	4.01	4.01
05:00	06:00	4.04	4.04	4.04	4.04	4.04	14.65	14.88
06:00	07:00	4.01	29.22	20.36	4.02	4.02	61.12	15.49
07:00	08:00	4.01	44.37	44.22	17.03	18.67	44.65	15.49
08:00	09:00	4.01	44.37	44.22	44.09	44.06	44.65	43.72
09:00	10:00	18.74	44.37	44.22	44.09	44.06	44.65	59.95
10:00	11:00	18.74	44.37	44.22	44.09	61.28	61.12	77.20
11:00	12:00	43.65	44.37	61.30	44.09	61.28	77.91	77.20
12:00	13:00	43.65	44.37	61.30	44.09	61.28	61.12	77.20
13:00	14:00	29.10	79.41	44.22	44.09	61.28	61.12	77.20
14:00	15:00	29.10	79.41	44.22	44.09	61.28	61.12	77.20
15:00	16:00	29.10	79.41	44.22	44.09	79.98	79.47	43.85
16:00	17:00	29.10	79.41	44.22	61.21	79.98	15.82	43.85
17:00	18:00	42.55	79.41	43.93	79.46	79.98	20.54	63.53
18:00	19:00	78.85	80.64	81.48	81.80	80.91	44.43	68.57
19:00	20:00	78.85	79.65	79.81	61.04	80.91	44.43	68.57
20:00	21:00	78.85	79.65	79.81	43.91	79.88	44.43	78.32
21:00	22:00	75.69	61.00	61.00	4.03	43.92	21.31	78.32
22:00	23:00	4.04	18.49	17.05	4.04	16.42	16.11	18.48
23:00	24:00	4.04	4.04	4.04	4.04	16.18	14.65	16.33
PROMEDIO		26.68	43.34	37.01	30.73	41.65	36.95	44.09
MINIMO		4.01	4.04	4.04	4.02	4.02	4.01	4.01
MAXIMO		78.85	80.64	81.48	81.80	80.91	79.47	78.32

C. Valor de H_a-H_v en función de la elevación del emplazamiento sobre el mar y la temperatura del agua.

<i>Elevación</i>	H_a-H_v [m]				
	5°	10°	15°	20°	25°
0	10,262	10,226	10,177	10,112	10,027
500	9,662	9,626	9,577	9,512	9,427
1.000	9,091	9,055	9,006	8,941	8,856
1.500	8,548	8,512	8,463	8,398	8,313
2.000	8,031	7,995	7,946	7,881	7,796
2.500	7,539	7,533	7,484	7,419	7,334

D. Promedio histórico mensual del AMM.



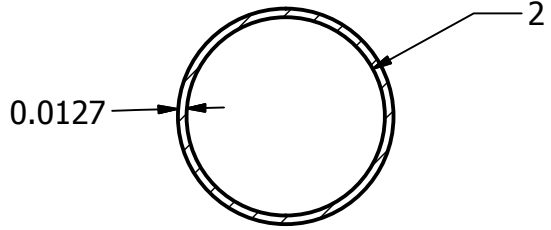
XII. Glosario

Energía hidroeléctrica: electricidad generada aprovechando la energía del agua en movimiento, en especial la energía que es energía por corrientes de agua.

AMM: Administración del Mercado Mayorista.

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

MW: Mega-Watts



SECCIÓN A-A

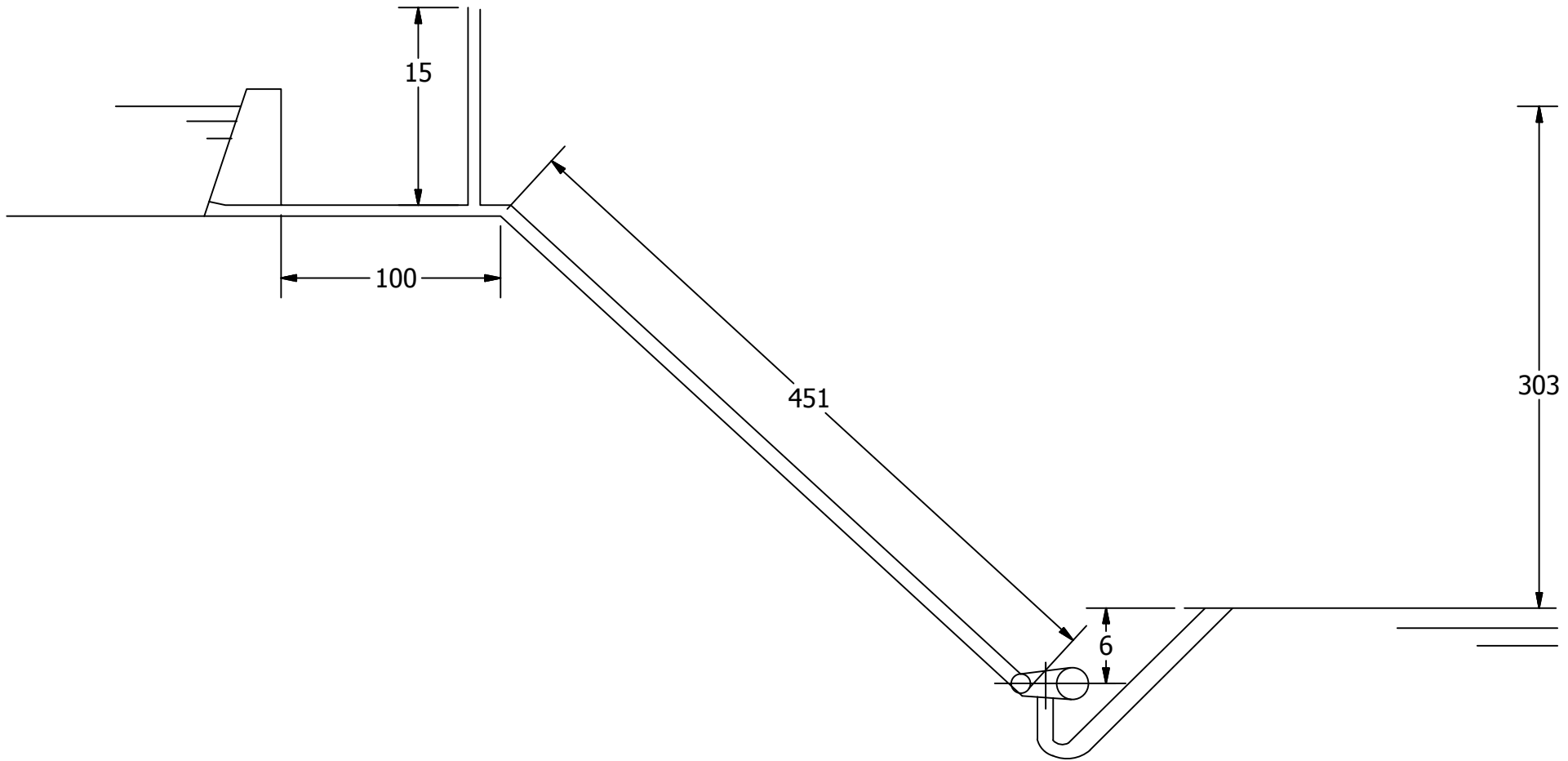
451

100

135°

A
A

DIBUJADO POR: E. ECHEVERRIA	ESCALA: 1/100	PIEZA:
REVISADO POR: G. BARRERA	UNIDADES: METROS	TUBERÍA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BOMBEO
MATERIAL: ACERO INOX.	UVG	TAMAÑO HOJA: CARTA
		FECHA: 26/03/2018



DIBUJADO POR: E. ECHEVERRIA	ESCALA: 1/100	PIEZA: ESQUEMA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BOMBEO
REVISADO POR: G. BARRERA	UNIDADES: METROS	
MATERIAL: ACERO INOX.	UVG	TAMAÑO HOJA: FECHA: CARTA 26/03/2018