



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

**IDENTIFICACIÓN, SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DE
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERIA
INGENIERÍA CIVIL - OBRAS HIDRÁULICAS
P R E S E N T A :

ING. MAURICIO DEL OLMO GIL

TUTOR:

DR. GUSTAVO ADOLFO PAZ SOLDÁN CÓRDOVA

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Arreguin Cortes Felipe

Secretario: Dr. Marengo Mogollón Humberto

Vocal: Dr. Paz Soldán Córdova Gustavo Adolfo

1^{er}. Suplente: M.I. Franco Víctor

2^{do}. Suplente: Dr. Aparicio Mijares Francisco Javier

Lugar o lugares donde se realizó la
tesis: MÉXICO, D.F.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Paz Soldán Córdova Gustavo Adolfo

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer primeramente a mi familia, a Alison mi esposa por estar siempre ahí y por la paciencia en los momentos que no pude estar con ella por estudiar la maestría y trabajar en esta tesis; a mis Papás y Hermanos por el apoyo y la confianza durante este y todos los procesos que he experimentado a lo largo de mi vida; y a Galán que con su sola presencia me recuerda lo afortunado que soy por la familia que tengo.

Agradezco a la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos de la Comisión Federal de Electricidad y en especial al Dr. Humberto Marengo Mogollón por darme la oportunidad de trabajar en esta magnífica institución, y además fomentar e impulsar en un servidor el estudio de la Maestría en Obras Hidráulicas de la UNAM.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y su Facultad y Posgrado de Ingeniería por no solo haberme dado una carrera universitaria, sino haberme dado la oportunidad de estudiar una maestría en el campo en el que me desenvuelvo profesionalmente.

Al Dr. Gustavo Paz Soldán Córdova por ser mi Tutor de tesis y por haberme apoyado en todo este proceso de titulación de la maestría.

Al Ing. Oscar Calahorra y al Centro de Anteproyectos del Golfo por ser parte de mi formación profesional, así como permitirme y darme las facilidades necesarias para cursar con éxito esta maestría.

Al personal de las Subgerencias de Anteproyectos y de Diseños Hidroeléctricos que con su buen compañerismo y profesionalismo me han formado personalmente y profesionalmente, además de que muchos de ellos han sido de gran ayuda a lo largo de todos estos años de trabajo y estudios.

Finalmente, a los viejos amigos que después de muchos años y con los cambios que está vida nos ha dado, siguen ahí cuando uno los necesita. También a los nuevos amigos que me han hecho adaptarme con gusto a los nuevos retos que la vida nos presenta.

Gracias

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	8
2	ANTECEDENTES.....	9
3	OBJETIVO	10
4	PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	12
4.1	Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica	12
4.2	Tipos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	12
4.2.1	Centrales a Filo de Corriente.....	12
4.2.2	Centrales a Pie de Presa.....	15
5	PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA INICIAR EL ANÁLISIS DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	16
6	DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE MANERA TRADICIONAL.....	18
6.1	Topografía.....	18
6.2	Estudio Hidrológico	19
6.2.1	Matriz de Volúmenes Escurridos en el Sitio del Proyecto.....	20
6.2.2	Estimación de Avenidas Máximas.....	22
6.3	Estudio Hidroenergético.....	23
6.3.1	Funcionamiento de Vaso.....	25
6.4	Esquemas de Obras Civiles.....	27
6.4.1	Estructuras de Captación y Derivación.....	27
	• Presa	27
	• Obra de excedencias	34

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

•	Obra de desvío	36
6.4.2	Central Hidroeléctrica.....	37
•	Obra de toma (O.T.).....	37
•	Obra de conducción.....	40
•	Tanque de puesta a presión o de carga	46
•	Pozo de oscilación.....	47
•	Tubería a presión.....	50
•	Casa de máquinas.....	55
•	Obra de restitución.....	59
6.4.3	Informes y Planos	60
6.5	Equipos Electromecánicos.....	61
6.5.1	Equipos Mecánicos de la Central	62
•	Tipos de turbinas	62
•	Determinación del número y tipo de unidades	63
6.5.2	Equipos Eléctricos de la Central.....	64
•	Generadores.....	64
•	Trasformadores	65
•	Subestación.....	65
•	Línea de transmisión.....	66
6.6	Elaboración del Presupuesto	67
6.7	Evaluación Económica	69
6.7.1	Relación Beneficio/Costo (B/C)	70
6.7.2	Valor Presente Neto (VPN)	70
6.7.3	Tasa Interna de Retorno (TIR)	71
6.7.4	Valor Anual Equivalente (VAE).....	71
6.7.5	Año de Recuperación del Capital (ARC)	71
6.7.6	Costo del kW Instalable.....	72
6.7.7	Costo del kWh Nivelado	72
•	Costo del kWh nivelado por inversión (CNI)	73
•	Costo del kWh nivelado por operación y mantenimiento (CNO&M).....	74
•	Costo por uso del agua (CUA)	75
6.8	Programa General de Obra.....	76
6.9	Trámites	76
7	RETSCREEN	77
8	ANÁLISIS DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MANERA TRADICIONAL Y CON AYUDA DEL RETSCREEN.....	83

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

8.1	Introducción	83
8.2	Evaluación	83
8.2.1	Topografía.....	85
8.2.2	Estudio Hidrológico	85
8.2.3	Estudio Hidroenergético	91
8.2.4	Esquemas de Obras Civiles	95
	• Presa derivadora.....	95
	• Obra de desvío	100
	• Obra de toma.....	104
	• Obra de conducción.....	105
	• Pozo de oscilación	110
	• Tubería a presión.....	114
	• Casa de máquinas	120
	• Obra de restitución.....	127
8.2.5	Equipos Electromecánicos	129
8.2.6	Presupuesto	135
8.2.7	Programa General de Obra	136
8.2.8	Estudio Hidroenergético Definitivo.....	137
8.2.9	Evaluación Económica	139
8.2.10	Evaluación Económica con RETScreen	142
8.2.11	Comparación de resultados.....	147
8.2.12	Tabla Resumen.....	149
9	CONCLUSIONES	150
10	BIBLIOGRAFÍA	152

1 INTRODUCCIÓN

La hidroelectricidad es una de las fuentes de generación de energía limpia y renovable más desarrollada en la actualidad; por esta razón, como parte de los objetivos de la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos (CPH), de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), está el incrementar la participación de la hidroelectricidad en el Sistema Eléctrico Nacional con el desarrollo de proyectos competitivos ⁽²⁾. No obstante, en la actualidad es necesario concebir estos proyectos de tal manera que resulten económicamente factibles, socialmente deseables y ambientalmente sustentables, por lo que la CPH cada vez más ha enfocado sus esfuerzos al desarrollo del potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas, cambiando así la visión de identificar y evaluar solo sitios para proyectos macrohidroeléctricos en los ríos más grandes y caudalosos del país.

En relación con lo anterior, en diversos países en vías de desarrollo hay un claro repunte en la construcción de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, esto debido a sus escasos impactos ambientales al no formar grandes embalses reguladores, y a la lucha que actualmente existe contra el cambio climático que, gracias a la entrada en vigor del protocolo de Kyoto, ha traído con sí importantes restricciones en el mundo en cuanto a la producción de bióxido de carbono (CO₂); así como a la alza de los precios de los hidrocarburos durante los años 2004 y 2005.

Es así que en el futuro próximo será necesario realizar más análisis para definir la viabilidad técnica y económica de posibles sitios donde desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas a lo largo de toda la República Mexicana, a fin de promover el mejor aprovechamiento de los recursos hídricos de nuestro país y minimizar los impactos ambientales que se producen con la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas.

2 ANTECEDENTES

Las pequeñas centrales hidroeléctricas han sido una práctica común en México desde principios del siglo XX, sobre todo en los estados de la República Mexicana donde existen zonas montañosas y con buena precipitación de lluvia.

En 1960, cuando por decreto del presidente Adolfo López Mateos se nacionalizó la industria eléctrica, unas 60 centrales minihidroeléctricas con una potencia total instalada de 75 MW, que eran operadas por diversas compañías del centro y sur del territorio nacional, pasaron a ser poder del Estado. Con esto, la legislación cambio y solo se les permitió a CFE y a la hoy extinta LyFC generar, transmitir, distribuir y comercializar electricidad con fines públicos. En estas condiciones, la CFE suspendió la evaluación del potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas y se abandonó a nivel nacional la búsqueda de nuevas centrales minihidroeléctricas, tanto de carácter público como particular, con el argumento de que proyectos menores a 40 GWh/año, aunque existen en gran número, se consideraron que difícilmente podrían satisfacer las demandas del Sistema Eléctrico Nacional. Por otro lado, se le dio prioridad a la construcción de grandes centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

No es sino hasta 1992 cuando con la nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica se permitió la producción de electricidad por particulares en sus modalidades de Autoabastecimiento, Pequeño Productor o Productor Independiente. Es con esto que industrias como la minera, la textil, la papelera, la cervecera, la del café, etc. se interesan una vez más en el potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas para buscar reducir de alguna forma sus costos de producción.

Gracias a esta nueva legislación, y a las restricciones ambientales ya mencionadas anteriormente, las pequeñas centrales hidroeléctricas resurgen como una opción más a considerar dentro de los modos de generación eléctrica.

En los últimos 25 años organismos como el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ó la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) han hecho algunas estimaciones y estudios para determinar el potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas. De acuerdo con la CONAE el potencial estimado para centrales con potencias instaladas menores a los 10 MW se sitúa en los 3250 MW. Actualmente, se han instalado 34 centrales dentro de este rango de capacidad, equivalentes a una potencia total instalada de 109 MW, generando 479 GWh/año.

3 OBJETIVO

La identificación, selección y evaluación de una pequeña central hidroeléctrica, como cualquier otro aprovechamiento hidroeléctrico, se lleva a cabo de manera tradicional en dos etapas de estudio a nivel de anteproyecto. En la etapa de Conceptualización, la cual se puede dividir en Identificación y Gran Visión, se localizan los posibles sitios dentro de una cuenca o subcuenca en donde desarrollar posibles aprovechamientos hidroeléctricos; así como se evalúan sus características técnicas, económicas y socio-ambientales, partiendo de un esquema preliminar de obras civiles. Una vez seleccionados los sitios que más ventajas presenten, se entra a la etapa de Sustentabilidad, la cual se compone de Pre-factibilidad y Factibilidad. En esta etapa se busca definir dentro de un sitio la mejor opción para su desarrollo, por lo que en base a análisis y estudios de detalle se establecen todos los componentes del proyecto y se evalúa su rentabilidad.

Todo el proceso anterior puede durar de 1 a 2 años en ser completado, desde que se identifica y se concibe el aprovechamiento, hasta que pasa al desarrollo de la ingeniería básica como un proyecto sustentable. Como ya se mencionó, a lo largo de los estudios de anteproyecto se trabaja entre otras cosas en el diseño completo del aprovechamiento, a la par de que se realizan los estudios e investigaciones necesarias, así como se obtienen los certificados y aprobaciones requeridas; lo que implica una inversión importante no solo de tiempo, sino también de recursos. Finalizado este proceso, se obtiene como resultado la viabilidad técnica, económica y socio-ambiental del posible aprovechamiento; sin embargo, todo este tiempo, trabajo y dinero pudiera llegar a ser en vano, si al final de todo este proceso se determina que el aprovechamiento no resultará económicamente factible.

Debido a lo anterior, existe la necesidad de determinar de manera rápida y desde las primeras etapas de estudio del anteproyecto, es decir durante la conceptualización del mismo, la viabilidad económica del posible aprovechamiento, a fin de evitar que se inviertan recursos y tiempo en proyectos que finalmente no prosperarán en etapas posteriores de diseño, debiendo ser eliminados en favor de otras alternativas o aprovechamientos.

En este sentido, existe una herramienta de toma de decisiones única en su tipo y distribuida gratuitamente por el Natural Resources Canada's que permite determinar fácilmente si un proyecto de energía limpia es viable económicamente, o no; este es el Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen.

El RETScreen es utilizado por más de 315 000 personas en 222 países para la identificación, selección y evaluación de una gran gama de proyectos energéticos potenciales. Para el caso de este trabajo de tesis se utilizará solo la herramienta provista para pequeñas centrales hidroeléctricas.

El objetivo principal de este trabajo de tesis será el comprobar la efectividad de dicho software y calibrar sus resultados. Para esto, primero será necesario desarrollar de manera tradicional todo el análisis de un proyecto tipo a nivel de sustentabilidad, ya que es en esta etapa donde se define con gran detalle la rentabilidad técnica y económica del mismo antes de pasar al desarrollo de su ingeniería básica. Posteriormente, se realizará la evaluación de este mismo proyecto tipo, pero ahora con la herramienta del RETScreen. Teniendo ambas evaluaciones hechas se compararán los resultados obtenidos y de ser necesario se calibrará el software para que los resultados coincidan con los de la evaluación tradicional.

Una vez calibrada la herramienta del RETScreen se podrá estar en condiciones de recomendar su uso en futuros estudios de anteproyecto, ya que se tendrá la certeza de que los resultados que arroje durante la conceptualización del mismo, serán congruentes con los obtenidos al final de un estudio de factibilidad.

Finalmente, el objetivo de este trabajo de tesis será contar con una herramienta calibrada con la cual se determine de manera rápida y efectiva la rentabilidad económica de un posible aprovechamiento, a fin de decidir si se prosigue, o no, con un estudio detallado de factibilidad. Al final, esta herramienta podrá ser utilizada por cualquier proyectista para la identificación, selección y evaluación preliminar de futuros aprovechamientos hidroeléctricos.

Asimismo, se pretende que con el desarrollo de manera tradicional de un proyecto tipo a nivel de factibilidad, previamente en esta tesis se plasmen de manera práctica los parámetros básicos a considerar al inicio y durante el proceso de diseño y evaluación de pequeñas centrales hidroeléctricas; siendo así también este trabajo de tesis una guía práctica para todos aquellos ingenieros proyectistas involucrados en el estudio de anteproyectos hidroeléctricos, así como ser una fuente de ayuda para consulta rápida a lo largo de las evaluaciones preliminares de este tipo de aprovechamientos.

4 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

4.1 Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica

En general, una central hidroeléctrica es el conjunto de obras que se requieren para aprovechar la energía potencial contenida en una masa de agua situada a una cierta altura, para convertirla en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo a presión el agua desde el nivel en que se encuentra originalmente, hasta un nivel inferior donde se pueda ubicar la central, en la cual se generará la energía eléctrica por medio de turbinas accionadas por el agua a presión, que a su vez harán girar generadores eléctricos. Es así que la potencia instalada en una central hidroeléctrica es proporcional al desnivel alcanzado, por un caudal aprovechable.

En la actualidad aún no está claro cuál es el límite real de potencia para definir una pequeña central hidroeléctrica; sin embargo, se entiende como una “pequeña” central aquella instalación hidráulica cuya potencia instalada no supera los 50 MW; centrales con potencias instaladas menores a los 10 MW son consideradas “mini” centrales hidroeléctricas; y “micro” si son menores a 1000 kW.

4.2 Tipos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

La primera clasificación de una central hidroeléctrica depende exclusivamente de su potencia instalada. Sin embargo, desde un punto de vista ambiental, resulta necesario conocer otros parámetros de la instalación.

Respecto al modo de alimentación de agua existen dos tipos principales de pequeñas centrales hidroeléctricas:

- Centrales a filo de corriente
- Centrales a pie de presa

4.2.1 Centrales a Filo de Corriente

Son las centrales hidroeléctricas cuyo aprovechamiento no dispone de un embalse regulador importante capaz de modificar el régimen natural del río, por lo que trabajan cuando el caudal que escurre por el cauce es superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas. La mayoría de las pequeñas centrales hidroeléctricas son de este tipo.

Dependiendo de la topografía del lugar se pueden definir dos soluciones básicas:

- **De alta carga:** o *de montaña*, que debido a no contar con caudales importantes aprovechan los ríos de fuertes pendientes para conseguir desniveles considerables. En general, utilizan una presa o azud de baja altura como estructura derivadora hacia la obra de toma, de la cual se desprende una obra de conducción de poca pendiente que puede trabajar a superficie libre o a baja presión. Cuando esta conducción trabaja a superficie libre, ya sea por medio de un canal y/o un túnel, llega a un tanque de puesta a presión o de carga, desde donde inicia la tubería a presión que posteriormente se conectará con la casa de máquinas. Finalmente, el agua se restituye al río mediante un canal o túnel de desfogue, dependiendo de la ubicación de la central hidroeléctrica (Imagen 1).

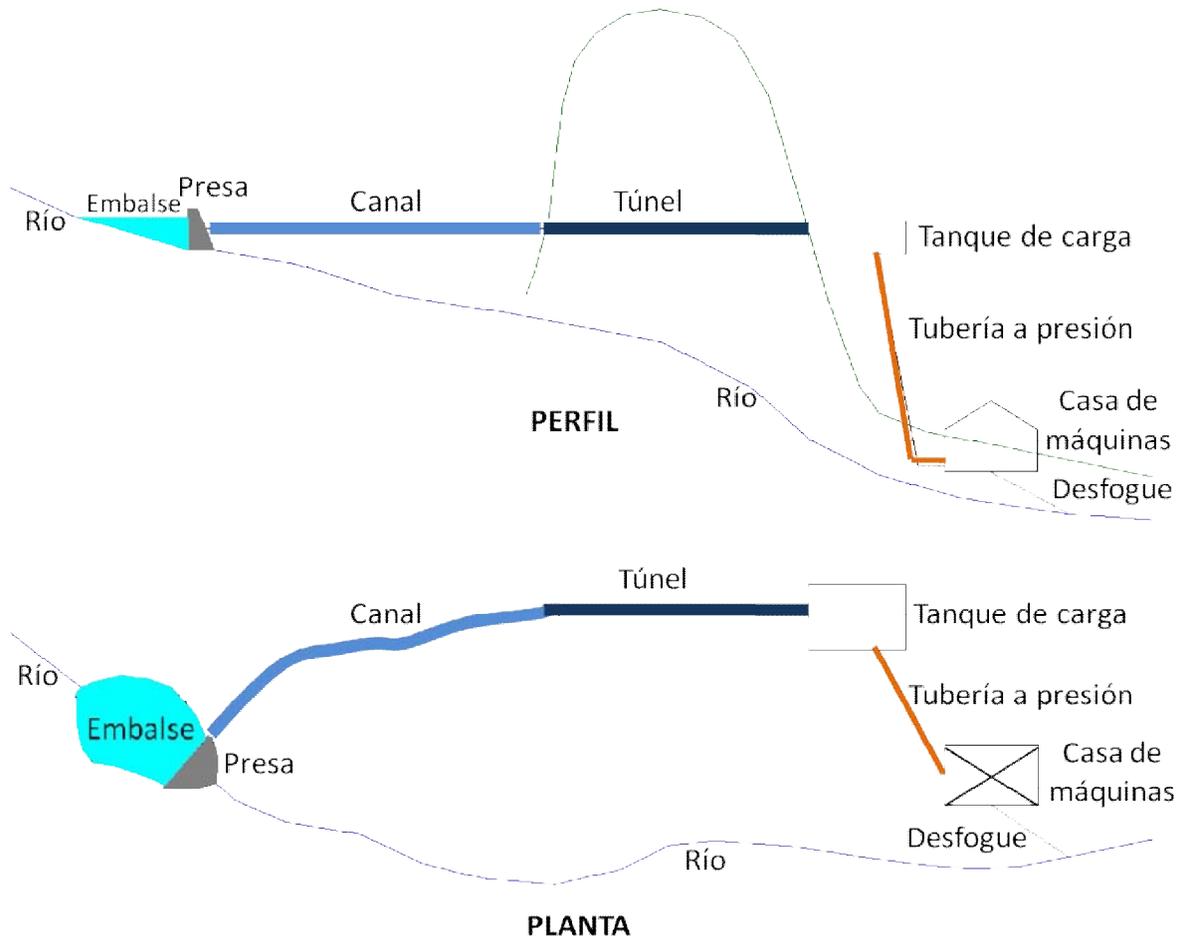


Imagen 1.- Planta y perfil de una pequeña central de alta carga

Por otro lado, se dice que la conducción trabaja a baja presión cuando ésta funciona a tubo lleno pero con bajas presiones. Un arreglo como éste solo es conveniente cuando la conducción, debido a las características topográficas y geomorfológicas del terreno, es necesario desarrollarla toda por medio de un túnel; en este caso, se requiere considerar el diseño de una obra de toma para que trabaje sumergida, así como, en vez de un tanque de carga, la construcción de un pozo de oscilación antes de conectar con la tubería a presión. En los aprovechamientos de este tipo, al poder elevar el nivel del agua en el embalse, no solo se logra aumentar la carga bruta del aprovechamiento, si no que se puede dimensionar la presa derivadora para crear un pequeño embalse regulador con capacidad de almacenar la suficiente agua para turbinar solo en horas de punta, en las que el precio pagado por el kWh es más favorable; esta regulación también se puede lograr en el tanque de carga, convirtiéndose en un tanque compensador.

Muchas veces en centrales de este tipo, con el fin de buscar el desnivel máximo posible, se suelen derivar tramos de río muy extensos, lo cual conlleva a un mayor impacto ambiental, obligando con esto a construir estructuras que permitan circular por el río los caudales ecológicos requeridos durante todo el año.

- **De baja carga:** o *de valle*, ya que al no existir topográficamente un desnivel considerable, aprovechan los ríos con caudales importantes. En este caso, la presa, provista en ocasiones con compuertas que funcionan como vertedor, forma una estructura única junto con la casa de máquinas (Imagen 2); por consiguiente, la obra de toma y los equipos electromecánicos de la central se sitúan muchas veces al centro del cauce del río. Posteriormente, la obra de desvío puede ser utilizada también como obra de excedencias o desarenador.

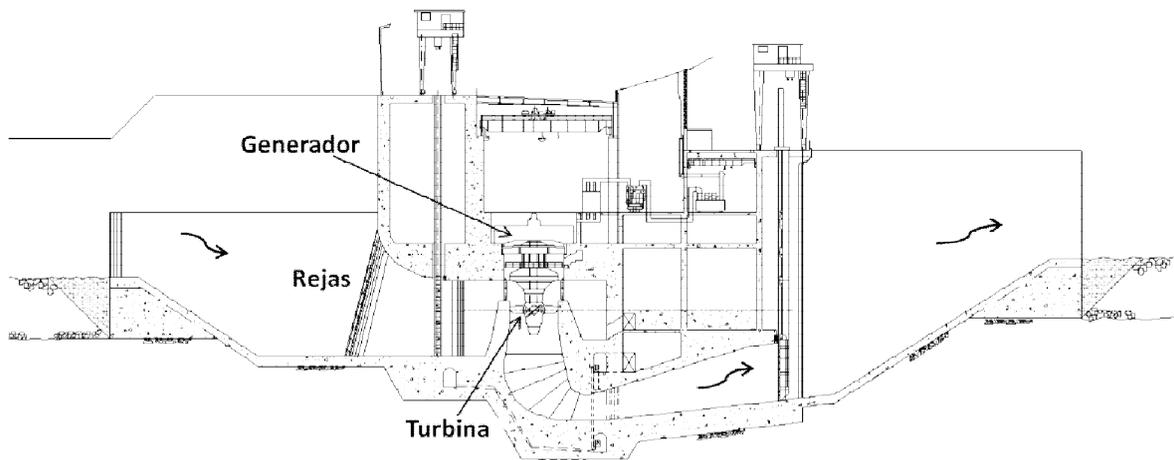


Imagen 2.- Perfil de una pequeña central de baja carga

4.2.2 Centrales a Pie de Presa

Se caracterizan por contar con un embalse regulador que almacene el agua en tiempo de avenidas para ser utilizada en la generación de energía eléctrica cuando el río que lo alimenta trae poca agua. Para lograr esto, generalmente se requiere de una presa de varios metros de altura que forma un gran embalse; por esta razón, no es común que una pequeña central hidroeléctrica se conciba de esta manera, debido a lo elevado de los costos y sus fuertes impactos al medio ambiente.

No obstante, cuando ya existen embalses construidos para otros usos, se pueden utilizar éstos para que en sus descargas de agua se acondicione una pequeña central hidroeléctrica. Ejemplo de lo anterior, es el hecho de que en las descargas del caudal ecológico que se está obligado a mantener en los cauces de los ríos aguas abajo de ciertos embalses, es común que se instalen este tipo de centrales hidroeléctricas.

La central, como su nombre lo dice, se sitúa lo más cercano posible al pie de una presa, y su alimentación deberá ser por medio de algún tipo de conducto a presión a través o cerca de la misma (Imagen 3). Sobra decir que la carga en este tipo de centrales es igual a la energía potencial del agua producida por la diferencia de niveles, equivalente en la mayoría de los casos a la altura de la presa.

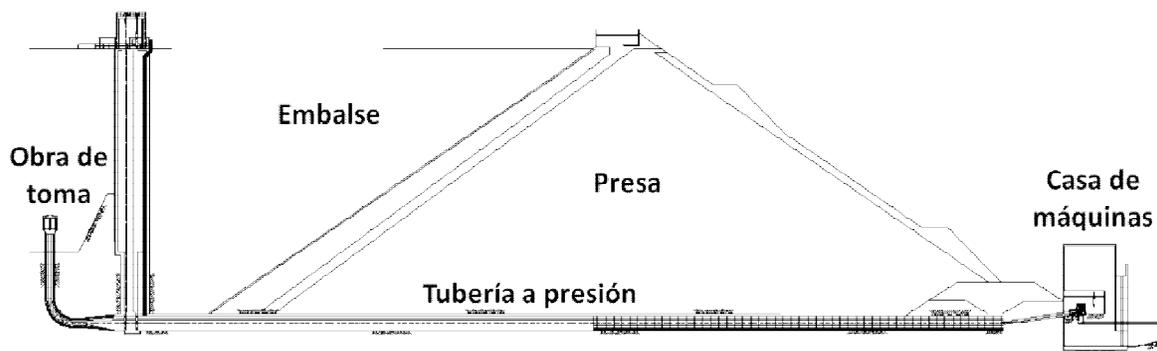


Imagen 3.- Perfil de una pequeña central a pie de presa

5 PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA INICIAR EL ANÁLISIS DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Cada uno de los posibles sitios donde se planea desarrollar una pequeña central hidroeléctrica cuenta con características propias del lugar. Sin embargo, la viabilidad técnica y económica de cada uno de estos sitios depende directamente de la capacidad de potencia a instalar y la generación de energía eléctrica que la central pueda producir. Por esta razón, antes de iniciar con cualquier tipo de análisis es necesario estimar este par de parámetros fundamentales; hay que recordar que la primera clasificación para poder definir una pequeña central hidroeléctrica depende exclusivamente de su potencia instalada.

La potencia instalada en cualquier planta hidroeléctrica está dada por la expresión:

$$P = 9,81 Q_{\text{dis}} H_b \eta_s$$

donde	P	potencia instalada, en kW
	9,81	aceleración de la gravedad, en m/s ²
	Q _{dis}	caudal de diseño, en m ³ /s
	H _b	carga bruta disponible, en m
	η _s	eficiencia total de la planta

Como se puede observar, la potencia instalada es directamente proporcional a la carga disponible y al caudal de diseño.

La carga disponible a grandes rasgos es la diferencia de nivel entre la lámina de agua en el embalse y el punto del río en el que se restituye el agua turbinada; esta definición propiamente sirve para definir la carga bruta del aprovechamiento (H_b), a la cual si se le restan las pérdidas de carga (ΔH) en las diferentes conducciones por donde se transporta el agua hasta la central, se obtiene la carga neta (H_n). La carga bruta puede estimarse fácilmente a partir de un plano topográfico, así como las pérdidas de carga con fórmulas empíricas ampliamente conocidas; preliminarmente ambos valores pueden considerarse que permanecen constantes.

Por otra parte, el caudal de diseño viene afectado por multitud de factores: hidrometría, climatología, naturaleza del terreno, cubierta vegetal, entre otros; por consiguiente, para su cálculo será necesario primero recopilar toda la información existente de las estaciones hidrométricas y climatológicas más cercanas al sitio de interés. Si existiese información hidrométrica en el sitio del proyecto es fácil definir un caudal de diseño a partir de la *curva de permanencia de caudales*, siempre y cuando ésta corresponda a una serie de años lo suficientemente amplia para incluir años secos, normales y húmedos. Sin embargo, es muy común que no se cuente con información hidrométrica exactamente en el sitio del proyecto, en el

mejor de los casos existirán estaciones sobre la corriente o en la misma cuenca próximas al sitio de interés, en este caso será necesario realizar un estudio hidrológico para transportar la información al sitio del proyecto; este estudio hidrológico dependerá de la cantidad y veracidad de la información disponible. En cualquier caso, obtenida la matriz de escurrimientos en el sitio del proyecto se genera la curva de permanencia o duración de caudales, para con ella definir un caudal tal que se presente en el río entre el 85% y el 90% del tiempo.

Habiendo estimado un caudal de diseño, y conociendo la carga disponible, fácilmente se puede calcular la potencia instalada del posible aprovechamiento hidroeléctrico con la fórmula de la potencia anteriormente descrita; donde $\eta_s = 0,856$ con conducción y tubería a presión, y $\eta_s = 0,884$ con solo tubería a presión.

Una vez obtenida la potencia instalada, la generación media anual puede estimarse multiplicando la potencia por el número de horas de operación de la central en un año. La operación de la central está definida por el factor de planta, el cual cuando es cercano a uno se considera que el proyecto trabajará en base o firme, es decir, las 24 horas del día los 365 días del año. Generalmente las pequeñas centrales hidroeléctricas se conciben para trabajar de esta manera; no obstante, cuando se requieran proyectos con factores de planta menores para interconectarse con sistemas ya existentes que así lo requieran, se pueden considerar factores de planta regionales.

Finalmente, una vez estimados estos cuatro parámetros fundamentales para un aprovechamiento hidroeléctrico determinado: carga bruta disponible, caudal de diseño, potencia instalada y generación media anual, es posible iniciar el análisis de la pequeña central hidroeléctrica a nivel de conceptualización; el cual es un proceso complejo e iterativo, en el que se comparan desde una óptica económica, pero sin perder de vista su impacto ambiental, los posibles esquemas técnicos para finalmente escoger el que más ventajas tanto técnicas como económicas presente.

6 DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE MANERA TRADICIONAL

Como ya se dijo antes, aunque el software RETScreen se propone sea utilizado durante las primeras etapas de estudio de un anteproyecto, con el fin de comprobar su efectividad y calibrar sus resultados, en esta tesis se desarrollará de manera tradicional todo el análisis de un proyecto tipo a nivel de sustentabilidad. Para esto, primero en este capítulo se hace una breve recopilación de los diferentes estudios y trabajos fundamentales que se requieren desarrollar durante el diseño y evaluación de pequeñas centrales hidroeléctrica a este nivel de anteproyecto. Por otro lado, el análisis de cualquier aprovechamiento hidroeléctrico a este nivel es un proceso complejo, por tal motivo es difícil definir el orden y los pasos a seguir durante su análisis; a continuación se presentan dichos estudios y trabajos en el orden más tradicional, mas no el único.

6.1 Topografía

Antes de iniciar con la evaluación de cualquier posible sitio, es necesario contar con la topografía del lugar; sin ella, no es posible conceptualizar el arreglo general del aprovechamiento, así como estimar desde un principio la carga bruta disponible, parámetro fundamental para el cálculo preliminar de la potencia instalada, el cual depende de la ubicación y elevación de las diferentes obras.

A este nivel de estudio por lo menos se debe tratar de recopilar cartografía impresa o digitalizada a escala 1:50000, es decir, con curvas de nivel equidistantes a cada 20 m; lo mismo que fotogrametría a la escala en que se encuentre. Una vez reunida esta información, y haberla digitalizado cuando sea necesario, se debe identificar en ella el sitio del proyecto y la infraestructura existente: vías de comunicación, poblaciones, líneas de transmisión de energía eléctrica y telefónica; obras hidráulicas existentes, sitios arqueológicos, zonas de reserva ecológica, parques industriales, instalaciones petroleras, uso actual del agua y suelo, etc.

El plano topográfico digitalizado debe cubrir todas las cuencas o sub cuencas del posible aprovechamiento hidroeléctrico, donde se indique la localización por medio de coordenadas y rumbos de los sitios de ejes de presa, perfiles, y curvas elevaciones – áreas – capacidades; así como proponer caminos de acceso a los sitios del proyecto, calculando sus longitudes respectivas.

Es necesario realizar por lo menos una visita al sitio del aprovechamiento para conocer al detalle la zona en estudio.

Finalmente, es claro que si el proyecto lo amerita, y se cuenta con recursos económicos suficientes, se debe solicitar a la Gerencia de Estudios de Ingeniería

Civil (GEIC) de la CFE, o a alguna institución pública o privada similar, los trabajos para obtener fotografías aéreas en escala 1:25000, que permita, en etapas posteriores, hacer una restitución fotogramétrica a escala 1:5000, con curvas de nivel equidistantes a cada 5 m; así como levantar perfiles y secciones transversales, tanto en la boquilla como en los sitios previamente identificados como más importantes del aprovechamiento.

6.2 Estudio Hidrológico

Para el diseño y dimensionamiento de las diferentes obras del aprovechamiento, así como para desarrollar correctamente un estudio hidroenergético con el que se obtenga la potencia instalada real y su generación, es necesario realizar primero un estudio hidrológico que determine los caudales escurridos por el río. Como ya se mencionó, estos caudales vienen afectados por múltiples factores, por esto es necesario recopilar la mayor información posible de los boletines climatológicos e hidrométricos de las estaciones más cercanas al sitio del proyecto; la correcta selección de estas estaciones dependerá de su ubicación en el plano hidrográfico de la cuenca en estudio. En muchas ocasiones, antes de proceder con la obtención de información, es necesario verificar el estado actual de las estaciones consideradas o identificar nuevas estaciones.

De las estaciones finalmente seleccionadas será necesario recopilar:

Estaciones Climatológicas:

- Precipitación diaria, mensual y anual, en mm
- Temperatura diaria, mensual y anual, en °C
- Evaporación bruta diaria, mensual y anual, en mm
- Humedad relativa diaria, durante períodos seleccionados, en %
- Velocidad promedio del viento en el futuro vaso, en km/h y su dirección
- Meteoros y estadística de ciclones, así como sus trayectorias

Estaciones Hidrométricas:

- Escurrimientos medios diarios, mensuales y anuales, en Mm³
- Caudales máximos mensuales y anuales, en m³/s
- Hidrograma de avenidas
- Azolves mensuales (sólidos en suspensión), en Mm³

Una vez reunida la información anterior de las estaciones previamente seleccionadas en el sitio de interés, y/o aguas abajo y aguas arriba, se deberán revisar inconsistencias y corregirlas, así como completar los registros faltantes; para esto se emplea la Curva Doble Masa, Correlación y Regresión, o ambas, tanto para volúmenes escurridos, como para caudales medios y precipitación.

Para la generación de nuevos escurrimientos mensuales, a fin de ampliar la matriz de datos, se puede aplicar el modelo Sintético de Thomas y Fiering, el cual emplea el modelo de Harkov – Chain, mediante la aplicación de la fórmula:

$$O_{i+1} = \bar{O}_{j+1} + b_j * (O_i - \bar{O}_j) + \varepsilon_1 * \sigma_{j+1} * (1 - r_j^2)^{0.5}$$

donde

O_i, O_{i+1}	escurrimientos en los meses i y $j+1$, respectivamente, en m^3
\bar{O}_j, \bar{O}_{j+1}	escurrimientos medios mensuales en los meses j y $j+1$ del ciclo anual, en m^3
b_j	coeficiente de regresión estimado para el escurrimiento del mes $j+1$ desde el mes j , en m^3
ε_1	desviación aleatoria normal en el tiempo i con una media cero y variancia unitaria.
σ_{j+1}	desviación estándar de los escurrimientos en el mes $j+1$
r_j	coeficiente de correlación entre los escurrimientos en los meses j y $j+1$

Habiendo integrado, revisado, completado y ordenado en archivos electrónicos toda la información hidrométrica y climatológica anterior, se obtienen las matrices de escurrimientos correspondientes, a las que será necesario determinar sus parámetros estadísticos básicos: media, mediana, desviación estándar, máximo, mínimo, coeficiente de asimetría y por cientos mensuales respecto al valor anual.

Cuando la matriz de escurrimientos obtenida viene dada en caudales medios y se requiera convertir ésta a volúmenes de escurrimiento, o viceversa, se puede hacer uso de la fórmula siguiente:

$$V_p = Q * t$$

donde t tiempo de referencia, en s

Es importante señalar que en proyectos donde se considere un embalse basta con determinar escurrimientos medios a nivel mensual, mientras que en proyectos sin embalse es necesario contar con escurrimientos medios a nivel diario.

Finalmente, si se trata de un proyecto con embalse considerable, será necesario determinar también la evaporación neta mensual con la fórmula siguiente:

$$E_{vn} = E_{vb} * 0.7 - P$$

donde E_{vb} evaporación bruta, en mm
 P precipitación, en mm

6.2.1 Matriz de Volúmenes Escurridos en el Sitio del Proyecto

Cuando la información hidrométrica de una de las estaciones seleccionadas coincide con la ubicación del proyecto, en automático se obtiene la matriz de

volúmenes escurridos diarios o mensuales en el sitio de interés. Por el contrario, cuando no existe información hidrométrica en el sitio del proyecto, pero existen estaciones hidrométricas en la corriente se pueden presentar dos casos:

- *Estación hidrométrica cercana al sitio del proyecto:* Se corrigen los volúmenes escurridos disponibles (diarios o mensuales) de la estación hidrométrica seleccionada por medio del factor de relación entre áreas de la cuenca, a fin de estimar la matriz de volúmenes escurridos en el sitio del proyecto.

$$V_p = V_{eh} * fac$$

$$fac = A_p / A_{eh}$$

Lo anterior es válido si se cumple con la restricción:

$$0,85 \leq A_p / A_{eh} \leq 1,15$$

donde	V_p	volumen de escurrimiento en el sitio del proyecto
	V_{eh}	volumen de escurrimiento en la estación hidrométrica
	fac.	factor de relación entre áreas
	A_p	área de drenaje de la cuenca hasta el sitio del proyecto
	A_{eh}	área de drenaje de la estación hidrométrica

- *Estación hidrométrica alejada al sitio del proyecto:* Para este caso, se debe de contar con el plano hidrográfico de la cuenca, delimitando su área de captación, la ubicación del proyecto en estudio, de la estación hidrométrica, y por lo menos contar con tres estaciones climatológicas que estén dentro o fuera de la cuenca.

Se calculan las áreas de influencia de cada una de las estaciones climatológicas por medio de polígonos de Thiessen; a continuación se estiman los volúmenes mensuales llovidos dentro del área de influencia de la estación hidrométrica, y con los volúmenes mensuales escurridos en dicha estación, se determinan los coeficientes mensuales de escurrimiento.

Posteriormente, se determinan los volúmenes llovidos dentro del área de influencia hasta el sitio de interés, y se multiplican por los coeficientes de escurrimiento definidos en el párrafo anterior, formando así, la matriz de volúmenes escurridos en el sitio del proyecto.

Si la cuenca del proyecto se ubica entre dos estaciones hidrométricas, el cálculo del escurrimiento se determina con la siguiente ecuación; considerando que la estación hidrométrica 1 se localiza aguas abajo del sitio del proyecto, y la estación hidrométrica 2 aguas arriba:

$$V_p = (((A_p - A_{eh2}) * (V_{eh1} - V_{eh2})) / (A_{eh1} - A_{eh2})) + V_{eh2}$$

Cabe señalar que antes de iniciar con cualquier estudio hidrológico es primordial revisar y analizar los planes de desarrollo estatales, regionales y/o municipales actualizados en la zona de estudio, y sobre uso del agua editados por dependencias como: CONAGUA, SEDESOL, SEMARNAP, así como de los gobiernos estatales y municipales; esto a fin de identificar modificaciones, históricas y futuras, que incidan directa e indirectamente en la disminución o al aumento del caudal aprovechable en el proyecto. Ejemplo de lo anterior, en la actualidad es fundamental considerar un caudal ecológico que circule por el río aguas abajo del embalse creado por la presa, el cual invariablemente disminuirá el caudal de diseño del proyecto o el volumen de agua aprovechable.

6.2.2 Estimación de Avenidas Máximas

Con el fin de más adelante contar con los datos necesarios para dimensionar las obras de desvío y excedencias, es necesario estimar como parte del estudio hidrológico las avenidas máximas a presentarse en el sitio del proyecto.

A este nivel de anteproyecto, y debido a que muy comúnmente una pequeña central hidroeléctrica no cuenta con un embalse regulador, basta con determinar los caudales para los periodos de retorno (T_r): 10, 25, 50, 100, 1000, 10000 años; posteriormente se definirá, dependiendo de las características del proyecto, cual se asociará al diseño de la obra de desvío y cual a la obra de excedencias.

Como no es común que los periodos de retorno arriba considerados sean menores al número de años de registro de datos, es necesario hacer extrapolaciones a partir de los caudales máximos anuales registrados en la matriz de escurrimientos. Para esto, se debe buscar la función de probabilidad teórica que más se ajuste a los datos medidos. Entre las funciones de distribución de probabilidad más usadas en un estudio hidrológico están: Gumbel Tipo 1, Doble Gumbel Tipo 2, Normal, Log-Normal, Exponencial, Gamma, Log-Pearson Tipo 3. Por otro lado, mediante el “Método del error cuadrado mínimo”, es posible determinar qué función de las anteriores se ajusta mejor a los datos registrados; este método consiste en calcular para cada función de distribución su error cuadrático y escoger de la que menor error presente los resultados obtenidos.

Para la realización de dichos ajustes se puede consultar el Capítulo 9 de la Referencia 6, o se recomienda emplear el programa AX, desarrollado por el Centro Nacional de Prevención de Desastres, CENAPRED.

Finalmente, en caso de que el proyecto cuente con un embalse lo suficientemente grande como para tener una regulación de avenidas, es necesario definir la forma del hidrograma de entrada mediante el análisis de hidrogramas registrados históricamente en alguna estación cercana al sitio del proyecto. En caso de no contar con esta información se considerará la aplicación del método de los “Hidrogramas unitarios adimensionales” (Referencia 6).

6.3 Estudio Hidroenergético

Para este punto, ya se debe de tener alguna idea de cuál es la carga bruta disponible que existe en el aprovechamiento, el caudal de diseño, la potencia instalada y la generación media anual; sin embargo, para tener un cálculo mucho más real es necesario, a la par del presente estudio y de los anteriores, realizar esquemas de obras preliminares para conceptualizar debidamente el aprovechamiento, y estar en condiciones de realizar apropiadamente un estudio hidroenergético.

De la correcta caracterización del aprovechamiento hidroeléctrico se tratará más adelante en los Capítulos 6.4 y 6.5, “Esquemas de obras civiles” y “Equipos electromecánicos” respectivamente. Partiendo de esta caracterización, en este capítulo se presentarán los datos necesarios y los pasos a seguir para realizar un *funcionamiento de vaso*, con el cual se obtendrán entre otros parámetros: el caudal de diseño, la carga neta, la potencia instalable, la potencia media y la generación media anual.

Antes de iniciar con el estudio hidroenergético es necesario que el ingeniero proyectista conozca las condiciones de operación de la planta y la función que ella desempeñará dentro de un sistema. El parámetro más importante para establecer las características de una central hidroeléctrica, y el primero que se debe conocer, es la variación diaria de la demanda, mejor conocido como el *factor de planta* (F.P.). Este factor vendrá definido principalmente por las necesidades del país al momento del análisis, y por el objetivo de destino de la energía producida, así como la región del territorio donde se planee generar y consumir esta energía.

Como bien se sabe, mientras menor sea el factor de planta, mayor será la producción de energía eléctrica en un menor periodo de tiempo. Comúnmente se han usado factores de planta ente 0.10 y 0.50 para las centrales hidroeléctricas, sin embargo, como ya se ha mencionado antes, el objetivo de una pequeña central hidroeléctrica no necesariamente es interconectarse al Sistema Eléctrico Nacional, si no que puedan servir para autoabastecimiento, para pequeños productores o productores independientes; debido a esto, generalmente se buscará tener factores de planta cercanos a la unidad, lo que significa que la producción de energía será menor pero en un periodo de tiempo más prolongado. Idealmente, si el escurrimiento del río fuera uniforme, la capacidad instalada correspondería a la potencia media disponible y el factor de planta sería 1; como esto es poco común que se presente, la potencia por instalar en una planta con estas características es normalmente menor a la máxima posible.

Como también ya se dijo, la mayoría de las pequeñas centrales hidroeléctricas son del tipo a filo de corriente, por lo tanto no cuentan con un embalse regulador, lo que las hace tener un escurrimiento variable en el año, pero una carga aprovechable casi constante; esto último, debido a que en la mayoría de proyectos de este tipo el NAMÍNO (Nivel del Aguas Mínimas de Operación) y el NAMO (Nivel

de Aguas Máximas Ordinarias) se encuentran prácticamente al mismo nivel; por lo anterior, para calcular la carga disponible real es necesario primero conocer los niveles de diseño. En el Capítulo 6.4 se explicará a detalle cómo obtener el NAMínO, el NAMO y el NADes (Nivel del Agua en el Desfogue).

Conocidos estos tres niveles es posible obtener el Nivel del Agua de Diseño (NADis), y por ende la *Carga Bruta de Diseño* real. El NADis en proyectos con conducciones a baja carga es igual a:

$$\text{NADis} = \frac{1}{2} (\text{NAMO} - \text{NAMínO}) + \text{NAMínO}$$

Por lo tanto:

$$H_b = \text{NADis} - \text{NADes}$$

donde H_b carga bruta de diseño, en m

Para calcular la carga neta de diseño es necesario restarle a la carga bruta de diseño las pérdidas de carga totales de todo el aprovechamiento (ΣH_f):

$$H_n = H_b - \Sigma H_f$$

donde H_n carga neta de diseño, en m

Estas pérdidas de carga, equivalentes a las pérdidas hidráulicas, se presentan en todas las conducciones de agua, ya sea en canales a cielo abierto, en túneles o en tuberías a presión. En los canales a cielo abierto o en túneles trabajando como canal las pérdidas hidráulicas se calculan mediante la fórmula de Manning, que no es otra cosa que la pendiente del canal por la longitud de la conducción:

$$\Delta h_{canal} = \left(\frac{V n}{R h^{2/3}} \right)^2 L$$

Por otro lado, las pérdidas por fricción en las conducciones cerradas trabajando a tubo lleno, a baja y alta presión, se estiman con la fórmula de Darcy – Weisbach:

$$h_{f_{tubo}} = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

Como se puede observar en ambas fórmulas, las pérdidas hidráulicas son directamente proporcionales a la longitud del segmento de la conducción, a la geometría de su sección transversal y a la velocidad del agua dentro de ella; sin embargo, no es posible calcular el valor real de estas pérdidas, requeridas para correr el funcionamiento de vaso, debido a que no se conoce aún el caudal de diseño definitivo producto del propio funcionamiento. Para poder resolver este problema y correr por primera vez el funcionamiento de vaso sin haber calculado las pérdidas, se han estimado eficiencias hidráulicas empíricas para cada arreglo de conducción; estas eficiencias representan un porcentaje de pérdidas de carga que se afectan a la carga bruta para estimar una carga neta. En el capítulo 6.3.1, “Funcionamiento de Vaso”, se darán los valores iniciales generalmente utilizados.

Las pérdidas locales de entrada, cambios de dirección y/o de sección, accesorios, salida, rejillas, etc, se calculan como una fracción de la carga de velocidad; ver el Capítulo 8.7 de la Referencia 10.

Con los resultados de este funcionamiento de vaso inicial se dimensiona el aprovechamiento; hecho esto, se verifican los niveles de diseño propuestos, así como la carga neta estimada, realizando el cálculo correcto de las pérdidas hidráulicas en las conducciones. Finalmente, con los últimos datos verificados se corre una vez más el funcionamiento de vaso a fin de obtener mejores resultados.

6.3.1 Funcionamiento de Vaso

Los funcionamientos de vaso se elaboran generalmente en hojas de cálculo, sin embargo, dependiendo del tipo de proyecto en estudio, existen programas a nivel mensual o a nivel diario que se utilizan para su análisis. Independientemente del tipo de funcionamiento que se elija, los datos de entrada para uno u otro son prácticamente los mismos, a diferencia claro del parámetro de tiempo de la matriz de escurrimientos obtenida en el estudio hidrológico. Cabe señalar que al realizar el funcionamiento de vaso de un proyecto a filo de corriente a nivel mensual se sobreestima la generación, por lo que si no es posible conseguir registros diarios, es necesario ser conservadores durante la evaluación del aprovechamiento.

A continuación se presenta la información necesaria para correr un funcionamiento de vaso, la cual para este punto ya debe ser conocida:

- Políticas de operación de la central, F.P. (altos)
- Elevaciones del NAMO, NAMínO y NADes, en msnm
- Carga bruta de diseño, en m
- Eficiencia hidráulica inicial con conducción y tubería de presión = 0,920
- Eficiencia hidráulica inicial solo con tubería de presión = 0,950
- Eficiencia de la turbina = 0,945
- Eficiencia del generador = 0,985
- Matriz de volúmenes medios mensuales o diarios en el sitio del proyecto, en hm³ (Obtenidas del Estudio Hidrológico)
- Curva Elevaciones – Áreas – Capacidades del vaso, en msnm, km² y hm³, respectivamente (Topografía)
- Volúmenes de extracción mensuales diferentes a los de generación, en hm³ (Caudal Ecológico, etc. Obtenidos del Estudio Hidrológico)
- Evaporaciones netas mensuales, en mm (Estudio Hidrológico). Si se trata de un proyecto a filo de corriente con un embalse pequeño se pueden estimar estos valores como 0, ya que la evaporación será mínima

Una vez ingresados estos datos en cualquiera de los programas existentes para funcionamiento de vaso, se proponen políticas de demanda de energía o extracción de agua (Q_{dis}) de tal manera que, con la potencia instalada propuesta

en un principio, el déficit medio en todo el periodo sea del 5%. Este criterio se establece así dentro de la CFE para garantizar la confiabilidad del 95% en la generación de energía eléctrica durante todo el periodo analizado.

En caso de que la central hidroeléctrica tenga otros fines ajenos a los de la CFE, será necesario efectuar un análisis económico para determinar el caudal de diseño óptimo. Este análisis se realiza en función de diferentes caudales, y las variantes que dichos caudales provoquen en el proyecto, tanto en los costos de inversión como en la generación de energía eléctrica; es decir, se buscará un caudal tal que convenga una mayor generación al menor costo de proyecto posible. Esto se logra graficando los puntos de la curva creciente de los costos totales de inversión para cada caudal analizado, y la curva decreciente de los costos de la energía perdida para cada opción, actualizados al año de inicio de operación de la central. El caudal óptimo será el correspondiente al punto más bajo de la curva resultante de la suma de los costos de inversión más los costos de la energía no generada.

Habiendo logrado la confiabilidad del 95%, o conociendo el caudal de diseño óptimo, los resultados que arrojará el funcionamiento de vaso son:

- Caudal de diseño (Q_{dis})
- Potencia instalable (P.I.)
- Factor de planta medio (F.P.)
- Caudal medio o aprovechable ($Q_{dis} * F.P.$)
- Potencia media (P.I. * F.P.)
- Volúmenes turbinados
- Volúmenes derramados
- Generación total media anual (G_t), será la obtenida en el funcionamiento analítico del embase
- Generación firme media anual garantizada con un déficit del 5% (G_f), será la que resulte de multiplicar la generación mensual mínima por 12 meses
- Generación secundaria media anual (G_s), será la diferencia que se obtenga de la resta $G_t - G_f$
- Política de extracción optimizada

Como ya se dijo antes, con los resultados de un primer funcionamiento de vaso es posible dimensionar las diferentes obras del proyecto con mayor detalle. Como parte de este dimensionamiento, con el Q_{dis} obtenido se deberá realizar un análisis económico para determinar el diámetro óptimo de las conducciones a presión que conforman el aprovechamiento, el cual se desarrolla de manera muy similar a lo descrito para el cálculo del caudal de diseño óptimo, y que se explicará con mayor detalle en el siguiente capítulo; este diámetro óptimo garantizará que las pérdidas por fricción sean las mínimas, sin elevar considerablemente el costo total de las diferentes obras de conducción. Conociendo las pérdidas reales se corre de nueva cuenta el funcionamiento de vaso a fin de obtener resultados definitivos. Este proceso se puede repetir en varias ocasiones hasta que se tenga certeza de que los resultados obtenidos sean los correctos para evaluar la central hidroeléctrica.

6.4 Esquemas de Obras Civiles

Las obras civiles son todas aquellas estructuras e instalaciones que se requieren para derivar, conducir y restituir el agua turbinada, así como para albergar y proteger los equipos electromecánicos en la central. Todo aprovechamiento hidroeléctrico está formado fundamentalmente por: la presa, como estructura de captación y derivación; y la central hidroeléctrica, donde es turbinada el agua para generar energía eléctrica. Como es de suponerse, dependiendo de la morfología del terreno en el área de estudio, existen una infinidad de variantes técnicas de las que se puede hacer uso al momento de conceptualizar un aprovechamiento. Al igual que ya se ha mencionado antes, en este trabajo se hablará en general del diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas, pero en particular del diseño de proyectos a filo de corriente de alta carga, por ser éste el esquema más recurrentemente usado en nuestro país para este tipo de aprovechamientos.

Cabe mencionar que durante el diseño de cualquier aprovechamiento hidroeléctrico es necesario contemplar, además de lo arriba mencionado y que se describirá a detalle más adelante, la construcción de la infraestructura necesaria para su desarrollo (caminos de acceso, campamentos, etc). Por otro lado, es importante señalar la necesidad de realizar a la par de este diseño estudios geológicos, geotécnicos y geofísicos, así como de impacto ambiental y social, que determinarán la factibilidad constructiva de las obras propuestas, sin perder de vista su sustentabilidad ambiental y la aceptación social del proyecto.

6.4.1 Estructuras de Captación y Derivación

- **Presa**

La presa generalmente está constituida por el conjunto de estructuras construidas en el cauce del río necesarias para desviar un cierto caudal y conducirlo hacia la central hidroeléctrica. Como en pocas ocasiones los proyectos de este tipo se conciben con embalses lo suficientemente grandes para almacenar el agua, a esta estructura y sus obras anexas se les denomina comúnmente como *presa derivadora*. Cuando esta presa no es de gran tamaño se le suele llamar también como *Azud*; en este último, solo se produce un remanso del agua hasta una elevación suficiente que permita derivar el caudal deseado sin que haya una variación importante del nivel del agua. Con el azud, la electricidad se genera mientras fluya el agua por el cauce y se deja de generar cuando el caudal es inferior al mínimo técnico de las turbinas con las que se ha equipado el aprovechamiento.

No obstante, cuando la topografía es favorable, puede estar justificada la construcción de un embalse mediante una presa derivadora de poca altura, pero

mayor que un azud, que sobreeleve el nivel del agua y permita almacenar la suficiente agua en las horas de baja demanda para turbinar solo en las de punta, que los precios pagados por la electricidad generada son más altos.

Las presas se clasifican en dos tipos: flexibles o rígidas. Las primeras se forman con materiales naturales colocados en forma adecuada para aprovechar eficazmente las características físicas de cada uno de sus elementos, permitiendo así que toda la presa se adapte a las deformaciones naturales de los elementos con los que está construida. El tipo de presa flexible más empleado para una presa derivadora es el llamado “tipo indio” (Imagen 4); estas presas básicamente se componen de un muro que forma la pantalla impermeable y de un enrocamiento aguas abajo de ésta.



Imagen 4.- P.D. Acateno I, Estado de Puebla. Presa flexible tipo “Indio”

Las presas rígidas se construyen con materiales pétreos unidos por algún cementante, mediante el cual se produce una masa homogénea (Imagen 5). Las presas de este tipo más empleadas son hechas a base de mampostería con mortero de cemento (concreto ciclópeo).

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas



Imagen 5.- P.D. Acateno II, Estado de Puebla. Presa rígida

Otro tipo de presa rígida muy utilizado es el llamado “Alpina” (Imagen 6). En ésta, la obra de toma se encuentra en la parte superior de la presa. El agua remansada entra a un canal localizado dentro del cuerpo de la presa a través de las rejillas colocadas a lo largo de la cresta, para posteriormente conducirse hacia un túnel o canal de conducción en alguna de las márgenes.



Imagen 6.- P.D. Calapa, Estado de Puebla. Presa rígida tipo “Alpina”

Es muy común que todas las presas anteriormente descritas sean diseñadas también para que el caudal excedente pase sobre la cresta de ellas, adoptando también el nombre de *presas vertedoras*, ya que la obra de excedencias forma parte del cuerpo principal de la propia presa. Por otro lado, cuando una presa derivadora y/o vertedora forma parte de un sistema de presas, como es el caso de las tres presas presentadas previamente del sistema de aprovechamiento de la C.H. Mazatepec, es posible que, independientemente de donde se encuentre la obra de toma, por dentro del cuerpo principal de la presa circule el caudal que previamente ha sido captado de otros ríos y conducido hasta ese sitio, para mezclarse posteriormente con el caudal derivado por la misma presa; este es el caso de la P.D. Acateno II (Imagen 5).

La elección del tipo de presa depende básicamente de la forma de la boquilla, la geología del sitio, los bancos de materiales de que se dispone y los niveles máximos del embalse. La altura de la presa en ocasiones es la limitante para el empleo de presas flexibles “tipo indio”, debido a que los taludes que se obtienen con cargas hidráulicas grandes dan como resultado volúmenes de material muy elevados. Por esto, para presas de mayor altura en boquillas amplias con taludes muy tendidos se recomiendan las presas flexibles de materiales graduados, de enrocamiento con núcleo de arcilla y de enrocamiento con cara de concreto. Si no se dispone de materiales arcillosos y existen en cambio cerca del sitio arenas y gravas en abundancia, se recomiendan las presas rígidas de concreto gravedad, esto solo si el aprovechamiento está ubicado en una zona catalogada como de bajo riesgo sísmico y donde se espere que no existan grandes deformaciones en la cimentación debido a accidentes geológicos. Si la boquilla más bien es estrecha, puede ser propicia para una presa de arco bóveda. En las presas rígidas no hay alturas límites recomendadas y su sección será la que resulte del cálculo de estabilidad producto de los diferentes niveles de diseño.

A continuación se presenta una breve descripción de los niveles de diseño de una presa a gravedad necesarios para el cálculo de su sección transversal (Imagen 7):

- *El Nivel del Aguas Mínimas de Operación (NAMínO)* es el nivel más bajo con el que puede operar la central. Cuando la obra de toma es a presión, este nivel se calcula sumándole a la elevación de la clave de ésta 1,5 veces el diámetro de la conducción, logrando con esto la sumergencia necesaria para que no exista entrada de aire a su interior. A sí mismo, la elevación del umbral de la obra de toma estará definida por el volumen de azolves que ingresará al vaso durante la vida útil del proyecto; en muchos casos, cuando es un río que acarrea demasiados sedimentos de fondo y sólidos en suspensión será necesario incorporar estructuras desgravadoras y/o desarenadoras cercanas a la obra de toma.
- *El Nivel de Aguas Máximas Ordinarias (NAMO)* es el máximo nivel con que puede operar la central en condiciones ordinarias; generalmente, es el resultado de los funcionamientos de vaso, pero su elevación estará definida principalmente por las afectaciones que represente el almacenamiento de agua hasta ese nivel. Cuando el vertedor de excedencias no es controlado por compuertas, el NAMO

coincide con el nivel de la cresta vertedora; de lo contrario el NAMO puede estar por arriba de este nivel dependiendo de las dimensiones de las compuertas. El volumen almacenado entre el NAMínO y el NAMO se llama capacidad útil.

- *El Nivel de Aguas Máximas Extraordinarias (NAME)* es el nivel más alto que debe alcanzar el agua en el vaso bajo cualquier condición. Su cálculo en proyectos con grandes embalses se realiza por medio de un tránsito de avenidas. Sin embargo, en proyectos a filo de corriente, que no cuentan con embalses reguladores, el NAME es el resultado de dimensionar la obra de excedencias para que pase por ella la avenida máxima de diseño. El volumen almacenado entre el NAMO y el NAME es comúnmente llamado de superalmacenamiento.

El nivel de la corona de la presa estará determinado por el NAME y la altura del bordo libre, el cual viene definido por el oleaje y la marea producidos por el viento en el embalse, así como para compensar las reducciones en la altura de la presa provocadas por sus asentamientos. Comúnmente se dejan entre 1 y 2 metros en función del tipo y altura de la presa.

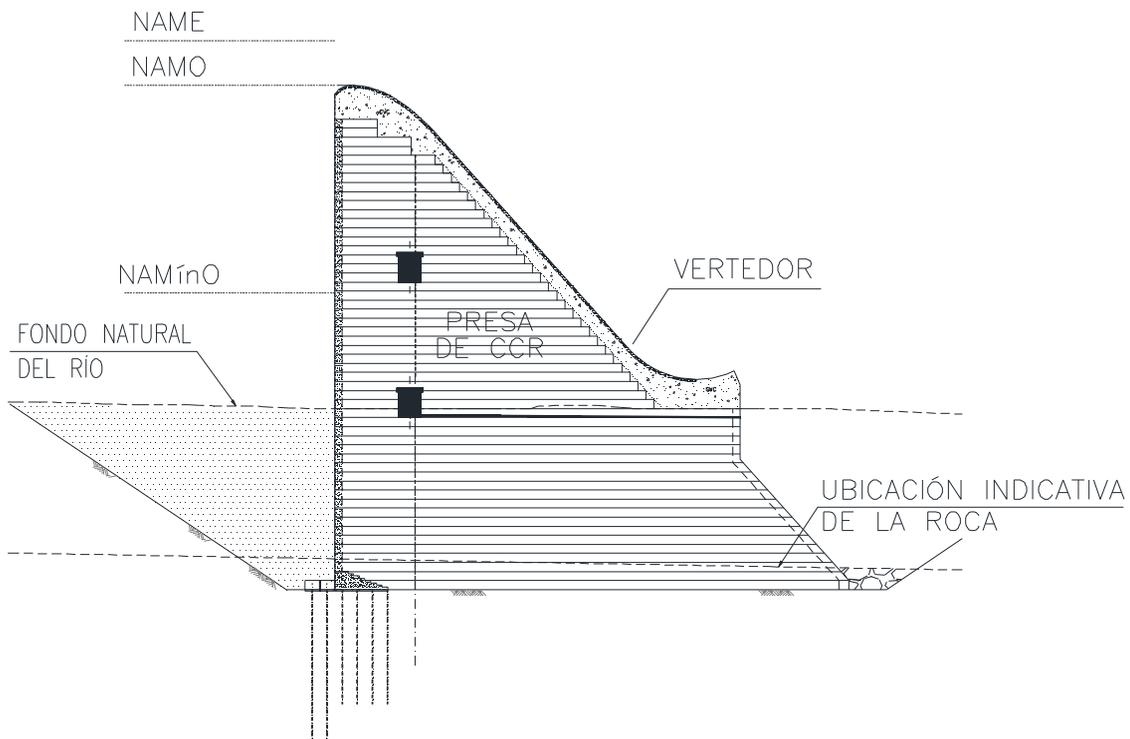


Imagen 7.- Niveles de diseño en una presa de gravedad

Como se puede observar en la Imagen 7, la presa de gravedad propuesta contempla su construcción con Concreto Compactado con Rodillo (CCR). Cabe mencionar que cada vez más en la actualidad, cuando las características de la

boquilla son lo suficientemente favorables y existen los elementos necesarios, este tipo de presas es común diseñarlas para ser construidas con CCR (Imagen 8), que no es más que un concreto pobre de bajo contenido de cemento y de muy baja fluidez, pero con el cual se obtienen beneficios específicos, tales como una mayor resistencia en sus propiedades mecánicas, y la virtud de poder instalar continuamente grandes volúmenes de concreto en un periodo de tiempo más corto, lo que disminuye los costos y tiempos de construcción, además de ser un concreto mucho más económico.



Imagen 8.- P.R. Amata, Estado de Sinaloa. Presa de CCR

Una vez analizados diferentes esquemas de obras con distintos tipos de presas, y haber desechado por experiencia los menos favorables, se calcula el costo de cada una de las alternativas restantes. Combinando estos costos con los beneficios de la generación de cada una, se realizan evaluaciones económicas que permitirán escoger la mejor opción; es decir, la opción más rentable será la que tenga el menor costo de kWh nivelado y la mayor relación beneficio-costos, a menos que factores de índole social, ambiental o técnico indiquen lo contrario.

Finalmente, es necesario mencionar que los principales impactos ambientales en este tipo de aprovechamientos son causados en gran medida por la presa, esto debido a la retención de los sedimentos aguas arriba de ésta, así como la desviación de caudal a lo largo de un tramo largo del río, lo que genera un impacto importante sobre los movimientos migratorios de la fauna. Para minimizar estos impactos, en la actualidad es necesario evaluar los aprovechamientos considerando un caudal ecológico que permita subsistir a la fauna y a la flora aguas abajo de la presa; en otras ocasiones, es fundamental diseñar escalas de peces que garanticen la circulación de los mismos a través de la presa.

- **Obra de excedencias**

En cualquier aprovechamiento hidroeléctrico es necesario contar con una estructura capaz de desalojar de manera eficaz y controlada el exceso de agua que ingresa al embalse y no puede ser almacenado para generación. A estas estructuras se les denomina obras de excedencias; también conocidas comúnmente como *vertedores de excedencias o de demasías*. En países como México, donde cada año es marcada la diferencia entre la temporada de avenidas y de estiaje, es fundamental contar con una obra de excedencias que evite en tiempo de avenidas poner en riesgo no solo la integridad de la presa, sino también la de los bienes materiales y vidas humanas localizados aguas abajo del embalse.

Las obras de excedencias pueden ser de dos tipos: de cresta libre sin compuertas, como el de la Imagen 8; o controlada por medio de compuertas. Comúnmente, para cargas sobre la cresta menores a 5 m se recomienda considerar un vertedor de cresta libre; en este caso, el caudal que puede desalojar el vertedor se determina con la siguiente fórmula general:

$$Q = CLH^{(3/2)}$$

donde	C	coeficiente de descarga, igual a 2
	L	longitud neta de cresta
	H	carga sobre la cresta, en m

Por otro lado, cuando la carga sobre la cresta es mayor a los 5 m se debe recurrir a un vertedor controlado con compuertas. Las compuertas más utilizadas y comunes en estas obras son de tipo radial rectangulares de menor ancho que altura, esto por su facilidad de control durante las operaciones de apertura y cierre. El caudal que se puede verter por el área que se forma durante estas operaciones se calcula mediante la siguiente fórmula general para orificios:

$$Q = AC\sqrt{2gh}$$

donde	A	área del orificio, en m ²
	C	coeficiente de descarga, igual a 0,60
	h	carga al centro del orificio, en m

A este nivel de anteproyecto, al no existir embalses reguladores en la mayoría de las pequeñas centrales hidroeléctricas, no es necesario realizar *tránsitos de avenidas* para calcular las dimensiones del vertedor. Una vez estimadas las avenidas máximas en el estudio hidrológico para $Tr = 1000$ o 10000 años, el diseño del vertedor se realiza en base a las fórmulas anteriores, buscando que los caudales correspondientes a estos periodos de retorno viertan sin problemas.

Como ya se mencionó anteriormente, en este tipo de aprovechamientos es común que la presa se diseñe para que el caudal excedente pase sobre la cresta de ésta, sin tener que diseñar otra estructura complementaria para tal fin. El diseño de una presa vertedora básicamente contempla un canal a cielo abierto sobre su cresta que permite evacuar el agua a velocidades súper críticas. Al inicio cuenta con un perfil curvo diseñado para minimizar la presión sobre su superficie, pero sin que la lámina de agua llegue a separarse de la misma, lo que daría lugar a la aparición de presiones negativas y a la cavitación. Posteriormente entra a una rápida diseñada con fuerte pendiente hasta el pie de la presa, donde se debe revisar la necesidad de un dissipador de energía que evite la erosión de la cimentación, ya sea con una cubeta deflectora o un tanque amortiguador que restrinja el salto hidráulico (Imagen 9).



Imagen 9.- P.D. Atexcaco, Estado de Puebla. Presa vertedora

Cuando no es posible integrar el vertedor de excedencias a la presa, se pueden seleccionar otros tipos de vertedores dependiendo de las características propias del proyecto. Los más usados son los siguientes:

- *Vertedor con canal de descarga (vertedor en rápida)*. La velocidad del agua en el canal de descarga, después de pasar por la sección de control (cimacio), se mantiene en régimen súper crítico, hasta llegar a la estructura terminal.
- *Vertedor de canal lateral*. La longitud del canal colector debe ser igual a la longitud de la cresta vertedora. Se debe de garantizar un régimen lento dentro del canal, lo cual se logra con un escalón o estrechamiento al final de éste.
- *Vertedor en abanico*. Se utiliza cuando hay espacio suficiente para colocar una longitud de cresta vertedora grande en comparación con el ancho del canal de descarga.
- *Vertedor en túnel*. Esta opción debe considerarse siempre con cresta controlada y se diseña para que el conducto funcione parcialmente llenos en toda su longitud (relaciones de llenado del 80%). Los túneles no deben ser mayores a 15 m de diámetro.

El dimensionamiento preliminar de cada una de las opciones de vertedor anteriormente descritas, se determinará con la metodología descrita en el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE (Sección A Hidrotecnia, Capítulo A.2.10). Hacer uso también de la Referencia 7.

- **Obra de desvío**

Durante la construcción del proyecto, es necesario desviar el cauce natural del río para trabajar en seco en el sitio de la presa y obras anexas. Lo anterior se realiza mediante la construcción de la obra de desvío; la cual, dependiendo de la topografía y la geología del lugar, se puede considerar por medio de un conducto a cielo abierto o subterráneo excavado en alguna de sus laderas, preferentemente en la margen con mayor facilidad de acceso, o incluso por el propio cauce.

Cualquiera que sea la elección anterior, el diseño de la obra de desvío se hace en base a los caudales obtenidos en el estudio hidrológico para periodos de retorno de 10, 25 o 50 años dependiendo de la magnitud del proyecto.

A la par del diseño de la obra de desvío, es necesario calcular la altura de las correspondientes ataguías aguas arriba y aguas abajo; consultar el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE (Sección A Hidrotecnia, Capítulo A.2.12). Ambas ataguías se deberán considerar de materiales graduados, con taludes 2:1, con seis metros de ancho de corona, y la ataguía aguas abajo un 60% de la altura de la de aguas arriba. Con la finalidad de establecer la mejor combinación *altura de ataguía - sección del desvío*, es necesario realizar análisis económicos con

diferentes alturas y secciones para determinar cuál de ellas representa la óptima combinación. En el caso de que el desvío sea en túnel se recomienda estudiar la posibilidad de aplicar el criterio de la *rugosidad compuesta* (Marengo, 2005).

En algunas pequeñas centrales hidroeléctricas, dependiendo de su tamaño y de las características de la cuenca, las obras de derivación pueden realizarse durante una temporada de estiaje; de no ser así, habrá que contemplar la construcción de una obra para desviar temporalmente el cauce natural del río.

En ocasiones, las obras de desvío son acondicionadas posteriormente durante la operación de la presa para desalojar el caudal ecológico que se está obligado a dejar correr por el río aguas abajo de la presa; o también como desagües de fondo para vaciar el embalse, ya sea en caso de emergencia o durante operaciones programadas de reparación, mantenimiento y limpieza de la presa.

6.4.2 Central Hidroeléctrica

La central hidroeléctrica está constituida por las estructuras necesarias para conducir el agua, albergar los equipos de generación y restituir el caudal turbinado al cauce natural del río, además de otras estructuras hidráulicas complementarias, como pozos o galerías de oscilación para reducir los efectos del golpe de ariete. Las estructuras más importantes que conforman la central hidroeléctrica son las que a continuación se describen; sin embargo, su diseño y análisis no necesariamente obedecen al orden aquí presentado.

- **Obra de toma (O.T.)**

La obra de toma cumple con la función de encauzar el flujo de agua hacia la conducción, la cual puede ser a presión o a superficie libre. Cuando la toma se encuentra sumergida y se liga a una conducción a baja presión se dice que es una obra de toma a presión, pero si ésta no se encuentra sumergida y se conecta a una conducción que trabaja como canal, ya sea a cielo abierto o en túnel, se dice que es una obra de toma superficial.

Comúnmente la obra de toma está conformada por el canal de llamada, la estructura de rejillas y la estructura de control (Imagen 10).

- *El canal de llamada* se dimensiona para una velocidad de flujo entre 0,50 y 0,80 m/s; el nivel de este canal es conveniente proyectarlo a una elevación ligeramente inferior del umbral de la obra de toma, el cual siempre debe estar por encima de la elevación máxima que alcanzarán los azolves durante la vida útil del proyecto. En muchos aprovechamientos de este tipo, al no contar con grandes embalses de almacenamiento y donde los azolves alcanzarán la elevación del

umbral de la obra de toma en poco tiempo, es necesario incorporar al diseño de esta obra una estructura llamada desgravador y/o desarenador, el cual se diseña en función del diámetro de partículas predominante en los sedimentos del río.

- *La estructura de rejillas*, la cual impide el paso de peces y material sólido a la conducción, se diseña para una velocidad del flujo entre los barrotes de 1 m/s, y su inclinación varía entre 45° y 75°.
- *La estructura de control* es donde se encuentran los mecanismos de cierre y sus elementos de izaje. Generalmente, se instalan dos series de compuertas, una para servicio y otra auxiliar o de emergencia; usualmente son de tipo plana deslizante y de aguja respectivamente.
- *La bocatoma* deberá diseñarse, dentro de lo posible, de manera abocinada; es decir, empleando arcos de elipse simples o combinados.

Cuando el diámetro de la conducción es mayor o igual a 4 metros, es conveniente dividir el túnel en dos vanos dentro de la zona de compuertas mediante una pila central, a fin de que las compuertas no sean demasiado pesadas.

Para el dimensionamiento de estas estructuras consultar el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE (Sección A Hidrotecnia, Capítulo A.2.2).



Imagen 10.- Obra de Toma

Como ya se mencionó anteriormente en la determinación del NAMínO, la obra de toma a presión debe estar localizada de tal manera que en condiciones de mínimo nivel del embalse, no exista la posibilidad de entrada de aire al interior de la misma. Por esta razón, la sumergencia mínima de esta estructura debe ser de 1,50 veces el diámetro de la conducción, a partir de la clave de la obra de toma.

La obra de toma superficial es el tipo más utilizado en aprovechamientos con presas derivadoras de poca altura. Pueden trabajar a descarga libre o ahogada. Este tipo de obra de toma se conecta a una conducción a superficie libre que desemboca en una estructura de puesta a presión, generalmente en forma de tanque, que se liga finalmente a la tubería de presión.

La obra de toma de la Imagen 10 es el más común en los aprovechamientos para pequeñas centrales hidroeléctricas; sin embargo, existen también otros tipos muy utilizados en ríos de montaña, uno de ellos es el llamado “Alpina” (Imagen 11). Consiste en un canal localizado dentro del cuerpo de la presa cubierto por una rejilla inclinada, evitando así que se bloquee con el material sólido que arrastre el río; las barras de esta rejilla se orientan paralelamente a la corriente.



Imagen 11.- Arreglo de Obra de Toma tipo Alpina

Como se puede observar en la Imagen 11, aguas abajo de la obra de toma antes de entrar a la conducción, se tiene un vertedor para regular el caudal derivado que se conducirá a la central; esto también se puede lograr mediante el uso de las compuertas, aunque no es recomendable debido al desgaste que sufren a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que generaría un mantenimiento constante.

- **Obra de conducción**

Como se explicó desde un principio, las pequeñas centrales hidroeléctricas de baja carga o de valle no requieren una obra de conducción, ya que la presa y la casa de máquinas no solo se encuentran en el mismo sitio, sino que también forman parte de una sola estructura. Sin embargo, en los aprovechamientos de alta carga o de montaña, a fin de conseguir la mayor carga posible, la casa de máquinas a veces se ubica a varios kilómetros de distancia aguas abajo de la presa derivadora; por esta razón, es necesario conducir por medio de canales y/o túneles de poca pendiente el flujo captado por la presa hasta algún punto donde el desnivel con el cauce natural del río sea considerable. La caída desde este punto hasta la casa de máquinas, por medio de la tubería a presión, es la carga utilizada para la generación de energía. En algunos casos, dependiendo de la topografía, la longitud de la tubería a presión es equivalente al desnivel conseguido (Imagen 12).

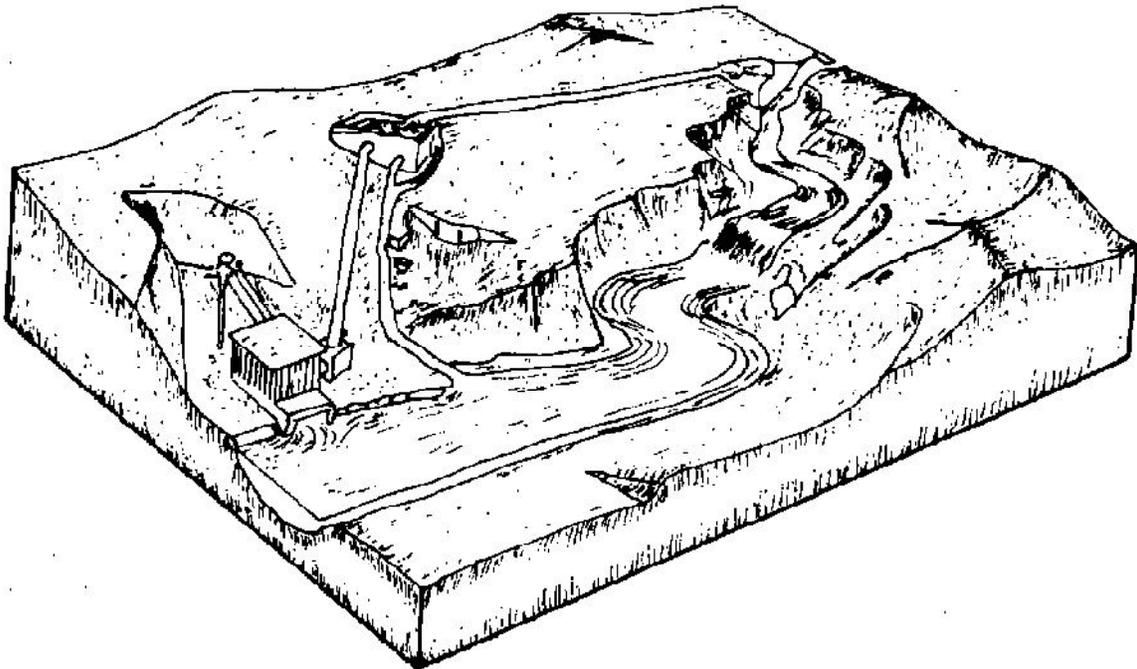


Imagen 12.- Esquema con conducción y tubería a presión corta
Manual de mini y microcentrales hidráulicas, Intermediate Technology Development Group, ITDG-PERÚ

El arreglo de la Imagen 12 es el más común para aprovechamientos de alta carga, ya que la presa y la casa de máquinas comúnmente se encuentran a gran distancia la una de la otra; sin embargo, puede ser que gracias a la características topográficas del lugar, el desnivel antes mencionado se consiga a poca distancia de la presa, por lo que podría ser factible que el agua se conduzca desde el embalse hasta la central solo por medio de la tubería a presión (Imagen 13). En este caso sería necesario analizar la factibilidad de solo utilizar la tubería a presión, ya que el elevado costo que implica una tubería forzada de gran longitud, diseñada para que soporte las sobrepresiones causadas por el golpe de ariete, podría hacer no rentable al proyecto, obligando a construir obras de conducción más económicas.

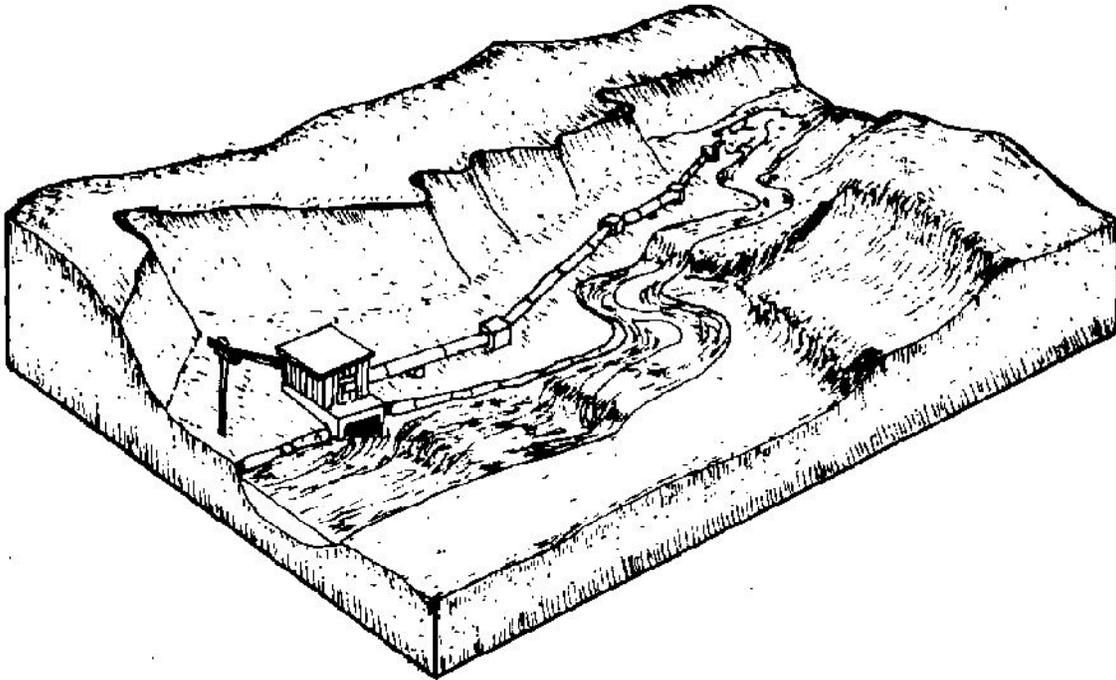


Imagen 13.- Esquema sin conducción y solo tubería a presión

Manual de mini y microcentrales hidráulicas, Intermediate Technology Development Group, ITDG-PERÚ

Una variante de lo anterior, aunque constructivamente muy complejo, sería ubicar la casa de máquinas en una caverna prácticamente abajo de la presa hasta alcanzar la carga deseada, y posteriormente construir un túnel de desfogue muy largo hasta un punto del cauce del río donde las elevaciones coincidan. Alternativa que aún requiere de muchos más análisis para determinar su factibilidad.

En los aprovechamientos donde se requiere de una obra de conducción, dependiendo de las características topográficas y geomorfológicas del sitio, ésta puede contemplarse por medio de *canales a cielo abierto y/o conductos cerrados*

trabajando como canales. Generalmente, un canal a cielo abierto es la opción más económica, por lo que es común que los pequeños aprovechamientos se conciban con este tipo de obras; sin embargo, no siempre es factible su construcción a todo lo largo de la conducción, sobre todo cuando ésta es muy larga, ya que deben seguir la morfología del terreno que atraviesan. Cuando esto sucede, se recurre a conductos cerrados (túneles) que trabajen como canal, evitando así largos recorridos innecesarios o la excavación de grandes volúmenes de material. En proyectos donde la obra de conducción se desarrolle toda por medio de un túnel, éste puede trabajar como canal o a tubo lleno con baja presión.

Cuando la obra de conducción trabaja a superficie libre, por medio de un canal y/o un túnel, éste debe tener una pendiente lo menor posible con el fin de mantener la energía potencial del agua; comúnmente la pendiente debe oscilar entre 0,0005 a 0,0002 en zonas planas y de 0,001 a 0,002 en zonas montañosas. A lo largo de los canales o conductos, dependiendo de su longitud, pueden existir desagües de fondo, vertedores laterales, sifones invertidos, rápidas, pasos superiores e inferiores, etc. Al final de una obra de conducción trabajando a superficie libre, es necesaria la incorporación de un tanque de puesta a presión o de carga antes de conectarse a la tubería a presión; este tanque tiene la función de regular el caudal, además de darle a la toma de la tubería a presión la sumergencia necesaria para que trabaje ahogada. Al final del canal de conducción, antes del tanque de carga, suele instalarse una reja para el desagüe de los sedimentos finos.

El diseño hidráulico de un canal a cielo abierto o un conducto cerrado trabajando como canal se hará esencialmente tomando en cuenta el caudal de diseño (Q_{dis}), su sección transversal, su pendiente y su rugosidad, mediante el principio de continuidad y la fórmula de Manning:

$$Q = A \frac{1}{n} R h^{2/3} S^{1/2}$$

donde	A	área hidráulica, en m ²
	n	coeficiente de Manning
	R _h	radio hidráulico, en m
	S	gradiente hidráulico (pendiente del fondo del canal)

Las secciones transversales más utilizadas para canales a cielo abierto son la trapezoidal o rectangular, con o sin revestimiento (Imagen 14). Desde el punto de vista teórico, la sección más eficiente es la semicircular, que es la que tiene el menor perímetro mojado; sin embargo, en ciertas condiciones, sobre todo cuando el canal de conducción no va revestido, no siempre es factible construir la sección hidráulica óptima debido al tipo de terreno en que está cimentado.

Para evitar que el agua se desborde del canal, es conveniente prever a todo lo largo un margen de seguridad en la profundidad del mismo. Por otro lado, cuando el conducto es cerrado, pero trabaja como canal, el diámetro se calcula de tal modo que el tirante no rebase el 0,80 de la altura del túnel de conducción.



Imagen 14.- C.H. Zumpimito, Michoacán. Canal de conducción trapezoidal revestido

Como ya se dijo, en ocasiones no es posible construir canales a cielo abierto, por lo que se tiene que recurrir a excavar túneles. Para que esto sea posible debe existir un techo mínimo entre la clave del túnel y el terreno natural de 2,50 veces el diámetro del mismo. Cuando lo anterior se cumple a todo lo largo de la obra de conducción se puede pensar en un túnel de conducción que igual puede seguir trabajando como canal, o se diseña para que trabaje a tubo lleno con baja presión (conducción bloqueada).

En el caso de que la conducción trabaje a tubo lleno con baja presión, en vez de necesitar un tanque de carga al final de ésta, lo más probable es que se requiera de un pozo de oscilación antes de conectarse con la tubería de alta presión, esto dependiendo de la localización de la casa de máquinas con respecto a la presa derivadora. Por tanto, el trazo y la pendiente de la conducción estarán determinados a su vez por la ubicación y profundidad de este pozo de oscilación.

Los conductos cerrados o túneles deben de tener una altura mínima de 2 m para fines constructivos. La sección circular es la más eficiente hidráulica y estructuralmente, aunque pueden tener secciones transversales tipo portal o herradura que constructivamente pueden presentar ventajas. Como una primera aproximación para el diámetro interno, se sugieren las ecuaciones siguientes:

Conducto o tubería sección circular	$D = (1,273239545 * Q_{dis}/v)^{0,5}$
Conducto o tubería sección portal	$D = (Q_{dis} / ((\pi/8+0,5)*v))^{0,5}$
Conducto o tubería sección herradura	$D = (Q_{dis} / (0,829272923*v))^{0,5}$

donde Q_{dis} caudal total de diseño, en m³/s
 v velocidad en la conducción, en m/s (2 m/s)

Para el cálculo definitivo del diámetro hidráulico, se ensayarán diámetros inferiores y superiores al encontrado en la primera aproximación, con un incremento entre ellos de medio metro. Es preciso señalar que la sección hidráulica más eficiente no necesariamente es la más económica; por esta razón es necesario desarrollar un análisis de *diámetro económico* donde se busque el punto óptimo de máxima generación al menor costo posible. Este análisis se realizará tomando en cuenta los siguientes aspectos para diferentes diámetros propuestos:

- *Costo del túnel*; excavación, revestimiento (concreto reforzado), marcos metálicos y tratamientos (anclaje, drenaje, inyecciones y concreto lanzado).
- *Actualización del costo del túnel*; se realiza considerando una distribución en el tiempo de la inversión necesaria para la adquisición de materiales, colocación y montaje. Este costo se llevará al año 0, de término de los trabajos de construcción e inicio de operación de la central, para su comparación.
- *Costo de la energía perdida*; se determinan primeramente las pérdidas de carga para cada una de las conducciones (pérdidas por fricción y pérdidas locales); conocidas las pérdidas, se procede a determinar la energía perdida mediante la fórmula:

$$E_p = 9,81 \eta_{tg} Q_{dis} h_f / 8760 \text{ F.P.}$$

donde E_p energía perdida, en kWh/año
 η_{tg} eficiencia turbina ($\eta_t = 0,945$) y generador ($\eta_g = 0,985$)
 Q_{dis} caudal de diseño, en m³/s
 h_f pérdidas de carga en la conducción, en m
 F.P. factor de planta

- *Actualización del costo de la energía perdida*; este costo se llevará al año de inicio de operación de la central.

Una vez que se tiene la actualización de los costos totales de las obras y el costo actualizado de las energías perdidas para cada uno de los diámetros considerados en el análisis, sus puntos son dibujados; los importes correspondientes de cada una de estas dos curvas se suman y la curva resultante es también dibujada; el punto más bajo de esta última curva corresponderá al diámetro económico (Imagen 15).

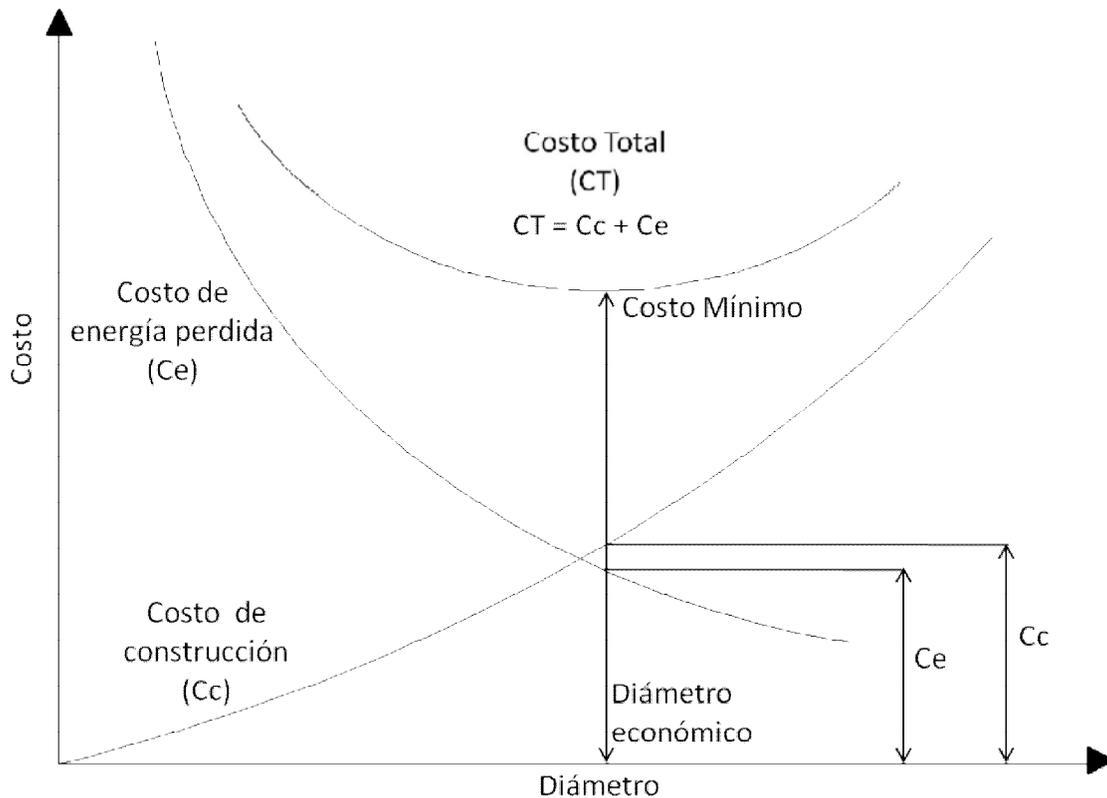


Imagen 15.- Análisis para determinar el diámetro económico del túnel

Conocido el diámetro hidráulico de la conducción, el cálculo de diámetro externo o de excavación es igual a sumarle al primero el espesor del revestimiento. En una primera aproximación este espesor puede ser igual a $D/12$. El revestimiento del túnel obedece a que hidráulicamente las superficies lisas reducen las pérdidas de carga por fricción y se evita la saturación del terreno vecino minimizando las filtraciones, mientras que estructuralmente también se protege éste contra la inestabilidad del terreno o las deformaciones excesivas del mismo.

En proyectos de este tipo, sobre todo cuando la conducción es de varios kilómetros de longitud, ésta suele ser la estructura con mayor peso en el presupuesto, así como la ruta crítica del proyecto. Una manera de disminuir el tiempo de construcción es realizar diferentes ventanas de acceso para aumentar los frentes de trabajo, siempre y cuando la excavación se planea realizar con *método convencional* a base de perforación de barrenos y explosivos (DBM, por sus siglas en inglés). Por otro lado, en la actualidad cada vez es más común realizar este tipo de excavaciones con métodos mecanizados como el *Tunnel Boring Machine* (TBM) de la Imagen 16; que pueden ser más costosos pero que si las condiciones son las adecuadas ayudan a disminuir enormemente los tiempos de construcción. El revestimiento de soporte en este método de excavación es a base de anillos formados por *dovelas* prefabricadas de concreto armado, que a su

vez ayudan a la propia TBM a desplazarse en la etapa de construcción, empollándose en ellas cuando no es posible hacerlo en la roca adyacente al túnel por no ser ésta competente.



Imagen 16.- Excavación con Tunnel Boring Machine y dovelas

Sin embargo, antes de tomar una decisión es necesario realizar un análisis económico para determinar con que método se debe excavar el túnel, ya que diferentes factores como la geología, la longitud del túnel, los accesos, el número de ventanas requeridas y su longitud, la mano de obra local, etc, pudieran afectar el rendimientos de cualquiera de los dos métodos, aumentando su costo por metro cúbico de construcción.

- **Tanque de puesta a presión o de carga**

Como se mencionó anteriormente, cuando la obra de conducción se desarrolla a superficie libre, por medio de un canal a cielo abierto o un conducto cerrado trabajando como canal, es necesario que al final de éste, antes de conectarse con la tubería a alta presión, el agua llegue a un tanque de puesta a presión o de carga. Este tiene la función de distribuir uniformemente el caudal que entrará a la tubería a presión, así como dar la sumergencia necesaria a la toma para evitar la entrada de aire a la tubería, lo que provocaría sobrepresiones.

El diseño de este tanque obedece a que el volumen o capacidad de éste permita una regulación horaria; aunque, al igual que el embalse, se puede dimensionar para lograr una regulación diaria y turbinar solo en horas de punta, en las que el precio pagado por el kWh es más favorable.

$$\text{Volumen Tanque} = 3600 * F.P. * (Q_{dis} - Q_{ma}) \quad \text{para regulación horaria}$$

$$\text{Volumen Tanque} = 86400 * F.P. * (Q_{dis} - Q_{ma}) \quad \text{para regulación diaria}$$

Dentro del diseño del tanque se debe considerar la incorporación de un vertedor de excedencias, así como de un desagüe de fondo, ya que la velocidad del agua en esta estructura favorece a la sedimentación del material en suspensión que todavía pudiera transportar el agua. La obra de toma de la tubería a presión debe estar equipada también con un canal de llamada, rejillas y estructura de control.

- **Pozo de oscilación**

Un pozo de oscilación es una estructura de protección de los sistemas hidráulicos a presión, que absorbe y minimiza los efectos del *golpe de ariete* causados durante los transitorios hidráulicos. Siendo así, cuando se provoca un paro brusco en las turbinas de casa de máquinas, ya sea por el corte repentino del suministro eléctrico, o por el cierre de las válvulas de emergencia debido a la falla en alguno de los elementos de la central, se producen fenómenos de flujo transitorio que afectan la estabilidad del sistema hidráulico en proyectos de alta carga con obras de conducción trabajando a tubo lleno con poca presión; para evitar lo anterior, es necesaria la incorporación de un pozo de oscilación al final de la conducción que amortigüe las ondas de presión cuando por su longitud no puede ser diseñada ésta para que resista por sí sola el efecto del golpe de ariete.

Cuando la conducción no se considere larga, existen otros tipos de dispositivos capaces de realizar la función del pozo de oscilación, tales como válvulas de alivio, etc. Incluso, cuando por las distancias no se considera incorporar una obra de conducción, es decir, se empleará solo una tubería a presión para conectar el embalse con la central, es posible que no se requiera de ninguno de los dispositivos anteriores, ya que la tubería forzada pudiera ser diseñada para que soporte los esfuerzos de sobrepresión y subpresión causados por el golpe de ariete, además de que el embalse funcionaría como un tanque de oscilación para amortiguar las ondas de presión producidas.

Para determinar si esto último es factible, se hace uso del *criterio de Electroconsult*, con el cual se comprueba que a un rechazo total de carga, el tiempo de inercia de la tubería (T_w) no sea mayor a 2 segundos (puede aceptarse como límite máximo permisible 2,50 segundos), es decir:

$$T_w = \frac{1}{gH_n} \sum_{i=1}^n L_i V_i$$

donde	T_w	tiempo de inercia de la tubería, en segundos
	H_n	carga neta de diseño, en m
	L_i	longitud del tramo i de la tubería, en m
	v_i	velocidad en el tramo i de la tubería, en m/s

De lo contrario, será necesaria la incorporación de un pozo de oscilación o alguno otro dispositivo en un punto tal que se reduzca la longitud de la tubería a presión lo suficiente para que se cumpla con el límite permisible dado por este criterio.

Otro criterio también utilizado es el de *Kisiliev*, donde se señala que se requerirá de un pozo de oscilación si:

$$\frac{1}{Hn_{\min}} \sum_{i=1}^n L_i V_i > 15$$

Con los dos criterios anteriores no solo se determina la necesidad de un pozo de oscilación en el aprovechamiento, sino también su ubicación. En obras de conducción muy largas, con el fin de reducir la longitud de la tubería a presión y lo elevado de los costos asociados a ésta, el pozo de oscilación se coloca estratégicamente lo más cercano posible a la casa de máquinas, donde se asegure que con el criterio de Electroconsult el tiempo de inercia de la tubería será menor al límite máximo permisible, y donde gracias a la topografía y la geología sea factible su construcción. Con lo anterior, el revestimiento a lo largo del sistema quedaría de la siguiente manera: con encamisado de acero el tramo comprendido entre las turbinas de casa de máquinas y el pozo de oscilación (la tubería a presión), y el resto de la obra de conducción trabajando a tubo lleno con poca presión revestida solo con concreto reforzado. Cabe señalar que, aunque con la existencia de un pozo de oscilación se elimina o disminuye el golpe de ariete a lo largo de la obra de conducción a baja presión, y es por esto que solo se reviste de concreto reforzado, en ocasiones es necesario encamisar también con acero un cierto tramo de ésta, inmediatamente aguas arriba del pozo, para protección extra de las sobrepresiones y subpresiones que aún pudiesen presentarse durante el transitorio hidráulico.

Por otro lado, el pozo de oscilación también cumple con la función de proveer de agua durante la demanda de carga a la hora de la apertura de las turbinas o válvulas de emergencia de la central hidroeléctrica; de no existir el pozo, la succión producida en la conducción por una demanda de agua superior a la contenida dentro de ella, causaría graves daños a su estructura si ésta no fue diseñada para resistir las presiones negativas que se llegaran a presentar. Es así que el agua contenida en el pozo de oscilación ayuda en el llenado de la tubería a presión mientras se estabiliza el flujo proveniente desde el embalse, disminuyendo de esta manera el costo del revestimiento a lo largo de la conducción y los riesgos que pudieran causar las fluctuaciones de presión dentro de esta estructura.

En general, se recomienda que los pozos de oscilación sean subterráneos, debido a aspectos económicos y de estabilidad, en dirección vertical y conectado por un extremo a la superficie libre. Existen diferentes tipos de pozos, sin embargo los más utilizados en la práctica común son:

- *Pozo simple.* Tubo piezométrico de área constante conectado a la conducción; adecuado para aprovechamientos de baja carga y con conducciones no muy largas.
- *Pozo con orificio.* Pozo con la conexión a la conducción restringida por medio de un orificio, el cual favorece a que las oscilaciones máximas y mínimas sean de menor magnitud, debido a la pérdida de carga en el estrangulamiento.

- *Pozo compuesto.* Este pozo consiste en cualquiera de los pozos anteriores pero con una cámara de expansión en la parte superior para evitar el derrame o vaciado durante maniobras de grandes oscilaciones.

Para consideraciones de diseño más a detalle y conocimiento de otros tipos de pozos de oscilación, como el diferencial o el de aire comprimido, véase el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE (Sección A Hidrotecnia, Capítulo A.2.5). Dado que cada aprovechamiento es distinto, se debe realizar un análisis económico para determinar el mejor tipo de pozo, que cumpliendo con las condiciones de funcionamiento, represente el menor costo posible.

Independientemente del tipo de pozo seleccionado, la determinación del área transversal mínima (A_p) que debe tener el pozo de oscilación se hace por medio de las fórmulas de: Thoma, Jeager, Electroconsult, Evangelisti, o Calame y Gaden, del capítulo IV.4.2.4, Referencia 4. A continuación se muestra la de Electroconsult:

$$A_p = \left(\frac{V_c^2 A_c L_c}{2gH_n} \right) (1,3)$$

donde	v_c	velocidad en la conducción de baja presión, en m/s
	A_c	área de la conducción de baja presión, en m ²
	L_c	longitud de la conducción de baja presión, en m
	H_n	carga neta de diseño, en m

Esta área transversal mínima debe permitir las maniobras de apertura y rechazo de la central sin sufrir derrames ni vaciados del pozo de oscilación; además de ser la necesaria para dar estabilidad al pozo ante pequeñas oscilaciones (oscilación en masa) y los respectivos cambios de presión que éstas conllevan.

Para determinar la altura del pozo de oscilación, es necesario conocer el nivel de *máxima oscilación* ante un rechazo de carga y el nivel de *mínima oscilación* ante una demanda de carga. Estos niveles se calculan mediante la solución de las ecuaciones diferenciales y las gráficas del Capítulo IV.4.2.4, de la Referencia 4. Existen diferentes métodos y programas para la solución de estas ecuaciones; los principales datos que se requiere conocer antes de iniciar con el cálculo son:

- Longitud de la conducción, en m
- Pérdida total de carga en la conducción, en m
- Caudal de diseño, en m³/s
- Diámetro de la conducción, en m
- Tipo de pozo por simular
- Diámetro del pozo de oscilación, en m
- Pérdida de carga producida por el orificio para el caudal de diseño con flujo que entra al pozo, en m (0 sin orificio)
- Pérdida de carga producida por el orificio para el caudal de diseño con flujo que sale del pozo, en m (0 sin orificio)

a) Maniobra de Cierre (Determinación del Nivel de Máxima Oscilación)

Para la simulación de esta maniobra se considera que el sistema en un inicio se encuentra en un estado dinámico; es decir, el nivel del agua establecido en el pozo será el nivel del embalse menos las pérdidas totales de carga en la conducción. Durante la maniobra de cierre de las turbinas de la central el nivel más desfavorable en que puede encontrarse el sistema es en el NAMO. Por esta razón, la simulación de la maniobra de cierre inicia en el nivel del agua establecido en el pozo de oscilación cuando el embalse se encuentre en el NAMO.

- Elevación del NAMO, en msnm
- Maniobra por simular, C (cierre)
- Tiempo de maniobra, en segundos

b) Maniobra de Apertura (Determinación del Nivel de Mínima Oscilación)

Para la simulación de esta maniobra se considera que el sistema en un inicio se encuentra en un estado estático; es decir, el nivel del agua en el pozo recupera eventualmente la misma elevación que exista en el embalse al estar cerradas las turbinas de la central, cumpliéndose así el principio hidráulico de los vasos comunicantes. Durante la maniobra de apertura de las turbinas el nivel más desfavorable en que puede encontrarse el sistema es en el NAMínO, el cual es el mismo en el embalse y en el pozo. Por tal motivo, la simulación de la maniobra de apertura inicia en este nivel.

- Elevación del NAMínO, en msnm
- Maniobra por simular, A (apertura)
- Tiempo de maniobra, en segundos

Finalmente, para la altura total del pozo se deben considerar unos dos metros por arriba del nivel máximo de oscilación, a fin de asegurar que no se produzcan derrames de agua, así como dejar un colchón por abajo del nivel mínimo de oscilación de 1,50 veces el diámetro de la tubería a presión desde la calve de ésta para dar la sumergencia necesaria y impedir la entrada de aire. Para evitar que el pozo resulte de una altura exagerada se puede estudiar la posibilidad de cambiar de tipo de pozo y/o agrandar el diámetro del mismo.

- **Tubería a presión**

La tubería a presión es por donde se conduce el agua que alimentará las turbinas de casa de máquinas. Como su nombre lo indica, por esta tubería fluye el caudal que se transporta a través del máximo desnivel o caída alcanzado en el aprovechamiento, por lo que éste se encuentra a altas presiones. Debido a lo anterior, debe estar diseñada para soportar la carga de presión de la columna de agua, más la sobrepresión producida por el golpe de ariete en un rechazo total de carga; es por esto que generalmente están construidas de acero.

El diseño de una tubería a presión se basa en el diámetro económico de ésta, en el espesor del encamisado de acero y el tipo de unión previsto en su construcción.

Al igual que con la obra de conducción, existen fórmulas para determinar en una primera aproximación el diámetro de la tubería a presión. A continuación se presentan tres criterios distintos:

Criterio del Bureau of Reclamation $D \geq 0,69 * (L * Q_{dis}^2 / H_n)^{0,19}$

Criterio de F. Fablbusch $D = 1,12 * H_n^{-0,12} * Q_{dis}^{0,45}$

Criterio de Sarkaarya $D = 0,70 * (P^{0,43} / H_n^{0,65})$

donde	L	longitud de la tubería, en m
	Q_{dis}	caudal total de diseño, en m ³ /s
	P	potencia de los generadores, en kW
	H_n	carga neta de diseño, en m

El cálculo del diámetro definitivo de la tubería a presión se determinará de acuerdo con un análisis de diámetro económico similar al desarrollado para el diámetro económico de la obra de conducción.

Por otro lado, el espesor mínimo del encamisado de acero de cualquier tubería a presión debe ser tal que asegure la rigidez necesaria durante el transporte y su colocación; es decir, es el espesor mínimo para que la tubería mantenga su forma circular ante cualquier circunstancia (autosoporte). Este viene dado por la fórmula:

$$e = \frac{D + 1000}{400}$$

donde	e	espesor del encamisado de acero de la tubería, en mm
	D	diámetro de la tubería, en mm

Sin embargo, para determinar el espesor definitivo de diseño, primero se deberá definir si la tubería a presión se considerará como tubería bloqueada o libre; lo cual dependerá del tipo de aprovechamiento, la topografía y geología del sitio, el material utilizado para la tubería, las exigencias medioambientales del entorno, entre otros.

- *Las tuberías bloqueadas* son las que se encuentran alojadas dentro de un macizo rocoso o dentro del cuerpo de una presa tipo gravedad o de arco bóveda; en el primer caso los esfuerzos de presión se distribuyen entre la tubería de acero, el concreto simple de empaque (± 15 cm) y la roca circundante.

Para determinar el espesor definitivo del encamisado de acero de una tubería bloqueada se debe asegurar la estabilidad del conducto ante los esfuerzos a que estará sometida: 1) Por presión interna, debida a la carga hidráulica más la sobrepresión; y 2) Por presión externa, generada por la roca circundante con el abatimiento de presión interior cuando se vacíe la tubería. De acuerdo con lo señalado, dentro del análisis de estabilidad se debe de cumplir que en las

condiciones más críticas de operación y/o construcción se cumplan los dos criterios siguientes:

1) Espesor por presión interna

El espesor de la tubería por presión interna a lo largo de su desarrollo, se determina empleando la siguiente fórmula para una “caldera”, donde se considera la variación de la carga hidráulica sobre la tubería, incluyendo la sobrepresión producida por el golpe de ariete:

$$e = (P * D) / (c * \eta_s * F_y * 2/3) < 46 \text{ mm}$$

donde	e	espesor del encamisado de acero de la tubería, en mm
	P	presión interna (H + sobrepresión), en kg/cm ²
	D	diámetro de la tubería, en mm
	c	factor de seguridad dado por el recubrimiento, (1,33)
	η_s	eficiencia de la soldadura, (0,95)
	F_y	resistencia de fluencia del material, en kg/cm ² (para acero ASTM A537-Grado A = 3520 kg/cm ²)

Cabe mencionar que la máxima presión interna dentro de la tubería se presentará a la altura del eje de ésta a su llegada a la central, la cual es equivalente al desnivel alcanzado entre este punto y la máxima elevación del agua dentro del sistema; en este último nivel la presión interna es igual a cero y corresponde al NAMO más la sobrepresión causada por el fenómeno del golpe de ariete en condiciones críticas de operación, ver el Capítulo IV.6 Tomo II, de la Referencia 4. En proyectos donde existe pozo de oscilación o tanque de carga al final de la conducción, deberá considerarse el nivel de máxima oscilación. Para simplificar el cálculo de la presión interna a lo largo de la tubería, puede suponerse que ésta varía linealmente entre la lámina de agua, y la máxima presión interna; por esto, el espesor del encamisado de acero no debe ser constante en toda la tubería.

2) Espesor por presión externa

El espesor obtenido por presión interna normalmente es suficiente para resistir la presión externa generada por el macizo rocoso; sin embargo, es necesario revisar lo anterior por medio del cálculo por *Esfuerzo compresivo directo*, donde se utiliza la misma fórmula por presión interna pero P ahora representa la máxima presión externa.

Es necesario también revisar este espesor por *Colapso*, el cual sucede cuando se alcanza un límite denominado presión crítica, debido a la combinación de la presión exterior del macizo rocoso y el abatimiento de la presión interior cuando por mantenimiento se vacíe la tubería, ver las gráficas del Capítulo IV.2.5.2, de la Referencia 4; cuando la presión de diseño exterior es mayor a la presión crítica que soporta la tubería, es necesario rigidizar la sección correspondiente mediante atiesadores, los cuales dependiendo de su espaciamiento, espesor y su diámetro, cambiarán las presiones críticas a las cuales fallará por colapso la tubería.

- *Las tuberías libres* son de acero soldado, cuentan con apoyos expuestos a la vista y tramos de tubo que pueden tener recubrimiento de concreto para protección, pero que no contribuyen a la resistencia estructural. Pueden ser de dos tipos: libres al exterior (Imagen 17) o libres al interior (dentro de brechas). Para ambos casos el espesor definitivo del encamisado de acero se determinará solo por presión interna a lo largo de su desarrollo, ya que aún al interior, cuando son recubiertas posteriormente por motivos ambientales, al ser este recubrimiento superficial no se generan presiones exteriores importantes, ni contribuye a resistir estos esfuerzos. Por lo que la fórmula utilizada es:

$$e = (P * D) / (\eta_s * F_y * 2/3)$$



Imagen 17.- Tubería a presión libre al exterior

Dentro de las tuberías libres al exterior la distancia máxima entre soportes se estima en forma aproximada mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Tramos con presión baja} \quad L_s = 10 * (5 * e)^{0,5}$$

$$\text{Tramos con presión media} \quad L_s = 10 * (2 * e)^{0,5}$$

donde L_s distancia máxima entre soportes, en m
 e espesor de la tubería de acero, en pulgadas

Como ya se ha mencionado antes, las tuberías libres al interior ayudan a disminuir los impactos ambientales que pudiera generar el proyecto; así como son recomendadas cuando las condiciones climatológicas en la zona son desfavorables.

Finalmente, sea la tubería bloqueada o libre, una vez determinado el espesor definitivo del encamisado de acero de la tubería a presión, se recomienda que a éste se le agreguen 1,50 mm ya que se verá disminuido a consecuencia de la corrosión durante la vida útil del proyecto. Una vez llevado a cabo lo anterior, este valor deberá ser ajustado al valor inmediato superior de los espesores convencionales para tuberías, ver la tabla IV.1, del Capítulo IV.2.5.1, Referencia 4.

La velocidad del agua en la tubería a presión debe ser del orden de 6 m/s.

Para mayor detalle en las recomendaciones de diseño y otros aspectos constructivos, ver el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE (Sección A Hidrotecnia, Capítulo A.2.3), y el Capítulo IV.2, de la Referencia 4.

Si se ha considerado una tubería a presión bloqueada dentro de un macizo rocoso, se recomienda además que su diseño sea completamente vertical, esto debido a que constructivamente se facilita el uso de una *contrapocera* para su excavación (Raise Borer Machine).

Cabe mencionar que en el caso de que se requiera de un pozo de oscilación, y dependiendo de la magnitud del proyecto, se debe considerar la instalación de una *válvula de mariposa* al inicio de la tubería a presión para mantenimiento de ésta, evitando así el vaciado y llenado de todo el sistema “conducción – pozo – tubería”, lo cual en ocasiones requiere de varios días de paro que se traducen en pérdidas de dinero. En algunos casos esta válvula se instala al final de la obra de conducción, antes de llegar al pozo, para que sirva de mantenimiento tanto de la tubería como del propio pozo; sin embargo, si el diámetro de la conducción es muy grande, esta válvula genera un estrangulamiento causante de grandes pérdidas las cuales deben ser evaluadas para determinar si influyen de manera considerable en la generación del proyecto. No obstante, esta válvula es recomendable se instale en la tubería a presión, no solo porque generalmente es de menor diámetro que la conducción, sino porque también ayuda durante las pruebas de la misma; en este caso es necesario contemplar un ramal horizontal al inicio de la tubería para construcción de la cámara de la válvula de mariposa.

- **Casa de máquinas**

La casa de máquinas es la estructura donde se instalan los equipos turbogeneradores que convierten la energía potencial del agua en electricidad. La configuración de la central vendrá definida principalmente por el número, tipo y potencia de las turbinas, así como de las condiciones topográficas y geomorfológicas específicas del lugar. La determinación del número y tipo de unidades se presenta en el Capítulo 6.5, “Equipos electromecánicos”.

Las casas de máquinas de la mayoría de las pequeñas centrales hidroeléctricas suelen ser de tipo superficial; es decir, los equipos y el área de control estarán al exterior protegidos de los elementos solo por una estructura a base de marcos rígidos con cubierta tipo losacero (Imagen 18).



Imagen 18.- C.H. Tuxpango, Estado de Veracruz. Casa de máquinas superficial

Dependiendo de la magnitud del proyecto y el tipo de turbinas seleccionado, el arreglo general de la casa de máquinas puede variar, sin embargo, todas las casa de máquinas deben de contar, además del espacio suficiente para ubicar los equipos turbogeneradores, con un *área de montaje* y reparación (playa de montaje) suficiente para ubicar por lo menos el rodete de una turbina, el rotor de un generador y un espacio extra; así como con un *área de control* donde se ubiquen los tableros y oficinas. Algunos de los equipos y sistemas auxiliares fundamentales y los niveles en que generalmente se localizan dentro de la casa de máquinas se mencionan en el Capítulo 6.5, “Equipos electromecánicos”. A continuación se enlistan las estructuras civiles más importantes y su ubicación:

- i. Superestructura
 - Piso Principal (piso de excitadores)
 - Trabe carril para la grúa viajera
 - Espacio para escotillas y escaleras
- ii. Estructura intermedia
 - Piso de Generadores
 - Piso de Turbinas
 - Espacios para escotillas y escaleras
- iii. Subestructura
 - Piso de válvulas e inspección
 - Tubo de aspiración o fosa de descarga
 - Galería de drenaje

No obstante, si el proyecto lo amerita, se puede recurrir a una casa de máquinas subterránea, es decir en caverna (Imagen 19). Estos tipos de centrales básicamente están conformadas por los mismos elementos antes mencionados, con la diferencia de que generalmente resultan más costosas que una exterior debido al costo extra de excavaciones subterráneas, la necesidad de un túnel de acceso, y la excavación de lumbreras de ventilación y de buses. Sin embargo, como ya se dijo, esta elección dependerá de las condiciones topográficas y geomorfológicas del sitio, y del arreglo de casa de máquinas que mejor se adapte al conjunto de obras del aprovechamiento; así como del resultado de un análisis técnico-económico y de impacto ambiental de las diferentes opciones.



Imagen 19.- C.H. El Cajón, Estado de Nayarit. Casa de máquinas en caverna

Para el dimensionamiento de la casa de máquinas es necesario primero haber determinado el número y tipo de unidades como se presentará en el Capítulo 6.5, “Equipos electromecánicos”; una vez definido esto, es necesario realizar un dimensionamiento preliminar de las turbinas y los generadores para obtener el ancho, largo y alto de la estructura de casa de máquinas.

- *Predimensionamiento de turbinas.* Para las turbinas tipo Kaplan, Francis, Pelton y Bulbo, deberá emplearse algún programa de computadora basado en los artículos publicados por la revista Water Power & Dam Construction de los autores F.de Siervo y F. De Leva, (Kaplan y Francis), F. De Siervo y A. Lugaresi (Pelton) y F. Schweiger y J. Gregori (Bulbo), cuyas expresiones permiten conocer las dimensiones del rodete, de la fosa de descarga, y de la carcasa de la tubería.

- *Predimensionamiento del generador, foso, flecha y capacidad grúa viajera.* Se emplearán las expresiones estadísticas del generador presentadas en la Referencia 4, siendo éstas:

- $n = 7200 / N^\circ$
- $P_{GA} = P / (\text{factor de potencia} = 0,95)$
- $F_1 = 0,90 * (P_{GA})^{0,25} * (1 - (n / 2000))$
- $F_3 = 5 * (P_{GA} / N^\circ)^{0,25}$
- $F_4 = 3,50 - (1,15 * \log N^\circ)$
- Momento de inercia del generador, en t - m²
 $GD^2 = (((0,54 * \ln P_{GA}) + 0,30) * 10^9) / (1370,1 * n^2)$
- Diámetro del rotor, en m $BN = ((730 * F_1 * F_3) / (F_4 * n))^{0,5}$
- Altura del rotor, en m $O = GD^2 / (F_4 * BN^4)$
- Diámetro del foso, en m $PH = BN + 4,50$
- Altura del foso, en m $OH = O + 2,30$
- Diámetro flecha, en m $D_f = 0,112 * ((P * 1\ 000) / n)^{1/3}$
- Peso del rotor, en toneladas $G = 50 * (P_{GA} / n^{0,5})^{0,74}$
- Capacidad grúa, en toneladas $C = 1,10 * G$

donde n velocidad de rotación del generador, en rpm
 N° número de polos del generador
 P_{GA} potencia del generador, en MVA
 P potencia de la turbina, en MW

Una vez predimensionadas las turbinas y los generadores, para determinar el ancho de la casa de máquinas se dibujará en planta la carcasa de la tubería de la turbina, o la estructura del equipo turbogenerador más voluminosa, considerando el recubrimiento necesario (en promedio 1,50 m a cada lado), más 3 m extra de espacio en cada uno de los cuatro lados con relación a la parte que más sobresalga. De igual manera, el largo de la casa de máquinas se obtendrá dibujando en planta de manera longitudinal el número de turbinas contempladas, más un área de montaje y un área de control. Por otro lado, la altura de la

superestructura estará definida por la altura de la trabe carril por encima del piso principal o de excitadores. A su vez, la altura de la trabe carril se define básicamente dejando el espacio suficiente para que la flecha pueda ser transportada al área de montaje sin problemas; para esto, se deberá tomar en cuenta la longitud de la flecha, la longitud del cable del gancho y la altura del rotor. Finalmente, la profundidad de la excavación requerida para alojar las unidades resultará de la longitud del equipo turbogenerador más las dimensiones de la fosa de descarga, las cuales dependen entre otras cosas de las características propias de los equipos y de los niveles del eje de la turbina y del desfogue.

En la práctica común, no se recomienda que abajo del área de montaje se ubiquen oficinas o almacenes, ni que se utilice este espacio para ubicar equipos o sistemas auxiliares, ya que las cargas a las que estará sometida por el peso del rotor del generador obligarían a desarrollar una estructura muy costosa; se recomienda dejar el área de montaje cimentada sobre roca.

Cabe mencionar que en los aprovechamientos de baja carga o de valle la configuración de la casa de máquinas es completamente distinta, ya que la subestructura se encuentra integrada a la propia presa donde también se encuentra la obra de toma, las turbinas (Kaplan o Bulbo), la fosa de descarga, y la obra de restitución. Por otro lado, la superestructura sobre la presa se reduce a la estricta protección de los generadores, el equipo eléctrico auxiliar y de control.

En cualquier tipo de central hidroeléctrica, debe procurarse que la distancia entre los generadores y los transformadores sea la mínima posible, esto debido a las pérdidas de energía y al elevado costo de los cables de buses que los unen. En el caso de las casas de máquinas en caverna, de ser posible, deberán ubicarse los transformadores al exterior y no en una caverna adicional, generalmente unida a la caverna de casa de máquinas por medio de una galería de buses, ya que se han presentado incidentes fatales al incendiarse este tipo de cavernas y galerías. En este último caso, se deberá realizar un análisis económico considerando las longitudes de buses necesarias, las cuales dependerán de la profundidad a la que se encuentre la casa de máquinas, así como los costos asociados de protección de cada alternativa a fin de asegurar su correcto funcionamiento, además de otros factores como condiciones topográficas, geológicas, ambientales, etc.

Los transformadores sirven para aumentar la tensión de generación eléctrica a fin de reducir la corriente; con esto se logra facilitar su transporte, disminuir las pérdidas de energía y reducir el grosor de los conductores. Finalmente, la energía es transportada por medio de cables de potencia de estos transformadores a una estructura llamada *la subestación*.

Las subestaciones generalmente son instaladas al exterior, acondicionando una plataforma para tal efecto. Cuando el espacio para esta plataforma es una limitante se puede analizar la posibilidad de instalar una subestación encapsulada, la cual requiere de la tercera parte de espacio de una subestación convencional pero con un mayor costo de adquisición.

- **Obra de restitución**

Una vez que el agua pasa por la turbina, ésta tiene que ser restituida al cauce natural del río por medio de un tubo de aspiración, o fosa de descarga, y posteriormente por el desfogue. Este desfogue puede ser un canal a cielo abierto o un túnel trabajando como canal o a presión.

Dependiendo del tipo de turbina considerado en el aprovechamiento, el cálculo de la carga bruta (H_b) dependerá de dos diferentes niveles; en el caso de las turbinas de reacción (Francis) el nivel utilizado es el Nivel del Agua en el Desfogue (NADes), mientras que para las turbinas de impacto (Pelton) el nivel que se requiere conocer es el del eje del rodete de la turbina, el cual se encuentra generalmente por encima del NADes. Independientemente de estos niveles, la ubicación del eje de la obra de generación estará dada para que el nivel del agua en el desfogue nunca llegue al rodete de la turbina, incluso en los periodos de crecidas milenarias.

En el caso de las turbinas Pelton, estas pueden llegar a tener velocidades de salida muy elevadas, por lo que habrá que proteger el canal para que la erosión no ponga en peligro la casa de máquinas. Con objeto de reducir las pérdidas de carga hidráulica y lograr un buen funcionamiento de la central, la velocidad del agua se limitará a los siguientes valores, de acuerdo al tipo de desfogue:

Velocidad en canal	2 m/s
Velocidad en túnel a presión	4 m/s

Por otro lado, en los aprovechamientos equipados con turbinas Francis y obras de restitución en túnel trabajando como canal, se debe de tener en cuenta que en temporadas de avenidas el desfogue puede trabajar a presión, pudiendo dar lugar a la cavitación si su longitud sobrepasa una cierta distancia (más de 100 m). En estos casos se requerirá de un pozo o galería de oscilación, ubicado lo más cerca posible aguas abajo de la casa de máquinas; la ubicación óptima de esta obra se calcula de manera tal que no se produzca en el desfogue el fenómeno de separación de la columna de agua, debiéndose cumplir que:

$$T_C > T_{sd}$$

donde	T_C	tiempo de cierre del distribuidor (se recomienda 5 s)
	T_{sd}	tiempo de separación de la columna de agua, en s

Siendo:

$$T_{sd} = (V_{th0} * L) * (1 - (\alpha * L / 2)) / (g * Y_{max})$$

$$\alpha = (V_{th0} - V_2) / (V_{th0} * L)$$

$$Y_{max} = (H_p - H_v) - (V_{th0}^2 / (2 * g)) - (-Z)$$

$$V_{th0} = (4 * Q_{dis}) / (\pi * D_{th}^2)$$

donde	v_{th0}	velocidad del agua a la salida del rodete, en m/s
	L	longitud desarrollada del desfogue hasta encontrar una superficie libre (cauce), en m
	Y_{max}	altura de succión neta positiva máxima, en m
	α	variación lineal de la velocidad en el desfogue, en m/s
	v_2	velocidad a la salida del desfogue, en m/s
	H_p	presión barométrica en el sitio, en msnm
	H_v	presión de vapor del agua en el sitio, en °C
	Z	altura de aspiración requerida por la turbina, al nivel del centro del distribuidor, en m (-Z) si el nivel del agua está por arriba de la línea de centro del distribuidor (+Z) si el nivel del agua está por abajo de la línea de centro del distribuidor
	Q_{dis}	caudal de diseño de la turbina, en m ³ /s
	D_{th}	diámetro salida del rodete (tubo de aspiración), en m

Su dimensionamiento es similar al presentado para el pozo de oscilación aguas arriba de la casa de máquinas.

6.4.3 Informes y Planos

Una vez desarrollados los esquemas de obras civiles, incluidos sus equipos electromecánicos, es necesario elaborar los correspondientes informes técnicos donde se describa la obra, sus características principales, sus costos y evaluaciones, así como los resultados de los análisis realizados para obtener los datos de entrada. Es muy importante conservar, y en algunos casos presentar en los informe anteriores, las memorias de cálculo que avalen los datos de diseño utilizados. Por otro lado, el informe general deberá contener un resumen ejecutivo donde se incluyan los aspectos más importantes y representativos de los informes técnicos de las diferentes obras civiles que conforman el aprovechamiento, así como también donde se incluya una tabla con los datos generales del mismo.

Se debe presentar un plano general del aprovechamiento, así como el detalle en planta y en perfil de las diferentes obras que lo conforman, especificando sus geometrías y características principales. De ser necesario se deben incluir cortes transversales y longitudinales suficientes para interpretar íntegramente las estructuras, incluyendo secciones por los ejes de cada una de ellas, entre otros. Los planos deberán ser elaborados en computadora mediante un software apropiado y deben de contener un mínimo necesario de acotaciones, elevaciones, datos generales, volúmenes de obra, leyendas o notas con los puntos más relevantes del plano, ejes referidos mediante sistemas de coordenadas, perfiles de las superficies libres del agua, etc.

6.5 Equipos Electromecánicos

Son todos aquellos equipos mecánicos y eléctricos que se requieren para el correcto funcionamiento de la central hidroeléctrica. Como ya se mencionó anteriormente, en una central hidroeléctrica se convierte la energía potencial del agua en energía mecánica por medio del *rodete de las turbinas* el cual gira ante la acción de la fuerza del agua; la energía mecánica obtenida en la turbina se transmite al *generador* mediante el acople de una flecha. El generador, haciendo uso del principio de la inducción de una tensión en un conductor en movimiento en presencia de un campo magnético, realiza la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Por lo anterior, las turbinas y los generadores de casa de máquinas son los equipos mecánicos y eléctricos respectivamente más importantes de una central hidroeléctrica. Sin embargo, existen muchos otros, sobre todo mecánicos, que incluso no se encuentran dentro de la casa de máquinas y que es necesario tomarlos en cuenta para que la evaluación del proyecto sea lo más veraz posible. A continuación se mencionan algunos de los más recurrentes e importantes, aunque pudieran existir otros dependiendo de las características propias de cada aprovechamiento:

- 1) Rejillas en la obra de toma.
- 2) Escotillas dentro de la central para la salida del rodete y las válvulas.
- 3) Compuertas:
 - Radiales, en el vertedor de excedencias y el desvío.
 - De aguja, como compuertas auxiliares en el vertedor y el desvío.
 - Planas deslizantes, en la obra de toma y el tubo de aspiración si la turbina es Francis.
- 4) Grúas
 - Pórtico, en la obra de toma y el tubo de aspiración si la turbina es Francis.
 - Viajera, dentro de la casa de máquinas.
- 5) Válvulas
 - De mariposa, en la conducción.
 - Esféricas y de mariposa, a la entrada de las turbinas en la central.
- 6) Tubería de acero.
- 7) Equipos Auxiliares Mecánicos. Sistema de drenaje, sistema de bombeo, sistema de agua de enfriamiento, sistema de ventilación, sistema contra incendios, sistema de aire acondicionado, etc.
- 8) Equipos Auxiliares Eléctricos. Tableros de control, sistema de excitación, sistema de alumbrado, sistema de cables de potencia, buses, baterías, etc.

6.5.1 Equipos Mecánicos de la Central

Como ya se dijo, las turbinas son el equipo mecánico más importante, no solo de la central, sino de todo el aprovechamiento; por lo anterior, más adelante se abundara en la explicación de estos equipos. Por otro lado, dentro de toda casa de máquinas deben existir otros equipos fundamentales tales como (Imagen 20): grúa viajera para la instalación y mantenimiento de los equipos, la cual generalmente tiene un gancho principal y uno auxiliar; unidad diesel para arranque de la central cuando ésta se encuentre al exterior, de lo contrario, se deberá instalar una turbina auxiliar cuando la central sea en caverna; y válvulas auxiliares a la entrada de las turbinas en caso de emergencia que permitan el vaciado de la tubería durante las labores de reparación y mantenimiento, se recomienda sean esféricas pues generan menos pérdidas que las de mariposa, sin embargo dependiendo de la carga del aprovechamiento se pueden considerar éstas últimas.



Imagen 20.- Equipos mecánicos

- **Tipos de turbinas**

Las turbinas Pelton son las turbinas de impulso más utilizadas en pequeñas centrales hidroeléctricas y están recomendadas en aquellos aprovechamientos de gran carga y caudales relativamente bajos. Se pueden instalar con eje horizontal o vertical, con uno o hasta 6 inyectores.

Las turbinas Francis son turbinas de reacción caracterizadas por incidir el agua sobre el rodete al que atraviesa, siendo descargada en dirección axial de manera paralela al eje de rotación. Pueden ser instaladas en una amplia gama de aprovechamientos, abarcando caudales desde 0,15 m³/s hasta 40 m³/s con cargas de 2 a 250 m. Las turbinas Francis instaladas en pequeñas centrales hidroeléctricas generalmente son de eje horizontal, aunque existen de eje vertical.

Las turbinas Kaplan también son turbinas de reacción que se adaptan óptimamente a los aprovechamientos de poca carga, en general inferiores a 30 m y caudales altos.

Para mayor detalle consultar el Manual de Diseño de Obras Civiles de la CFE (Sección A Hidrotecnia, Capítulo A.2.4).

- **Determinación del número y tipo de unidades**

Una vez conocida la potencia instalable del aprovechamiento se seleccionará el número de unidades, estableciendo en general un mínimo de dos con objeto de contar cuando menos con el 50% de la potencia en caso de falla o salida por mantenimiento de una de las unidades; se recomienda también que ambas sean de la misma potencia para abatir los costos de adquisición y mantenimiento. Por otro lado, para la selección del tipo de turbina se emplea la Imagen 21; entrando en las abscisas con el caudal en m^3/s , y en las ordenadas la carga en m, así como en las diagonales la potencia en MW y la carga en m; con lo anterior se obtendrá el tipo de turbina más adecuado para la instalación.

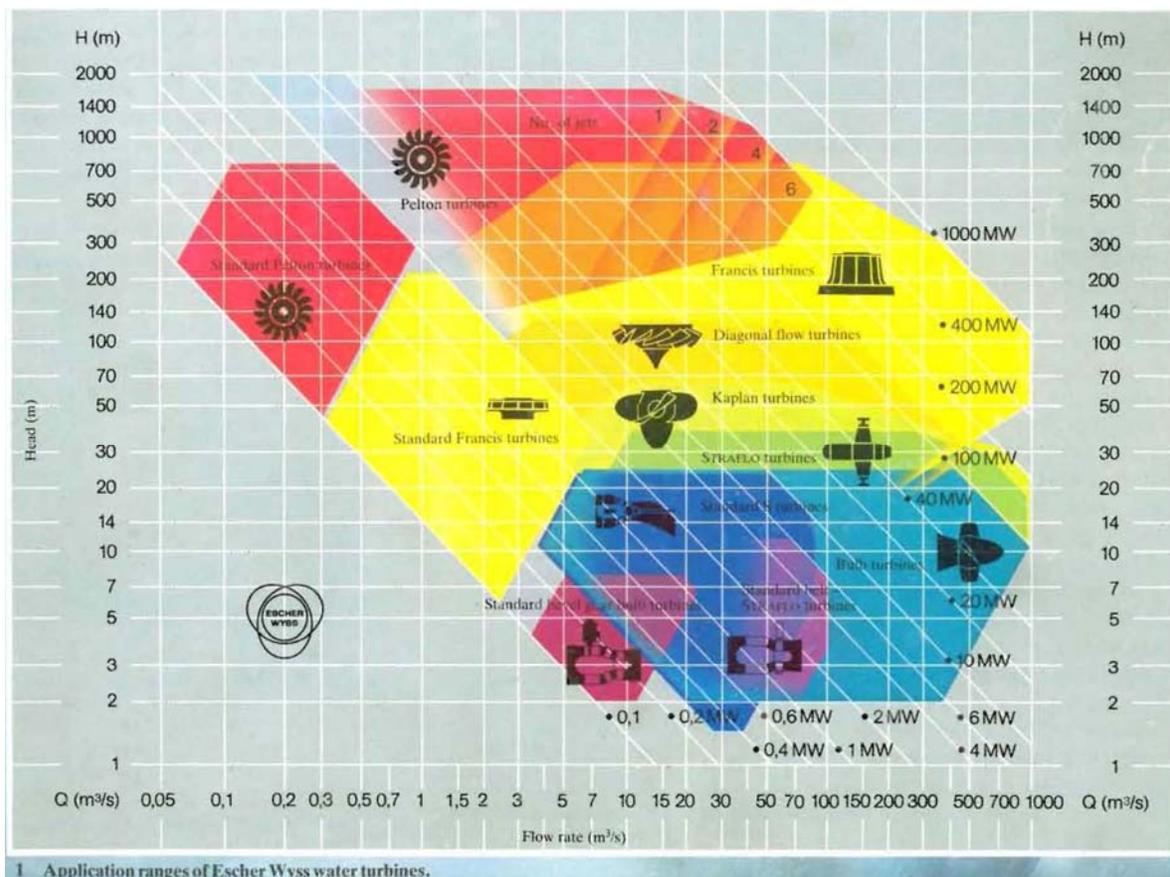


Imagen 21.- Gráfica para la selección del tipo de unidades

6.5.2 Equipos Eléctricos de la Central

- **Generadores**

Los generadores, haciendo uso del principio de la inducción de una tensión en un conductor en movimiento en presencia de un campo magnético, transforman la energía mecánica de rotación suministrada por las turbinas en energía eléctrica (Imagen 22).

Pueden ser de dos tipos:

Los generadores síncronos son los de mayor aplicación en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Suelen emplearse en centrales con potencias mayores a 2 MW conectadas a la red eléctrica, o en centrales de pequeña potencia que funcionan aisladas.

Por el contrario, los generadores asíncronos o de inducción deben estar siempre conectados a la red eléctrica, de la que toman la energía necesaria para producir magnetización; es usual emplearlos en centrales de menos de 0,50 MW. Para centrales con potencias intermedias la elección de un generador síncrono o asíncrono dependerá de un análisis económico y de las exigencias del sistema.



Imagen 22.- Piso principal de una central

- **Trasformadores**

Los transformadores son equipos destinados a convertir una tensión de entrada en otra distinta a la salida (Imagen 23). En este caso, el transformador permite elevar la tensión de generación eléctrica a fin de reducir la corriente, logrando con esto facilitar su transporte a lo largo de la línea de transmisión, disminuir las pérdidas de energía en el sistema y reducir el grosor de los conductores, así como su proceso de aislamiento.

Dependiendo de la magnitud del proyecto, se puede considerar un transformador de reserva para en caso de avería de uno de los transformadores principales poder hacer la sustitución de manera inmediata y no dejar de generar por periodos largos de tiempo.



Imagen 23.- Transformador

- **Subestación**

La subestación es donde se interconectan los cables de potencia procedentes de los transformadores con la línea de transmisión que transportará la energía eléctrica hasta el centro de consumo (Imagen 24). En una subestación existen entre otras cosas disyuntores, seccionadores e interruptores, los cuales aíslan de la red a toda la central, así como barras de conexión entre la salida del transformador y la

línea de salida para su interconexión con la red. En la plataforma para la subestación suelen también montarse pararrayos y las protecciones necesarias contra impulsos de sobre intensidad. Se dice que una subestación es elevadora cuando los transformadores se encuentran alojados en ella.



Imagen 24.- Subestación

- **Línea de transmisión**

Es la línea eléctrica de interconexión que transporta la energía eléctrica desde la subestación de una central hidroeléctrica hasta la red del Sistema Eléctrico Nacional. Parte de la línea de salida de la subestación y se prolonga hasta una o más subestaciones de llegada, terminando en alguna población o centro de consumo.

Para el diseño de la línea de transmisión es necesario conocer su punto de partida y de llegada a fin de determinar la ruta más factible de ésta. Sus vértices (cambios de dirección y de cotas), longitud, eje, etc., dependerán de la topografía, geología, mecánica de suelos, y sobre todo, de un estudio de impacto ambiental de la zona.

6.6 Elaboración del Presupuesto

A la par de la evaluación técnica que se le esté realizando a una pequeña central hidroeléctrica, es necesario realizar evaluaciones económicas que permitan definir si al aprovechamiento propuesto es factible, o no. El primer paso para evaluar económicamente un proyecto es estimar con la mayor precisión posible el costo de la inversión inicial requerida. Esta estimación se realiza por medio de un presupuesto de obra.

Un presupuesto de obra generalmente se divide en tres grandes grupos: Obra Civil, Equipos Electromecánicos y Afectaciones; sin embargo, pueden adicionarse otros grupos dependiendo de las características particulares de cada proyecto. Como ejemplo de lo anterior, está el costo de la línea de transmisión, la cual en ocasiones ya está construida y no es necesario incluirla, o es común para varios proyectos y su costo debe ser prorrateado entre todos, sin contar que pudiera ser evaluada por separado para construcción de otra Dependencia o Instancia.

El primer paso para la elaboración de un presupuesto de obra es definir el Catálogo General de Obras tanto para la obra civil, como para el equipo electromecánico; en el caso de las afectaciones se pueden manejar éstas como un solo concepto en primera instancia. Para definir este catálogo se deberán identificar, en base a los informes y planos ya elaborados, las principales estructuras y subestructuras que conforman la obra civil de la pequeña central hidroeléctrica en estudio, tales como: la Infraestructura, la Presa y obras anexas, la Central Hidroeléctrica, la Subestación, etc. De igual manera se deberán identificar los principales equipos mecánicos y eléctricos que serán requeridos en todo el aprovechamiento.

Definido el Catálogo General de Obras se elaborará el Catálogo General de Conceptos y Precios Unitarios. Este catálogo, en lo que respecta a la obra civil, estará compuesto por todos aquellos conceptos de obra que son requeridos en la construcción de las estructuras y subestructuras identificadas previamente, como: excavaciones, concretos, tratamientos, terracerías, etc.; una vez identificados estos conceptos se deberá obtener el precio unitario de cada uno de ellos. Para el caso del equipo electromecánico será necesario cotizar el costo de cada uno de los equipos considerados en la pequeña central hidroeléctrica.

Tomando en cuenta ambos catálogos, el de Obras, y el de Conceptos y Precios Unitarios, se conforma el presupuesto de obra en una hoja de cálculo o en uno de los diferentes programas de computadora para el análisis de precios unitarios. En dicho presupuesto de obra se introducen para cada concepto la unidad de medición, la cantidad de obra, el precio unitario y el importe; a continuación se hace una breve descripción de cada uno de ellos.

- *Las unidades de medición* generalmente utilizadas son: el metro lineal (m), metro cuadrado (m²), metro cúbico (m³), tonelada (t), pieza, lote, etc; por lo que las unidades en las que se expresen las cantidades de obra deberán ser equivalentes a las utilizadas para el calculado del precio unitario.
- *Las cantidades de obra*, vendrán definidas por el cálculo de volúmetrías a partir de planos del proyecto, datos técnicos, informes, diferentes conceptos de obra, etc.
- *Los precios unitarios*, se darán en pesos mexicanos o en su equivalente en dólares americanos al tipo de cambio vigente. Los precios unitarios de la obra civil deberán ser calculados tomando en cuenta los costos directos: materiales, mano de obra, y maquinaria y equipo, así como costos indirectos, financiamiento, utilidad, etc.; sin embargo, en algunas ocasiones debido a las condiciones de escala (volúmenes de obra), las particularidades de cada proyecto, y la referencia de los precios a una fecha determinada (escalación), será necesario modificar estos valores para adecuarlos al proyecto en estudio. Para obtener el costo de cada uno de los elementos que integran el equipo electromecánico se pedirán cotizaciones de ellos dependiendo de sus características principales.
- *El importe*, es simplemente la multiplicación de las cantidades de obra por sus correspondientes precios unitarios.
- *El costo total* de la pequeña central hidroeléctrica es la suma de los importes de todos los conceptos en el presupuesto.

Es obvio que en la medida en que toda la información anterior sea amplia y confiable, el presupuesto de obra obtenido será más apegado a la realidad.

Debido a que los precios unitarios utilizados en CFE se actualizan con respecto a los precios índices obtenidos en proyectos hidroeléctricos recientemente construidos, éstos en su mayoría ya incluyen los imprevistos considerados por el contratista que ganó el concurso de licitación (un 10%); en tal caso no se recomienda incluir un concepto por imprevistos ya que se estaría inflando el costo total del proyecto. Por otro lado, dependiendo del proyecto, se deberán aplicar cargos por concepto de supervisión, ingeniería de detalle y/o administración.

Finalmente, para el concepto de afectaciones, el cual incluye los costos por las obras sociales y ambientales para mitigar los impactos del proyecto, en un principio se puede recurrir a montos obtenidos en proyectos similares, pero posteriormente será necesario recorrer la zona en estudio, entrevistar autoridades locales y habitantes de la región para conocer su estado actual y las posibles afectaciones que impactarían con la construcción del proyecto.

6.7 Evaluación Económica

Un proyecto de inversión exige pagos extendidos a lo largo de la vida útil del mismo, y proporciona ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo; este es el caso de una pequeña central hidroeléctrica. Dentro de los pagos el más representativo es el costo de la inversión inicial para su construcción, extendido en el tiempo gracias a los mecanismos de financiamiento; otros pagos muy importantes son los gastos de operación y mantenimiento anuales, así como el pago anual de seguros e impuestos distintos a los beneficios, como podría ser el pago por uso del agua. Con respecto a los ingresos, éstos corresponden a la venta de la electricidad generada. La evaluación económica tiene como objetivo comparar los ingresos y gastos de las diferentes alternativas presentadas durante la etapa de conceptualización, a fin de decidir cuál de ellas es la que mayor rentabilidad económica presenta, o si hay que renunciar definitivamente al proyecto.

Los indicadores económicos que permiten determinar esta rentabilidad son: la relación beneficio/costo (B/C), el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno o rendimiento (TIR), el valor anual equivalente (VAE), y año de recuperación del capital (ARC).

Los indicadores económicos anteriores son equivalentes, es decir, si un proyecto de inversión es analizado correctamente con cualquiera de estos métodos, la decisión será la misma. La selección de cuál método usar dependerá del problema que se vaya analizar, de las preferencias del analista y de cuál arroja los resultados en una forma que sea fácilmente comprendida para las personas involucradas.

Antes de iniciar con la obtención de los indicadores económicos es necesario conocer, entre otros parámetros:

- Inversión total
- Flujo de inversiones anuales durante la construcción
- Vida útil del proyecto, siempre se consideran 50 años
- Costos de operación y mantenimiento
- Costo por uso del agua
- Consumo específico del agua turbinable (m^3/kWh)
- Generación media anual
- Precio de venta de la energía
- Tasa de descuento, en México la SHCP exige que los proyectos sean evaluados con un mínimo del 12%

6.7.1 Relación Beneficio/Costo (B/C)

Este indicador resulta de dividir el valor presente neto de los beneficios anuales que el proyecto genere entre el valor presente neto de las inversiones anuales asociadas al mismo, actualizadas al año cero.

$$B / C = \frac{\sum_{j=1}^n B_j (1+i)^{-j}}{\sum_{j=1}^n E_j (1+i)^{-j}}$$

donde	B_j	beneficio en el año j
	E_j	egresos o inversión en el año j
	i	tasa de descuento, en %
	n	vida útil del proyecto, en años (50 años)

El proyecto se acepta si la relación B/C es mayor que 1.

6.7.2 Valor Presente Neto (VPN)

Es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizado en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el año cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto y comparar esta equivalencia con las inversiones hechas. Cuando dicha equivalencia sea positiva, el proyecto se considera atractivo.

$$VPN = \sum_{j=1}^n (B_j - E_j)(1+i)^{-j}$$

donde	B_j	beneficio en el año j
	E_j	egresos o inversión en el año j
	i	tasa de descuento, en %
	n	vida útil del proyecto, en años (50 años)

El método del valor presente neto tiene la ventaja de ser siempre único, independientemente del comportamiento que sigan los flujos de efectivo generados por el proyecto. Esta característica lo hace ser preferido para utilizarse en situaciones en las cuales el comportamiento irregular de los flujos de efectivo, origina el fenómeno de tasas múltiples de retorno. La función del valor presente neto es continua y decreciente, de tal manera que cuando aumenta la tasa de descuento, el valor presente neto decrecerá.

6.7.3 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno, también llamada de rendimiento, es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Está definida como la tasa de descuento que iguala a cero el valor presente neto.

$$VPN = \sum_{j=1}^n (B_j - E_j)(1+i)^{-j} = 0$$

donde	B_j	beneficio en el año j
	E_j	egresos o inversión en el año j
	i	tasa de descuento, en %
	n	vida útil del proyecto, en años (50 años)

Desde el punto de vista gráfico, la tasa interna de retorno representa el punto de intersección de la función del valor presente neto con el eje de las tasas de descuento, es decir la TIR será aquella tasa de descuento donde el valor presente neto es igual a 0.

Un proyecto será atractivo cuando la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento con la cual se esté evaluando.

6.7.4 Valor Anual Equivalente (VAE)

Con este método, todos los beneficios y egresos ocurridos durante un período son convertidos a una anualidad equivalente (uniforme). Cuando dicha anualidad es positiva, entonces, es recomendable aceptar el proyecto. Este método es muy popular porque la mayoría de los beneficios y costos que origina el proyecto son medidos en bases anuales. Esta característica hace al método fácil de aplicar.

$$VAE = \sum_{j=1}^n (B_j - E_j)(1+i)^{-j} \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

donde	B_j	beneficio en el año j
	E_j	egresos o inversión en el año j
	i	tasa de descuento, en %
	n	vida útil del proyecto, en años (50 años)

6.7.5 Año de Recuperación del Capital (ARC)

Representa el tiempo necesario para que los beneficios netos actualizados del proyecto amorticen el capital invertido; o sea, es el tiempo en que los beneficios generados igualan al monto de las inversiones actualizadas.

$$\sum_{j=1}^n B_j (1+i)^{-j} = \sum_{j=1}^n E_j (1+i)^{-j}$$

donde	B_j	beneficio en el año j
	E_j	egresos o inversión en el año j
	i	tasa de descuento, en %
	n	vida útil del proyecto, en años (50 años)

Este indicador está relacionado inversamente proporcional con la tasa interna de retorno, dado que, a mayor valor de ésta, menor tiempo para la recuperación de las inversiones hechas.

Los proyectos con menores períodos de recuperación de la inversión con flujos de efectivo descontados, no solo son atractivos desde el punto de vista económico, sino también por cuanto a que una vez recuperada las inversiones, es posible introducir innovaciones tecnológicas.

6.7.6 Costo del kW Instalable

El costo del kW instalable es un valor proveniente de la relación de la inversión total del proyecto durante el período de construcción y de su potencia total instalable. Permite comparar dicho valor con respecto a parámetros internacionales.

El costo del kW instalable, C_{kWI} , resulta del cociente de la inversión total del proyecto y de la potencia instalada:

$$C_{kWI} = \frac{1000 * I}{P}$$

donde	I	inversión total, en millones de pesos
	P	potencia instalable, en MW

6.7.7 Costo del kWh Nivelado

El costo del kWh nivelado, C_{kWh} , es un concepto que sintetiza la información económica disponible acerca del proyecto. Su valor expresa el costo de producción de un kWh generado en la central hidroeléctrica, y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos.

El costo del kWh nivelado será la suma de los costos de inversión (CNI), operación y mantenimiento (CNO&M), y del costo por el uso del agua (CUA).

$$C_{kWh} = CNI + CNO\&M + CUA$$

A continuación se muestra la obtención de cada uno de los términos del segundo miembro de la ecuación anterior.

- **Costo del kWh nivelado por inversión (CNI)**

La determinación del costo nivelado por concepto de inversión, CNI, involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, la potencia por unidad y total, la generación media anual, la vida económica y la tasa de descuento.

Dividiendo el valor presente de las inversiones entre el valor presente de la generación, se obtiene el costo del kWh nivelado por concepto de inversión, a precios constantes.

$$CNI = VPI / VPG$$

donde VPI valor presente de inversiones referidas al año cero, es decir, al año que sirve de base para el análisis económico, tomando en cuenta la tasa de descuento fijada para el estudio

$$VPI = \sum_{j=1}^{(ATC-AIC+1)} I_j (1+i)^{-j}$$

VPG valor presente de generación, se calcula con base a la generación media anual obtenida a partir del funcionamiento de vaso y referido al año cero

$$VPG = \frac{GMA(1+i)^{-(AIO-AIC)}}{FRC}$$

donde VPI valor presente de inversiones, en millones de pesos
 VPG valor presente de generación, en millones de kWh
 AIC año de inicio de construcción
 ATC año de terminación de construcción
 AIO año de inicio de operación
 $I_1, I_2, I_3, \dots, I_j$ flujo de inversiones, en millones de pesos
 N vida útil del proyecto, en años (50 años)
 i tasa de interés anual, en %
 GMA generación media anual, en millones de kWh
 FRC frecuencia de recuperación de capital

- **Costo del kWh nivelado por operación y mantenimiento (CNO&M)**

El costo del kWh nivelado por concepto de operación y mantenimiento, CNO&M, a precios constantes del año, resulta de la suma de los componentes: costos fijos de operación, costos fijos de mantenimiento y costos variables.

$$CNO\&M = CFO + CFM + CV$$

a) Costos fijos de operación

Los costos fijos de operación, CFO, están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada; este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales
- Materiales (excepto del área de operación)

El costo fijo de operación, CFO, se obtiene multiplicando el número de unidades turbo-generadoras por un cargo fijo anual y dividiendo este resultado entre la generación media anual.

$$CFO = \frac{K_1 Nu}{GMA}$$

b) Costos fijos de mantenimiento

El costo fijo de mantenimiento, CFM, se obtiene aplicando una fórmula de tipo potencia, tomando como base una muestra de datos proporcionados de plantas en operación de la CFE, ver el Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR). En dicha expresión las variables que intervienen son la potencia total, el número de unidades y la generación media anual.

$$CFM = \frac{K_2 Nu \left(\frac{P}{Nu} \right)^{0.5877}}{GMA}$$

c) Costos variables

Los costos variables, CV, son los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo son considerados los costos de materiales del área de operación.

El costo variable se obtiene aplicando también una fórmula de tipo potencia (COPAR). En esta expresión intervienen la potencia total y el número de unidades:

$$CV = \frac{K_3}{\left(\frac{P}{Nu}\right)^{0,1271}}$$

donde	Nu	número de unidades
	GMA	generación media anual, en GWh
	P	potencia instalable, en MW
	K1	coeficiente del costo fijo de operación, (Considere el valor de 5.096585 para precios medios del 2010)
	K2	coeficiente del costo fijo de mantenimiento, (Considere el valor de 0,861753 para precios medios del 2010)
	K3	coeficiente del costo variable (Considere el valor de 0,0005914 para precios medios del 2010)

Los valores de los coeficientes K1, K2 y K3 deben ser revisados y actualizados anualmente.

• **Costo por uso del agua (CUA)**

Para las centrales hidroeléctricas el costo del combustible considera la cuota por derechos del agua turbinada que establece la Ley Federal de Derechos en materia de uso del agua. Actualmente esta cuota es similar para cualquier lugar de la república.

El costo por el uso del agua, CUA, se determina con base en el consumo específico del agua turbinable (m³/kWh) correspondiente al proyecto hidroeléctrico y a la tarifa respectiva (\$/m³). Esta tarifa se publica en el Diario Oficial de la Federación en forma anual, además de que puede consultarse en el COPAR.

$$CUA = K_4 \frac{Vt}{GMA}$$

donde	Vt	volumen aprovechable, en millones de m ³
	GMA	generación media anual, en GWh
	K4	coeficiente del uso del agua (Considere el valor de 0,0038446 para precios medios del 2010), este valor deberá ser revisado y actualizado anualmente

6.8 Programa General de Obra

El programa general de obra servirá, entre otras cosas, para conocer la duración de los trabajos de construcción y la viabilidad constructiva de las diferentes obras en relación a los tiempos de inicio y de término, así como tomando en cuenta los tiempos de movilización, el desvío del río, pruebas, puesta en operación, cierre definitivo de la obra de desvío para inicio del llenado del embalse, etc.

Para elaborar un programa general de obra primero es necesario identificar, en base a su volumen y costo, los principales conceptos de obra de las estructuras y/o subestructuras obtenidos para el Catálogo de Conceptos del presupuesto.

Una vez identificados estos conceptos, se ordenan de acuerdo a su ejecución y se estima la duración de cada uno de ellos, para lo cual se consideran volúmenes, sistemas constructivos a seguir, rendimientos de mano de obra, eficiencia de maquinaria y equipo, el desvío del río, el cierre final, las entradas en operación de las unidades y cualquier otro aspecto que pudiera impactar en su desarrollo.

El programa general de obra se conforma mediante un diagrama de barras horizontales a lo largo de una escala de tiempos, donde cada barra representa una actividad principal ordenada de acuerdo a su ejecución (secuencias), y a la cual se le relacionan uno o varios conceptos de obra. La longitud de cada barra representará la duración de cada actividad, con lo cual el compendio de todas las actividades marcará la duración total de los trabajos de construcción. Este tipo de diagramas es común realizarlos en Microsoft Office Project, donde se pueden incluir referencias como la unidad, el volumen, rendimientos, fechas, etc.

Finalmente, basándose en este programa general de obra se elabora un calendario del flujo anual de inversiones en el cual se desglosará la inversión por concepto principal de obra y por año.

6.9 Trámites

Dentro de los trámites más importantes que se requieren obtener, a fin de continuar con el análisis de un proyecto en etapas posteriores de diseño, se encuentra la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) en su modalidad regional, con la cual se obtienen la Autorización en Materia de Impacto Ambiental, y el Estudio Técnico Justificativo para obtener la Autorización en Materia de Cambio de Uso de Suelo Forestal, ambas otorgadas por la SEMARNAT.

Otros trámites fundamentales son la Concesión de Agua Superficial para Construcción de Obras de Infraestructura otorgada por la CONAGUA, y la Anuencia del INAH sobre vestigios arqueológicos, entre otros.

7 RETScreen

El Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, es una herramienta de toma de decisiones que permite evaluar preliminarmente y de manera rápida la rentabilidad de un posible aprovechamiento hidroeléctrico estimando la energía disponible en el sitio y los costos asociados con la construcción del mismo. Este software, único en su tipo y distribuido gratuitamente por el Natural Resources Canada's (NRCan), está dirigido tanto a aprovechamientos a filo de corriente como al pie de un embalse; e incorpora fórmulas sofisticadas para el cálculo de las eficiencias de una amplia variedad de turbinas hidráulicas.

El modelo del RETScreen para análisis de pequeñas centrales hidroeléctricas ha sido desarrollado principalmente para determinar de manera rápida si la evaluación de un aprovechamiento debe seguir adelante con un estudio detallado de factibilidad o debe ser eliminado en favor de otras alternativas o proyectos.

Este modelo está compuesto por 5 hojas de cálculo principales: Carátula, Modelo de Energía, Análisis de Costos, Herramientas y Análisis Financiero. También cuenta con dos hojas adicionales para el Análisis de Emisiones y Análisis de Riesgo. A grandes rasgos las hojas se llenan de arriba a abajo empezando con la carátula y la hoja del modelo de energía, posteriormente se llenan la de análisis de costos y herramientas, para finalmente llenar la del análisis financiero; las dos hojas adicionales son para análisis opcionales. Este proceso puede repetirse varias veces con el fin de ayudar a optimizar el diseño de la pequeña central a partir de la generación y el punto de vista económico.

Este software ofrece al usuario dos métodos diferentes para estimar el costo de la central. Todas las ecuaciones utilizadas en el Método 1 del análisis de costos de la central son empíricas, basadas en datos recopilados por más de 20 años del costo de las principales estructuras de pequeños y grandes aprovechamientos hidroeléctricos; para esto es necesario conocer algunos de los datos más relevantes de diseño, así como algunas cantidades de obra. El Método 2 permite al usuario calcular los costos de la central basados en la estimación de cantidades de obra y sus precios unitarios; en este método es necesario que el usuario diseñe y estime las dimensiones de las estructuras requeridas.

De manera general, para utilizar el RETScreen el usuario debe recopilar cierta información que puede ser obtenida fácilmente a partir de los planos topográficos disponibles; mientras que para el caso de la hidrología es necesario contar con los datos pertinentes de algún estudio previo en el sitio en cuestión.

Existen algunas limitaciones asociadas con este software. En primer lugar, ha sido desarrollado principalmente para evaluar pequeñas centrales a filo de corriente; si es posible la evaluación de proyectos al pie de almacenamientos, sin embargo se requieren hacer una serie de suposiciones. Las variaciones de la carga bruta

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

debidas a los cambios en los niveles del agua en el embalse no pueden ser simuladas. El modelo acepta solo un valor para la carga bruta, por esto la determinación de la carga promedio debe hacerse fuera del modelo. En segundo lugar, para redes aisladas y fuera de red la demanda de energía se ha asumido que sigue el mismo patrón para todos los días del año.

Dejando estas limitaciones a un lado, el modelo es bastante fácil de entender y de utilizar. El modelo condensa en un formato fácil y amigable una gran cantidad de información, el cual es de gran ayuda a los ingenieros que participan en la evaluación preliminar de pequeñas centrales hidroeléctricas.

A continuación se hace una breve descripción de las 4 hojas de cálculo principales y su llenado:

En la Carátula (Imagen 25) se ingresa información general del proyecto. Aunque existen muchas opciones de proyectos dentro del RETScreen, en este caso siempre se escogerá un proyecto para Generación de electricidad, de Turbina hidráulica, para una Red-Central, con el Método 2, Poder Calorífico Superior, el Tipo de Moneda, y en Unidades métricas.

The screenshot shows the 'Información del proyecto' form in the RETScreen International software. The form is titled 'Información del proyecto' and includes a link 'Ver la base de datos del proyecto'. The form contains the following fields and values:

Field	Value
Nombre del Proyecto	
Ubicación del Proyecto	
Preparado para	
Preparado por	
Tipo de proyecto	Generación de electricidad
Tecnología	Turbina hidráulica
Tipo de red	Red-Central
Tipo de análisis	Método 2
Poder calorífico de referencia	Poder Calorífico Superior (PCS)
Mostrar parámetros	<input checked="" type="checkbox"/>
Idioma	Spanish - Español
Manual de usuario	English - Anglais
Moneda	\$
Unidades	Unidades métricas

Imagen 25.- Carátula

En la hoja de Modelo de Energía (Imagen 26), se ingresa el tipo de proyecto propuesto, el tipo de turbina hidráulica, la curva de duración de caudal en el sitio del proyecto, la carga bruta, el caudal de diseño, el caudal ecológico, las pérdidas hidráulicas, eléctricas y mecánicas, entre otros datos. En el resumen de esta hoja se obtiene la capacidad instalada de la central, el factor de planta, y la generación media anual. Finalmente, se debe ingresar también el valor de la energía.

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto			
Tecnología	Turbina hidráulica		
Tipo de análisis	<input type="radio"/> Método 1 <input checked="" type="radio"/> Método 2		
Evaluación de recursos			
Proyecto Propuesto	A filo de agua		
Método de análisis hidrológico	Definido por el usuario		
Altura de caída bruta	m		
Máximo efecto de agua de descarga	m		
Flujo residual	m³/s		
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%		
Flujo firme	m³/s	0.00	
Turbina hidráulica			
Flujo de diseño	m³/s		
Tipo	Pelton		
Eficiencia de la turbina	Estándar		
Número de inyectores para impulso de la turbina	jet		
Número de turbinas			
Fabricante			
Modelo			
Ajuste de eficiencia	%		
Eficiencia máxima de la turbina	%	#DIV/0!	
Flujo a máxima eficiencia	m³/s	0.0	
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%	0.0%	
Flujo			
m³/s			
%			
0%			
5%			
10%			
15%			
20%			
25%			
30%			
35%			
40%			
45%			
50%			
55%			
60%			
65%			
70%			
75%			
80%			
85%			
90%			
95%			
100%			
Máximas pérdidas hidráulicas	%		
Pérdidas varias	%		
Eficiencia del generador	%		
Disponibilidad	%		
Resumen			
Capacidad de generación eléctrica	kW	0	Firme 0
Factor de ajuste de flujo disponible	%		
Factor de utilización	%	0.0%	
Electricidad exportada a la red	MWh	0	
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh		

Imagen 26.- Hoja del modelo de energía

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Para llenar la hoja de Análisis de Costos primero es necesario llenar la hoja de Herramientas (Imagen 27).

Herramientas RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones				
<input type="checkbox"/> Combustible encendido		<input type="checkbox"/> Intercambiador de calor de suelo		
<input type="checkbox"/> Biogas		<input type="checkbox"/> Rendimiento calórico		
<input type="checkbox"/> Propiedades de cobertura de edificios		<input type="checkbox"/> Poder calorífico y precio del combustible		
<input type="checkbox"/> Artefactos y equipos		<input checked="" type="checkbox"/> Método de estimación de costos por fórmulas para hidroelé		
<input type="checkbox"/> Tarifa de electricidad mensual		<input type="checkbox"/> Gas de relleno sanitario (biogas)		
<input type="checkbox"/> Tarifa de electricidad - tiempo de uso		<input type="checkbox"/> Conversión de unidades		
<input type="checkbox"/> Equivalencia GEI		<input type="checkbox"/> Combustible definido por el usuario		

Método de estimación de costos por fórmulas para hidroeléctri				
País		México		
Relación de costos de equipos local vs. Canadiense		1.00		
Relación de costos de combustibles local vs. Canadiense		1.00		
Relación de costos de labor local vs. Canadiense		1.00		
Coefficiente de costo de fabricación de los equipos		1.00		
Tipo de cambio	\$/CAD			
Clima frío	sí/no	No		
Flujo de diseño	m³/s		0	
Altura de caída bruta	m		0	
Número de turbinas	turbina		0	
Tipo		Pelton		Pelton
Flujo por turbina	m³/s			
Diámetro de rueda de la turbina por unidad	m			
Tipo de instalación		Pequeño		Micro
Represa existente	sí/no	No		
Longitud de cresta de nueva represa	m			
Roca en el sitio de la represa	sí/no	No		
Máximas pérdidas hidráulicas	%			0.0%
Pérdidas varias	%			
<input checked="" type="checkbox"/> Caminos-accesos				
Longitud	km			
Camino solo para construcción	sí/no	No		
Dificultad del terreno				
<input checked="" type="checkbox"/> Túnel				
Longitud	m			
Factor de pérdida de carga admisible en el túnel	%			
Porcentaje de longitud de túnel revestido	%			
Método de excavación		Hecho a mano		
Diámetro	m	0.00		
<input checked="" type="checkbox"/> Canal				
Longitud en roca	m			
Pendiente lateral del terreno en roca (promedio)	-			
Longitud en suelo impermeable	m			
Pendiente lateral del terreno en suelo (promedio)	-			
Pérdidas de carga totales del canal	m	0.0		
<input checked="" type="checkbox"/> Tubería de presión				
Longitud	m			
Número	tubería de presión			
Factor de pérdida de carga admisible en la tubería de presión	%			
Diámetro	m	#DIV/0!		
Espesor promedio de la tubería	mm	#DIV/0!		
Distancia a las canteras de material de relleno	km			
Línea de transmisión				
Tipo de red		Red-Central		Red-Central
Longitud	km			
Dificultad del terreno				
Tensión	kV			
	Monto	Factor de ajuste	Monto	Costos relat.
Costos iniciales (créditos)	\$		\$	
Estudio de factibilidad	0	1.00	0	0
Desarrollo	0	1.00	0	0
Ingeniería	0	1.00	0	0
Sistema eléctrico de potencia				
Turbina hidráulica	0	1.00	0	0
Caminos-accesos	0	1.00	0	0
Línea de transmisión	0	1.00	0	0
Subestación	0	1.00	0	0
Balance del sistema y misceláneos				
Tubería de presión	0	1.00	0	0
Canal	0	1.00	0	0
Túnel	0	1.00	0	0
Otro	0	1.00	0	0
Sub-total:	0		0	
Costos iniciales totales	0		0	

Imagen 27.- Hoja de herramientas

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Ingresando a la hoja de herramientas algunos de los datos más relevantes de diseño, así como algunas cantidades de obra fáciles de conocer, se obtienen al final de esta hoja los costos iniciales del proyecto. Estos costos iniciales se hipervinculan a la hoja de Análisis de Costos (Imagen 28), dependiendo del rubro que le corresponda. En esta última hoja también es necesario establecer el porcentaje de intereses durante la construcción y el número de meses que durará ésta, así como un monto anual para operación y mantenimiento.

Análisis de Costos RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones				
<input type="checkbox"/> Método 1	<input type="checkbox"/> Notas/Rango			
<input type="checkbox"/> Método 2	<input type="checkbox"/> Segunda moneda	Notas/Rango		Ninguno
	<input type="checkbox"/> Reparto de costos			

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
Estudio de factibilidad	costo			\$	-
Sub-total:				\$	-
Desarrollo					
Desarrollo	costo			\$	-
Sub-total:				\$	-
Ingeniería					
Ingeniería	costo			\$	-
Sub-total:				\$	-
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	0.00		\$	-
Caminos-accesos	km			\$	-
Línea de transmisión	km			\$	-
Subestación	proyecto			\$	-
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			\$	-
Definido por el usuario	costo			\$	-
Sub-total:				\$	-
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%			\$	-
Transporte	proyecto			\$	-
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d			\$	-
Definido por el usuario	costo			\$	-
Contingencias	%		\$	-	-
Intereses durante la construcción			\$	-	-
Sub-total:				\$	-
				Ingrese número de meses	
Costos iniciales totales				\$	-

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Partes y labor	proyecto			\$
Definido por el usuario	costo			\$
Contingencias	%		\$	-
Sub-total:				\$

Costos periódicos (créditos)	Unidad	Año	Costo unit.	Monto
Definido por el usuario	costo			\$
				\$
Fin de la vida del proyecto	costo			\$

Imagen 28.- Hoja de análisis de costos

Finalmente, se llena la hoja de Análisis Financiero (Imagen 29), en la cual se ingresa la tasa de descuento y la vida útil del proyecto.

En esta hoja se encuentra también la viabilidad financiera, la cual arroja los indicadores económicos más comunes como son: la relación beneficio-costos, la tasa interna de retorno, el valor presente neto, el valor anual equivalente, el año de

8 ANÁLISIS DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE MANERA TRADICIONAL Y CON AYUDA DEL RETSCREEN

8.1 Introducción

El aprovechamiento hidroeléctrico San Francisco se encuentra localizado al sur del Ecuador, en la provincia de El Oro, aproximadamente a 92 km de la ciudad de Cuenca. Se ubica en la región media del río Jubones, perteneciente a la cuenca de mismo nombre, enmarcado entre las coordenadas geográficas 3°19'41" Latitud Sur, 79°28'28" Longitud Oeste y 3°17'48" Latitud Sur, 79°36'50" Longitud Oeste.

Por las condiciones topográficas e hidrológicas del lugar, el proyecto San Francisco será del tipo a filo de corriente de alta carga. Por tal motivo, para aprovechar las aguas del río Jubones en la generación de hidroelectricidad, se contempla derivar el agua del cauce con una presa de gravedad en el sitio denominado San Francisco, aguas abajo de la confluencia de los ríos Jubones y San Francisco.

Una vez derivada el agua, ésta se conducirá por medio de un túnel de aproximadamente 13 km de largo por la margen derecha del río, hasta un sitio cercano al sector de Gramalote; en este sitio, con el desnivel conseguido hasta el punto de descarga del agua de la casa de máquinas al cauce natural del río, se aprovechará la caída para con el caudal disponible hacer girar las turbinas de la central, que a su vez harán girar los generadores con los que se producirá la energía eléctrica.

Finalmente, el agua turbinada en la casa de máquinas será restituida al río cerca de la zona de Tres Banderas, aguas abajo de la población de Uzhcurrumi.

El aprovechamiento es de fácil acceso ya que sigue una trayectoria paralela a la vía principal Cuenca – Machala, a lo largo de la misma margen derecha del río Jubones.

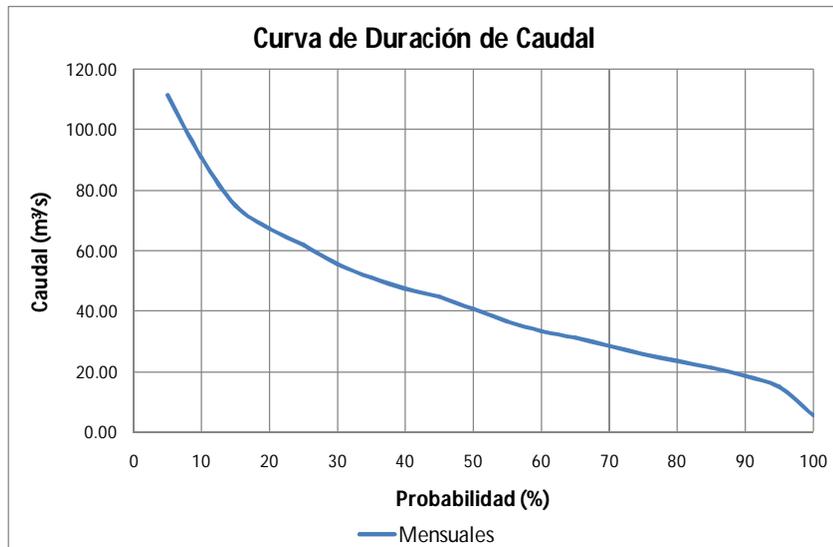
8.2 Evaluación

Antes de iniciar con la correcta evaluación de esta pequeña central hidroeléctrica es necesario estimar la posible capacidad de potencia a instalar en el aprovechamiento, así como la generación de energía eléctrica que la central pudiera producir en un año, recordemos que ambos parámetros son fundamentales para determinar la viabilidad técnica del proyecto.

Para calcular la potencia instalada de cualquier proyecto de manera preliminar es necesario considerar una carga bruta disponible en el aprovechamiento. En el caso del Proyecto Hidroeléctrico San Francisco se estima que la elevación media de la lámina de agua en el embalse de la presa será la 780,00 msnm, mientras que el nivel del río en el punto donde se planea restituir el agua es la 280,00 msnm, dando como resultado una carga bruta preliminar de 500 m de altura. Por otro lado, una vez obtenida la matriz de caudales medios mensuales se ha generado la curva de duración de caudal mostrada en la Tabla 1.

Tabla 1.- Curva de duración de caudal

Probabilidad de Permanencia (%)	Caudal Medio Mensual (m ³ /s)
0	222.81
5	111.12
10	90.59
15	74.78
20	67.40
25	61.56
30	55.57
35	50.79
40	47.53
45	44.56
50	40.39
55	36.69
60	33.21
65	31.10
70	28.57
75	25.80
80	23.59
85	21.38
90	18.60
95	14.95
100	5.59
Q medio	48.37



Como se puede observar en la Tabla 1 el caudal correspondiente a una probabilidad de presencia en el río entre el 85% y 90% del tiempo es de 19 m³/s.

Propuesto el caudal de diseño, y estimando la altura bruta preliminar, se calcula la potencia instalada del aprovechamiento como sigue:

$$P = 9,81 \times 19 \times 500 \times 0,856 = 79\,775 \text{ kW} = 79,78 \text{ MW} \approx 80 \text{ MW}$$

Considerando que esta “pequeña” central hidroeléctrica está concebida para que trabaje en base, el factor de planta estará alrededor de la unidad, lo que significa que trabajará las 24 horas del día los 365 días del año. Por lo anterior, la generación media anual de la central será aproximadamente:

$$G = 79,78 \text{ MW} \times (24 \times 365 \times 1) = 699\,048 \text{ MWh/año} \approx 700 \text{ GWh/año}$$

8.2.1 Topografía

Para el P. H. San Francisco se realizó una restitución aerofotogramétrica a escala 1:5000 de toda el área que abarca el proyecto, aproximadamente 6000 Ha. Adicionalmente, se realizaron trabajos de levantamiento topográfico a escala 1:1000 en los sectores de la presa, la casa de máquinas y el punto donde se restituirá el agua al río.

Cabe mencionar que a lo largo de toda la evaluación del proyecto se utilizará la topografía arriba mencionada, donde previamente se han identificado los sitios más importantes del aprovechamiento, la infraestructura existen en la zona, y de donde se generarán los perfiles y secciones transversales necesarias para la correcta evaluación del proyecto.

8.2.2 Estudio Hidrológico

Dado que el cierre del río Jubones se planea realizar en el sitio denominado San Francisco, aguas abajo de la confluencia de los ríos Jubones y San Francisco, para el estudio hidrológico se utilizará la estación hidrométrica Jubones – San Francisco ubicada aguas abajo de dicho sitio, en las coordenadas 3°18'41" Latitud Sur y 79°30'23" Longitud Oeste, a la elevación 709,00 msnm.

De esta estación se obtuvieron los caudales medios diarios de un periodo de 44 años, equivalente a 16 071 registros; así como los datos de azolves mensuales.

La caracterización del clima se sustenta en los registros históricos de 20 estaciones climatológicas distribuidas en la cuenca de drenaje del río Jubones. Los parámetros climáticos principales se muestran a continuación en la Tabla 2:

Tabla 2.- Parámetros climáticos principales

Parámetros Climáticos	Presa San Francisco	Descarga San Francisco
Precipitación anual media, (mm)	820	690
Temperatura media, (°C)	22,70	23,90
Evaporación, (mm)	226,40	68,40
Humedad relativa, (%)	76	84

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

No se ahondará en la justificación de cómo se obtuvieron todos los datos y registros anteriores, así como de su revisión, corrección y/o complementación, por ser un proceso largo y metódico que ameritaría un análisis particular.

Una vez integrada, revisada y completada toda la información hidrométrica, se vació ésta en hojas de Excel por año, obteniéndose así 44 matrices de caudales medios diarios, como la que se presenta en la Tabla 3 correspondiente al año 8 del total de años disponibles, el cual es considerado un año medio.

Tabla 3.- Matriz de caudales medios diarios del año 8 (año medio)

COORDINACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS SUBGERENCIA DE ANTEPROYECTOS												
Información Hidrometeorológica P.H. SAN FRANCISCO Registros Hidrométricos Diarios en la Estación: Jubones - San Francisco Año: 8												
Región: El oro			Corriente: Jubones									
Cuenca: Río Jubones												
CAUDALES MEDIOS DIARIOS (m³/s)												
DÍA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	26.10	52.87	55.89	50.54	23.05	82.24	23.76	138.49	17.07	21.94	24.03	41.60
2	31.24	58.83	46.73	41.13	31.24	97.01	23.14	77.79	17.18	17.57	19.67	38.27
3	28.28	76.99	33.46	31.24	40.67	820.58	48.07	31.31	15.66	16.10	18.08	9.35
4	25.90	164.65	26.88	29.01	51.18	384.48	30.56	27.01	17.18	19.13	23.14	87.22
5	23.05	172.66	23.05	34.72	61.14	146.85	30.56	23.76	20.22	12.61	28.39	60.52
6	19.67	149.52	19.67	34.62	83.13	114.81	26.34	22.53	19.22	15.64	48.68	37.02
7	16.47	119.26	17.18	29.01	137.95	85.89	21.94	106.89	19.67	14.28	33.55	33.46
8	15.66	97.90	19.31	25.90	145.96	50.73	23.76	147.30	18.08	16.10	25.02	29.01
9	18.78	84.46	26.88	28.84	118.37	81.26	53.34	37.76	15.66	14.28	21.94	24.48
10	21.81	65.24	30.08	44.59	106.80	33.46	79.24	63.83	15.66	78.41	17.57	22.61
11	30.97	54.38	39.43	49.31	101.46	31.24	33.63	29.11	17.62	65.08	16.58	18.42
12	38.29	46.55	34.62	48.68	96.12	27.86	22.53	25.02	22.87	41.31	19.13	16.47
13	42.63	37.02	30.08	53.99	89.00	25.01	21.36	22.53	20.22	21.81	17.57	15.66
14	37.02	34.09	25.90	48.33	119.26	29.55	20.22	20.22	18.08	19.67	16.82	17.62
15	31.24	30.62	22.16	59.63	137.06	36.91	19.67	99.86	19.67	18.08	20.78	18.42
16	29.01	65.31	20.47	95.23	228.73	44.59	27.70	63.83	31.86	16.58	20.22	21.60
17	27.41	331.08	19.67	131.72	249.20	42.01	49.09	72.16	30.17	16.10	18.08	59.63
18	25.90	186.01	24.03	124.60	188.68	37.02	147.30	32.07	19.67	14.72	16.10	53.58
19	30.08	131.72	27.86	98.79	151.30	34.62	27.70	49.09	18.08	14.15	14.72	45.84
20	39.43	93.45	32.93	88.29	118.37	32.31	24.38	36.91	17.62	15.18	14.28	37.02
21	46.55	78.19	35.87	60.52	57.67	31.24	21.36	25.02	16.47	16.10	13.43	32.31
22	42.01	70.83	32.93	45.30	67.82	29.01	46.06	22.53	19.67	15.18	12.61	30.08
23	36.40	50.02	25.01	44.95	42.63	26.43	103.34	25.02	25.02	13.43	12.22	26.88
24	33.46	35.87	22.16	53.99	34.09	29.55	55.56	20.22	19.67	13.02	13.85	25.45
25	30.08	31.24	20.03	34.44	29.55	32.31	32.07	19.67	24.03	14.28	14.28	25.30
26	25.90	32.31	17.62	25.90	35.51	34.62	24.38	20.22	21.36	15.64	15.18	32.31
27	25.01	34.62	16.47	24.03	46.19	30.08	20.78	20.22	19.13	23.14	26.88	23.10
28	26.43	47.26	16.02	22.16	63.64	27.41	19.13	19.67	21.36	70.93	30.08	21.36
29	36.47		15.22	20.47	79.72	24.48	20.22	18.08	18.60	35.24	19.67	20.03
30	31.38		13.80	20.47	75.47	21.36	27.70	17.07	31.24	33.46	27.70	17.98
31	45.84		13.44		68.53		61.38	19.13		25.67		16.47
Media	30.27	86.89	25.96	50.01	92.89	84.16	38.27	43.69	20.27	24.03	20.68	30.94
Mínimo	15.66	30.62	13.44	20.47	23.05	21.36	19.13	17.07	15.66	12.61	12.22	9.35
Máximo	46.55	331.08	55.89	131.72	249.20	820.58	147.30	147.30	31.86	78.41	48.68	87.22

De los 44 años de registro se obtuvo la matriz de caudales medios mensuales de todo el periodo, a la que se la calcularon sus parámetros estadísticos básicos, tales como: media, mediana, mínimo, máximo, desviación estándar, coeficiente de asimetría y por cientos mensuales respecto al valor anual (Tabla 4).

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Tabla 4.- Matriz de caudales medios mensuales en todo el periodo (44 años)

COORDINACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS SUBGERENCIA DE ANTEPROYECTOS													
Información Hidrometeorológica P.H. SAN FRANCISCO													
Registros Hidrométricos Mensuales en la Estación: Jubones - San Francisco													
Periodo: 44 años													
Región: El Oro													
Cuenca: Río Jubones	Corriente: Jubones												
CAUDALES MEDIOS MENSUALES (m³/s)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1	46.54	110.16	120.31	81.81	52.37	49.58	31.84	17.44	16.18	22.50	20.83	58.85	628.41
2	26.96	36.56	42.30	83.48	101.88	73.57	33.31	56.23	89.50	53.84	36.69	24.90	659.21
3	50.05	35.78	74.49	178.81	155.39	118.94	44.56	29.95	39.07	21.57	36.46	31.20	816.27
4	45.24	26.18	48.44	66.91	42.48	27.46	30.41	34.78	23.24	30.14	19.94	10.89	406.11
5	29.41	66.33	41.79	41.98	36.34	30.87	47.15	24.99	15.40	17.43	12.60	8.31	372.59
6	24.31	10.88	70.98	33.02	15.74	20.31	43.94	23.95	16.79	18.63	9.71	7.41	295.66
7	32.16	35.52	32.77	117.08	40.46	46.81	42.73	34.17	18.97	11.98	17.02	33.54	463.20
8	30.27	86.89	25.96	50.01	92.89	84.16	38.27	43.69	20.27	24.03	20.68	30.94	548.06
9	45.88	121.13	194.62	148.62	63.44	66.34	77.56	55.11	38.47	45.45	27.49	36.34	920.46
10	57.19	78.93	124.94	102.30	68.01	66.53	64.47	47.24	44.74	24.45	44.15	46.25	769.19
11	49.38	94.24	104.63	134.02	158.47	51.30	57.89	52.44	41.56	22.29	21.89	31.61	819.71
12	18.52	83.72	96.27	26.23	19.03	31.60	60.55	24.87	27.56	51.32	29.40	31.82	500.90
13	36.37	90.32	115.10	85.58	70.88	86.40	55.78	52.76	28.58	33.04	26.57	12.08	693.49
14	43.08	93.97	109.28	94.76	66.18	67.77	68.75	49.24	29.08	12.16	15.99	21.14	671.41
15	32.18	61.66	56.10	70.37	38.59	46.27	32.91	24.26	28.23	18.08	5.61	26.66	440.92
16	23.46	24.62	51.46	72.25	50.77	57.65	47.81	44.62	27.76	36.98	18.07	20.13	475.58
17	22.39	21.58	79.02	66.87	52.45	33.33	33.89	23.32	22.24	18.68	12.45	19.80	406.01
18	18.79	50.40	44.13	90.68	41.57	41.62	39.13	21.51	25.01	27.55	18.39	31.01	449.80
19	25.78	58.62	95.42	42.25	25.36	57.22	54.83	32.85	24.67	35.05	26.82	29.12	507.99
20	25.53	26.40	30.98	49.62	39.46	22.06	30.76	25.41	18.06	25.24	49.40	117.67	460.60
21	125.51	130.63	133.17	164.29	131.46	85.93	61.12	52.36	52.35	26.82	37.79	65.20	1 066.64
22	48.45	205.03	172.45	223.57	117.21	109.52	99.90	70.42	51.08	65.59	45.89	64.19	1 273.30
23	34.50	27.72	32.18	32.18	34.50	47.73	40.41	34.45	23.47	23.96	22.94	29.42	383.47
24	35.83	48.95	39.43	58.64	46.30	30.90	35.39	21.66	25.60	21.57	15.80	20.96	401.03
25	30.01	37.45	40.30	37.98	49.14	31.20	31.90	25.02	27.76	22.04	14.89	17.46	365.14
26	28.63	51.87	37.57	61.06	49.14	31.26	35.04	24.57	20.14	26.26	31.89	25.08	422.52
27	61.57	94.88	102.43	94.59	89.54	85.52	81.02	64.50	55.39	65.66	71.52	49.84	916.45
28	56.55	67.83	68.96	77.68	71.96	75.05	65.54	58.55	52.26	53.97	55.47	57.79	761.59
29	56.95	69.65	88.43	75.68	71.97	69.70	74.81	63.09	55.01	51.71	50.81	48.28	776.10
30	48.91	59.12	95.65	76.23	63.70	64.09	59.30	47.25	46.93	38.86	36.81	36.86	673.71
31	49.75	72.18	136.57	121.21	73.57	70.84	62.12	52.07	47.69	46.90	45.45	62.60	840.94
32	41.14	72.97	77.54	107.41	62.66	63.41	50.51	42.43	42.70	19.97	25.93	32.56	639.24
33	40.58	33.26	39.40	43.09	43.84	25.15	26.86	9.06	13.92	8.29	21.67	18.49	323.63
34	38.81	60.44	98.87	52.91	44.27	27.02	40.45	19.78	18.08	19.73	12.31	12.67	445.33
35	23.99	52.10	55.56	46.34	64.31	22.31	33.32	27.99	20.69	17.50	46.44	65.84	476.41
36	27.20	34.34	67.82	75.90	92.18	44.21	29.14	21.46	15.20	14.81	12.50	6.13	440.89
37	33.04	81.91	110.70	94.37	91.42	46.41	44.84	33.75	21.45	22.65	11.71	45.29	637.53
38	30.85	77.64	157.28	114.59	74.46	45.03	29.71	20.87	31.66	20.65	10.77	16.24	629.76
39	31.96	32.86	93.34	57.48	29.09	82.02	48.28	37.33	16.08	13.85	19.15	22.09	483.53
40	27.06	31.17	53.85	67.41	70.71	47.54	57.82	32.04	15.80	16.22	39.12	35.82	494.56
41	15.39	30.48	46.09	53.38	64.52	41.54	42.07	24.75	22.51	13.86	14.24	29.02	397.85
42	23.01	21.53	37.16	48.45	37.66	61.60	33.45	23.99	21.55	20.86	20.26	29.93	379.46
43	12.89	56.10	102.00	74.46	49.91	48.26	38.54	19.20	15.62	12.72	19.78	22.22	471.69
44	30.38	67.34	106.19	111.94	46.25	44.73	38.78	33.12	27.55	24.20	34.81	56.09	621.38
Media	37.19	62.08	80.73	81.99	63.67	54.11	47.66	35.88	30.36	27.71	27.00	34.09	582.45
Mediana	32.17	58.87	76.02	75.07	57.56	48.00	43.33	32.98	25.31	22.58	21.78	30.43	38.16
Mínimo	12.89	10.88	25.96	26.23	15.74	20.31	26.86	9.06	13.92	8.29	5.61	6.13	5.61
Máximo	125.51	205.03	194.62	223.57	158.47	118.94	99.90	70.42	89.50	65.66	71.52	117.67	223.57
Desv. Est.	18.02	35.64	40.36	40.76	31.71	23.12	16.22	14.80	15.30	14.36	14.41	20.74	10.43
Coef. De Asimetría	2.73	1.60	0.76	1.39	1.31	0.72	1.09	0.54	1.62	1.21	0.96	1.65	1.21
%	6.39	10.66	13.86	14.08	10.93	9.29	8.18	6.16	5.21	4.76	4.64	5.85	100.00

En el caso del P.H. San Francisco, la estación hidrométrica seleccionada se encuentra muy cercana al sitio del proyecto, tal como lo demuestra la relación entre el área de drenaje de la cuenca hasta el sitio del proyecto y el área de drenaje de la estación hidrométrica.

$$fac = A_p / A_{eh} = 3343,28 / 3354,71 = 0,9966$$

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Como $0,85 \leq 0,9966 \leq 1,15$ cada uno de los caudales registrados en las matrices anteriores se multiplicó por este factor para obtener las correspondientes matrices en el sitio del proyecto (Tabla 5).

Tabla 5.- Matriz de caudales medios mensuales en el sitio del proyecto

COORDINACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS SUBGERENCIA DE ANTEPROYECTOS													
Información Hidrometeorológica P.H. SAN FRANCISCO													
Registros Hidrométricos Mensuales en el Sitio de la Presa													
Periodo: 44 años													
Región: El Oro													
Cuenca: Río Jubones		Corriente: Jubones											
Factor de Áreas 0.9966													
CAUDALES MEDIOS MENSUALES (m ³ /s)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1	46.39	109.78	119.90	81.53	52.19	49.41	31.73	17.38	16.13	22.42	20.76	58.65	626.27
2	26.87	36.44	42.15	83.19	101.53	73.32	33.19	56.04	89.19	53.66	36.57	24.82	656.97
3	49.88	35.66	74.24	178.20	154.86	118.54	44.41	29.85	38.93	21.50	36.33	31.10	813.49
4	45.09	26.09	48.28	66.69	42.33	27.37	30.31	34.66	23.16	30.03	19.87	10.85	404.72
5	29.31	66.10	41.64	41.83	36.22	30.76	46.99	24.90	15.35	17.37	12.55	8.28	371.32
6	24.22	10.84	70.74	32.91	15.69	20.24	43.79	23.87	16.73	18.57	9.67	7.39	294.66
7	32.05	35.40	32.66	116.68	40.33	46.65	42.58	34.05	18.90	11.94	16.96	33.43	461.63
8	30.17	86.59	25.87	49.84	92.57	83.88	38.14	43.54	20.20	23.95	20.61	30.83	546.19
9	45.73	120.72	193.96	148.11	63.23	66.11	77.30	54.92	38.34	45.30	27.39	36.22	917.32
10	57.00	78.66	124.51	101.95	67.78	66.31	64.25	47.08	44.59	24.36	44.00	46.09	766.57
11	49.21	93.92	104.27	133.56	157.93	51.13	57.69	52.26	41.42	22.21	21.82	31.50	816.92
12	18.46	83.44	95.95	26.14	18.96	31.50	60.35	24.79	27.46	51.15	29.30	31.71	499.20
13	36.25	90.01	114.71	85.29	70.63	86.11	55.59	52.58	28.48	32.93	26.48	12.04	691.12
14	42.93	93.65	108.91	94.43	65.96	67.54	68.52	49.07	28.98	12.12	15.94	21.07	669.12
15	32.07	61.45	55.91	70.13	38.46	46.11	32.80	24.18	28.14	18.02	5.59	26.57	439.42
16	23.38	24.54	51.28	72.00	50.59	57.45	47.65	44.47	27.66	36.85	18.01	20.06	473.96
17	22.31	21.51	78.76	66.65	52.27	33.21	33.77	23.24	22.16	18.61	12.41	19.73	404.63
18	18.73	50.23	43.98	90.37	41.43	41.48	38.99	21.44	24.93	27.46	18.33	30.90	448.26
19	25.69	58.42	95.09	42.11	25.27	57.03	54.64	32.74	24.58	34.93	26.73	29.03	506.26
20	25.44	26.31	30.88	49.45	39.32	21.99	30.65	25.32	18.00	25.15	49.24	117.27	459.03
21	125.09	130.18	132.72	163.73	131.01	85.64	60.91	52.18	52.17	26.73	37.67	64.98	1 063.00
22	48.29	204.33	171.86	222.81	116.81	109.14	99.56	70.18	50.91	65.36	45.74	63.97	1 268.97
23	34.39	27.62	32.07	32.07	34.38	47.57	40.27	34.33	23.39	23.88	22.86	29.32	382.16
24	35.70	48.79	39.29	58.44	46.14	30.79	35.27	21.59	25.51	21.50	15.75	20.89	399.67
25	29.91	37.33	40.16	37.85	48.97	31.10	31.79	24.93	27.66	21.96	14.84	17.40	363.90
26	28.53	51.70	37.44	60.86	48.98	31.15	34.92	24.49	20.07	26.17	31.78	25.00	421.08
27	61.36	94.55	102.08	94.26	89.23	85.23	80.75	64.29	55.20	65.44	71.28	49.67	913.33
28	56.36	67.60	68.73	77.41	71.71	74.79	65.32	58.35	52.08	53.78	55.28	57.59	759.00
29	56.76	69.41	88.13	75.42	71.72	69.46	74.56	62.88	54.82	51.54	50.64	48.11	773.45
30	48.74	58.92	95.32	75.97	63.49	63.87	59.09	47.09	46.77	38.72	36.68	36.74	671.41
31	49.58	71.93	136.10	120.80	73.32	70.60	61.90	51.90	47.53	46.74	45.29	62.39	838.08
32	41.00	72.72	77.28	107.05	62.45	63.20	50.34	42.29	42.55	19.91	25.84	32.45	637.07
33	40.44	33.15	39.27	42.95	43.69	25.07	26.77	9.03	13.88	8.26	21.60	18.43	322.52
34	38.88	60.23	98.53	52.73	44.12	26.93	40.31	19.71	18.01	19.66	12.27	12.63	443.81
35	23.91	51.92	55.37	46.19	64.09	22.23	33.21	27.90	20.62	17.44	46.29	65.62	474.78
36	27.11	34.23	67.59	75.64	91.87	44.06	29.04	21.38	15.15	14.76	12.45	6.11	439.39
37	32.93	81.63	110.32	94.05	91.11	46.25	44.69	33.63	21.37	22.58	11.67	45.14	635.36
38	30.74	77.38	156.74	114.20	74.21	44.88	29.60	20.80	31.55	20.58	10.74	16.19	627.62
39	31.85	32.75	93.02	57.29	28.99	81.74	48.11	37.21	16.02	13.80	19.09	22.02	481.88
40	26.97	31.07	53.67	67.18	70.47	47.38	57.62	31.93	15.75	16.17	38.99	35.69	492.87
41	15.34	30.38	45.93	53.20	64.30	41.40	41.93	24.67	22.44	13.81	14.19	28.92	396.49
42	22.94	21.46	37.03	48.28	37.53	61.39	33.33	23.91	21.48	20.79	20.19	29.83	378.16
43	12.84	55.91	101.65	74.21	49.74	48.09	38.41	19.13	15.56	12.67	19.71	22.14	470.08
44	30.28	67.11	105.83	111.56	46.09	44.58	38.64	33.01	27.46	24.11	34.69	55.90	619.26
Media	37.07	61.86	80.45	81.71	63.45	53.92	47.49	35.75	30.26	27.61	26.91	33.97	580.46
Mediana	32.06	58.67	75.76	74.81	57.36	47.83	43.18	32.87	25.22	22.50	21.71	30.33	38.03
Mínimo	12.84	10.84	25.87	26.14	15.69	20.24	26.77	9.03	13.88	8.26	5.59	6.11	5.59
Máximo	125.09	204.33	193.96	222.81	157.93	118.54	99.56	70.18	89.19	65.44	71.28	117.27	222.81
Desv. Est.	17.96	35.52	40.23	40.62	31.60	23.04	16.16	14.75	15.25	14.31	14.36	20.67	10.39
Coef. De Asimetría	2.73	1.60	0.76	1.39	1.31	0.72	1.09	0.54	1.62	1.21	0.96	1.65	1.21
%	6.39	10.66	13.86	14.08	10.93	9.29	8.18	6.16	5.21	4.76	4.64	5.85	100.00

Dado que los programas utilizados para realizar los funcionamientos de vaso de este ejemplo solo admite matrices de volúmenes medios mensuales o diarios, fue necesario convertir la matriz de caudales medio mensuales en el sitio del proyecto,

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

por una matriz de volúmenes medios mensuales (Tabla 6). Para esto se hizo uso de la fórmula siguiente:

$$V_p = Q \times 60s \times 60min \times 24hrs \times \text{número de días del mes}$$

Tabla 6.- Matriz de volúmenes medios mensuales en el sitio del proyecto

COORDINACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS SUBGERENCIA DE ANTEPROYECTOS													
Información Hidrometeorológica P.H. SAN FRANCISCO Registros Hidrométricos Mensuales en el Sitio de la Presa Periodo: 44 años													
Región: El Oro													
Cuenca: Río Jubones		Corriente: Jubones											
Factor de Áreas 0.9966													
VOLÚMENES MEDIOS MENSUALES (millones de m³)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1	124.24	265.59	321.13	211.33	139.79	128.06	84.99	46.56	41.80	60.06	53.81	157.08	1 634.44
2	71.97	88.14	112.90	215.64	271.94	190.05	88.90	150.09	231.19	143.71	94.79	66.47	1 725.79
3	133.59	86.27	198.84	461.91	414.78	307.25	118.94	79.94	100.92	57.58	94.17	83.29	2 137.46
4	120.76	63.12	129.30	172.85	113.38	70.95	81.17	92.83	60.03	80.44	51.51	29.07	1 065.41
5	78.52	159.92	111.54	108.44	97.00	79.74	125.86	66.69	39.78	46.52	32.54	22.18	968.73
6	64.88	26.22	189.47	85.29	42.01	52.47	117.28	63.94	43.37	49.73	25.08	19.78	779.52
7	85.85	85.63	87.48	302.43	108.01	120.92	114.05	91.20	48.99	31.98	43.96	89.54	1 210.03
8	80.81	209.49	69.30	129.19	247.94	217.41	102.15	116.62	52.36	64.14	53.41	82.58	1 425.39
9	122.48	292.04	519.49	383.91	169.35	171.36	207.03	147.09	99.38	121.32	71.00	97.01	2 401.47
10	152.66	190.29	333.49	264.25	181.53	171.87	172.08	126.10	115.58	65.26	114.04	123.44	2 010.59
11	131.80	227.21	279.28	346.19	423.00	132.52	154.53	139.99	107.35	59.49	56.55	84.37	2 142.27
12	49.44	201.85	256.98	67.75	50.79	81.64	161.64	66.39	71.18	137.00	75.96	84.94	1 305.54
13	97.08	217.75	307.24	221.07	189.19	223.20	148.90	140.84	73.83	88.21	68.64	32.26	1 808.21
14	115.00	226.57	291.70	244.77	176.66	175.07	183.51	131.43	75.12	32.46	41.31	56.42	1 750.02
15	85.88	148.65	149.75	181.79	103.00	119.52	87.85	64.76	72.93	48.27	14.49	71.16	1 148.05
16	62.63	59.36	137.36	186.63	135.51	148.91	127.63	119.12	71.70	98.71	46.67	53.73	1 247.96
17	59.76	52.03	210.94	172.75	140.01	86.09	90.45	62.24	57.44	49.85	32.17	52.84	1 066.57
18	50.16	121.51	117.80	234.23	110.96	107.52	104.44	57.41	64.61	73.55	47.52	82.77	1 172.48
19	68.81	141.33	254.70	109.15	67.69	147.81	146.34	87.69	63.72	93.57	69.28	77.74	1 327.83
20	68.15	63.66	82.70	128.17	105.33	56.99	82.11	67.81	46.65	67.37	127.62	314.09	1 210.66
21	335.03	314.93	355.48	424.39	350.90	221.97	163.14	139.76	135.23	71.58	97.63	174.05	2 784.09
22	129.33	494.33	460.32	577.52	312.86	282.90	266.65	187.98	131.95	175.07	118.55	171.35	3 308.80
23	92.10	66.82	85.90	83.14	92.08	123.31	107.86	91.95	60.64	63.96	59.26	78.54	1 005.55
24	95.63	118.03	105.24	151.47	123.58	79.82	94.47	57.82	66.13	57.59	40.82	55.95	1 046.55
25	80.11	90.30	107.57	98.11	131.16	80.60	85.14	66.77	71.71	58.83	38.46	46.61	955.36
26	76.41	125.07	100.27	157.74	131.18	80.74	93.52	65.59	52.03	70.10	82.38	66.96	1 101.99
27	164.33	228.74	273.42	244.33	239.00	220.90	216.27	172.18	143.09	175.27	184.75	133.02	2 395.32
28	150.95	163.54	184.08	200.65	192.07	193.86	174.94	156.29	134.99	144.05	143.28	154.25	1 992.95
29	152.02	167.93	236.05	195.48	192.10	180.04	199.70	168.42	142.10	138.03	131.26	128.86	2 031.99
30	130.55	142.53	255.31	196.92	170.04	165.56	158.28	126.13	121.23	103.72	95.08	98.39	1 763.75
31	132.80	174.02	364.54	313.10	196.37	183.00	165.80	139.00	123.19	125.20	117.39	167.10	2 201.51
32	109.81	175.93	206.98	277.47	167.26	163.81	134.84	113.26	110.29	53.31	66.98	86.91	1 666.85
33	108.32	80.19	105.18	111.31	117.01	64.98	71.70	24.18	35.97	22.12	55.98	49.36	846.31
34	103.60	145.72	263.91	136.67	118.16	69.80	107.96	52.80	46.69	52.67	31.79	33.82	1 163.60
35	64.04	125.61	148.29	119.71	171.66	57.63	88.95	74.72	53.45	46.72	119.97	175.75	1 246.51
36	72.61	82.80	181.04	196.06	246.06	114.19	77.78	57.27	39.27	39.52	32.28	16.37	1 155.26
37	88.19	197.49	295.48	243.77	244.02	119.89	119.69	90.08	55.40	60.47	30.24	120.89	1 665.61
38	82.34	187.20	419.82	296.01	198.77	116.33	79.29	55.72	81.78	55.12	27.83	43.36	1 643.55
39	85.30	79.22	249.14	148.49	77.64	211.87	128.87	99.66	41.53	36.96	49.47	58.98	1 267.13
40	72.23	75.15	143.75	174.13	188.73	122.80	154.33	85.52	40.82	43.31	101.06	95.60	1 297.43
41	41.08	73.50	123.03	137.89	172.23	107.30	112.30	66.07	58.15	36.99	36.79	77.45	1 042.76
42	61.43	51.91	99.18	125.14	100.53	159.12	89.28	64.05	55.67	55.69	52.34	79.90	994.23
43	34.39	135.26	272.26	192.35	133.22	124.66	102.88	51.24	40.34	33.94	51.09	59.31	1 230.95
44	81.11	162.36	283.45	289.16	123.46	115.54	103.51	88.40	71.17	64.59	89.92	149.71	1 622.37
Media	99.28	149.66	215.48	211.79	169.95	139.77	127.20	95.76	78.43	73.95	69.75	90.98	1 522.02
Mediana	85.87	141.93	202.91	193.92	153.63	123.98	115.66	88.04	65.37	60.26	56.27	81.24	1 011.85
Mínimo	34.39	26.22	69.30	67.75	42.01	52.47	71.70	24.18	35.97	22.12	14.49	16.37	14.49
Máximo	335.03	494.33	519.49	577.52	423.00	307.25	266.65	187.98	231.19	175.27	184.75	314.09	5 775.52
Desv. Est.	48.10	85.94	107.74	105.30	84.63	59.73	43.29	39.50	39.53	38.33	37.22	55.37	26.68
Coef. De Asimetría	2.73	1.60	0.76	1.39	1.31	0.72	1.09	0.54	1.62	1.21	0.96	1.65	1.21
%	6.52	9.83	14.16	13.92	11.17	9.18	8.36	6.29	5.15	4.86	4.58	5.98	100.00

Con respecto al caudal ecológico que se está obligado a dejar correr por el cauce del río aguas abajo de la ubicación de la presa, se ha considerado dejar un 10% del caudal medio en el sitio de la presa, es decir, el caudal ecológico mínimo a descargarse en el P.H. San Francisco será de 4,83 m³/s; caudal congruente con la Normativa de Caudal Ecológico Internacional, desde el punto de vista hidrológico y justificado bajo criterios ambientales. No obstante, este valor de caudal ecológico puede ser mayor en las épocas de avenidas cuando se ponga en funcionamiento la obra de excedencias debido a que la capacidad del embalse ha sido superada.

En base a los datos de azolves mensuales obtenidos de la estación hidrométrica, se calculó el volumen de arrastre de sedimentos total en el sitio de la presa, el cual se desglosa en la Tabla 7.

Tabla 7.- Arrastre de sedimentos totales en el sitio de la presa

Sitio	Sedimentos en Suspensión (m ³ /año)	Sedimentos en Suspensión por crecidas (m ³ /año)	Sedimentos de Fondo (m ³ /año)	Sedimentos Totales (m ³ /año)
Presa	1 350 593	202 589	310 636	1 863 818

Finalmente, de los 44 años disponibles se obtuvo de cada uno de ellos el caudal máximo registrado. Una vez definidos estos caudales, se escogió la función de distribución de probabilidad Gumbel Tipo 1 para la determinación de los caudales máximos con diferentes periodos de retorno, por ser ésta la función que mejor se ajustó a los registros.

En la Tabla 8 se muestran los caudales máximos a presentarse en el sitio de la presa del P.H. San Francisco con diferentes periodos de retorno.

Tabla 8.- Caudales máximos a presentarse en el sitio de la presa

Tr (años)	Caudales Máximos
	Q (m ³ /s)
	Presa San Francisco
10	666
25	800
50	896
100	1096
1000	1385
10000	1617

8.2.3 Estudio Hidroenergético

El P.H. San Francisco se planea sea un proyecto que trabaje en base, es decir las 24 horas del día, los 365 días del año; esto con el fin de incrementar la producción de energía eléctrica por medio de fuentes de energía limpia y renovable, y en el futuro próximo disminuir poco a poco el uso de combustible fósiles, causantes de la mayoría de los gases de efecto invernadero que deterioran y dañan nuestro planeta.

A continuación se presenta la información utilizada para correr el funcionamiento de vaso inicial, el cual se realizó en esta primera corrida a nivel mensual para estimar preliminarmente el caudal de diseño, la potencia instalable, la potencia media, la generación media anual, entre otros parámetros.

a) Los niveles de diseño preliminares del aprovechamiento son:

NAMO: 785,00 msnm

NAMínO: 775,00 msnm

NADes: 280,00 msnm

Por lo tanto:

$$NADis = \frac{1}{2} (785 - 775) + 775 = 780,00 \text{ msnm}$$

b) La carga bruta de diseño

$$H_b = 780 - 280 = 500 \text{ m}$$

c) Eficiencia total de la planta

Eficiencia hidráulica inicial con conducción y tubería de presión = 0,920

Eficiencia de la turbina = 0,945

Eficiencia del generador = 0,985

Por lo tanto:

$$\eta_s = 0,920 \times 0,945 \times 0,985 = 0,856$$

d) Matriz de volúmenes medios mensuales en el sitio del proyecto

Obtenida en el Estudio Hidrológico se presenta a continuación en la Tabla 9:

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Tabla 9.- Matriz de volúmenes medios mensuales en el sitio del proyecto

COORDINACIÓN DE PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS SUBGERENCIA DE ANTEPROYECTOS													
Información Hidrometeorológica P.H. SAN FRANCISCO Registros Hidrométricos Mensuales en el Sitio de la Presa Período: 44 años													
Región: El Oro													
Cuenca: Río Jubones		Corriente: Jubones											
Factor de Áreas 0.9966													
VOLÚMENES MEDIOS MENSUALES (millones de m ³)													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1	124.24	265.59	321.13	211.33	139.79	128.06	84.99	46.56	41.80	60.06	53.81	157.08	1 634.44
2	71.97	88.14	112.90	215.64	271.94	190.05	88.90	150.09	231.19	143.71	94.79	66.47	1 725.79
3	133.59	86.27	198.84	461.91	414.78	307.25	118.94	79.94	100.92	57.58	94.17	83.29	2 137.46
4	120.76	63.12	129.30	172.85	113.38	70.95	81.17	92.83	60.03	80.44	51.51	29.07	1 065.41
5	78.52	159.92	111.54	108.44	97.00	79.74	125.86	66.69	39.78	46.52	32.54	22.18	968.73
6	64.88	26.22	189.47	85.29	42.01	52.47	117.28	63.94	43.37	49.73	25.08	19.78	779.52
7	85.85	85.63	87.48	302.43	108.01	120.92	114.05	91.20	48.99	31.98	43.96	89.54	1 210.03
8	80.81	209.49	69.30	129.19	247.94	217.41	102.15	116.62	52.36	64.14	53.41	82.58	1 425.39
9	122.48	292.04	519.49	383.91	169.35	171.36	207.03	147.09	99.38	121.32	71.00	97.01	2 401.47
10	152.66	190.29	333.49	264.25	181.53	171.87	172.08	126.10	115.58	65.26	114.04	123.44	2 010.59
11	131.80	227.21	279.28	346.19	423.00	132.52	154.53	139.99	107.35	59.49	56.55	84.37	2 142.27
12	49.44	201.85	256.98	67.75	50.79	81.64	161.64	66.39	71.18	137.00	75.96	84.94	1 305.54
13	97.08	217.75	307.24	221.07	189.19	223.20	148.90	140.84	73.83	88.21	68.64	32.26	1 808.21
14	115.00	226.57	291.70	244.77	176.66	175.07	183.51	131.43	75.12	32.46	41.31	56.42	1 750.02
15	85.88	148.65	149.75	181.79	103.00	119.52	87.85	64.76	72.93	48.27	14.49	71.16	1 148.05
16	62.63	59.36	137.36	186.63	135.51	148.91	127.63	119.12	71.70	98.71	46.67	53.73	1 247.96
17	59.76	52.03	210.94	172.75	140.01	86.09	90.45	62.24	57.44	49.85	32.17	52.84	1 066.57
18	50.16	121.51	117.80	234.23	110.96	107.52	104.44	57.41	64.61	73.55	47.52	82.77	1 172.48
19	68.81	141.33	254.70	109.15	67.69	147.81	146.34	87.69	63.72	93.57	69.28	77.74	1 327.83
20	68.15	63.66	82.70	128.17	105.33	56.99	82.11	67.81	46.65	67.37	127.62	314.09	1 210.66
21	335.03	314.93	355.48	424.39	350.90	221.97	163.14	139.76	135.23	71.58	97.63	174.05	2 784.09
22	129.33	494.33	460.32	577.52	312.86	282.90	266.65	187.98	131.95	175.07	118.55	171.35	3 308.80
23	92.10	66.82	85.90	83.14	92.08	123.31	107.86	91.95	60.64	63.96	59.26	78.54	1 005.55
24	95.63	118.03	105.24	151.47	123.58	79.82	94.47	57.82	66.13	57.59	40.82	55.95	1 046.55
25	80.11	90.30	107.57	98.11	131.16	80.60	85.14	66.77	71.71	58.83	38.46	46.61	955.36
26	76.41	125.07	100.27	157.74	131.18	80.74	93.52	65.59	52.03	70.10	82.38	66.96	1 101.99
27	164.33	228.74	273.42	244.33	239.00	220.90	216.27	172.18	143.09	175.27	184.75	133.02	2 395.32
28	150.95	163.54	184.08	200.65	192.07	193.86	174.94	156.29	134.99	144.05	143.28	154.25	1 992.95
29	152.02	167.93	236.05	195.48	192.10	180.04	199.70	168.42	142.10	138.03	131.26	128.86	2 031.99
30	130.55	142.53	255.31	196.92	170.04	165.56	158.28	126.13	121.23	103.72	95.08	98.39	1 763.75
31	132.80	174.02	364.54	313.10	196.37	183.00	165.80	139.00	123.19	125.20	117.39	167.10	2 201.51
32	109.81	175.93	206.98	277.47	167.26	163.81	134.84	113.26	110.29	53.31	66.98	86.91	1 666.85
33	108.32	80.19	105.18	111.31	117.01	64.98	71.70	24.18	35.97	22.12	55.98	49.36	846.31
34	103.60	145.72	263.91	136.67	118.16	69.80	107.96	52.80	46.69	52.67	31.79	33.82	1 163.60
35	64.04	125.61	148.29	119.71	171.66	57.63	88.95	74.72	53.45	46.72	119.97	175.75	1 246.51
36	72.61	82.80	181.04	196.06	246.06	114.19	77.78	57.27	39.27	39.52	32.28	16.37	1 155.26
37	88.19	197.49	295.48	243.77	244.02	119.89	119.69	90.08	55.40	60.47	30.24	120.89	1 665.61
38	82.34	187.20	419.82	296.01	198.77	116.33	79.29	55.72	81.78	55.12	27.83	43.36	1 643.55
39	85.30	79.22	249.14	148.49	77.64	211.87	128.87	99.66	41.53	36.96	49.47	58.98	1 267.13
40	72.23	75.15	143.75	174.13	188.73	122.80	154.33	85.52	40.82	43.31	101.06	95.60	1 297.43
41	41.08	73.50	123.03	137.89	172.23	107.30	112.30	66.07	58.15	36.99	36.79	77.45	1 042.76
42	61.43	51.91	99.18	125.14	100.53	159.12	89.28	64.05	55.67	55.69	52.34	79.90	994.23
43	34.39	135.26	272.26	192.35	133.22	124.66	102.88	51.24	40.34	33.94	51.09	59.31	1 230.95
44	81.11	162.36	283.45	289.16	123.46	115.54	103.51	88.40	71.17	64.59	89.92	149.71	1 622.37
Media	99.28	149.66	215.48	211.79	169.95	139.77	127.20	95.76	78.43	73.95	69.75	90.98	1 522.02
Mediana	85.87	141.93	202.91	193.92	153.63	123.98	115.66	88.04	65.37	60.26	56.27	81.24	1 01.85
Mínimo	34.39	26.22	69.30	67.75	42.01	52.47	71.70	24.18	35.97	22.12	14.49	16.37	14.49
Máximo	335.03	494.33	519.49	577.52	423.00	307.25	266.65	187.98	231.19	175.27	184.75	314.09	577.52
Desv. Est.	48.10	85.94	107.74	105.30	84.63	59.73	43.29	39.50	39.53	38.33	37.22	55.37	26.68
Coef. De Asimetría	2.73	1.60	0.76	1.39	1.31	0.72	1.09	0.54	1.62	1.21	0.96	1.65	1.21
%	6.52	9.83	14.16	13.92	11.17	9.18	8.36	6.29	5.15	4.86	4.58	5.98	100.00

e) Volúmenes de extracción mensuales diferentes a los de generación

Dado que el caudal ecológico considerado en el Estudio Hidrológico fue de 4,83 m³/s, en la Tabla 10 se presenta este caudal convertido a volumen mensual.

Tabla 10.- Volúmenes de extracción mensuales para el caudal ecológico

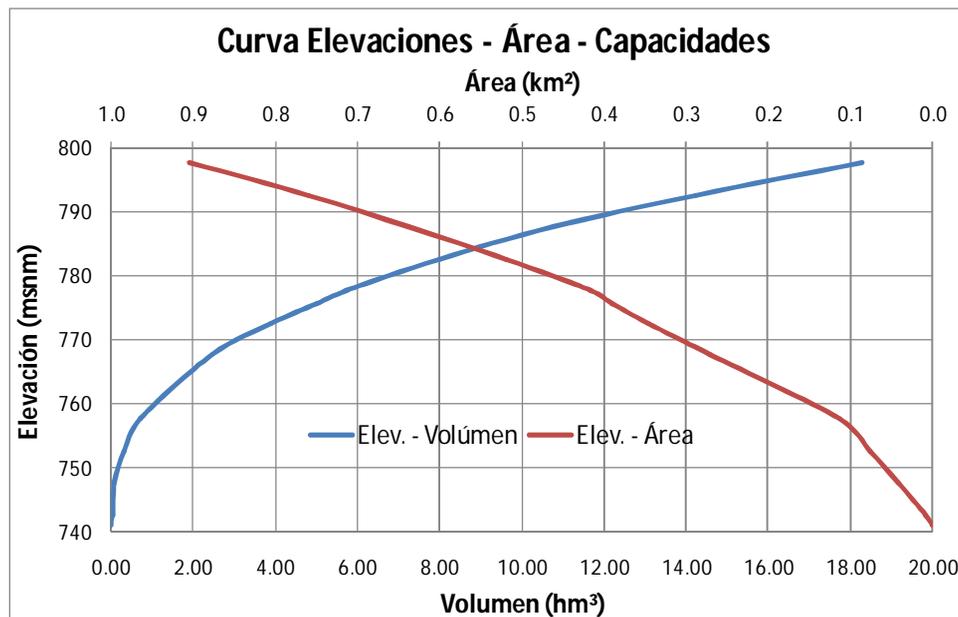
EXTRACCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Vol. ecológico	12.96	11.70	12.96	12.54	12.96	12.54	12.96	12.96	12.54	12.96	12.54	12.96	152.55

f) Curva Elevaciones – Áreas – Capacidades del vaso

Con la topografía existente en el sitio de la presa se calculó la curva Elevaciones – Áreas – Capacidades del embalse, la cual se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11.- Curva Elevaciones – Áreas – Capacidades

Elevación (msnm)	Área (km ²)	Volumen (hm ³)
741.15	0.00	0.00
742.65	0.01	0.01
747.65	0.04	0.05
752.65	0.08	0.29
757.65	0.11	0.71
767.65	0.27	2.44
772.65	0.35	3.87
775.72	0.39	5.00
777.65	0.42	5.71
782.65	0.52	7.97
787.65	0.64	10.77
792.65	0.76	14.21
797.65	0.91	18.26



g) Evaporaciones netas mensuales

Como se trata de un proyecto a filo de corriente y el embalse que se generará no se considera importante se han estimado estos valores como 0.

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Ingresados todos los datos anteriores a un programa de funcionamiento de vaso a nivel mensual, se tomó como referencia la potencia instalada calculada al inicio de esta evaluación, la cual fue equivalente a 80 MW en una primera aproximación.

Finalmente, se propusieron políticas de extracción de volúmenes de agua mensuales para generación de energía eléctrica, buscando que con la potencia propuesta el déficit medio en todo el periodo fuera del 5%. En la Tabla 12 se presentan los volúmenes mensuales obtenidos, los cuales equivalen a un caudal de diseño (Q_{dis}) de 18 m³/s.

Tabla 12.- Volúmenes de extracción mensuales para generación

EXTRACCIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Vol. diseño	48.21	43.55	48.21	46.66	48.21	46.66	48.21	48.21	46.66	48.21	46.66	48.21	567.65

Habiendo logrado la confiabilidad del 95% y un factor de planta alto, los resultados arrojados por este primer funcionamiento de vaso fueron:

- Caudal de diseño (Q_{dis}) = 18 m³/s
- Potencia instalable (P.I.) = 80 MW
- Factor de planta medio (F.P.) = 0,94
- Caudal medio o aprovechable = 16,92 m³/s
- Potencia media = 75,20 MW
- Volumen turbinado medio anual = 565,16 Mill de m³
- Volumen derramado medio anual = 804,27 Mill de m³
- Generación total media anual (Gt) = 664,36 GWh/año
- Generación firme media anual (Gf) = 632,85 GWh/año
- Generación secundaria media anual (Gs) = 31,51 GWh/año

8.2.4 Esquemas de Obras Civiles

Como ya se mencionó anteriormente el proyecto San Francisco es del tipo a filo de corriente de alta carga. Por tal motivo, las principales obras y estructuras que se contemplan dentro de su conceptualización son (Figura 1):

- Presa derivadora
- Obra de excedencias
- Obra de desvío
- Obra de toma
- Obra de conducción
- Pozo de oscilación
- Tubería a presión
- Casa de máquinas
- Obra de restitución



Figura 1.- Plano general del P.H. San Francisco

- **Presa derivadora**

La presa del P.H. San Francisco, con la cual se derivará el agua del río Jubones hacia la central, es una presa vertedora rígida tipo gravedad de concreto compactado con rodillo (CCR). El eje de la estructura se ubicará en el sitio denominado San Francisco, aguas abajo de la confluencia de los ríos Jubones y San Francisco (Figura 2).

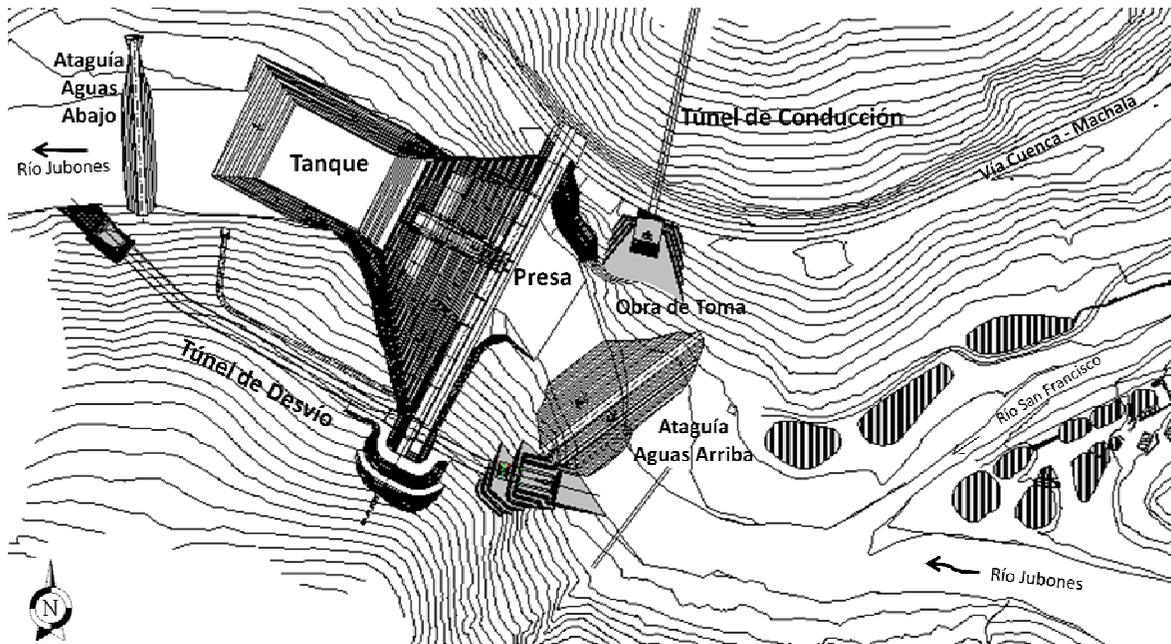


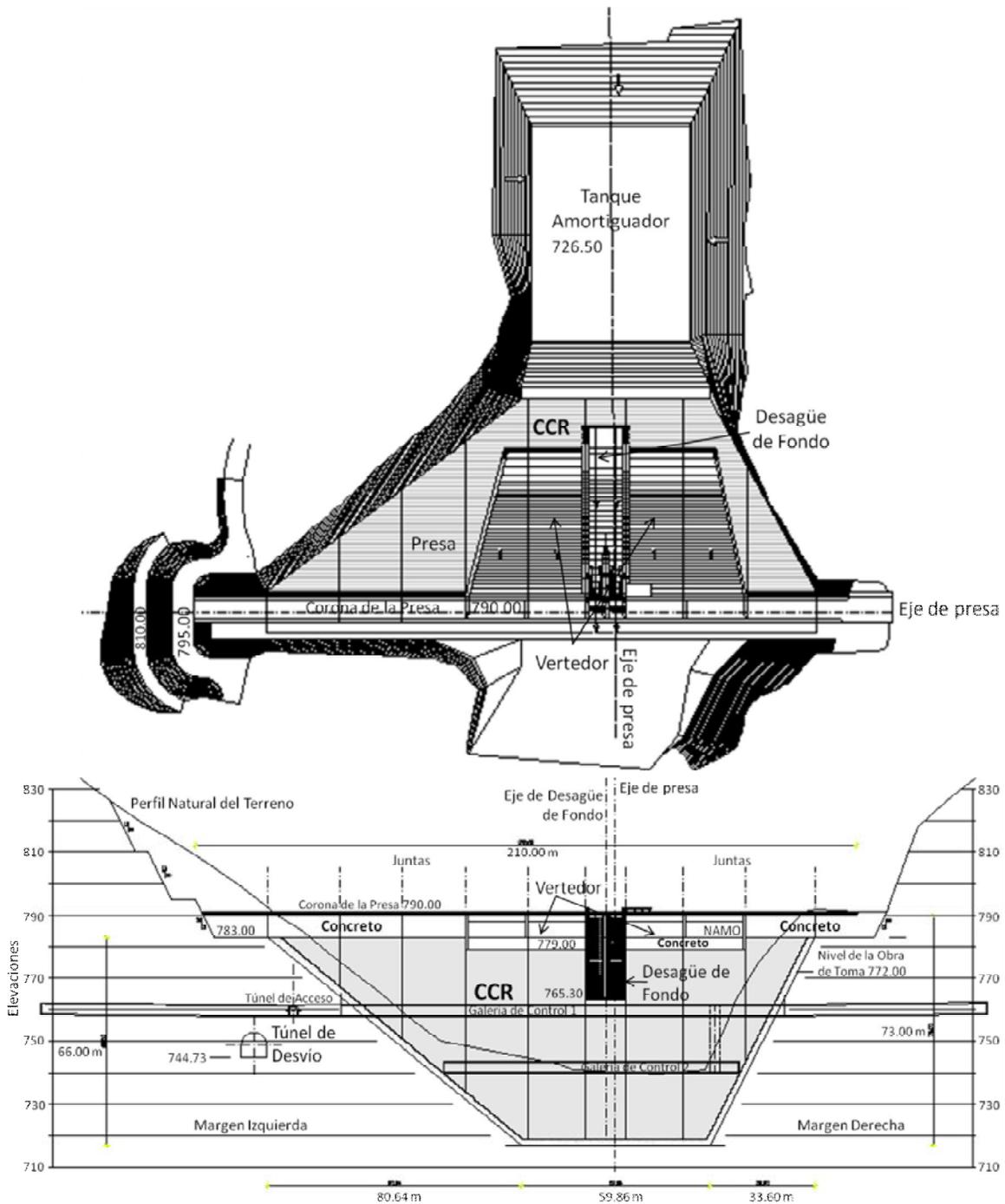
Figura 2.- Planta de las obras en boquilla

La altura de la presa ha sido fijada tomando en cuenta que con el embalse que se forme no se afecte bajo ninguna condición la vía Cuenca – Machala, la cual corre paralela al río Jubones. Debido a lo anterior, y siendo que aguas arriba del sitio de cierre el punto más bajo de esta vía se presenta en el puente que cruza el río San Francisco a la elevación 789,00 msnm, se ha considerado como el NAME la elevación 788,00 msnm. Conocido el NAME, el nivel de la corona de la presa se fijó a la elevación 790,00 msnm, dejando así 2 metros de bordo libre. Al tomar como referencia el nivel actual del fondo natural de río, el cual se encuentra aproximadamente a la elevación 740,00 msnm, la altura de la presa sería de 50 m, con 210 m de longitud de corona y ancho de 6,30 m (Figuras 3 y 4).

Para la cimentación del cuerpo de la presa es necesario excavar una potente capa de material aluvial de alrededor de 23 m de profundidad, en donde se encuentra roca fresca que permitirá resistir las presiones de la presa. La elección de una presa de CCR se debió a la abundante existencia de este material, además de que la geología presente en los taludes de la presa está conformada por rocas andesíticas, las cuales pueden soportar perfectamente los esfuerzos máximos transmitidos por este tipo de presa.

El dimensionamiento de esta presa de CCR se obtuvo por medio de un análisis de estabilidad de forma idéntica al diseño de una presa de concreto gravedad convencional, y se encuentra regido por las fuerzas estáticas a ser resistidas por la presa, más no por las fuerzas dinámicas generadas durante un sismo. Una vez determinadas las dimensiones geométricas preliminares se deberán revisar éstas en etapas posteriores a través un análisis dinámico.

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas



Figuras 3 y 4.- Planta y corte longitudinal por el eje de la presa

La obra de excedencias es de cresta libre y se encuentra integrada al cuerpo principal de la presa. Al no contar con un embalse lo suficientemente grande como para regular las avenidas del río, se ha dimensionado la obra de excedencias para que por ella pueda ser vertido el caudal correspondiente a un periodo de retorno

Las dimensiones de los dos desagües de fondo son: 4,00 x 4,90 m (B x H) cada uno, ubicados en la elevación 765,30 msnm. El equipamiento mecánico de esta estructura lo constituye una compuerta radial en cada uno de los desagües (Figura 6). A máxima carga (20,25 m) pueden desalojar en total hasta 469 m³/s. La disipación de la energía se consideró al igual que el vertedor de excedencias, por medio de una cubeta deflectora y un tanque amortiguador.

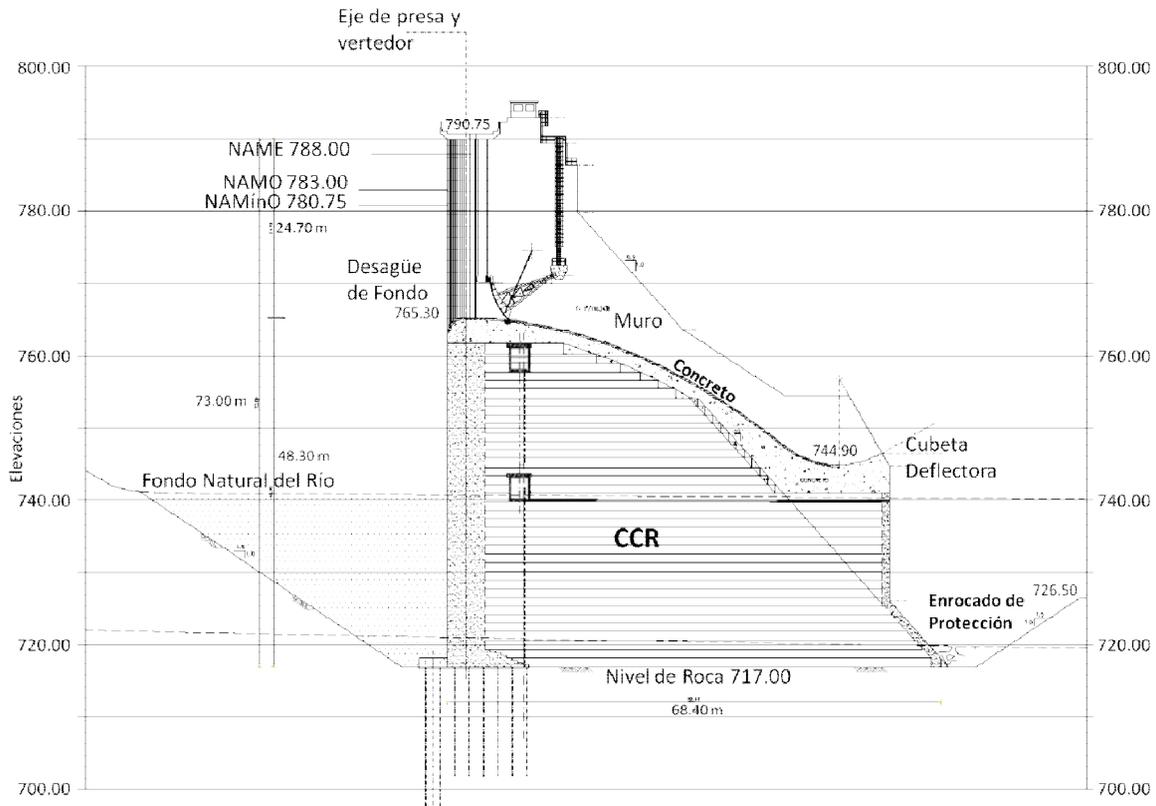


Figura 6.- Corte transversal por el eje del desagüe de fondo

El tanque amortiguador se ubica al pie de la presa, en dirección de la cubeta deflectora. La geometría de esta estructura contendrá el chorro de agua expulsado por la cubeta, donde se disipará la energía residual del chorro al momento de impactar con la superficie del tanque, garantizando así la estabilidad de la presa. La forma misma del chorro va en función de las características geométricas del deflector y del caudal descargado. Como ya se mencionó anteriormente, el diseño de este tanque contempla ser funcional durante las descargas por el vertedor de excedencias y el desagüe de fondo.

Los taludes laterales de excavación del tanque se han propuesto con una pendiente de 1:1 para garantizar la estabilidad en todas las condiciones de caudal descargado. Para la verificación y confirmación de lo anterior será necesario hacer análisis específicos sobre modelos físicos en una sucesiva fase de diseño.

El NAMíno se obtuvo sumándole a la elevación de la clave de la obra de toma 1,50 veces el diámetro de la conducción, es decir, si el umbral de la obra de toma se encuentra a la elevación 772,00 msnm y el diámetro de la conducción es de 3,50 m, la clave de la toma se encuentra a la elevación 775,50 msnm, por lo tanto el NAMíno estará en la elevación 780,75 msnm.

La presa al NAMO, ubicado a la elevación 783,00 msnm, creará un embalse de aproximadamente 8 millones de m³, con un volumen útil de 1 054 800 m³, que permitirá regular los caudales para su aprovechamiento en las horas que el sistema lo requiera. El volumen muerto se considera hasta la elevación de los desagües de fondo, la 765,30 msnm, y corresponde a poco más de 2 millones de m³; este volumen muerto se llenará en aproximadamente un año, posteriormente se realizarán limpiezas anuales para no permitir que los sedimentos alcancen la elevación del umbral de la obra de toma, la elevación 772,00 msnm.

Este diseño de presa representó la combinación óptima tomando en cuenta los factores analizados, tales como la producción energética, el costo de construcción, el costo de mitigación de las afectaciones del embalse, la regulación disponible y el manejo de los sedimentos.

Finalmente, se prevé la realización de un bypass vial en la margen derecha del río San Francisco, para facilitar la ejecución de los trabajos de construcción de la presa, sin afectar la vialidad ordinaria de la carretera Cuenca – Machala.

- **Obra de desvío**

Para viabilizar la construcción de la presa se requiere de la construcción de un túnel de desvío en la margen izquierda del río Jubones de 301,26 m de longitud (Figura 7).

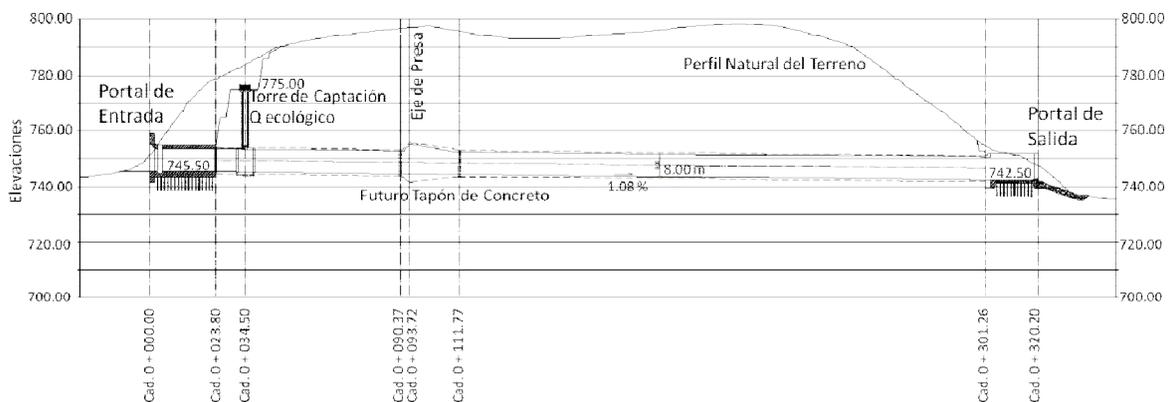


Figura 7.- Corte longitudinal por el eje del túnel de desvío

La sección transversal escogida es tipo portal de 8 m de diámetro hidráulico o interno. Debido a la buena geología del sitio, el túnel será construido con rugosidad compuesta a excepción de los puntos donde la geología no lo permita, es decir, en la mayor parte del túnel la plantilla estará revestida de concreto, mientras que las paredes y bóveda llevarán solo concreto lanzado (Figura 8). En un cierto porcentaje a la entrada y a la salida del túnel, se incorporarán marcos metálicos a cada metro como soporte adicional de la estructura.

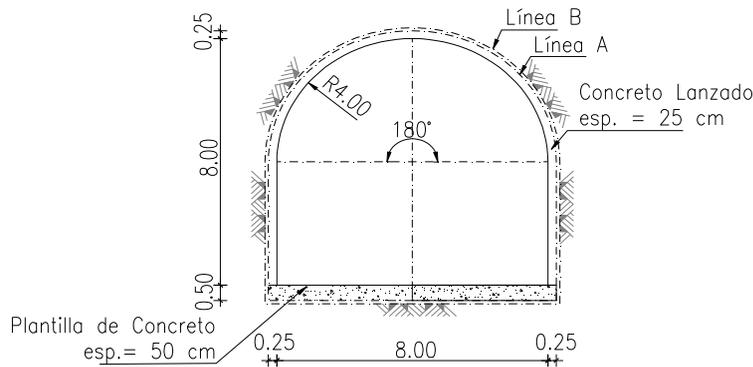


Figura 8.- Sección trasversal del túnel de desvío

La sección anterior es producto de un análisis de optimización técnico – económico, en el cual se tomó en consideración la altura de la ataguía aguas arriba con diferentes secciones de túnel. Por otro lado, y debido a la magnitud de este proyecto, se consideró que el caudal de diseño para la obra de desvío corresponde a un periodo de retorno $T_r = 10$ años, equivalente a $Q = 666 \text{ m}^3/\text{s}$. Con este caudal el túnel de desvío trabajará lleno, por lo que la altura de la ataguía se obtuvo utilizando la siguiente fórmula:

$$h_r = Y_t + (1 + K'e) \frac{Q^2}{2g A_t^2} + \left[\frac{V_t n}{R_t^{2/3}} \right]^2 l - (S_0)l$$

Por lo tanto,

$$h_r = 8 + (1 + 0.025) \frac{666^2}{2(9.81)(57.13)^2} + \left[\frac{(11.65)(0.016)}{2^{2/3}} \right]^2 301.26 - (0.0108)(301.26)$$

$$h_r = 8 + 7.10 + 4.15 - 3.25 = 16m$$

De esta manera, se calcula que el agua a la entrada del túnel de desvío alcanzará la elevación máxima de 761,50 msnm. Para que la ataguía aguas arriba de la presa proporcione la carga suficiente que garantice un adecuado funcionamiento

construcción de la presa; y la segunda, con el fin de descargar el caudal ecológico que se está obligado a dejar correr por el río para que la vida de los organismos dependientes de éste sea garantizada. Este caudal ecológico se definió en el estudio hidrológico como el 10% de caudal medio en el sitio de la presa, equivalente a 4,83 m³/s.

La obra de captación del caudal ecológico será una torre y se ubicará en la margen izquierda del embalse a la elevación 775,00 msnm, superior a la cresta vertedora del desagüe de fondo pero en una elevación inferior al NAMínO, a fin de garantizar la descarga del caudal ecológico independientemente del nivel de operación del embalse (Figura 10).

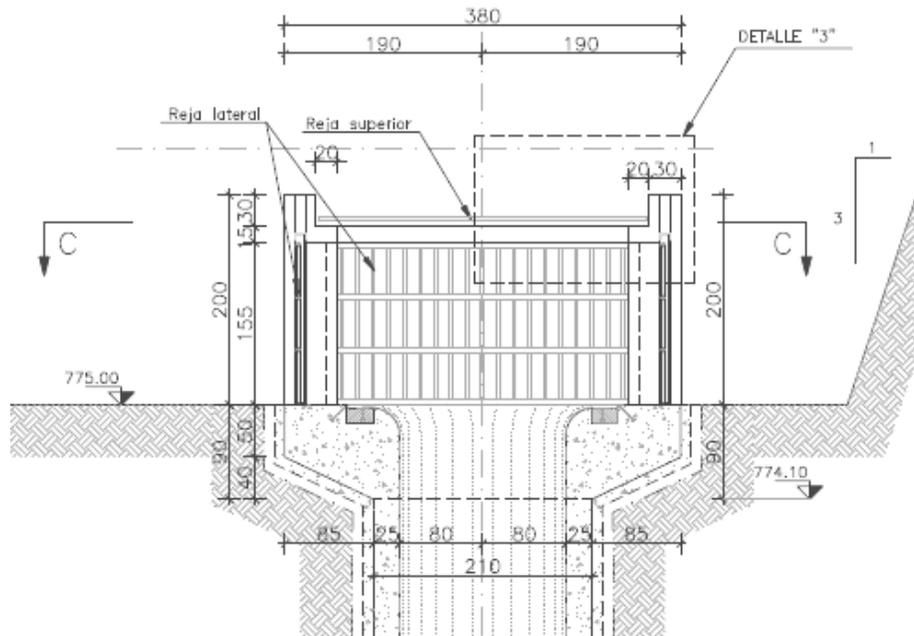


Figura 10.- Torre de captación del caudal ecológico

La obra de captación se conecta al túnel de desvío por medio de un pozo vertical de 1,60 m de diámetro interno. En el túnel se dispone de nichos a la entrada para ubicar las compuertas de aguja que permitirán cerrar el ingreso de agua durante la construcción del tapón de concreto en el interior del túnel del desvío, en el cual se ubicará una tubería de 1400 mm de diámetro interno y 33 m de largo por donde se descargará el caudal ecológico. Aguas abajo del tapón se ubican dos válvulas para regular la descarga, así como un canal para delimitar la circulación del caudal a lo largo del túnel y un camino de acceso lateral dentro del mismo túnel que permita llegar al área de maniobra de la válvula (Figura 11).

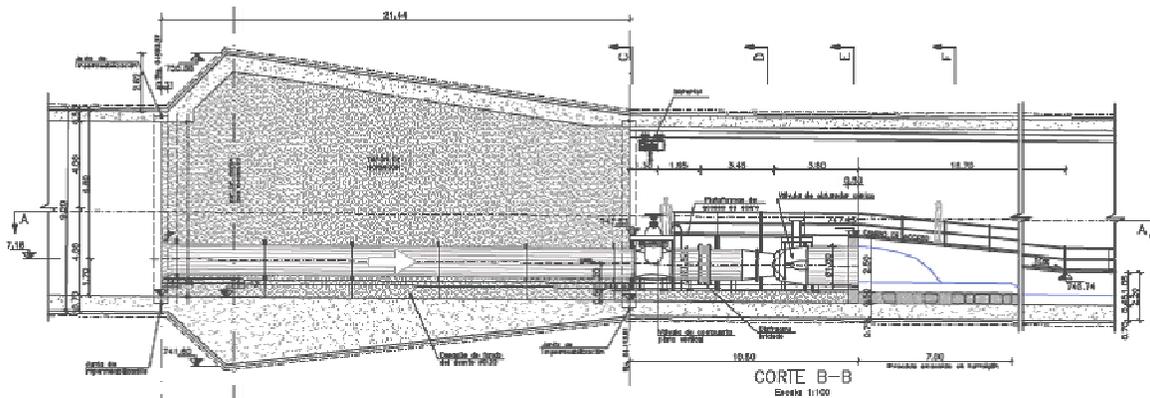


Figura 11.- Tapón de concreto por donde se descargará el caudal ecológico

- **Obra de toma**

La obra de toma del proyecto San Francisco consiste en una toma a baja presión ubicada en la margen derecha del embalse, a unos 70 m aguas arriba de la presa, sobre un talud donde existe roca competente para su construcción (toba andesítica).

Cuenta con el canal de llamada a una elevación inferior del umbral de la obra de toma, el cual se encuentra a la elevación 772,00 msnm. A la entrada se encuentra protegida por una reja cuya sección es de 11,48 x 7,20 m (B X H) dispuesta de forma inclinada que permite captar el caudal de diseño de 18 m³/s a una velocidad de 1 m/s. Después de la estructura de rejillas, la obra de toma se conecta a la estructura de control por medio de una abocinamiento de tipo elíptico, así como de una curva de transición en la bóveda y paredes laterales adyacentes.

La estructura de control consiste en una ranura donde se ubicará la compuerta plana deslizante y otra para los obturadores de mantenimiento, un ducto de aireación y una plataforma de maniobras; en esta última es donde se instalarán los mecanismos de izaje de las compuertas.

Finalmente la obra de toma se conecta con el túnel de conducción de 3,50 m de diámetro hidráulico por medio de una transición (Figura 12).

Se prevé que el acceso para la construcción de las obras no tendrá mayor dificultad debido a la buena geología del sitio y a la cercanía de la vía principal Cuenca – Machala que facilitará el acceso.

Por lo tanto, los diámetros hidráulicos analizados fueron (Tabla 13):

Tabla 13.- Diámetros hidráulicos analizados

Concepto	Diámetro (m)				
	2.50	3.00	3.50	4.00	4.50
	Millones de MX\$				
Costo del túnel	925.61	1 100.56	1 288.83	1 490.44	1 705.37
Actualización del costo del túnel	1 159.34	1 378.47	1 614.29	1 866.80	2 136.00
Financiamiento (21%)	1 402.80	1 667.95	1 953.29	2 258.83	2 584.56
Suma de pérdidas (m)	89.98	34.07	15.01	7.39	3.97
Energía perdida firme (GWh/año)	116.01	43.92	19.35	9.53	5.12
Energía perdida secundaria (GWh/año)	5.78	2.19	0.96	0.47	0.25
Energía perdida total (GWh/año)	121.78	46.11	20.31	10.00	5.37
Actualización del costo de la energía perdida	Millones de MX\$				
Costo energía perdida firme	1 364.54	516.65	227.57	112.07	60.19
Costo energía perdida secundaria	48.01	18.18	8.01	3.94	2.12
Costo energía perdida total	1 412.56	534.83	235.57	116.02	62.31
Costo Total (Millones de MX\$)	2 815.36	2 202.78	2 188.86	2 374.85	2 646.87

En la Tabla 13 el costo del túnel viene dado principalmente por el costo por metro cubico de excavación con TBM, más el costo de fabricación y colocación de dovelas a lo largo de todo el túnel, más sus tratamientos de soporte correspondientes. El costo del túnel actualizado se obtuvo multiplicando el costo del túnel por un factor de actualización de costo, el cual se calculó mediante la siguiente fórmula para obtener el factor de valor futuro:

$$(F/P, P\%, n) = (1 + i)^n$$

donde i tasa de descuento, en %
 n periodo, años

Es decir, con este factor se determinará el valor futuro F de una cantidad de dinero dada en valor presente P. Si se consideran tres años de construcción y una tasa de descuento del 12% (Tabla 14):

Tabla 14.- Factor de actualización

Año	Flujo de inversión	$(1+i)^n$	Inversión actualizada
1	0.35	1.12	0.3920
2	0.35	1.25	0.4390
3	0.30	1.40	0.4215
F.A. =			1.2525

Habiendo multiplicado cada uno de los costos de túnel por el factor de actualización, estos montos fueron afectados por el financiamiento adquirido a lo largo de los tres años de construcción; es decir, si se considera un financiamiento anual del 7%, al final de la construcción se habrá pagado un financiamiento total del 21%.

Por otro lado, para el cálculo de las pérdidas de carga por fricción de cada uno de los diámetros analizados se utilizó la fórmula de Darcy – Weisbach, esto debido a que es una conducción cerrada trabajando a tubo lleno con baja presión.

$$hf_{tubo} = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

donde f factor de fricción
 L longitud de la conducción, en m
 D diámetro de la conducción, en m
 v velocidad en la conducción, en m/s

Cabe señalar que para obtener el factor de fricción se manipuló la ecuación de Colebrook - White para que estuviera en función de la “ n ” de Manning.

$$f = 124,5735 \frac{n^2}{D^3}$$

donde n coeficiente de Manning = 0,016

Las pérdidas locales de entrada, cambios de dirección y/o de sección, accesorios, salida, rejillas, etc, se calcularon como una fracción de la carga de velocidad.

Una vez calculadas las pérdidas para cada uno de los diámetros analizados se obtuvo la energía perdida firme, secundaria y total. Para esto, se determinó de las 8760 horas al año cuantas corresponden a energía firme y cuantas a secundaria.

$$E_{p_{firme}} = 9,81 \times 0,945 \times 0,985 \times 18 \times hf \times 8344,52 \times 0,94$$

$$E_{p_{secundaria}} = 9,81 \times 0,945 \times 0,985 \times 18 \times hf \times 415,48 \times 0,94$$

Finalmente, para obtener el costo actualizado de la energía perdida se multiplicó el valor de la energía firme y secundaria, \$1,416 y \$1,0009 por kWh respectivamente, por un factor de actualización de beneficios, el cual se calculó mediante la siguiente fórmula para obtener el factor de valor presente de una serie constante:

$$(P/A, i\%, n) = (1 + i)^n - 1 / i(1 + i)^n$$

donde i tasa de descuento, en %
 n número de periodo, años

Es decir, con este factor se determinará el valor presente P de un flujo uniforme A de dinero. Por lo tanto, si se considera una tasa de descuento del 12% y una vida útil del proyecto de 50 años, tenemos:

$$(P/A, i\%, n) = (1 + 0,12)^{50} - 1 / 0,12 (1 + 0,12)^{50} = 8,3045$$

Este factor multiplicado por la energía perdida firme y secundaria, y su costo correspondiente, dio la actualización del costo de la energía perdida total.

En la Figura 13 se presentan las gráficas de cada una de las dos curvas obtenidas anteriormente, así como la curva resultante de la suma de estas curvas. Como se puede observar, tanto en la Tabla como en la Figura 13, el valor y punto más bajo corresponde a un túnel de conducción de diámetro hidráulico igual a 3,5 m, el cual resultó ser el diámetro económico del P.H. San Francisco.

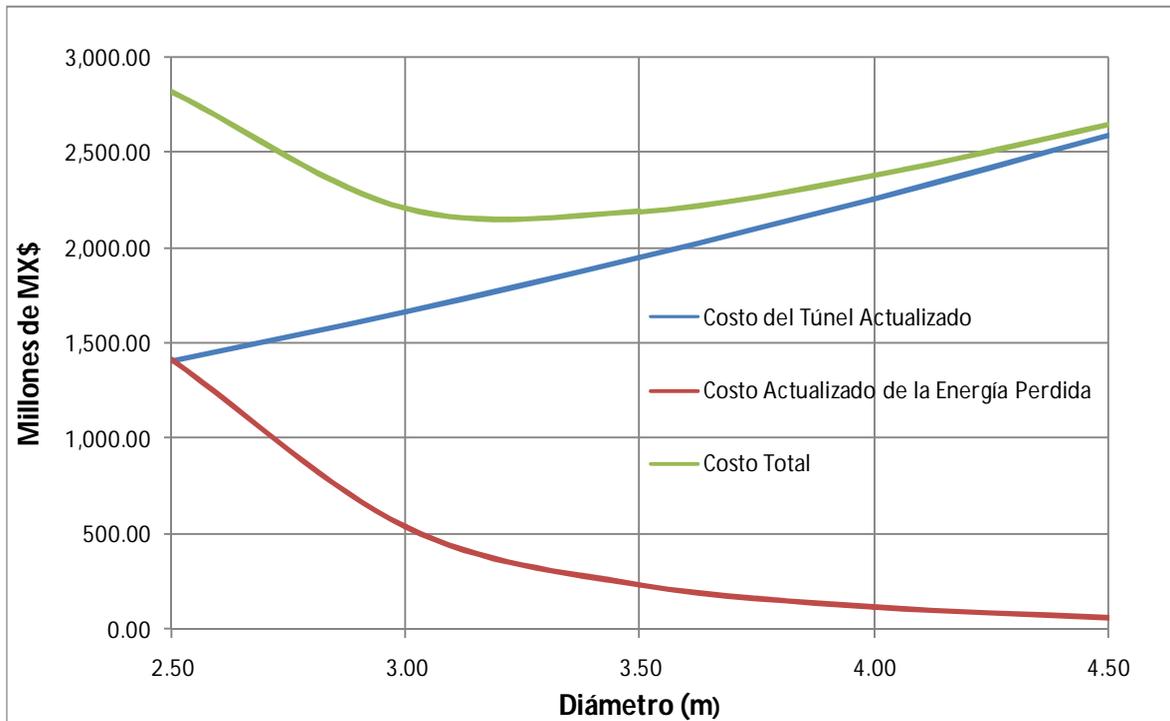


Figura 13.- Gráfica con la cual se obtuvo el diámetro económico del túnel

La velocidad del agua dentro del túnel de conducción resultó del orden de los 1,87 m/s; mientras que las pérdidas de carga totales resultaron de 15,045 m.

Es importante señalar que el diámetro de excavación resulta de sumarle al diámetro hidráulico de 3,50 m, 30 cm de revestimiento a cada lado, más 15 cm de espaciamiento también a cada lado para movilidad de la TBM; lo que dio como resultado un diámetro de excavación de 4,40 m (Figura 14).

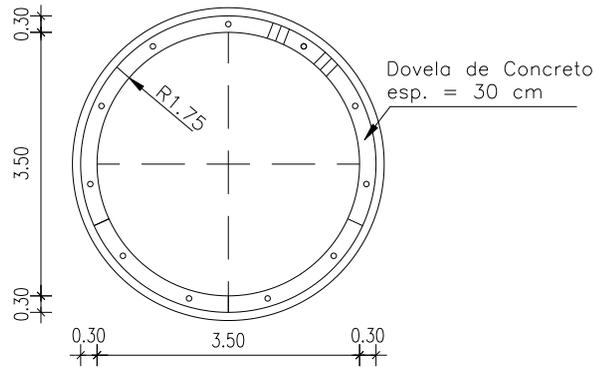


Figura 14.- Sección transversal del túnel de conducción

Se tiene contemplada la construcción de una ventana para el ingreso de la TBM en el sector de Gramalote, en tanto que su salida se prevé en una plataforma en el sitio de la presa San Francisco. La excavación se realizará de aguas abajo hacia aguas arriba para permitir el desagüe del agua por gravedad durante la construcción. Los tramos de enlace del túnel de conducción con la obra de toma y el pozo de oscilación serán construidos con método convencional y su sección transversal será de tipo portal.

La topografía por donde atraviesa la conducción se caracteriza por fuertes pendientes y cañones profundos en la zona de Tendales y San Sebastián, que alteran la morfología del macizo donde va implantado el túnel (toba andesítica). Por lo tanto, el trazado del túnel en su primer tramo, hasta la abscisa 6+000, se desplaza en dirección nor-oeste, para luego desplazarse hacia el sur-oeste, alargándose necesariamente con esto la longitud del túnel (Figura 15).



Figura 15.- Trazo del túnel en planta

En el caso del P.H. San Francisco, debido a la longitud del túnel de conducción, es necesario instalar una válvula de mariposa para mantenimiento tanto de la tubería a presión como del pozo de oscilación, evitando así vaciar y volver a llenar todo el sistema “conducción – pozo – tubería”, lo cual requeriría de varias semanas. Esta válvula se ha instalado al final de la obra de conducción, y no en la tubería a presión, debido a que sí es posible encontrar una válvula comercial de 3,50 m de diámetro que no estrangule la conducción, por lo que las pérdidas de carga no se verían afectadas. Se prevé también que un tramo del túnel de conducción de aproximadamente 30 m, entre la válvula de mariposa y el pozo de oscilación, sea blindado de acero de 20 mm para evitar posibles daños en el tramo aledaño al pozo por efecto del golpe de ariete en un posible rechazo de carga. El acceso a la cámara de la válvula de mariposa se realizará por un by-pass que se conecta con la ventana de ingreso de la TBM.

- **Pozo de oscilación**

El pozo de oscilación se ubica en el sector de Gramalote. Será un pozo vertical subterráneo conectado a la superficie libre en su extremo superior, el cual se encuentra al nivel del perfil natural del terreno; al pie del pozo se cuenta con un orificio de estrangulamiento por donde entrará el agua. Su sección transversal horizontal es la circular, constante a todo lo alto del pozo.

Haciendo uso de la fórmula de Thoma y el criterio de Electroconsult, se obtuvo el área transversal mínima que se requiere para que el pozo de oscilación sea estable ante pequeñas oscilaciones:

$$A_p = \left(\frac{1,87^2 \times 9,62 \times 13\,950}{2 \times 9,81 \times 481,40} \right) (1,3) = 64,59 \text{ m}^2$$

Un área de 64,59 m² equivale a una sección transversal circular de 9 m de diámetro.

Una vez obtenida la sección transversal del pozo de oscilación se determinó la altura del mismo. Para esto primero se determinaron los niveles de máxima y mínima oscilación por medio del método numérico de Scimemi (diferencias finitas) para la solución de las ecuaciones diferenciales del Capítulo IV.4.2.4 de la Referencia 4, que caracterizan el flujo en un sistema hidráulico para distintas maniobras. Los datos tomados en cuenta para conocer estos niveles fueron:

- Longitud de la conducción = 13 950 m
- Pérdida total de carga en la conducción = 15,045 m
- Caudal de diseño = 18 m³/s
- Diámetro de la conducción = 3,50 m
- Tipo de pozo por simular = Pozo con orificio
- Diámetro del pozo de oscilación = 9 m

- Pérdida de carga producida por el orificio para el caudal de diseño con flujo que entra al pozo. Diámetro del orificio = 1,50 m.

De la fórmula general para orificios se tiene:

$$2h = \frac{2}{2g} \left(\frac{Q}{AC} \right)^2 = \frac{2}{2 \times 9,81} \left(\frac{18}{1,7671 \times 0,6} \right)^2 = 29,38$$

- Pérdida de carga producida por el orificio para el caudal de diseño con flujo que sale del pozo. Diámetro del orificio = 1,50 m.

De la fórmula general para orificios se tiene:

$$h = \frac{1}{2g} \left(\frac{Q}{AC} \right)^2 = \frac{1}{2 \times 9,81} \left(\frac{18}{1,7671 \times 0,6} \right)^2 = 14,69$$

a) *Maniobra de Cierre (Determinación del Nivel de Máxima Oscilación)*

- Elevación del NAMO = 783 msnm
- Maniobra por simular = Cierre
- Tiempo de maniobra = 30 segundos

En la Figura 16 se puede observar que la oscilación máxima del agua dentro del pozo alcanzará la elevación 792,83 msnm, a los 220 segundos de realizado el cierre. Posteriormente el agua se establecerá a la elevación del NAMO.

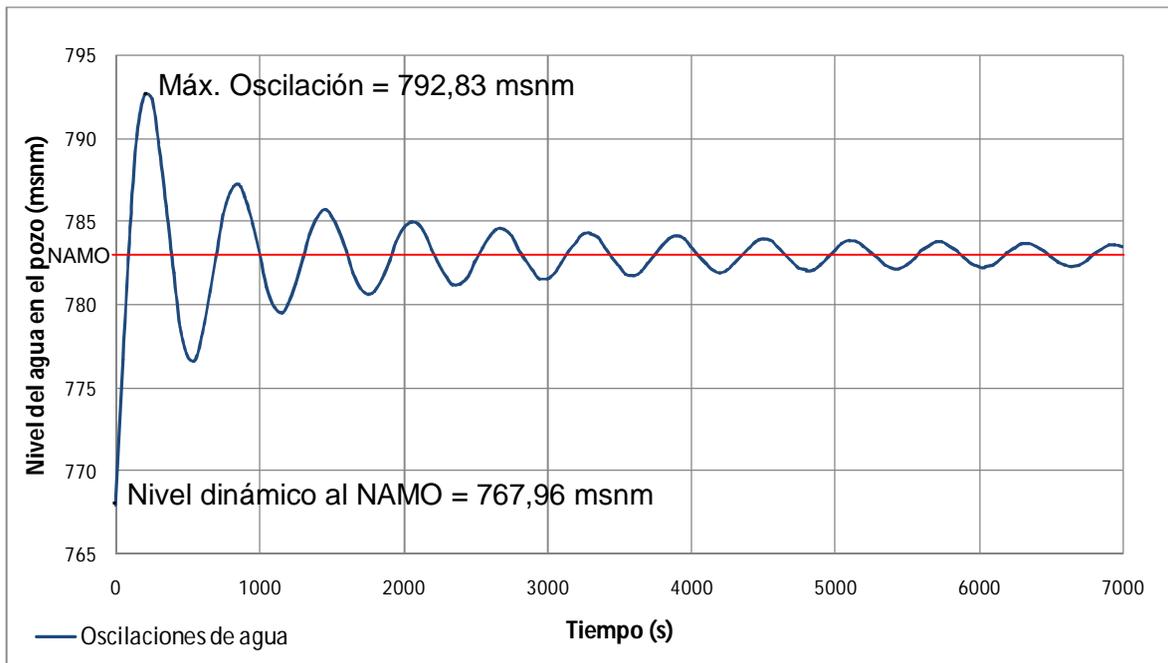


Figura 16.- Oscilaciones de agua en el pozo. Maniobra de Cierre

b) *Maniobra de Apertura (Determinación del Nivel de Mínima Oscilación)*

- Elevación del NAMínO = 780,75 msnm
- Maniobra por simular = Apertura
- Tiempo de maniobra = 15 segundos

En la Figura 17 se puede observar que la oscilación mínima del agua dentro del pozo alcanzará la elevación 757,27 msnm, a los 188 segundos de realizada la apertura. Posteriormente el agua se establecerá al nivel dinámico al NAMínO.

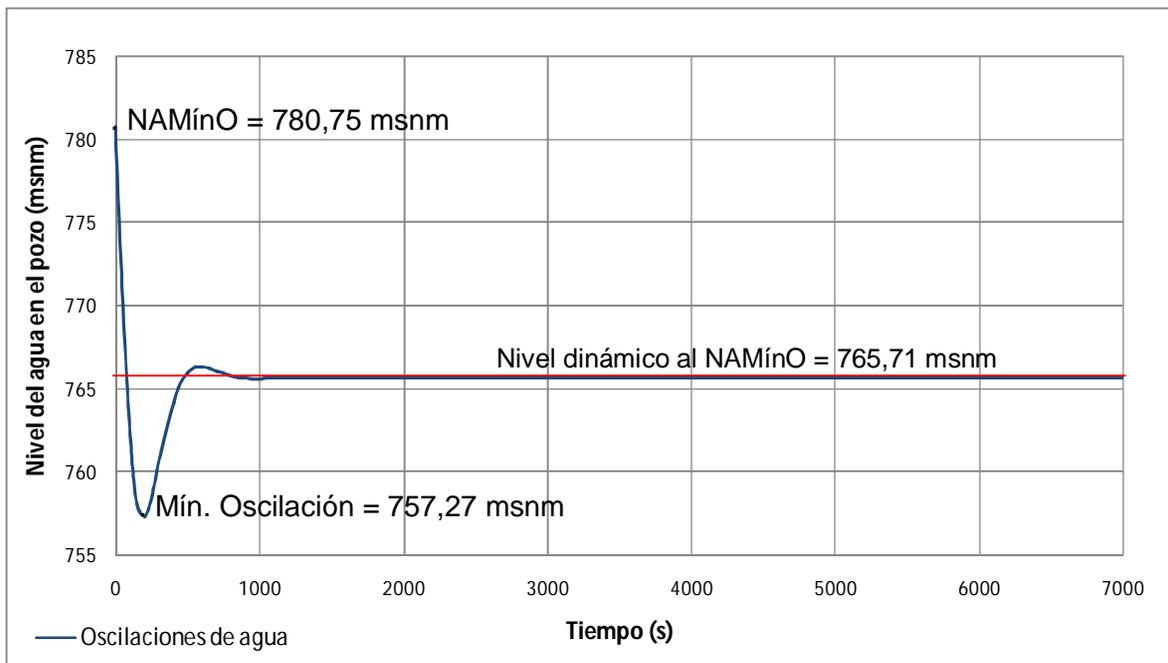


Figura 17.- Oscilaciones de agua en el pozo. Maniobra de Apertura

Tomando como base que la oscilación máxima del agua dentro del pozo llegará a la elevación 792,83 msnm, el nivel superior de los muros del pozo de oscilación se han proyectado a la elevación 795,00 msnm, dejando poco más de 2 m de bordo libre. Por otro lado, el nivel inferior del pozo estará a la elevación 754,00 msnm después de dejar 1,50 veces el diámetro de la tubería a presión de colchón por debajo del nivel mínimo de oscilación del agua dentro del pozo. Con lo anterior se tendría un pozo de oscilación de 41 m de altura y 9 m de diámetro (Figura 18).

Una vez conocida la elevación de la base del pozo se puede determinar la elevación de llegada del túnel de conducción, cuyo nivel medio en este caso se ubica a la elevación 750,71 msnm.

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

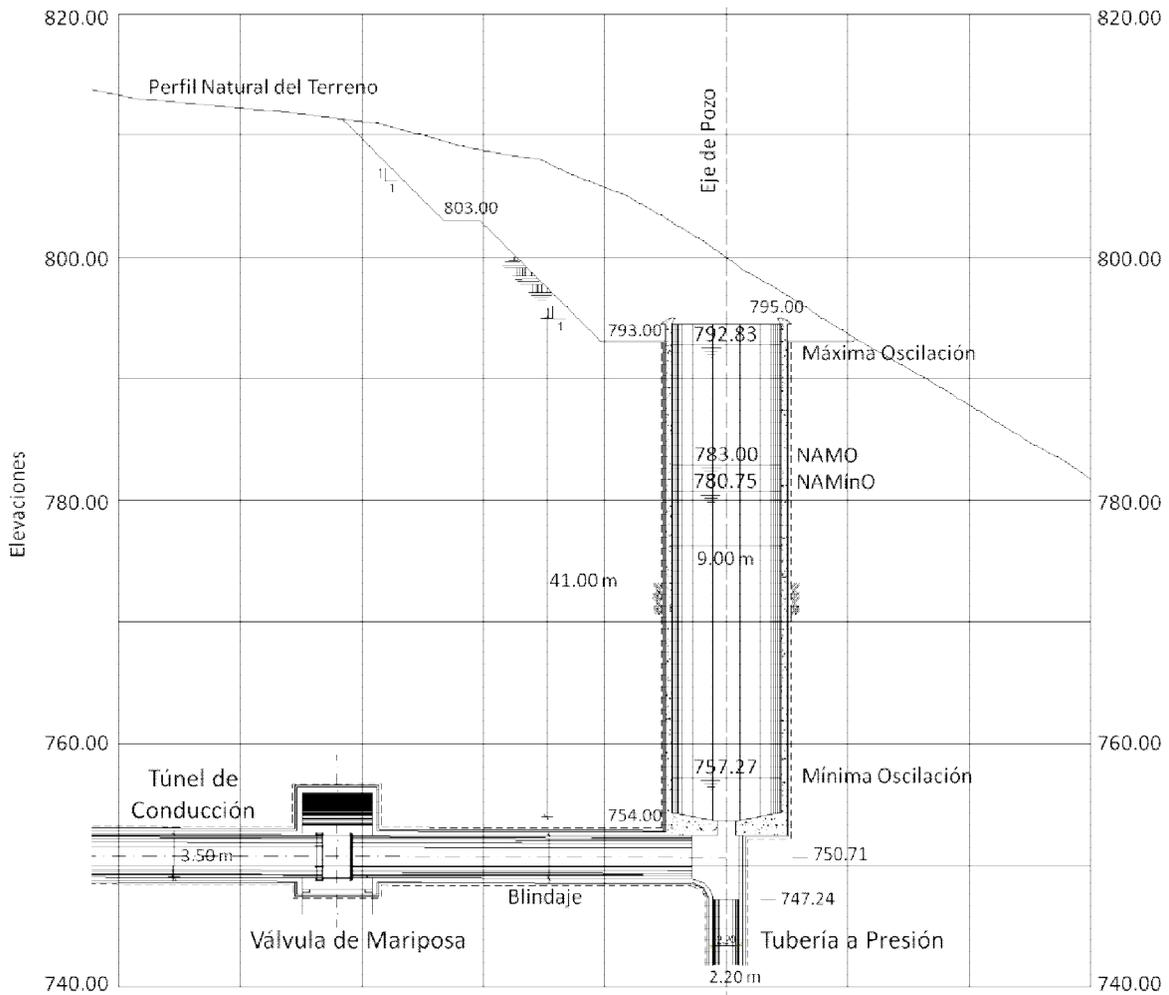


Figura 18.- Perfil del pozo de oscilación

La ubicación del pozo de oscilación es la mejor desde el punto de vista geométrico del aprovechamiento y de la morfología de la zona; considera también la posible ubicación de la casa de máquinas y la altura total del pozo obtenida de los niveles de máxima y mínima oscilación durante las maniobras de cierre y apertura de la central respectivamente.

La plataforma dispuesta para la construcción y mantenimiento del pozo tiene un área de 410 m² a la cota 793,00 msnm; es decir, dos metros por debajo del nivel superior de los muros del pozo de oscilación. El terreno natural en el sitio donde se ubica el pozo fluctúa entre la elevación 793,00 y 805,00 msnm, por lo que las excavaciones a cielo abierto no serán considerables (Figura 19).

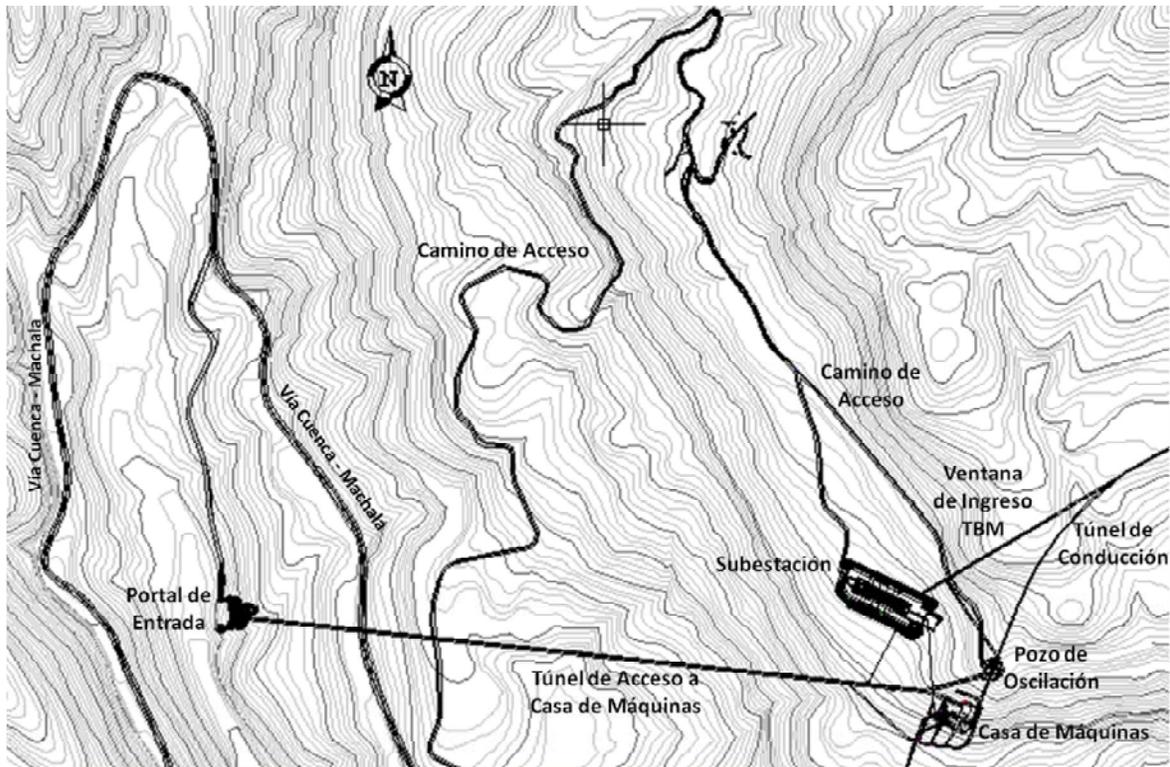


Figura 19.- Ubicación en planta del pozo de oscilación

Alrededor del pozo de oscilación existen sectores donde se evidencia roca de buenas características debido a los afloramientos de rocas volcánicas de tipo toba y brecha andesíticas, así como de rocas levemente meteorizadas y de buena resistencia. En las tobas andesíticas, como en el intrusivo, no se observa presencia de filtraciones de agua subterránea, las fracturas se encuentran por lo general secas.

Debido a la buena calidad de la roca, la excavación del pozo se realizará mediante una contrapocera (Raise Borer Machine), con la cual se excavará un pozo piloto del diámetro de la contrapocera adquirida, menor al diámetro del pozo de oscilación, para posteriormente realizar la excavación del pozo por medio de banqueos hasta alcanzar el diámetro deseado. La rezaga del material producto de la excavación por banqueos se realizará a gravedad a través del pozo piloto y se sacará por el túnel que conecta la ventana de ingreso de la TBM.

- **Tubería a presión**

La tubería a presión del P.H. San Francisco será una tubería bloqueada subterránea dentro del macizo rocoso, entre las elevaciones 747,24 y 281,32

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

msnm. Su desarrollo se divide en dos tramos, una lumbrera vertical de 466 m de profundidad y un tramo horizontal de 110 m que llega hasta la casa de máquinas. Cabe señalar que al estar la válvula de mariposa en el túnel de conducción no fue necesario considerar un ramal horizontal al inicio de la tubería, por lo que se ubicó coincidente con el eje del pozo de oscilación para facilitar el uso conjunto de la contrapocera. La longitud total de la tubería a presión resultó entonces de 576 m desde el pozo de oscilación hasta la casa de máquinas (Figura 20).

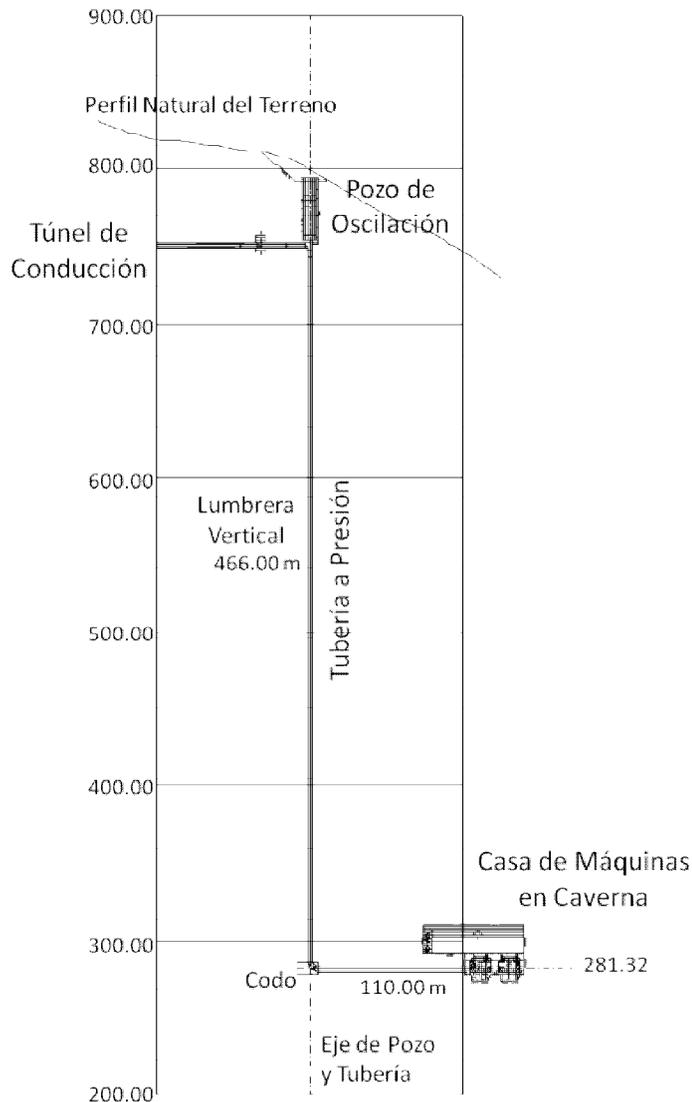


Figura 20.- Perfil de la tubería a presión

Esta longitud de tubería se revisó por medio del criterio de Electroconsult, para determinar si la distancia entre el pozo de oscilación y la casa de máquinas era la adecuada o estaba por encima del límite máximo permisible. En este último caso,

hubiera sido necesario disminuir la longitud de la tubería moviendo la ubicación de la casa de máquinas y/o el pozo. Lo anterior no fue necesario ya que, como se demuestra a continuación, con la longitud de tubería propuesta el tiempo de inercia dentro de ella se encuentra muy por debajo del límite permisible:

$$T_w = \frac{1}{gHn} \sum_{i=1}^n L_i V_i = \frac{1}{9,81 \times 481,40} (576 \times 4,74) = 0,58 < 2$$

Al igual que con la obra de conducción, para obtener el diámetro de la tubería a presión fue necesario realizar un análisis de diámetro económico con el fin de optimizar el diámetro hidráulico. En una primera aproximación el diámetro de la tubería a presión fue:

- Bureau of Reclamation $D \geq 0,69 * (576 * 18^2 / 481,40)^{0,19} = 2,14 \text{ m}$
- F. Fablbusch $D = 1,12 * 481,40^{-0,12} * 18^{0,45} = 1,96 \text{ m}$
- Sarkaarya $D = 0,70 * (78\ 800^{0,43} / 481,40^{0,65}) = 1,61 \text{ m}$

Por lo tanto los diámetros hidráulicos analizados fueron (Tabla 15):

Tabla 15.- Diámetros hidráulicos analizados

Concepto	Diámetro (m)				
	2.00	2.10	2.20	2.30	2.40
	Millones de MX\$				
Costo de la tubería	86.55	92.90	99.50	106.35	113.45
Actualización del costo de la tubería	108.41	116.36	124.63	133.21	142.09
Financiamiento (21%)	131.18	140.80	150.80	161.18	171.93
Suma de pérdidas (m)	5.99	4.91	4.11	3.50	3.03
Energía perdida firme (GWh/año)	7.72	6.34	5.30	4.51	3.90
Energía perdida secundaria (GWh/año)	0.38	0.32	0.26	0.22	0.19
Energía perdida total (GWh/año)	8.11	6.65	5.56	4.73	4.10
Actualización del costo de la energía perdida	Millones de MX\$				
Costo energía perdida firme	90.85	74.52	62.30	53.03	45.91
Costo energía perdida secundaria	3.20	2.62	2.19	1.87	1.62
Costo energía perdida total	94.04	77.15	64.50	54.90	47.52
Costo Total (Millones de MX\$)	225.22	217.95	215.30	216.08	219.45

El costo de la tubería a presión es resultado principalmente del costo de la propia tubería de acero, la cual en este caso se consideró tipo ASTM A537-Grado A, de 1" = 2,54 cm de espesor de placa, y de 7,85 ton/m³ de peso. Otros conceptos importantes que fueron considerados en el costo son: la excavación subterránea en lumbrera para el ramal vertical de la tubería a presión con contrapocera, la excavación horizontal, la limpieza y el revestimiento final al interior del blindaje de acero con alquitrán de hulla, el concreto simple de empaque de 15 cm de espesor

a lo largo del encamisado de acero de la tubería, el concreto lanzado de 10 cm de espesor, y los tratamientos de soporte correspondientes. El costo actualizado de cada una de las tuberías a presión analizadas se obtuvo multiplicando sus costos totales por los factores de actualización de costo y de financiamiento considerados en el análisis del diámetro económico del túnel de conducción.

Por otro lado, para el cálculo de las pérdidas de carga por fricción de cada uno de los diámetros analizados se utilizó la fórmula de Darcy – Weisbach, esto debido a que es una tubería a presión.

$$hf_{tubo} = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

donde f factor de fricción
 L longitud de la tubería, en m
 D diámetro de la tubería, en m
 v velocidad en la tubería, en m/s

El factor de fricción se obtuvo con la ecuación de Colebrook – White para flujo turbulento con números de Reynolds mayores a 10000:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{5,1286}{Re^{0,89}} \right]$$

donde f factor de fricción
 ε rugosidad absoluta del material, en mm (0,05 mm)
 D diámetro de la tubería, en mm
 Re número de Reynolds

El número de Reynolds se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{vD}{\nu}$$

donde v velocidad en la tubería, en m/s
 D diámetro de la tubería, en m
 ν viscosidad cinemática del agua, en m²/s (1×10^{-6} m²/s)

Las pérdidas locales de entrada, cambios de dirección y/o de sección, accesorios, salida, rejillas, etc, se calcularon como una fracción de la carga de velocidad.

Una vez calculadas las pérdidas para cada uno de los diámetros analizados se obtuvo la energía perdida firme, secundaria y total. Para esto, se determinó de las 8760 horas al año cuantas corresponden a energía firme y cuantas a secundaria.

$$E_{p_{firme}} = 9,81 \times 0,945 \times 0,985 \times 18 \times hf \times 8344,52 \times 0,94$$

$$E_{p_{secundaria}} = 9,81 \times 0,945 \times 0,985 \times 18 \times hf \times 415,48 \times 0,94$$

Finalmente, para obtener el costo actualizado de la energía perdida se multiplicó el valor de la energía firme y secundaria, \$1,416 y \$1,0009 por kWh, respectivamente, por un factor de actualización de beneficios, el cual es el mismo utilizado en el análisis del diámetro económico del túnel de conducción. Este factor multiplicado por la energía perdida firme y secundaria, y su costo correspondiente, dio la actualización del costo de la energía perdida total.

En la Figura 21 se presentan las gráficas de cada una de las dos curvas obtenidas anteriormente, así como la curva resultante de la suma de estas curvas. Como se puede observar, tanto en la Tabla 15 como en la Figura 21, el valor y punto más bajo corresponde a una tubería a presión de diámetro hidráulico igual a 2,20 m, el cual resultó ser el diámetro económico.

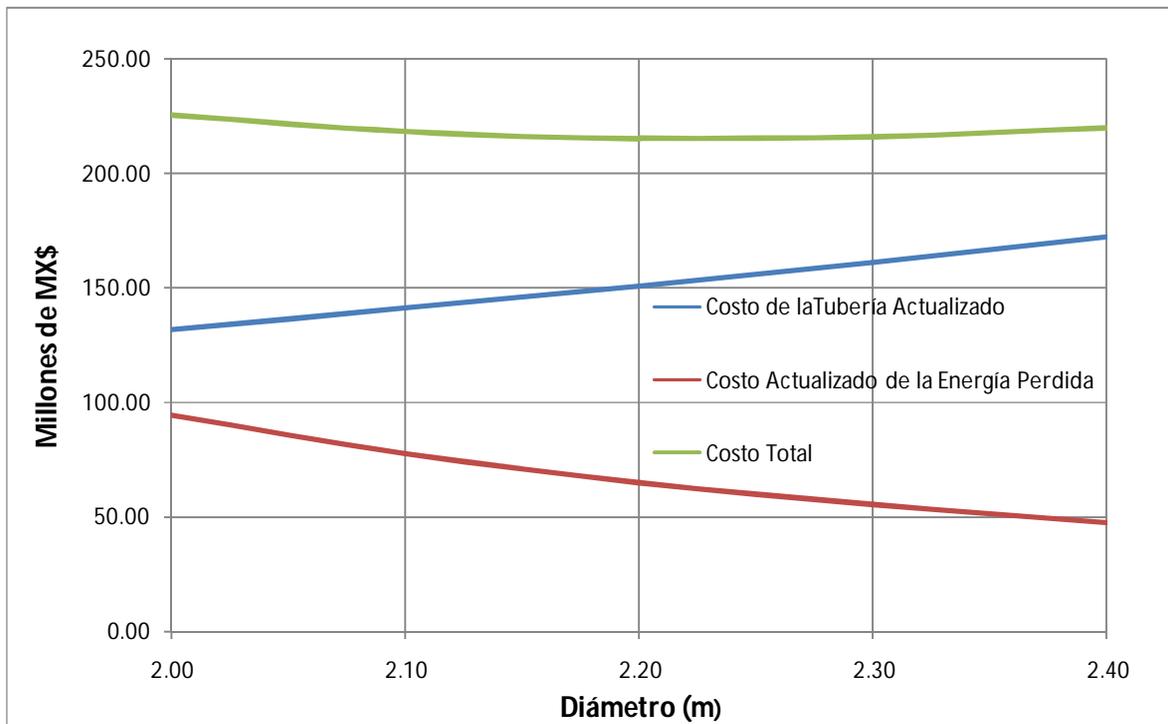


Figura 21.- Gráfica con la cual se obtuvo el diámetro económico de la tubería

La velocidad del agua dentro de la tubería a presión resultó del orden de 4,74 m/s; mientras que las pérdidas de carga totales resultaron de 4,108 m.

El espesor mínimo del encamisado de acero para asegurar su rigidez durante el transporte y colocación (autosuporte) resultó:

$$e = \frac{D + 1000}{400} = \frac{2200 + 1000}{400} = 8 \text{ mm}$$

Sin embargo, para asegurar la estabilidad del conducto ante los esfuerzos por presión interna a los que estará sometida, se aplicó la siguiente fórmula en los puntos de la tubería con mayor y menor presión interna, los cuales corresponden al punto en la elevación del eje de la tubería a la llegada de la central, y al punto en la elevación al inicio de la tubería respectivamente.

$$e = (P * 2200) / (1,33 * 0,95 * 3520 * 2/3)$$

Para $P_{\text{máx}} = (\text{Nivel de Máx. Oscilación} - \text{NADes}) \gamma_a = (792,83 - 281,32) \gamma_a = (511,51 \text{ m}) (1000 \text{ kg/m}^3) = 511\,510 \text{ kg/m}^2 = 51,15 \text{ kg/cm}^2$

$$e = (51,15 * 2200) / (1,33 * 0,95 * 3520 * 2/3) = 37,95 \text{ mm}$$

Para $P_{\text{mín}} = (\text{Nivel de Máx. Oscilación} - 747,24) \gamma_a = (792,83 - 747,24) \gamma_a = (45,59 \text{ m}) (1000 \text{ kg/m}^3) = 45\,590 \text{ kg/m}^2 = 4,56 \text{ kg/cm}^2$

$$e = (4,56 * 2200) / (1,33 * 0,95 * 3520 * 2/3) = 3,38 \text{ mm} < 8 \text{ mm}$$

Para simplificar el cálculo de la presión interna a lo largo de la tubería, se supuso que ésta varía linealmente entre el punto de menor presión y el de mayor presión; por esto, el espesor promedio del encamisado de acero fue:

$$e = (37,95 + 8) / 2 = 22,98 \text{ mm}$$

Finalmente, el espesor definitivo del encamisado de acero de la tubería a presión será:

$$e = 22,98 \text{ mm} + 1,50 \text{ mm} = 24,50 \text{ mm} = 2,45 \text{ cm} \approx 1 \text{ pulgada}$$

Cabe señalar que este espesor es suficiente para resistir la presión externa generada por el macizo rocoso.

El diámetro de excavación resultó entonces de sumarle a los 2,20 m de diámetro hidráulico, 2,45 cm a cada lado por el espesor del encamisado de acero de la tubería, más 15 cm de concreto simple de empaque a cada lado, más 10 cm de concreto lanzado en todo el perímetro; lo que dio como resultado un diámetro de excavación de 2,75 m.

Como ya se ha mencionado anteriormente, al igual que el pozo de oscilación la tubería a presión se construirá por medio de una contrapocera (Raise Borer Machine), en este caso de 2,75 m de diámetro. Esta contrapocera, la cual por su diámetro no representa ningún problema para conseguirse fácilmente, será la misma que se utilizará para la excavación del pozo piloto del pozo de oscilación, optimizando con esto el uso de la contrapocera en ambas obras.

Los resultados del sondeo ejecutado en el eje de la tubería evidencian una condición generalmente aceptable, aunque se encontraron varias capas de material fracturado con fuerte circulación de agua a lo largo de los poco más de 500 m de profundidad que abarcan la tubería a presión y el pozo de oscilación.

- **Casa de máquinas**

Para poder dimensionar la Casa de Máquinas del P.H. San Francisco fue necesario primero definir el tipo y número de turbinas que se desea instalar en la central. Este análisis se encuentra en el Capítulo 7.2.5. “Equipos Electromecánicos”, el cual dio como resultado 2 turbinas tipo Pelton de eje vertical con 6 inyectores y 40 MW cada una.

Una vez definido lo anterior, las dimensiones de la casa de máquinas se obtuvieron en base al predimensionamiento de las turbinas y los generadores presentado a continuación:

Predimensionamiento de las turbinas

Rodete

$$N = 7200 / N^\circ = 7200 / 20 = 360 \text{ rpm}$$

$$N_s = N * P^{0,5} / H_n^{1,25} = 360 * 40\ 000^{0,5} / (481,40)^{1,25} = 31,93 \text{ kW-m}$$

$$N_{sj} = N * (P/i)^{0,5} / H_n^{1,25} = 360 * (40\ 000/6)^{0,5} / (481,40)^{1,25} = 13,04 \text{ kW-m}$$

$$K_u = 0,5445 - (0,0039 * N_{sj}) = 0,49$$

$$D_2 = (84,5 * K_u * H_n^{0,5}) / N = 2,54 \text{ m}$$

$$D_3 = (1,028 + 0,0137 * N_{sj}) D_2 = 3,07 \text{ m}$$

$$D_j = (D_2 * N_{sj}) / (250,74 - 1,796 * N_{sj}) = 0,15 \text{ m}$$

$$H_1 = 3,2 * D_j^{0,96} = 0,50 \text{ m}$$

$$H_2 = 3,23 * D_j^{1,02} = 0,45 \text{ m}$$

donde	N	velocidad nominal, en rpm
	N°	número de polos
	N _s	velocidad específica síncrona, en kW-m
	N _{sj}	velocidad específica por inyector, en kW-m
	K _u	coeficiente de velocidad periférica
	D ₂	diámetro del rodete, en m
	D ₃	diámetro exterior del rodete, en m
	D _j	diámetro del chorro, en m
	H ₁	ancho del cucharón, en m
	H ₂	longitud del cucharón, en m

Fosa de descarga

$$L = 0,78 + 2,06 \cdot D_3 = 7,10 \text{ m}$$

$$G = 0,196 + 0,376 \cdot D_3 = 1,35 \text{ m}$$

$$F = 1,09 + 0,71 \cdot L = 6,13 \text{ m}$$

$$H = 0,62 + 0,513 \cdot L = 4,26 \text{ m}$$

$$I = 1,28 + 0,37 \cdot L = 3,91 \text{ m}$$

donde	L	diámetro de la fosa, en m
	G	distancia del eje del rodete a la parte superior de la fosa, en m
	F	distancia del eje del rodete al fondo de la fosa, en m
	H	altura del canal de desfogue, en m
	I	ancho del canal de desfogue, en m

Carcasa de la tubería

$$V = 0,82 + 0,358 \cdot H_n^{0,5} = 8,67 \text{ m/s}$$

$$A = (4 \cdot Q / 3.1416 \cdot V)^{0,5} = 1,15 \text{ m}$$

$$B = 0,595 + 0,694 \cdot L = 5,52 \text{ m}$$

$$C = 0,362 + 0,68 \cdot L = 5,19 \text{ m}$$

$$D = 0,7 \cdot L - 0,219 = 4,75 \text{ m}$$

$$E = 0,43 + 0,7 \cdot L = 5,40 \text{ m}$$

donde	V	velocidad a la entrada de la tubería, en m/s
	A	diámetro a la entrada de la tubería, en m
	Q	caudal de diseño por turbina, en m ³ /s
	B, C, D, E	dimensiones de la carcasa de la tubería, en m

Con este predimensionamiento para una turbina tipo Pelton en el P.H. San Francisco, y una vez dibujadas en planta las dos turbinas contempladas, se obtuvo el arreglo de casa de máquinas mostrado en las Figuras 22 y 23.

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

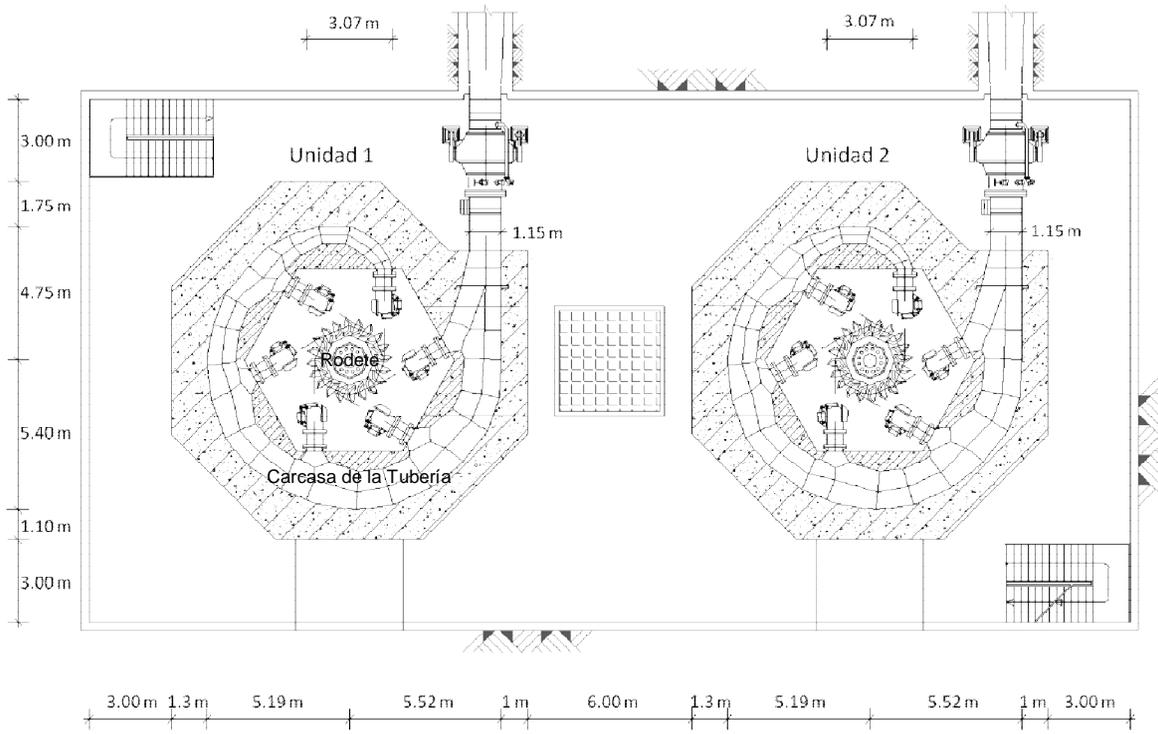


Figura 22.- Corte horizontal por el eje de turbinas. Elevación 281,32 msnm

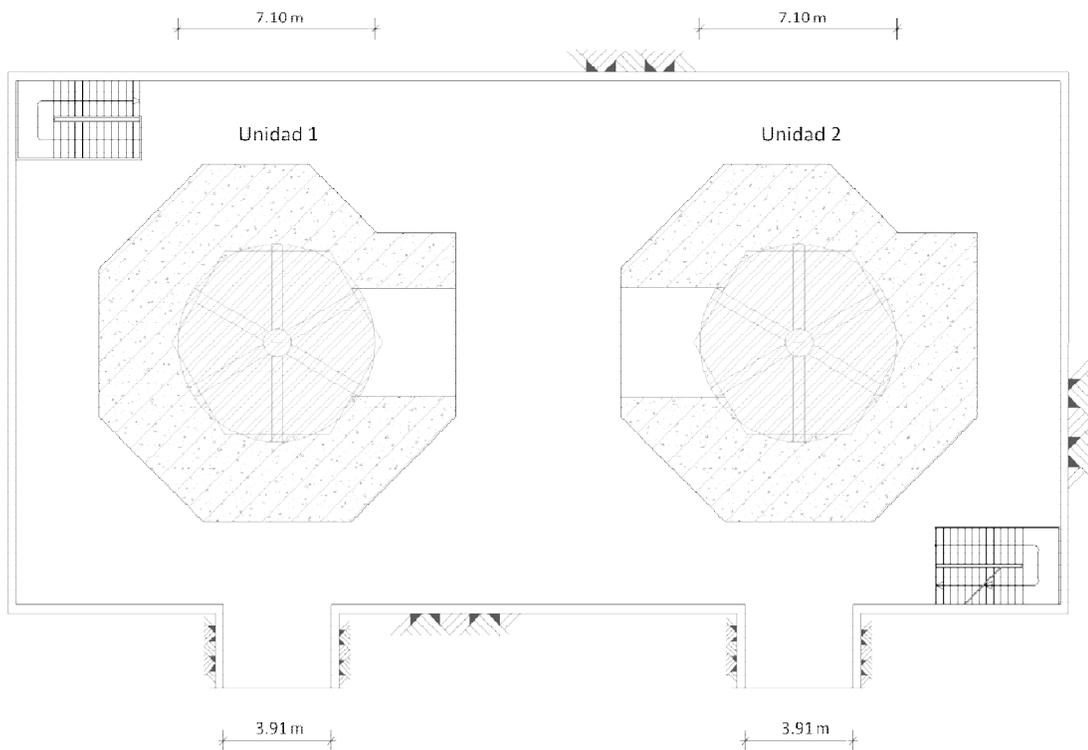


Figura 23.- Planta piso de válvulas. Elevación 279,85 msnm

Predimensionamiento del generador

$$n = 7200 / N^\circ = 7200 / 20 = 360 \text{ rpm}$$

$$P_{GA} = P / 0,95 = 40 * 0,985 / 0,95 = 41,47 \text{ MVA}$$

$$F_1 = 0,9 * (P_{GA})^{0,25} * (1 - (n / 2000)) = 1,87$$

$$F_3 = 5 * (P_{GA} / N^\circ)^{0,25} = 6,00$$

$$F_4 = 3,5 - (1,15 * \log N^\circ) = 2,00$$

$$GD^2 = (((0,54 * \ln P_{GA}) + 0,3) * 10^9) / (1370,1 * n^2) = 539,90 \text{ t} \cdot \text{m}^2$$

$$BN = ((730 * F_1 * F_3) / (F_4 * n))^{0,5} = 3,37 \text{ m}$$

$$O = GD^2 / (F_4 * BN^4) = 2,08 \text{ m}$$

$$PH = BN + 4,5 = 7,87 \text{ m}$$

$$OH = O + 2,3 = 4,38 \text{ m}$$

$$D_f = 0,112 * ((P * 1000) / n)^{1/3} = 0,54 \text{ m}$$

$$G = 50 * (P_{GA} / n^{0,5})^{0,74} = 89,18 \text{ t}$$

$$C = 1,1 * G = 98,10 \text{ t}$$

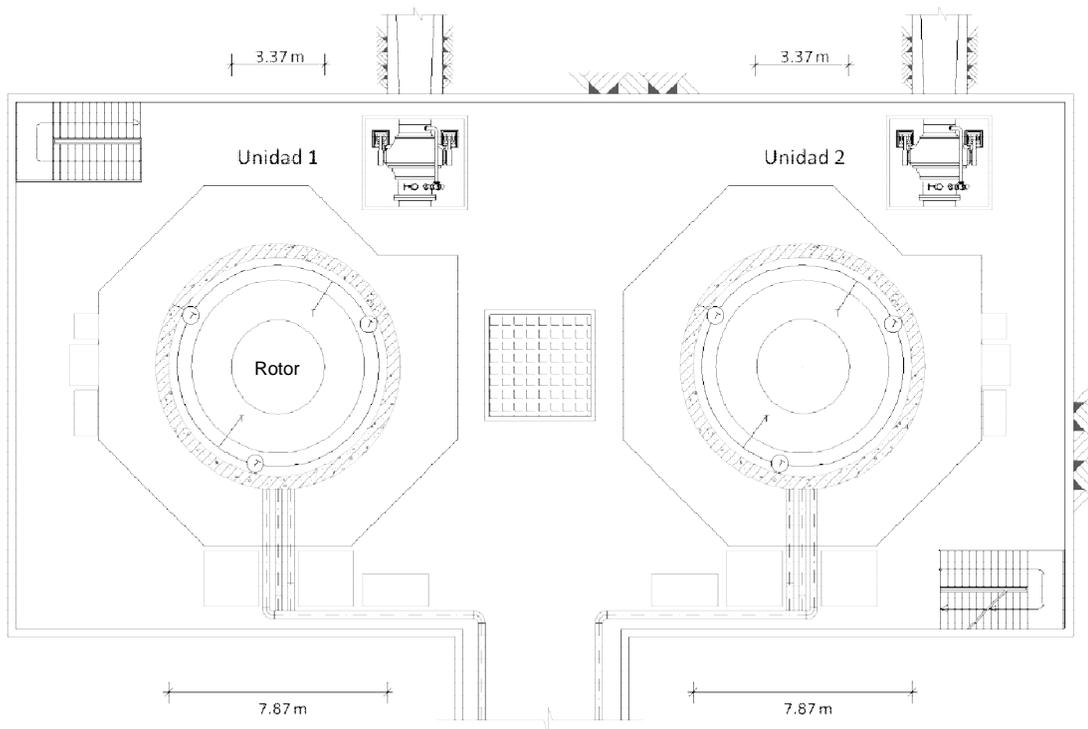


Figura 24.- Planta piso de generadores. Elevación 287,13 msnm

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Por lo tanto, las dimensiones en planta de la Casa de Máquinas a la altura del piso de excitadores son: 65 m de largo por 19 m de ancho (Figura 25).

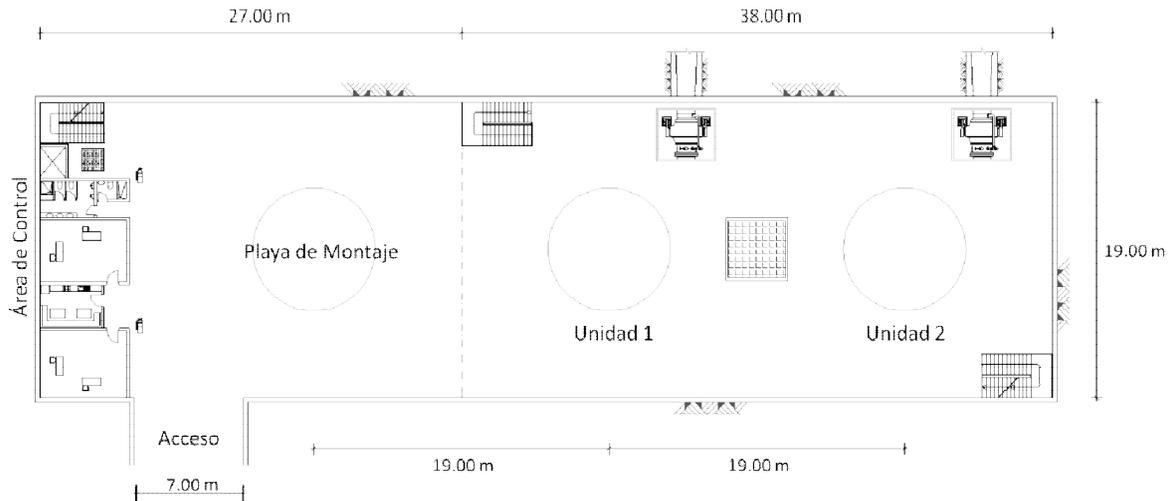


Figura 25.- Planta piso de excitadores. Elevación 291,16 msnm

Mientras que la altura de la caverna resultó de 19 m, lo cual deja el espacio suficiente para que la flecha pueda ser transportada sin problemas (Figura 26).

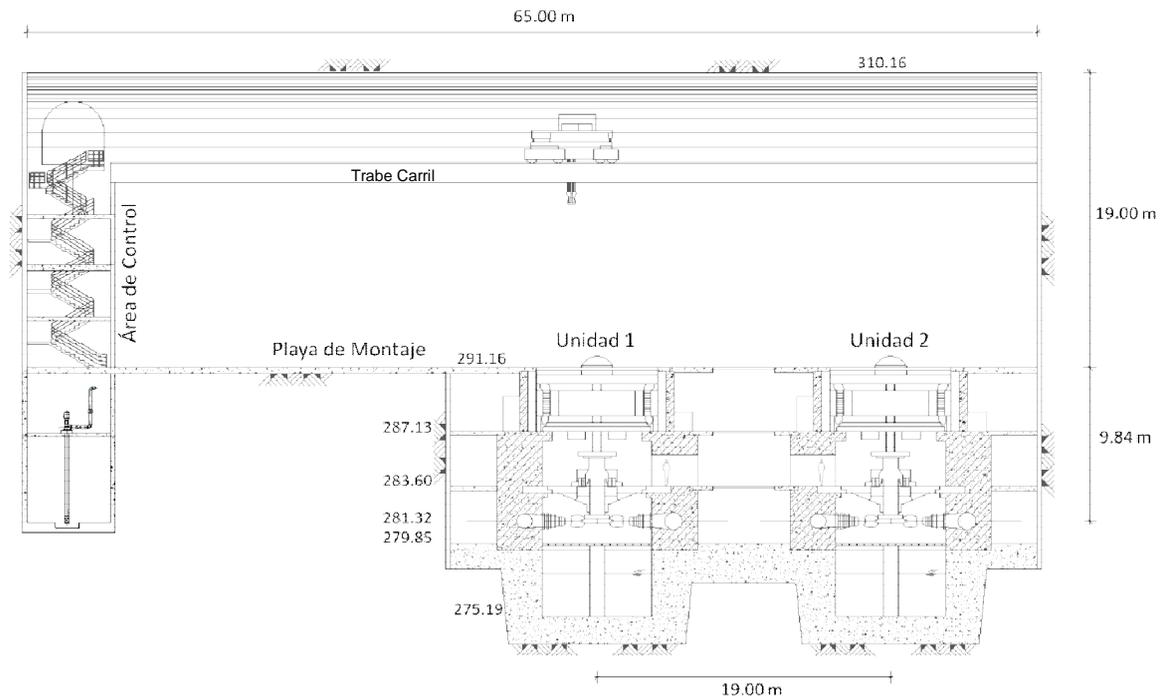


Figura 26.- Corte longitudinal por el eje de las unidades

Como puede observarse, la casa de máquinas del P.H. San Francisco es del tipo subterráneo o en caverna debido a las condiciones topográficas y socio-ambientales del lugar. El eje del rodete de las dos turbinas Pelton se ha posicionado a la elevación 281,32 msnm; por lo tanto, el piso de excitadores se encuentra a la elevación 291,16 msnm, el piso de generadores a la elevación 287,13 msnm, el piso de turbinas a la elevación 283,60 msnm, y el piso de válvulas a la elevación 279,85 msnm. El fondo de la casa de máquinas se ubica a la elevación 275,19 msnm (Figura 27).

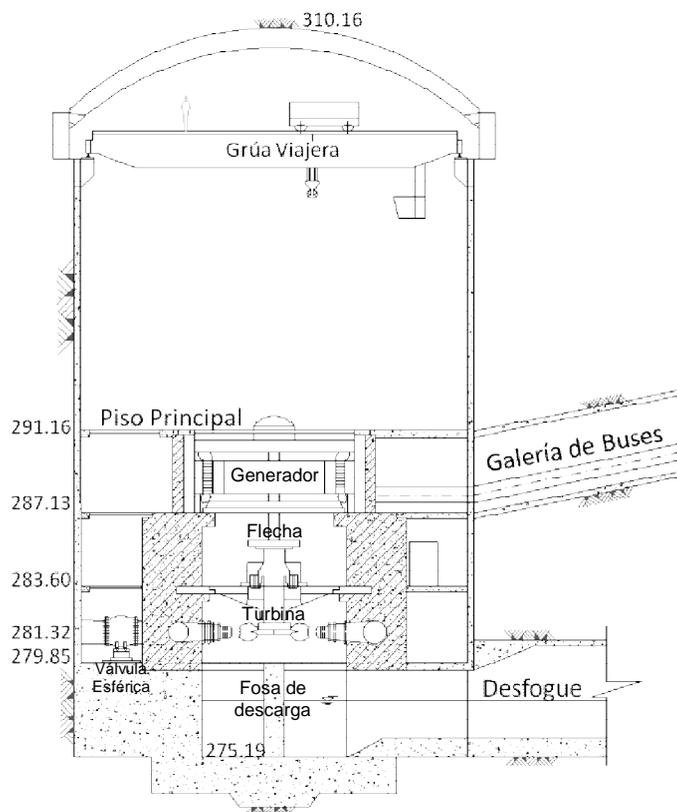


Figura 27.- Corte transversal de la caverna de casa de máquinas

El mismo sondeo profundo descrito para el pozo de oscilación y la tubería a presión dio importantes referencias respecto a las condiciones geológicas, geomecánicas e hidrogeológicas del fragmento de macizo rocoso que hospedará a la caverna. Los riesgos asociados a la realización de esta estructura, de acuerdo a la campaña de investigación ejecutada en el sector, son de carácter hidrogeológico; por esta razón se ha previsto la realización de una galería de drenaje e inyecciones que circunda a la central a nivel de la bóveda, la cual será utilizada también durante la etapa de construcción de la caverna.

Debido a que la casa de máquinas es en caverna es necesario construir un túnel de acceso de 1525 m de largo y con una sección transversal tipo portal de 7 m de diámetro. Este túnel, por razones de accesibilidad topográfica al portal de entrada, ha sido diseñado con una pendiente negativa respecto al frente de excavación.

Adicionalmente, se dispondrá de una caverna separada 20 m para alojar los transformadores (Figura 28), los cuales estarán conectados con la subestación a través de una lumbrera de cables.

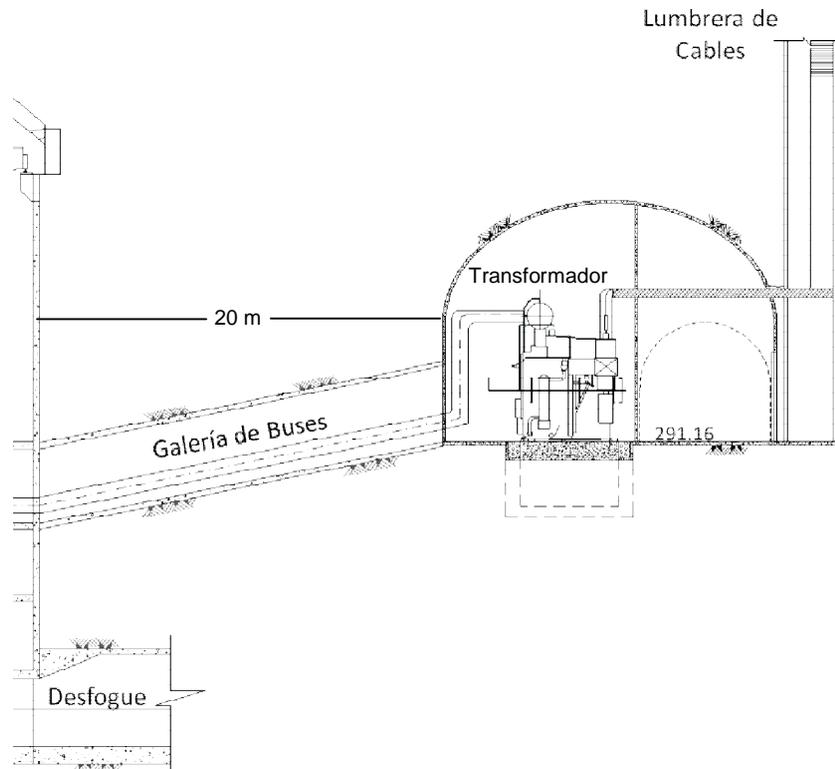


Figura 28.- Corte trasversal de la caverna de transformadores

Tanto la lumbrera de cables, como la lumbrera de ventilación, ascenderán de manera vertical y se conectarán a la superficie en correspondencia de la subestación con longitudes aproximadamente de 500 m.

La subestación se encuentra ubicada al exterior, en el mismo sector de Gramalote a una cota inferior con respecto a la plataforma del pozo de oscilación. Es una plataforma rectangular de dimensiones 187,50 x 64 m, cubriendo una superficie aproximada de 12000 m². Esta zona, por condiciones morfológicas y de accesibilidad, se considera idónea para emplazar todas las estructuras necesarias (Figura 29).

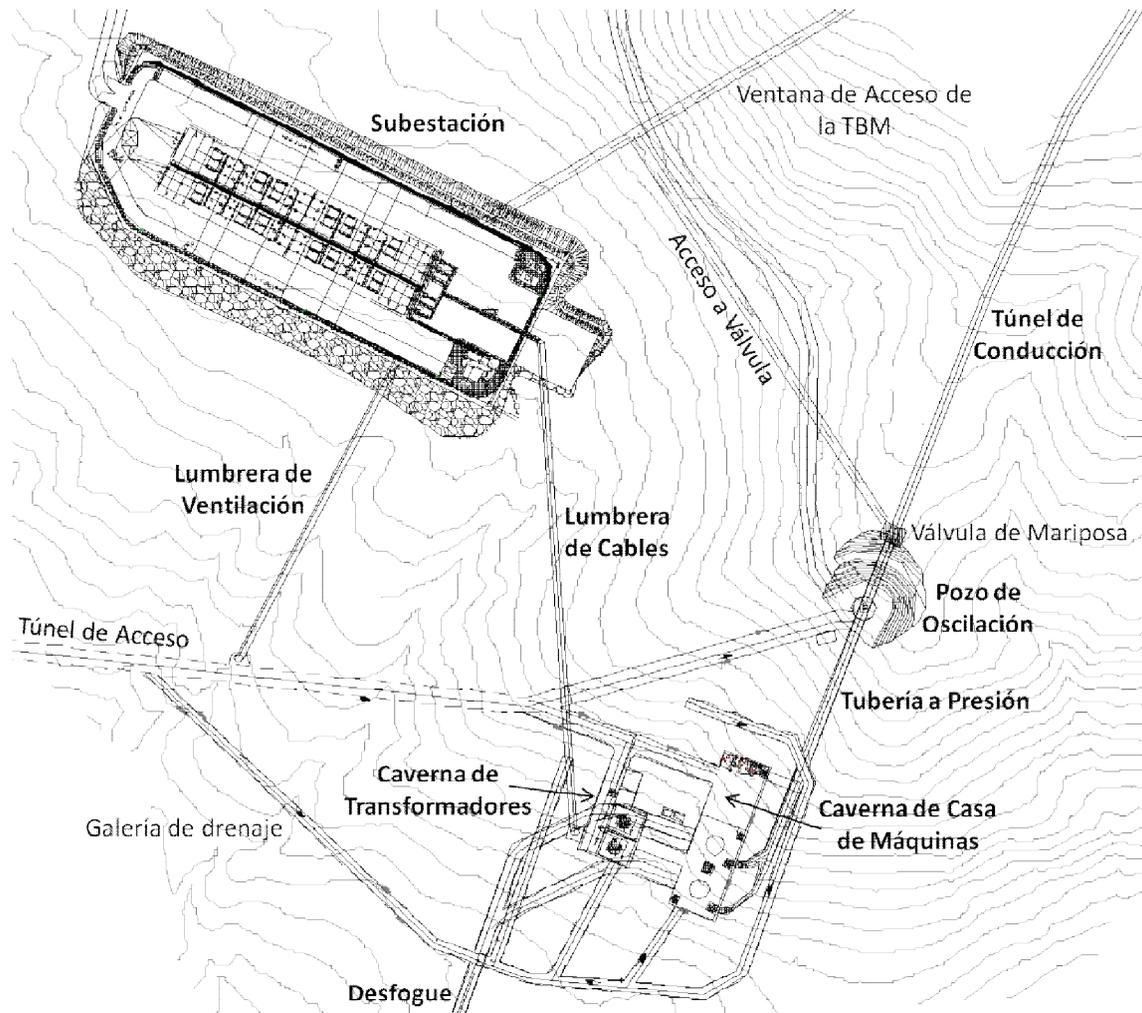


Figura 29.- Arreglo general de la casa de máquinas y la subestación

- **Obra de restitución**

La obra de restitución del agua al cauce natural del río será por medio de una fosa de descarga en la casa de máquinas conectado a un túnel de desfogue de sección transversal tipo portal de 4 x 4 m trabajando a superficie libre. La velocidad del agua dentro del canal será de alrededor de 2 m/s. La longitud de dicho túnel es de 1,60 km con una pendiente longitudinal constante del 0,28%, llegando en la sección final del canal a la elevación 270,68 msnm (Figura 30).

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

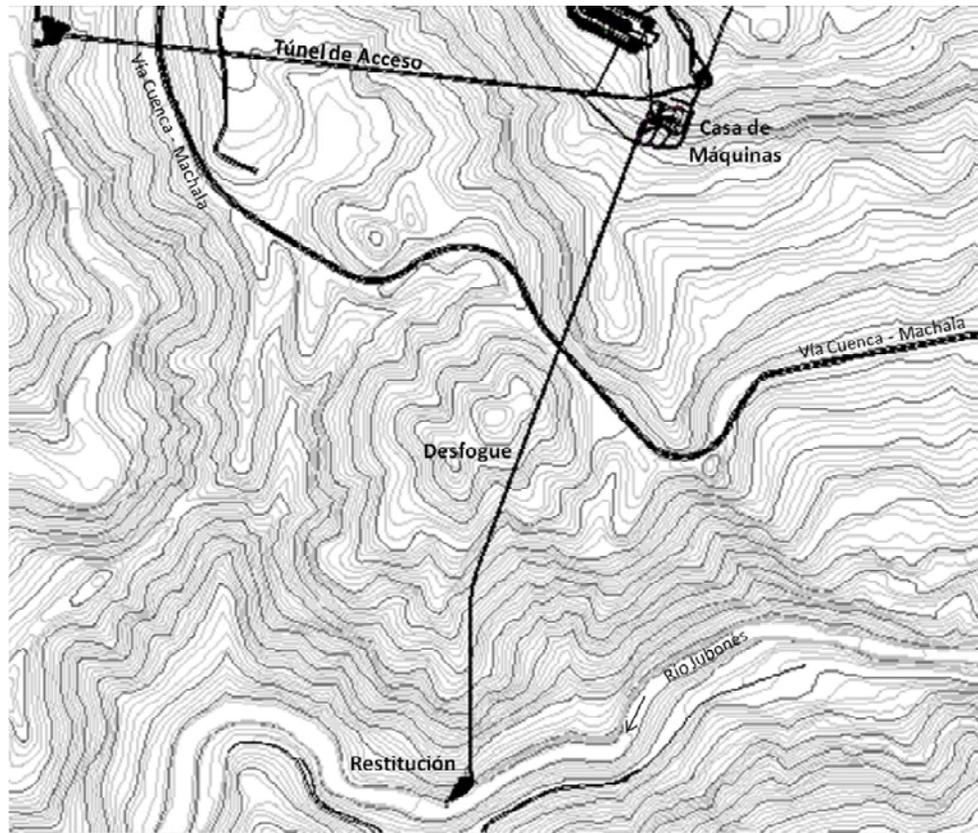


Figura 30.- Arreglo en planta del túnel de desfogue

En la última sección del túnel se encuentra el portal de salida junto con la estructura de restitución del agua al río Jubones (Figura 31).

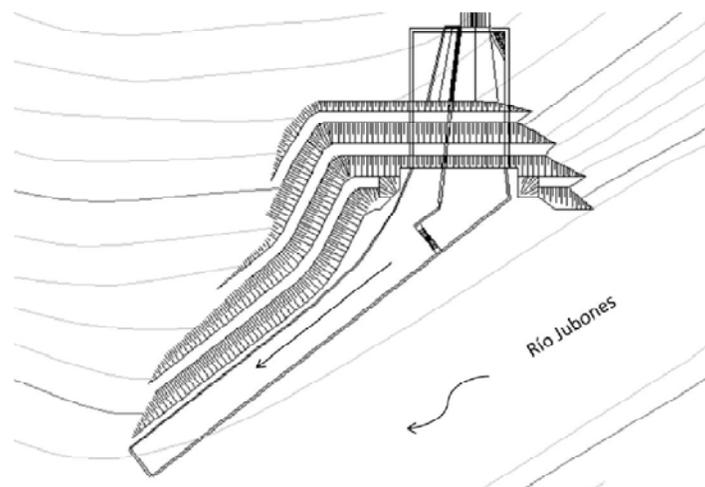


Figura 31.- Estructura de restitución

Un sondeo ejecutado en la zona evidenció presencia de agua a presión y mala calidad de la roca a excavar en un pequeño tramo, esto por la presencia de una falla regional identificada a través del levantamiento de campo. En este sentido, se realizarán inyecciones de consolidación del macizo rocoso durante el avance de la excavación a través de inyecciones a alta presión, esto conjuntamente a un sistema de drenes que permitirá la excavación de esta obra subterránea de manera segura. En la sección final del túnel, cerca del portal de entrada, se colocarán marcos metálicos a cada metro como soporte adicional de la estructura.

Respecto al revestimiento del túnel, se prevé la realización de agujeros de drenaje radial en la bóveda del soporte final a fin de garantizar la eliminación de la presión externa que actúa sobre el revestimiento definitivo. Para la ejecución de este túnel, es adecuada la realización de un túnel piloto con una sección mínima de construcción, que permita el drenaje de la caverna de la casa de máquinas y del túnel de acceso a la misma y, fundamentalmente el inicio de la excavación de la tubería a presión anticipadamente al cronograma general de la obra.

8.2.5 Equipos Electromecánicos

Partiendo de que la potencia instalada del P.H. San Francisco es de 80 MW, el caudal de diseño de 18 m³/s, y la carga bruta de 500 m, la selección del tipo y número de turbinas dio como resultado 2 turbinas tipo Pelton de eje vertical con 6 inyectores y 40 MW cada una.

Predimensionamiento de las turbinas

Rodete

$$N = 7200 / N^{\circ} = 7200 / 20 = 360 \text{ rpm}$$

$$N_s = N * P^{0,5} / H_n^{1,25} = 360 * 40\ 000^{0,5} / (481,40)^{1,25} = 31,93 \text{ kW-m}$$

$$N_{sj} = N * (P/i)^{0,5} / H_n^{1,25} = 360 * (40\ 000/6)^{0,5} / (481,40)^{1,25} = 13,04 \text{ kW-m}$$

$$K_u = 0,5445 - (0,0039 * N_{sj}) = 0,49$$

$$D_2 = (84,5 * K_u * H_n^{0,5}) / N = 2,54 \text{ m}$$

$$D_3 = (1,028 + 0,0137 * N_{sj}) D_2 = 3,07 \text{ m}$$

$$D_j = (D_2 * N_{sj}) / (250,74 - 1,796 * N_{sj}) = 0,15 \text{ m}$$

$$H_1 = 3,2 * D_j^{0,96} = 0,50 \text{ m}$$

$$H_2 = 3,23 * D_j^{1,02} = 0,45 \text{ m}$$

donde	N	velocidad nominal, en rpm
	N°	número de polos
	Ns	velocidad específica síncrona, en kW-m
	Nsj	velocidad específica por inyector, en kW-m
	Ku	coeficiente de velocidad periférica
	D ₂	diámetro del rodete, en m
	D ₃	diámetro exterior del rodete, en m
	D _j	diámetro del chorro, en m
	H ₁	ancho del cucharón, en m
	H ₂	longitud del cucharón, en m

Fosa de descarga

$$L = 0,78 + 2,06 \cdot D_3 = 7,10 \text{ m}$$

$$G = 0,196 + 0,376 \cdot D_3 = 1,35 \text{ m}$$

$$F = 1,09 + 0,71 \cdot L = 6,13 \text{ m}$$

$$H = 0,62 + 0,513 \cdot L = 4,26 \text{ m}$$

$$I = 1,28 + 0,37 \cdot L = 3,91 \text{ m}$$

donde	L	diámetro de la fosa, en m
	G	distancia del eje del rodete a la parte superior de la fosa, en m
	F	distancia del eje del rodete al fondo de la fosa, en m
	H	altura del canal de desfogue, en m
	I	ancho del canal de desfogue, en m

Carcasa de la tubería

$$V = 0,82 + 0,358 \cdot H_n^{0,5} = 8,67 \text{ m/s}$$

$$A = (4 \cdot Q / 3.1416 \cdot V)^{0,5} = 1,15 \text{ m}$$

$$B = 0,595 + 0,694 \cdot L = 5,52 \text{ m}$$

$$C = 0,362 + 0,68 \cdot L = 5,19 \text{ m}$$

$$D = 0,7 \cdot L - 0,219 = 4,75 \text{ m}$$

$$E = 0,43 + 0,7 \cdot L = 5,40 \text{ m}$$

donde	V	velocidad a la entrada de la tubería, en m/s
	A	diámetro a la entrada de la tubería, en m
	Q	caudal de diseño por turbina, en m ³ /s
	B, C, D, E	dimensiones de la carcasa de la tubería, en m

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

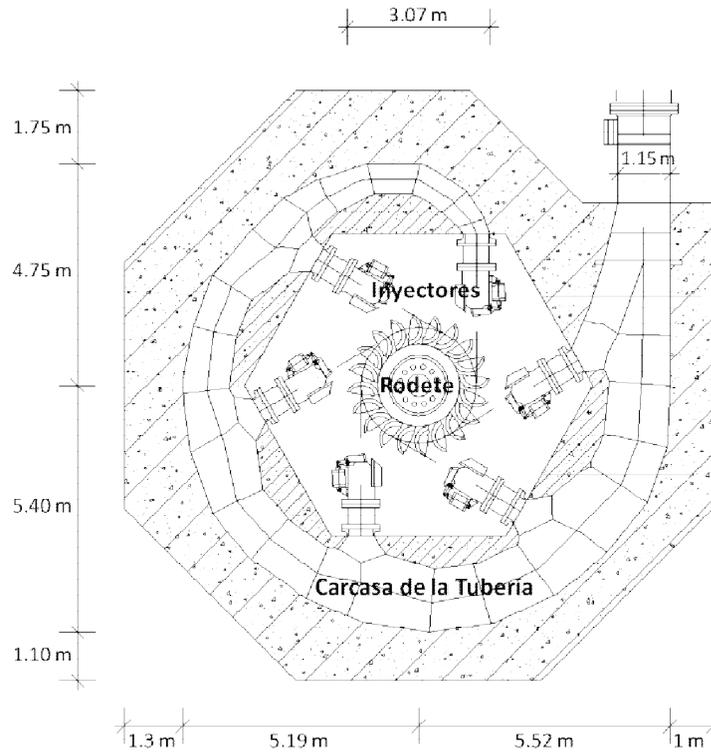


Figura 32.- Turbina Pelton

Predimensionamiento del generador

$$n = 7200 / N^\circ = 7200 / 20 = 360 \text{ rpm}$$

$$P_{GA} = P / 0,95 = 40 * 0,985 / 0,95 = 41,47 \text{ MVA}$$

$$F_1 = 0,9 * (P_{GA})^{0,25} * (1 - (n / 2000)) = 1,87$$

$$F_3 = 5 * (P_{GA} / N^\circ)^{0,25} = 6,00$$

$$F_4 = 3,5 - (1,15 * \log N^\circ) = 2,00$$

$$GD^2 = (((0,54 * \ln P_{GA}) + 0,3) * 10^9) / (1370,1 * n^2) = 539,90 \text{ t} \cdot \text{m}^2$$

$$BN = ((730 * F_1 * F_3) / (F_4 * n))^{0,5} = 3,37 \text{ m}$$

$$O = GD^2 / (F_4 * BN^4) = 2,08 \text{ m}$$

$$PH = BN + 4,5 = 7,87 \text{ m}$$

$$OH = O + 2,3 = 4,38 \text{ m}$$

$$D_f = 0,112 * ((P * 1000) / n)^{1/3} = 0,54 \text{ m}$$

$$G = 50 * (P_{GA} / n^{0,5})^{0,74} = 89,18 \text{ t}$$

$$C = 1,1 * G = 98,10 \text{ t}$$

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

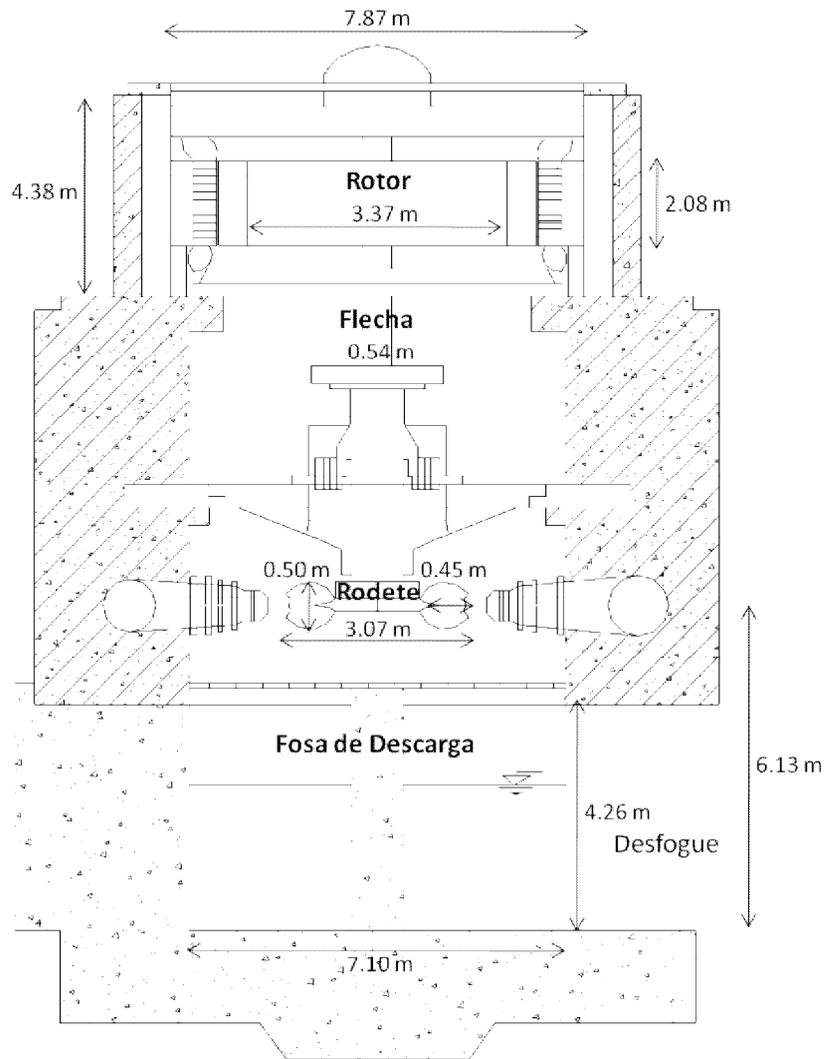


Figura 33.- Equipo Turbogenerador

Otros Equipos Mecánicos necesarios en el P.H. San Francisco son:

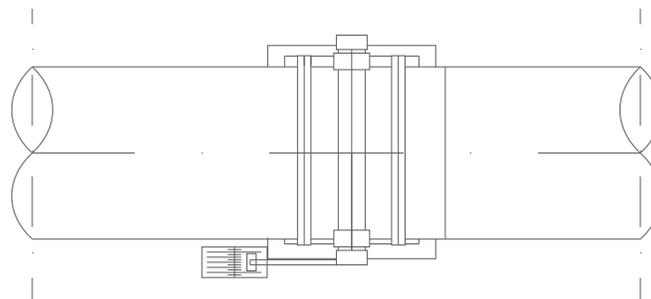


Figura 34.- Válvula de mariposa en la conducción

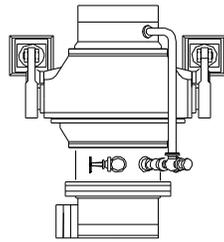


Figura 35- Válvula esférica a la entrada de la central

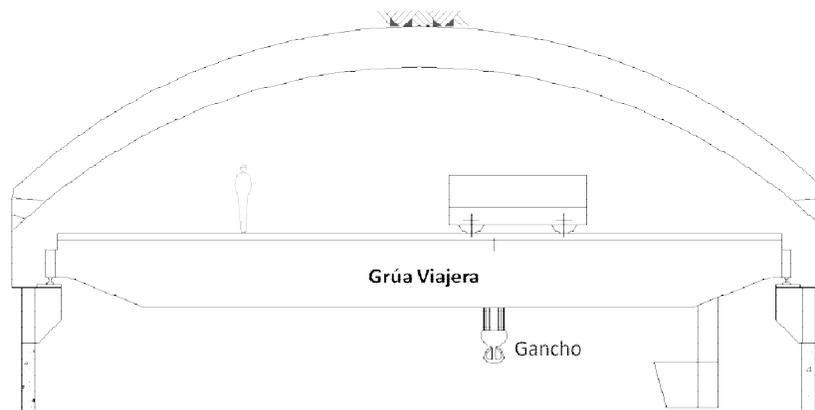


Figura 36- Grúa viajera dentro de la central

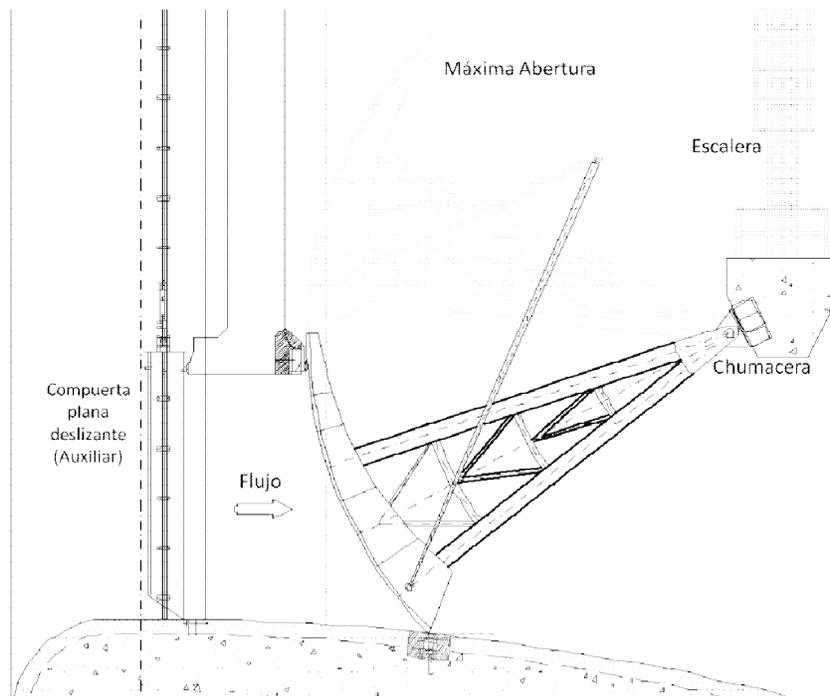


Figura 37- Compuerta radial en el desagüe de fondo

Otros Equipos Eléctricos necesarios en el P.H. San Francisco son:

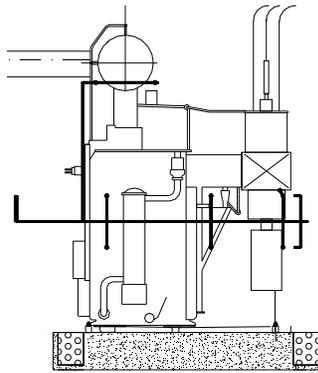


Figura 38- Transformador

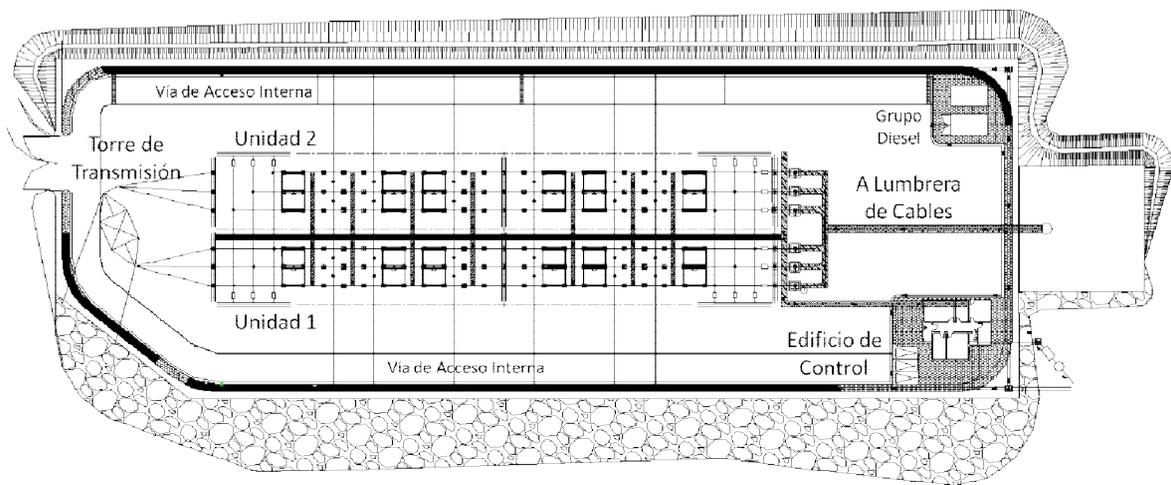


Figura 39- Subestación

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

8.2.6 Presupuesto

El costo total del proyecto hidroeléctrico San Francisco es de \$3 347,74 millones de pesos mexicanos. En la Tabla 16 se presenta el resumen del presupuesto general del proyecto.

Tabla 16.- Resumen de presupuesto

P.H. SAN FRANCISCO						
CÓDIGO	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	IMPORTE TOTAL	% EDT
1.0	OBRAS CIVILES				\$ 2,747,811,976.09	82.08%
1.1	INFRAESTRUCTURA				\$ 38,750,000.00	1.16%
1.1.1	CAMINOS				\$ 31,750,000.00	0.95%
1.1.1.1	ACCESO GRAMALOTE Camino de Acceso Definitivo (Rehabilitación, ampliación y pavimentación)	km	5.30	\$ 4,500,000.00	\$ 23,850,000.00	0.71%
1.1.1.2	ACCESO UZHCURRUMI Camino de Construcción (Apertura)	km	0.75	\$ 2,500,000.00	\$ 1,875,000.00	0.06%
1.1.1.3	ACCESO SAN FRANCISCO Camino de Construcción (Rehabilitación y ampliación)	km	0.65	\$ 1,500,000.00	\$ 975,000.00	0.03%
1.1.1.4	PUENTE PROVISIONAL SAN FRANCISCO	m	60.00	\$ 50,000.00	\$ 3,000,000.00	0.09%
1.1.1.5	PUENTE PROVISIONAL UZHCURRUMI	m	41.00	\$ 50,000.00	\$ 2,050,000.00	0.06%
1.1.2	SUBESTACIÓN PARA CONSTRUCCIÓN	lote	1.00	\$ 7,000,000.00	\$ 7,000,000.00	0.21%
1.2	ESTRUCTURAS DE CAPTACIÓN				\$ 706,066,285.09	21.09%
1.2.1	PRESA DERIVADORA Y OBRAS ANEXAS				\$ 598,507,014.35	17.88%
1.2.1.1	PRESA VERTEDEDORA TIPO GRAVEDAD DE CCR, H = 50 m, L = 210 m				\$ 596,927,302.57	17.83%
1.2.1.2	TANQUE AMORTIGUADOR				\$ 1,579,711.78	0.05%
1.2.2	OBRA DE DESVÍO				\$ 104,672,141.53	3.13%
1.2.2.1	TUNEL DE DESVÍO, L = 301.26 m, Sección Portal, D = 8.00 m				\$ 83,494,634.39	2.49%
1.2.2.2	ATAGUÍA AGUAS ARRIBA				\$ 14,168,659.61	0.42%
1.2.2.3	ATAGUÍA AGUAS ABAJO				\$ 7,008,847.52	0.21%
1.2.3	OBRAS DE DESCARGA DEL CAUDAL ECOLÓGICO				\$ 2,887,129.21	0.09%
1.3	CENTRAL HIDROELÉCTRICA				\$ 2,002,995,691.00	59.83%
1.3.1	OBRA DE TOMA				\$ 10,408,769.67	0.31%
1.3.2	TUNEL DE CONDUCCIÓN				\$ 1,385,652,309.23	41.39%
1.3.2.1	TBM, L = 13950 m, Sección Circular, D = 4.40 m				\$ 1,288,834,110.09	38.50%
1.3.2.2	VENTANAS, L = 1034 m, Sección Portal, D = 6.00 m				\$ 94,953,497.48	2.84%
1.3.2.3	1 POZO DE AIREACIÓN, L = 200 m, D = 0.50 m				\$ 1,864,701.66	0.06%
1.3.3	POZO DE OSCILACIÓN				\$ 17,487,018.36	0.52%
1.3.3.1	POZO VERTICAL, H = 41 m, D = 9.00 m				\$ 17,487,018.36	0.52%
1.3.4	TUBERÍA A PRESIÓN				\$ 99,503,986.98	2.97%
1.3.4.1	TRAMO VERTICAL Y HORIZONTAL, L = 576 m, Circular, D interior = 2.20 m				\$ 42,090,256.10	1.26%
1.3.4.2	BLINDAJE DE ACERO TUBERÍA A PRESIÓN				\$ 57,413,730.88	1.71%
1.3.5	OBRAS DE LA CENTRAL				\$ 355,391,462.72	10.62%
1.3.5.1	CAVERNA DE CASA DE MÁQUINAS				\$ 84,846,084.61	2.53%
1.3.5.2	CAVERNA DE TRANSFORMADORES				\$ 12,855,613.07	0.38%
1.3.5.3	TUNELERÍA CASA DE MÁQUINAS, L = 820 m, Sección Portal, D = 4.00 m				\$ 28,216,590.41	0.84%
1.3.5.4	TUNELES DE ACCESO, L = 1525 m, Sección Portal, D = 7.00 m				\$ 186,849,958.28	5.58%
1.3.5.5	LUMBRERA DE CABLES, L = 483 m, D = 2.75 m				\$ 20,943,910.03	0.63%
1.3.5.6	LUMBRERA DE VENTILACIÓN, L = 500 m, D = 2.75 m				\$ 21,679,306.33	0.65%
1.3.6	DESFOGUE				\$ 120,353,484.99	3.60%
1.3.6.1	TUNEL, L = 1600 m, Sección Portal, D = 4.00 m				\$ 120,353,484.99	3.60%
1.3.7	SUBESTACIÓN				\$ 14,198,659.04	0.42%
1.3.7.1	PLATAFORMA DE LA SUBESTACIÓN ELECTRICA GRAMALOTE, A = 12000 m²				\$ 13,623,512.57	0.41%
1.3.7.2	EDIFICIO DE CONTROL				\$ 575,146.47	0.02%
2.0	EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS				\$ 433,044,206.20	12.94%
2.1	EQUIPOS HIDROMECÁNICOS				\$ 129,522,227.00	3.87%
2.1.1	COMPUERTAS				\$ 47,222,227.00	1.41%
2.1.2	VÁLVULAS				\$ 82,300,000.00	2.46%
2.2	EQUIPOS MECÁNICOS				\$ 124,299,486.00	3.71%
2.2.1	SISTEMA MECÁNICO PRINCIPAL				\$ 101,700,000.00	3.04%
2.2.1.1	TURBINA PELTON DE EJE VERTICAL CON 6 INYECTORES Y 40 MW	U	2.00	\$ 45,000,000.00	\$ 90,000,000.00	2.69%
2.2.1.2	GRÚA VIAJERA	U	1.00	\$ 11,700,000.00	\$ 11,700,000.00	0.35%
2.2.2	SISTEMAS AUXILIARES				\$ 22,599,486.00	0.68%
2.3	EQUIPOS ELÉCTRICOS				\$ 141,222,493.20	4.22%
2.3.1	EQUIPOS ELÉCTRICOS PRINCIPALES				\$ 72,120,000.00	2.15%
2.3.1.1	GENERADOR TIPO VERTICAL 41.47 MVA	U	2.00	\$ 30,000,000.00	\$ 60,000,000.00	1.79%
2.3.1.2	CABLE AISLADO PARA 230 KV	m	1,200.00	\$ 10,100.00	\$ 12,120,000.00	0.36%
2.3.2	SISTEMAS AUXILIARES				\$ 69,102,493.20	2.06%
2.4	SUBESTACIÓN 230 KV				\$ 38,000,000.00	1.14%
3.0	AFECTACIONES				\$ 7,845,439.68	0.23%
3.1	AFECTACIONES, REACOMODOS Y ECOLOGÍA DURANTE LA FASE DE CONSTRUCCIÓN	LOTE	1.00	\$ 7,845,439.68	\$ 7,845,439.68	0.23%
4.0	INGENIERÍA DE DETALLE Y ADMINISTRACIÓN 5%	LOTE	1.00		\$ 159,042,809.11	4.75%
					\$ 3,347,744,431.09	100.00%

NIVEL DE PRECIOS: 2010, PRECIOS EN PESOS MEXICANOS, TIPO DE CAMBIO UTILIZADO T.C. = MX\$12.636

8.2.7 Programa General de Obra

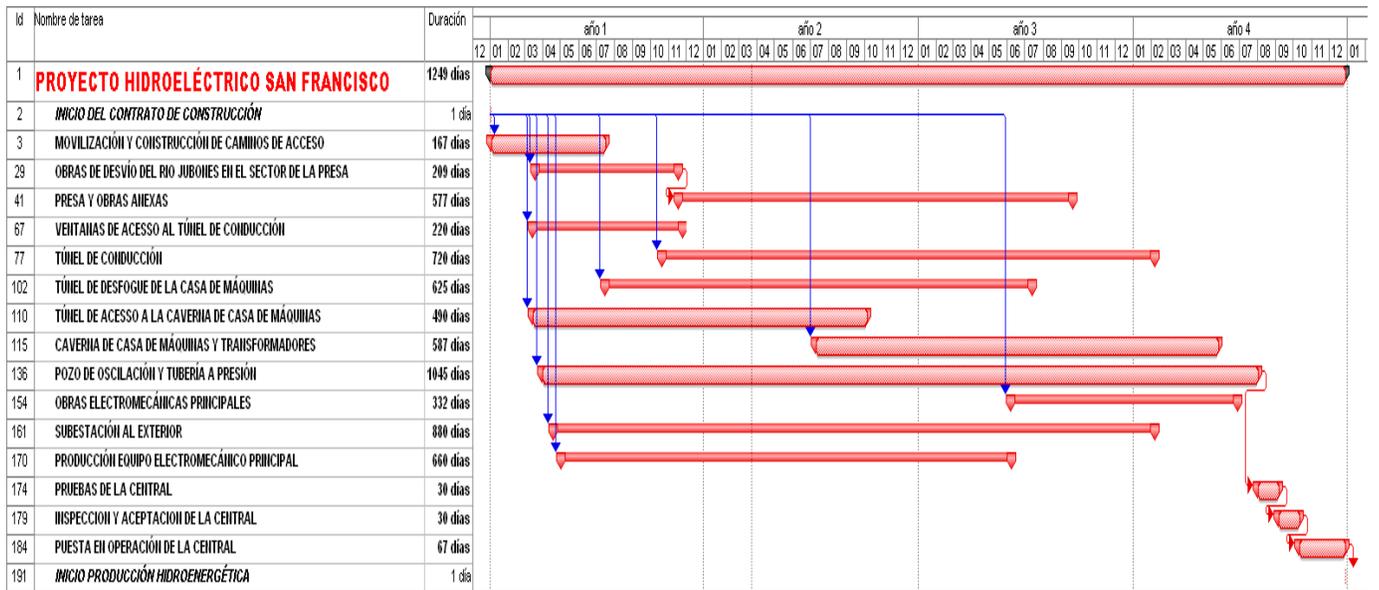


Figura 40- Cronograma general de obra

8.2.8 Estudio Hidroenergético Definitivo

A continuación se presenta la información utilizada para correr el funcionamiento de vaso definitivo, el cual, a diferencia del inicial, se realizó a nivel diario para estimar con la mayor exactitud posible los parámetros deseados.

a) Los niveles de diseño definitivos del aprovechamiento fueron:

NAMO: 783,00 msnm

NAMínO: 780,75 msnm

NADes: 281,32 msnm

Por lo tanto:

$$NADis = \frac{1}{2} (783 - 780,75) + 780,75 = 781,88 \text{ msnm}$$

b) De esta manera la carga bruta de diseño fue:

$$H_b = 781,88 - 281,32 = 500,56 \text{ m}$$

c) Por lo tanto, la carga neta de diseño es equivalente a:

$$H_n = 500,56 - 15,045 - 4,108 = 481,407 \text{ m}$$

d) Debido a esto la eficiencia total de la planta resultó:

Eficiencia hidráulica = 0,962

Eficiencia de la turbina = 0,945

Eficiencia del generador = 0,985

Por lo tanto:

$$\eta_s = 0,962 \times 0,945 \times 0,985 = 0,895$$

Una vez ingresados estos nuevos datos al programa de funcionamiento de vaso a nivel diario, así como la matriz de volúmenes medios diarios en el sitio del proyecto obtenida en el estudio hidrológico, fue posible correr dicho programa y obtener los parámetros definitivos siguientes:

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

- Caudal de diseño (Q_{dis}) = 18 m³/s
- Potencia instalable (P.I.) = 80 MW
- Factor de planta medio (F.P.) = 0,90
- Caudal medio o aprovechable = 16,20 m³/s
- Potencia media = 72 MW
- Volumen turbinado medio anual = 516,05 Mill de m³
- Volumen derramado medio anual = 857,62 Mill de m³
- Volumen aprovechable = 1 373,57 Mill de m³
- Generación total media anual (Gt) = 630,77 GWh/año
- Generación firme media anual (Gf) = 625,74 GWh/año
- Generación secundaria media anual (Gs) = 5,03 GWh/año

Como se puede observar, por ser un proyecto a filo de corriente la generación total media anual debió ser obtenida por medio de un funcionamiento de vaso a nivel diario, ya que considerando solo el resultado del funcionamiento inicial a nivel mensual se estaba sobreestimado la generación, lo que hacía pensar que el proyecto era más rentable de lo que en realidad es.

8.2.9 Evaluación Económica

Como ya se sabe, la inversión total para la construcción del proyecto San Francisco es de \$3 347,74 millones de pesos mexicanos. Por otro lado, en base al programa general de obra, se estima que el flujo de inversiones anuales durante la construcción será de la siguiente manera (Tabla 17):

Tabla 17.- Flujo de inversión

Año de Construcción	% Flujo de inversión	Flujo de inversión
1	30%	\$ 1,004,323,329
2	35%	\$ 1,171,710,551
3	25%	\$ 823,545,130
4	10%	\$ 348,165,421
Suma	100%	\$ 3,347,744,431

Durante la vida útil del proyecto (50 años), los costos de operación y mantenimiento por kWh, así como por uso del agua por kWh, serán:

- Operación y Mantenimiento (CNO&M): 0,0407 \$/kWh
- Por uso del agua (CUA): 0,0084 \$/kWh

Por lo tanto, el costo anual por operación y mantenimiento, más uso del agua es:

$$(0,0407 + 0,0084) 625\,740\,000 \text{ kWh} = \$ 30\,770\,000$$

De igual manera, durante la vida útil del proyecto existirán beneficios por la venta de energía eléctrica. Tomando el valor de la energía firme de \$1,416 por cada kWh, se tiene que anualmente se tendrá un ingreso de:

$$625\,740\,000 \text{ kWh} \times 1,416 \text{ $/kWh} = \$ 886\,047\,840$$

Finalmente, la tasa de descuento y de interés utilizada fue del 12% anual.

Como se puede observar en la Tabla 18, todos los indicadores económicos del proyecto fueron positivos, por lo que se considera que el proyecto hidroeléctrico San Francisco es altamente rentable.

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Tabla 18.- Indicadores económicos

Año	Inversión (\$)	Beneficio (\$)	VPN Inversión (\$)	VPN Beneficio (\$)	Flujo de Efectivo (\$)	Acumulado	ARC	Flujo Anual Equivalente (\$)
-3	1,004,323,329		1,411,001,966	0	-1,411,001,966	-1,411,001,966	0.0	-169,908,149
-2	1,171,710,551		1,469,793,715	0	-1,469,793,715	-2,880,795,681	0.0	-176,987,655
-1	823,545,130		922,370,546	0	-922,370,546	-3,803,166,227	0.0	-111,068,784
0	348,165,421		348,165,421	0	-348,165,421	-4,151,331,648	0.0	-41,924,918
1	30,770,000	886,047,840	27,473,214	791,114,143	763,640,929	-3,387,690,719	0.0	91,955,093
2	30,770,000	886,047,840	24,529,656	706,351,913	681,822,258	-2,705,868,462	0.0	82,102,761
3	30,770,000	886,047,840	21,901,478	630,671,351	608,769,873	-2,097,098,589	0.0	73,306,037
4	30,770,000	886,047,840	19,554,891	563,099,421	543,544,529	-1,553,554,059	0.0	65,451,819
5	30,770,000	886,047,840	17,459,724	502,767,340	485,307,616	-1,068,246,444	0.0	58,439,124
6	30,770,000	886,047,840	15,589,040	448,899,411	433,310,371	-634,936,073	0.0	52,177,789
7	30,770,000	886,047,840	13,918,785	400,803,045	386,884,260	-248,051,813	7.7	46,587,312
8	30,770,000	886,047,840	12,427,487	357,859,862	345,432,375	97,380,562	0.0	41,595,814
9	30,770,000	886,047,840	11,095,970	319,517,734	308,421,763	405,802,325	0.0	37,139,120
10	30,770,000	886,047,840	9,907,116	285,283,691	275,376,574	681,178,899	0.0	33,159,928
11	30,770,000	886,047,840	8,845,640	254,717,581	245,871,941	927,050,841	0.0	29,607,079
12	30,770,000	886,047,840	7,897,893	227,426,412	219,528,519	1,146,579,360	0.0	26,434,892
13	30,770,000	886,047,840	7,051,690	203,059,296	196,007,606	1,342,586,966	0.0	23,602,582
14	30,770,000	886,047,840	6,296,152	181,302,943	175,006,791	1,517,593,757	0.0	21,073,734
15	30,770,000	886,047,840	5,621,564	161,877,628	156,256,064	1,673,849,821	0.0	18,815,834
16	30,770,000	886,047,840	5,019,254	144,533,596	139,514,343	1,813,364,164	0.0	16,799,852
17	30,770,000	886,047,840	4,481,476	129,047,854	124,566,377	1,937,930,541	0.0	14,999,868
18	30,770,000	886,047,840	4,001,318	115,221,298	111,219,980	2,049,150,521	0.0	13,392,739
19	30,770,000	886,047,840	3,572,606	102,876,159	99,303,553	2,148,454,074	0.0	11,957,803
20	30,770,000	886,047,840	3,189,826	91,853,713	88,663,887	2,237,117,961	0.0	10,676,609
21	30,770,000	886,047,840	2,848,059	82,012,244	79,164,185	2,316,282,146	0.0	9,532,687
22	30,770,000	886,047,840	2,542,910	73,225,218	70,682,308	2,386,964,454	0.0	8,511,328
23	30,770,000	886,047,840	2,270,455	65,379,659	63,109,203	2,450,073,657	0.0	7,599,400
24	30,770,000	886,047,840	2,027,192	58,374,695	56,347,503	2,506,421,160	0.0	6,785,178
25	30,770,000	886,047,840	1,809,993	52,120,264	50,310,271	2,556,731,431	0.0	6,058,195
26	30,770,000	886,047,840	1,616,065	46,535,950	44,919,884	2,601,651,315	0.0	5,409,103
27	30,770,000	886,047,840	1,442,915	41,549,955	40,107,040	2,641,758,355	0.0	4,829,556
28	30,770,000	886,047,840	1,288,317	37,098,174	35,809,857	2,677,568,212	0.0	4,312,103
29	30,770,000	886,047,840	1,150,283	33,123,370	31,973,086	2,709,541,298	0.0	3,850,092
30	30,770,000	886,047,840	1,027,039	29,574,437	28,547,399	2,738,088,697	0.0	3,437,582
31	30,770,000	886,047,840	916,999	26,405,748	25,488,749	2,763,577,446	0.0	3,069,270
32	30,770,000	886,047,840	818,749	23,576,560	22,757,811	2,786,335,257	0.0	2,740,420
33	30,770,000	886,047,840	731,026	21,050,500	20,319,474	2,806,654,731	0.0	2,446,803
34	30,770,000	886,047,840	652,702	18,795,090	18,142,388	2,824,797,119	0.0	2,184,646
35	30,770,000	886,047,840	582,769	16,781,330	16,198,561	2,840,995,680	0.0	1,950,577
36	30,770,000	886,047,840	520,330	14,983,330	14,463,001	2,855,458,681	0.0	1,741,586
37	30,770,000	886,047,840	464,580	13,377,974	12,913,393	2,868,372,074	0.0	1,554,988
38	30,770,000	886,047,840	414,804	11,944,619	11,529,816	2,879,901,889	0.0	1,388,382
39	30,770,000	886,047,840	370,360	10,664,839	10,294,478	2,890,196,368	0.0	1,239,627
40	30,770,000	886,047,840	330,679	9,522,177	9,191,498	2,899,387,866	0.0	1,106,810
41	30,770,000	886,047,840	295,249	8,501,944	8,206,695	2,907,594,561	0.0	988,223
42	30,770,000	886,047,840	263,615	7,591,021	7,327,406	2,914,921,967	0.0	882,342
43	30,770,000	886,047,840	235,371	6,777,698	6,542,327	2,921,464,294	0.0	787,805
44	30,770,000	886,047,840	210,152	6,051,516	5,841,363	2,927,305,657	0.0	703,397
45	30,770,000	886,047,840	187,636	5,403,139	5,215,503	2,932,521,160	0.0	628,033
46	30,770,000	886,047,840	167,532	4,824,231	4,656,699	2,937,177,860	0.0	560,744
47	30,770,000	886,047,840	149,582	4,307,349	4,157,767	2,941,335,627	0.0	500,664
48	30,770,000	886,047,840	133,556	3,845,848	3,712,292	2,945,047,919	0.0	447,022
49	30,770,000	886,047,840	119,246	3,433,793	3,314,546	2,948,362,465	0.0	399,127
50	30,770,000	886,047,840	106,470	3,065,886	2,959,416	2,951,321,881	0.0	356,363
Sumas	4,886,244,431	44,302,392,000	4,406,861,066	7,358,182,948	2,951,321,881			355,388,334
				B/C	VPN			VAE
				1.67	2,951,321,881			355,388,334
					TIR			
					18.45%			

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

El costo del kW Instalable resultó de:

$$C_{kW} = 3\,347,74 \times 1000 / 80 = \mathbf{41\,846,81 \text{ \$/kW}}$$

Finalmente el costo del kWh Nivelado fue:

Tabla 19.- Flujo de efectivo

Año	Inversión (\$)	Flujo de efectivo(\$)
1	1,004,323,329	896,717,258
2	1,171,710,551	934,080,477
3	823,545,130	586,183,157
4	348,165,421	221,265,419
suma	3,347,744,431	2,638,246,312

$$C_{NI} = \$ 2\,638\,246\,311,72 / 3\,302\,442\,294,51 \text{ kWh} = 0,7989 \text{ \$/kWh}$$

$$C_{kWh} = 0,7989 \text{ \$/kWh} + 0,0407 \text{ \$/kWh} + 0,0084 \text{ \$/kWh} = \mathbf{0,8481 \text{ \$/kWh}}$$

8.2.10 Evaluación Económica con RETScreen

En los siguientes cuadros se presenta la evaluación económica del Proyecto Hidroeléctrico San Francisco realizada con el Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen.

Primero, en la carátula se ingresó la información general del proyecto, y los parámetros ya definidos para este tipo de proyectos (Cuadro 1).

Información del proyecto [Ver la base de datos del proyecto](#)

Nombre del Proyecto	San Francisco
Ubicación del Proyecto	El Oro
Preparado para	Tesis de Maestría
Preparado por	Mauricio Del Olmo Gil
Tipo de proyecto	Generación de electricidad
Tecnología	Turbina hidráulica
Tipo de red	Red-Central
Tipo de análisis	Método 2
Poder calorífico de referencia	Poder Calorífico Superior (PCS)
Mostrar parámetros	<input checked="" type="checkbox"/>
Idioma	Spanish - Español
Manual de usuario	English - Anglais
Moneda	México
Unidades	Unidades métricas

Cuadro 1- Carátula

En las hojas de cálculo siguientes, se ingresaron los datos finales producto de la evaluación hecha tradicionalmente. Aunque muchos de estos datos ya habían sido estimados de manera preliminar prácticamente desde el inicio, se utilizaron los definitivos con el fin de calibrar el software y demostrar la similitud en los resultados de los dos métodos de evaluación.

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

En el modelo de energía se escogió un proyecto a filo de corriente, se incorporó la carga bruta definitiva, el caudal ecológico, el caudal de diseño, el tipo y número de turbinas, las eficiencias mecánica y eléctrica, la curva de duración de caudal en el sitio del proyecto a nivel diario, las pérdidas hidráulicas definitivas, y el valor de la energía firme (Cuadro 2).

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tecnología		Turbina hidráulica			
Tipo de análisis		<input type="radio"/> Método 1 <input checked="" type="radio"/> Método 2			
Evaluación de recursos					
Proyecto Propuesto		A filo de agua			
Método de análisis hidrológico		Definido por el usuario			
Altura de caída bruta	m	500.6	pie	1,642.3	
Máximo efecto de agua de descarga	m	0.00	pie	0.0	
Flujo residual	m³/s	4.840	pie³/s	170.923	
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%	80.0%			
Flujo firme	m³/s	18.18	pie³/s	642.19	
Turbina hidráulica					
Flujo de diseño	m³/s	18.000	pie³/s	635.664	
Tipo		Pelton			
Eficiencia de la turbina		Estándar			
Número de inyectores para impulso de la turbina	jet	6			
Número de turbinas		2			
Fabricante		Alstom			
Modelo		Pelton			
Ajuste de eficiencia	%	4.4%			
Eficiencia máxima de la turbina	%	94.5%			
Flujo a máxima eficiencia	m³/s	12.0	pie³/s	424.6	
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%	94.0%			
Flujo					
	%	m³/s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	
	0%	890.29	0.04	0	
	5%	126.91	0.24	1	
	10%	92.35	0.59	1	
	15%	76.02	0.77	1	
	20%	66.93	0.87	1	
	25%	59.72	0.91	1	
	30%	54.21	0.93	1	
	35%	48.83	0.94	1	
	40%	44.35	0.94	1	
	45%	40.09	0.94	1	
	50%	36.13	0.95	1	
	55%	32.72	0.95	2	
	60%	29.64	0.95	2	
	65%	26.82	0.95	2	
	70%	23.99	0.95	2	
	75%	21.39	0.95	2	
	80%	19.02	0.95	2	
	85%	16.47	0.95	2	
	90%	13.67	0.94	2	
	95%	10.08	0.94	2	
	100%	3.70	0.94	2	
Máximas pérdidas hidráulicas	%	3.3%			
Pérdidas varias	%	0.0%			
Eficiencia del generador	%	98.5%			
Disponibilidad	%	100.0%			
Resumen					
Capacidad de generación eléctrica	kW	79,156	Firme	79,156	
Factor de ajuste de flujo disponible		1.08			
Factor de utilización	%	90.2%			
Electricidad exportada a la red	MWh	625,748			
Tarifa de exportación de electricidad	MXN/MWh	1,416.00	MXN/kWh	1.416	

Cuadro 2- Modelo de energía

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Herramientas RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Combustible encendido | <input type="checkbox"/> Intercambiador de calor de suelo |
| <input type="checkbox"/> Biogas | <input type="checkbox"/> Rendimiento calórico |
| <input type="checkbox"/> Propiedades de cobertura de edificios | <input type="checkbox"/> Poder calorífico y precio del combustible |
| <input type="checkbox"/> Artefactos y equipos | <input checked="" type="checkbox"/> Método de estimación de costos por fórmulas para hidroeléctricas |
| <input type="checkbox"/> Tarifa de electricidad mensual | <input type="checkbox"/> Gas de relleno sanitario (biogas) |
| <input type="checkbox"/> Tarifa de electricidad - tiempo de uso | <input type="checkbox"/> Conversión de unidades |
| <input type="checkbox"/> Equivalencia GEI | <input type="checkbox"/> Combustible definido por el usuario |

Método de estimación de costos por fórmulas para hidroeléctricas

		México		
País				
Relación de costos de equipos local vs. Canadiense		1.00		
Relación de costos de combustibles local vs. Canadiense		0.93		
Relación de costos de labor local vs. Canadiense		1.00		
Coefficiente de costo de fabricación de los equipos		1.10		
Tipo de cambio	MXN/CAD	12.26		
Clima frío	sí/no	No		
Flujo de diseño	m³/s	18	18	
Altura de caída bruta	m	500.56	500.56	
Número de turbinas	turbina	2	2	
Tipo		Pelton	Pelton	
Flujo por turbina	m³/s	9.00		
Diámetro de rueda de la turbina por unidad	m	1.30		
Tipo de instalación		Pequeño	Pequeño	
Represa existente	sí/no	No		
Longitud de cresta de nueva represa	m	210		
Roca en el sitio de la represa	sí/no	No		
Máximas pérdidas hidráulicas	%	3.3%	3.3%	
Pérdidas varias	%	0.0%		
<input checked="" type="checkbox"/> Caminos-accesos				
Longitud	km	6.7		
Camino solo para construcción	sí/no	No		
Dificultad del terreno		4.0		
<input checked="" type="checkbox"/> Túnel				
Longitud	m	13,950		
Factor de pérdida de carga admisible en el túnel	%	6.2%		
Porcentaje de longitud de túnel revestido	%	100%		
Método de excavación		Mecanizado		
Diámetro	m	4.40		
<input type="checkbox"/> Canal				
<input checked="" type="checkbox"/> Tubería de presión				
Longitud	m	576.0		
Número	tubería de presión	1		
Factor de pérdida de carga admisible en la tubería de presión	%	0.8%		
Diámetro	m	2.20		
Espesor promedio de la tubería	mm	25.08		
Distancia a las canteras de material de relleno	km	15.0		
Línea de transmisión				
Tipo de red		Red-Central	Red-Central	
Longitud	km	0.0		
Dificultad del terreno		0.0		
Tensión	kV	230.0		
	Monto	Factor de ajuste	Monto	Costos relat.
	MXN		MXN	
Costos iniciales (créditos)				
Estudio de factibilidad	78,307,000	0.00	0	0.0%
Desarrollo	94,119,000	1.37	128,943,030	3.9%
Ingeniería	23,058,000	1.37	31,589,460	0.9%
Sistema eléctrico de potencia				
Turbina hidráulica	395,254,000	1.00	395,254,000	11.8%
Caminos-accesos	31,784,000	1.00	31,784,000	0.9%
Línea de transmisión	0	1.00	0	0.0%
Subestación	45,098,000	1.00	45,098,000	1.3%
Balace del sistema y misceláneos				
Tubería de presión	49,700,000	2.00	99,400,000	3.0%
Canal	0	1.00	0	0.0%
Túnel	1,287,990,000	1.08	1,385,877,240	41.4%
Otro	520,079,000	2.37	1,229,986,835	36.7%
Sub-total:	1,857,769,000		2,715,264,075	
Costos iniciales totales	2,525,389,000		3,347,932,565	100.0%

Cuadro 3- Herramientas

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Como se puede observar en el Cuadro 3, se ingresaron los datos requeridos con respecto a la turbina, presa, caminos de acceso, túnel de conducción y tubería a presión. Sin embargo, algunos de los costos iniciales obtenidos requirieron ser afectados por un factor de ajuste para que coincidieran con los costos de la evaluación tradicional. Es de destaca el ajuste en la tubería a presión, la cual se modificó para que su monto total contemplara el costo de la tubería de acero; y el ajuste al rubro de "otro", el cual contempla a todas aquellas estructuras que el software no toma en cuenta por tratarse de una evaluación preliminar.

Los costos iniciales obtenidos en la hoja de herramientas se ven ahora reflejados en la hoja de análisis de costos (Cuadro 4). En esta hoja también se definió el porcentaje de intereses durante la construcción y el número de meses que durará ésta. El monto anual considerado para operación y mantenimiento se obtuvo de la misma manera descrita en la evaluación tradicional.

Análisis de Costos RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones					
<input type="checkbox"/> Método 1	<input type="checkbox"/> Notas/Rango	Notas/Rango	<input type="text" value="Ninguno"/>		
<input type="checkbox"/> Método 2	<input type="checkbox"/> Segunda moneda				
	<input type="checkbox"/> Reparto de costos				

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
Estudio de factibilidad	costo	1	MXN -	MXN -	-
Sub-total:				MXN -	0.0%
Desarrollo					
Desarrollo	costo	1	MXN 128,943,030	MXN 128,943,030	3.1%
Sub-total:				MXN 128,943,030	
Ingeniería					
Ingeniería	costo	1	MXN 31,589,460	MXN 31,589,460	0.8%
Sub-total:				MXN 31,589,460	
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	79,155.63	MXN 4,993	MXN 395,254,000	
Caminos-accesos	km	7	MXN 4,743,881	MXN 31,784,000	
Línea de transmisión	km			MXN -	
Subestación	proyecto	1	MXN 45,098,000	MXN 45,098,000	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			MXN -	
Definido por el usuario	costo	1		MXN -	
				MXN -	
Sub-total:				MXN 472,136,000	11.4%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%			MXN -	
Transporte	proyecto			MXN -	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d			MXN -	
Definido por el usuario	costo	1	#####	MXN 2,715,264,075	
Contingencias	%	0.0%	#####	MXN -	
Intereses durante la construcción	12.00%	48 mes(es)	#####	MXN 803,503,816	
Sub-total:				MXN 3,518,767,891	84.8%
Costos iniciales totales				MXN 4,151,436,381	100.0%

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Partes y labor	proyecto			MXN -
Definido por el usuario	costo	1	MXN 30,770,000	MXN 30,770,000
Contingencias	%	0.0%	MXN 30,770,000	MXN -
Sub-total:				MXN 30,770,000

Costos periódicos (créditos)	Unidad	Año	Costo unit.	Monto
Definido por el usuario	costo			MXN -
				MXN -
Fin de la vida del proyecto	costo			MXN -

Cuadro 4- Análisis de costos

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

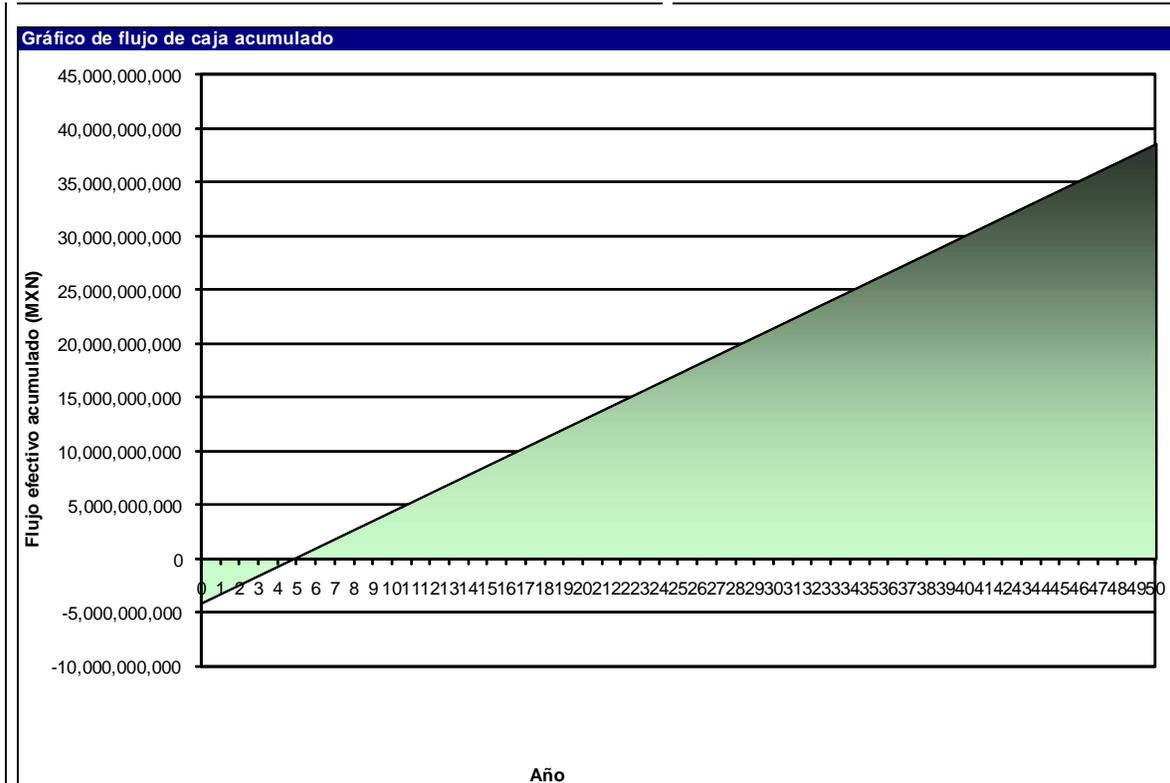
Finalmente, en la hoja de análisis financiero (Cuadro 5), una vez ingresados la tasa de descuento y la vida útil del proyecto, se obtuvieron los indicadores económicos que se muestran en el cuadro de viabilidad financiera.

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Parámetros financieros				Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			
General				Costos iniciales			
Tasa escalamiento de combustibles	%		0.0%	Desarrollo	3.1%	MXN	128,943,030
Tasa de inflación	%		0.0%	Ingeniería	0.8%	MXN	31,589,460
Tasa de descuento	%		12.0%	Sistema eléctrico de potencia	11.4%	MXN	472,136,000
Tiempo de vida del proyecto	año		50				
Finanza				Balance del sistema y misc.			
Incentivos y donaciones	MXN			84.8%	MXN		3,518,767,891
Relación de deuda	%			Costos iniciales totales	100.0%	MXN	4,151,436,381
Análisis de impuesto a la renta <input type="checkbox"/>				Costos anuales/pagos de deuda			
				Operación y Mantenimiento		MXN	30,770,000
				Costo de combustible - caso propuesto		MXN	0
				Costos anuales totales		MXN	30,770,000
				Costos periódicos (créditos)			
				Ahorros y renta anuales			
				Costo de combustible - caso base		MXN	0
				Renta por exportación de electricidad		MXN	886,058,968
				Total renta y ahorros anuales		MXN	886,058,968
Renta anual				Viabilidad financiera			
Renta por exportación de electricidad				TIR antes de impuestos - capital	%		20.6%
Electricidad exportada a la red	MWh		625,748	TIR antes de impuestos - activos	%		20.6%
Tarifa de exportación de electricidad	MXN/MWh		1,416.00	TIR luego de impuestos - capital	%		20.6%
Renta por exportación de electricidad	MXN		886,058,968	TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%		20.6%
Tasa de escalamiento de exportación de	%			Pago simple de retorno del capital	año		4.9
Renta por reducción de GEI <input type="checkbox"/>				Repago - capital	año		4.9
				Valor Presente Neto (VPN)	MXN		2,951,309,560
				Ahorros anuales en ciclo de vida	MXN/año		355,386,850
				Relación Beneficio-Costo			1.71
Ingresos "premium" del cliente (rebaja) <input type="checkbox"/>				Cost. de produc. de energía.	MXN/MWh		848.06

Cuadro 5- Análisis financiero

El Cuadro 6 muestra un gráfico con el flujo de caja acumulado donde se aprecia claramente el año de recuperación del capital y la alta rentabilidad del proyecto hidroeléctrico San Francisco.



Cuadro 6- Gráfico de flujo de caja acumulado

8.2.11 Comparación de resultados

Una vez realizada la evaluación económica del proyecto hidroeléctrico San Francisco primero de manera tradicional y posteriormente con el RETScreen, se detectan algunos resultados muy interesantes por su semejanza.

Este es el caso de la potencia instalada, el factor de planta y la generación firme media anual (Tabla 20):

Tabla 20.- Comparación del modelo de energía

	Evaluación Tradicional	RETScreen	Diferencia
Potencia Instalada	80.00 MW	79.156 MW	0.01
Factor de Planta	0.900	0.902	0.00
Generación firme media anual	625.74 GWh/año	625.748 GWh/año	0.00

Identificación, Selección y Evaluación de
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

La obtención del diámetro de excavación del túnel de conducción y el diámetro económico de la tubería a presión, así como el espesor promedio de la tubería de acero (Tabla 21):

Tabla 21.- Comparación en datos de diseño

	Evaluación Tradicional	RETScreen	Diferencia
Diámetro excavación túnel	4.40 m	4.40 m	0.00
Diámetro económico tubería	2.20 m	2.20 m	0.00
Espesor de la tubería de acero	2.54 cm	2.51 cm	0.01

La igualdad en los costos obtenidos para el túnel de conducción, los equipos electromecánicos sin contar la subestación, los caminos de acceso, y las subestaciones de construcción y definitiva; así como en el monto ya ajustado de la tubería a presión incluyendo el costo de la tubería de acero (Tabla 22).

Tabla 22.- Comparación en el análisis de costos

Costos	Evaluación Tradicional Millones de pesos	RETScreen Millones de pesos	Diferencia
Túnel de conducción	1 288.83	1 287.99	0.00
Equipos electromecánicos	395.04	395.25	0.00
Caminos de acceso	31.75	31.78	0.00
Subestación	45.00	45.10	0.00
Tubería a presión	99.50	99.40	0.00

Finalmente, el parecido de los indicadores económicos (Tabla 23):

Tabla 23.- Comparación de indicadores económicos

	Evaluación Tradicional	RETScreen	Diferencia
Relación Beneficio-Costo	1.67	1.71	0.02
Valor Presente Neto	\$ 2 951.32 Millones	\$ 2 951.31 Millones	0.00
Tasa Interna de Retorno	18.45 %	20.6 %	0.12
Valor Anual Equivalente	\$ 355.39 Millones	\$ 355.39 Millones	0.00
Año de Recuperación del Capital	7.70	4.90	0.36
Costo del kWh nivelado	\$ 0.85	\$ 0.85	0.00

Identificación, Selección y Evaluación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

8.2.12 Tabla Resumen

CAUDALES CARACTERÍSTICOS		
Caudal de diseño	18.00	m³/s
Caudal medio	48.33	m³/s
Caudal ecológico	4.83	m³/s
PRESA DERIVADORA		
Tipo	CCR	
Altura de la presa (desde fondo del río)	50.00	m
Elevación del fondo natural del río	740.00	msnm
Elevación de la corona	790.00	msnm
Longitud de corona	210.00	m
Ancho de corona	6.30	m
NAME	788.00	msnm
NAMO	783.00	msnm
NAMinO	780.75	msnm
Cota de roca	717.00	msnm
Volumen de agua al NAMO	8,000,000	m³
Volumen útil	1,054,800	m³
Volumen muerto	2,000,000	m³
OBRA DE EXCEDENCIAS		
Tipo	Libre	
Número de vanos	4	
Longitud neta de cresta	72.30	m
Caudal de diseño (Tr = 10 000 años)	1,617	m³/s
DESAGÜE DE FONDO		
Tipo	Controlado	
Tipo de control	Compuerta Radial	
Número de vanos	2	
Dimensiones	4.0 x 4.9 m	
Elevación del desagüe de fondo	765.30	msnm
Caudal de diseño	469	m³/s
OBRA DE DESVÍO		
Tipo	Túnel	
Sección portal	8 x 8	m
Longitud	301.26	m
Pendiente longitudinal	1.08	%
Cota del portal de entrada	745.50	msnm
Cota del portal de salida	742.50	msnm
Caudal de diseño (Tr = 10 años)	666	m³/s
Elevación de la corona ataguía aguas arriba	762.50	msnm
Elevación de la corona ataguía aguas abajo	741.50	msnm
OBRA DE CONDUCCIÓN		
Tipo	Túnel	
Diámetro de la sección circular	3.50	m
Velocidad del agua	1.87	m/s
Longitud	13,950.00	m
Pendiente longitudinal media	0.165	%
Elevación de la obra de toma	772.00	msnm
Elevación a la llegada del pozo de oscilación	749.00	msnm
Pérdidas de carga	15.045	m
POZO DE OSCILACIÓN		
Tipo	Vertical con orificio	
Diámetro de la sección circular	9.00	m
Altura	41.00	m
Orificio restringido	1.50	m
Nivel normal operación	767.96	msnm
Nivel de máxima oscilación	792.83	msnm
Nivel de mínima oscilación	757.27	msnm
Elevación de la plataforma del pozo	793.00	msnm
TUBERÍA A PRESIÓN		
Sección	Circular	
Diámetro	2.20	m
Velocidad del agua	4.74	m/s
Longitud	576.00	m
Elevación a la entrada de la tubería	747.24	msnm
Elevación a la llegada de la casa de máquinas	281.32	msnm
Pérdidas de carga	4.108	m
Espesor promedio del blindaje de acero	2.54	cm
CASA DE MÁQUINAS		
Tipo	En caverna	
Dimensiones (BxLxH)	19x65x30 m	
Tipo de turbinas	2	Pelton
Cota eje turbina	281.32	msnm
Cota piso de excitadores	291.16	msnm
Cota piso de generadores	287.13	msnm
Cota piso de turbinas	283.60	msnm
Cota piso de válvulas	279.85	msnm
Cota fondo casa de máquinas	275.19	msnm
Longitud túnel de acceso	1,525	m
OBRA DE RESTITUCIÓN		
Tipo	Túnel	
Sección portal	4 x 4	m
Velocidad del agua	2.00	m/s
Longitud	1,600	m
Pendiente longitudinal	0.28	%
Elevación a la llegada al río	270.68	msnm
HIDROENERGÉTICO		
Carga bruta	500.56	m
Carga neta	481.41	m
Pérdidas de carga	19.153	m
η mecánica	94.5	%
η eléctrica	98.5	%
Factor de planta	0.9	
POTENCIA INSTALADA	80.00	MW
GENERACIÓN TOTAL MEDIA ANUAL	630.77	GWh/año
GENERACIÓN FIRME MEDIA ANUAL	625.74	GWh/año
GENERACIÓN SECUNDARIA MEDIA ANUAL	5.03	GWh/año
PRESUPUESTO		
CONCEPTO	TOTAL (Milli \$)	% EDT
Obras civiles	\$ 2,747.81	82.08%
Equipos electromecánicos	\$ 433.04	12.94%
Afectaciones	\$ 7.85	0.23%
Ingeniería de detalle y administración	\$ 159.04	4.75%
P.H. San Francisco	\$ 3,347.74	100.00%
CRONOGRAMA		
Años de construcción	4	años
EVALUACIÓN ECONÓMICA		
Relación Beneficio-Costo	1.67	
Valor Presente Neto	\$ 2,951.32	Millones
Tasa Interna de Retorno	18.45	%
Valor Anual Equivalente	\$ 355.39	Millones
Año de Recuperación del Capital	7.7	años
Costo del kWh nivelado	\$ 0.85	

9 CONCLUSIONES

Como se explicó en los objetivos de esta tesis, antes de desarrollar el análisis del proyecto tipo a nivel de sustentabilidad, en la primera parte de este trabajo de tesis se hizo una recopilación de conocimientos adquiridos a lo largo de casi 6 años de trabajo en el diseño y evaluación de proyectos hidroeléctricos de diferentes magnitudes y características, tanto en la iniciativa privada, como en la Comisión Federal de Electricidad; así como en la educación impartida por la Maestría de Obras Hidráulicas de la UNAM.

Si bien, mucha de la teoría expuesta en esta primera parte es producto del “know-how” de más de 30 años de la Subgerencia de Anteproyectos, la cual pertenece a la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos de la CFE, se han incorporado aquí experiencias personales y conocimientos propios obtenidos de los diferentes proyectos en los que se ha tenido la oportunidad de participar en México y en el extranjero.

Tomando como base la parte teórica, en una segunda sección de esta tesis, se ha desarrollado de manera tradicional todo el análisis de un proyecto tipo a nivel de sustentabilidad. Si bien el proyecto elegido no es considerado del todo una pequeña central hidroeléctrica, pues se apegaría más al término mediana central, se decidió trabajar con este ejemplo a fin de demostrar también que el software RETScreen funciona incluso con proyectos de magnitudes mayores a las de una pequeña central, además de ser un proyecto de tipo a filo de corriente de alta carga, similar a la mayoría de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas construidas a nivel mundial; así como contar con ciertas soluciones técnicas también muy recurrentes en este tipo de aprovechamientos, como lo es el haber considerado una casa de máquinas en caverna y los sobrecostos que esto implica.

Cabe destacar que el P.H. San Francisco ha sido rediseñado completamente para esta tesis basándose en los datos hidrológicos, topográficos, ambientales y sociales de otro proyecto hidroeléctrico desarrollado con características completamente distintas a las expuestas en esta tesis.

Como se planteó en los objetivos, una vez concluido el análisis del P.H. San Francisco de manera tradicional se procedió a realizar la evaluación del mismo proyecto con el Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen. Finalizadas ambas evaluaciones, los resultados obtenidos por ambos métodos de análisis fueron comparados. En esta comparación, se detectó que la mayoría de los resultados del RETScreen fueron satisfactorios; sin embargo, fue necesario realizar pequeños ajustes a algunos de éstos, afectando ciertos parámetros por un factor determinado, a fin de que los resultados coincidieran con los correspondientes a la evaluación tradicional.

Hecho esto, como resultado de este trabajo de tesis se obtuvo un modelo de RETScreen calibrado que podrá ser utilizado por cualquier proyectista para la identificación, selección y evaluación preliminar de futuros proyectos similares a filo de corriente de alta carga, de igual o menor magnitud al analizado en este trabajo.

Tomando en cuenta lo anterior, se concluye que el software RETScreen ya calibrado es una herramienta muy efectiva para definir de manera rápida la rentabilidad económica preliminar de futuras pequeñas centrales hidroeléctricas, a fin de determinar si se prosigue, o no, con el estudio detallado de factibilidad; por lo que el uso de esta herramienta durante la conceptualización del mismo se vuelve fundamental para contar con un mejor aprovechamiento de los recursos hídricos de nuestro país.

Cabe señalar que, aunque los resultados del RETScreen fueron comparables con los resultados de la evaluación económica con el método tradicional, este software nunca podrá sustituir el análisis de pequeñas centrales hidroeléctricas como se realiza de manera tradicional; sin embargo, una vez calibrado proporciona una idea bastante clara y aproximada de la rentabilidad económica del posible aprovechamiento. Por lo anterior, los resultados obtenidos con el método tradicional en este trabajo de tesis son considerados los apropiados y correctos para el P.H. San Francisco, pues corresponden a una evaluación técnica y económica comparable con las realizadas en la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos.

10 BIBLIOGRAFÍA

- 1.- CFE. (2009). “Manual del Sistema de Gestión Integrado”. Anexo 3 LM 5000 Ficha de Proceso. Estudios de Planeación Rev. 3, México.
- 2.- CFE. (2008). “Planeación de la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos”. México.
- 3.- CFE. (2007). “Instrucciones Técnicas, Departamento de Ingeniería Básica”. México.
- 4.- CFE. (1984). “Guía Práctica para el Anteproyecto de Obras Hidroeléctricas”. México.
- 5.- CFE. (1983). “Manual de Diseño de Obras Civiles”. Sección A Hidrotecnia, Tema 2 Hidráulica, Capítulos 2, 3, 4, 5, 6, 10 y 12. México.
- 6.- Dr. Aparicio Mijares, Francisco Javier. (2001). *Fundamentos de Hidrología de Superficie*. Limusa-Noriega Editores, México.
- 7.- Dr. Arreguín, Felipe. (2000). *Obras de Excedencias*. IMTA, México.
- 8.- Dr. Marengo M., Humberto. (2005). *Cálculo hidráulico de túneles de conducción en sección baúl considerando rugosidad compuesta*. Fundación ICA, México.
- 9.- Dr. Marengo M., Humberto. (2002). “Consideraciones de riesgo de falla en presas mexicanas”. Seminario de Presas, México D.F.
- 10.- Dr. Sotelo, Gilberto. (1996). *Hidráulica General. Volumen I, Fundamentos*. Limusa-Noriega Editores, México.
- 11.- Dr. Sotelo, Gilberto. (1997). *Apuntes de Hidráulica II*. FI-UNAM, México.
- 12.- Gardea, Humberto. (1992). *Aprovechamientos Hidroeléctricos y de Bombeo*. Trillas Editorial, México.
- 13.- Marengo H., Romero C., Ignacio. (2010). “Estimación de la Rugosidad Compuesta en Modelos de Túneles de Sección Portal Presurizados”. AMH. XXI Congreso Nacional de Hidráulica, Guadalajara, Jalisco, México. Octubre 2010.
- 14.- Marengo H., Paz Soldán G.A., Arreguin F.I. (2005). “Las Presas y el Hombre. Avances en Hidráulica. Núm. 12”. AMH. Foro Internacional de Presas, México.
- 15.- Penche, Celso. (1998). “Manual de pequeña hidráulica”. Dirección General de Energía (DG XVII). European Small Hydropower Association, Comisión Europea.

16.- RETScreen International. (2004). "Small Hydro Project Analysis". Natural Resources Canada.

17.- Valdez, Luis. (1999). "Metodología para Evaluar Centrales Minihidráulicas". CONAE, México.

18.- Valdez Ingenieros S.A. de C. V. (1995). "Situación de la Minihidráulica en México y Potencial en los Estados de Veracruz y Puebla". CONAE, México.