

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Diseño de la red de tuberías y selección de tipo de bombas para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo en el lago de Amatitlán del departamento de Guatemala

Trabajo de graduación presentado por

Mateo Josué Emmanuel Ortíz García

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2017

Diseño de la red de tuberías y selección de tipo de bombas para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo en el lago de Amatitlán del departamento de Guatemala

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Diseño de la red de tuberías y selección de tipo de bombas para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo en el lago de Amatitlán del departamento de Guatemala

Trabajo de graduación presentado por

Mateo Josué Emmanuel Ortíz García

para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2017

Vo. Bo. :

(f)



Ingeniero Dario Gularte

Tribunal Examinador:

(f)



Ingeniero Victor Ayerdi

(f)



Ingeniero Rony Herrarte

(f)



Ingeniero Dario Gularte

Fecha de aprobación: Guatemala, 04 de diciembre del año 2017.

PREFACIO

El proyecto para la determinación de la viabilidad de una hidroeléctrica de bombeo fue propuesto por la empresa *Energy Resources Capital Corp.* a principios del presente año, debido al vasto contenido que abarca este tipo de estudio se procedió a dividir en tres módulos de trabajo de graduación, siendo este el primero a presentar.

A lo largo de la elaboración del presente trabajo de graduación he contado con el apoyo de una gran cantidad de personas, las cuales van desde familiares, amigos cercanos, catedráticos y compañeros de trabajo.

En especial agradecimiento a mi madre Sonia Elisa García Santos por su paciencia, comprensión, ejemplo de vida y apoyo incondicional a lo largo de mi carrera universitaria. En su compañía a mi padre Mateo Ortíz García cuyo ejemplo de vida, apoyo y constante lucha para mejorar día a día, me ha enseñado que la clave de toda situación es la paciencia. De igual forma agradezco a mis hermanos Yazmin Elisa Ortíz García y Allan David Ortíz García por sus consejos y apoyo incondicional en aspectos personales, académicos y laborales; dándome fuerza y ánimos para ser mejor cada día.

Agradezco a mis compañeros Jonathan Duarte, Esteban Echeverría y Gabriel Zaghi, por sus constantes comentarios de mejora tanto académicos, laborales y personales; de igual forma por su apoyo y ayuda en la elaboración de este primer módulo del estudio de viabilidad. Agradezco también al Ingeniero Darío Gularte, mi asesor y la persona siempre dispuesta a ayudarme y apoyarme en la mejora del presente trabajo de graduación. Agradezco por último a la empresa *Energy Resources Capital Corp.* (ERCC) por brindar la base para este trabajo y a la *Constructora Nacional S.A.* (CONASA) por su aporte en la determinación del sitio geográfico.

ÍNDICE

Prefacio.....	iv
Listado de figuras	ix
Listado de tablas	x
Resumen.....	xi
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. Historia centrales hidroeléctricas de bombeo.....	5
3. La energía hidroeléctrica en el mundo.....	6
4. Tipos de centrales, hidroeléctricas de bombeo.....	7
5. Centrales de bombeo en el mundo.....	9
6. La necesidad de centrales hidroeléctricas de bombeo.....	10
7. Energía hidroeléctrica como soporte a otras fuentes de generación.....	10
8. Aspectos positivos y negativos de las centrales de bombeo.....	11
B. Central hidroeléctrica de bombeo.....	13
1. Almacenamiento energético en centrales hidroeléctricas de bombeo.....	14
C. Bandas horarias.....	15
D. Tipos de energía según su aportación a la demanda.....	15
1. Energía base.....	15
2. Energía pico.....	16
3. Energía intermedia.....	17

E. Obras de una central hidroeléctrica de bombeo.....	17
1. Reservorios.....	17
a. Reservorio superior.....	17
b. Reservorio inferior.....	18
2. Obras de conducción.....	18
a. Obra de toma.....	18
b. Canal de derivación.....	19
c. Cámara de carga.....	20
d. Tubería forzada.....	20
e. Formas de instalación.....	23
3. Golpe de ariete.....	24
4. Chimenea de equilibrio.....	25
F. Elementos de equipamiento electromecánico.....	27
1. Rejas.....	27
2. Limpiarrejas.....	28
3. Elementos de apertura y cierre del paso de agua.....	29
G. Pérdidas de carga en conductos cerrados.....	32
1. Régimen laminar y turbulento en conductos cerrados.....	32
2. Rugosidad y tipos de régimen.....	33
3. Pérdidas singulares.....	34
H. Aspectos básicos de centrales hidroeléctricas de bombeo.....	36
1. Potencia instalada.....	36
2. Energía producida y horas equivalentes.....	37
3. Altura de salto de agua.....	37
4. Caudal	38
I. Principios básicos para el cálculo de las bombas.....	41
1. Altura total de aspiración.....	41
2. Altura total de impulsión.....	41

3.	Carga neta positiva de aspiración.....	42
4.	Zona de aspiración y expulsión.....	42
J.	Elección del modelo de bomba adecuada.....	43
1.	Bombas centrífugas.....	43
2.	Bombas de desplazamiento positivo.....	43
K.	Otros aspectos importantes en el diseño de centrales hidroeléctricas de bombeo.....	43
1.	Arreglo de máquinas.....	43
2.	Perdidas no hidráulicas.....	45
a.	Evaporación en el reservorio.....	45
b.	Perdidas por filtraciones.....	45
c.	Perdidas en la transmisión.....	45
3.	Consideraciones de aspecto ambiental.....	46
L.	Mercado energético en Guatemala.....	47
1.	Precio de la energía y demanda.....	47
2.	Situación del mercado eléctrico nacional.....	47
3.	Estructura del subsector eléctrico nacional.....	48
a.	Ministerio de Energía y Minas (MEM).....	48
b.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).....	48
c.	Administrador del Mercado Mayorista (AMM).....	48
d.	Participantes del Mercado Mayorista.....	48
V.	Metodología.....	49
VI.	Resultados.....	51
A.	Identificación y determinación de sitio.....	51
1.	Determinación de sitio para embalse superior.....	51
2.	Determinación de sitio para bombas.....	53
3.	Altura de embalse superior e instalación de bombas.....	54

B.	Diseño y selección de la red de tubería.....	54
1.	Salto bruto y salto útil.....	54
2.	Perdidas de carga.....	54
3.	Salto neto.....	55
4.	Embalse superior.....	55
5.	Sumergencia del bocatoma.....	55
6.	Chimenea de equilibrio.....	57
7.	Dimensiones del embalse superior.....	59
8.	Red de tubería para bombeo.....	60
9.	Red de tubería para generación.....	62
C.	Selección de bombas.....	62
D.	Costos de implementación del proyecto.....	63
E.	Reducción de costos.....	63
1.	Selección de bomba y diámetro de tubería.....	64
2.	Reducción de costos.....	65
VII.	Discusión.....	66
VIII.	Conclusiones.....	74
IX.	Recomendaciones.....	75
X.	Bibliografía.....	76
XI.	Anexos.....	78
A.	Ventajas y desventajas de tipo de chimenea.....	78
B.	Detalle de Propuesta 1.....	79
C.	Detalle de Propuesta 2.....	81
D.	Diseño red de tubería de bombeo.....	83
E.	Diseño red de tubería de generación.....	84
F.	Tabla 9.50, 9.53 y 9.54 del Manual del Ing. Químico- Perry utilizada para el cálculo de costos del equipo.....	85
XII.	Glosario.....	86

LISTADO DE FIGURAS

Figura No.1 Primera hidroeléctrica, <i>Appleton Edison Light Company</i>	4
Figura No.2 Aportación mundial de cada fuente de energía final y eléctrica.....	6
Figura No.3 Diez países con mayor producción hidroeléctrica.....	7
Figura No.4 Capacidad instalada de centrales hidroeléctricas en el mundo.....	9
Figura No.5 Comparación de costos de diferentes tipos de centrales de generación.....	12
Figura No.6 Central hidroeléctrica de bombeo.....	14
Figura No.7 Patrón de curva energética según estación.....	16
Figura No.8 Esquema toma de agua en presa.....	19
Figura No.9 Cámara de carga.....	20
Figura No.10 Tubería aérea.....	24
Figura No.11 Proceso en el golpe de ariete.....	25
Figura No.12 Instalación en montaña de hidroeléctrica de bombeo.....	26
Figura No.13 Tipo de forma de rejas.....	27
Figura No.14 Limpiarrejas de accionamiento automático.....	28
Figura No.15 Compuerta de movimiento vertical de tipo deslizante.....	29
Figura No.16 Válvula de compuertas.....	30
Figura No.17 Válvula de mariposa.....	30
Figura No.18 Válvula esférica.....	31
Figura No.19 Ataguías de la presa de Ardisa.....	31
Figura No.20 Desarrollo de capa límite en conductos cerrados.....	32
Figura No.21 Tubería hidráulicamente lisa.....	33
Figura No.22 Tubería hidráulicamente rugosa.....	34
Figura No.23 Tubería con dominio de la rugosidad.....	34
Figura No.24 Representación de las alturas.....	37
Figura No.25 Curva de caudales medios clasificados no turbinable.....	40

Figura No.26 Curva de caudales medios clasificados turbinable.....	40
Figura No. 27 Factor K de las diferentes turbinas.....	41
Figura No.28 Tipo de arreglos para centrales de bombeo.....	44
Figura No.29 Posición embalse superior.....	52
Figura No.30 Coordenadas de posición embalse superior.....	52
Figura No.31 Vista desde embalse superior.....	52
Figura No.32 Posición embalse inferior.....	53
Figura No.33 Coordenadas de posición embalse inferior.....	53
Figura No.34 Vista desde embalse inferior.....	54
Figura No.35 Medida de la sumergencia Gulliver, Rindels y Lindblom.....	56
Figura No.36 Formas de chimenea de equilibrio.....	69

LISTADO DE TABLAS

Tabla No.1 Altura de embalse superior e instalación de bombas.....	54
Tabla No.2 Sumergencia de bocatomas a diferentes diámetros de tubería.....	56
Tabla No.3 Ventajas y desventajas de una chimenea de equilibrio simple.....	58
Tabla No.4 Dimensiones de chimenea de equilibrio simple.....	58
Tabla No.5 Dimensiones del embalse superior.....	59
Tabla No.6 Propiedades del fluido.....	60
Tabla No.7 Iteración para selección de diámetro de tubería de bombeo.....	61
Tabla No.8 Propiedades de la tubería para red de tubería para bombeo.....	61
Tabla No.9 Cantidad de materiales de red de tubería para bombeo.....	61
Tabla No.10 Propiedades de la tubería de red de tubería para generación.....	62
Tabla No.11 Cantidad de materiales de red de tubería para generación.....	62
Tabla No.12 Iteración para selección de bombas con 0,25 m de diámetro.....	63
Tabla No.13 Propuesta 1.....	63
Tabla No.14 Iteración para selección de bombas con 0,3 m de diámetro.....	64
Tabla No.15 Iteración para selección de bombas con 0,4 m de diámetro.....	64
Tabla No.16 Iteración para selección de bombas con 0,5 m de diámetro.....	65
Tabla No.17 Costos de inversión.....	65

RESUMEN

El objetivo de este trabajo fue determinar la cantidad y tipo de bombas, así como diseñar la red de tubería para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo en el lago de Amatitlán ubicado en Guatemala, lo cual se cumplió a través de dimensionar y seleccionar la tubería adecuada para la tubería forzada y galería de conducción del sistema de generación, determinar adecuadamente el tipo y la cantidad de bombas a utilizar en la central hidroeléctrica de bombeo.

La información que se presenta es importante, debido a que antes de dar marcha a la construcción de la planta, se desea conocer la viabilidad técnica del proyecto. Para ello se realizó una primera selección de bombas y diseño de la red de tuberías para una planta capaz de generar 10 MW, con el fin de conocer el costo de inversión inicial. Luego se procedió a realizar una segunda selección de bombas y diseño de la red de tubería, en la cual se buscó la disminución de costos de la inversión inicial obtenida de la primera selección.

Se obtuvo una inversión inicial de USD\$ 552,933.88, la cual se pudo reducir un 5% equivalente a USD\$26,242.93; dando un nuevo total de inversión inicial de USD\$526,690.94. Se recomienda tener la asesoría civil del terreno para poder buscar alternativas que favorezcan a la viabilidad del proyecto, ya que uno de los mayores costos radica en la “excavación y preparación de sitio de embalse superior”.

I. INTRODUCCIÓN

Actualmente la implementación de centrales de energías renovables alrededor del mundo han tenido un papel importante para suplir la demanda diaria del consumo energético de los países. Esto se debe al desmesurado uso de los combustibles fósiles, los cuales en aproximadamente unos 50 años estarán agotados sino se aplica una conciencia en su uso. A partir de esto nace la necesidad de poder almacenar energía, la cual esté disponible para suplir en las horas de alta demanda y sea capaz de no contaminar el medio ambiente.

Guatemala es un país que se encuentra en una posición geográfica estratégica, en la cual existe un gran potencial disponible en recursos hídricos, geotérmicos, eólicos y solares que aún no han sido aprovechados. Es por ello que se han implementado incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable tales como solares, de biomasa, eólicos, geotérmicos e hidráulicos.

La implementación de una central hidroeléctrica en Guatemala no es un tema nuevo en el país, pero la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo no sólo representa un suministro estable de energía eléctrica en el país, por la ventaja de poder almacenar energía y usarla cuando aumenta la demanda, sino que también demuestra el crecimiento y desarrollo de tecnologías, puesto que propone tecnologías que aún no se han desarrollado en Guatemala para la producción eléctrica.

En el presente trabajo se presenta la información necesaria para el diseño de la red de tubería y selección de tipo y cantidad de bombas que se debe utilizar para implementar una hidroeléctrica de bombeo, así de igual manera se presentan los costos de inversión mínimo que estos representarían. Esta información junto con la presentada en futuros módulos representara si existe la viabilidad de la implementación de este tipo de central hidroeléctrica.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Determinar la cantidad y tipo de bombas, así como diseñar la red de tuberías para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo en el lago de Amatitlán ubicado en Guatemala.

B. Objetivos específicos

- Dimensionar y seleccionar la tubería adecuada para la tubería forzada y galería de conducción del sistema de generación.
- Determinar adecuadamente el tipo y la cantidad de bombas a utilizar en la central hidroeléctrica de bombeo.
- Realizar un listado detallado sobre todos los costos implicados para la implementación del proyecto con respecto a las bombas y la red de tuberías.
- Proporcionar la información necesaria sobre el sistema de bombeo y la red de tuberías para realizar adecuadamente el análisis financiero.

III. JUSTIFICACIÓN

Actualmente, se busca la generación de energía eléctrica sin tener un impacto negativo en el ambiente; es por ello que la implementación de plantas de energías renovables en Guatemala ha tenido gran auge en los últimos años. Por lo que la idea para la implementación de una planta hidroeléctrica de bombeo en el Lago de Amatitlán; identificó la necesidad de realizar un estudio de viabilidad técnica.

La importancia del diseño de la red de tubería de la planta y la selección del tipo de bombas posibles a utilizar radica en contribuir a determinar el costo de inversión inicial para el estudio de la implementación de una planta hidroeléctrica de bombeo en el Lago de Amatitlán; la cual se encuentra anuente a presentar en una propuesta a la industria enfocada a la implementación de energías renovables en Guatemala.

Se diseñó una red de tuberías y seleccionó bombas para una planta hidroeléctrica capaz de generar 10 MW, para determinar el detalle de los costos de esta red. Luego se realizó una segunda selección de bombas y diseño de la red de tubería para generar de los 10 MW modificando la cantidad de bombas y el diámetro de la tubería de bombeo, con el fin de obtener ambos detalles y así lograr de comparar y elegir la opción económicamente viable para esté proceso.

Dicha información es vital para la determinación de viabilidad técnica y financiera de la implementación de esta planta hidroeléctrica de bombeo, la cual se determinara junto con los siguientes módulos de trabajo de graduación.

IV. MARCO TEÓRICO

A. Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es una tecnología que lidera el mercado de las energías renovables, en la cual se utiliza como principal recurso el agua. Este recurso permite un almacenamiento y regulación en su uso, proporcionando una superior ventaja con respecto a otras fuentes renovables de carácter aleatorio como son la solar y eólica.

Para la generación de energía eléctrica es necesaria una central hidroeléctrica, la cual se define como una instalación cuya principal misión es convertir la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica disponible.

1. Historia. Las hidroeléctricas han sido utilizadas a lo largo de la historia, la capacidad del agua y la gravedad de manera conjunta de generar energía, ha sido aprovechada desde la época de los griegos. Estos utilizaban ruedas para moler trigo y formar harina hace más de 2000 años. Durante los años 1700, la energía hidráulica fue utilizada para molienda y bombeo. Entre los años 1700 y 1800, las turbinas de agua empezaron a ser desarrolladas. Para el año de 1870 se instaló la primer central hidroeléctrica en Cragside, Rothbury, Inglaterra (Kumar et al. 2011).

Figura No.1 Primera hidroeléctrica, *Appleton Edison Light Company*



Fuente: *Appleton Historical Society*, 2015

El uso industrial de la energía hidroeléctrica inicio en 1880, en Grand Rapids, Michigan, Estados Unidos, donde se instaló un dinamo impulsado por una turbina de agua. En 1881, un dinamo conectado a una turbina es utilizada para generar energía para un molino y las calles en las Cataratas del Niagara, New York, Estados Unidos. La primera central de generación hidroeléctrica como tal, se dio en Appleton, Wisconsin, Estados Unidos (Figura No.1), donde una turbina fue acoplada a un generador eléctrico (Kumar *et al.* 2011).

2. Historia centrales hidroeléctricas de bombeo. Las primeras centrales de bombeo en el mundo aparecieron en las regiones alpinas de Suiza, Austria e Italia en la década de 1890. Los primeros diseños utilizaban sistemas separados para el bombeo y para la generación a través de la turbina. Desde la década de 1950 este diseño que utiliza bombas y turbinas ha sido el más dominante. El desarrollo de las centrales de bombeo se vio detenido hasta la década de 1960, cuando las utilidades en muchos empezaron a aumentar, debido a un incremento en el uso de plantas nucleares. (Yang, 2011)

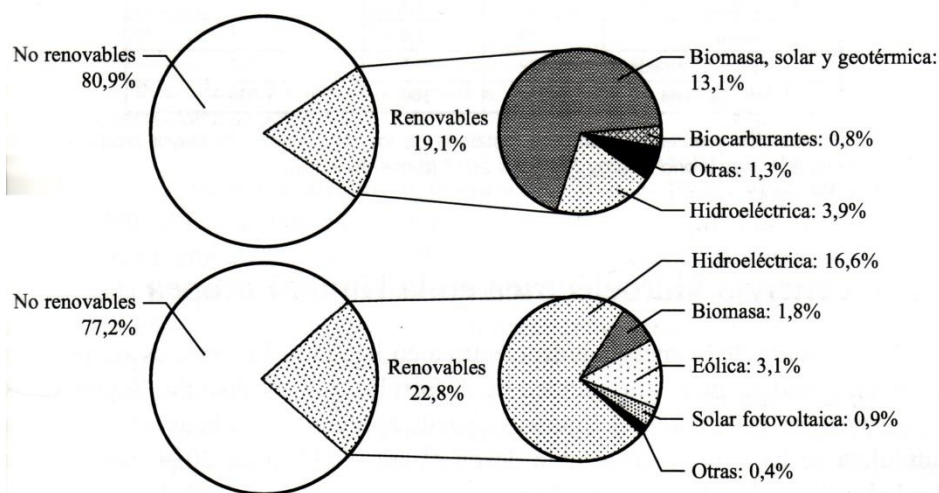
Para la década de 1990 el desarrollo de las centrales de bombeo se vio frente a un descenso significativo, debido a varios factores como el bajo precio del gas natural, la preocupación del impacto ambiental de los proyectos y el hecho que durante estos años muchos países comenzaron a separar la generación con la transmisión (Yang, 2011).

Dado que la naturaleza de las centrales de bombeo cae entre una zona gris entre lo que es infraestructura de generación e infraestructura de transmisión, ya que no son centrales que tengan un balance de generación positivo, usualmente no clasifican como centrales de generación. A pesar que las centrales de bombeo prestan servicios claves a la matriz energética como balance de oferta y demanda y servicios arancelarios, además de reducir la necesidad de mejoras en las líneas de transmisión, estas centrales no califican como infraestructuras de transmisión. Por ejemplo en Estados Unidos, permisos fueron negados a centrales de bombeo para ser catalogadas como infraestructuras de transmisión.

Sin embargo en China, estas centrales son consideradas como infraestructuras de transmisión, mejorando así el retorno que estos proyectos presentan al permitirles recuperar costos a través del cobro de tarifas por transmisión (Yang, 2011).

3. La energía hidroeléctrica en el mundo. A nivel mundial las principales fuentes renovables son la biomasa y la hidroeléctrica, (ver Figura No. 2). En términos de consumo de energía final (parte superior de Figura No.2), prevalece la biomasa, donde la solar térmica y la geotérmica solo representan una pequeña parte. Por otro lado, en términos de producción de energía eléctrica (parte inferior de Figura No.2), es mucho más empleada la hidroeléctrica, dado que la biomasa, por ejemplo se emplea en mayor medida para usos térmicos (Sanz, 2016).

Figura No.2 Aportación mundial de cada fuente de energía final y eléctrica.



Fuente: Sanz, 2016.

La utilización de las energías renovables en general y de la hidroeléctrica en particular en el mundo es muy variada, y se ve influida decisivamente por la promoción que cada Gobierno realiza de las mismas. (Sanz, 2016).

La generación hidroeléctrica tiende a aumentar en todo el mundo, pero sobre todo en África, Asia (China y Vietnam) y América Latina (Brasil, Argentina y Paraguay), que son los lugares donde el potencial de desarrollo es mayor. En el año 2012 se finalizó en China

la central hasta ahora más grande del mundo sobre el río Yangtsé (conocida como la Presa de las Tres Gargantas) con una potencia de 22.5 GW. En la siguiente figura se muestran los diez países del mundo con mayor producción hidroeléctrica.

Figura No.3 Diez países con mayor producción hidroeléctrica.

<i>País</i>	<i>Producción anual 2013</i>		<i>Capacidad instalada 2013</i>
	<i>TWh</i>	<i>%</i>	<i>GW</i>
1 China	920	23,7	194
2 Canadá	392	10,1	76
3 Brasil	391	10,1	86
4 Estados Unidos	290	7,5	102
5 Rusia	183	4,7	50
6 Noruega	142	3,7	40
7 India	129	3,3	31
8 Japón	85	2,2	49
9 Venezuela	84	2,2	14
10 Suecia	76	2,0	25
Resto del mundo	1.182	30,5	367
Mundo total	3.874	100	1.034

Fuente: Sanz, 2016.

Destaca China en esta lista, pues casi duplico su capacidad en la última década y hoy en día es con diferencia el país donde más energía hidroeléctrica se genera.

4. Tipos de centrales, hidroeléctricas de bombeo. Las centrales hidroeléctricas pueden ser clasificadas de varias formas, las dos formas más comunes de clasificarlas son: (1) según su tipo y capacidad de almacenamiento; y (2) según la entrada y salida del recurso al sistema (Jog, 2009).

Según su tipo y capacidad de almacenamiento las centrales pueden ser diarias, donde básicamente el bombeo se realiza durante las horas de baja demanda en la noche para ser utilizada inmediatamente en las horas de alta demanda de la media mañana o la tarde noche; semanalmente, básicamente se utiliza la energía fuera de pico de los fines de semana (alrededor de 48 a 60 horas) y los periodos fuera de pico entre semana, para almacenar el recurso para utilizarlo durante la semana con una relación de utilización de

caudal mucho mayor a las centrales de regulación diaria, usualmente estas centrales requieren de embalses con volúmenes sumamente altos; y las anuales, son centrales que bombean el recurso en la época de verano para utilizarlo en la época de invierno (aplica en su mayoría para países donde los problemas del clima en invierno obligan a utilizar la calefacción y donde además muchas centrales hidroeléctricas quedan inoperables por el congelamiento en sus embalses. En países donde la disminución del recurso hídrico se da en la época de verano, como Guatemala, implica tener grandes aportes al embalse inferior para poder mantener los niveles estables (Jog, 2009).

La segunda forma de clasificación sería definiendo si son de ciclo cerrado o poseen aportes. A las centrales de ciclo cerrado también se les conoce como proyectos de puro bombeo, en el cual todo el recurso que se utilizara depende de dos lagunas, donde la laguna superior no posee ningún aporte y por lo tanto el recurso total utilizado es el de la laguna inferior; el otro tipo hace referencia a que si presentan ciertos aportes, usualmente se da utilizando un embalse en un río, donde el mismo río es un aporte y por lo tanto la totalidad del recurso utilizado para generación es mayor que el recurso bombeado (Jog, 2009).

Es importante notar que cuando un proyecto es de bombeo puro, es decir posee menos de un 5% del recurso con el que genera proveniente de aportes al embalse superior, no se les puede considerar como proyectos de energía renovable (Jog, 2009).

Existe otra forma de clasificar las centrales de bombeo la cual corresponde según la ubicación de su embalse inferior. Según la USACE (United States of America Corp of Engenieers), los tres tipos de proyectos son: Convencional, aquel que posee ambos embalses superficiales; subterránea, cuando el embalse inferior se encuentra subterráneo, normalmente dentro de una mina abandonada y de mar, donde el embalse inferior es el mar (USACE, 1985).

5. Centrales de bombeo en el mundo. Las centrales hidroeléctricas de bombeo, son los sistemas más aceptados para el almacenamiento de energía en el mundo. Al año 2009 existen cientos de centrales de bombeo instaladas, sumando entre todas una capacidad instalada de más de 127 GW. Japón es el país que al momento posee la mayor potencia instalada con respecto a centrales de bombeo. La siguiente figura muestra la capacidad instalada por país en el mundo con respecto a centrales de bombeo.

Figura No.4 Capacidad instalada de centrales hidroeléctricas en el mundo.

Country	Installed PHES capacity/MW
Japan	27 438
China	21 545
United States	20 858
Italy	7 071
Spain	6 889
Germany	6 388
France	5 894
India	5 072
Austria	4 808
Korea, South	4 700
United Kingdom	2 828
Switzerland	2 687
Taiwan	2 608
Australia	2 542
Poland	1 745
Portugal	1 592
South Africa	1 580
Thailand	1 391
Belgium	1 307
Russia	1 246
Czech Republic	1 145
Luxembourg	1 096
Bulgaria	1 052
Iran	1 040
Slovakia	1 017
Argentina	974
Norway	967
Ukraine	905
Lithuania	900
Philippines	709
Greece	699
Serbia	614
Morocco	465
Ireland	292
Croatia	282
Slovenia	185
Canada	174
Romania	53
Chile	31
Brazil	20

Fuente: Yang, 2011.

6. La necesidad de centrales hidroeléctricas de bombeo. Para el mundo la necesidad de poder almacenar energía va de la mano, en su mayoría, de la necesidad de energías renovables. Políticas acerca del cambio climático empujan cada vez más este tipo de proyectos para la generación de energía, apoyando así el desarrollo de nuevas tecnologías como son la solar y eólica, sin embargo a pesar del incremento de estas tecnologías, no existe un crecimiento proporcional en las estructuras de transmisión. Ocasionado esto una saturación en el uso de las líneas de transmisión (NHA, 2011).

Con el aumento en la cantidad de instalación de centrales eólicas en el mundo, la necesidad de implementar centrales de bombeo, se ha vuelto latente. Debido a las fluctuaciones que esta energía presenta, tener matrices energéticas con una fuerte presencia de este tipo de energía no es factible, ya que al aumentar la capacidad de las mismas se incrementa la capacidad de producción de energía base, mas no la capacidad de producción de energía en horas pico (Connolly, MacLaughlin, 2010).

7. Energía hidroeléctrica como soporte a otras fuentes de generación. Alrededor del mundo, la confiabilidad que brindan las centrales hidroeléctricas les han permitido a los operarios de sistemas eléctricos el desarrollo de metodologías económicas de despacho que toman en cuenta los beneficios específicos de las centrales hidroeléctricas. Estas metodologías combinan la coordinación de centrales de energía termal (carbón, gas combustibles líquidos y energía nuclear), que requieren de largos tiempos de encendido (hasta cuatro horas para turbinas de gas y ocho horas para turbinas de vapor), para lograr eficiencias óptimas entre el consumo de combustibles y la generación de energía, Por lo tanto, la posibilidad de contar con centrales hidroeléctricas que regulen el mercado y minimicen los cambios de frecuencia en la matriz energética, permiten tener un balance entre la oferta y la demande de energía eléctrica. En algunos lugares del mundo la energía hidroeléctrica es utilizada para cumplir con la demanda máxima mientras que la energía nuclear o de combustibles fósiles se utilizan para operar como unidades de energía base (*Kumar et al*, 2011).

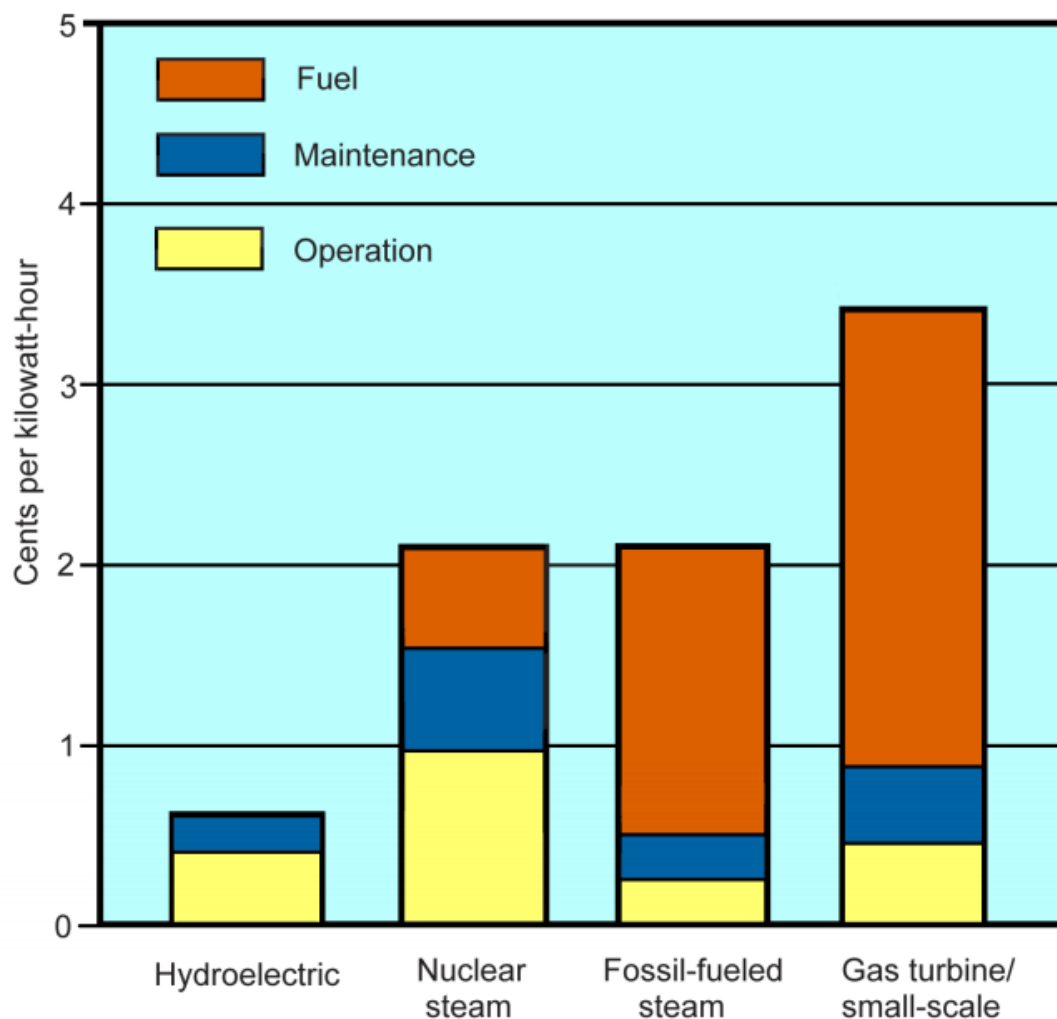
Las centrales de bombeo puede aumentar el soporte sobre otro tipo de energía. En algunos casos las centrales de bombeo utilizan la energía generada en horas que muchas centrales térmica no entregan o no debería generar para bombear agua y de esta manera almacenar esta energía en forma de energía potencial. Además de que las centrales de bombeo puedan soportar a las centrales térmicas, pueden ayudar a integrar las diferentes energías renovables que no son confiables para el sistema (Kumar *et al*, 2011).

Muchas veces la eficiencia mecánica, eléctrica e hidráulica determinan el ciclo energético total. Las eficiencias de los sistemas tienden a esta entre un 65% a 80%. Muchas veces su in reservorio superior es utilizado como reservorio convencional para almacenar agua de alguna fuente externa esto puede llegar a balancear las diferencias existentes entre la eficiencia y las pérdidas causadas por el bombeo Cuando no se puede lograr esto las centrales de bombeo serán centrales que consumen energía (Kumar *et al*, 2011).

En la gran mayoría de casos aumentar la aportación de energías renovables como la eólica y solar, significara que se deberá aumentar la capacidad de los sistemas de regular la energía producida para que sea útil. En lugares donde la posibilidad de instalar centrales hidroeléctricas existe, podría significar dejar de utilizar combustibles fósiles. De igual manera en sistemas donde las energías renovables tienen una fuerte participación será posible regular las mismas para “normalizar” la curva de oferta (Kumar *et al*, 2011).

8. Aspectos positivos y negativos de las centrales de bombeo. Las centrales hidroeléctricas de por sí cuentan con ciertas ventajas sobre las demás energías, estas pueden ser: no usar un recurso limitado, no existe contaminación al aire, tierra o agua; poseen pocas fallas, bajos costos de operación (Figura No. 5); y pueden proveer poder de arranque para un sistema que ha tenido una falla de poder (USBR, 2005).

Figura No.5 Comparación de costos de diferentes tipos de centrales de generación



Fuente: U.S.B.R. 2005.

Además es importante notar que son centrales con periodos de vida largos, que muchas veces no requieren de inversiones en periodos de hasta 25 años. Los costos de operación y su alta confiabilidad son importantes para el mercado. Son unidades que tienen arranques muy rápidos, que benefician al sistema en poder generar o consumir energía de manera casi inmediata, según el sistema lo requiera. La alta inercia que tienen las partes rotativas ayuda a mantener la estabilidad del sistema energético. Estudios han demostrado que la instalación de una combinación entre centrales de bombeo térmicas pueden ser muy beneficiosas al mercado, por ejemplo una central de 500 MW de potencia de bombeo combinada con una central de 2000 MW de potencia térmica, es más beneficiosa que una central de 2500 MW térmica (Jog, 2009).

Al almacenar energía las centrales de bombeo protegen al sistema de apagones. Si se les acopla con sistemas electrónicos avanzados, también pueden reducir distorsiones armónicas, y eliminar las caídas y aumentos en el voltaje. De todos los generadores, usualmente los generadores de pico son mucho más caros que los de base. Las centrales de bombeo, permiten la generación en horas pico, utilizando energía barata proveniente de centrales de generación para así poder almacenar (Yang, 2011).

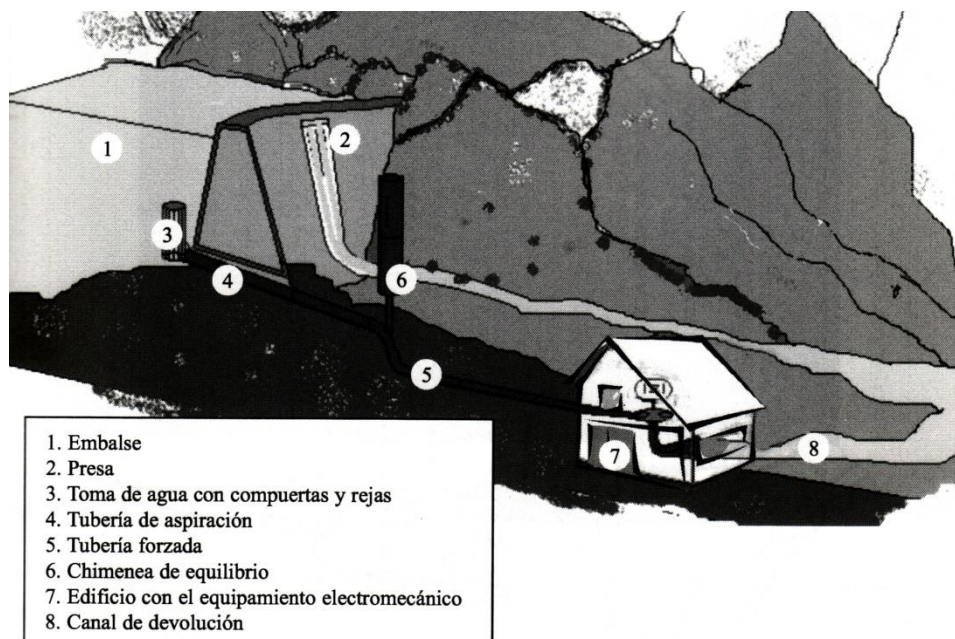
Es importante de notar que en sistemas donde la energía hidroeléctrica tiene una fuerte penetración, la inclusión de centrales de bombeo es importante, ya que debido a las variaciones de precipitación, este método permite almacenar energía y poder utilizarla en tiempos óptimos (Espejo, *et al*, 2010).

Entre los aspectos negativos, se puede encontrar altos costos de inversión y largos tiempos de construcción y desarrollo. A pesar que los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos, los altos costos de inversión iniciales hacen que los proyectos tarden en pagarse hasta décadas. Otros de los aspectos negativos son los problemas que generan al medio ambiente, usualmente asociados con la construcción de grandes presas para el almacenamiento de agua, y la reestructuración del ecosistema basado en esta situación. Además desde el punto de vista ambiental el bombeo puede incrementar la temperatura del agua y generar que los embalses inferiores se llenen de sedimentos (Yang, 2011).

B. Central hidroeléctrica de bombeo

Son centrales que no representan fuente energética, sino una fuente de almacenamiento energético (Kumar, *et al*, 2011). Su funcionamiento es muy simple. En momentos de alta demanda energética funcionan como centrales turbinando el agua. Sin embargo, en momento de baja demanda energética, en la que el precio de la energía es muy bajo (y el nivel del embalse superior lo permite), funcionan bombeando agua del embalse inferior al embalse superior, asegurando de esta forma la posibilidad de turbinar cuando la demanda de energía lo requiera. (Figura No. 6) (Sanz, 2016).

Figura No.6 Central hidroeléctrica de bombeo



Fuente: Sanz, 2016.

Otra definición podría ser: es una planta hidroeléctrica que posee dos reservorios de agua, uno superior y uno inferior. Cuando la demanda de energía es alta en el país (horas pico) se abre una compuerta o válvula en el reservorio superior para que el agua fluya a través de una red de tuberías con el fin de llegar a la turbina y así generar energía eléctrica. Y cuando la demanda de energía es baja (horas valle) a través de una serie de bombas se transporta el agua del reservorio inferior al superior.

1. Almacenamiento energético en centrales hidroeléctricas de bombeo. La energía eléctrica como tal presenta, presenta una gran dificultad para su almacenamiento. Esto genera grandes dificultades y presenta un grandes retos para el mercado, ya que no siempre se consume la energía en el momento en que se genera (Martínez, 2011). Sin embargo el almacenamiento energético si es posible, ya sea de manera química de manera física. El almacenamiento químico corresponde a la energía potencial o térmica (Valdovinos, Otorola, 2008).

La forma de almacenar energía en una central hidroeléctrica de bombeo corresponde a una manera física, ya que posee un sistema de almacenaje que consiste en bombear agua desde un depósito inferior hasta uno ubicado a una altura mayor, almacenando así energía en forma de energía potencia. Al dejar fluir el agua, esta baja y gracias a la gravedad de la tierra y la masa del agua, al pasar por una turbina se genera electricidad. Esta energía es utilizada en todo el mundo para suaviza la carga de generación diaria, utilizando los excedentes energéticos de las horas valle, para así durante las horas pico poder utilizar esta energía. Los sistemas de almacenamiento por bombeo, llegan a tener eficiencias en el rango de 72% a 81% (Valdovinos, Otorola, 2008).

C. Bandas horarias

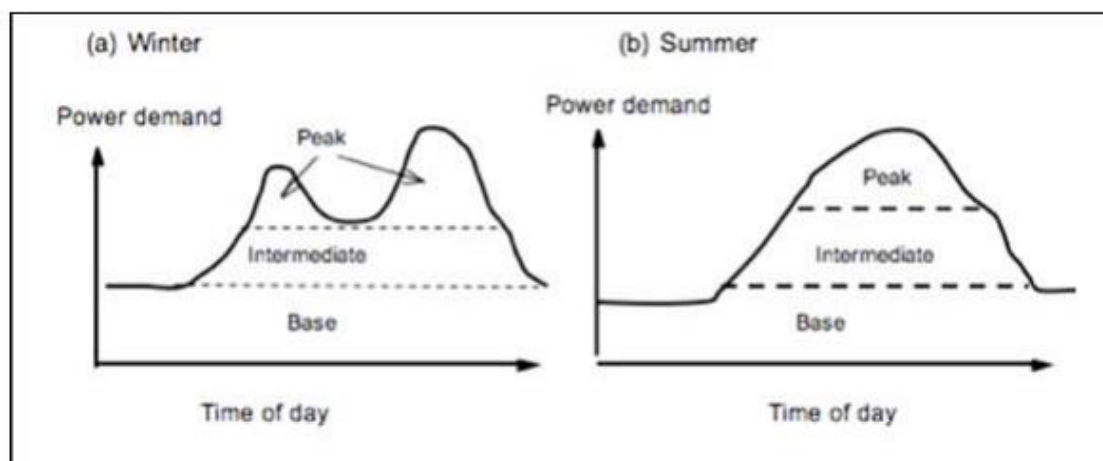
Según el acuerdo Gubernativo número 299-98, “Reglamento del administrador del mercado mayorista” en el Artículo 87, establece que en Guatemala existen tres bandas horarias, las cuales corresponden a los periodos de máxima, media y mínima demanda definidos por:

- Banda de punta o pico- periodo de máxima demanda: 18 a 22 horas
- Banda intermedia- periodo de demanda media: 06 a 18 horas
- Banda valle- periodo de demanda mínima: 22 a 06 horas

D. Tipos de energía según su aportación a la demanda

1. Energía base. La energía base es el nivel mínimo de energía requerida para cubrir la demanda mínima que se requiere en un periodo de 24 horas. Las centrales generadoras de energía base son aquellas plantas que pueden generar energía a lo largo de un periodo de 24 horas para suplir la demanda. Este tipo de energía representa los cimientos de la idea de un sistema energético (Cordaro, 2008). Una curva energética típica usualmente sigue un patrón, donde las horas iniciales y finales del día se consideran como horas base (Figura No. 7). En Guatemala la curva es usualmente más parecida la curva “b”, la cual representa la curva de verano (Ortega, 2014).

Figura No.7 Patrón de curva energética según estación



Fuente: Cordaro, 2008.

En la gráfica se ilustran las tres diferentes bandas energéticas de demanda, la banda base, la banda intermedia y la banda pico. Las centrales que generan como base, son centrales que generan energía continua, confiable y eficiente con bajo costo de generación. Muchas veces presentan bajas eficiencias al bajar su potencia con respecto a la potencia máxima, además de esto son centrales con periodos largos de arranque y parada. Estas centrales usualmente generan energía a lo largo de todo el año exceptuando reparaciones y periodos programados para mantenimiento, lo que ayuda a que los costos se mantengan bajos, la oferta estable y los precios para las mismas relativamente atractivos a largo plazo (Cordaro, 2008).

Esta energía generalmente esta proporcionada por centrales nucleares y de carbón, aunque de igual manera esta proporcionada por centrales geotérmicas e hidroeléctricas las cuales no pueden regular su generación (Cordaro, 2008).

2. Energía pico. La demanda de energía eléctrica tiende a ser fluctuante durante el día, la semana o la temporada. Esta también se ve afectada por una serie de parámetros como el clima, la ubicación, la contaminación, entre otros. La energía pico consiste en energía que se consume durante las horas de mayor demanda. Esta energía utiliza centrales energéticas que pueden ser activadas rápidamente, respondiendo así de manera

efectiva a los cambios en el mercado. Estas centrales generalmente suelen ser más pequeñas que las centrales de energía base, operando además solo un 10 a 15% del tiempo. (Cordaro, 2008).

Entre las centrales que usualmente se consideran como centrales de generación pico están: las centrales de diesel, turbinas de gas, centrales de vapor, centrales hidroeléctricas de bombeo, centrales de gas comprimido y centrales convencionales hidroeléctricas donde la descarga puede ser almacenada y utilizada según lo requiera la demanda. (Cordaro, 2008).

3. Energía intermedia. La energía intermedia es la energía que cubre la brecha entre la energía pico y la energía base. Usualmente esta energía genera entre un 30% y 60% del tiempo operado. Normalmente estas centrales tienen mayores costos de construcción que las centrales de energía pico, pero mantienen una rentabilidad al operador durante más tiempo y de manera más eficiente (Cordaro, 2008).

E. Obras de una central hidroeléctrica de bombeo

1. Reservorios. Los reservorios en este tipo de centrales hidroeléctricas son el componente crítico para la viabilidad de estos proyectos. En estos es donde se almacenara el agua para la generación de energía en el sistema. Se dice que estas obras son críticas desde el punto de vista técnico y social por el hecho de que pueden ser obras que detengan el avance del proyecto o lo hagan no viable. En algunos casos se pueden encontrar algunos sitios donde se cuentan con ambos reservorios (superior e inferior) y no hay necesidad de construir uno nuevo (Barnes, 2011).

a. Reservorio superior. La construcción de un reservorio superior puede ser lograda de varias formas, en algunos casos se puede lograr utilizando el cauce del río y cerrándolo mediante una presa, y en otros casos utilizando la cima de una montaña o colina para emplazar el mismo. Este embalse utilizando un cauce se logra mediante una presa, donde aguas arriba del punto de cierre se inunda el valle del río utilizado. En el caso de un reservorio en la cima de una colina, se busca acoplarse a la geometría de la

topografía de la montaña para realizar un corte en el terreno y poder construir el embalse. El diseño de estos reservorios deberán de contar con elementos que sean capaces de evacuar crecidas naturales y sobre bombeo (Barnes, 2011). Para evitar daños por sobre bombeo se recomiendan ciertos cuidados en el diseño y operación (Barnes, 2011):

- El diseño del sistema deberá ser redundante.
- El sistema deberá ser independiente de los controles de nivel, dado que los controles de nivel usualmente están conectados con los controles de sobre bombeo.
- El mecanismo deberá poseer un mecanismo de prueba y calibración.
- El diseño de la central debería contar con un sistema de fallo seguro, para de esta forma minimizar daños.
- El diseño deberá contar con un sistema de apagado total de la bomba en caso de falla.

b. Reservorio inferior. Estos reservorios podrían ser reservorios ya existentes, como por ejemplo, podrían ser lagos. El área del reservorio inferior debería ser capaz de soportar las inundaciones causadas por un fallo en el reservorio superior sin causar daños. Otros sitios que se podrían utilizar como reservorios inferiores podrían ser océanos, cavernas subterráneas, estanque de planta de tratamiento y reservorios para uso de agricultura (Barnes, 2011).

2. Obras de conducción

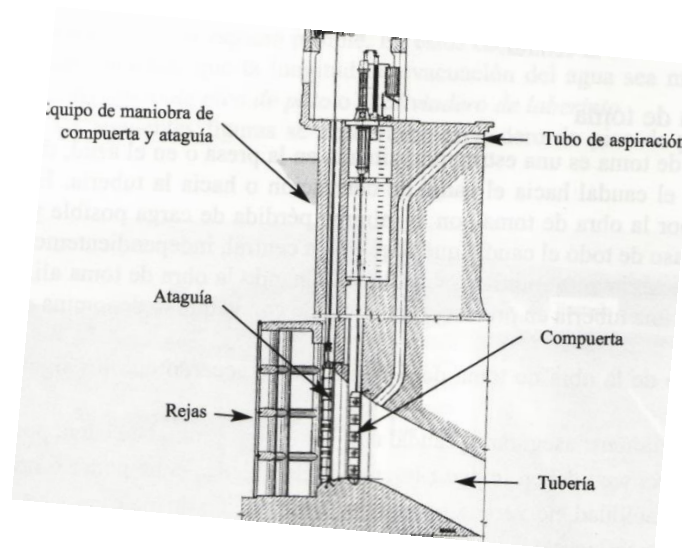
a. Obra de toma. La obra de toma es una estructura, situada en la presa o en el azud, destinada a desviar el caudal hacia el canal de derivación o hacia la tubería. El agua debe de pasar por la obra de toma con la mínima pérdida de carga posible y debe permitir el paso de todo el caudal que requiera la central.

Cuando la obra de toma alimenta directamente una tubería en presión, esta coincide con lo que se denomina cámara de carga. El diseño de la obra de toma debe realizarse de acuerdo a los siguientes parámetros (Sanz, 2016):

- hidráulicos, asegurar el caudal con la mínima pérdida de carga posible.
- operativos, deben impedir la entrada de objetos, debe poder ser fácil de limpiar.
- Medio ambiental, integración en el paisaje, es decir, debe de impedir el acceso a peces.

La obra de toma son estructuras sumergidas en el embalse con forma de torre (Figura No.8), 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).

Figura No.8 Esquema toma de agua en presa



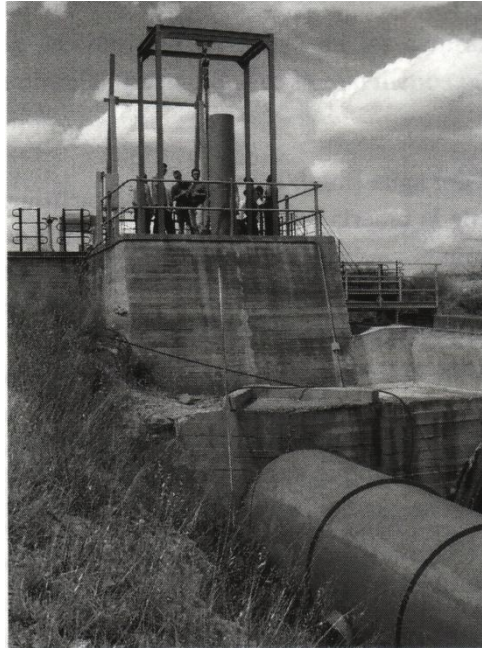
Fuente: Sanz, 2016.

b. Canal de derivación. El caudal extraído del cauce o embalse inferior, por la obra de toma, puede ser dirigido hacia la central mediante un canal o una tubería a presión. El canal de derivación es una estructura de conducción de agua que termina en la cámara de carga. Este puede ser enterrado o a cielo abierto (Sanz, 2016).

c. Cámara de carga. Las cámaras de carga, son las obras que conectan el embalse superior con los conductos presurizados, o también llamados tubería forzada, durante el modo de generación esta obra funciona como entrada u durante modo de bombeo funciona como salida. Esta obra de doble función, deberá evitar que se generen

vórtices en cualquier de los dos modos ya que la generación de los mismos reduce la eficiencia de la central. Estas obras deberían contar con rejas para eliminar cualquier material que pueda dañar las turbinas y el sistema en general (Barnes, 2011).

Figura No.9 Cámara de carga



Fuente: Sanz, 2016.

d. Tubería forzada. Se le denomina tubería forzada a un conducto presurizado, iniciando desde la cámara de carga, que tiene como objetivo principal llevar el agua a presión hasta la turbina. Debido a su gran longitud toma un papel de suma importancia para el diseño de la central, de igual manera es uno de los elementos más caros. Estas tuberías poseen esencialmente las siguientes características (Sanz, 2016):

- geométricas, las cuales se refieren a la pendiente, es la relación entre la altura bajada y la longitud horizontal de la tubería; y sección de la tubería, la cual siempre es circular al momento de referirnos sobre centrales hidroeléctricas (Sanz, 2014).

Al momento del desarrollo una central hidroeléctrica de bombeo se busca conseguir la relación entre caída y largo de conducción óptima, esta relación entre largo y caída es de 1.1, donde la totalidad de la conducción es igual a la caída que hay en el sistema.

El tamaño del conducto tiene una dirección directa con el tiempo de encendido y arranque, donde el tiempo de arranque de una turbina debería ser entre 1 y 2.4 segundo sin exceder los 2.5 segundos. El tiempo de encendido es el tiempo que requiere el agua para moverse a través de los conductos con diámetro constante por la velocidad del fluido en esa sección dividido una constante gravitacional multiplicada por la caída, la ecuación que representa esta relación es (Barnes, 2011):

$$T_w = \sum \frac{LV}{gh}$$

Donde:

T_w = tiempo de arranque de la maquina en segundos.

L = longitud de una sección de diámetro constante. [m].

V = velocidad promedio en la sección de longitud L . [m/s]

g = gravedad [m/s^2].

h = caída neta. [m].

El tiempo de arranque mecánico necesario para que las turbinas alcancen la velocidad rotacional y comiencen la operación eléctrica se define como:

$$T_m = \frac{WR^2 * n^2}{1,620,000 * P}$$

Donde:

T_m = tiempo de arranque mecánico [s].

WR^2 = es el producto del peso de las partes que revolucionan y el radio de giro al cuadrado de las mismas.

n = velocidad rotacional de la turbina y el generador para un generador síncrono conectado directamente [rpm]

P = potencia total de la turbina.

La relación entre el tiempo mecánico y el tiempo del agua, mide la estabilidad de la unidad. Si un proyecto está esperado a seguir la carga o mantener generación variable para poder integrar otras energías, y proveer regulación de frecuencia, esta relación debería de ser igual o mayor a cinco (Barnes, 2011).

- Características constructivas, al mencionar características de construcción, se hace referencia al material empleado y la calidad del mismo, así como el diámetro, el espesor, el tipo de unión entre tramos y las singularidades que presenta tales como codos, contracciones u otras (Sanz, 2016). Los materiales más usada en la construcción de tuberías son:

- Acero, es la más utilizada, es muy fiable cuando se trata de grandes saltos y no existen limitaciones con referencia a tamaño de diámetro. Económicamente es muy competitiva la tubería de acero, sobre todo para grandes diámetros y saltos. Una ventaja importante es que debido a su peso ligero es fácil de instalar. Los principales inconvenientes que presenta son la corrosión en especial cuando la tubería se encuentra enterrada (Sanz, 2016).

- Hormigón armado o pretensado, estas pueden ser con. Sin camisa de chapa, no son muy utilizadas para proyectos de centrales hidroeléctricas. Sus mayores desventajas derivan de su elevado peso y su lenta instalación, ya que debido a su peso se requiere de la ayuda de mucha maquinaria auxiliar (Sanz, 2016).

- Polietileno, la tubería de este tipo de material se utiliza cuando se posee un salto menor a 35 metros. Es una tubería pesada por la cual siempre debe enterrarse. Existe un polietileno de alta densidad, el cual, puede utilizarse en saltos de hasta 160 metros. Se puede decir que es poco competitivo económicamente cuando se trata de diámetros de tubería mayores a 700 milímetros (Sanz, 2016).

- PVC, estas tuberías son útiles cuando se trata de saltos de entre 30 y 200 metros de altura y con diámetros de hasta 700 milímetros. Este tipo no presenta problemas de corrosión (Sanz, 2016).

- PVC con fibra de vidrio, es un nuevo material que no lleva mucho tiempo en el mercado, las tuberías se encuentran disponibles desde un diámetro de 600 mm. Estas tuberías presentan gran resistencia, son fáciles de reparar y son ligeras facilitando la instalación. Su único inconveniente es que las juntas de flexión resultan muy caras (Sanz, 2016).

- Características hidráulicas, estas hacen referencia al funcionamiento de la tubería, dependen sobre todo de la geometría de la tubería, ya que hacen referencia al caudal, la velocidad, las pérdidas de carga, presión, entre otros; las cuales son propiedades del agua dentro de la misma. Para seleccionar la tubería se debe tener en cuenta parámetros como el material del que va a estar hecha, el diámetro óptimo para que las pérdidas de operación se mantengan inferior al 4% del salto bruto y el espesor necesario para poder soportar las fuerzas de presión y de depresión (Sanz, 2016).

e. Formas de instalación. La red de tubería en centrales hidroeléctricas puede ser instaladas de las dos siguientes formas:

- Tuberías aéreas, presenta mayor ventaja por el simple hecho que necesita de una menor obra civil, siempre y cuando las condiciones para realizar los apoyos son favorables. De igual manera son más fáciles de inspeccionar y reparar.

Como inconvenientes se tiene que al estar expuestas al ambiente se debe prever los apoyos necesarios que permitan la dilatación y contracciones (Sanz, 2016).

Figura No.10 Tubería aérea

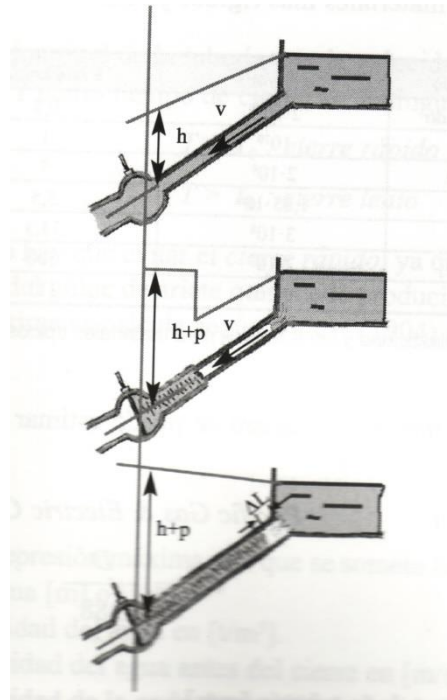


Fuente: Sanz, 2016.

- Tuberías enterradas, La ventaja principal de este tipo de instalación es el mínimo impacto visual y ambiental que produce, su colocación depende si son adecuadas las condiciones geotectónicas del terreno. Este tipo de instalación requiere de mayores recursos por el hecho del movimiento de grandes cantidades de tierra, lo cual presenta un inconveniente económico. Otro tipo de inconveniente es que su reparación e inspección son complicadas (Sanz, 2016).

3. Golpe de ariete. En la parte final de la tubería forzada se encuentra una válvula de seguridad, al cerrarse bruscamente, se producen ondas de presión a lo largo de la tubería, a este fenómeno se le conoce mejor como golpe de ariete. Al cerrar bruscamente esta válvula, toda el agua que atraviesa la tubería en ese momento no se detiene de forma inmediata, sino que sigue fluyendo hacia su interior, produciéndose una compresión del agua y generando una sobrepresión en la tubería y en la válvula. Esta sobrepresión produce un ligero ensanchamiento de la tubería, ya que esta es elástica. (Sanz, 2016).

Figura No.11 Proceso en el golpe de ariete



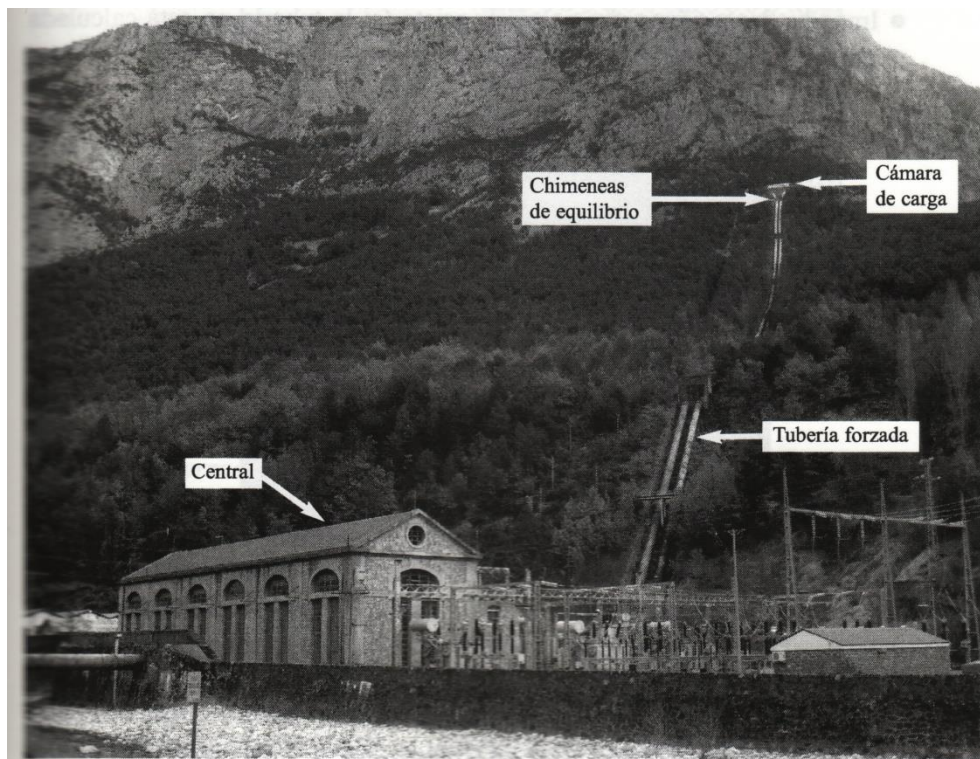
Fuente: Sanz, 2016.

4. Chimenea de equilibrio. Una tubería preparada para soportar el golpe de ariete es muy costosa, debido al espesor requerido. Esta situación es especialmente onerosa en instalaciones con tuberías muy grandes. En estos casos normalmente la instalación de tubería tiene dos tramos claramente diferenciados: el primero es un tramo de gran longitud que inicia en la cámara de carga y posee una pendiente mínima, a partir de esta sale la segunda parte, la cual es de menor longitud y con una elevada pendiente, que termina en la cámara de carga de la turbina (Sanz, 2016).

Es el caso típico de muchas instalaciones de montaña (ver Figura No.12), que almacenan el agua en un embalse desde el que sale el primer tramo de tubería que atraviesa la montaña, que dispone de un tramo final de tubería de elevada inclinación (Sanz, 2016).

Como ya se ha mencionado al inicio del apartado el costo de una tubería capaz de resistir el golpe de ariete es muy elevado, por ello para reducir el costo de la tubería, se introduce entre uno y otro tramo lo que se conoce como chimenea de equilibrio, la cual no es más que un depósito cilíndrico vertical ubicado en la zona horizontal de la tubería, y conectado por un orificio de gorma y dimensiones determinadas.

Figura No.12 Instalación en montaña de hidroeléctrica de bombeo



Fuente: Sanz, 2016.

En condiciones normales el nivel del agua en la chimenea es la misma que en la obra de toma o en el embalse superior. En caso de un cierre rápido de la válvula de seguridad, la onda de sobrepresión avanzara desde la válvula hasta encontrarse con la chimenea de equilibrio, sin afectar al primer tramo de la tubería, por ende, limitándose el efecto del golpe de ariete al segundo tramo o tubería forzada. Otro funcionamiento de la chimenea de equilibrio es aportar parte del caudal de agua cuando se pone en marcha la turbina, reduciendo la depresión que se produce en tramos largos por el brusco incremento de la velocidad del agua (Sanz, 2016).

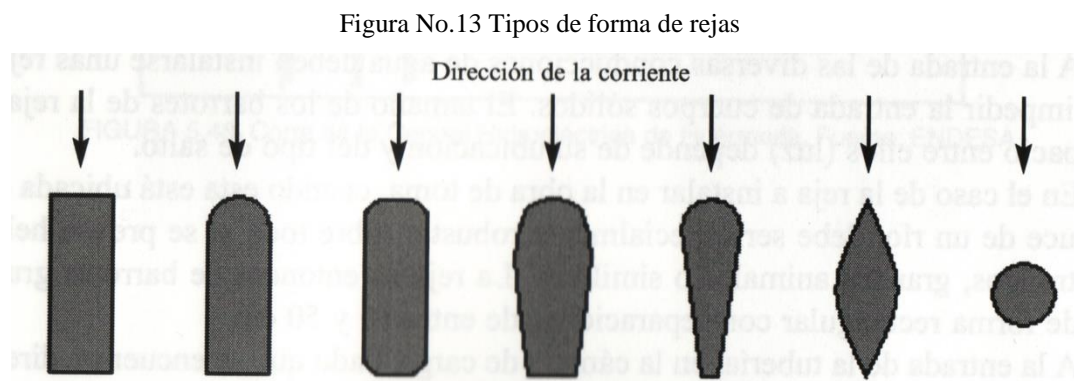
F. Elementos de equipamiento electromecánico

Son los elementos que intervienen en la transformación energética de la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica, así como por los dispositivos de control necesarios, tanto hidráulicos como eléctricos (Sanz, 2016).

1. Rejas. Estas deben de estar situadas a la entrada de las diferentes conducciones de agua para evitar el ingreso de cuerpos sólidos al sistema. El tamaño de los barrotes de la reja y el espacio entre ellos dependen tanto de la ubicación como del salto que exista (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 cuidado. No existe un estándar en cuanto a la pérdida, generada por las rejas, que se puede admitir, debido a que no es la misma pérdida en una central con un salto de 100 metros que en una con un salto de 5 metros, debido a que la configuración de la reja no es la misma. (Sanz, 2016)

En el diseño de la reja, además de la separación entre barrotes debe considerarse la forma de estos, puesto que la pérdida que introducen depende también de este aspecto (Sanz, 2016). Las formas más utilizadas se pueden ver en la Figura:

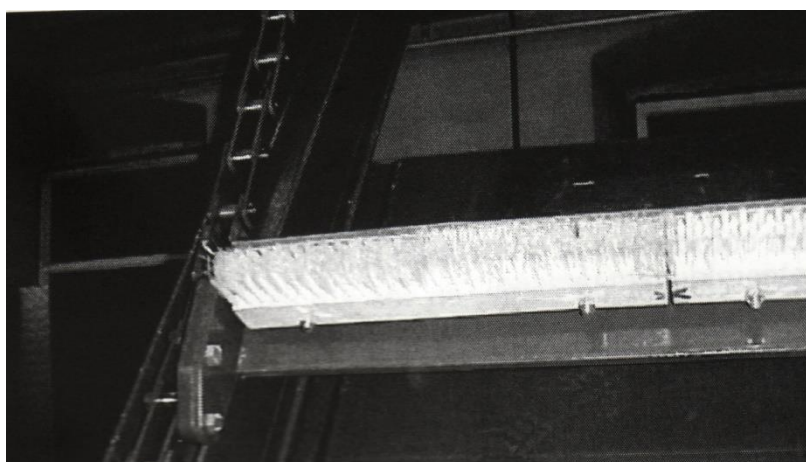


Fuente: Sanz, 2016.

2. Limpiarrejas. Para evitar la colmatación de la reja conviene hacer una limpieza frecuente de los objetos que quedan detenidos. Los limpiarrejas es un rastrillo automático, de mayor o menor tamaño dependiendo del modelo que se elija, este es arrastrado por 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, una vez en la canaleta, se inyecta un chorro de agua a presión, con el fin de limpiar la reja empujando la suciedad a un recipiente situado en el lateral. Este puede activarse de tres diferentes maneras (Sanz, 2016):

- Manual, cuando el personal de mantenimiento indica el accionamiento del mecanismo.
- Temporizado, el accionamiento del mecanismo lo indica un temporizador programado de acuerdo a la suciedad que transporta el agua.
- Detección de nivel, se detecta diferencia del nivel del agua a la entrada y a la salida de la reja, de esta forma se detecta en que momento la broza empieza a colmatar la reja; antes de que esto suceda, el limpiarrejas se pone en marcha.

Figura No.14 Limpiarrejas de accionamiento automático

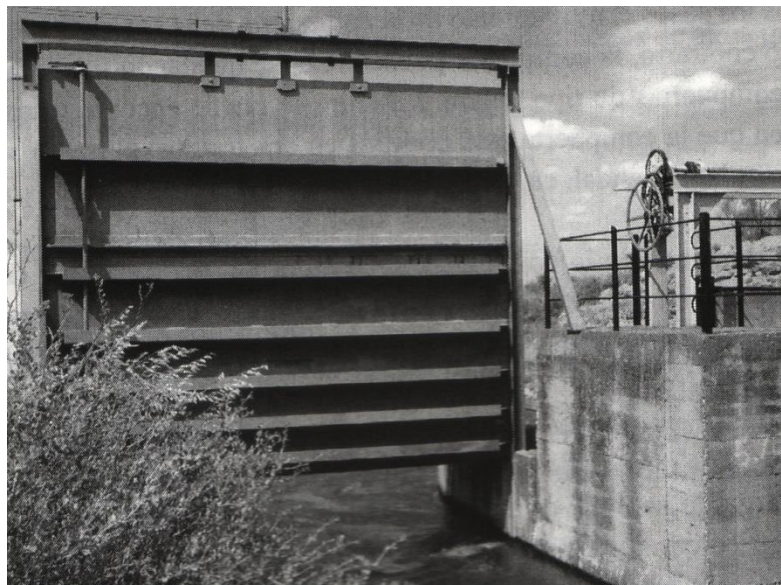


Fuente: Sanz, 2016.

3. Elementos de apertura y cierre del paso de agua

- Compuertas, se instala en conducciones de agua, estas se pueden colocar a la entrada de la obra de toma, a la entrada de la cámara de carga, en los aliviaderos, en desagües de fondo y medio fondo, etc. Pueden abrir, cerrar e incluso regular el paso del agua mediante aperturas parciales. Existen de movimiento vertical y circular (Sanz, 2016) (Figura No. 15).

Figura No.15 Compuerta de movimiento vertical de tipo deslizante

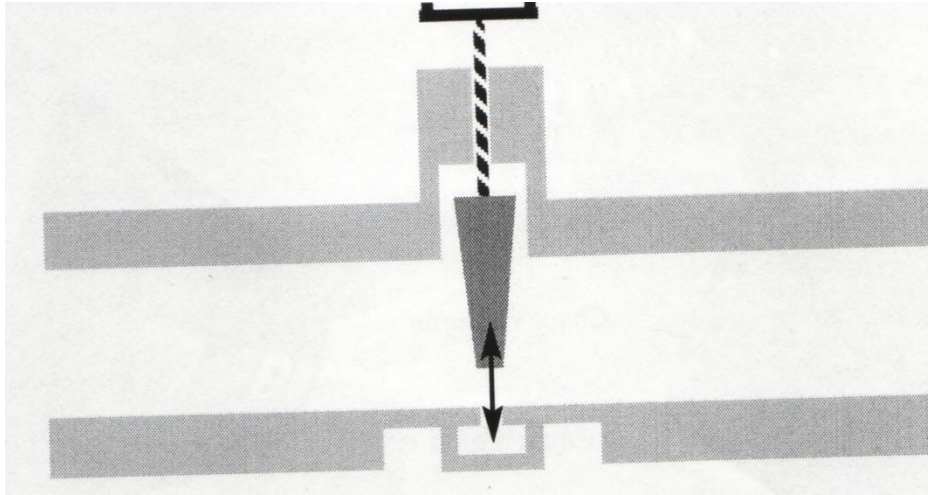


Fuente: Sanz, 2016.

- Válvulas, son los elementos de apertura o cierre de paso dentro de la tubería, estas siempre se encuentran totalmente abiertas o cerradas, ya que si se abren parcialmente generan grandes pérdidas de carga. Entre los tipos de válvulas usadas en centrales hidroeléctricas son:

- Válvulas de compuertas, su desplazamiento es vertical, antes de darle apertura es necesario que las presiones a ambos lados de la misma sean iguales; para ello se dispone de una válvula by pass, que permite el llenado de la tubería aguas abajo antes de la apertura de la válvula (Sanz, 2016) (Figura No. 16).

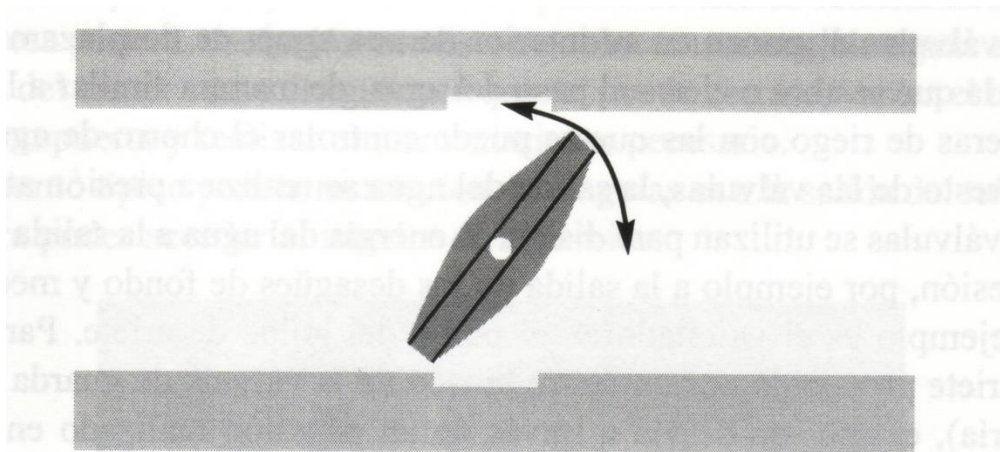
Figura No.16 Válvula de compuertas



Fuente: Sanz, 2016.

○ Válvulas de mariposa, esa formado por un disco de forma lenticular que gira sobre su eje diametral, dispuesto de forma horizontal y transversal a la tubería. La apertura se da mediante un grupo oleohidraulico, en tanto el cierre se realiza mediante un contrapeso unido a su eje, el cual permite su cierre instantáneo al momento de la falta de presión oleohidraulica (Sanz, 2016) (Figura No. 17).

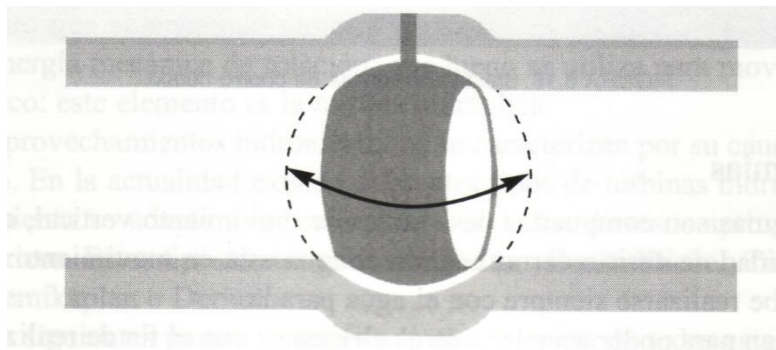
Figura No.17 Válvula de mariposa



Fuente: Sanz, 2016.

○ Válvulas esféricas, tiene una forma esférica con un hueco cilíndrico en su interior, cuyo diámetro coincide exactamente con el diámetro interno de la tubería. Se acciona mediante un eje vertical, el cual cuando cierra tapona herméticamente la tubería, el mecanismo de apertura y cierre es similar al de las válvulas de mariposa (Sanz, 2016) (Figura No. 18).

Figura No.18 Válvula de esfera



Fuente: Sanz, 2016.

- Ataguías. Compuertas deslizantes de movimiento vertical, las cuales no pueden abrirse o cerrarse si el agua se encuentra en movimiento, es decir, que su accionamiento siempre se realiza con el agua parada. Su principal función es para acceder a otros elementos con el fin de realizar el mantenimiento adecuado. El punto más común para su instalación es a la salida del tubo e aspiración (Sanz, 2016) (Figura No. 19).

Figura No.19 Ataguías de la presa de Ardisa

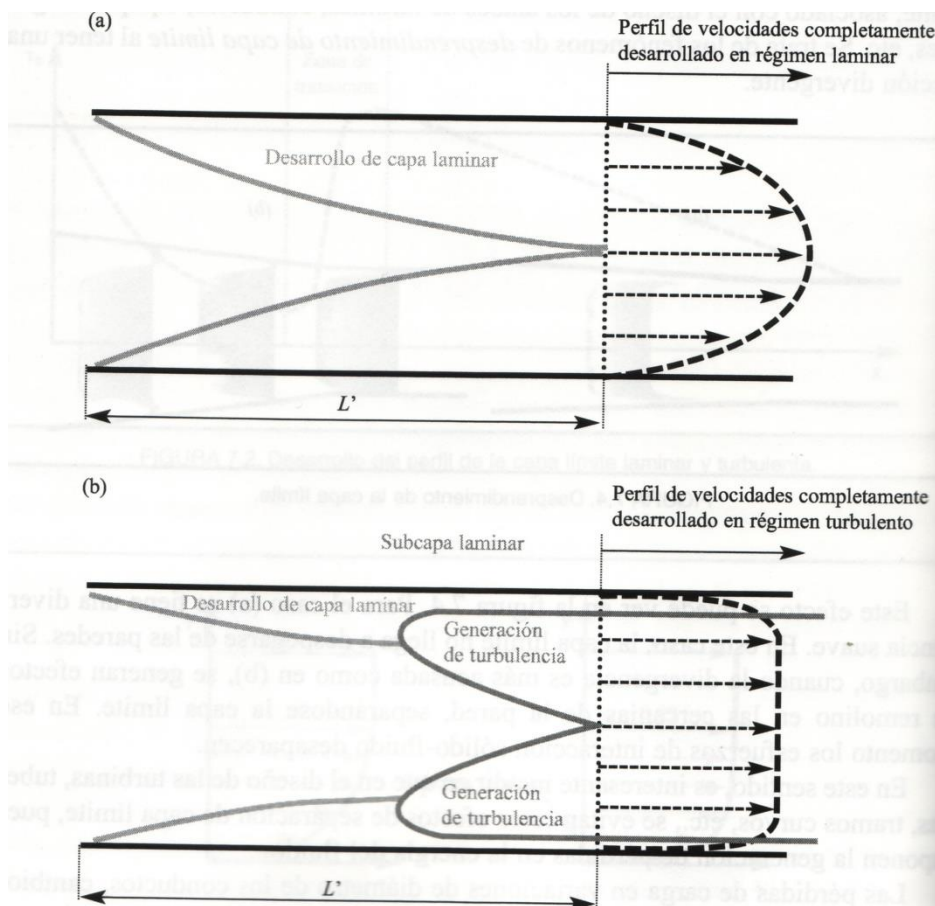


Fuente: Sanz, 2016.

G. Perdidas de carga en conductos cerrados

1. Régimen laminar y turbulento en conductos cerrados. El desarrollo del flujo fluido en el interior de un conducto es equiparable al que sucede sobre un perfil plano. En el caso de una tubería se tiene una superficie de sección circular. Se crea 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 (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006) (Figura No. 20).

Figura No.20 Desarrollo de capa limite en conductos cerrados



Fuente: Sanz, 2016.

La capa límite ira creciendo, hasta que se junten en el centro del conducto a la longitud L' , teniéndose el llamado perfil de velocidades completamente desarrollado. Para el cálculo de tuberías, la longitud L' suele ser pequeña en comparación con la longitud tuta

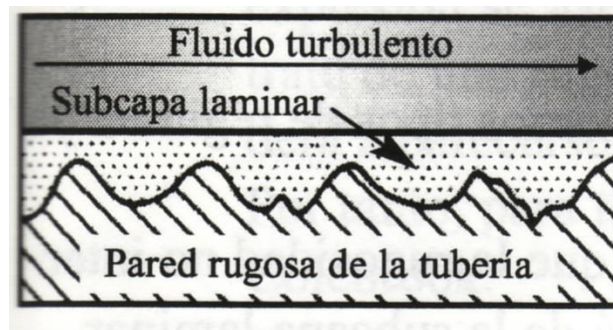
de la misma, por ello no merece la pena realizar un estudio detallado de la aportación de esta zona a la pérdida de carga total (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006).

2. Rugosidad y tipos de régimen. El coeficiente de fricción f depende de la rugosidad del material sólido y del número de Reynolds. La rugosidad es un valor medio de la altura de las crestas de material que conforman su superficie interna, dado que las superficies no son idealmente lisas, sino que a nivel de micras existe esta rugosidad. Para el régimen laminar el coeficiente de fricción depende únicamente del número de Reynolds (Sanz, 2016).

En el caso del régimen turbulento se encuentra una subcapa laminar muy delgada, la forma en como la rugosidad puede afectar la subcapa laminar, existen tres casos:

- Tubería hidráulicamente lisa, este caso se da cuando la rugosidad queda totalmente cubierta por la subcapa laminar, ya que ningún punto de la pared queda afectado por la turbulencia, el coeficiente de fricción depende únicamente del Reynolds característico del flujo (Sanz, 2016) (Figura No. 21).

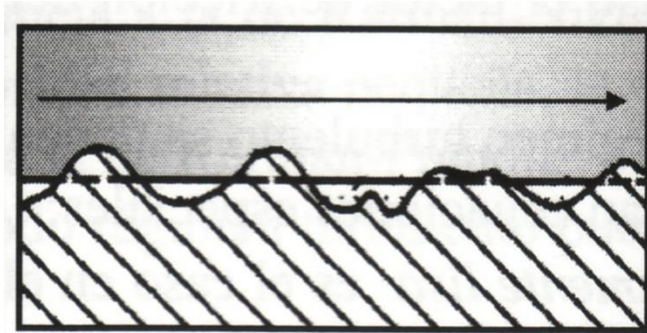
Figura No.21 Tubería hidráulicamente lisa



Fuente: Sanz, 2016.

- Tubería hidráulicamente rugosa, 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) (Figura No. 21).

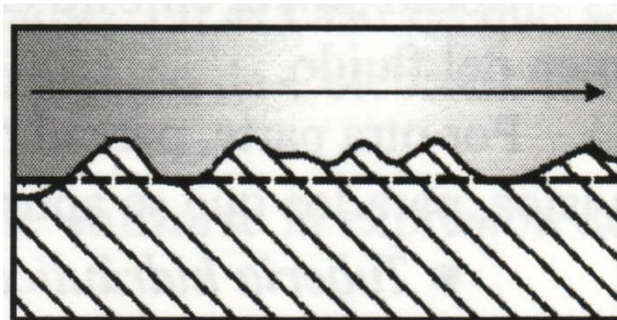
Figura No.22 Tubería hidráulicamente rugosa



Fuente: 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 la turbulencia (Sanz, 2016) (Figura No. 23).

Figura No.23 Tubería con dominio de la rugosidad



Fuente: Sanz, 2016.

3. Pérdidas singulares. Aparte de las pérdidas del fluido a lo largo de su recorrido por una tubería, en este caso la tubería forzada, existe pérdidas locales, llamadas generalmente pérdidas singulares, debidas a desprendimientos de la capa límite en elementos como (Sanz, 2016):

- Ensanchamientos bruscos o graduales de la sección de tubería.
- Estrechamientos bruscos o graduales de la sección de tubería.
- Entrada o salida de tubería.
- Válvulas.
- Codos, intersecciones y otros.

Estas pérdidas pueden ser pequeñas en muchos casos, aunque es interesante conocerlas, especialmente para casos de cálculos más detallados, o en modos de funcionamiento en los que influyen determinadamente. Para cada uno de los casos se determina un coeficiente K, que se aplicara para el cálculo de la pérdida de carga como (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006):

$$h_{p,i} = K_i * \frac{v_m^2}{2 * g}$$

Donde:

$h_{p,i}$ = Pérdida singular i expresada en altura. [m]

K_i = coeficiente de pérdida singular i.

v_m^2 = velocidad media del flujo. [m/s]

g = aceleración de la gravedad [m/s²]

Sumándose a la ecuación general de pérdida de carga de Darcy-Weissbach, esta se compondrá del término correspondiente a la pérdida en tubería más la suma de los causados en elementos singulares de la instalación (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006).

$$h_{p,total} = \left(f * \frac{L}{D} + \sum K_i \right) * \frac{v_m^2}{2 * g}$$

De esta manera este método permite hallar las pérdidas de carga de una forma común para todos los elementos de la instalación.

H. Aspectos básicos de centrales hidroeléctricas de bombeo

1. Potencia instalada. La potencia instalada P_{inst} , también denominada como potencia útil nominal, de una central hidroeléctrica se realiza a partir de la ecuación siguiente (Sanz, 2016):

$$P_{inst} = \gamma * Q_e * H_n * \eta_t * \eta_m * \eta_g * \eta_{tr}$$

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.

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. Para centrales hidroeléctricas se puede tomar, como primera aproximación, el producto de todos los rendimientos, comprendido entre 0.8 y 0.85 (Sanz, 2016).

Sin embargo, para un estudio en profundidad de la potencia generada para cada caudal, es conveniente e ideal tomar los valores exactos de los rendimientos. Si en vez del caudal de equipamiento se utiliza el caudal en un momento dado, la potencia corresponde a la potencia instantánea. En los saltos de media y gran altura podemos aceptar las variaciones del nivel entre la lámina de agua y el canal de descarga sean despreciables. (Sanz, 2016).

2. Energía producida y horas equivalentes. La energía producida en la central hidroeléctrica se obtiene del producto de la potencia generada por el número de horas en las que el generador trabaja a esa potencia. Cuando se habla al respecto del número de horas equivalentes se puede clasificar las centrales de la siguiente manera (Sanz, 2016):

- Centrales base, con un número de horas equivalentes en torno a 5,000 horas.
- Centrales semipunta, con un número de horas equivalentes en torno a 3,000 horas.
- Centrales punta, con un número de horas equivalentes en torno a 2,000 horas o menos.

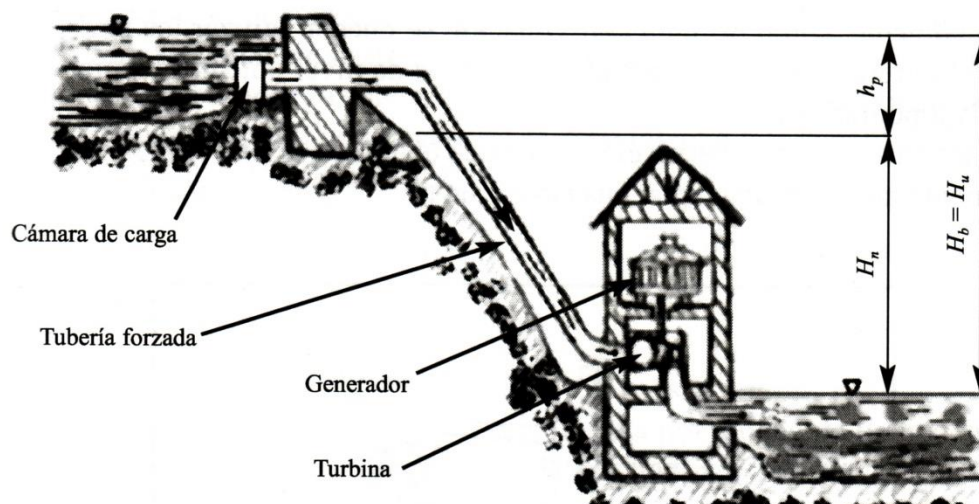
Las horas equivalentes pueden servir de guía para saber si una central está bien dimensionada. Si el número de horas equivalentes es muy elevado con respecto al número de horas de funcionamiento, puede indicarnos que eventualmente se puede aumentar la potencia instalada, y si, por el contrario, el número de horas equivalentes es bajo con respecto al número de horas de funcionamiento, indicaría que la central podría estar sobredimensionada (Sanz, 2016).

3. Altura de salto de agua. Sabiendo que la potencia y, por lo tanto, la energía producida, son directamente proporcionales a la altura del salto de agua del aprovechamiento. Normalmente llamamos altura del salto de agua a la distancia vertical recorrida por una masa de agua desde un determinado nivel superior a otro inferior. Básicamente, se distinguen cuatro tipos de salto (ver Figura N.24) (Sanz, 2016):

- Salto bruto (H_b). Es el salto total existente, y su valor es igual a 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 las turbinas de reacción corresponde al punto de devolución del agua al río, mientras que en el caso de las turbinas de acción el nivel inferior viene dado por el punto donde el agua golpea a 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). Corresponden a la pérdida de altura efectiva debido a rozamientos en los diversos elementos de conducción y control del caudal, desde el nivel en la cámara de carga y el nivel inferior (Sanz, 2016).
- Salto neto (H_n). Es el valor obtenido al restarle todas las pérdidas de carga al salto útil. Este es el salto empleado para el cálculo de la potencia de turbina (Sanz, 2016).

Figura No.24 Representación de las alturas



Fuente: Sanz, 2016.

4. Caudal. El caudal se define como el volumen de agua por unidad de tiempo que atraviesa una superficie. En general, el caudal de un aprovechamiento sufre grandes variaciones tanto estacionales como anuales, pudiéndose constatar la existencia de periodos húmedos, secos o medios, sin que exista un ciclo claramente definido. (Sanz, 2016).

Debido a estos motivos es necesario disponer del número de datos suficientes para asegurar que se abarcan todos ellos. Al menos se debe disponer un dato del caudal diario durante un periodo de 15 a 20 años, esto depende de la cuenca concreta que se analice. Al obtener todos estos datos se pueden obtener (Sanz, 2016):

- Curva de caudales medios diarios. Estas curvas representan el caudal medio diario de todos los años de los que se dispone de datos de caudal. Se obtiene calculando el promedio de los caudales de cada uno de los días del año (Sanz, 2016).

- Curva de caudales medios clasificados. Este tipo de curva 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. Según esta curva se puede determinar lo que son los siguientes caudales (Sanz, 2016):

- Caudal máximo alcanzado a lo largo del año (Q_M)

- Caudal mínimo esperado a lo largo del año (Q_m)

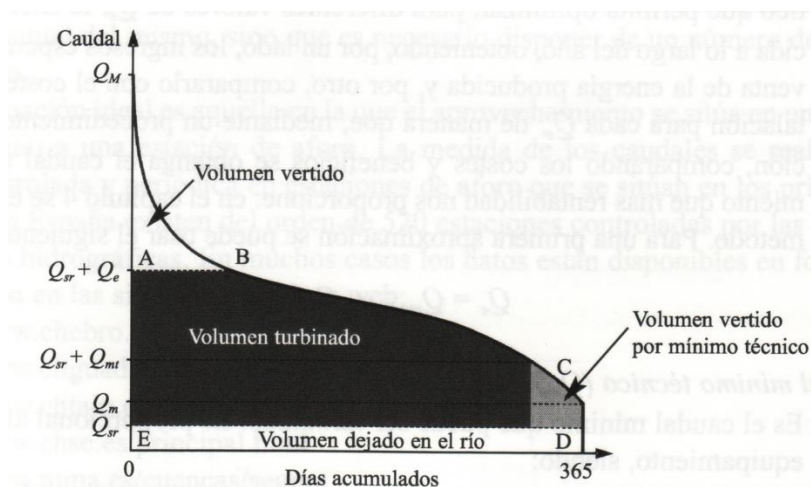
- Caudal de servidumbre (Q_{st}), el cual puede ser no turbinable y turbinable.

El primero es 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 de preexistentes (ver Figura No. 25); y el segundo es aquel caudal capaz de pasar por una turbina siempre y cuando no exista peligro para la fauna o se corra riesgo de que el río quede seco (ver Figura No. 26).

- Caudal de equipamiento (Q_e). es el caudal máximo que es posible turbinar. Se obtiene utilizando métodos técnico-económicos, el procedimiento consiste en obtener su valor con el que el área encerrada por el perímetro ABCDE (ver Figura No. 25) sea máxima, lo que implica que la energía producida es máxima. Sin embargo la mejor manera de obtenerlo es por medio de un software que permita optimizar para diferentes valores de Q_e . Para una primera aproximación se puede usar el siguiente calculo (Sanz, 2016):

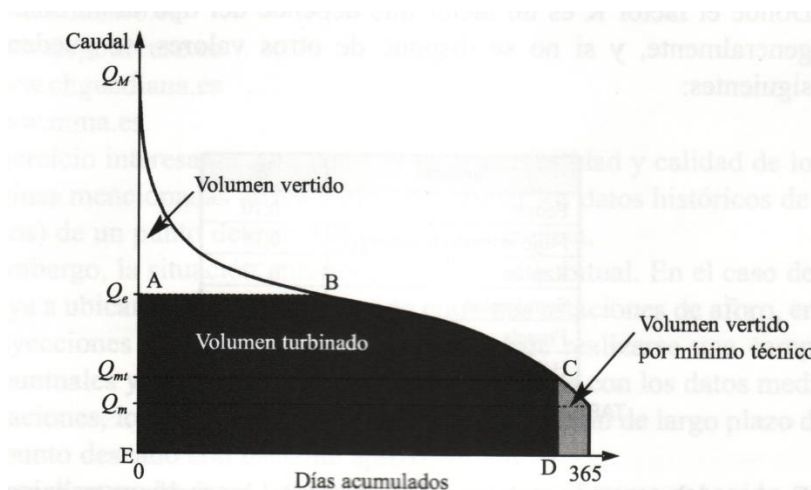
$$Q_e = Q_{medio} - Q_{sr}$$

Figura No.25 Curva de caudales medios clasificados no turbinable



Fuente: Sanz, 2016.

Figura No.26 Curva de caudales medios clasificados turbinable



Fuente: Sanz, 2016.

- Caudal mínimo técnico. (Q_{mt}), es el caudal mínimo posible de turbinar, este caudal es proporcional al caudal de equipamiento siendo:

$$Q_{mt} = K * Q_e$$

Donde el factor K depende del tipo de turbina que se utiliza; generalmente se puede utilizar los valores presentados en la Figura No. 27.

Figura No.27 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.

- Curva de caudales del año más seco. En esta curva se representa el caudal del año más seco del que se disponga, este tipo de curva es muy utilizada al momento de realizar el estudio de sensibilidad económica (Sanz, 2016).

I. Principios básicos para el cálculo de las bombas

1. **Altura total de aspiración.** Representa la presión a la entrada de la bomba. Es la suma algebraica de la altura estática de aspiración (distancia de la superficie libre del líquido al eje de la bomba), presión existente sobre el líquido y pérdidas de carga por rozamiento de la tubería de aspiración. Los dos primeros sumandos pueden ser positivos o negativos, pero el tercero es siempre negativo (Sanz, 2016).

2. **Altura total de impulsión.** Es la suma algebraica de la altura estática de impulsión, pérdida de carga en la impulsión y presión sobre el líquido en el punto de recepción. La diferencia entre las alturas totales de impulsión y de aspiración es la carga de la bomba, es decir, la energía que ha de ser conferida al fluido (Sanz, 2016).

3. Carga neta positiva de aspiración. Se representa por las siglas NPSH (de la expresión inglesa "Net Positive Suction Head") y es necesario diferenciar entre dos conceptos: la NPSH requerida ($NPSH_r$) y la NPSH disponible ($NPSH_{dis}$). La primera depende del diseño de la bomba y representa la energía necesaria para llenar la parte de aspiración de la misma y vencer las pérdidas por rozamientos y aumento de velocidad desde la conexión de aspiración hasta el punto donde se incrementa la energía. Es, por tanto, un valor que depende del diseño constructivo de la bomba y que debe suministrar el fabricante de la misma. La NPSH disponible es la diferencia entre la presión a la entrada de la bomba y la tensión de vapor del fluido a la temperatura de funcionamiento, medidas ambas en metros de columna de líquido (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006).

Lógicamente siempre deberá cumplirse que la $NPSH_{dis}$ sea mayor o igual que la $NPSH_r$. Por otro lado la $NPSH_{dis}$ siempre habrá de ser positiva y lo mayor posible, ya que de este modo se evitará que la presión a la entrada de la bomba descienda por debajo de la presión de vapor del fluido en las condiciones de temperatura existentes en dicho punto, lo que provocaría la aparición de burbujas de vapor, con el consiguiente peligro de que la bomba entre en cavitación lo que reduce su carga y eficacia al tiempo que daña el material de la misma, reduciendo seriamente la vida útil de la bomba (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006).

Para evitar la cavitación ($NPSH_{dis}$) ha de ser positiva y con un valor lo más alto posible, así cuando la bomba esté en carga la cavitación es más difícil que si se encuentra en succión (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006).

4. Zona de aspiración y expulsión. La zona de aspiración es la comprendida entre el tanque o reserva desde donde se bombeará el líquido y la bomba. Por su parte, el tramo situado a la salida de la bomba es lo que se conoce como línea o zona de impulsión. La energía que la bomba confiere al fluido se mide en términos de presión y es lo que se conoce como carga de la bomba (Cengel, Y. y Cimbala, J. 2006).

J. Elección del modelo de bomba adecuada

1. Bombas centrífugas. Muy extendidas, cuentan con una gran variedad de aplicaciones. Están especialmente indicadas para el manejo de productos de baja viscosidad, no siendo aptas para líquidos fuertemente aireados. Este tipo de bomba es el que se debe utilizar siempre que la aplicación concreta lo permita, ya que es la más barata en cuanto a compra, operación y mantenimiento, y también la más adaptable a diferentes condiciones de operación. Se recurrirá a ella para el bombeo de todo tipo de líquidos de relativamente baja viscosidad y que no requieran un tratamiento particularmente suave (Sanz, 2016).

2. Bombas de desplazamiento positivo. En todos los diseños, el fluido es aspirado hacia dentro de un volumen en expansión y luego se expulsa cuando ese volumen se contrae, pero el mecanismo que provoca que cambie el volumen es muy diferente entre los diversos diseños. Son ideales cuando se necesita alta presión, como en el bombeo de líquidos viscosos o mezclas, lodos o suspensiones espesas, y donde se necesita medir o despachar cantidades de líquido precisas (Sanz, 2016).

K. Otros aspectos importantes en el diseño de centrales hidroeléctricas de bombeo

1. Arreglo de máquinas Al inicio los sistemas de las centrales de bombeo, poseían cuatro máquinas separadas, y además un sistema de conducción presurizada adicional para el bombeo (además del convencional para la generación). Posteriormente este diseño fue cambiando y se empezaron a utilizar sistemas verdaderamente reversibles (Ortega, 2014). Los arreglos más utilizados son los siguientes (Warnick, 1994):

- Un sistema completo de bomba y motor, con un sistema separado pero completo de turbina y generador, teniendo un total de cuatro máquinas.
- Una bomba de etapas múltiples con una turbina de impulso, usando un motor/generador, teniendo en total tres máquinas.
- Una bomba de etapas múltiples y una turbina Francis con un motor/generador común, teniendo un total de tres máquinas.
- Una bomba de una sola etapa, y una turbina Francis, con un motor/generador común, teniendo un total de tres máquinas.
- Una bomba/turbina de una sola etapa y un motor/generador, teniendo un total de dos máquinas que poseen la capacidad de operar y cambiar de dirección o ser reversibles.
- Una bomba/turbina de múltiples etapas, con un motor generador, teniendo un total de dos máquinas.

Figura No.28 Tipos de arreglos para centrales de bombeo

Arreglo	Limitación de altura (m)	Relación entre el $Q_B^{[1]}$ y el $Q_T^{[1]}$	Eficiencia	Tiempo necesario para cambio de flujo
Una bomba/turbina de una etapa y un motor/generador común	500-750	0.8	Variable	Lento
Una bomba/turbina de varias etapas y un motor/generador común	1000	0.8	Variable	Lento
Bomba de una etapa y turbina Francis, con motor/generador común	500-750	Según se requiera	Alta	Rápido
Bomba de etapas múltiples y turbina Francis, con motor/generador común	700	Según se requiera	Alta	Rápido
Bomba de etapas múltiples con una turbina de impulso (Pelton), usando un motor generador común	1200	Según se requiera	Buena	Rápido
Sistema de bombeo y generación completamente separado	1200	Según se requiera	Buena	Rápido

Fuente: Ortega, 2014.

[1], Q_B , representa el caudal de bombeo y Q_T el caudal que se turbinaba

La experiencia en Europa ha privilegiado las combinaciones que tiene tres máquinas, sin embargo en Estados Unidos, la tendencia ha sido a favorecer arreglos con dos máquinas con unidades similares a turbinas tipo Francis como unidades reversibles. Las turbinas y bombas pueden ser montadas de manera que sus ejes sean verticales u horizontales para obtener menores dimensiones en las unidades (Warnick, 1984).

2. Pérdidas no hidráulicas. Además de las pérdidas hidráulicas, existen otras pérdidas que deberán ser consideradas en el diseño de centrales de bombeo. Estas pérdidas o aspectos son:

a. Evaporación en el reservorio. La evaporación en el reservorio depende de gran forma de la localización y tamaño de los reservorios. Reservorios poco profundos, localizado en climas tropicales y con largas superficies de superficie – almacenamiento, tienden a tener muchas más pérdidas que los reservorios más pequeños pero con más profundidad. Es mayor en clima árido y de mucho viento. Coeficientes de evaporación pueden ser utilizados para estimar estas pérdidas en los sistemas. Cuando las pérdidas por evaporación son muy altas se deberá de considerar utilizar fuentes suplementarias para rellenar el reservorio (MWH, 2009).

b. Pérdidas por filtraciones. Dependiendo de las condiciones geológicas del reservorio, una impermeabilización deberá ser considerada, Algunas filtraciones a través de la impermeabilización podrían ocurrir, sin embargo, sistemas para la detección y recolección de los mismos pueden ser implementados. Alguna fuente de filtración y pérdida mayor podría ser las pérdidas que se causen en obras de concreto con fracturas en los conductos (MWH, 2009).

c. Pérdidas en la transmisión. Las pérdidas en los sistemas de transmisión son función de la longitud de la línea, el voltaje y material de la misma. Durante la fase de planeación de los proyectos, las consideraciones en la línea deberán ser tomadas en cuenta y la importancia de las mismas deberá ser igual que las otras áreas del proyecto.

La selección del punto de interconexión deberá ser estudiada y analizada con cuidado. La interconexión podrá ser sobre la línea o en una subestación cercana (MWH, 2009).

Los estudios de carga, deberán determinar la potencia real de la central en sus momentos de generación y bombeo en pico. Tomando en cuenta la potencia reactiva y la potencia activa. Una central que se encuentra cerca de un área con problemas de voltaje y potencia reactiva, podrá proveer control para minimizar la potencia reactiva y así minimizar las pérdidas de transmisión (MWH, 2009).

3. Consideraciones de aspecto ambiental. Todos los proyectos que dependan de agua, requieren de consideraciones ambientales. Invertir en preservar o mantener sistemas acuíferos sanos, es importante. Temprano en el proyecto, el estudio de impacto ambiental podría reducir estos impactos y futuros retos podrían ser minimizados (Barnes, 2011).

Tomar en cuenta los impactos ambientales es clave para desarrollar proyectos. Los aspectos más importantes para reducir los mismos podrían ser: maximizar la caída o carga para minimizar el caudal requerido; Utilizar fuentes de agua no convencionales (tales como aguas residuales o depósitos de agua subterránea), y limpiar esas fuentes de ser necesario; la construcción de proyectos fuera del cauce del río para evitar emplazamientos grande en los mismos. Las consideraciones ambientales deberían ser estudiadas para cada caso en específico, sin embargo podrían llegar a ser beneficiosas para el medio ambiente si se estudian y resuelven en etapas tempranas del proyecto (Barnes, 2011.).

L. Mercado energético en Guatemala

1. Precio de la energía y demanda. *La Comisión Nacional de Energía (CNEE)*, en su página Web www.cnee.gob.gt, y *el Administrador del Mercado Mayorista (AMM)*, en su página Web www.amm.org.gt, publican informes diarios, mensuales y anuales del Sub-sector Eléctrico, que pueden ser consultados con libre acceso para conocimiento de la situación del Mercado Energético del país (Ortega, 2014).

2. Situación del mercado eléctrico nacional. A finales de la década de 1980, la política de desarrollo del Gobierno de la República de Guatemala reorientó el Subsector Eléctrico hacia una participación mixta entre el Sector Público y Privado tomando la decisión que el Gobierno no emprendería nuevas inversiones en generación, sino que dejaría que el crecimiento de la oferta de energía se hiciera únicamente con inversiones privadas. No obstante, el Estado conservó la propiedad de las principales hidroeléctricas (Chixoy, Aguacapa, Jurún, Marinalá, Los Esclavos y otras) (Ortega, 2014).

Al año de 1994, se promulgó la nueva ley del INDE (Instituto Nacional de Electrificación), la cual está orientada a limitar las decisiones monopólicas del Estado y facilitar la participación privada en los negocios del Subsector Eléctrico. Luego en noviembre del año de 1996, se emitió la Ley General de Electricidad, mediante la cual se crean las Entidades Sectoriales: CNEE, con atribuciones regulatorias y AMM con atribuciones operativas, tanto técnicas, como comerciales (Ortega, 2014).

En la medida que se fue fortaleciendo la aplicación del nuevo Marco Jurídico se fue creando un ambiente de confianza que ha permitido que se incremente la participación privada en la generación y comercialización de la energía eléctrica. Las inversiones han permitido el crecimiento de las variables que manifiestan que de un Sistema Eléctrico en crisis se ha llegado a un Sistema Eléctrico en franco desarrollo (Ortega, 2014).

3. Estructura del subsector eléctrico nacional

a. Ministerio de Energía y Minas (MEM). Es el órgano del estado responsable de formular y coordinar las Políticas, Planes de Estado, Programas Indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. También le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, así como a la explotación de los recursos mineros.

b. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Es el órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley de General de Electricidad, es el Ente Regulador que crea condiciones propicias y apagadas a la Ley para las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas, precios justos, medidas disciplinarias y todo el marco de acción que permita , a los Empresarios y Usuarios, condiciones de seguridad y reglas de acción claras en el Subsector Eléctrico.

c. Administrador del Mercado Mayorista (AMM). Es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, que asegura la competencia en un mercado libre, con reglas claras que promueven la inversión en el Sistema Eléctrico y que vela por el mantenimiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Guatemala.

d. Participantes del Mercado Mayorista. Son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Comercializadores), más el conjunto de empresas que sin tener la condición para ser participantes, realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujeto a regulación de precios.

V. METODOLOGÍA

Se determinó la mejor opción de viabilidad con respecto a la selección de bombas y el diseño de tuberías, realizando los siguientes pasos:

1. Se realizaron mediciones de la altura, con respecto al nivel del mar, a las que se encuentra el Lago de Amatitlán y el lugar donde se encontrara el embalse superior.
2. Según a las mediciones tomadas se calculó el salto neto, salto útil y salto neto disponibles.
3. A partir de la altura disponible, se calculó el caudal necesario para poder generar los 10 MW durante las horas pico.
4. Conociendo el caudal necesario se procedió a calcular el volumen mínimo de agua que debe de poseer el embalse superior para generar 10 MW.
5. Se determinó la altura de agua muerta que debe de poseer el embalse superior debido a la sumergencia y la altura debajo del bocatoma de prevención contra sólidos.
6. Conociendo la altura de agua muerta se dimensiono el tamaño del embalse superior.
7. Conociendo el volumen que debe de poseer el embalse superior y la cantidad de horas valle en las cuales se debe bombear, se calculó el caudal necesario por parte de la bomba.
8. Se realizó una serie de iteraciones para conocer el diámetro mínimo de la tubería de la bomba.

9. Se seleccionó la cantidad y tipo de bombas a utilizar.
10. De igual manera se escogió el tipo de chimenea de equilibrio más apropiada y se calculó la altura mínima que esta debe poseer.
11. Se hizo un detalle financiero y el diseño de la red de tubería para la primera selección.
12. Se realizó una segunda selección de la cantidad de bombas y tubería a utilizar para poder bombear al embalse superior, para la reducción de costos.
13. Se llevó a cabo un detalle financiero y el diseño de la red de tubería para la segunda selección.
14. Con ambos detalles financieros se procedió a compararlos para conocer el porcentaje que reduce la inversión de esta sección de la implementación.

VI. RESULTADOS

En este trabajo los resultados se presentan en cinco etapas: Identificación y determinación de sitios, Diseño y selección de la red de tubería, Selección de bombas, Costo de implementación del proyecto y Reducción de costos de implementación del proyecto.

A. Identificación y determinación de sitios

La ubicación del lugar geográfico donde se encontrará la hidroeléctrica de bombeo fue proporcionada por parte de la empresa *Energy Resources Capital Corp.* (ERCC), la cual tiene como enfoque principal la implementación de energías renovables en Guatemala, el sitio indicado por ERCC para generar un estudio de viabilidad fue el lago de Amatitlán, ubicado en el departamento de Guatemala.

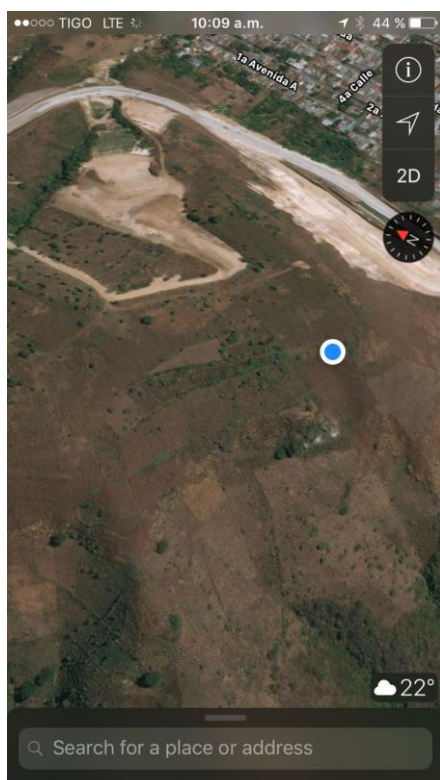
Se realizó una visita de sitio el día lunes 19 de junio del presente año, la cual tuvo como principal finalidad conocer el lugar geográfico, para determinar la posición del embalse superior para realizar la toma de medida de salto bruto, por medio de diferencia de alturas; de igual forma se ubicó el lugar donde podrían estar las bombas hidráulicas para el llenado del embalse superior.

1. Determinación de sitio para embalse superior. Se eligió un área donde el terreno fuese más plano, con el fin de minimizar las obras de excavación, la cual es localizada con las coordenadas:

- 14° 29' 23'' N
- 90° 35' 54'' W

En siguientes figuras se puede observar el área anteriormente mencionada.

Figura No.29 Posición embalse superior



Fuente: Google Maps.

Figura No.30 Coordenadas de posición embalse superior



Fuente: app. Altímetro de viaje LT .

Figura No.31 Vista desde embalse superior



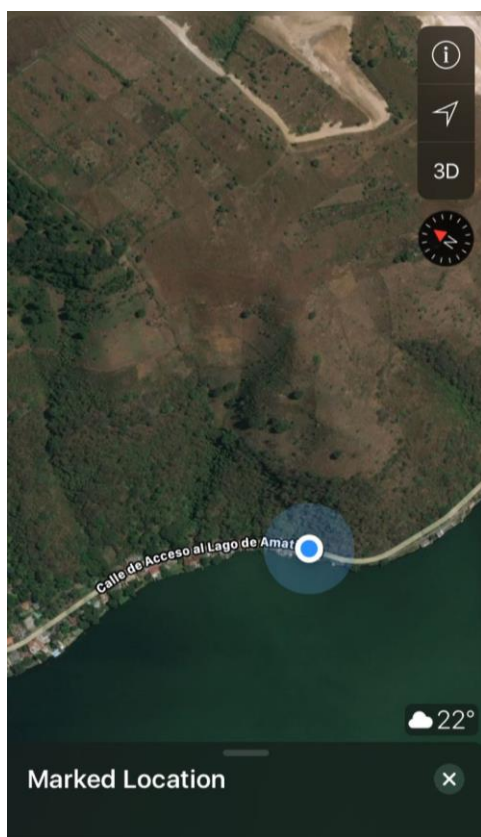
Fuente: Elaboración propia

2. Determinación de sitio para bombas. Se eligió un área de terracería que se localiza según las coordenadas:

- $14^{\circ} 29' 18''$ N
- $90^{\circ} 36' 14''$ W

En siguientes figuras se puede observar el área anteriormente mencionada.

Figura No.32 Posición embalse inferior



Fuente: Google Maps.

Figura No.33 Coordenadas de posición embalse inferior



Fuente: app. Altímetro de viaje LT .

Figura No.34 Vista desde embalse infeior



Fuente: Elaboración propia

3. Altura de embalse superior e instalación de bombas. Se realizó la toma de medidas de altura sobre el nivel del mar para el embalse superior e instalación de bombas, en las coordenadas de sitios determinadas.

Tabla No.1: Altura de embalse superior e instalación de bombas

Embalse superior	Instalación de bombas
1, 499 m	1, 196 m

B. Diseño y selección de la red de tubería

Para el diseño y la selección de la red de tubería del proyecto se realizó una búsqueda de criterios y se realizaron distintos cálculos, los cuales se presentan a continuación:

1. Salto bruto y salto útil. El salto bruto es igual a 303 m. El salto útil es igual al salto neto, ya que se se trata de una central hidroeléctrica de bombeo.

2. Perdidas de carga. Las pérdidas de carga son de 30.3 m, equivalente aproximadamente al 10% del salto bruto, que representa las pérdidas por fricción del agua en las paredes de las tuberías.

3. Salto neto. El salto neto se obtiene por medio de las pérdidas de carga y el salto útil. Se obtuvo un salto neto de 272.7 m.

4. Embalse superior. El volumen de agua necesario para generar los 10 MW, se calculó luego de conocer el caudal de equipamiento (Q_e), el cual se encontró a través de la Ecuación del punto 1 del apartado H en el capítulo IV, en la cual, al momento de sustituir se fijó:

- La potencia instalada de 10,000 kW.
- El peso específico del agua de 9.81 kW/m^3
- El salto neto de 303 m,

Para los rendimientos de la turbina, multiplicador, generador y transformador, se puede tomar como primera aproximación un valor de 0.8 como el resultado del producto de todos los rendimientos (Sanz, 2014).

Se obtuvo un caudal de equipamiento igual a $4.67 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$. Este valor se multiplicó por 4 horas, equivalentes a las horas pico. Y se encontró un volumen de agua de $14,400 \text{ m}^3$ para el embalse superior.

5. Sumergencia del bocatoma. Se calculó la sumergencia de la bocatoma con las ecuaciones desarrolladas por medio de pruebas de laboratorio en St. Anthony Falls de la Universidad de Minnesota, EEUU por Gulliver, Rindels y Lindblom para encontrar una región de seguridad en la cual no se producen vórtices (ver Figura No. 35).

$$S > 0.7 D$$

Y

$$\frac{V}{\sqrt{g D}} < 0.5$$

Donde:

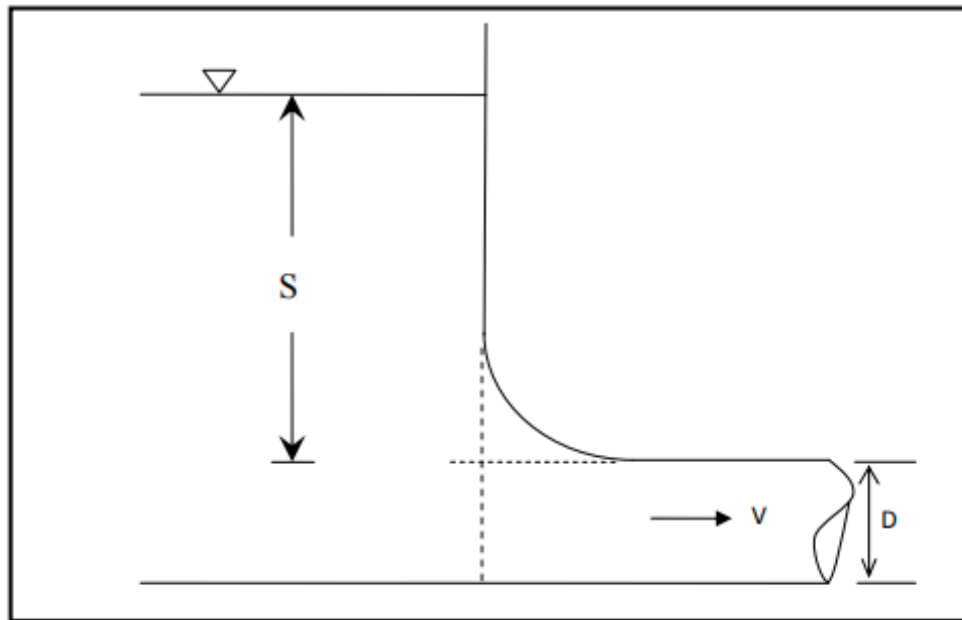
S = Sumergencia [m].

V = Velocidad media del agua en la tubería [m/s].

D = Diámetro de la tubería [m].

g = Aceleración de la gravedad [m/s²]

Figura No.35 Medida de la sumergencia Gulliver, Rindels y Lindblom



Fuente: Sanz, 2016.

Se determinó la sumergencia de bocatoma a través de la iteración a base de diferentes tamaños de diámetros de tubería, dicha iteración se muestra en la siguiente tabla:

Tabla No.2: Sumergencia de bocatoma a diferentes diámetros de tubería

Diámetro (ft)	Diámetro (m)	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	< 0,5	Sumergencia (m)
2,00	0,61	0,29	4,67	16,00	6,54	0,43
2,25	0,69	0,37	4,67	12,64	4,87	0,48
2,50	0,76	0,46	4,67	10,24	3,75	0,53
2,75	0,84	0,55	4,67	8,46	2,95	0,59
3,00	0,91	0,66	4,67	7,11	2,37	0,64
3,25	0,99	0,77	4,67	6,06	1,94	0,69
3,50	1,07	0,89	4,67	5,22	1,62	0,75
3,75	1,14	1,03	4,67	4,55	1,36	0,80
4,00	1,22	1,17	4,67	4,00	1,16	0,85
4,25	1,30	1,32	4,67	3,54	0,99	0,91
4,5	1,37	1,48	4,67	3,16	0,86	0,96
4,75	1,45	1,65	4,67	2,84	0,75	1,01
5	1,52	1,82	4,67	2,56	0,66	1,07
5,25	1,60	2,01	4,67	2,32	0,59	1,12
5,5	1,68	2,21	4,67	2,12	0,52	1,17
5,75	1,75	2,41	4,67	1,94	0,47	1,23
6	1,83	2,63	4,67	1,78	0,42	1,28
6,25	1,91	2,85	4,67	1,64	0,38	1,33
6,5	1,98	3,08	4,67	1,51	0,34	1,39
6,75	2,06	3,32	4,67	1,40	0,31	1,44
7	2,13	3,58	4,67	1,31	0,29	1,49
7,25	2,21	3,84	4,67	1,22	0,26	1,55
7,5	2,29	4,10	4,67	1,14	0,24	1,60
7,75	2,36	4,38	4,67	1,07	0,22	1,65
8	2,44	4,67	4,67	1,00	0,20	1,71

Donde se eligió una sumergencia de 2 m para utilizar una tubería entre 1.75 m a 2,82 m de diámetro.

6. Chimenea de equilibrio. De los cuatro tipos de chimeneas de equilibrio, se escogió para la implementación en la central hidroeléctrica de bombeo la: chimenea de equilibrio simple.

Tabla No.3: Ventajas y desventajas de una chimenea de equilibrio simple

Tipo	Ventajas	Desventajas
Simple	<ul style="list-style-type: none"> • Facilidad para construir y realización de cálculos de altura necesaria. • Bajos Costos de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • No soporta alta carga o grandes descargas. • No posee un reservorio secundario adicional. • Normalmente construcción sobre el nivel del suelo.

Tabla No.4: Dimensiones de chimenea de equilibrio simple

Descripción	Valor
Diámetro de chimenea de equilibrio simple	2,00 m
Velocidad dentro de la tubería	1,49 m/s
Altura máxima de elevación del agua sobre el nivel de espejo	19, 00 m
Factor de seguridad para la altura máxima de elevación del agua	1,50

El diámetro de la chimenea de equilibrio debe ser igual a la tubería de generación, que es de 2,00 m para este caso. La altura máxima de elevación del agua es de 12,17 m, está se modificó por el factor de seguridad igual a 1.50 que dio como resultado una altura de 19,00m aproximadamente.

Para el cálculo de la altura máxima de elevación del agua sobre el nivel de espejo de agua, se conocía el largo de tubería de generación, el caudal, la velocidad y se definió que el diámetro de la tubería es igual al diámetro de la chimenea. Por lo que se procedió al cálculo el área de la tubería (A) que es igual al área de la chimenea (At):

$$A = At = 3,14 \text{ m}^2$$

Además, se calculó nuevamente la velocidad del fluido a través de la tubería, ya que es directamente proporcional al área:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{4,67 \text{ m}^3/\text{s}}{3,14 \text{ m}^2} = 1,49 \text{ m/s}$$

Se calculó el área de la tubería, el área de la chimenea de equilibrio y la velocidad del fluido a través de la tubería para sustituir estos valores en la ecuación de la máxima elevación (S):

$$S = V \sqrt{\frac{A * L}{At * g}}$$

$$S = \left(1,49 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right) * \sqrt{\frac{3,14 \text{ m}^2 * 658 \text{ m}}{3,14 \text{ m}^2 * 9,81 \text{ m/s}^2}}$$

$$S = 12,17 \text{ m}$$

7. Dimensiones del embalse superior

Tabla No.5: Dimensiones del embalse superior

Largo de embalse superior	Ancho de embalse superior	Profundidad de embalse superior
20.0 m	35.0 m	26.0 m

El cálculo de las medidas del embalse superior se basó sobre el volumen mínimo, el cual es de 14,400 m³, este valor se corrigió inicialmente determinando una profundidad aproximadamente de 21.0 m que dio como resultado un volumen de agua disponible para generación de energía igual a 14,700 m³. Posteriormente, se tomó en cuenta la altura de agua muerta, la cual se definió de 3 m de profundidad, ya que se determinó 1 m de profundidad por debajo de la toma de agua y la altura de sumergencia, corrigiendo la profundidad de excavación total de 26.0 m dando un volumen de 18,200.00 m³.

8. Red de tubería para bombeo

Tabla No.6: Propiedades del fluido

DESCRIPCIÓN	VALOR
Fluido	Agua
Densidad	1000 kg/m ³
Viscosidad	0.001 kg/(s*m)
Velocidad dentro de la tubería	12.76 m/s
Número de Reynolds	1.624.653,66
Tipo	Turbulento

Debido a que el tipo del flujo es turbulento, se procedió a realizar una serie de iteraciones utilizando la ecuación Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \log \left[\frac{6,9}{Re} + \left(\frac{\varepsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} \right]$$

La cual para ser utilizada en la iteración se debió de dejar en términos de caudal (Q), pérdidas locales (h_f), rugosidad del material (ε), largo de tubería (L), viscosidad cinemática (ν) y diámetro de la tubería (D); en donde se desprecian las pérdidas locales y se demostró con $\Delta Z = h_f$. Obteniendo la ecuación siguiente:

$$D = \left(\frac{4Q}{\pi \sqrt{\frac{2gh_f}{L}}} \right)^{\frac{2}{5}} * \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51\nu}{D^{\frac{3}{2}} \sqrt{\frac{2gh_f}{L}}} \right) \right]^{\frac{2}{5}}$$

(1)
(2)

Tabla No.7: Iteración para selección de diámetro de tubería de bombeo

Diámetro (m)	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Visc. Cinemática (m ² /s)	Altura (m)	Rugosidad (m)	1	2	Diámetro (m)
2,00	3,14	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,3921	0,2144253352
0,21	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4275	0,2337944218
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329068170
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329455675
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329438721
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329439463
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329439430
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329439432
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329439432
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329439432
0,23	0,04	0,5104	0,000001	300	0,000045	0,5469	0,4259	0,2329439432

Tabla No.8: Propiedades de la tubería para red de tubería para bombeo

DESCRIPCIÓN	VALOR
Material	Acero Comercial
Rugosidad (ϵ)	0,000045 m
Diámetro	0,250m

Tabla No.9: Cantidad de materiales de red de tubería para bombeo

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Unidades)
Tubería de acero comercial de 0,250m de diámetro y 12 m de largo	57
Uniones entre tubos de acero comercial de 0,250m de diámetro	55
Codos a 45° de acero comercial de 0,250m de diámetro	2
Válvulas antirretorno de 0,250m de diámetro	2

9. Red de tubería para generación

Tabla No.10: Propiedades de la tubería de red de tubería para generación

DESCRIPCIÓN	VALOR
Material	Acero comercial
Rugosidad (ϵ)	0,000045 m
Diámetro	2,00 m

Como lo muestra la Tabla No.2: Sumergencia de bocatoma a diferentes diámetros de tubería, el diámetro que se definió para la tubería de presión se debe encontrar en un rango de 1,75 m a 2,85m.

Tabla No.11: Cantidad de materiales de red de tubería para generación

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (Unidades)
Tubería de acero comercial de 2,0m de diámetro y 12 m de largo	42
Uniones entre tubos de acero comercial de 2,0 m de diámetro	40
Codos a 45° de acero comercial de 2,0m de diámetro	2
Rejillas de limpieza	2
Válvula de mariposa de 2,0m de diámetro	1
Tee de 2,0 m	1

C. Selección de bombas

Se seleccionó el uso de bombas tipo centrífugas en este proyecto. Para determinar la cantidad y potencia más adecuada se realizó una iteración con el diámetro de 0,25 m (ver Tabla No.12), donde se eligió 4 bombas centrífugas con una potencia igual a 400 kW, y una potencia global de 1,6 MW.

Tabla No. 12 Iteración para selección de bombas con 0,25 m de diámetro

bombas	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	Reynolds	F	hm (m)	hf (m)	H (m)	kW / bomba	Potencia total (MW)
1	0,05	0,51	10,40	2599445,85	0,01	74,50	208,09	582,59	2917,04	2,92
2	0,05	0,26	5,20	1299722,93	0,01	18,63	53,30	371,92	931,12	1,86
3	0,05	0,17	3,47	866481,95	0,01	8,28	24,21	332,49	554,92	1,66
4	0,05	0,13	2,60	649861,46	0,01	4,66	13,89	318,54	398,74	1,59
5	0,05	0,10	2,08	519889,17	0,02	2,98	9,05	312,03	312,47	1,56
6	0,05	0,09	1,73	433240,98	0,02	2,07	6,39	308,46	257,41	1,54
7	0,05	0,07	1,49	371349,41	0,02	1,52	4,77	306,29	219,08	1,53
8	0,05	0,06	1,30	324930,73	0,02	1,16	3,70	304,87	190,81	1,53
9	0,05	0,06	1,16	288827,32	0,02	0,92	2,96	303,88	169,06	1,52
10	0,05	0,05	1,04	259944,59	0,02	0,75	2,43	303,18	151,80	1,52

D. Costos de implementación del proyecto

Tabla No.13: Propuesta 1

Descripción	Costo
Excavación y preparación de sitio	\$ 350,316.29
Bombas centrífugas de 400W	\$ 27,250.00
Tubería y accesorios para bombeo	\$ 68.792,66
Tubería y accesorios para generación y chimenea de equilibrio	\$ 106,550.30
TOTAL	\$ 552,933.88

*Estos costos incluyen materiales y mano de obra por instalación

Esta tabla presenta el resumen de los costos de inversión que se encuentran a detalle en la sección de Anexos B.

E. Reducción de costos

Para la reducción de costos del proyecto se procedió a cambiar la selección de las bombas a partir de la modificación del diámetro de la tubería en la red de bombeo.

1. Selección de bomba y diámetro de tubería. Inicialmente con la ecuación de Colebrook y de iteraciones se encontró un diámetro de 0,25m para soportar el caudal necesario, el cual representa el diámetro mínimo a utilizar. Por lo que, para la reducción de costos se procedió a realizar nuevamente el proceso de selección de bombas utilizando diámetro de tubería de 0,3 m, 0,4 m y 0,5 m.

Para la tubería con un diámetro de 0,3 m se seleccionó el uso de tres bombas centrífugas de una potencia igual a 524 kW, y una potencia global de 1,57 MW.

Tabla No.14 Iteración para selección de bombas con 0,3 m de diámetro

bombas	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	Reynolds	F	hm (m)	hf (m)	H (m)	kW / bomba	Potencia total (MW)
1	0.07	0.51	7.22	2166204.88	0.01	35.93	81.53	417.46	2090.23	2.09
2	0.07	0.26	3.61	1083102.44	0.01	8.98	21.05	330.03	826.24	1.65
3	0.07	0.17	2.41	722068.29	0.01	3.99	9.62	313.61	523.42	1.57
4	0.07	0.13	1.81	541551.22	0.01	2.25	5.55	307.79	385.28	1.54
5	0.07	0.10	1.44	433240.98	0.02	1.44	3.63	305.07	305.49	1.53
6	0.07	0.09	1.20	361034.15	0.02	1.00	2.57	303.57	253.33	1.52
7	0.07	0.07	1.03	309457.84	0.02	0.73	1.92	302.66	216.49	1.52
8	0.07	0.06	0.90	270775.61	0.02	0.56	1.50	302.06	189.05	1.51
9	0.07	0.06	0.80	240689.43	0.02	0.44	1.20	301.65	167.82	1.51
10	0.07	0.05	0.72	216620.49	0.02	0.36	0.99	301.35	150.89	1.51

Para la tubería con un diámetro de 0,4 m se seleccionó el uso de dos bombas centrífugas de una potencia igual a 771 kW, y una potencia global de 1,54 MW.

Tabla No.15 Iteración para selección de bombas con 0,4 m de diámetro

bombas	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	Reynolds	F	hm (m)	hf (m)	H (m)	kW / bomba	Potencia total (MW)
1	0,13	0,51	4,06	1624653,66	0,01	11,37	18,76	330,13	1652,98	1,65
2	0,13	0,26	2,03	812326,83	0,01	2,84	4,92	307,76	770,49	1,54
3	0,13	0,17	1,35	541551,22	0,01	1,26	2,27	303,54	506,61	1,52
4	0,13	0,13	1,02	406163,41	0,01	0,71	1,32	302,03	378,07	1,51
5	0,13	0,10	0,81	324930,73	0,02	0,45	0,87	301,32	301,75	1,51
6	0,13	0,09	0,68	270775,61	0,02	0,32	0,62	300,94	251,13	1,51
7	0,13	0,07	0,58	232093,38	0,02	0,23	0,47	300,70	215,09	1,51
8	0,13	0,06	0,51	203081,71	0,02	0,18	0,36	300,54	188,10	1,50
9	0,13	0,06	0,45	180517,07	0,02	0,14	0,29	300,43	167,14	1,50
10	0,13	0,05	0,41	162465,37	0,02	0,11	0,24	300,35	150,39	1,50

Para la tubería con un diámetro de 0,5 m se seleccionó el uso de dos bombas centrífugas de una potencia igual a 759 kW, y una potencia global de 1,52 MW.

Tabla No. 16 Iteración para selección de bombas con 0,5 m de diámetro

bombas	Área (m ²)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	Reynolds	F	hm (m)	hf (m)	H (m)	kW / bomba	Potencia total (MW)
1	0.20	0.51	2.60	1299722.93	0.01	4.66	6.06	310.72	1555.77	1.56
2	0.20	0.26	1.30	649861.46	0.01	1.16	1.61	302.78	758.01	1.52d
3	0.20	0.17	0.87	433240.98	0.01	0.52	0.75	301.27	502.82	1.51
4	0.20	0.13	0.65	324930.73	0.01	0.29	0.44	300.73	376.44	1.51
5	0.20	0.10	0.52	259944.59	0.02	0.19	0.29	300.48	300.90	1.50
6	0.20	0.09	0.43	216620.49	0.02	0.13	0.21	300.34	250.63	1.50
7	0.20	0.07	0.37	185674.70	0.02	0.10	0.16	300.25	214.77	1.50
8	0.20	0.06	0.32	162465.37	0.02	0.07	0.12	300.20	187.89	1.50
9	0.20	0.06	0.29	144413.66	0.02	0.06	0.10	300.16	166.99	1.50
10	0.20	0.05	0.26	129972.29	0.02	0.05	0.08	300.13	150.27	1.50

2. Reducción de costos. Para la reducción de costos del proyecto se determinó como segunda opción una tubería de 0,4 m de diámetro utilizando dos bombas centrífugas de una potencia igual a 771 kW, y una potencia global de 1,54 MW. Se modificó el costo en el listado de implementación del proyecto, como se muestra a continuación:

Tabla No.17: Costos de inversión

Costo inicial	Costo reducido	Diferencia entre costo inicial y costo reducido	Porcentaje de ahorro
\$ 552,933.88	\$ 526,690.94	\$ 26,242.93	5%

VII. DISCUSIÓN

El objetivo de este trabajo fue determinar la cantidad y tipo de bombas, así como diseñar la red de tubería para la implementación de una central hidroeléctrica de bombeo en el lago de Amatitlán ubicada en Guatemala, lo cual se cumplió a través de dimensionar y seleccionar la tubería adecuada para la tubería forzada y galería de conducción del sistema de generación; determinar adecuadamente el tipo y la cantidad de bombas a utilizar en la central hidroeléctrica de bombeo.

Además, se realizó un listado detallado sobre todos los costos implicados para la implementación del proyecto con respecto a las bombas y la red de tuberías; proporcionando así la información necesaria sobre el sistema de bombeo y la red de tuberías para realizar adecuadamente el análisis financiero. Este proyecto se trabajó en cinco etapas para facilidad del manejo de información.

Se inició en la primera etapa contactando a la empresa “*Energy Resources Capital Corp.* (ERCC)”, empresa dedicada al desarrollo de proyectos enfocados en energías renovables en Guatemala, debido al interés que presenta en la implementación de una planta hidroeléctrica de Guatemala. ERCC proporcionó el lugar para la implementación de dicha planta, puesto que, a través de este estudio en complemento con otros módulos, planea generar un estudio de viabilidad para este proyecto.

El lago de Amatitlán fue elegido como un lugar conveniente para la implementación de una planta hidroeléctrica en Guatemala ya que es considerado un tanque de almacenamiento forzado debido a los desechos de la ciudad que llegan al lago por medio del río Villalobos. Este lago funciona como un embalse regulador para la presa hidroeléctrica Jurun Marinala. Además, proporciona un área adecuada para las obras de excavación y presenta una localización de mayor accesibilidad con el embalse inferior.

Cuando se determinó el área geográfica del embalse superior, se procedió a realizar una visita, donde se descendió a las orillas del Lago de Amatitlán, con el fin de encontrar el lugar geográfico donde se ubicarán las bombas hidráulicas y la casa de máquinas donde se establecerá la turbina. Como resultado de la búsqueda se eligió un área de terracería, en la cual no existieran viviendas, y se tuviese la mayor cantidad de área superficial para la instalación del equipo anteriormente mencionado.

Durante la visita se utilizó la aplicación “altímetro de viaje Lite” de Branchen King Ltd. para realizar la toma de alturas sobre el nivel del mar del área de ubicación para el embalse superior e instalación de bombas. Esta aplicación presenta la ventaja de uso fácil y confiabilidad de un resultado debido a que utiliza GPS para mayor precisión y datos topográficos que se encuentran en la red de Internet. Con base a las mediciones de alturas respecto al nivel del mar, tomadas en la visita de sitio, se obtuvieron datos como se muestran en la Tabla No.1 “Altura del embalse superior e instalación de bombas”, luego de realizar simples cálculos matemáticos (restas).

En la segunda etapa del proyecto que corresponde al diseño y selección de la red de tubería, se eligió que la planta debe generar de 10MW, debido a que representa un aporte más visible, en discusión con ERCC, y se estima que es más viable una generación de 10 MW comparado con 5MW, lo cual se tenía pensado generaría inicialmente la planta.

Se encontró un salto bruto igual a 303,0 m según las mediciones de alturas respecto al nivel del mar, este dato es el resultado de restar la medición de la altura de la casa de máquinas con respecto a la medición de altura del embalse superior. Para este caso el salto neto es igual al salto bruto debido a que como se muestra en la Figura No.3, el salto neto debe ser a la altura de espejo de agua, al igual que el salto bruto. Esto se cumple, si y solo si se trata de centrales hidroeléctricas de bombeo; de lo contrario se procedería a realizar el cálculo correspondiente.

Luego se procedió al cálculo de las pérdidas de carga, que representan las pérdidas por fricción del agua en las paredes de las tuberías. Debido a que se carece del levantamiento topográfico se puede asumir que “las pérdidas de carga son aproximadamente el 10% del salto bruto” (Castro, 2006).

El volumen para el embalse superior fue de 14,400 m³, éste se encontró con el caudal de equipamiento, $4.67 \frac{m^3}{s}$, multiplicado por 4 horas, equivalentes a las horas pico según el acuerdo Gubernativo número 299-98, “Reglamento del administrador del mercado mayorista” en el Artículo 87.

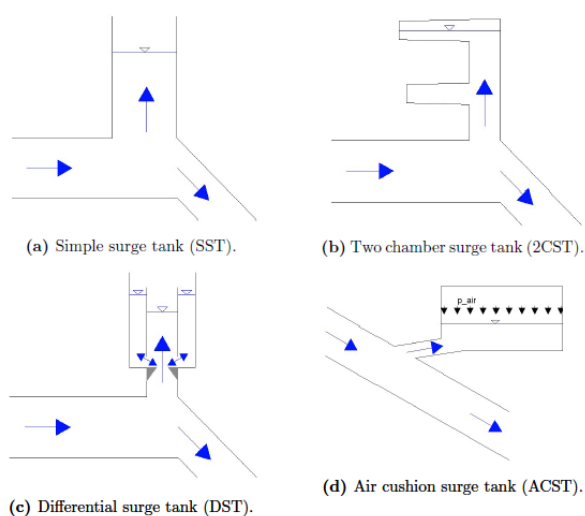
Para este tipo de proyectos se debe de tener en consideración la sumergencia requerida para que no se generen vórtices, los cuales podrían causar el ingreso de aire a los conductos, generando el colapso interno de los mismos. Cuando se habla de sumergencia nos referimos a la columna de agua mínima requerida sobre la entrada al conducto presurizado. Gulliver, Rindels y Lindblom fueron investigadores que se dedicaron a encontrar una región de seguridad en la cual no se producen vórtices por medio de diferentes ecuaciones desarrolladas de pruebas en el Laboratorio de Hidráulica en St. Anthony Falls de la Universidad de Minnesota, EEUU, que se muestran en el inciso 5, apartado B en el Capítulo VI Resultados.

Se determinó la sumergencia necesaria para evitar la generación de vórtices, por medio de iteraciones, con el criterio de seguridad: $<0,5$ para encontrar el diámetro de la tubería efectivo para la operación que se pretende alcanzar. Se eligió una sumergencia de 2,0 m, como se muestra en Tabla No.2: “Sumergencia de bocatoma a diferentes diámetros de tubería”, se elige 2,0 m del rango entre 1.75 m a 2,82 m de diámetro por las siguientes razones: un diámetro estándar de adquisición y según la Tabla No.2: “Sumergencia de bocatoma a diferentes diámetros de tubería” el criterio de seguridad no posee una variación significativa para este diámetro.

El siguiente paso fue escoger la chimenea de equilibrio apta para el proyecto. Debido a que el costo de una tubería capaz de soportar el golpe de ariete es muy elevado, se calculó las dimensiones necesarias para implementar una chimenea de equilibrio, y así evitar el colapso de la red de tubería debido a este fenómeno.

En la actualidad existen cuatro diferentes formas que puede llegar a tener una chimenea de equilibrio las cuales son: simple, de dos cámaras, diferencial y amortiguamiento de aire (Figura No.36). Para determinar el diseño adecuado de la central hidroeléctrica se analizaron las ventajas y desventajas de estos cuatro tipos de chimenea de equilibrio (ver Anexo A).

Figura No.36 Formas de chimeneas de equilibrio



Fuente: Sanz, 2016.

De los cuatro tipos de chimeneas de equilibrio, se escogió para la implementación en la central hidroeléctrica de bombeo la chimenea de equilibrio simple, debido a que es la más adecuada para las condiciones de trabajo a las que se verá sometida. Esta chimenea tendrá un diámetro de 2,0 m igual a la tubería de generación. Para la calculó de las dimensiones de chimenea de equilibrio (ver Tabla No.4), se procedió a determinar la altura máxima de elevación del agua sobre el nivel de espejo del agua, la cual es de de 12,17 m, aplicando un factor de seguridad de 1,5 se obtiene un valor de 18,26 m, el cual se aproxima a 19 m de altura.

Para calcular la altura máxima de elevación del agua sobre el nivel de espejo de agua, se conoce el largo de tubería de generación, el caudal, la velocidad y que el diámetro de la tubería es igual al diámetro de la chimenea, 2,0 m. Lo que se observa en el inciso 6, apartado B en el Capítulo VI Resultados.

Se calculó la dimensión del embalse superior (ver Tabla No.5), utilizando la herramienta Google Earth se estableció un ancho de 20,0m y un largo de 35,0m para el área superficial. Sin embargo, esto no se puede aplicar para la estimación de la profundidad de excavación del embalse superior, ya que se debe tomar en cuenta que existe una altura de agua muerta, la cual está compuesta por una altura debajo de la toma de agua y la altura de sumergencia, la cual es por encima de la toma de agua. Para la altura por debajo de la toma de agua se estimó 1 m de profundidad, por regla gruesa; esta altura es importante ya que asegura que cualquier tipo de sedimento quede en el fondo del embalse evitando que entre a la conducción de tubería.

Finalmente, para la construcción de la red de tubería se procedió a: determinar las propiedades del fluido, seleccionar el material de la tubería para poder conocer sus propiedades, determinar el diámetro efectivo de la tubería y así obtener la cantidad de materiales de la red de tubería para bombeo, como se observa en la Tabla No.9.

Se calculó el número de Reynolds del fluido para conocer el tipo de flujo, se obtuvo un número de Reynolds de 1.624.653,66 lo cual determinó que el flujo que se maneja es turbulento por el criterio: $Re > 4000$ "Turbulento".

Seguidamente se procedió a realizar una serie de iteraciones utilizando la ecuación Colebrook, se eligió esta ecuación ya que el flujo es turbulento, cabe mencionar que antes de iniciar con la iteración se seleccionó como material de la tubería: acero comercial, para conocer sus propiedades como la rugosidad ($\epsilon = 0,000045$ m) y utilizarlas como se observa en Lo que se observa en el inciso 8, apartado B en el Capítulo VI

Resultados. Como resultado de las iteraciones se obtuvo un diámetro de 0,2329 m para la tubería, el cual se aproximó al diámetro comercial siguiente que sería 0,250m.

Es importante mencionar que las tuberías para este caso serán enterradas en la superficie debido a que los cálculos se basaron con este criterio para que el flujo se desarrolle completamente dentro de la tubería y no se requiera mayor potencia de la bomba, si el caso fuera contrario, es decir, que la tubería estuviera fuera o sobre la superficie. Finalmente, se propuso el diseño de tubería (ver Anexo D y E).

En la tercera etapa se procedió a seleccionar la bomba a utilizar en el proyecto; de los diferentes tipos de bombas que existen, se seleccionó el tipo de “bombas centrífugas” porque pertenece a la familia de bombas dinámicas, debido a que se busca una impulsión del agua hacia una altura. Además, como no se requiere de una alta carga este tipo de bombas son ideales.

Para determinar la cantidad y potencia más adecuada se realizó una iteración con el diámetro de 0,25 m dando como resulta el uso de 4 bombas centrifugas de una potencia igual a 400 kW, dando como resultado una potencia global de 1,6 MW, ver apartado C en el Capítulo VI Resultados

En la cuarta etapa, se procedió a realizar un listado de costos de implementación del proyecto; la cual divide los costos en (ver tabla No.17):

- Excavación y preparación de sitio
- Equipo: bombas
- Tubería para bombeo
- Tubería para generación y chimenea de equilibrio

Cabe mencionar que los montos presentados en la Tabla No.17: costos de inversión, incluyen: puesta de los equipos y materiales en sitio, Lago de Amatitlán; costo de materiales y mano de obra de instalación mecánica y eléctrica que se encuentra a detalle en los Anexos B y C.

Para los apartados de materiales y mano de obra de instalación, se optó por utilizar factores que se multiplican por el equipo y/o material a instalar en este caso la tubería y accesorios. Puesto que los precios de los consumibles, como: electrodo, pintura, tornillos, etc., a utilizar varían en el mercado por escasez o explotación de las materias primas y se ven afectados por la inflación año con año, y tomando en cuenta que la propuesta no se presentará de forma inmediata, ya que será completada con otros dos módulos en el año 2018, se decidió dejar esta dependencia por la facilidad de determinar los costos del equipo y/o material a instalar (tuberías y accesorios). Cabe indicar que al momento de decidir implementar este proyecto, se debe realizar una cuantificación de estos materiales y determinar días de trabajo para el cálculo de mano de obra, como se recomienda más adelante en este trabajo.

Los factores (ver Apéndice F) por los cuales se multiplican por el equipo y/o material a instalar en este caso la tubería y accesorios se obtuvieron del Manual para Ingenieros Químicos (Perry, 7ª edición), estos factores se encontraron a través de la realización de diferentes consultas con profesionales, que proporcionan un dato confiable de referencia pero que manejan una desviación aproximada del 20%, lo cual es aceptable para este módulo.

Es importante señalar que los costos de los accesorios de las redes de tubería como: válvulas cheque, rejillas, etc., fueron calculados y no tomados de los proveedores, sin embargo, son muy similares a los costos reales que se lograron consultar en sitios web, de donde se tomó la referencia de precios según las especificaciones a las que se desea operar.

Cabe mencionar que se utiliza el factor de ingeniería en la mano de obra de instalación mecánica de la red de tubería para generación, debido a la complejidad y exactitud que requerirá instalar la chimenea de equilibrio. Además, se consideró que el trabajo es mayor en esta parte debido a que el diámetro es mayor en la red tubería de generación que la red de tubería de carga.

En la quinta etapa se trabajó la reducción de costos de implementación del proyecto, esto se realizó variando el diámetro de la tubería de la red de bombeo y la cantidad de bombas centrífugas a utilizar.

Luego de iteraciones con la ecuación Colebrook se obtuvo un diámetro de 0,25 m para soportar el caudal necesario, el cual representa el diámetro mínimo a utilizar. En base a esta justificación se procedió a realizar nuevamente el proceso de selección de bombas utilizando diámetro de tubería de 0,3 m, 0,4 m y 0,5 m. Ver apartado E del Capítulo VI “Resultados”.

Se logró determinar que la mejor opción de diámetro para la reducción de costos fue 0,4m lo cual significó el uso de 2 bombas centrifugas de una potencia igual a 771 kW, reduciendo el costo un 5% de lo que inicialmente se había planteado en el apartado D del Capítulo VI “Resultados”. Aunque, se esperaba una reducción del 20% por la variación de bombas y diámetro en la red de tubería de bombeo, se puede observar en el Anexo C Detalle de Propuesta 2 que los mayores costos son los de excavación y tubería de bombeo de generación. De los costos de excavación, el 58% pertenece a la “excavación y preparación de sitio de embalse superior”, dicho valor no varió en las 2 propuestas. Dicho valor es equivalente al 37% del costo total de la inversión.

En conclusión, se obtuvo una inversión inicial de USD\$ 552,933.88 la cual se pudo reducir un 5% equivalente a USD\$26,242.93; dando un nuevo total de inversión inicial de USD\$526,690.94 Se recomienda tener la asesoría civil del terreno para poder buscar alternativas que favorezcan a la viabilidad del proyecto, ya que uno de los mayores costos radica en la “excavación y preparación de sitio de embalse superior”.

VIII. CONCLUSIONES

- El diámetro de la tubería para la red de bombeo es de 0,250m para trabajar con 4 bombas centrífugas de 400 KW y se modifica a 0,40 m para trabajar con 2 bombas centrífugas de 771 KW
- La potencia global de las 4 bombas centrífugas de 400kW es de 1,6 MW y para 2 bombas centrífugas de 771 kW es de 1,4 MW
- La chimenea de equilibrio apta para este proyecto es la de tipo simple, ya que se adecua a las condiciones de trabajo que se verá sometida.
- Se obtuvo una inversión inicial de USD\$ 552,933.88, la cual se pudo reducir un 5% equivalente a USD\$26,242.94; dando un nuevo total de inversión inicial de USD\$526,690.94
- El 37% del costo total de la inversión para el proyecto pertenece a la “excavación y preparación de sitio de embalse superior”

IX. RECOMENDACIONES

- Realizar un levantamiento topográfico del área para poder calcular las pérdidas de carga reales, que representan las pérdidas por fricción del agua en las paredes de las tuberías, además, de permitir la búsqueda de alternativas que favorezcan a la viabilidad del proyecto.
- Desarrollar la instrumentación e identificación de los puntos de control para el proceso, realizando un P&ID.
- Solicitar hoja técnica y de seguridad de tubería para establecer normas de calidad y seguridad del proyecto.
- Llevar a cabo una cuantificación de materiales consumibles y determinar días de trabajo para el cálculo de mano de obra para la implementación del proyecto, y así obtener un dato más preciso en el costo de inversión.
- Realizar el análisis económico de operación, realizando proyecciones para un corto, mediano y largo plazo; para conocer el tiempo de retorno de la inversión y la factibilidad del proyecto.

X. BIBLIOGRAFÍA

Carrasco, Francesco. 2011. *Introduction to Hydropower. The English Press*, New Delhi, India. Págs. 102

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

Cordano, Matthew. 2008. *Understanding base Load Power*. New York, Estados Unidos. New York Affordable Reliable Electricity Alliance. Págs 5. <https://actinideage.files.wordpress.com/2015/03/base-load-power.pdf> [03/08/2014]

Warnick, C.C. 1994. *Hydropower engineering*. Practice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, United States of America. Pags. 326.

Espejo, Cayetano. García, Ramon. 2010. *Agua y Energía: Producción Hidroeléctrica en España*. Instituto Interuniversitario de Geografía, Universidad de Alicante, Alicante, España. http://rua.ua.es/dspace/bitstream/10045/17169/1/IG_51_05.pdf [21/08/2017]

Jog, M.G. 2009. *Hydro-Electric and Pumped Storage Plants* 1ª. Edición. Nueva Delhi. New Age International (P) Limited, Publisher. Pags. 185.

Kumar, Arun, *et al.* 2011. <<Chapter 5: hydropower>>. *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Reino Unido. Cambridge University Press. Pags. 437 -496.

Martínez, Rodolfo. 2011. <<Capítulo 2: El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia: centrales hidroeléctricas reversibles>>. *Guía del almacenamiento de energía*. Madrid, España. Consejería de Economía y hacienda págs. 55-64. <http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-del-Almacenamiento-de-Energia-fenercom-2011.pdf> [13/08/2017]

Ng, C. (2005), *Generación de energía eléctrica por medio de una hidroeléctrica de bombeo utilizando aguas municipales de la Antigua Guatemala*, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.

Ortega, M., (2014), *Identificación, análisis de situación actual, y proyecciones financieras y de mercado para el desarrollo de centrales hidroeléctricas de bombeo en el país de Guatemala*, Guatemala, Guatemala: Universidad del Valle de Guatemala.

Perry. (1976). *Chemical Engineers Handbook*. Mexico: McGraw-Hill

Pumped Storage Development Council. 2012. *Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development*. National Hydropower Association. 33 págs. http://www.hydro.org/wpcontent/uploads/2014/01/NHA_PumpedStorage_071212b12.pdf [13/08/2017].

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

Valdovinos, Fred; Otorola, Roberto. 2008. *Almacenamiento de energía: Desarrollos Tecnológicos y Costos*. Santiago, Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile http://web.ing.puc.cl/~power/mercados/almacena/Almacenamiento_Energia_archivos/Almacenamiento_Energia.pdf [13/08/2017]

Yang, Chi-Jen. 2011. *Pumped Hydroelectric Storage. Renewable and Sustainable Energy Reviewa. Center on Global Change*. North Carolina, Estados Unidos. <http://opensourceecology.org/w/images/5/5d/Phs.pdf> [13/08/2017]

X. ANEXOS

A. Ventajas y desventajas de tipo de chimenea.

Tipo	Ventajas	Desventajas
Simple	<ul style="list-style-type: none"> • Facilidad para construir y realización de cálculos de altura necesaria. • Bajos Costos de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • No soporta alta carga o grandes descargas. • No posee un reservorio secundario adicional. • Normalmente construcción sobre el nivel del suelo.
Dos cámaras	<ul style="list-style-type: none"> • Practico servicio de mantenimiento. • Flexibilidad al construir, debido a ilimitadas formas de diseño. • Fácil compatibilidad al realizar mejoras en la central. 	<ul style="list-style-type: none"> • Si el diseño queda de una gran altura se debe construir rutas de acceso desde la superficie. • La colocación de las pareas horizontales dependen directamente de la topografía, lo cual no hace flexible la construcción de esta parte.
Diferencial	<ul style="list-style-type: none"> • El efecto diferencial entre las cámaras aumentan su eficiencia comparando con las simples. • Reduce costos de excavación debido al estrangulamiento y divisiones de cámaras. 	<ul style="list-style-type: none"> • Al diseñar presenta una gran complejidad en cuanto a las condiciones hidráulicas. • La construcción de la cámara presenta una gran inversión en comparación de la chimenea de equilibrio simple.
Amortiguamiento de aire	<ul style="list-style-type: none"> • Gran flexibilidad para el diseño de la caverna. • Debido a que se coloca cerca de la casa de máquinas reduce la inercia del agua. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de alto mantenimiento y supervisión continua. • Requiere construcciones adicionales. • Demanda gran cantidad de tiempo para su vaciado y llenado.

B. Detalle de Propuesta 1

EXCAVACIÓN / OBRA CIVIL				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	
M3 de excavación y preparación de sitio para embalse superior	18200	\$ 11,33	\$ 206.266,67	0,58880125
M3 de excavación y preparación de sitio para tubería de generación	6334	\$ 11,33	\$ 71.764,22	
M3 de excavación y preparación de sitio para tubería para bombeo	6380	\$ 11,33	\$ 72.285,40	
TOTAL			\$ 350.316,29	

EQUIPO: BOMBAS				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	FACTOR
Bomba centrífuga de 400 KW	4	\$ 2.500,00	\$ 10.000,00	
Costo de Flete/Importación de bomba centrífuga de 400W (Asia a GUA)	2	\$ 3.575,00	\$ 7.150,00	
Materiales instalación mecánica	1	\$ 4.100,00	\$ 4.100,00	0,41
Mano de obra de instalación mecánica	1	\$ 3.400,00	\$ 3.400,00	0,34
Material de instalación eléctrica	1	\$ 1.300,00	\$ 1.300,00	0,13
Mano de obra de instalación eléctrica	1	\$ 1.300,00	\$ 1.300,00	0,13
Fletes locales de Guatemala a Amatitlán	2	\$ 1.430,00	\$ 2.860,00	
TOTAL			\$ 27.250,00	

TUBERÍA PARA BOMBEO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	FACTOR
Tubería de acero comercial de 0,250m de diámetro y 12 m de largo	228	\$ 183,33	\$ 41.799,24	
Uniones entre tubos de acero comercial de 0,250m de diámetro	220	\$ 97,16	\$ 21.376,28	
Codos a 45° de acero comercial de 0,250m de diámetro	8	\$ 97,16	\$ 777,28	

Válvula cheque de 0,250m	8	\$ 115,00	\$ 920,00	
Costo de Importación tubería (Asia a GUA)	1	\$ 3.575,00	\$ 3.575,00	
Materiales instalación mecánica	1	\$ 201,99	\$ 201,99	0,41
Mano de obra de instalación mecánica	1	\$ 167,50	\$ 167,50	0,34
Fletes locales de Guatemala a Amatitlán	2	\$ 1.430,00	\$ 2.860,00	
		TOTAL	\$ 68.817,29	

TUBERÍA DE GENERACIÓN / CHIMENEA DE EQUILIBRIO

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	FACTOR
Tubería de acero comercial de 2,0m de diámetro y 12 m de largo	42	\$ 1.466,67	\$ 61.600,14	
Uniones entre tubos de acero comercial de 2,0 m de diámetro	40	\$ 777,34	\$ 31.093,40	
Codos a 45° de acero comercial de 2,0m de diámetro	2	\$ 777,34	\$ 1.554,68	
Tee de 2,0m	1	\$ 985,00	\$ 985,00	
Rejillas de limpieza	2	\$ 325,00	\$ 650,00	
Válvula de mariposa de 2,0m de diámetro	1	\$ 1.375,00	\$ 1.375,00	
Válvula cheque de 2,0m	1	\$ 640,00	\$ 640,00	
Costo de Importación tubería (Asia a GUA)	1	\$ 3.575,00	\$ 3.575,00	
Materiales instalación mecánica	1	\$ 2.602,00	\$ 2.602,00	0,41
Mano de obra de instalación mecánica	1	\$ 2.475,07	\$ 2.475,07	0,39
Fletes locales de Guatemala a Amatitlán	2	\$ 1.430,00	\$ 2.860,00	
		TOTAL	\$ 106.550,30	

TOTAL \$ 552.933,88
DEL PROYECTO

C. Detalle de Propuesta 2

EXCAVACIÓN / OBRA CIVIL				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	
M3 de excavación y preparación de sitio para embalse superior	18200	\$ 11,33	\$ 206.266,67	0,63603148
M3 de excavación y preparación de sitio para tubería de generación	6334	\$ 11,33	\$ 71.764,22	
M3 de excavación y preparación de sitio para tubería para bombeo	4084	\$ 11,33	\$ 46.271,72	
TOTAL			\$ 324.302,61	

EQUIPO: BOMBAS				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	FACTOR
Bomba centrífuga de 771 KW	2	\$ 4.800,00	\$ 9.600,00	
Costo de Flete/Importación de bomba centrífuga de 771W (Asia a GUA)	2	\$ 3.575,00	\$ 7.150,00	
Materiales instalación mecánica	1	\$ 3.936,00	\$ 3.936,00	0,41
Mano de obra de instalación mecánica	1	\$ 3.264,00	\$ 3.264,00	0,34
Material de instalación eléctrica	1	\$ 1.248,00	\$ 1.248,00	0,13
Mano de obra de instalación eléctrica	1	\$ 1.248,00	\$ 1.248,00	0,13
Fletes locales de Guatemala a Amatitlán	2	\$ 1.430,00	\$ 2.860,00	
TOTAL			\$ 26.446,00	

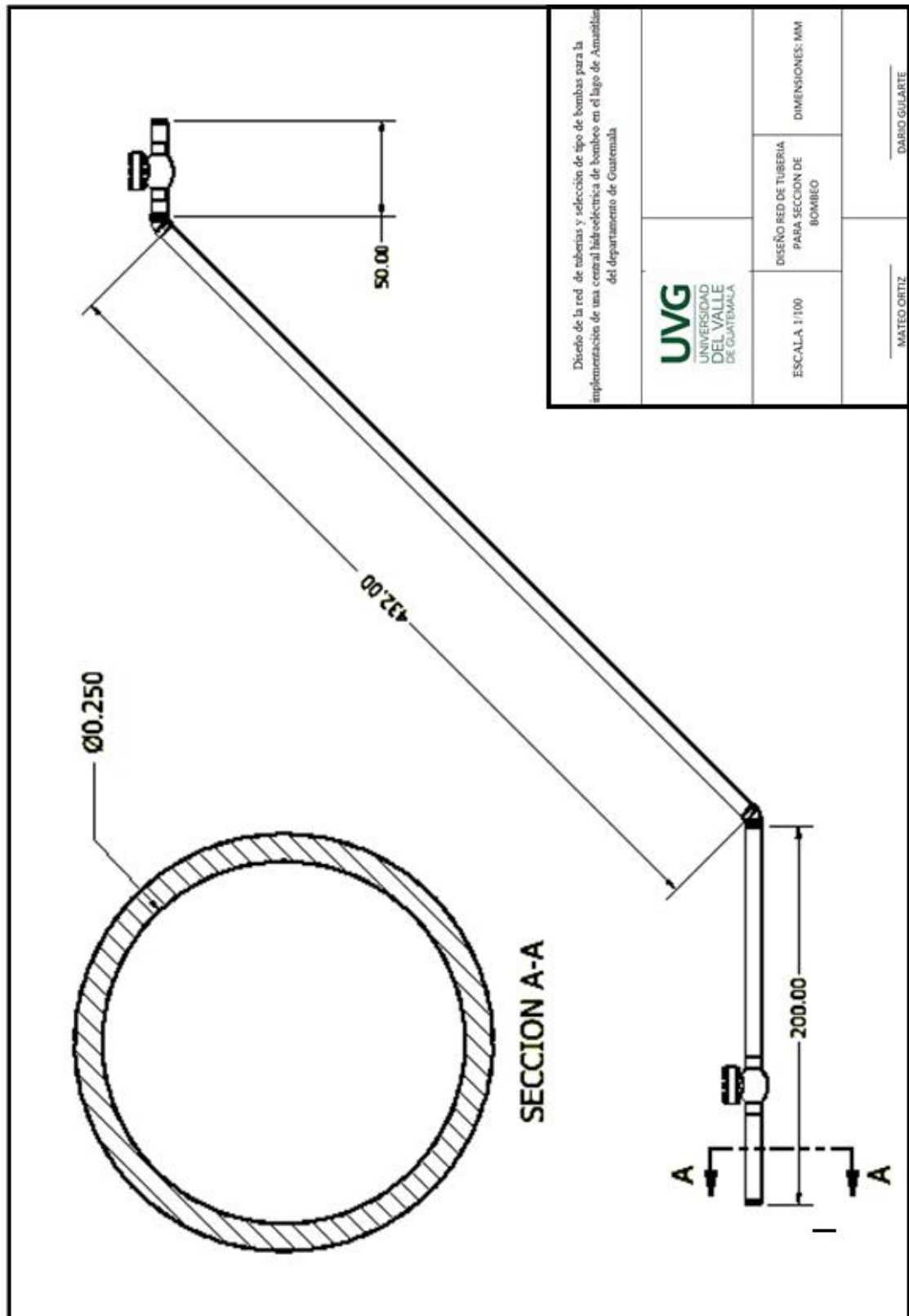
TUBERÍA PARA BOMBEO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	FACTOR
Tubería de acero comercial de 0,4m de diámetro y 12 m de largo	114	\$ 293,33	\$ 33.439,62	
Uniones entre tubos de acero comercial de 0,4m de diámetro	220	\$ 132,00	\$ 29.039,67	
Codos a 45° de acero comercial de 0,4m de diámetro	8	\$ 115,00	\$ 920,00	

Válvula cheque de 0,4m	8	\$ 230,00	\$ 1.840,00	
Costo de Importación tubería (Asia a GUA)	1	\$ 3.575,00	\$ 3.575,00	
Materiales instalación mecánica	1	\$ 315,83	\$ 315,83	0,41
Mano de obra de instalación mecánica	1	\$ 261,91	\$ 261,91	0,34
Fletes locales de Guatemala a Amatitlán	2	\$ 1.430,00	\$ 2.860,00	
		TOTAL	\$ 69.392,04	

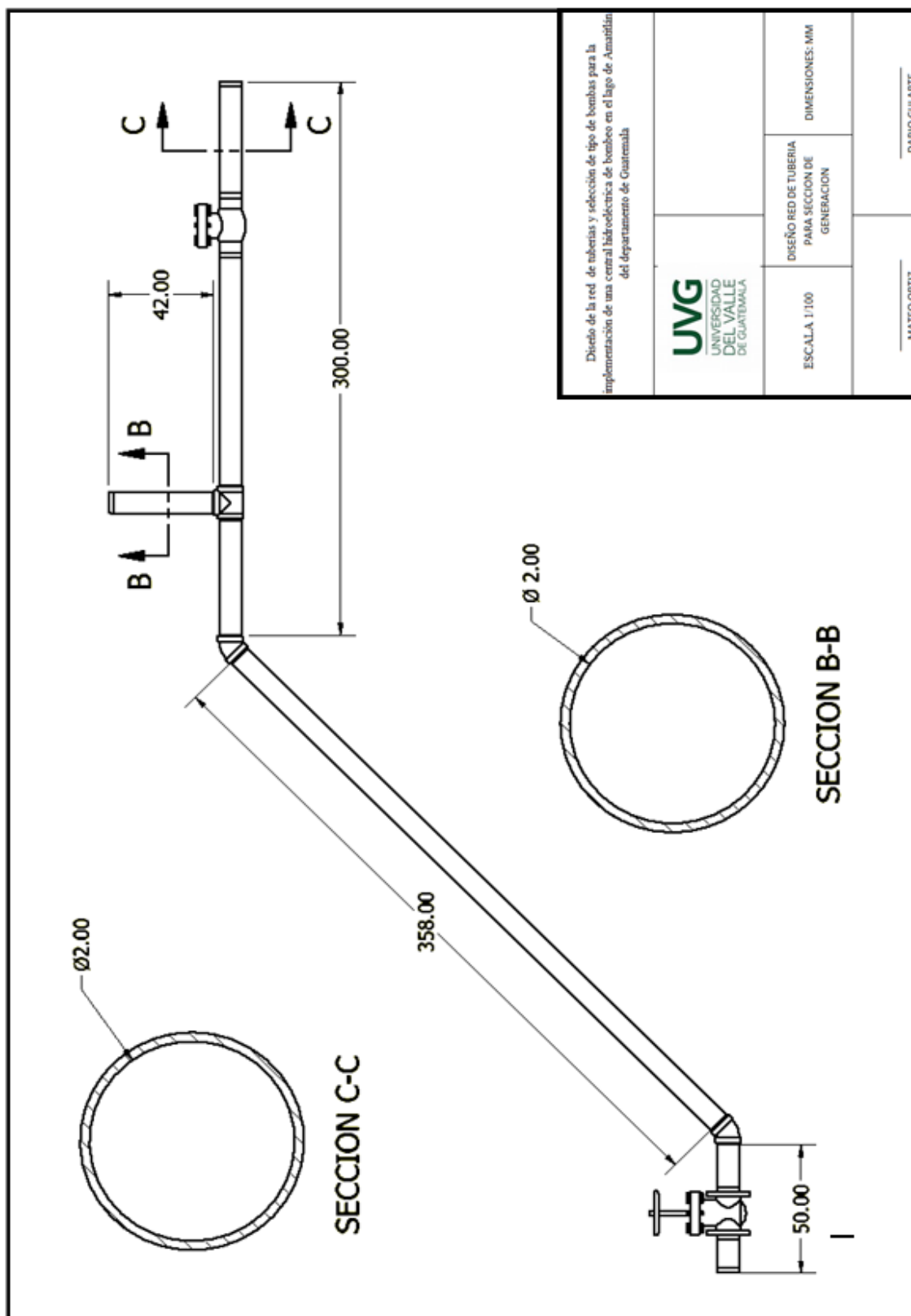
TUBERÍA DE GENERACIÓN / CHIMENEA DE EQUILIBRIO				
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL	FACTOR
Tubería de acero comercial de 2,0m de diámetro y 12 m de largo	42	\$ 1.466,67	\$ 61.600,14	
Uniones entre tubos de acero comercial de 2,0 m de diámetro	40	\$ 777,34	\$ 31.093,40	
Codos a 45° de acero comercial de 2,0m de diámetro	2	\$ 777,34	\$ 1.554,68	
Tee de 2,0m	1	\$ 985,00	\$ 985,00	
Rejillas de limpieza	2	\$ 325,00	\$ 650,00	
Válvula de mariposa de 2,0m de diámetro	1	\$ 1.375,00	\$ 1.375,00	
Válvula cheque de 2,0m	1	\$ 640,00	\$ 640,00	
Costo de Importación tubería (Asia a GUA)	1	\$ 3.575,00	\$ 3.575,00	
Materiales instalación mecánica	1	\$ 2.602,00	\$ 2.602,00	0,41
Mano de obra de instalación mecánica	1	\$ 2.475,07	\$ 2.475,07	0,39
Fletes locales de Guatemala a Amatitlán	2	\$ 1.430,00	\$ 2.860,00	
		TOTAL	\$ 106.550,30	

TOTAL DEL PROYECTO \$ 526.690,94

D. Diseño red de tubería de bombeo



E. Diseño red de tubería de generación



F. Tabla 9.50, 9.53 y 9.54 del Manual del Ing. Químico- Perry utilizada para el cálculo de costos del equipo

9-72 PROCESS ECONOMICS

TABLE 9-53 Estimate Using Factors from Table 9-51

Details	Factor assumed	Cost, \$	Percentage of total
Equipment, delivered	1.00	1,000,000	23.4
Installed	0.41	410,000	9.6
Piping	0.34	340,000	8.0
Electrical	0.13	130,000	3.0
Instruments	0.13	130,000	3.0
Battery-limit building and service	0.30	300,000	7.0
Excavation and site preparation	0.15	150,000	3.5
Auxiliaries	0.52	520,000	12.2
Total physical plant	2.98	2,980,000	69.7
Field expense	0.39	390,000	9.1
Engineering	0.39	390,000	9.1
Direct plant costs	3.76	3,760,000	87.9
Contractor's fees, overhead, profit	0.13	130,000	3.0
Contingency	0.39	390,000	9.1
Total fixed-capital investment	4.28	4,280,000	100.0

XII. GLOSARIO

Central hidroeléctrica: es una estructura o instalación cuya función principal es transformar la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica disponible.

Energía Renovable: tipo de energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de generarse por medios naturales.

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

Punto de Equilibrio: punto de actividad en el cual los ingresos totales son exactamente equivalentes a los costos totales asociados con la venta o creación de un producto.

Viabilidad: consiste en un estudio técnico de enfoque financiero el cual busca determinar las posibilidades de suceso económico y financiero de un determinado proyecto.

AMM: Administración del Mercado Mayorista.

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Eficiencia: relación entre la energía transformada y el total de energía potencial disponible

MW: Mega-Watts