



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

# EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA EXPANSIÓN CENTRAL HIDRÁULICA «EL TRARO»

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

ALEJANDRO NICOLÁS TOLEDO VÁSQUEZ

PROFESOR GUÍA  
JUAN CARLOS ELICER CORTÉS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
LUIS SANTIAGO VARGAS DÍAZ  
ARTURO SEGUNDO CORONADO PORTALES

SANTIAGO DE CHILE  
2017

## **EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA EXPANSIÓN CENTRAL HIDRÁULICA «EL TRARO»**

La energía hidráulica o hidroeléctrica es un tipo de energía que se genera por el aprovechamiento del potencial hídrico que se dispone en ciertos lugares. Éste es convertido en energía mecánica mediante un tipo particular de turbomáquina, en específico una turbina. Estas son un tipo de máquina rotatoria con muchas variaciones entre un tipo y otra, sin embargo, en su mayoría poseen estructuras en común como lo son el distribuidor, el rodete y el desfogue.

Dentro de las empresas chilenas que generan energía eléctrica en el sur del país, grupo SAESA se encuentra dentro de las más grandes con una cobertura desde Bulnes hasta Villa O'higgins. Dentro de su red de generación se encuentran distintos tipos de centrales: térmicas, eólicas e hidráulicas. De estas últimas, en la región de Aysén, se encuentra la central hidráulica de pasada El Traro. Con una potencia hidráulica instalada de 640 [kW] y un bajo uso porcentual total del caudal de su alimentador (brazo del río Cochrane) es que se encuentra una de las razones de la realización de este trabajo de título: La expansión de dicha potencia hidráulica. Otra razón recae en lo económico y ambiental: El reemplazo de la generación mediante hidrocarburos para dar paso a la generación hidráulica.

El trabajo de título a desarrollado busca efectuar un análisis técnico y económico de la expansión de la potencia hidráulica instalada en la central El Traro, es decir, modificar (y/o añadir) turbinas en la central. Para lograr esto, con los datos de interés proporcionados por la empresa, se realizó una selección del tipo de tecnología (turbina) idóneo para el sistema particular, se atendió el método de suplir energía durante el tiempo en que la central se encuentre detenida por los trabajos realizados en ella, y por último, se realizó un flujo de caja del proyecto para obtener factibilidad económica de la propuesta, así como tiempo de retorno de la inversión.

La metodología a seguir, se desarrolló en cinco pasos principales: Partiendo por la revisión bibliográfica respectiva, siguiendo con el procesamiento de información de la central. Luego, se dio paso a la selección de la turbina para la solicitud. Posteriormente se obtuvieron costos de las soluciones propuestas (en todos los ámbitos que ellas abarcan), finalizando con un estudio económico del proyecto y sus respectivos análisis de sensibilidad para la proyección que se tenga de la demanda de energía.

Los principales resultados de este trabajo son la definición técnica (geometría, potencia, unidades, equipos generadores) y económica (flujo de caja, VAN, TIR, tiempo de retorno de la inversión) de tres alternativas planteadas. Los rangos de potencia de las turbinas oscilan entre 750 [kW] y 1,5 [MW], siendo estos más del doble de la potencia que se tiene actualmente en la central. Por su parte, los indicadores económicos dan cuenta de una gran factibilidad en el proyecto, siendo estos positivos en el mayor número de casos, en donde la principal incertidumbre es el nivel de agua del alimentador de la central El Traro.

*A Génesis.  
Cuestionate todo y sigue contagiando al mundo con tu sonrisa.*

## Agradecimientos

Quiero agradecer a mis amigos. Con todos he compartido momentos enriquecedores, de alguna u otra manera me han enseñado cosas que me han terminado de formar como la persona que soy ahora. A Copo, Bárbara, Luciano, Nicolás, Kelo, Yorch: Además de jugar bici polo cuando había (o no) que hacerlo, me enseñaron a perseverar y confiar en lo que tengo y lo que soy. A Patricia, Edison, Guti, Vicente, Juan Pablo y Álvaro: Me abrieron las puertas del taller de Pedalea y me mostraron que ser curioso valía toda la pena del mundo. Felipe, Javier, Philip, Juanfe, Emilio: No sé si haya mucho más que agregar, además de mi más sincera gratitud y admiración a cada uno de ustedes, sin quererlo y por un alcance de apellidos encontré en ustedes ejemplos en cada situación en contextos muy, muy diversos. Javiera, Alonso, Pipón y Marcelo: Somos los campeones del mundo, nunca dejemos de serlo. Reynaldo, Sergio, Joselito, Jose, Diego, Joaquín y mucha gente del cuarto y del quinto: Los últimos dos años no habrían sido lo mismo sin sus consejos, risas y buenos momentos.

También hay profesores que te enseñan no sólo dentro de la sala de clases. Paula, Teresa, César, Mauro, Leonel, Alejandro, Juan Carlos. A su modo cada uno, se dieron un tiempo para mí y espero haber retribuido eso.

A mi familia. Catalina y Brian, dentro de lo que se puede y como saben hacerlo, siempre han estado ahí. A Sonia, no dejes de enseñarme, retarme y ganarme; nunca nadie va a cocinar mejor que tú. A la familia Plaza Serra, Gloria, Andrea, Nicolás, Claudia y Fran. Gabriel: La vida de barrio en San Miguel es la más linda de todas. A la familia Coronado Haro: Desde el primer día me hicieron sentir uno más y el frío patagón no tiene cabida entre tanto calor de hogar que hay en el 169.

Finalmente, nada de esto habría podido suceder sin ustedes. Quizás algún día lo entienda, por ahora me contento con verlos felices y plenos; tal y como yo lo soy hoy. Quiero agradecer a Nora y a Luis, mis padres, por darme la vida.

## TABLA DE CONTENIDO

1	Introducción .....	1
1.1	Antecedentes Generales .....	1
1.2	Motivación .....	1
1.3	Objetivos y Alcances .....	2
2	Metodología .....	3
3	Antecedentes .....	4
3.1	Condición Actual .....	4
3.2	Tipos de Turbinas Hidráulicas .....	6
3.3	Altura Neta .....	12
3.4	Pérdidas Hidráulicas .....	13
3.5	Radio Hidráulico ( $R_h$ ) .....	20
3.6	Pérdidas del Tubo de Aspiración .....	20
3.7	Cavitación .....	22
3.8	Caudal, Área y Velocidad .....	23
3.9	Selección de Turbina .....	27
3.10	Mercado Eléctrico .....	35
3.11	Costos .....	40
4	Resultados .....	44
4.1	Casos de Estudio .....	44
4.2	Simplificación de la Ecuación de Bernoulli .....	44
4.3	Pérdida de Carga Antes de la Turbina .....	45
4.4	Pérdida de Carga Después de la Turbina .....	60
4.5	Altura Neta .....	60
4.6	Potencia Disponible .....	61
4.7	Selección de Turbina .....	62
4.8	Proyección de Generación .....	63
4.9	Costos y Tiempo .....	64
4.10	Flujo de Caja .....	66
5	Discusión y Análisis .....	74
6	Conclusiones y Comentarios .....	76
6.1	Conclusiones .....	76
6.2	Comentarios y Recomendaciones .....	77
7	Bibliografía .....	78
	Anexos .....	80

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Grupos generadores en el sistema General Carrera.....	5
Tabla 3.2 Coeficiente de rugosidad absoluta $k$ .....	17
Tabla 3.3 Valores del coeficiente $\zeta$ .....	18
Tabla 3.4 Valores del parámetro $m$ para fórmula de Bazin [Ecuación (3.32)].....	26
Tabla 3.5 Valores del parámetro $n$ y $1/n$ para fórmula de Kutter [Ecuación (3.33)] y de Manning [Ecuación (3.34)]. .....	26
Tabla 3.6 Proyección de energía y demanda máxima, sistema General Carrera. ....	39
Tabla 3.7 Desglose mensual de generación por tipo, sistema General Carrera.....	39
Tabla 3.8 Desglose de costos de O&M, sistema General Carrera. ....	40
Tabla 3.9 Valores promedio de instalación de equipos en central.....	41
Tabla 3.10 Desglose de gastos por central. ....	41
Tabla 4.1 Datos de la división de secciones del primer tramo. ....	46
Tabla 4.2 Valores de pérdidas primarias en primer tramo. ....	46
Tabla 4.3 Resumen de pérdidas en canal de aducción. ....	47
Tabla 4.4 Datos de la división de secciones del segundo tramo, caso 1. ....	49
Tabla 4.5 Valores de coeficiente de rugosidad relativa por tramo, caso 1. ....	49
Tabla 4.6 Valores de coeficiente de pérdida de carga primaria por tramo, caso 1. ....	49
Tabla 4.7 Valores de caudal, área y velocidad por tramo, caso 1.....	49
Tabla 4.8 Valores de pérdidas primarias por tramo, caso 1.....	50
Tabla 4.9 Resumen de pérdidas de carga antes de la turbina, caso 1.....	52
Tabla 4.10 Datos de la división de secciones del segundo tramo, caso 2.....	53
Tabla 4.11 Valores de coeficiente de rugosidad relativa por tramo, caso 2. ....	53
Tabla 4.12 Valores de coeficiente de pérdida de carga primaria por tramo, caso 2.....	53
Tabla 4.13 Valores de caudal, área y velocidad por tramo, caso 2. ....	54
Tabla 4.14 Valores de pérdidas primarias por tramo, caso 2.....	54
Tabla 4.15 Resumen de pérdidas de carga antes de la turbina, caso 2.....	55
Tabla 4.16 Datos de la división de secciones del segundo tramo, caso 3.....	56
Tabla 4.17 Valores de coeficiente de rugosidad relativa por tramo, caso 3. ....	57
Tabla 4.18 Valores de coeficiente de pérdida de carga primaria por tramo, caso 3.....	57
Tabla 4.19 Valores de caudal, área y velocidad por tramo, caso 3. ....	57
Tabla 4.20 Valores de pérdidas primarias por tramo, caso 3.....	58
Tabla 4.21 Resumen de pérdidas de carga antes de la turbina, caso 3.....	59
Tabla 4.22 Resumen de pérdidas antes de la turbina, por casos. ....	59
Tabla 4.23 Valores de potencia unitaria por caso. ....	60
Tabla 4.24 Valores de velocidad de rotación por caso (A, para ajustado). ....	60
Tabla 4.25 Valores de pérdida de carga después de la turbina, por caso. ....	60
Tabla 4.26 Valores para el cálculo de altura bruta.....	61
Tabla 4.27 Resumen de pérdidas exteriores a la turbina, por casos.....	61
Tabla 4.28 Valores de altura neta, por caso.....	61
Tabla 4.29 Valores de potencia disponible, por caso.....	62
Tabla 4.30 Resultados de geometría de turbinas según casos. ....	62
Tabla 4.31 Resultados de cinemática de turbinas según casos. ....	62
Tabla 4.32 Resultados de triángulos de velocidades en turbinas según casos.....	63

Tabla 4.33 Proyección de generación de energía en el sistema General Carrera. ....	63
Tabla 4.34 Proyecciones de ingreso por venta de energía hasta el año 2037. ....	64
Tabla 4.35 Valores totales de unidades generadoras.....	64
Tabla 4.36 Valores de ítems atinentes al proyecto.....	65

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Metodología del trabajo de título. ....	3
Figura 3.1 Mapa de la zona descrita. Cerca del círculo anaranjado se encuentra la central El Traro, cerca del círculo violeta se encuentra la central Chile Chico. ....	4
Figura 3.2 Esquema del diagrama unilineal del sistema General Carrera.....	5
Figura 3.3 Diagrama "Tipo de turbomáquinas hidráulicas". ....	6
Figura 3.4 Esquema de una turbina Kaplan.....	7
Figura 3.5 Tipos de turbinas hidráulicas. ....	8
Figura 3.6 Corte meridional de una turbina Francis. ....	9
Figura 3.7 Esquema de una turbina Kaplan.....	10
Figura 3.8 Esquema de una turbina Pelton.....	11
Figura 3.9 Esquema de una turbina con los puntos A (nivel superior de agua), E (entrada de turbina), S (salida de turbina) y Z (nivel inferior de agua).....	12
Figura 3.10 Distintas geometrías de conductos abiertos. ....	14
Figura 3.11 Flujo uniforme en un conducto abierto.....	15
Figura 3.12 Configuración de codos en canal ....	18
Figura 3.13 Representación de la bifurcación del canal.....	18
Figura 3.14 Coeficientes de pérdidas de carga para válvula completamente abierta en función del espesor del obturador. ....	19
Figura 3.15 Esquema de tubo de aspiración de una turbina. ....	21
Figura 3.16 Representación de sección transversal A, medidas en centímetros.....	24
Figura 3.17 Representación de sección transversal B, medidas en centímetros.. ....	24
Figura 3.18 Valor del coeficiente de velocidad en función de la velocidad específica en una turbina Kaplan.....	28
Figura 3.19 Dimensiones principales de una turbina Kaplan. ....	29
Figura 3.20 Relación entre $D_c$ y $D$ en función de la altura neta.....	30
Figura 3.21 Relación entre $B$ y $D$ en función de la velocidad específica.....	30
Figura 3.22 Número de álabes en función de la altura neta.....	31
Figura 3.23 Coeficiente de cavitación en función de la velocidad específica ....	32
Figura 3.24 Representación de las velocidades al borde del álabe ....	32
Figura 3.25 Esquema de las velocidades en el rotor ....	33
Figura 3.26 Diagrama del mercado eléctrico.....	35
Figura 3.27 División del sistema de transmisión de Chile. ....	37
Figura 3.29 Regresión de costos unitarios en unidades hidráulicas.....	42
Figura 3.30 Regresión de costos unitarios en unidades térmicas.....	42
Figura 4.1 Esquema de la central hidráulica, por tramos ....	45
Figura 4.2 Esquema del canal de aducción ....	46
Figura 4.3 Esquema de la tubería de presión.....	48
Figura 4.4 Esquema tentativo de la tubería de presión, caso 2.....	52

Figura 4.5 Esquema tentativo de la tubería de presión, caso 3.....	56
Figura 4.6 Comparación de VAN por caso, sin crédito .....	67
Figura 4.7 Comparación de VAN por caso, crédito del 30% .....	67
Figura 4.8 Comparación de VAN por caso, crédito del 50% .....	68
Figura 4.9 Comparación de VAN por caso, crédito del 70%. .....	68
Figura 4.10 Comparación de VAN por caso, crédito del 100% .....	69
Figura 4.11 Comparación de TIR por caso, sin crédito.....	69
Figura 4.12 Comparación de TIR por caso, crédito del 30% .....	70
Figura 4.13 Comparación de TIR por caso, crédito del 50% .....	70
Figura 4.14 Comparación de TIR por caso, crédito del 70% .....	71
Figura 4.15 Comparación de TIR por caso, crédito del 100% .....	71
Figura 4.16 VAN versus cantidad de crédito, caso 2.....	72
Figura 4.17 TIR versus cantidad de crédito, caso 2 .....	72
Figura 4.18 <i>Payback</i> versus cantidad de crédito, caso 2 .....	73

# 1 Introducción

Dentro del ámbito de la generación de energía eléctrica se encuentra la generada mediante máquinas hidráulicas. Ésta hace referencia a la generación por el aprovechamiento algún recurso hídrico (ya sea un salto de agua, un río, un embalse u otras) en forma de energía cinética y potencial. Uno de los procesos para realizar esto se da mediante el empleo de turbinas hidráulicas que, según su configuración y las condiciones del recurso hídrico del lugar, los aprovecha de manera de hacer girar un eje (previamente conectado a un generador eléctrico), y de esta forma producir electricidad.

## 1.1 Antecedentes Generales

Dentro de las empresas eléctricas que se enfocan en la generación de este tipo de energía, aparece la Sociedad Austral de Energía Sociedad Anónima, SAESA. Esta compañía es la principal generadora, distribuidora y transmisora de energía eléctrica en el sur del país, abarcando cerca de 670 mil clientes en una zona que va desde Bulnes (en la VIII región del Bio Bio) hasta Villa O'higgins (en la XI región de Aysén). Dentro de este amplio territorio, particularmente en la ciudad de Cochrane, Región de Aysén, emerge la central hidráulica de pasada El Traro. Esta central inició operaciones en Octubre del año 1987 con una potencia instalada de 640 [kW] hidráulicos que era suficiente para suplir la demanda de la zona en ese tiempo. Conforme fue creciendo la población de la región, lo hizo también la demanda eléctrica. La solución por la que optó la empresa en esa época, dado el bajo nivel porcentual de aumento poblacional, fue suplir la demanda con generación diesel. Es así que se acumulan al día de hoy casi 2,0 [MW] de potencia térmica instalada en la central Chile Chico para satisfacer juntos (con la central El Traro) la demanda del sistema General Carrera que llega a un valor cercano a los 1,9 [MW].

En este contexto, se solicita a Alejandro Toledo Vásquez (en adelante, el alumno) que realice un análisis técnico y económico de la expansión de la potencia instalada en la central El Traro, implicando ello la instalación de otra turbina (o modificación de las actuales) hidráulica acorde a la naturaleza del recurso. La información pertinente, ya sea datos de la central, datos del mercado eléctrico de la zona, derechos de agua, proveedores de turbinas y negocios anteriores afines son facilitadas por SAESA para la realización de este trabajo de título.

## 1.2 Motivación

La generación de electricidad mediante quema de hidrocarburos es una de las más utilizadas a nivel país. Ella trae consigo una serie de efectos negativos: Los principales dan cuenta de la emisión de gases de efecto invernadero [1], el cual repercute directamente en el fenómeno del calentamiento global. Desde el punto de vista económico, la producción de energía con recursos hidráulicos es más barata que la generada con petróleo. El fomento de la generación hidráulica sobre la térmica es un fuerte incentivo para el desarrollo de este trabajo.

Por otro lado, la posibilidad de materialización de este trabajo inyecta una motivación extra a quien suscribe, dado que el ver concretamente una aplicación de la ingeniería mecánica en la solución de un problema es algo deseado en todos los proyectos realizados.

### **1.3 Objetivos y Alcances**

A continuación se presenta el objetivo general, los específicos y los alcances a desarrollar en este informe.

#### **1.3.1 Objetivo General**

El objetivo general de este trabajo de título es efectuar un análisis técnico y económico de la expansión en potencia de la central hidráulica de pasada El Traro.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

Los objetivos específicos de este trabajo se enuncian a continuación:

- Realizar una selección del tipo de tecnología (turbina) idóneo para el sistema particular.
- Dimensionar costos asociados a la modificación de la central hidráulica.
- Realizar un flujo de caja del proyecto para obtener factibilidad económica de la propuesta, además de indicadores económicos pertinentes.

#### **1.3.3 Alcances**

Los alcances de este trabajo consisten en:

- Determinar un tipo de turbina idóneo para los requerimientos de la central y su posterior contraste con los productos ofrecidos en el mercado, teniendo en cuenta, por ejemplo, negocios anteriores que haya realizado la empresa.
- Evaluar económicamente el resultado antes mencionado, con datos reales del mercado eléctrico y una aproximación de los costos esperados. No se ahondará mucho en esto pero se sientan las bases para una mejora en el tema. Se presenta análisis de sensibilidad.

## 2 Metodología

En esta sección se explican las actividades a desarrollar para el cumplimiento de los objetivos específicos de este trabajo. Se pueden separar en 5 grupos de actividades, los cuales se presentan a continuación en la Figura 2.1.

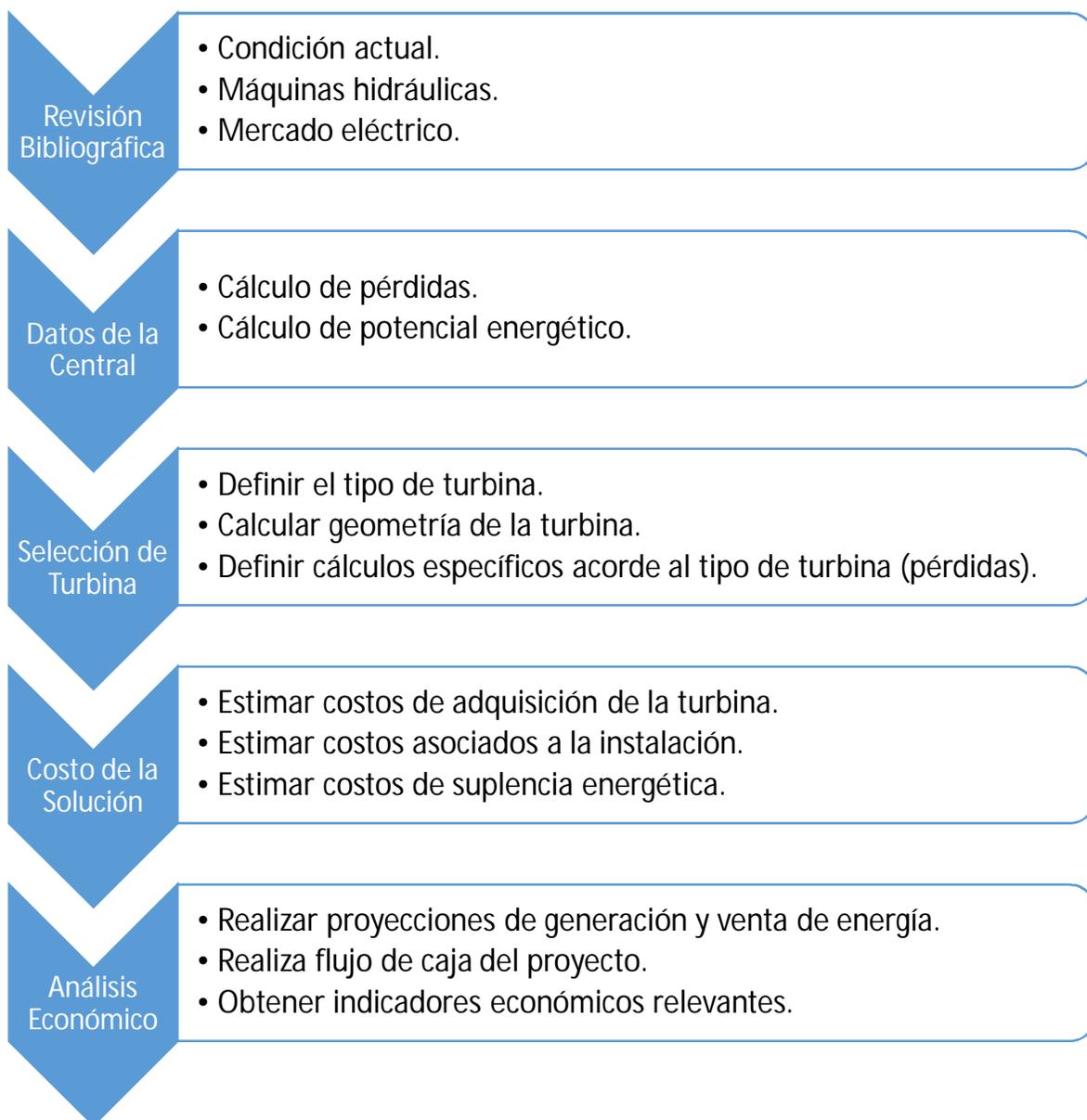


Figura 2.1 Metodología del trabajo de título. Fuente: Elaboración propia.

### 3 Antecedentes

En esta sección se presentan los antecedentes mínimos requeridos para el desarrollo de este trabajo de título:

#### 3.1 Condición Actual

Desde la puesta en marcha de la central El Traro hasta el día de hoy, cuenta con dos turbinas del tipo Kalpán, cada una con 320 [kW] de capacidad instalada, además de la inclusión con el tiempo de dos grupos térmicos de respaldo de 292 [kW] y 400 [kW] (2007 y 2016 respectivamente), dando así una potencia instalada de casi 1.400 [kW] en total. En un inicio, era suficiente para suplir toda la demanda de la zona, pero a medida que fue poblándose la región aumentó con ello la demanda energética. Edelayesen (empresa dueña de la central y en ese tiempo independiente de SAESA, no así en la actualidad) fue insertando gradualmente potencia eléctrica mediante generadores térmicos, juntándolos en la central de Chile Chico (Ver Figura 3.1). En un principio, esta central fue creada con la idea de ser un respaldo a la generación de la central hidráulica, pero con el pasar del tiempo fue aumentando el porcentaje de generación en el sistema, llegando en la actualidad a más de un 50% de él. En la Tabla 3.1 se muestran los grupos generadores del sistema, el año de puesta en marcha del grupo y su respectiva potencia. Un esquema del diagrama unilineal del sistema General Carrera se presenta en la Figura 3.1.



Figura 3.1 Mapa de la zona descrita. Cerca del círculo anaranjado se encuentra la central El Traro, cerca del círculo violeta se encuentra la central Chile Chico. Fuente: Google Maps.

Tabla 3.1 Grupos generadores en el sistema General Carrera. Fuente: Elaboración propia a partir de [2].

Central	Tipo	Grupo	Puesta en marcha [Año]	Potencia [kW]
El Traro	Hidráulica	G-5122	1987	320
El Traro	Hidráulica	G-5123	1987	320
Chile Chico	Térmica	G-5121	1999	400
Chile Chico	Térmica	G-5518	2005	288
Chile Chico	Térmica	G-5120	2005	284
Chile Chico	Térmica	G-5542	2007	292
El Traro	Térmica	G-5541	2007	292
Chile Chico	Térmica	G-5622	2011	440
Chile Chico	Térmica	G-5144	2013	400
El Traro	Térmica	G-5741	2016	400

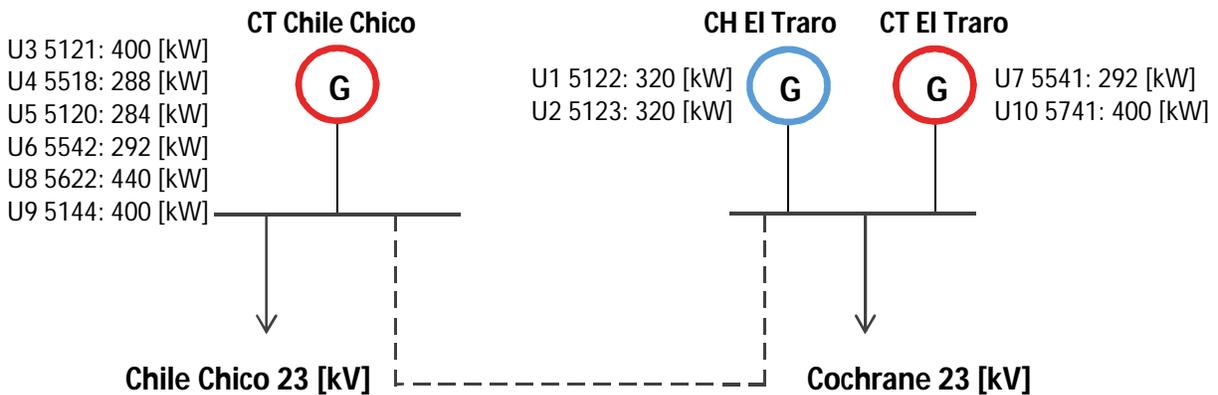


Figura 3.2 Esquema del diagrama unilineal del sistema General Carrera. Fuente: Elaboración propia a partir de [3].

Por parte de la central hidráulica y sus dos turbinas Kaplán, cada una con un consumo de 4 [m<sup>3</sup>/s] máximo, ocupan la totalidad de lo dispuesto por los derechos de aguas actualmente. Sin embargo, la cantidad de agua que podrían turbinar y no lo hacen, es dos y hasta tres veces mayor de lo que ocupan en la actualidad.

Por otro lado, desde la perspectiva legal del proyecto, se encuentran los derechos de aguas. Estos derechos (no consuntivos) los tenía inicialmente el proyecto Hidroaysén, propiedad de una sociedad anónima conformada por dos de las generadoras más grandes del país: Endesa y Colbún S.A. Con lo sucedido en Junio de 2014<sup>1</sup> y el rechazo por el comité de ministros, los derechos de aguas fueron liberados y actualmente grupo SAESA se encuentra en una etapa avanzada por el litigio de ellos. De conseguirlos, podría llegar a ocuparse un 200% de lo que se hace actualmente, justificando de esta manera la inclusión de la modificación de la central.

<sup>1</sup> EMOL. (10 de Junio de 2014). Comité de ministros rechaza proyecto Hidroaysén aunque empresa podría apelar. Santiago. Chile.

### 3.2 Tipos de Turbinas Hidráulicas

Una máquina hidráulica es una construcción con capacidad de convertir energía potencial y cinética de las fuentes de agua en energía mecánica. Según la variación que sufre el fluido, se pueden clasificar en motrices (variación de energía cinética del fluido, como el caso de turbinas) o generatrices (variación de la entalpía, como es caso de las bombas centrífugas).

En una máquina hidráulica, el agua intercambia energía con un dispositivo mecánico de revolución que gira alrededor de su eje de simetría; este mecanismo lleva una rueda (rodete o rotor), provistas de álabes, de forma que entre éstos existen unos espacios libres o canales, por los que circula el agua. Un diagrama que ayuda a entender los tipos de máquinas hidráulicas se presenta en la Figura 3.3.

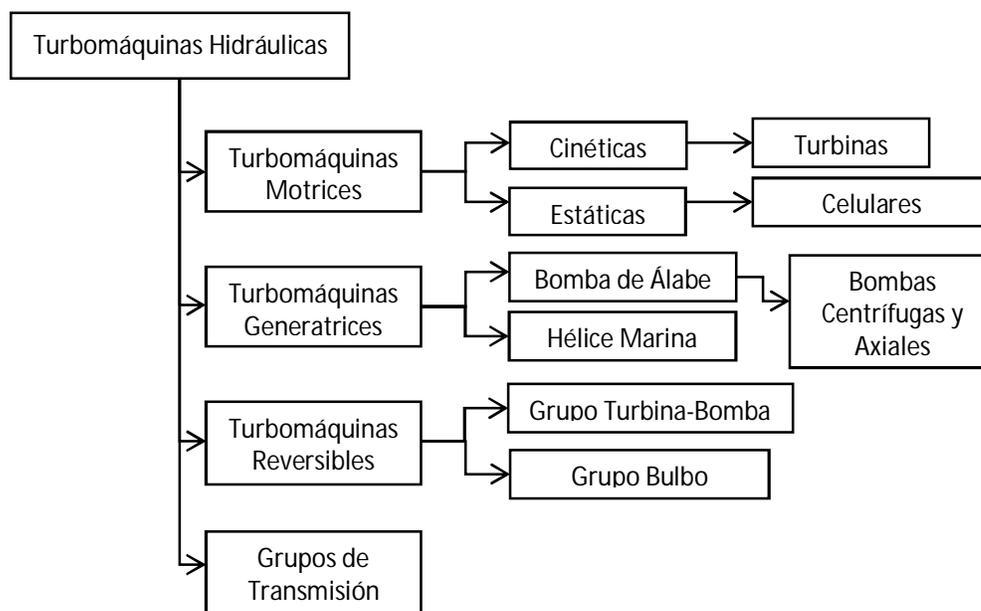


Figura 3.3 Diagrama "Tipo de turbomáquinas hidráulicas". Fuente: Elaboración propia a partir de [4].

Existen varios métodos para llevar a cabo un estudio sobre estas máquinas, entre los más utilizados se encuentra el método analítico, que guarda relación con el estudio del movimiento del fluido a través de la turbina (en particular de los álabes) según los postulados de la mecánica de fluidos. También está el análisis dimensional, el cual ofrece grupos de relaciones entre las variables que intervienen en el proceso para poder corroborar los coeficientes que se relacionan con el funcionamiento de la máquina y entregan información sobre el comportamiento de los componentes a las variaciones de los diversos factores que inciden en ella. Por último, el análisis experimental, que engloba todo lo que es la formulación empírica de la máquina hidráulica, de la mano con la experimentación o funcionamiento de esta. En el caso de este trabajo de título, el análisis se avoca al segundo de los tres análisis mencionados.

Dentro de los tipos de turbo máquinas, destacan cuatro tipos: Motrices, generatrices, reversibles y grupos de transmisión. Las del primer grupo son todas aquellas máquinas que recogen energía cedida por el fluido que las atraviesa, transformándola en energía mecánica; un ejemplo de este tipo de máquinas son las turbinas y ruedas hidráulicas. Las generatrices por su lado, aumentan la energía del fluido que las atraviesa, mediante aumento de presión o de velocidad; en esta categoría entran las bombas (centrífugas, axiales) y hélices. Las reversibles, por su lado, funcionan tanto de generatrices como motrices. Por último, los grupos de transmisión son una combinación de máquinas motrices y generatrices, es decir, un acoplamiento (bomba-turbina) alimentadas en un circuito cerrado por un fluido.

Las máquinas que se analizan en este trabajo de título son particularmente las turbinas. Ellas guardan ciertas diferencias según su tipo específico, mas tienen ciertas partes en común entre ellas. En general, una turbina es una serie de álabes fijos (distribuidor) aunque ajustables, y otra de álabes asentados a una rueda móvil (rueda, rodete o rotor). La asociación de un órgano fijo y una rueda móvil constituye una célula; una turbomáquina monocelular se compone de tres órganos diferentes que el fluido va atravesando sucesivamente: El distribuidor, el rodete y el difusor.

El distribuidor y el difusor forman parte del estator de la máquina, es decir, son órganos fijos; así como el rodete está siempre presente, el distribuidor y el difusor pueden ser inexistentes en casos puntuales. El distribuidor es una parte fija cuya misión es dirigir el agua, desde la sección de entrada de la máquina hacia la entrada en el rodete, distribuyéndola alrededor del mismo y regulando el agua que entra en la turbina desde cerrar el paso totalmente hasta lograr el caudal máximo; es también un órgano que transforma la energía de presión en energía de velocidad. El rodete es el elemento esencial de la turbina, estando éste provisto de álabes en los que tiene lugar el intercambio de energía entre el agua y la máquina. Por otro lado, el difusor está conectado a la salida de la turbina y en su parte final inicia la conducción hacia la descarga o desfogue. En la Figura 3.4 se muestran las partes antes mencionadas en la configuración de una turbina tipo Kaplán.

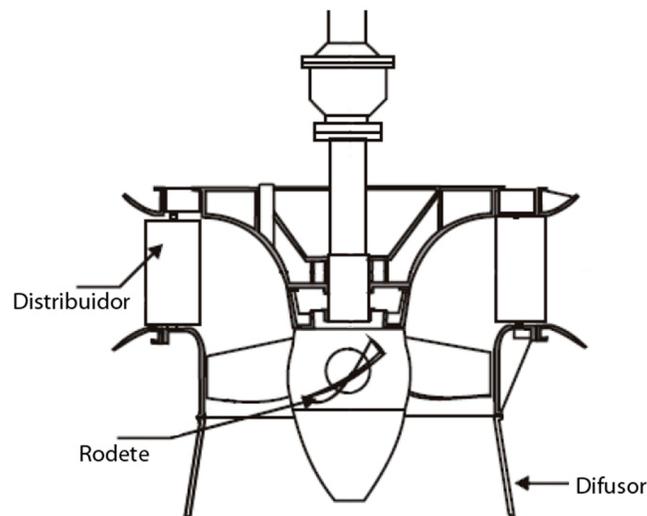


Figura 3.4 Esquema de una turbina Kaplán. Fuente: Elaboración propia a partir de [5].

Dentro de las máquinas motrices, en particular de las turbinas hidráulicas, emergen dos grandes clasificaciones: Turbinas de acción y turbinas de reacción. Mientras en las primeras el fluido de trabajo no sufre cambios de presión considerables durante su paso por el rodete, en las últimas sí lo hace, es decir, las turbinas de acción sólo aprovechan la velocidad del fluido a través de ella, mientras que las turbinas de reacción, además utilizan la pérdida de presión en su interior. En este punto, hay varios tipos de turbinas hidráulicas, dependiendo de la sollicitación o el tipo de recurso que exista, algunas obsoletas y otras para condiciones muy específicas. Un esquema de lo anterior se presenta en la Figura 3.5, de ella se destacan tres tipos de turbinas, las cuales son las más populares en el mercado. Se hace referencia a las turbinas tipo Francis, Kaplán y Pelton.

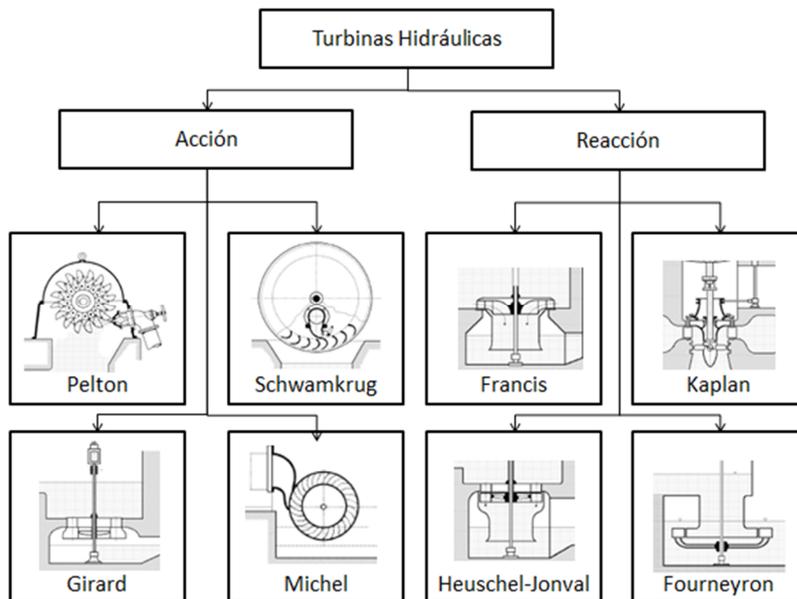


Figura 3.5 Tipos de turbinas hidráulicas. Fuente: Elaboración propia a partir de [4].

- *Turbina Fourneyron.* En este tipo de turbina, el rodete se mueve dentro del agua. Es una turbina radial centrífuga que posee un gran diámetro de rotor. En la actualidad no se construye.
- *Turbina Heuschel-Jonval.* Es una turbina con entrada de flujo axial y con tubo de aspiración; el rodete es prácticamente inaccesible. En la actualidad no se construye.
- *Turbina Schwamkrug.* Es un tipo de turbina con ingreso de flujo radial y del tipo centrífuga.
- *Turbina Girard.* Turbina de flujo axial con el rodete fuera del agua. Tiene la particularidad de poder operar tanto como turbina de acción como de reacción. Si el nivel de agua está bajo la altura del rodete, lo hace como una turbina de acción. Mientras que si el nivel sube a tal punto que el rotor queda sumergido, opera como una turbina de reacción (aunque en no las mejores condiciones). En la actualidad no se utiliza.
- *Turbina Michel, o Banki.* En esta turbina, el agua pasa dos veces por los álabes del rodete, construido en forma de tambor. Se utiliza para pequeños y grandes saltos.

### 3.2.1 Turbina Francis

La turbina Francis es una turbina de reacción de flujo radial, es decir, el agua entra de forma perpendicular al eje de giro. El rango de salto de agua para su funcionamiento óptimo es bastante variado, con alturas que van desde los 30 metros aproximadamente hasta los casi 550 metros. Con respecto a los caudales, también tienen un rango muy amplio, con valores desde los casi 10 [m<sup>3</sup>/s] hasta los 200 [m<sup>3</sup>/s] [6].

El recorrido que debe hacer el fluido durante su paso por la turbina parte en el canal de aducción, en donde el agua es dirigida hacia el difusor, en este caso, es una pieza que circunda al rodete con forma cilíndrica y diámetro decreciente a medida avanza en su recorrido. La forma de caracol antes descrita tiene razón de ser para mantener constante la velocidad a la que entra el fluido al rotor, antes viéndose este direccionado por álabes móviles para darle la dirección óptima y aprovechar de mejor manera el recurso. Una vez que el fluido entró de manera radial a la turbina, sale de ella de forma axial (generalmente cae por gravedad) a través de un canal de salida o difusor para devolverse al cause original. En la Figura 3.6 se muestra un esquema de lo antes señalado.

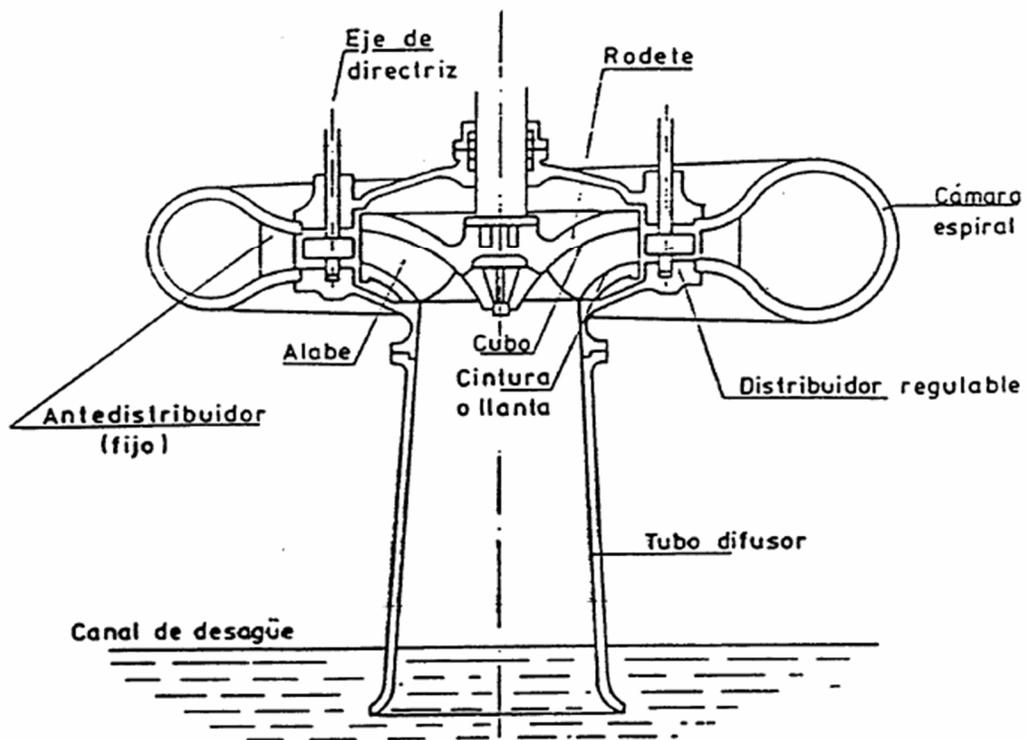


Figura 3.6 Corte meridional de una turbina Francis. Fuente: [7].

### 3.2.2 Turbina Kaplán

Otro tipo de turbinas de reacción son las turbinas Kaplán. Estas turbinas son de hélice con álabes ajustables (directriz), para que la incidencia del agua en el borde de ataque del álabe pueda producirse en las condiciones de máxima acción. El tipo de inyección del flujo es axial y son utilizadas –en general– para saltos de agua más bajos que las turbinas Francis. Una característica importante del tipo de este tipo de turbina es que, además de mantener un buen rendimiento en la regulación de carga ante la variación del recurso hidráulico, permite aumentar el caudal por unidad y mantener la misma carga, reduciendo así el número de unidades en una central y aprovechando el mayor recurso posible. [6]

Las partes de este tipo de turbinas, al igual que en las de tipo Francis son: La cámara de alimentación, cuya función es desviar el fluido hacia el distribuidor. El distribuidor, parte final de dicha cámara y tiene por finalidad regular el caudal que llega a la turbina para generar movimiento. El rotor, que es el órgano principal de la turbomáquina y el paso del fluido a través de sus álabes genera el movimiento rotacional para la generación de energía. Y el desfogue, es el ducto por el cual se devuelve el fluido turbinado. En la Figura 3.7 se muestra lo anteriormente descrito.

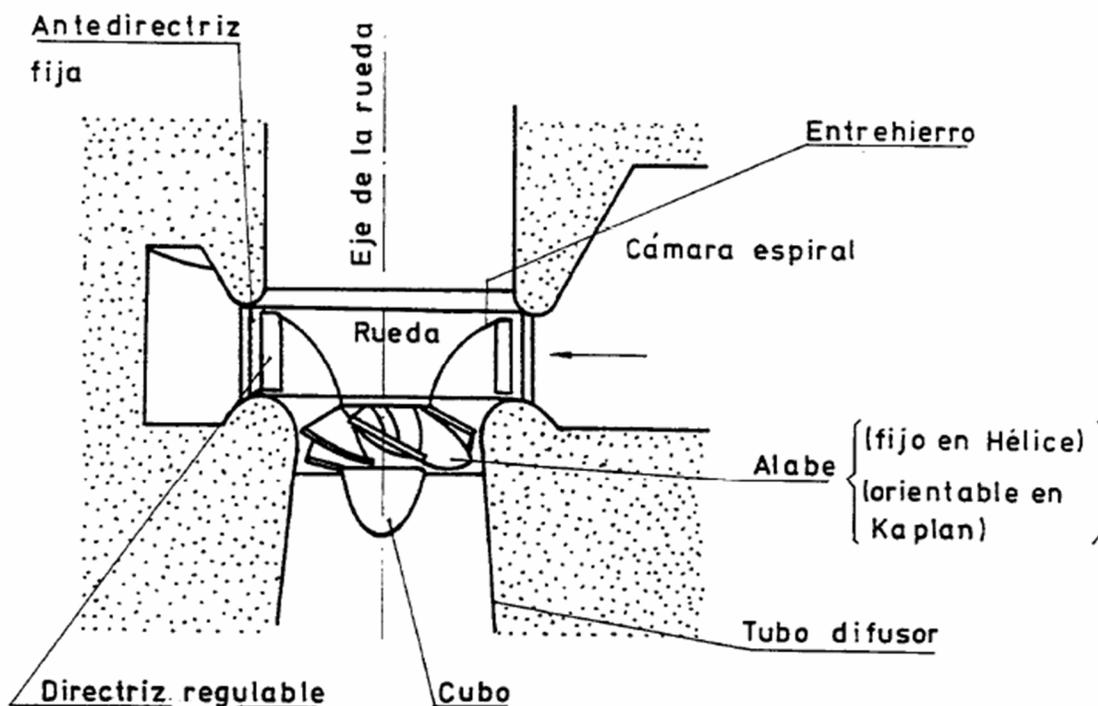


Figura 3.7 Esquema de una turbina Kaplán. Fuente: [7].

### 3.2.3 Turbina Pelton

El tipo de turbina de acción (o impulsión) más comercializado en el mundo, es la turbina Pelton. En este tipo de turbina la energía cinética del agua, en forma de chorro libre, se genera en una tobera colocada al final de una tubería de presión. La tobera está provista de una aguja de cierre para regular el gasto, constituyendo en conjunto el órgano de alimentación y de regulación de la turbina.

El álabe tiene la forma de una doble cuchara, con una arista diametral sobre la que incide el agua, produciéndose una desviación simétrica en la dirección axial, buscando un equilibrio dinámico de la máquina en esa dirección. Por ser el ataque del agua en sentido tangencial a la rueda, se le denomina también turbina «tangencial»; por tener el fluido un recorrido axial a su paso por el álabe, se clasifican también entre las máquinas de tipo axial.

Una gran clasificación dentro de este tipo de turbinas, es la de eje horizontal o vertical. Mientras las primeras tienen una reducción en el número de chorros de inyección de fluido a los álabes, a uno o dos chorros por rotor (dado la complejidad que significa la instalación de estos en un plano vertical, pero se facilitan las labores tanto de inspección como de mantenimiento), las turbinas de eje vertical tienen la ventaja en el número de chorros. Por lo general, las segundas poseen un número de chorros entre cuatro a seis, siendo más fácil la labor de instalación de estos, en desmedro de la complejidad de labores de mantenimiento. Es por esto que se recomienda operar este tipo de turbinas cuando se posea un recurso hídrico libre de contaminación y material particulado que pueda dañar la estructura de inyección de fluido. [6]

En la Figura 3.8 se presenta un esquema de la configuración de una turbina Pelton de un chorro.

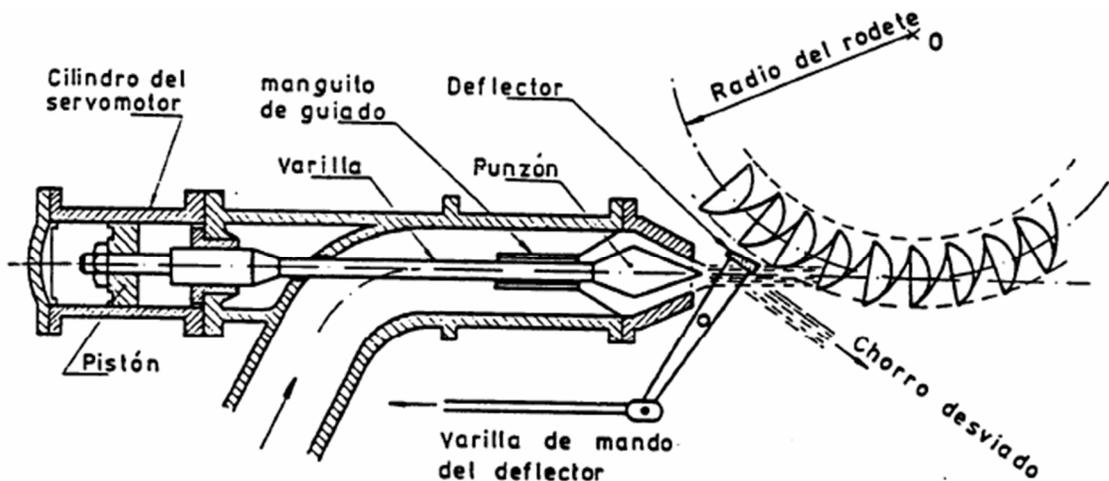


Figura 3.8 Esquema de una turbina Pelton. Fuente: [7].

### 3.3 Altura Neta

Ya se señaló que una turbina absorbe energía hidráulica para restituirla en forma de energía mecánica. La diferencia entre la energía específica que tiene el fluido a la entrada de la turbina (sección E) y a la salida (sección S) es la energía suministrada a la turbina, que puesta en forma de altura se denomina altura neta ( $H$ ). Dicha altura no es la altura útil aprovechada por la turbina, sino la altura teórica que hubiera aprovechado de no haber pérdidas. Parte de esta altura se disipa en pérdidas hidráulicas y el agua ‘intercambia’ con el rodete una altura menor que la que ha aprovechado. Esta última altura que en este caso es la altura hidráulica útil es la altura de Euler. Lo anterior se expresa en la Ecuación (3.1):

$$H = H_u + H_{r-int} \quad (3.1)$$

Donde:

- $H$  – Altura neta.
- $H_u$  – Altura útil o de Euler.
- $H_{r-int}$  – Equivalencia en altura de pérdidas hidráulicas internas.

Ahora bien, el método de calcular la altura neta a partir de diferencias de altura en una central tiene la siguiente forma: Dado que la altura neta es la altura puesta a disposición de la turbina, será también la altura bruta ( $H_b$ ) descontándole las pérdidas antes de la turbina (antes de la sección E) y después de ella (después de la sección S) [Ecuación (3.2)]. Las secciones anteriores se muestran en la Figura 3.9.

$$H = H_b - H_{r-ext} \quad (3.2)$$

Donde:

- $H_{r-ext}$  – Pérdidas exteriores de la turbina, tanto antes como después de ella.
- $H_b$  – Altura bruta.  $H_b = z_A - z_Z$ .

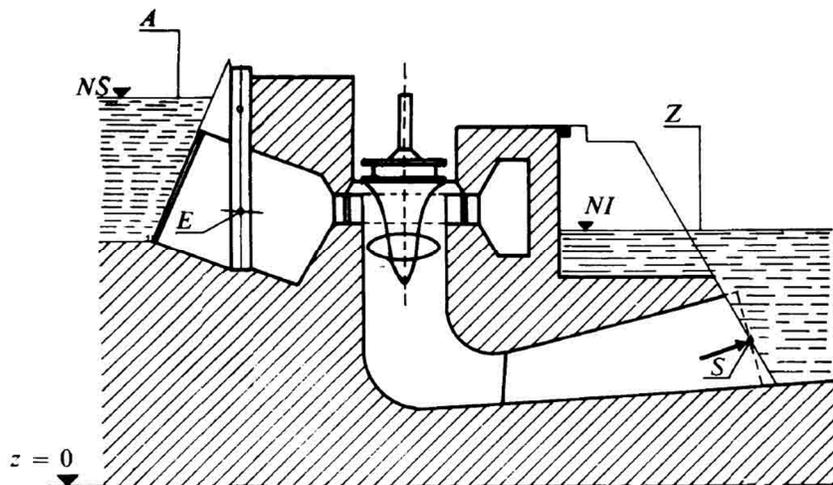


Figura 3.9 Esquema de una turbina con los puntos A (nivel superior de agua), E (entrada de turbina), S (salida de turbina) y Z (nivel inferior de agua). Fuente: [8]

Tomando dicha figura y planteando la ecuación de Bernoulli [Ecuación (3.3)] entre los puntos A (nivel superior del salto) y Z (nivel inferior de aguas abajo en el canal de salida), se tiene:

$$\frac{p_A}{\rho g} + z_A + \frac{v_A^2}{2g} - H_{r-ext} - H = \frac{p_Z}{\rho g} + z_Z + \frac{v_Z^2}{2g} \quad (3.3)$$

Se esperan ciertas simplificaciones, entre las cuales están:

- Los términos  $\frac{p_A}{\rho g}$  y  $\frac{p_Z}{\rho g}$  son iguales, al estar ambos sometidos a la presión atmosférica.
- Los términos  $\frac{v_A^2}{2g}$  y  $\frac{v_Z^2}{2g}$  son iguales, prácticamente nulos

Y definiendo las pérdidas exteriores [Ecuación (3.4)] de la manera siguiente:

$$H_{r-ext} = H_{r A-E} + H_{r S-Z} \quad (3.4)$$

Donde:

- $H_{r A-E}$  – Pérdidas exteriores antes de la turbina.
- $H_{r S-Z}$  – Pérdidas exteriores después de la turbina.

Se llega a la siguiente definición de altura neta [Ecuación (3.5)]:

$$H = H_b - H_{r A-E} - H_{r S-Z} \quad (3.5)$$

### 3.4 Pérdidas Hidráulicas

Cuando un cuerpo sólido se mueve en un fluido, se originan fuerzas que se oponen a dicho movimiento. El origen de estas fuerzas es la viscosidad que, dado el principio de acción y reacción, ejerce sobre el fluido una fuerza igual y de sentido contrario a la que el fluido ejerce sobre el sólido. Es decir, el fenómeno de la resistencia que un sólido experimenta al moverse en un fluido, es fundamentalmente igual al de la resistencia que un fluido experimenta al moverse al interior de un sólido, como una tubería. En otras palabras, la pérdida de carga (o pérdidas hidráulicas) en tuberías, es la pérdida de presión en un fluido debido al roce que éste sufre dado su contacto con la tubería o las irregularidades que ésta presente.

Los conductos que se utilizan para transportar fluidos son de dos clases:

- Conductos cerrados o tuberías: En ellos, los fluidos transportados se encuentran bajo presión. Además, muy comúnmente el fluido está en contacto con toda la región transversal del área de paso.
- Conductos abiertos o canales: Los fluidos no están totalmente rodeados por un contorno sólido, sino que tiene una superficie libre a la presión atmosférica. También las geometrías transversales suelen ser más variadas, como se muestra en la Figura 3.10.

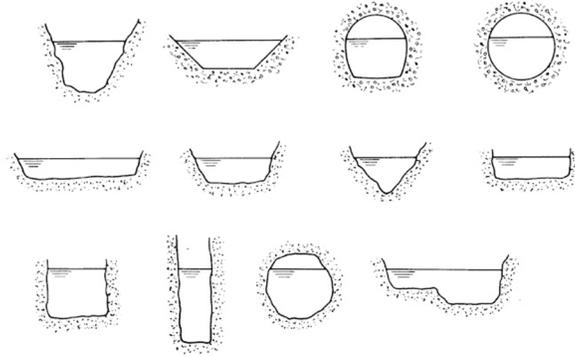


Figura 3.10 Distintas geometrías de conductos abiertos. Fuente: [8]

En este caso en particular y por las condiciones del problema, se está en presencia de ambos tipos de conductos: El tramo de conductos abiertos se presenta en el canal de aducción, mientras que el otro tramo de la tubería, desde la cámara de carga hasta antes de la turbina, es del tipo cerrado. Estas pérdidas hidráulicas se dividen en dos tipos: Las pérdidas de cargas primarias y las secundarias. Las pérdidas primarias (o pérdida de superficie) son las pérdidas en el contacto del fluido con el conducto (capa límite), rozamiento de unas capas de fluido con otras (régimen laminar) o de las partículas de fluido entre sí (régimen turbulento). Tienen lugar en flujo uniforme, por tanto, principalmente en los tramos del conducto de sección constante. Por otro lado, las pérdidas secundarias (o pérdidas de forma) tienen lugar en las transiciones (estrechamientos o expansiones de la corriente), codos, válvulas, bifurcaciones o cualquier clase de irregularidad en el conducto. Estas irregularidades provocan perturbaciones en la corriente que a su vez, originan remolinos y/o desprendimientos, que intensifican las pérdidas.

### 3.4.1 Pérdidas Primarias

En esta sección debe hacerse diferencia entre las pérdidas primarias de canales (conductos abiertos) y tuberías (conductos cerrados).

#### 3.4.1.1 Conducto Abierto

Para calcular dichas pérdidas se toma como referencia las secciones 1 y 2 de la Figura 3.11, además de la aplicación de la ecuación de Bernoulli [Ecuación (3.6)] entre estos puntos. Con esto se tiene:

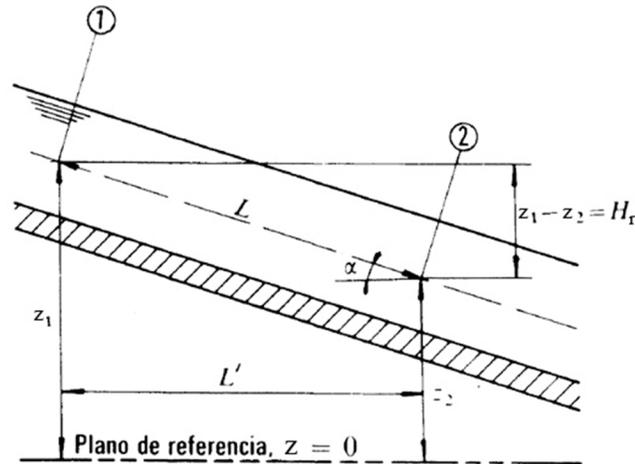


Figura 3.11 Flujo uniforme en un conducto abierto. Fuente [8].

$$\frac{p_1}{\rho g} + z_1 + \frac{v_1^2}{2g} - H_r = \frac{p_2}{\rho g} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g} \quad (3.6)$$

Donde:

$H_r$  – Pérdida de altura (o de carga) entre la sección 1 y 2.

Se esperan ciertas simplificaciones, entre las cuales están:

- Los términos  $\frac{p_1}{\rho g}$  y  $\frac{p_2}{\rho g}$  son iguales, al estar ambos sometidos a la presión atmosférica.
- Los términos  $\frac{v_1^2}{2g}$  y  $\frac{v_2^2}{2g}$  son iguales sólo si el área transversal es la misma.

### 3.4.1.2 Conducto Cerrado

Es necesario hacer notar que la pérdida de carga en conductos cerrados depende de ciertas condiciones tanto de la tubería (representado por el parámetro de rugosidad,  $k$ ) como del fluido (gobernado por el número de Reynolds,  $Re$ ), dándose una serie de combinaciones que se enlistan a continuación:

- i. Tuberías lisas y flujo laminar.
- ii. Tuberías lisas y flujo turbulento.
- iii. Tuberías rugosas y flujo laminar.
- iv. Tuberías rugosas y flujo turbulento.

Dentro de todas las posibilidades anteriores, y los diferentes tipos de fluidos que pueden ser estudiados, destaca un método particularmente útil dada su universalidad. La ecuación de Darcy-Weysbach da cuenta de la relación entre el cuadrado de la velocidad del fluido y el diámetro de la tubería con las pérdidas de este tipo, tal como se muestra en la Ecuación (3.7):

$$H_{rp} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (3.7)$$

Donde:

- $H_{rp}$  – Pérdida de carga primaria.
- $\lambda$  – Coeficiente de pérdida de carga primaria.
- $L$  – Longitud de tubería.
- $D$  – Diámetro de tubería.
- $v$  – Velocidad media del fluido.

El coeficiente de pérdida de cargas primarias es el encargado de diferenciar el tipo de pérdida según los casos mencionados anteriormente. Éste es un factor adimensional, que depende de la velocidad del fluido  $v$ , el diámetro de la tubería  $D$ , la densidad  $\rho$ , la viscosidad dinámica del fluido  $\eta$  y la rugosidad  $k$ . Al ser este parámetro adimensional, debe ser una función de variables adimensionales ( $k$  tiene unidades de longitud) tal como se muestra en la Ecuación (3.8):

$$\lambda = f\left(\frac{vD\rho}{\eta}, \frac{k}{D}\right) \quad (3.8)$$

Donde:

- $vD\rho/\eta$  – Número de Reynolds.
- $k/D$  – Rugosidad relativa.

Esto se da en el caso más general, dado que si  $Re$  es muy pequeño (régimen laminar),  $\lambda$  sólo es función de  $Re$ , mientras que si  $Re$  es muy grande (régimen turbulento)  $\lambda$  no depende ya de  $Re$ , sino sólo de la rugosidad relativa  $k/D$ .

Para el cálculo del coeficiente de pérdidas de carga, atendiendo la naturaleza del problema, se utiliza el caso de régimen turbulento. Dentro de esta categoría, aún hay dos casos: Tubería lisa o rugosa.

#### 3.4.1.2.1 Tubería Lisa

Para este tipo de tuberías, y con el objetivo de obtener el coeficiente de pérdidas primarias, se utiliza el método de Kármán-Prandtl, en su primera ecuación [Ecuación (3.9)]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \cdot \log_{10}(Re \cdot \sqrt{\lambda}) - 0,8 \quad (3.9)$$

#### 3.4.1.2.2 Tubería Rugosa

Por otro lado, para el caso en que la tubería presente algún tipo de rugosidad, se calcula con el mismo método, pero esta vez con la segunda ecuación [Ecuación (3.10)], la cual involucra el término de rugosidad que se obtiene de la Tabla 3.2:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \cdot \log_{10} \left( \frac{D}{2 \cdot k} \right) + 1,74 \quad (3.10)$$

Tabla 3.2 Coeficiente de rugosidad absoluta k. Fuente: [8]

<i>Tipo de tubería</i>	<i>k [mm]</i>	<i>Tipo de tubería</i>	<i>k [mm]</i>
Vidrio, cobre o latón estirado	< 0,001	Hierro galvanizado	0,15 – 0,2
Latón industrial	0,025	Fundición corriente nueva	0,25
Acero laminado nuevo	0,050	Fundición corriente oxidada	1 – 1,5
Acero laminado oxidado	0,15-0,25	Fundición asfaltada	0,1
Acero laminado con incrustaciones	1,5 – 3	Cemento alisado	0,3 – 0,8
Acero asfaltado	0,015	Cemento bruto	Hasta 3
Acero roblonado	0,03 - 0,1	Acero roblonado	0,9 – 9
Acero soldado, oxidado	0,4	Duelas de madera	0,183 – 0,91

### 3.4.2 Pérdidas Secundarias

Para calcular estas pérdidas se utiliza una fórmula especial para estos casos y un coeficiente adimensional de pérdidas secundarias. En el caso de este trabajo se estudia los casos de codos, bifurcación en forma de ‘Y’<sup>2</sup>, y válvula tipo mariposa.

El método de cálculo de pérdidas secundarias mencionado tiene que ver con la ecuación fundamental de pérdida de carga secundaria [Ecuación (3.11)], es la siguiente:

$$H_{rs} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (3.11)$$

Donde:

- $H_{rs}$  – Pérdida de carga secundaria.
- $\zeta$  – Coeficiente adimensional de pérdida de carga secundaria.
- $v$  – Velocidad media del fluido.

El coeficiente de pérdida de carga secundaria se calcula mediante métodos determinados según el tipo de accesorio que presente la tubería. En este caso particular se deben considerar los accesorios anteriormente señalados.

#### 3.4.2.1.1 Codos

Para el cálculo del coeficiente para codos se utiliza la configuración mostrada en la Figura 3.12 con la consideración siguiente: Como se indica en la Sección 3.5 Radio Hidráulico ( $R_h$ ), el diámetro  $D$  se reemplaza por cuatro veces el radio hidráulico ( $R_h$ ) de la sección transversal.

<sup>2</sup> Revisar la sección de Anexos, apartado A: Emplazamiento general central «El Traro».

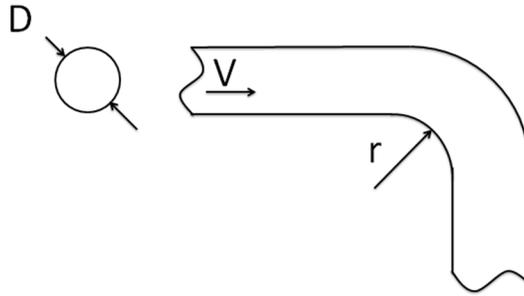


Figura 3.12 Configuración de codos en canal. Fuente: Elaboración propia a partir de [8]

En la Tabla 3.3 se muestran los valores para el coeficiente  $\zeta_{codo}$ . En negrita aparecen los valores entregados por la bibliografía [8]. Los demás valores fueron interpolados a partir de la función de la Ecuación (3.12), obtenida empíricamente.

$$f(x) = 0,672 \cdot e^{-x \cdot 3,95} + 0,151 \quad (3.12)$$

Tabla 3.3 Valores del coeficiente  $\zeta$ . Fuente: Elaboración propia a partir de [8].

$r/D$	$\zeta_{codo}$	$r/D$	$\zeta_{codo}$	$r/D$	$\zeta_{codo}$
<b>0,00</b>	<b>0,81</b>	0,35	0,32	0,70	0,19
0,05	0,70	0,40	0,29	0,75	0,19
0,10	0,60	0,45	0,27	0,80	0,18
0,15	0,52	<b>0,50</b>	<b>0,25</b>	0,85	0,17
0,20	0,46	0,55	0,23	0,90	0,17
<b>0,25</b>	<b>0,40</b>	0,60	0,21	0,95	0,17
0,30	0,36	0,65	0,20	<b>1,00</b>	<b>0,16</b>

#### 3.4.2.1.2 Bifurcaciones tipo 'Y'

En este tipo de geometrías se sigue la configuración dada en la Figura 3.13. Según ella, los dos brazos que nacen del camino principal forman un ángulo  $\theta$ . El coeficiente de pérdida respectivo ( $\zeta_Y$ ) se calcula acorde a la Ecuación (3.13). En ella, los valores de  $a, b, c, d$  y  $e$  se calculan con las Ecuaciones (3.14), (3.15), (3.16), (3.17) y (3.18) respectivamente (el ángulo es medido en grados).

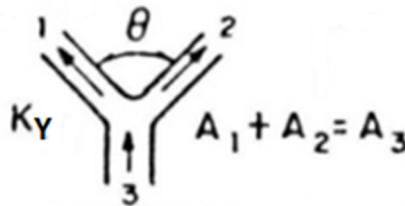


Figura 3.13 Representación de la bifurcación del canal. Fuente: Elaboración propia a partir de [9].

$$\zeta_Y = \left[ \frac{a + c \left(\frac{Q_1}{Q_3}\right)^2 + e \left(\frac{Q_1}{Q_3}\right)^4}{1 + b \left(\frac{Q_1}{Q_3}\right)^2 + d \left(\frac{Q_1}{Q_3}\right)^4} \right]^{0,5} \quad (3.13)$$

$$a = \frac{1}{2,7257 + (0,0048 \cdot \theta^{1,5}) - 0,000043 \cdot \theta^{2,5}} \quad (3.14)$$

$$b = -5,9435 + 3,1737 \cdot \theta - 0,2709 \cdot \theta^{1,5} \quad (3.15)$$

$$c = -1,8016 - \frac{12269,353 \cdot \ln(\theta) + 38560,237}{\theta^2} \quad (3.16)$$

$$d = -23,6448 + 0,6144 \cdot \theta + 0,0000509 \cdot \theta^3 \quad (3.17)$$

$$e = 6,3263 - 0,0214 \cdot \theta \cdot \ln(\theta) + 0,00000422 \cdot \theta^3 \quad (3.18)$$

### 3.4.2.1.3 Válvula mariposa

Este tipo de válvulas se encuentra presente aguas arriba de las turbinas. Para el cálculo del coeficiente de pérdidas secundarias se necesita la relación entre el espesor del obturador y el diámetro interior de la tubería. El coeficiente queda dado por la gráfica de la Figura 3.14.

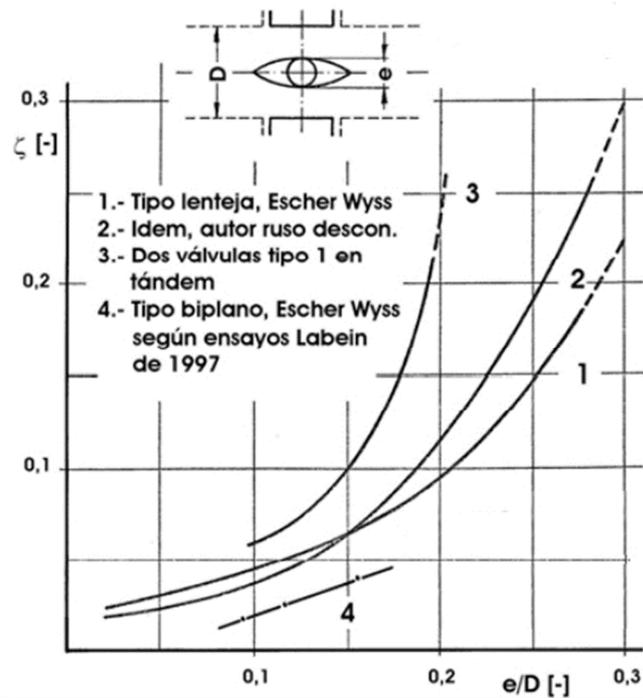


Figura 3.14 Coeficientes de pérdidas de carga para válvula completamente abierta en función del espesor del obturador. Fuente: [10].

### 3.5 Radio Hidráulico ( $R_h$ )

La teoría en torno al cálculo de pérdidas primarias en tuberías se ha desarrollado en mayor medida alrededor de tuberías cerradas de sección circular. Es en este tipo de estudios en donde nacen, por ejemplo, las fórmulas de Poiseuille y Colebrook-White para el cálculo del coeficiente de pérdidas primarias.

El concepto de radio hidráulico sirve para utilizar todas aquellas fórmulas diseñadas para tuberías cerradas y de sección circular constante, con cualquier tipo de geometría de sección, ya sean abiertas o cerradas. El roce provocado por un conducto cerrado o abierto depende de la superficie mojada –particularmente de su forma- y no sólo de la sección transversal. Se llama radio hidráulico [Ecuación (3.19)] al cociente entre esa área transversal ocupada por la corriente y el perímetro mojado de ésta (el perímetro de la superficie mojada, sin considerar el tramo que no está en contacto con el canal).

$$R_h = \frac{\text{Área transversal}}{\text{Perímetro mojado de la sección transversal}} \quad (3.19)$$

En el caso particular de un conducto de sección circular totalmente liso [Ecuación (3.20)]:

$$R_h = \frac{\pi \cdot D^2}{4 \cdot \pi \cdot D} = \frac{D}{4} \quad (3.20)$$

Dando paso a la Ecuación (3.21):

$$D = 4 \cdot R_h \quad (3.21)$$

Todas las fórmulas de gráficos de pérdidas de carga, con los procedimientos incluidos, son aplicables con aproximación al cálculo de tuberías y canales de sección cualquiera, sustituyendo siempre el diámetro  $D$  por  $4R_h$ .

### 3.6 Pérdidas del Tubo de Aspiración

El tubo de aspiración (o desfogue) desempeña un papel importante en las turbinas de reacción, y es tanto más importante a medida que el número de revoluciones de la turbina aumenta. Además de actuar como guía de la descarga del agua, satisface una función como órgano recuperador de energía, contribuyendo a mejorar el rendimiento global de la unidad. Esta labor es desarrollada dada su geometría (en la mayoría de los casos, divergente) produciendo una desaceleración del agua que sale de la turbina, convirtiendo la energía cinética del líquido en energía de presión. En la Figura 3.15 se presenta un esquema de dicho tubo: En él, se señalan los niveles superior e inferior de agua de la turbina.

El punto 2 señala la salida del rodete, mientras el punto S y Z representan la salida del tubo de aspiración y el nivel inferior de aguas respectivamente. El valor de  $H_s$  es la diferencia de alturas entre el punto de salida del rodete (2) y el nivel inferior de agua (Z).

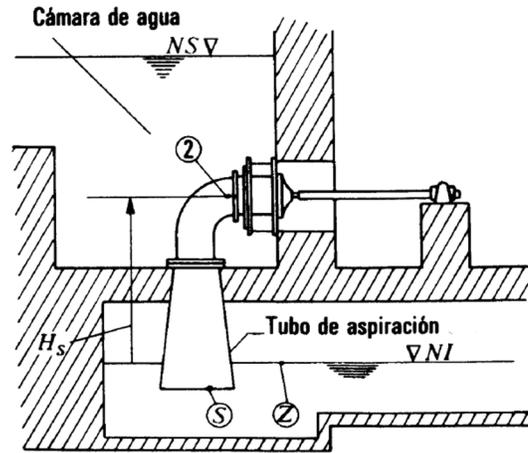


Figura 3.15 Esquema de tubo de aspiración de una turbina. Fuente: [8].

Para entender las pérdidas que se generan en esta estructura, se plantea la ecuación de Bernoulli entre los puntos 2 y Z [Ecuación (3.22)]:

$$\frac{p_2}{\rho g} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g} - H_{ra} = \frac{p_z}{\rho g} + z_z + \frac{v_z^2}{2g} \quad (3.22)$$

Donde:

$H_{ra}$  – Pérdida del tubo de aspiración, incluyendo las pérdidas por velocidad de salida del mismo ( $H_{r_{s-z}}$ ).

Tomando en cuenta una simplificación:

- $\frac{v_z^2}{2g} \approx 0$  – Al haber entregado ‘toda’ la energía del fluido al rodete.

La ecuación de Bernoulli para este caso, queda de la siguiente forma [Ecuación (3.23)]:

$$\frac{p_2}{\rho g} = - \left( H_s + \frac{v_2^2}{2g} \right) + H_{ra} + \frac{p_z}{\rho g} \quad (3.23)$$

Dicha ecuación pone en evidencia las funciones que desempeña éste órgano:

- Por un lado, recupera la altura de suspensión de la turbina, creando una depresión a la salida del rodete (Función aspiradora).
- Por otro lado, recupera la energía cinética a la salida del rodete, creando también una depresión a la salida del mismo (Función difusora).

Una manera de aproximar este valor ( $H_{ra}$ ) antes de tener la turbina seleccionada es: Aproximar a un valor razonable la altura neta  $H$ , luego se realizan todos los cálculos descritos en la sección 3.9.1 Potencia Disponible ( $P_D$ ), 3.9.2 Selección de Tecnología y 3.9.3 Geometría de las Turbinas. Una vez obtenida la altura  $H_s$  y suponer que la presión a la salida de la turbina es aproximadamente la mitad que la presión atmosférica, puede obtenerse esta pérdida con la Ecuación (3.23). Finalmente se debe realizar un proceso iterativo con el valor obtenido y la Ecuación (3.5) para obtener una nueva altura neta.

### 3.7 Cavitación

La termodinámica señala que un líquido entra en ebullición a una presión determinada, llamada presión de saturación ( $p_{sat}$ ) que depende de la temperatura, la cual, correlativamente se llama temperatura de saturación ( $t_{sat}$ ) para dicha presión. De este modo, por ejemplo, agua a 100°C entra en ebullición si la presión es  $(p_s)_{100^\circ C} = 1,014 [bar]$ , lo que no quita que pueda lograr la ebullición a otras temperaturas (por ejemplo, 25°C). Eso sí, debe ser a una presión determinada ( $(p_{sat})_{25^\circ C} = 0,03169 [bar]$ ). Los valores de  $p_{sat}$  en función de la temperatura se encuentran en las tablas de vapor del líquido en cuestión.

El fenómeno de cavitación se produce cuando la presión en algún punto o zona de la corriente de un líquido baja de un cierto valor, generando la ebullición parcial de una masa de agua determinada, al suceder esto, se crean ‘cavidades’ de vapor, las cuales transforman el fluido desde uno puramente líquido a una mezcla de líquido y vapor, disminuyendo con eso el caudal másico y también el rendimiento de la máquina, además de traer consigo efectos corrosivos y/o destructivos para las máquinas hidráulicas.

En el caso de las turbinas hidráulicas de reacción, el lugar más probable para producirse este fenómeno es a la salida del rodete. De la Ecuación (3.23) se desprende la facilidad con que en dicho segmento puede producirse cavitación: Si se eleva ‘excesivamente’ la altura de aspiración ( $H_s$ ) de la turbina (con el fin de, por ejemplo, proteger el alternador contra las posibles subidas de nivel del agua), la presión media  $p_2$  a la salida del rodete puede llegar a ser menor a  $p_{sat}$  y producirse cavitación. También puede ocurrir con pérdidas en ese sector muy pequeñas en comparación a la altura de aspiración y la velocidad de salida del rodete.

Los ensayos de cavitación tanto de bombas como de turbinas hidráulicas se llevan a cabo en modelos a escala reducida, la semejanza dinámica en estos ensayos queda garantizada si se hace en el modelo y en el prototipo determinado. De estos ensayos nace un parámetro para verificar la presencia de este fenómeno en los modelos a escala. El coeficiente de cavitación o coeficiente de Thomas ( $\sigma$ ) para turbinas hidráulicas se define como sigue [Ecuación (3.24)]:

$$\sigma = \frac{\frac{p_{amb} - p_{sat}}{\rho g} - H_s \text{ máx}}{H} \quad (3.24)$$

Donde:

$p_{amb}$  – Presión atmosférica.

$p_{sat}$  – Presión de saturación del vapor. Como las turbinas hidráulicas trabajan con agua fría,  $\frac{p_{sat}}{\rho g} \approx 0$ .

$H_{s\ máx}$  – Ver Figura 3.15: Valor máximo que  $H_s$  alcanza cuando tiene lugar la cavitación.

Este factor, en conjunto con otra variable de la turbina, como la velocidad específica ( $n_s$ ), puede ingresarse a una tabla de cavitación y tener una primera aproximación de la presencia del fenómeno de cavitación en algún caso en particular.

### 3.8 Caudal, Área y Velocidad

La configuración de la central hidráulica El Traro es bastante común. La bocatoma es una captación superficial que se ubica directamente aguas arriba del primer salto del río Cochrane. Consta básicamente de dos vanos con un umbral inferior y pantalla superior, controlados por dos compuertas planas de 3 metros de ancho por 1,4 metros de alto. El canal de aducción es de sección trapecial, excavado en roca y sin revestir. Tiene 2,5 metros de ancho basal, taludes de 1/3 (H/V) y 3,3 metros de altura. El largo total de este canal es de aproximadamente 121 metros. La cámara de carga es de paredes verticales revestidas de hormigón, de 5 metros de ancho y profundidad variable. Al término de la cámara nace una tubería de hormigón de 2 metros de diámetro, que antes de llegar a la casa de máquinas se bifurca en dos tuberías de 1,5 metros de diámetro cada una. El muro frontal de la cámara de carga tiene un arranque de otra tubería de 2 metros de diámetro con una tapa de cierre, para una etapa de expansión de la central. La casa de máquinas aloja a los dos equipos turbina-generador, órganos de regulación y seguridad. Cada turbina entrega el agua al río por medio de un canal con contrapendiente, de sólo 6 metros de largo y 3,8 metros de ancho.

Según los datos que entregó la empresa al alumno, los caudales en el canal se miden con respecto a la altura del agua en dicho canal, empero, al el caudal efectivo que es turbinado es el que pasa por la tubería de presión. Éste es regulado a través de la apertura de los álabes y tiene directa relación con el caudal que ingresa a la bocatoma del canal de aducción desde el brazo del río Cochrane. En términos simples, la diferencia de caudales tiene razón en conservar un nivel relativamente fijo de agua en el canal de aducción (al menos el suficiente para que no entre aire en la tubería de presión, que lleva agua hacia la turbina) cercano a la cota de 16 [ $m^3/s$ ] y de ese modo, no depender del caudal que ingresa al canal de aducción, que en algunos días del año, es menor nominal.

Los datos anteriores se trabajan con respecto a la sección transversal que tiene el canal, es por esto que a medida que aumenta la altura de agua en él, aumenta también el área transversal y el perímetro mojado de la sección.<sup>3</sup> Los datos de altura de agua en el canal, el área transversal que ella ocupa y el perímetro mojado, sirven para calcular el radio hidráulico ( $R_h$ ).

---

<sup>3</sup> Revisar la sección de Anexos, apartado B: Relación entre área transversal, perímetro mojado y  $R_h$ .

Ellos se encuentran en una tabla confeccionada con los datos de la geometría de dichas secciones transversales.<sup>4</sup> Un esquema de lo anterior se presenta en las Figura 3.16 y Figura 3.17 (Con base en el anexo C), de las cuales se desprenden las Ecuaciones (3.25), (3.26), (3.27) y (3.28).

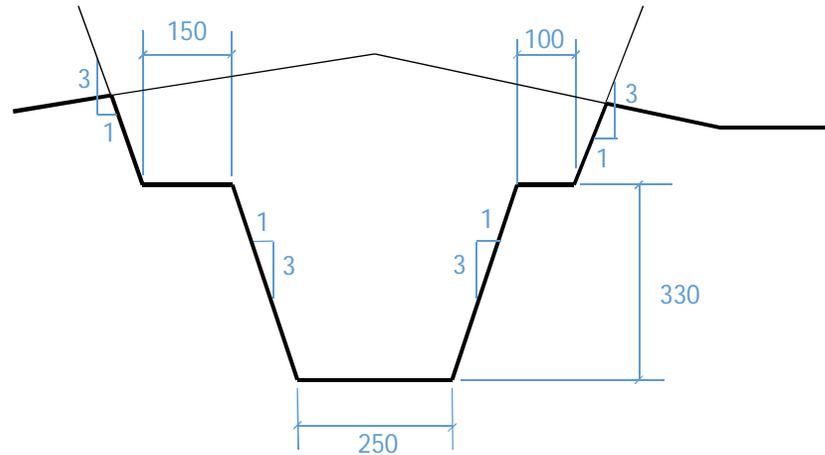


Figura 3.16 Representación de sección transversal A, medidas en centímetros. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo C.

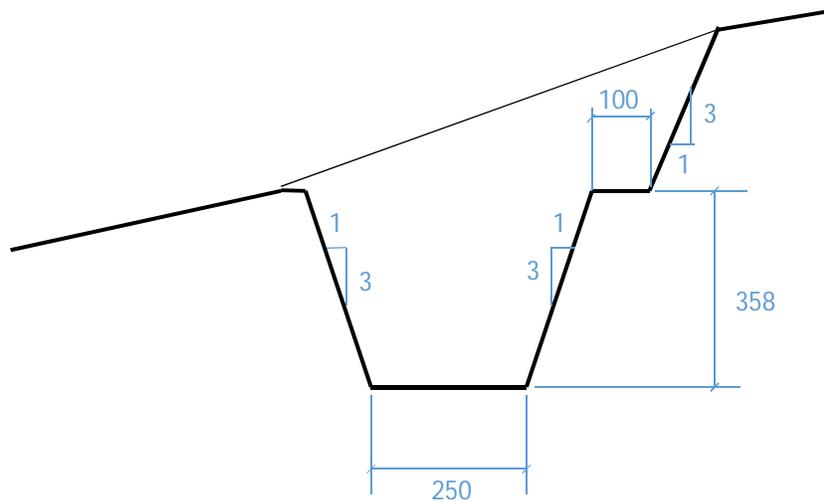


Figura 3.17 Representación de sección transversal B, medidas en centímetros. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo C.

$$\text{Área sección } A(h) \begin{cases} 250 \cdot h + \frac{1}{3} \cdot h^2 & , \text{si } h \leq 330 \text{ [cms]} \\ 118.800 + 720(h - 330) + \frac{1}{3} (h - 330)^2 & , \text{si } h > 330 \text{ [cms]} \end{cases} \quad (3.25)$$

$$\text{Perímetro sección } A(h) \begin{cases} 250 + 2,108 \cdot h & , \text{si } h \leq 330 \text{ [cms]} \\ 1.195,64 + 2,108 \cdot h & , \text{si } h > 330 \text{ [cms]} \end{cases} \quad (3.26)$$

<sup>4</sup> Revisar la sección de Anexos, apartado C: Perfil longitudinal canal de aducción.

$$\text{Área sección } B(h) = 250 \cdot h + \frac{1}{3} \cdot h^2, \text{ si } h < 358 \text{ [cms]} \quad (3.27)$$

$$\text{Perímetro sección } B(h) = 250 + 2,108 \cdot h, \text{ si } h < 358 \text{ [cms]} \quad (3.28)$$

Ahora bien, para determinar la velocidad del fluido en el canal, se puede recurrir a dos métodos distintos: Por un lado está el método de Chézy, por otro, el método de Bazin.

### 3.8.1 Método de Chézy

Este método utiliza como base la fórmula de Darcy-Weisbach para pérdidas primarias (sección 3.4.1) y le introduce una simplificación de la fórmula de Bernoulli para caudales uniformes y de sección transversal constante, además de cambiar el término del diámetro por el del radio hidráulico (sección 3.5). Este cambio se refleja en la Ecuación (3.29) como sigue:

$$\frac{z_1 - z_2}{L} = s = \frac{\lambda \cdot v^2}{8 \cdot g \cdot R_h} \quad (3.29)$$

Donde:

$s$  – Pendiente del canal.

Despejando la velocidad de la Ecuación (3.29), queda una expresión para ella, dada en la Ecuación (3.30):

$$v = \sqrt{\frac{8 \cdot g \cdot R_h \cdot s}{\lambda}} = \sqrt{\frac{8 \cdot g}{\lambda}} \cdot \sqrt{R_h \cdot s} \quad (3.30)$$

Y finalmente se tiene la ecuación de Chézy [Ecuación (3.31)]

$$v = Cte \cdot \sqrt{R_h \cdot s} \quad (3.31)$$

Esta constante puede calcularse de tres maneras:

- i. Por definición:  $Cte = \sqrt{\frac{8 \cdot g}{\lambda}}$
- ii. Por la fórmula de Bazin [Ecuación (3.32)] en función del parámetro  $m$  y el  $R_h$ . Los valores de dicho parámetro se encuentran en la Tabla 3.4.
- iii. Por la fórmula de Kutter [Ecuación (3.33)] en función del parámetro  $n$ , la pendiente  $s$  y del  $R_h$ . Los valores de dicho parámetro se encuentran en la Tabla 3.5.

$$C = \frac{87}{1 + \frac{m}{\sqrt{R_h}}} \quad (3.32)$$

$$C = \frac{23 + \frac{1}{n} + \frac{0,00155}{s}}{1 + \left(23 + \frac{0,00155}{s}\right) \cdot \frac{n}{\sqrt{R_h}}} \quad (3.33)$$

Tabla 3.4 Valores del parámetro  $m$  para fórmula de Bazin [Ecuación (3.32)]. Fuente: [8]

Material	$m$
Cemento alisado, madera cepillada .....	0,06
Ladrillos, piedras de sillería .....	0,16
Mampostería en bloques pequeños.....	0,46
Tierra regular.....	0,85
Tierra ordinaria.....	1,30
Paredes con hiera y fondos de guijarro.....	1,75

### 3.8.2 Método de Manning

Esta fórmula es utilizada para flujo uniforme en conducciones abiertas. La expresión de la fórmula es la Ecuación (3.34).

$$v = \frac{1}{n} \cdot R_h^{2/3} \cdot s^{1/2} \quad (3.34)$$

Donde los valores del coeficiente  $n$  se obtienen de la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Valores del parámetro  $n$  y  $1/n$  para fórmula de Kutter [Ecuación (3.33)] y de Manning [Ecuación (3.34)]. Fuente [8].

Material	$n$	$1/n$
Madera cepillada.....	0,010 - 0,011	100,0 - 90,9
Madera sin cepillar.....	0,012 - 0,014	83,3 - 71,4
Hormigón alisado.....	0,010 - 0,013	100,0 - 76,9
Hormigón en bruto.....	0,015 - 0,020	66,7 - 50,0
Ladrillos.....	0,013 - 0,017	76,9 - 58,8
Piedra: Desde pulimentada hasta canal de tierra con laterales de grava...	0,017 - 0,033	58,8 - 30,0
Tierra: Según tipo.....	0,018 - 0,030	55,6 - 33,3
Acero reblonado.....	0,017 - 0,020	58,8 - 50,0
Hierro fundido.....	0,013 - 0,017	76,9 - 58,8

### 3.9 Selección de Turbina

El proceso de selección de turbina es un proceso en el que se evalúan todos los recursos disponibles para elegir de mejor manera con respecto a los potenciales que se tienen.

#### 3.9.1 Potencia Disponible ( $P_D$ )

El cálculo de la potencia disponible responde a una primera gran aproximación del potencial de un recurso hidráulico final. Este tiene como variables principales al caudal y la altura, ambos valores máximos medidos (para diseñar), dado que de tomar promedios, se estaría desaprovechando recurso en caso de exceder la media. Los factores mencionados se conjugan en la Ecuación (3.35) que se presenta a continuación:

$$P_D = \frac{\eta \cdot \gamma \cdot Q \cdot H_n}{75 \cdot 1,36} \quad (3.35)$$

Donde:

- $\eta$  – Rendimiento de turbina y generador.
- $\gamma$  – Peso específico del agua.
- $Q$  – Caudal máximo de diseño.
- $H_n$  – Altura máxima del recurso hidráulico.

Este valor es una primera aproximación del total de energía disponible del recurso, para tener una noción de cuánto se podría generar.

#### 3.9.2 Selección de Tecnología

El siguiente paso para seleccionar una turbina tiene que ver con la selección de la tecnología. Según la altura y el caudal que se disponga, las turbinas –en la mayoría de las ocasiones- son del tipo Francis, Pelton o Kaplán.

Existe un conjunto de gráficas [6] que sirven de ayuda para la elección del tipo de turbina. Lo ideal es tener varios criterios de decisión, ya que en las transiciones y valores límites entre un tipo y otro, es donde radica la mayor importancia de hacer una buena elección.

Estas gráficas no entregan información sólo del tipo de turbina ideal para valores de caudal y altura disponibles, sino que también algunos valores que serán útiles a posterior.

- i. Un gráfico para la selección de turbinas [6], entrega un valor aproximado de la velocidad de rotación ( $n_s$ ) en función de la altura neta.
- ii. Con el valor aproximado de  $n_s$  y los valores conocidos de altura neta y potencia disponible, se calcula la velocidad de rotación ( $N_T$ ) a partir de la Ecuación (3.36):

$$N_T = \frac{n_s \cdot H_n^{5/4}}{CV^{1/2}} \quad (3.36)$$

Donde:

- $n_s$  – Velocidad específica.
- $H_n$  – Altura neta.
- $CV$  – Potencia unitaria disponible, en [CV].

- iii. El número de polos se calcula según el valor de la velocidad de rotación, acorde lo señalado por la Ecuación (3.37):

$$\# \text{ polos} = \frac{120 \cdot f}{N_T} \quad (3.37)$$

Donde:

- $f$  – Frecuencia de la red eléctrica nacional, en Hertz.

- iv. Luego de los pasos anteriores, se aproxima el número de polos a uno múltiplo de cuatro (criterio de selección), y se recalculan valores de  $n_s$  y  $N_T$  según las Ecuaciones (3.42) y (3.43):

$$N_T = \frac{120 \cdot f}{\# \text{ polos}} \quad (3.38)$$

$$n_s = \frac{N_T \cdot CV^{1/2}}{H_n^{5/4}} \quad (3.39)$$

- v. Además, con la velocidad específica y la Figura 3.18, puede obtenerse el coeficiente de velocidad ( $\Psi$ ).

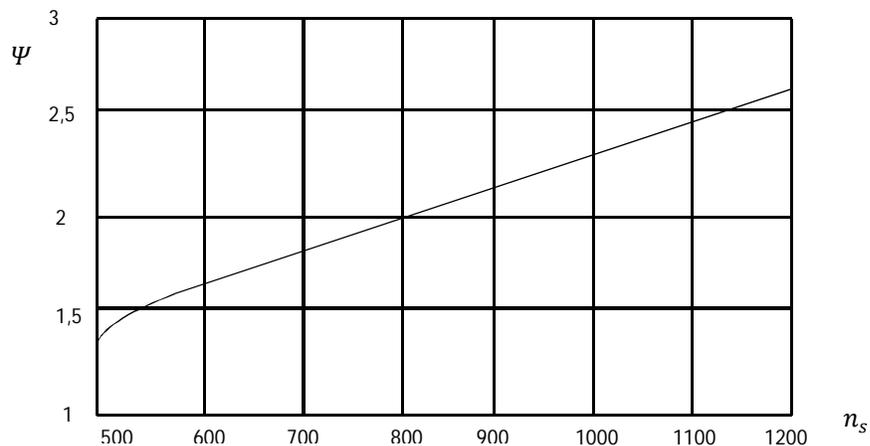


Figura 3.18 Valor del coeficiente de velocidad en función de la velocidad específica en una turbina Kaplan. Fuente: [6].

### 3.9.3 Geometría de las Turbinas

Determinar la geometría de la turbina es un proceso delicado y complejo, ya que depende de las elecciones que se hallan hecho anteriormente. De manera práctica, todos los supuestos que se hayan realizado repercuten en este punto. Acudiendo a la naturaleza del problema aquí planteado, se presentan antecedentes geométricos de las turbinas del tipo Kaplán.

Una vista de las principales dimensiones de la turbina Kaplán se presentan en la Figura 3.19.

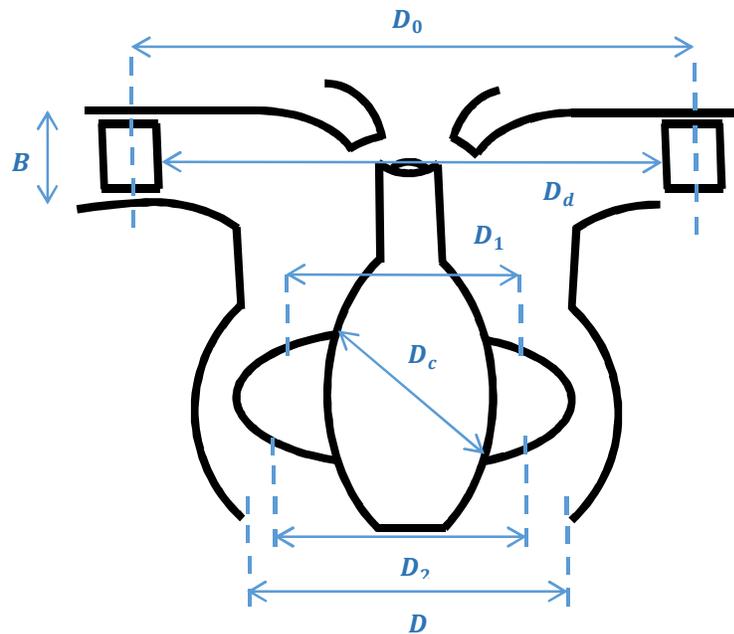


Figura 3.19 Dimensiones principales de una turbina Kaplán. Fuente: Elaboración propia.

Relacionado a la Figura 3.19 se presentan las siguientes ecuaciones:

- i. Diámetro de la turbina Kaplán ( $D$ ), Ecuación (3.40): Depende de la altura neta, el coeficiente de velocidad, la velocidad de rotación entre otras constantes.

$$D = \frac{60 \cdot \Psi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_n}}{\pi \cdot N_T} \quad (3.40)$$

- ii. Diámetro de cubo ( $D_c$ ): De la Figura 3.20 se obtiene una relación entre el diámetro de cubo y el diámetro Kaplán en función de la altura neta. Con esta relación más el resultado de la Ecuación (3.40) se obtiene el diámetro de cubo.

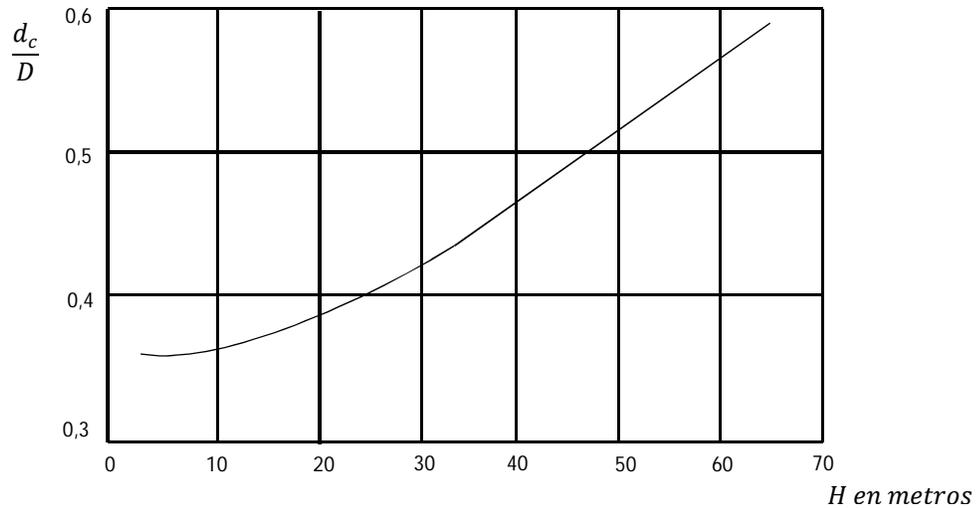


Figura 3.20 Relación entre  $D_c$  y  $D$  en función de la altura neta. Fuente: [6].

iii. Diámetros  $D_1$  y  $D_2$ , Ecuación (3.41):

$$D_1 = D_2 = \frac{D + D_c}{2} \quad (3.41)$$

iv. Diámetro medio del distribuidor ( $D_o$ ), Ecuación (3.42):

$$D_o = (1,2 \rightarrow 1,3) \cdot D \quad (3.42)$$

v. Altura del distribuidor ( $B$ ): De la Figura 3.21 se obtiene una relación entre la altura del distribuidor y el diámetro Kaplan en función de la velocidad específica. Con esta relación más el resultado de la Ecuación (3.40) se obtiene la altura del distribuidor.

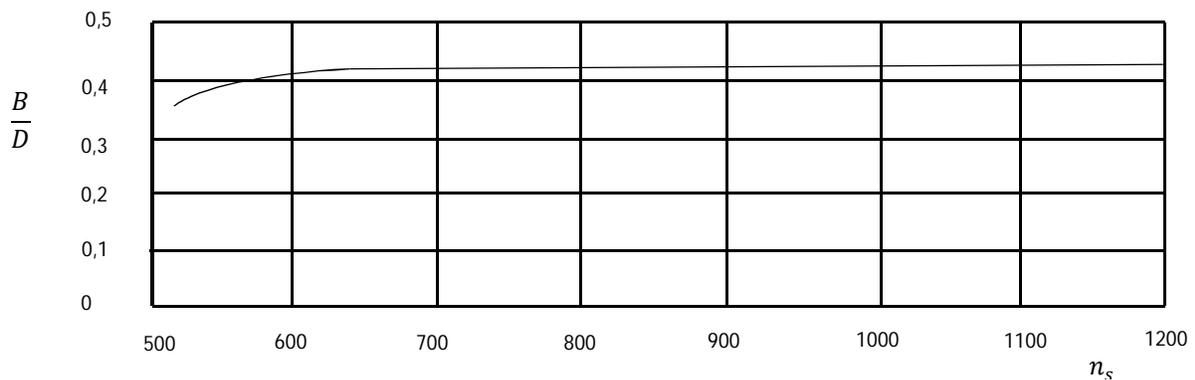


Figura 3.21 Relación entre  $B$  y  $D$  en función de la velocidad específica. Fuente: [6].

vi. Diámetro interno del distribuidor ( $D_d$ ), Ecuación (3.43):

$$D_d = D_o - 0,35 \cdot B \quad (3.43)$$

vii. Diámetro de entrada al caracol ( $D_e$ ), Ecuación (3.44):

$$D_e = 11,7 \cdot \left( \frac{Q}{H_n^{1/2}} \right)^{1/2} \quad (3.44)$$

Donde:

$Q$  – Caudal turbinado por cada turbina.

viii. Distancia entre meridianas ( $A$ ), Ecuación (3.45):

$$A = (0,4 \rightarrow 0,5) \cdot D \quad (3.45)$$

ix. Número de palas del rotor ( $z$ ): De la Figura 3.22 se obtiene el número de álabes en función de la altura neta. Con esta relación más el resultado de la Ecuación (3.2) se obtiene el número de palas del rotor.

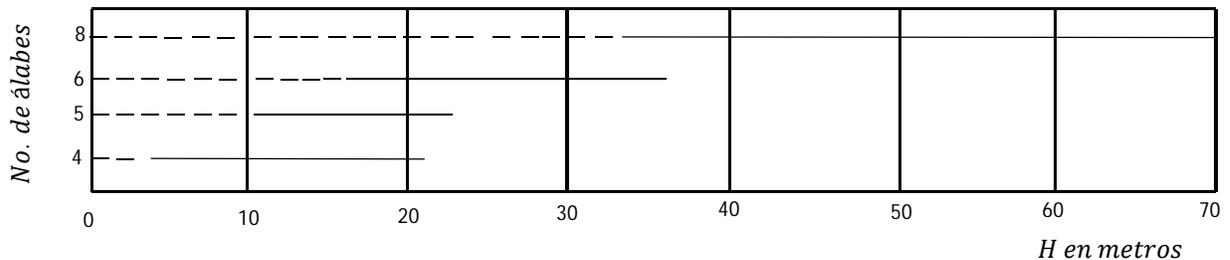


Figura 3.22 Número de álabes en función de la altura neta. Fuente: [6].

x. Posición de las turbinas con respecto al nivel aguas abajo o altura de aspiración ( $H_s$ ): De la Figura 3.23 se obtiene la altura de aspiración en función de la velocidad específica. Con esta relación más el resultado de la Ecuación (3.46) se obtiene la posición de las turbinas con respecto al nivel de agua.

$$\sigma = \frac{H_{at} - H_s}{H} \quad (3.46)$$

Donde:

$H_{at}$  –  $H_{at} = p_z/\gamma$ . De la Figura 3.15.

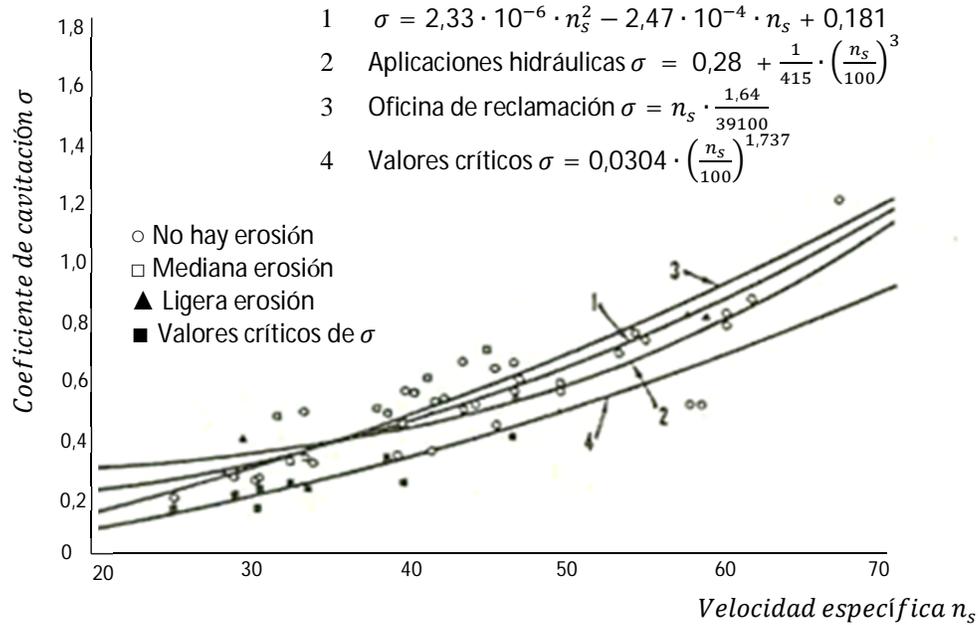


Figura 3.23 Coeficiente de cavitación en función de la velocidad específica. Fuente: [6].

### 3.9.4 Cinemática de la Turbina

- i. Salida o borde de fuga del álabe del distribuidor. Ecuación (3.47), (3.48) y (3.49) que se ilustran en la Figura 3.24:

$$V_{rd} = \frac{Q_{unitario}}{\pi \cdot B \cdot D_d} \quad (3.47)$$

$$V_{ud} = \frac{V_{rd}}{\tan(\alpha_d)} \quad (3.48)$$

$$V_d = \frac{V_{ud}}{\cos(\alpha_d)} = \frac{V_{rd}}{\sin(\alpha_d)} \quad (3.49)$$

Donde:

$\alpha_d$  – Ángulo de la velocidad de salida del distribuidor, [20° - 50°].

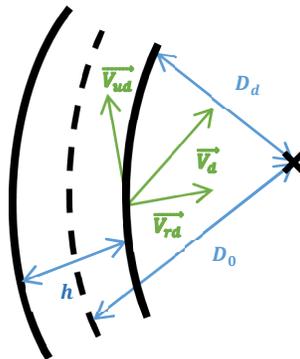


Figura 3.24 Representación de las velocidades al borde del álabe. Fuente: Elaboración propia.

ii. Balance de variación del momento de la cantidad de movimiento. Ecuación (3.50) y (3.51):

$$\frac{d}{dt}(m \cdot V_{ui} \cdot D_i) = 0 \rightarrow m \cdot V_{ui} \cdot D_i = cte. \quad (3.50)$$

En donde la masa es constante en régimen permanente

$$V_{u1} = \frac{V_{ud} \cdot D_d}{D_1} \quad (3.51)$$

### 3.9.5 Triángulos de Velocidades

Las fórmulas a continuación se explican en la Figura 3.25:

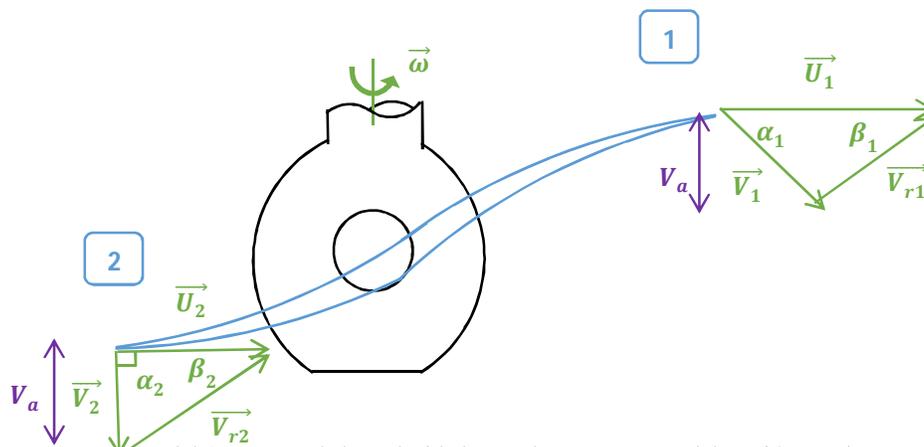


Figura 3.25 Esquema de las velocidades en el rotor. Fuente: Elaboración Propia.

i. Triángulo de velocidades de entrada al rotor (Punto 1). Ecuación (3.52), (3.53), (3.54), (3.55), (3.56) y (3.57):

$$u_1 = \frac{\pi \cdot N \cdot D_1}{60} \quad (3.52)$$

$$V_a = \frac{4 \cdot Q_{unitario}}{\pi \cdot (D^2 - D_c^2)} \quad (3.53)$$

$$\alpha_1 = \tan^{-1}\left(\frac{V_a}{V_{u1}}\right) \quad (3.54)$$

$$V_1 = \frac{V_{u1}}{\cos(\alpha_1)} \quad (3.55)$$

$$V_{r1} = \sqrt{V_1^2 + u_1^2 - 2 \cdot V_1 \cdot u_1 \cdot \cos(\alpha_1)} \quad (3.56)$$

$$\beta_1 = \sin^{-1}\left(\frac{V_a}{V_{r1}}\right) \quad (3.57)$$

- ii. Triángulo de velocidades de salida del rotor (Punto 2). Ecuación (3.58), (3.59), (3.60), (3.61) y (3.62):

$$u_2 = u_1 \quad (3.58)$$

$$V_2 = V_a \quad (3.59)$$

$$\alpha_2 = 90^\circ \text{ (Arbitrario de diseño)} \quad (3.60)$$

$$\beta_2 = \tan^{-1}\left(\frac{V_2}{u_2}\right) \quad (3.61)$$

$$V_{r2} = \frac{u_2}{\cos(\beta_2)} \quad (3.62)$$

- iii. Energía transferida ( $E$ ).

- Método 1 – Ecuación (3.63):

$$E = \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} + \frac{V_{r1}^2 - V_{r2}^2}{2} \quad (3.63)$$

- Método 2 – Ecuación (3.64):

$$E = u_1 \cdot V_{u1} \quad (3.64)$$

- iv. Coeficiente de utilización ( $\varepsilon$ ) – Ecuación (3.65):

$$\varepsilon = \frac{E}{E + \frac{V_2^2}{2}} \quad (3.65)$$

- v. Grado de reacción ( $GR$ ) – Ecuación (3.66):

$$GR = \frac{V_{r2}^2 - V_{r1}^2}{(V_1^2 - V_2^2) + (V_{r2}^2 - V_{r1}^2)} \quad (3.66)$$

- vi. Potencia teórica unitaria ( $\dot{E}$ ) – Ecuación (3.67):

$$\dot{E} = \rho \cdot Q \cdot E \quad (3.67)$$

### 3.10 Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico tiene que ver con las formas de organización tanto del sector de generación como de distribución de energía eléctrica en el país. Su labor es asegurar que la demanda sea cubierta en todo momento, teniendo en consideración el hecho que la energía no puede almacenarse, lo que implica que en todo momento la generación debe ser igual a la demanda. Esto es llevado a cabo mediante un complejo proceso de análisis de los sistemas energéticos, sus demandas y proyecciones, para generar un equilibrio entre estas variables y de este modo fijar un precio de venta de energía. [10]

#### 3.10.1 Partes del Mercado Eléctrico

Las partes de un mercado eléctrico básico son las siguientes:

- Proveedor de energía: Empresa productora de energía, mediante el método que se estime conveniente según las características que se posean en el lugar. El proveedor se compromete a inyectar la energía necesaria a la red del transportador para responder a la demanda de los clientes.
- Transportador de energía: Es la empresa que explota la red eléctrica de alta tensión para transportar electricidad. Dado el monopolio natural de este recurso, es común en los países que sólo sea una empresa la que ofrezca este servicio.
- Distribuidor de energía: Empresa a cargo de manejar la red eléctrica de media o baja tensión, que finalmente permite conectar la red de alta tensión a los empalmes de las casas de los clientes.
- Entidad reguladora: Es la encargada de coordinar los distintos actores del mercado eléctrico, es decir, hace el vínculo entre las diferentes empresas que trabajan la red y los clientes, tanto regulados como libres.
- Cliente: Son todas las personas o empresas que consumen (demandan) electricidad.

La Figura 3.26 muestra un esquema de la interacción de los distintos actores que componen el mercado eléctrico.

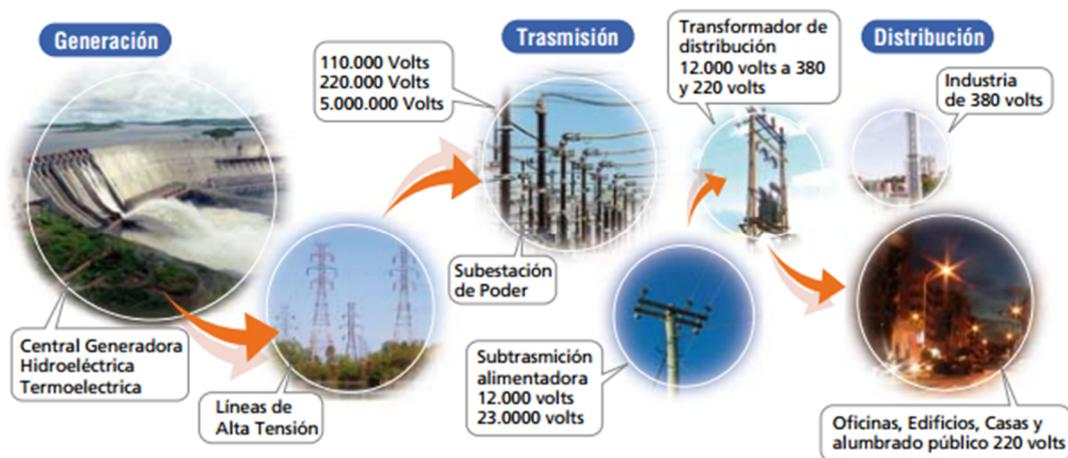


Figura 3.26 Diagrama del mercado eléctrico. Fuente [11].

Las generadoras son el grupo de empresas que poseen centrales de generación energética de diversos tipos. Se caracteriza por ser un mercado competitivo y basado en la tarificación marginal que entregan los entes reguladores. Las empresas generadoras se pueden clasificar según la demanda que abastecen en generadoras base o generadoras de punta: Las primeras abastecen la carga (consumo) base durante el día, corresponden a las tecnologías de generación más baratas y de lenta reacción. Mientras las segundas se encargan de igualar a cada momento la demanda con la oferta, usualmente son las centrales térmicas.

Los sistemas de transmisión son todas las líneas, transformadores y equipos en general destinados al transporte de energía desde los puntos de generación a los puntos de consumo o centros de distribución menores. En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres categorías:

- Sistema Troncal: Sistema cuya tensión nominal sea mayor o igual a 220 [kV], cuya magnitud no sea atribuida a un número reducido de clientes ni centrales generadoras y que posea flujos bidireccionales relevantes.
- Sistema de Subtransmisión: Este sistema opera a una tensión de 23[kV] y 110 [kV]. Tiene por función abastecer a grupos de consumidores finales o a empresas distribuidoras.
- Sistema de Transmisión Adicional: Líneas destinadas principalmente al suministro de usuarios libres (consumo mayor a 2 [MW]) y a centrales generadoras que inyectan su energía al sistema eléctrico.

Chile tiene cuatro sistemas interconectados sin conexión con países vecinos. Esto es debido a su geografía y a las grandes distancias entre los centros de consumo. En la Figura 3.27 se muestra la división de estos sistemas: En esa imagen se muestran los sistemas de transmisión, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se lleva un porcentaje cercano al 28% de la capacidad instalada del país, siendo su consumo generado principalmente por mineras. El Sistema Interconectado Central (SIC) se encuentra entre Taltal y Chiloé, con un 71% de la capacidad nacional instalada y abasteciendo a cerca del 90% de la población residencial del país. El sistema de Aisén, que abarca la región de Aysén y la provincia de Palena, posee el 0,3% del total instalado del país, su matriz posee tanto diesel, eólico e hidráulico. Por último, el sistema de Magallanes posee un 0,7% de la potencia instalada con una matriz fuertemente térmica, debido a la presencia local de gas natural.

### **3.10.2 Precio de Venta de Energía**

El precio de venta de la energía es un parámetro importante para la determinación de la factibilidad del proyecto de expansión. Es un indicador que permite establecer un punto de retorno de la inversión a la hora de la realización de un flujo de caja del proyecto. El sistema General Carrera es un sistema mediano y por tal, está sujeto a la tarificación de este tipo de sistemas acorde a lo estipulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

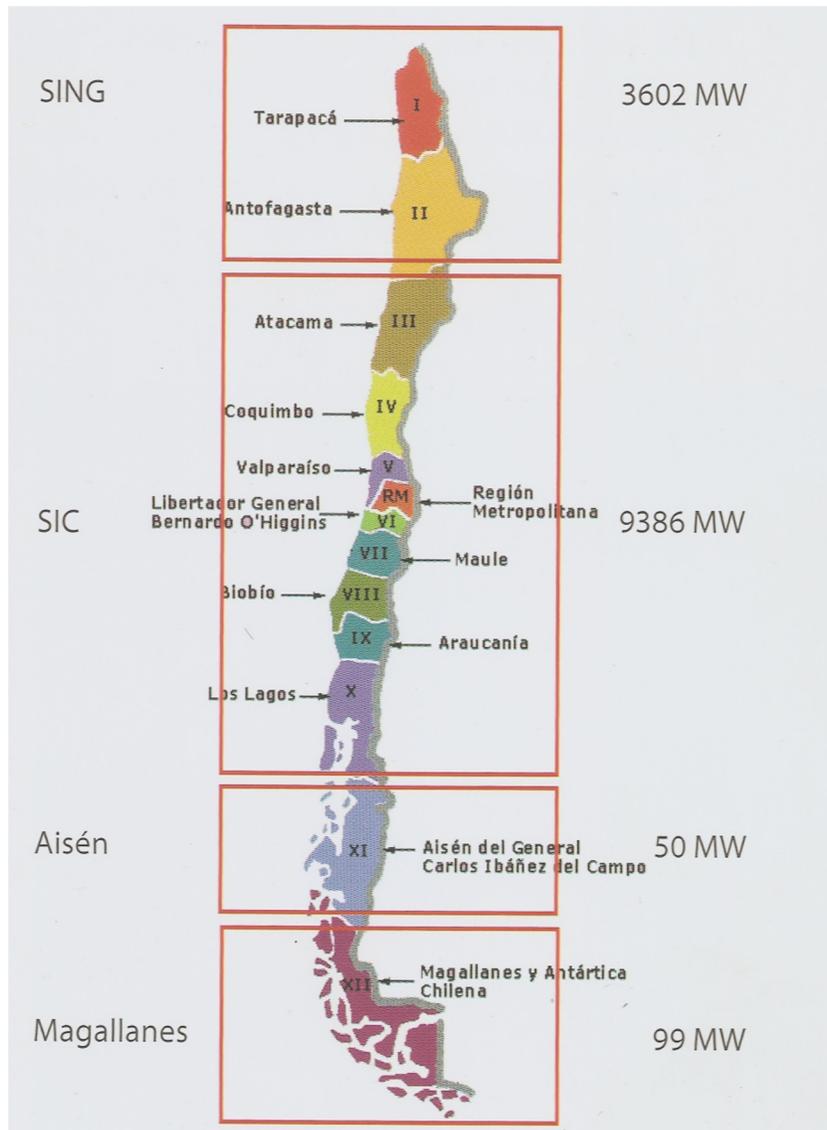


Figura 3.27 División del sistema de transmisión de Chile. Fuente: [11].

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 [kW] en capacidad instalada de generación la ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación:

- Precios a nivel de generación-transporte, denominados “Precios de Nudo” y definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.
- Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores, a precio libremente acordado.
- Mercado de las empresas distribuidoras, a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.
- El Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC), a costo marginal horario.
- El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución, por efectuar el servicio de distribución de electricidad, dado por la siguiente expresión:

Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución + Cargo Único por uso del Sistema Troncal.

Estos precios se ven reflejados según el tipo de clientes que se presentan. En el caso particular del sistema General Carrera se tienen dos tipos principalmente: BT1 y BT2. Estas diferenciaciones se generan dado el tipo de contrato. Mientras los primeros están relegados a una potencia menor a 10 [kW], los segundos tienen una medición de energía y el contrato de potencia. Esta diferenciación de precios se ve reflejada en el pliego tarifario que se encuentra disponible de forma pública en la página web de la compañía.

### **3.10.3 Proyección de Venta**

La proyección de venta es un proceso muy complejo que involucra muchas variables dentro de su desarrollo. Entre ellas se encuentran el estimado de producción en un período, la proyección del crecimiento del mercado, la variación de la demanda en el tiempo, entre otros. Todas ellas, variables muy sensibles a los cambios de indicadores tanto internos como externos y por lo tanto, requieren de un estudio acabado para cada una de ellas. Es por esto que en pro de la importancia técnica por sobre la económica de este trabajo, es que se realizan las simplificaciones siguientes:

- i. Los precios de venta de energía se mantienen fijos, tomando como referencia el pliego tarifario del mes de Noviembre del año 2016.
- ii. Según el informe de clasificación de SAESA de Abril de 2016 [12] cerca del 88% de los clientes regulados de Edelayesen son del tipo BT1, y el 12% restantes son de otro tipo. Además, la repartición de la energía queda con un 34% para clientes BT1 y el 66% restante para clientes de otro tipo. Con esto se hacen dos supuestos: El primero es escalar la situación de la empresa al sistema General Carrera, y el segundo es suponer que el porcentaje de clientes que no son del tipo BT1, son todos del tipo BT2.
- iii. La generación se proyecta acorde a datos de los últimos dos años de trabajo (2014 y 2015).

### 3.10.4 Proyección de Generación

La proyección de generación energética es un proceso bastante complejo en el cual influyen muchas variables, entre ellas están el aumento de la población, el crecimiento industrial del área, el crecimiento inmobiliario de la zona, entre muchas otras.

Existen por un lado, variados estudios de proyecciones energéticas, tanto a nivel país, del sistema completo de Aysén y del sistema General Carrera. La Tabla 3.6 presenta un set de datos obtenidos de un estudio realizado por GTD Ingenieros Consultores (Tarificación de sistemas medianos) [13] de proyección de energía y demanda máxima.

Tabla 3.6 Proyección de energía y demanda máxima, sistema General Carrera. Fuente: [13].

Año	Energía [MWh]	Demanda [MW]	Año	Energía [MWh]	Demanda [MW]
2013	9.335	1,76	2021	15.101	2,33
2014	9.857	1,79	2022	16056	2,47
2015	10.429	1,81	2023	17.076	2,63
2016	11.128	1,86	2024	18.169	2,80
2017	11.773	1,90	2025	19.338	2,98
2018	12.597	1,94	2026	20.589	3,17
2019	13.376	2,06	2027	21.927	3,38
2020	14.210	2,19			

Estos datos fueron tomados como un indicador de crecimiento y se trabajaron en una regresión hasta el año 2037. Los datos iniciales de generación para la proyección final de energía, son entregados por la empresa en varias planillas, éstas se resumen y presentan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7 Desglose mensual de generación por tipo, sistema General Carrera. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de SAESA.

Mes	Chile Chico	El Traro			TOTAL		TOTAL [kWh]
	Térmico	Térmico	Hidr. (5122)	Hidr. (5123)	Térmico	Hidráulico	
2014, Enero	365.336	17.363	236.090	227.380	382.699	463.470	846.169
2014, Febrero	306.888	37.511	212.680	202.840	344.399	415.520	759.919
2014, Marzo	329.982	38.902	243.170	230.980	368.884	474.150	843.034
2014, Abril	316.602	37.682	239.460	237.350	354.284	476.810	831.094
2014, Mayo	333.970	53.042	245.490	243.820	387.012	489.310	876.322
2014, Junio	361.541	58.171	231.200	219.910	419.712	451.110	870.822
2014, Julio	350.853	55.241	247.770	246.890	406.094	494.660	900.754
2014, Agosto	338.495	48.710	248.400	247.780	387.205	496.180	883.385
2014, Septiembre	307.192	26.987	237.530	237.510	334.179	475.040	809.219
2014, Octubre	312.942	25.745	245.210	237.960	338.687	483.170	821.857
2014, Noviembre	309.168	31.011	234.870	228.670	340.179	463.540	803.719
2014, Diciembre	346.942	28.095	243.550	238.710	375.037	482.260	857.297

2015, Enero	450.904	30.126	240.130	234.170	481.030	474.300	955.330
2015, Febrero	329.280	29.456	224.230	223.320	358.736	447.550	806.286
2015, Marzo	345.795	53.686	243.800	240.500	399.481	484.300	883.781
2015, Abril	325.748	56.773	232.380	235.940	382.521	468.320	850.841
2015, Mayo	372.991	62.623	238.750	231.980	435.614	470.730	906.344
2015, Junio	378.558	68.007	235.260	232.530	446.565	467.790	914.355
2015, Julio	387.681	58.434	246.860	246.580	446.115	493.440	939.555
2015, Agosto	394.993	55.419	244.760	241.330	450.412	486.090	936.502
2015, Septiembre	353.018	41.705	237.500	232.870	394.723	470.370	865.093
2015, Octubre	343.369	37.538	248.000	245.740	380.907	493.740	874.647
2015, Noviembre	355.583	33.042	240.850	238.590	388.625	479.440	868.065
2015, Diciembre	395.893	32.569	243.960	242.680	428.462	486.640	915.102

De lo anterior se puede ver como en total, en el año 2014 se generaron 10.103,6 [kWh], mientras que el 2015 fueron 10.715,9 [kWh].

### 3.11 Costos

A continuación se presentan datos de aproximaciones a costos de generación, combustible, obras civiles, entre otros. Se entiende una aproximación en el sentido del dinamismo de cambio de valores de estos ítems según indicadores económicos o situaciones fortuitas que hagan variar los valores aquí señalados.

#### 3.11.1 Costos Fijos y Variables

Existen diversos estudios que informan acerca de los costos fijos y variables de centrales hidráulicas. Uno de ellos, emitido por el Ministerio de Energía [15], informa sobre costos fijos y variables de operación y mantenimiento (O&M) en el sistema General Carrera, diferenciando según el tipo de tecnología de generación. Estos costos se presentan en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8 Desglose de costos de O&M, sistema General Carrera. Fuente: Elaboración propia a partir de [15]

Tecnología	Costo Fijo [CLP/kW-año]	Costo Variable [CLP/MWh]
Hidráulica de Pasada	90.541	6.721
Diésel	81.314	190.091

Uno de los archivos entregados por la empresa al alumno, es una tabla con costos variables de generación para tecnología diésel, esto se muestra en sección de anexos, apartado E. Para validar los datos resumidos en la Tabla 3.8 se obtiene un promedio de los valores de la tabla de dicho apartado y se igualan unidades. Así, el promedio de los costos variables de generación diésel llega a la suma de casi 250 [USD/MWh], valor que llevado a unidades de la Tabla 3.8 se aproxima a 167.260 [CLP/MWh]; este número difiere cerca de un 10% del valor entregado en dicha tabla, razón por la cual se validan los datos anteriores para llevar a cabo un flujo de caja lo más fidedigno posible.

### 3.11.2 Costos de Inversión

Tanto de datos facilitados por la empresa como de estudios públicos del sistema General Carrera, se obtiene información acerca del costo de inversión de la central el Traro, con eso puede escalarse (en una primera aproximación) los costos por kilowatt de los órganos generadores, mano de obra y costos de traslados. Lo anterior se muestra en la Tabla 3.9 que se obtiene de la recopilación de datos de todas las centrales (Chile Chico y el Traro) del sistema mencionado. Además, en la Tabla 3.10 se presenta un desglose según ítem de gastos.

Tabla 3.9 Valores promedio de instalación de equipos en central. Fuente: Elaboración propia a partir de [13], [14] y [15].

Promedio Inversión		
Central	Tipo	[USD/kW]
Chile Chico	Térmico	581,8
El Traro	Térmico	487,9
El Traro	Hidráulico	3.308,6

Tabla 3.10 Desglose de gastos por central. Fuente: Elaboración propia a partir de [13].

Desglose de gastos					
Central	Parámetro	Equipo Hidro-Mecánico	Equipo Generación	Gastos Legales y Ambientales	Elementos Menores
Traro Hidráulico	[USD/kW]	116,1	1480,2	298,1	7,9
	[%]	3,5	44,7	9,0	0,2
Traro Térmico	[USD/kW]	0,0	253,0	0,0	18,1
	[%]	0,0	51,9	0,0	3,7
Central	Parámetro	Obras Eléctricas	Terreno	Obras Civiles	Total
Traro Hidráulico	[USD/kW]	155,7	10,6	1240,1	3308,6
	[%]	4,7	0,3	37,5	100,0
Traro Térmico	[USD/kW]	42,2	12,0	162,6	487,9
	[%]	8,6	2,5	33,3	100,0

#### 3.11.2.1 Generador hidráulico

En el caso del equipo hidromecánico (turbina hidráulica y generador), su valor es inversamente proporcional a su potencia y puede estimarse de una manera más prolija, en una relación de función potencia [13]. Es así como se presenta la Figura 3.28 con valores de unidades hidráulicas con su respectivo generador de los sistemas de Palena, Aysén y General Carrera.

De aquella figura se obtiene una relación para el costo por kilowatt según la potencia del equipo instalado, siendo esta más precisa que el valor de la Tabla 3.10, dado que ese valor es para una potencia instalada específica en la central El Traro (640 [kW]). Lo anterior se resume en la Ecuación (3.68).

$$y = 13.222 \cdot x^{-0,414} \quad (3.68)$$

### 3.11.2.2 Generador térmico

Al igual que en el caso hidráulico, los equipos de generación térmica varían su valor según la potencia de ellos. Aunque su variabilidad no es tan grande como el caso hidráulico, vale la pena hacer la diferenciación de costo según potencia. La Figura 3.29 presenta datos obtenidos del mismo estudio del inciso anterior, esta vez, para unidades de generación térmicas.

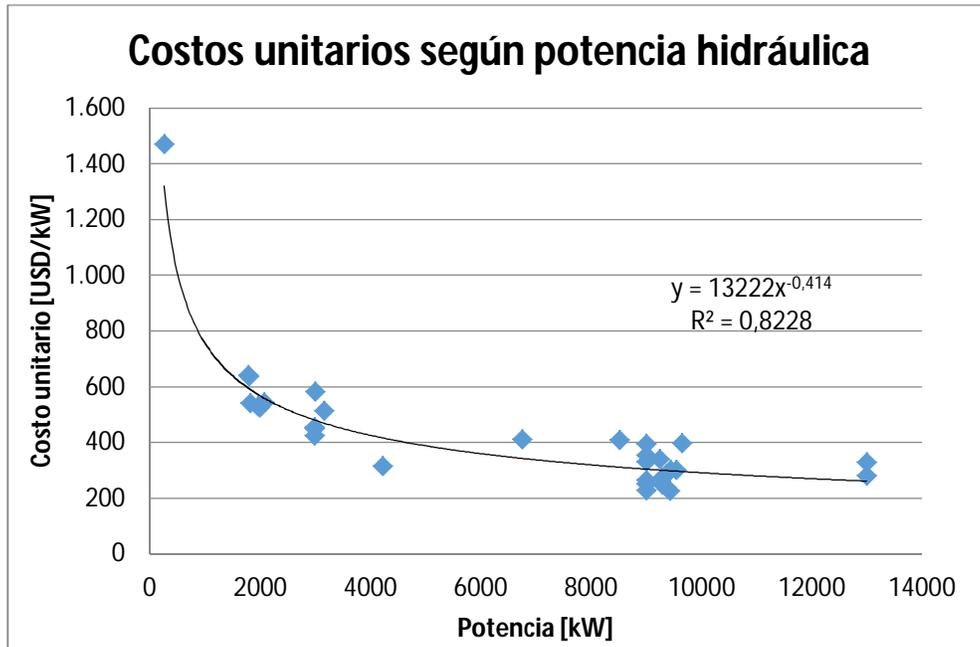


Figura 3.28 Regresión de costos unitarios en unidades hidráulicas. Fuente Elaboración propia a partir de [13].

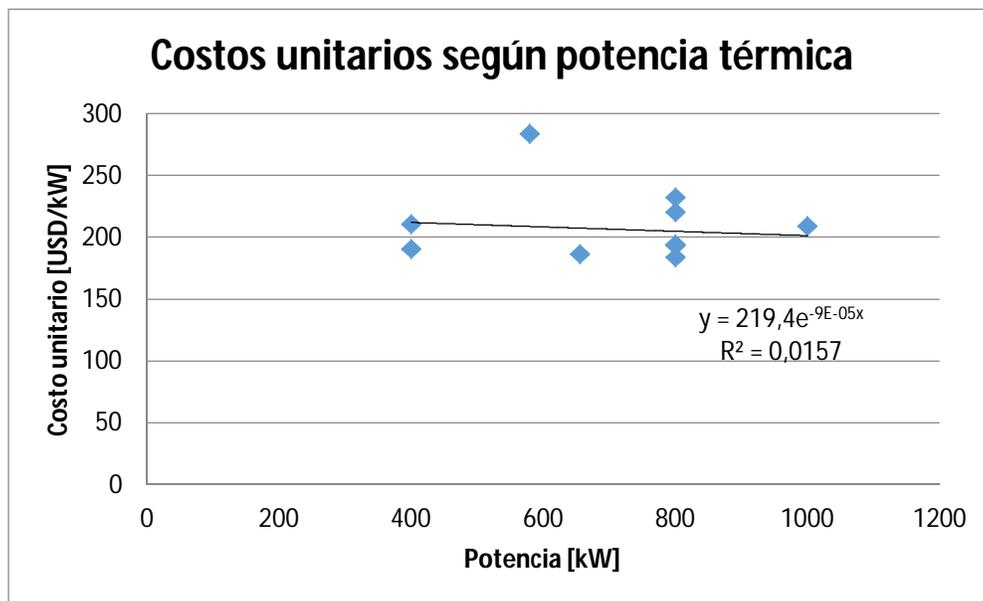


Figura 3.29 Regresión de costos unitarios en unidades térmicas. Fuente Elaboración propia a partir de [13].

A pesar de que el parámetro  $R^2$  dista mucho de la unidad, puede verse que la regresión es una buena aproximación según lo que significan los puntos de la gráfica. Más aún, podría asegurarse que cualquier valor entre 170 y 230 [USD/kW] está dentro de un rango aceptable de valores, según lo que estos significan. La Ecuación (3.69) muestra el resultado de la regresión hecha a los datos de la gráfica anterior.

$$y = 219,4 \cdot e^{-0,00009 \cdot x} \quad (3.69)$$

## 4 Resultados

Los principales resultados del trabajo realizado son:

### 4.1 Casos de Estudio

Dentro del presente estudio, y en conversaciones con el personal de la central ‘El Traro’, se realiza un análisis de tres situaciones distintas para encontrar la mejor en términos económicos (mejor VAN, menor TIR y tiempo de retorno) y técnicos (mantenimientos, operación y otros). En todas ellas el caudal de operación de la central sube de 8 [m<sup>3</sup>/s] a 16 [m<sup>3</sup>/s], ya que todas las obras civiles de bocatoma y canal de aducción están diseñadas para ese caudal. La diferencia radica en las unidades instaladas en la central y la red hidráulica que se necesita para ello.

Las alternativas que se analizan son las siguientes:

- i. Caso 1: Reemplazar las dos turbinas existentes por unas que doblen (aproximadamente) su capacidad, lo que entregará una central con una potencia instalada próxima a 1,4 [MW] y dos unidades con cerca de 700 [kW] cada una.
- ii. Caso 2: Agregar a la situación actual, una turbina de potencia hidráulica igual a la que posee la central actualmente, dejando así la central con una potencia cercana a los 1,4 [MW] y tres unidades: Dos ya existentes de 320 [kW] y una nueva rondando los 700 [kW].
- iii. Caso 3: Reemplazar las dos turbinas actuales por una sola unidad que canalice todo el caudal que maneja la centra, con una potencia cercana a 1,5 [MW].

### 4.2 Simplificación de la Ecuación de Bernoulli

De la Ecuación (3.6) y dado este caso particular (canal de aducción), se atienden las dos simplificaciones posibles:

- a) Términos de presión: Al estar todos los puntos del recorrido del caudal en el canal sometidos a presión atmosférica, los primeros términos de cada lado de la ecuación son iguales, por lo que se cancelan, quedando dicha ecuación convertida en la Ecuación (4.1):

$$z_1 + \frac{v_1^2}{2g} - H_r = z_2 + \frac{v_2^2}{2g} \quad (4.1)$$

- b) Términos de velocidad: Para poder afirmar que los términos que contienen la velocidad de caudal son iguales, primero se debe probar que las áreas transversales son iguales. Para esto, se toman las Figura 3.16 y Figura 3.17 para analizar el área en ambas secciones.

De ellas se observa que la geometría del canal es la misma: ambos tienen 250 centímetros de base, con una barrera que se extiende sobre ellas de pendiente 3/1. Es por esto que con un nivel de agua inferior a los 330 centímetros en la canal se tiene que a lo largo del primer tramo de éste (desde bocatoma hasta cámara de carga), los valores de las áreas transversales

son iguales. Razón por la cual las velocidades a lo largo de este tramo son iguales, y la eliminación de los términos de velocidad en la ecuación de Bernoulli simplificada (4.1) es válida. Por lo cual, la nueva ecuación para pérdidas lineales en dicho tramo queda como se ve a continuación en la Ecuación (4.2):

$$z_1 - H_{r \text{ prim.}} = z_2 \quad (4.2)$$

### 4.3 Pérdida de Carga Antes de la Turbina

Acorde a lo presentado en la Figura 4.1 se tienen dos tramos de pérdidas lineales en la canal antes de la turbina, estos se diferencian principalmente en el tipo de tubería: Mientras el primer tramo corresponde a un conducto abierto (Canal de aducción), el segundo tramo a un conducto cerrado (Tubería de presión).

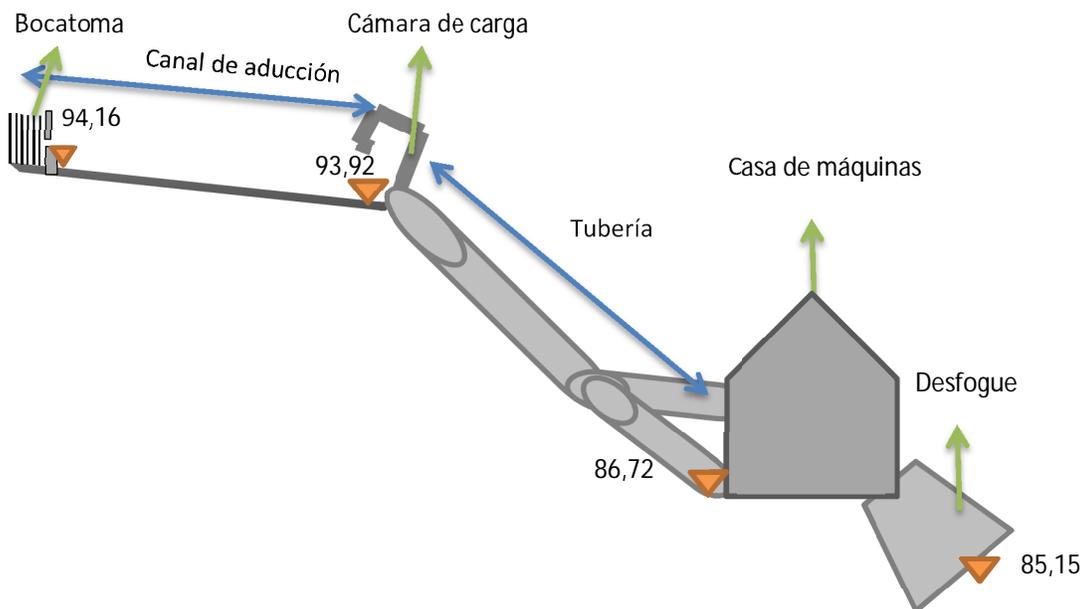


Figura 4.1 Esquema de la central hidráulica, por tramos. Fuente: Elaboración propia a partir de documento anexo A.

#### 4.3.1 Primer Tramo

El primer tramo corresponde al canal de aducción, éste equivale a los primeros 121 metros de canal, desde bocatoma hasta la cámara de carga. En este tramo, se identifican tres secciones, las que se llamarán para fines prácticos: “Primaria 1” y “Primaria 2” (Pérdidas primarias, línea recta) y “Secundaria 1” (Pérdida secundaria, curvatura de la canal). Los puntos de partida y fin se muestran en la Tabla 4.1, valores obtenidos del documento anexo C. La Figura 4.2 muestra un esquema de esta sección a partir de la figura presente en el anexo antes mencionado.

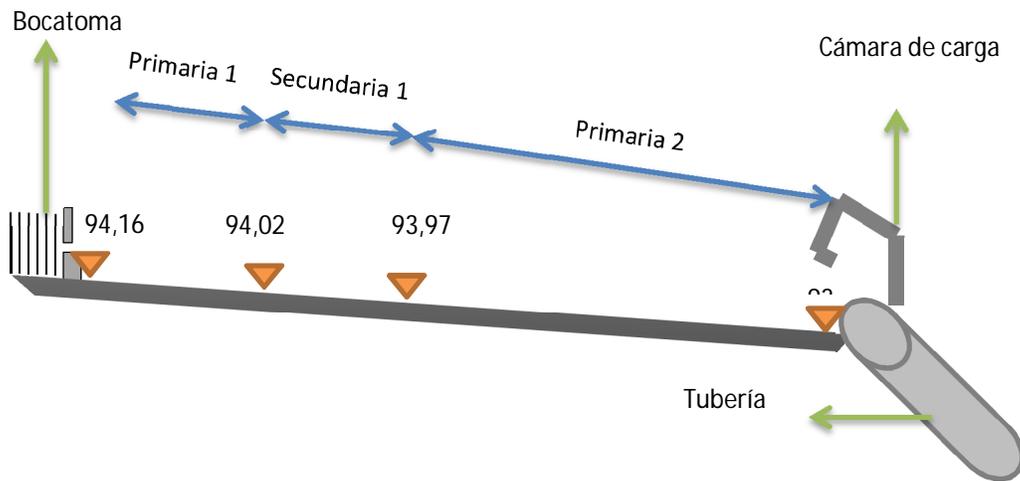


Figura 4.2 Esquema del canal de aducción. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo C.

Tabla 4.1 Datos de la división de secciones del primer tramo. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo C.

Tramo	Inicio (Altura [m])	Fin (Altura [m])	Largo [m]	Pendiente
Primaria 1	94,16	94,11	24,57	-0,00198
Secundaria 1	94,11	94,06	23,97	-0,00198
Primaria 2	94,06	93,92	72,65	-0,00198

Ahora bien, reordenando la Ecuación (4.2) se tiene lo siguiente [Ecuación:(4.3)]:

$$H_{r \text{ prim.}} = z_1 - z_2 \quad (4.3)$$

Con  $z_1 > z_2$ . Luego, las pérdidas por tramo (en Primaria 1 y Primaria 2) quedan ilustradas en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Valores de pérdidas primarias en primer tramo. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 1	$H_{r \text{ prim-1}}$	0,048
Primaria 2	$H_{r \text{ prim-2}}$	0,143

Para el caso de las pérdidas secundarias, se utiliza el primer método en desmedro del segundo, por adecuarse éste mejor a la geometría del problema. Primero se busca la relación entre el radio de curvatura y el diámetro de la canal. Para el radio de curvatura se utiliza el documento anexo A, del cual se obtiene una medida de radio cercana a los 16,7 metros. Luego, para la obtención del diámetro de la tubería se utiliza el radio hidráulico. Para esto se utiliza el valor máximo del caudal de diseño ( $16 \text{ [m}^3/\text{s}]$ ), que corresponde a una altura aproximada de  $261,76 \text{ [cms]}^5$ . Con esto más los datos aportados por el documento anexo C, se obtiene un valor para el radio hidráulico cercano a

<sup>5</sup> Revisar la sección de Anexos, apartado D: Cálculo de distancia media de tramo 'Secundaria 1'.

los 1,1 metros. Con ambos datos, se busca el cociente entre ellos para obtener un valor del coeficiente de pérdidas secundarias ( $\zeta$ ) en la Tabla 3.3 [Ecuación (4.4)].

$$\frac{r}{D} = \frac{r}{4 \cdot R_h} = \frac{16,7}{4 \cdot 1,1} = 3,79 \quad (4.4)$$

Con este valor, el coeficiente  $\zeta$  [Ecuación (3.12)] toma un valor cercano a 0,151.

Para calcular la pérdida secundaria asociada a este codo, según la Ecuación (3.11), aún falta determinar la velocidad media en esta sección. Para ello, se toma la fórmula de Manning [Ecuación (3.34)] con un coeficiente  $n$  de valor igual a 0,037.<sup>6</sup> Con los valores de  $n$ ,  $R_h$  y  $s$  ya determinados, no queda más que reemplazar para obtener la velocidad de dicho tramo [Ecuación (4.5)]:

$$v = \frac{1}{n} \cdot R_h^{2/3} \cdot s^{1/2} = \frac{1}{0,0374} \cdot 1,1^{2/3} \cdot 0,00198^{1/2} = 1,27 \left[ \frac{m}{s} \right] \quad (4.5)$$

Finalmente con todos los valores calculados (y una aceleración de gravedad  $g = 9,81 [m/s^2]$ ), se utiliza la Ecuación (3.11) [Ecuación (4.6)]:

$$H_{r \text{ sec} - \text{codo } 1} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,151 \cdot \frac{1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 0,012 [m] \quad (4.6)$$

Con esto, las pérdidas en el canal de aducción quedan resumidas en la Tabla 4.3:

Tabla 4.3 Resumen de pérdidas en canal de aducción. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 1	$H_{r \text{ prim}-1}$	0,048
Secundaria 1	$H_{r \text{ sec} - \text{codo } 1}$	0,012
Primaria 2	$H_{r \text{ prim}-2}$	0,143

### 4.3.2 Segundo Tramo

En este tramo se hacen diferencias según los casos a analizar señalados en el punto 4.1 Casos de Estudio. Este tramo corresponde a la tubería de aducción, que se encuentra entre la cámara de carga y la entrada a la turbina. Los puntos de partida y fin se encuentran a alturas de 90,77 [m] (cámara de carga) y 86,72 [m] (nivel del eje de turbina). Actualmente, se divide en tres tramos según material y diámetro:

---

<sup>6</sup> Revisar la sección de Anexos, apartado F: Cálculo de coeficientes  $n$  y  $m$ , para fórmula de Manning y Chézy.

- i. El primer tramo va desde la cámara de carga (90,77 [m]) hasta una altura de 87,91 [m]. Con una longitud aproximada de 13,7 [m], es una tubería de hormigón armado de 2 [m] de diámetro. La bifurcación a la altura antes mencionada es del mismo material.
- ii. Desde la bifurcación anterior hasta una altura de 86,72 [m] nacen dos tuberías individuales de hormigón armado de 1,5 [m] de diámetro. Cada una con una longitud aproximada de 5,6 [m].
- iii. Finalmente, y hasta la válvula mariposa que está a pocos metros agua arriba de la turbina, hay dos tuberías respectivas, individuales y de acero. El diámetro es de 1,5 [m], con una longitud aproximada de 9,9 [m].

En el transcurso de ella, se encuentran algunas irregularidades importantes: dos curvaturas (Secundaria 2 y 4), una bifurcación en forma de ‘Y’ (Secundaria 3) y una válvula mariposa (Secundaria 5), las cuales generan pérdidas del tipo secundarias. La Figura 4.3 muestra una ‘vista superior’ de esta sección a partir de planos entregados por la empresa. Los nombres de ‘Primaria’ y ‘Secundaria’ cumplen el rol de identificar la sección correspondiente y el tipo de pérdida asociada a cada tramo.

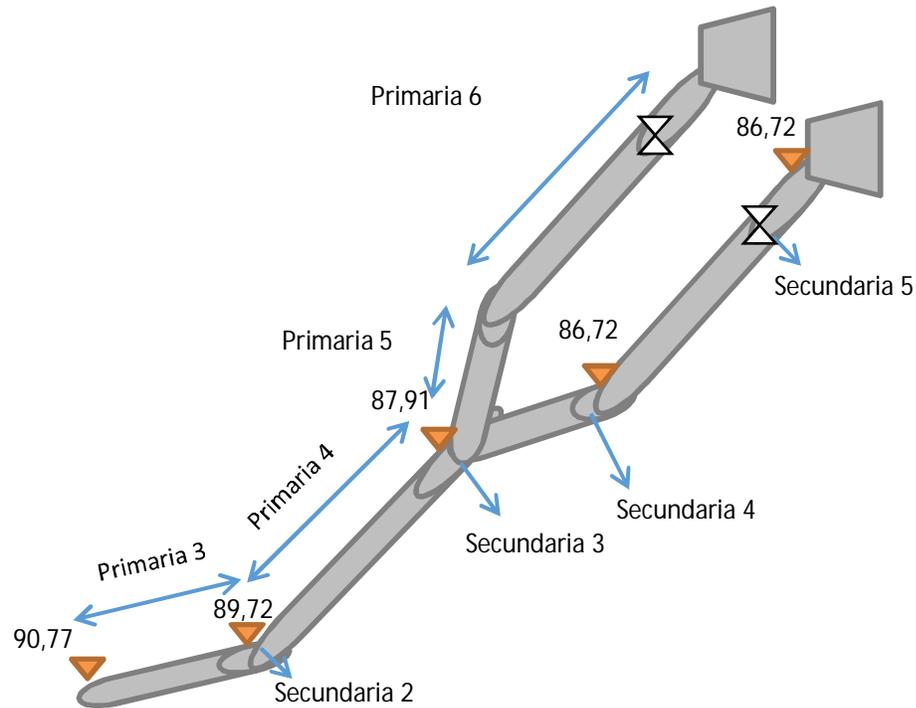


Figura 4.3 Esquema de la tubería de presión. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo A.

#### 4.3.2.1 Caso 1

La distribución de las tuberías en este caso es la misma que la condición inicial (Figura 4.3), la única diferencia es la variación de los diámetros. Ellos se modifican según lo indica la Tabla 4.4. Además, en ella se señalan los puntos relevantes de largo y alturas.

Tabla 4.4 Datos de la división de secciones del segundo tramo, caso 1. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Diámetro [m]	Inicio (Altura [m])	Fin (Altura [m])	Largo [m]	Pendiente
Primaria 3	2,82	90,77	89,97	3,81	-0,209
Secundaria 2	2,82	89,97	89,14	2,98	-0,209
Primaria 4	2,82	89,14	87,91	6,92	-0,209
Secundaria 3	-	87,91	87,91	-	-
Primaria 5	2,12	87,91	87,13	3,70	-0,209
Secundaria 4	2,12	87,13	86,72	1,85	-0,209
Primaria 6	2,12	86,72	86,72	9,90	-
Secundaria 5	2,12	86,72	86,72	-	-

Las pérdidas primarias de las tuberías de presión se calculan del siguiente modo: De los dos tipos de tuberías (liso y rugoso) se opta por el rugoso, dado que es el caso más desfavorable. Acudiendo a la Ecuación (3.7) para pérdidas lineales en tuberías, se busca el coeficiente de rugosidad absoluta  $k$  en la Tabla 3.2. Los valores obtenidos para cada caso, se muestran en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Valores de coeficiente de rugosidad relativa por tramo, caso 1. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Coefficiente $k$
Primaria 3	0,30
Primaria 4	0,30
Primaria 5	0,30
Primaria 6	0,15

Luego, con los datos de la Tabla 4.5 y los diámetros de cada sección de la Tabla 4.4, se calcula con la Ecuación (3.10) los valores del coeficiente de pérdida de carga primaria para cada tramo. Estos valores se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Valores de coeficiente de pérdida de carga primaria por tramo, caso 1. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Coefficiente $\lambda$
Primaria 3	0,0121
Primaria 4	0,0121
Primaria 5	0,0128
Primaria 6	0,0112

Los valores de velocidad en cada tramo, quedan dados por la definición de caudal. Al conocerse estos valores y los del área respectiva. Se muestran los resultados en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7 Valores de caudal, área y velocidad por tramo, caso 1. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Caudal [ $m^3/s$ ]	Área [ $m^2$ ]	Velocidad [ $m/s$ ]
Primaria 3	16	6,28	2,54
Primaria 4	16	6,28	2,54
Primaria 5	8	3,53	2,26
Primaria 6	8	3,53	2,26

Finalmente, las pérdidas primarias por tramos del caso uno (y una aceleración de gravedad  $g = 9,81 [m/s^2]$ ) calculadas con la Ecuación (3.7), se muestran en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8 Valores de pérdidas primarias por tramo, caso 1. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 3	$H_{r\ prim-3}$	0,0053
Primaria 4	$H_{r\ prim-4}$	0,0097
Primaria 5	$H_{r\ prim-5}$	0,0058
Primaria 6	$H_{r\ prim-6}$	0,0135

Para las pérdidas secundarias, se realiza el cálculo caso por caso:

- a) Pérdida secundaria 2: Este tipo de pérdida en forma de codo está dada por la Ecuación (3.11). El término de velocidad es conocido, sólo falta determinar el coeficiente adimensional de pérdida de carga. Éste, de la Tabla 3.3 se da en función del coeficiente entre el radio de curvatura y el diámetro de la tubería. Acorde a planos entregados por la empresa, se obtiene un valor para el radio de curvatura cercano a 5,18 [m], lo que sumado al diámetro de la tubería en este tramo (2,82 [m]), entrega un valor de dicho coeficiente dado por la Ecuación (4.7):

$$\frac{r}{D} = \frac{5,18}{2,82} = 2,37 \quad (4.7)$$

Por lo que acudiendo a la Tabla 3.3 y a su ecuación empírica, se obtiene un valor para el coeficiente de pérdida de carga secundaria igual a 0,151. Atendiendo a la Ecuación (3.11) se obtiene una pérdida calculada según la Ecuación (4.8):

$$H_{r\ sec-codo\ 2} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,151 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,049 [m] \quad (4.8)$$

- b) Pérdida secundaria 3: La bifurcación presente en la tubería de presión genera una pérdida de carga que se calcula según la Ecuación (3.11). La diferencia con la pérdida anterior, es la manera en que se calcula el coeficiente de pérdida de carga secundaria. En este caso, se calcula según la Ecuación (3.13) y las ecuaciones (3.14), (3.15), (3.16), (3.17) y (3.18) que determinan sus coeficientes en función del ángulo de bifurcación. En este caso, y según planos entregados por la empresa, el ángulo de bifurcación es de aproximadamente 80°. Por lo que el coeficiente de pérdidas secundarias queda como [Ecuación (4.9)]:

$$\zeta_Y = f(\theta \approx 80^\circ) = 0,127 \quad (4.9)$$

Con lo cual, la pérdida secundaria asociada a este accesorio queda como se indica en la Ecuación (4.10).

$$H_{r \text{ sec-Y}} = 0,127 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,041 \text{ [m]} \quad (4.10)$$

- c) Pérdida secundaria 4: Como se mencionó en la pérdida secundaria 2, esta pérdida está descrita por la Ecuación (3.11) y su coeficiente de pérdidas secundarias por el cociente entre el radio de curvatura y el diámetro de la tubería. En este caso, el radio de curvatura es de 6,66 [m], y el diámetro de la tubería en esta sección es de 2,12 [m] (según planos entregados por la empresa). Por lo que el cociente queda dado por la Ecuación (4.11).

$$\frac{r}{D} = \frac{6,66}{2,12} = 3,14 \quad (4.11)$$

Atendiendo a valores de la Tabla 3.3 y a su ecuación empírica, se obtiene un valor para el coeficiente de pérdida de carga secundaria igual a 0,151.

Según la Ecuación (3.11) se obtiene una pérdida calculada por la Ecuación (4.12):

$$H_{r \text{ sec-codo 3}} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,151 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,049 \text{ [m]} \quad (4.12)$$

- d) Pérdida secundaria 5: Válvula mariposa aguas arriba de la turbina. Esta válvula tiene por función regular el paso de caudal de agua a turbinar, en directa relación con el caudal que ingresa al canal de aducción. La pérdida asociada a este accesorio también se calcula con la Ecuación (3.11), mientras su coeficiente de pérdidas secundarias se obtiene de la gráfica de la Figura 3.14. De algunas fotos obtenidas en la visita del alumno a la central, se pudo obtener una aproximación del cociente entre el espesor de apertura y el diámetro de la tubería. Éste queda expresado en la Ecuación (4.13).

$$\frac{e}{D} = \frac{0,26}{1,5} = 0,173 \quad (4.13)$$

Según la gráfica de la Figura 3.14, con el cociente calculado, el valor de  $\zeta_{válvula}$  toma un valor aproximado de 0,04. Razón por la cual, la pérdida secundaria asociada a este accesorio está dada por [Ecuación (4.14)]:

$$H_{r \text{ sec-válvula}} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,04 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,013 \text{ [m]} \quad (4.14)$$

A modo de resumen de las pérdidas del primer caso de estudio, se presenta la Tabla 4.9 en donde se observan todas las pérdidas antes de la turbina.

Tabla 4.9 Resumen de pérdidas de carga antes de la turbina, caso 1. Fuente: Elaboración Propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]	Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 1	$H_{r\ prim-1}$	0,048	Secundaria 3	$H_{r\ sec-\gamma}$	0,041
Secundaria 1	$H_{r\ sec-codo\ 1}$	0,012	Primaria 5	$H_{r\ prim-5}$	0,005
Primaria 2	$H_{r\ prim-2}$	0,143	Secundaria 4	$H_{r\ sec-codo\ 3}$	0,049
Primaria 3	$H_{r\ prim-3}$	0,005	Primaria 6	$H_{r\ prim-6}$	0,013
Secundaria 2	$H_{r\ sec-codo\ 2}$	0,049	Secundaria 5	$H_{r\ sec-v\u00e1lvula}$	0,013
Primaria 4	$H_{r\ prim-4}$	0,009	Total	$H_{r\ A-E}$	0,505

#### 4.3.2.2 Caso 2

Para este caso, la distribución de tuberías de presión queda representada por la Figura 4.4. Se aprecia una adaptación a la configuración original, al agregar una segunda línea para la alimentación de la tercera turbina. En la Tabla 4.10 se muestran valores de los puntos relevantes de cada una de las secciones y los diámetros asociados a ellas.

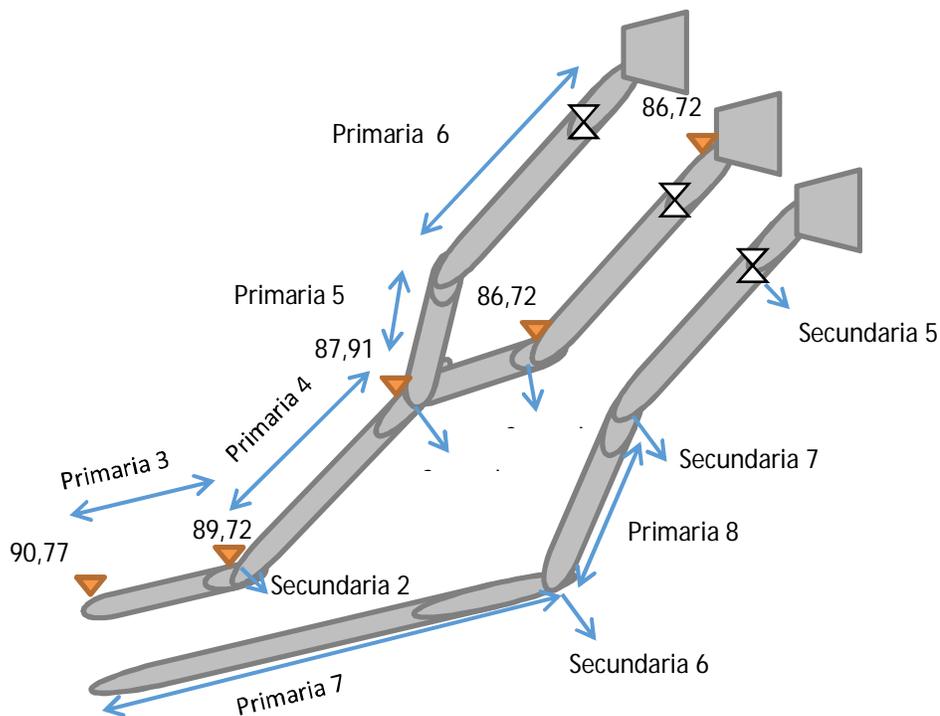


Figura 4.4 Esquema tentativo de la tubería de presión, caso 2. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo A.

Tabla 4.10 Datos de la división de secciones del segundo tramo, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Diámetro [m]	Inicio (Altura [m])	Fin (Altura [m])	Largo [m]	Pendiente
Primaria 3	2,00	90,77	89,97	3,81	-0,209
Secundaria 2	2,00	89,97	89,14	2,98	-0,209
Primaria 4	2,00	89,14	87,91	6,92	-0,209
Secundaria 3	-	87,91	87,91	-	-
Primaria 5	1,50	87,91	87,13	3,70	-0,209
Secundaria 4	1,50	87,13	86,72	1,85	-0,209
Primaria 6	2,12	86,72	86,72	9,90	-
Secundaria 5	2,12	86,72	86,72	-	-
Primaria 7	2,12	90,77	88,21	20,94	-0,119
Secundaria 6	2,12	88,21	87,54	5,61	-0,119
Primaria 8	2,12	87,64	87,15	4,11	-0,119
Secundaria 7	2,12	87,15	86,72	4,48	-0,119

Dado que se mantienen las dos turbinas de la condición actual, sólo hay que calcular las pérdidas del nuevo tramo (para la turbina de 700 [kW] aproximados), tramo que componen las pérdidas Primaria 7, Secundaria 6, Primaria 8, Secundaria 7, Primaria 6 y Secundaria 5 en orden de flujo del agua.

Al igual que en el caso anterior, se acude a la Ecuación (3.7) para pérdidas lineales en tuberías. El coeficiente de rugosidad absoluta  $k$  viene de la Tabla 3.2. Los valores obtenidos para cada caso, se muestran en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11 Valores de coeficiente de rugosidad relativa por tramo, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Coficiente $k$
Primaria 6	0,15
Primaria 7	0,30
Primaria 8	0,30

Luego, con los datos de la Tabla 4.11 y los diámetros de cada sección de la Tabla 4.10, se calcula con la Ecuación (3.10) los valores del coeficiente de pérdida de carga primaria para cada tramo. Estos valores se presentan en la Tabla 4.12.

Tabla 4.12 Valores de coeficiente de pérdida de carga primaria por tramo, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Coficiente $\lambda$
Primaria 6	0,0119
Primaria 7	0,0128
Primaria 8	0,0128

Los valores de velocidad en cada tramo, quedan dados por la definición de caudal. Al conocerse estos valores y los del área respectiva. Se muestran los resultados en la Tabla 4.13.

Tabla 4.13 Valores de caudal, área y velocidad por tramo, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Caudal [ $m^3/s$ ]	Área [ $m^2$ ]	Velocidad [ $m/s$ ]
Primaria 6	8	3,53	2,26
Primaria 7	8	3,53	2,26
Primaria 8	8	3,53	2,26

Finalmente, las pérdidas primarias por tramos del caso dos (y una aceleración de gravedad  $g = 9,81 [m/s^2]$ ) calculadas con la Ecuación (3.7), se muestran en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14 Valores de pérdidas primarias por tramo, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 6	$H_{r\ prim-6}$	0,0128
Primaria 7	$H_{r\ prim-7}$	0,0329
Primaria 8	$H_{r\ prim-8}$	0,0064

Para las pérdidas secundarias se realiza el cálculo caso por caso, se analizarán las pérdidas Secundaria 5, Secundaria 6 y Secundaria 7.

- a) Pérdida secundaria 5: Válvula mariposa aguas arriba de la turbina. La pérdida asociada a este accesorio se calcula con la Ecuación (3.11), mientras su coeficiente de pérdidas secundarias se obtiene de la gráfica de la Figura 3.14. De algunas fotos obtenidas en la visita del alumno a la central, se pudo obtener una aproximación del cociente entre el espesor de apertura y el diámetro de la tubería. Éste queda expresado en la Ecuación (4.13).

$$\frac{e}{D} = \frac{0,26}{2,12} = 0,122 \quad (4.15)$$

Según la gráfica de la Figura 3.14, con el cociente calculado, el valor de  $\zeta_{válvula}$  toma un valor aproximado de 0,026. Razón por la cual, la pérdida secundaria asociada a este accesorio está dada por [Ecuación (4.14)]:

$$H_{r\ sec-válvula} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,026 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,006 [m] \quad (4.14)$$

- b) Pérdida secundaria 6: Este tipo de pérdida en forma de codo está dada por la Ecuación (3.11). El término de velocidad es conocido, sólo falta determinar el coeficiente adimensional de pérdida de carga. Éste, de la Tabla 3.3 se da en función del coeficiente entre el radio de curvatura y el diámetro de la tubería. Acorde a planos entregados por la empresa y la Figura 4.4, se determina que el radio de curvatura toma un valor aproximado de 5 [m], lo que sumado al diámetro de la tubería en este tramo (2,12 [m]), entrega un valor de dicho coeficiente dado por la Ecuación (4.16):

$$\frac{r}{D} = \frac{5}{2,12} = 2,35 \quad (4.16)$$

Atendiendo a valores de la Tabla 3.3 y a su ecuación empírica, se obtiene un valor para el coeficiente de pérdida de carga secundaria igual a 0,151. Según la Ecuación (3.11) se obtiene una pérdida calculada por la Ecuación (4.17):

$$H_{r \text{ sec-codo } 4} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,151 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,049 \text{ [m]} \quad (4.17)$$

- c) Pérdida secundaria 7: Como se mencionó en la pérdida secundaria 6, esta pérdida está descrita por la Ecuación (3.11) y su coeficiente de pérdidas secundarias por el cociente entre el radio de curvatura y el diámetro de la tubería. En este caso, el radio de curvatura es de aproximadamente 13,52 [m], y el diámetro de la tubería en esta sección es de 2,12 [m] (Según planos entregados por la empresa). Por lo que el cociente queda dado por la Ecuación (4.18).

$$\frac{r}{D} = \frac{13,52}{2,12} = 6,37 \quad (4.18)$$

Acudiendo a la Tabla 3.3 y a su ecuación empírica, se obtiene un valor para el coeficiente de pérdida de carga secundaria igual a 0,151.

Atendiendo a la Ecuación (3.11) se obtiene una pérdida calculada según la Ecuación (4.19):

$$H_{r \text{ sec-codo } 5} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,151 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,049 \text{ [m]} \quad (4.19)$$

A modo de resumen de las pérdidas del segundo caso de estudio, se presenta la Tabla 4.15 en donde se observan todas las pérdidas antes de la turbina.

Tabla 4.15 Resumen de pérdidas de carga antes de la turbina, caso 2. Fuente: Elaboración Propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]	Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 1	$H_{r \text{ prim-1}}$	0,048	Primaria 7	$H_{r \text{ prim-7}}$	0,033
Secundaria 1	$H_{r \text{ sec-codo } 1}$	0,012	Secundaria 6	$H_{r \text{ sec-codo } 4}$	0,049
Primaria 2	$H_{r \text{ prim-2}}$	0,143	Primaria 8	$H_{r \text{ prim-8}}$	0,006
Primaria 6	$H_{r \text{ prim-6}}$	0,013	Secundaria 7	$H_{r \text{ sec-codo } 5}$	0,049
Secundaria 5	$H_{r \text{ sec-válvula}}$	0,006	Total	$H_{r \text{ A-E}}$	0,359

### 4.3.2.3 Caso 3

En este caso la distribución de tuberías de presión queda representada por la Figura 4.5. Se aprecia una adaptación a la configuración original, al quitar uno de los caminos que sigue la bifurcación, para dejar un solo alimentador para la única turbina que se implementa. En la Tabla 4.16 se muestran valores de los puntos relevantes de cada una de las secciones y los diámetros asociados a ellas.

Tabla 4.16 Datos de la división de secciones del segundo tramo, caso 3. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Diámetro [m]	Inicio (Altura [m])	Fin (Altura [m])	Largo [m]	Pendiente
Primaria 3	2,82	90,77	89,97	3,81	-0,209
Secundaria 2	2,82	89,97	89,14	2,98	-0,209
Primaria 4	2,82	89,14	87,91	5,43	-0,209
Secundaria 3	2,82	87,91	87,91	2,98	-0,209
Primaria 5	2,82	87,91	87,13	2,21	-0,209
Secundaria 4	2,82	87,13	86,72	1,85	-0,209
Primaria 6	2,82	86,72	86,72	9,90	-
Secundaria 5	2,82	86,72	86,72	-	-

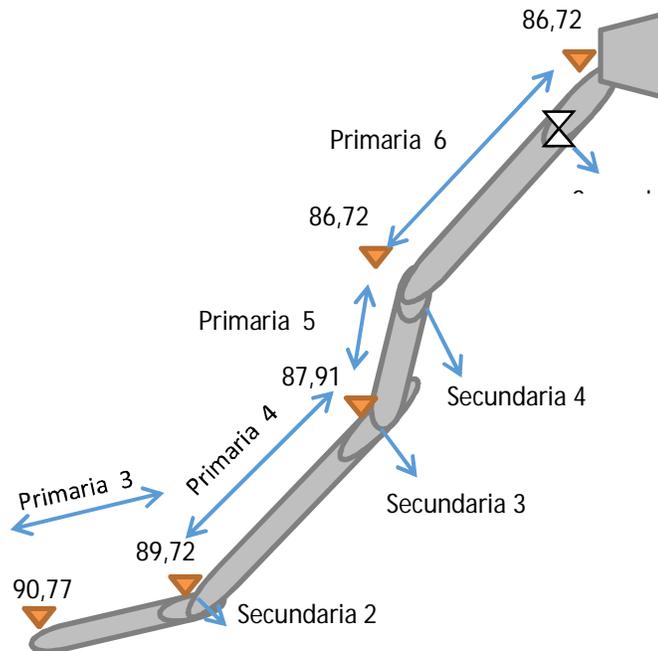


Figura 4.5 Esquema tentativo de la tubería de presión, caso 3. Fuente: Elaboración propia a partir de anexo A.

En este caso, se remueven las dos turbinas existentes para dar paso a una sola turbina que reúna la potencia a la que se quiere llegar, un estimado de 1,5 [MW]. Las pérdidas primarias 3 y 6 se mantienen constantes, dado que su largo no varía, no así las pérdidas primarias 4 y 5, cuyo largo disminuye en pro de la transformación de la pérdida secundaria 3 (Antes era una bifurcación en ‘Y’, ahora es una pérdida de codo). También se mantienen constantes las pérdidas secundarias 2, 4 y 5.

La justificación de ello radica en que la pérdida en codos (Secundaria 2 y Secundaria 4) varía con el coeficiente de pérdida secundaria, que depende a su vez del diámetro de la tubería, según la Ecuación (3.12). En el rango de valores que varía el diámetro en este caso, dicho coeficiente varía en su cuarto decimal, por lo que se puede considerar prácticamente constante. Por otro lado, la pérdida Secundaria 5 también posee un coeficiente de pérdida secundaria que se ve modificado por el diámetro de esta, sin embargo, el aumento es relativamente proporcional al eje de la misma, por lo que el coeficiente sufre una variación despreciable.

Acudiendo a la Ecuación (3.7) para pérdidas lineales en tuberías, se busca el coeficiente de rugosidad absoluta  $k$  en la Tabla 3.2. Los valores obtenidos para cada caso, se muestran en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17 Valores de coeficiente de rugosidad relativa por tramo, caso 3. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Coefficiente $k$
Primaria 3	0,30
Primaria 4	0,30
Primaria 5	0,30
Primaria 6	0,15

Luego, con los datos de la Tabla 4.17 y los diámetros de cada sección de la Tabla 4.16, se calcula con la Ecuación (3.10) los valores del coeficiente de pérdida de carga primaria para cada tramo. Estos valores se presentan en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18 Valores de coeficiente de pérdida de carga primaria por tramo, caso 3. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Coefficiente $\lambda$
Primaria 3	0,0121
Primaria 4	0,0121
Primaria 5	0,0121
Primaria 6	0,0106

Los valores de velocidad en cada tramo, quedan dados por la definición de caudal. Al conocerse estos valores y los del área respectiva, se muestran los resultados en la Tabla 4.19.

Tabla 4.19 Valores de caudal, área y velocidad por tramo, caso 3. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Caudal [ $m^3/s$ ]	Área [ $m^2$ ]	Velocidad [ $m/s$ ]
Primaria 3	16	6,28	2,54
Primaria 4	16	6,28	2,54
Primaria 5	16	6,28	2,54
Primaria 6	16	6,28	2,54

Finalmente, las pérdidas primarias por tramos del caso tres (y una aceleración de gravedad  $g = 9,81 [m/s^2]$ ) calculadas con la Ecuación (3.7), se muestran en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20 Valores de pérdidas primarias por tramo, caso 3. Fuente: Elaboración propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 3	$H_{r\ prim-3}$	0,0053
Primaria 4	$H_{r\ prim-4}$	0,0076
Primaria 5	$H_{r\ prim-5}$	0,0031
Primaria 6	$H_{r\ prim-6}$	0,0122

Para las pérdidas secundarias:

- a) Para la pérdida Secundaria 3, se realiza con el mismo método de las pérdidas secundarias de codos. El valor del radio de curvatura tiene un valor cercano a 5,1 [m], mientras que el diámetro de la tubería en esa sección llega a los 2,82 [m]. El cociente entre estos dos valores se calcula según la Ecuación (4.20) a continuación.

$$\frac{r}{D} = \frac{5,1}{2,82} = 1,81 \quad (4.20)$$

Con el valor anterior, se acude a la Tabla 3.3 que entrega un valor para el coeficiente de pérdidas secundarias, alcanzando un valor de 0,151. Todo lo anterior se engloba en la Ecuación (3.11), obteniendo una pérdida secundaria que se calcula en la Ecuación (4.21).

$$H_{r\ sec - codo\ 3} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,151 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,049 [m] \quad (4.21)$$

- a) Para la pérdida secundaria 5 se calcula con la Ecuación (3.11), mientras su coeficiente de pérdidas secundarias se obtiene de la gráfica de la Figura 3.14. De algunas fotos obtenidas en la visita del alumno a la central, se pudo obtener una aproximación del cociente entre el espesor de apertura y el diámetro de la tubería. Éste queda expresado en la Ecuación (4.13).

$$\frac{e}{D} = \frac{0,26}{2,82} = 0,09 \quad (4.22)$$

Según la gráfica de la Figura 3.14, con el cociente calculado, el valor de  $\zeta_{válvula}$  toma un valor aproximado de 0,017. Razón por la cual, la pérdida secundaria asociada a este accesorio está dada por [Ecuación (4.14)]:

$$H_{r\ sec - válvula} = \zeta \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,017 \cdot \frac{2,54^2}{2 \cdot 9,81} = 0,005 [m] \quad (4.23)$$

A modo de resumen de las pérdidas del tercer caso de estudio, se presenta la Tabla 4.21 en donde se observan todas las pérdidas antes de la turbina.

Tabla 4.21 Resumen de pérdidas de carga antes de la turbina, caso 3. Fuente: Elaboración Propia.

Tramo	Pérdida	Valor [m]	Tramo	Pérdida	Valor [m]
Primaria 1	$H_{r \text{ prim-1}}$	0,048	Secundaria 3	$H_{r \text{ sec-codo 3}}$	0,049
Secundaria 1	$H_{r \text{ sec-codo 1}}$	0,012	Primaria 5	$H_{r \text{ prim-5}}$	0,003
Primaria 2	$H_{r \text{ prim-2}}$	0,143	Secundaria 4	$H_{r \text{ sec-codo 4}}$	0,049
Primaria 3	$H_{r \text{ prim-3}}$	0,005	Primaria 6	$H_{r \text{ prim-6}}$	0,012
Secundaria 2	$H_{r \text{ sec-codo 2}}$	0,048	Secundaria 5	$H_{r \text{ sec-válvula}}$	0,005
Primaria 4	$H_{r \text{ prim-4}}$	0,007	Total	$H_{r \text{ A-E}}$	0,381

#### 4.3.2.4 Resumen

Los valores calculados anteriormente en cada uno de los tres casos, entregan resultados que se presentan a continuación en la Tabla 4.22.

Tabla 4.22 Resumen de pérdidas antes de la turbina, por casos. Fuente: Elaboración propia.

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
Pérdida	Valor [m]	Pérdida	Valor [m]	Pérdida	Valor [m]
$H_{r \text{ prim-1}}$	0,048	$H_{r \text{ prim-1}}$	0,048	$H_{r \text{ prim-1}}$	0,048
$H_{r \text{ sec-codo 1}}$	0,012	$H_{r \text{ sec-codo 1}}$	0,012	$H_{r \text{ sec-codo 1}}$	0,012
$H_{r \text{ prim-2}}$	0,143	$H_{r \text{ prim-2}}$	0,143	$H_{r \text{ prim-2}}$	0,143
$H_{r \text{ prim-3}}$	0,005	$H_{r \text{ prim-6}}$	0,013	$H_{r \text{ prim-3}}$	0,005
$H_{r \text{ sec-codo 2}}$	0,049	$H_{r \text{ sec-válvula}}$	0,006	$H_{r \text{ sec-codo 2}}$	0,048
$H_{r \text{ prim-4}}$	0,009	$H_{r \text{ prim-7}}$	0,033	$H_{r \text{ prim-4}}$	0,007
$H_{r \text{ sec-}\gamma}$	0,041	$H_{r \text{ sec-codo 4}}$	0,049	$H_{r \text{ sec-codo 3}}$	0,049
$H_{r \text{ prim-5}}$	0,005	$H_{r \text{ prim-8}}$	0,006	$H_{r \text{ prim-5}}$	0,003
$H_{r \text{ sec-codo 3}}$	0,049	$H_{r \text{ sec-codo 5}}$	0,049	$H_{r \text{ sec-codo 4}}$	0,049
$H_{r \text{ prim-6}}$	0,013	$H_{r \text{ A-E}}$	0,359	$H_{r \text{ prim-6}}$	0,012
$H_{r \text{ sec-válvula}}$	0,013			$H_{r \text{ sec-válvula}}$	0,005
$H_{r \text{ A-E}}$	0,387			$H_{r \text{ A-E}}$	0,381

#### 4.4 Pérdida de Carga Después de la Turbina

Acorde a lo señalado en el punto 3.6 Pérdidas del Tubo de Aspiración , se realizó la aproximación allí señalada.

- Se toma un valor arbitrario para la altura neta  $H$  de 10 [m] en los tres casos.
- La potencia unitaria debe ser calculada para cada uno de los casos. Según la Ecuación (3.35) y un rendimiento aproximado del 92%, se tienen las potencias que se muestran en la Tabla 4.23.

Tabla 4.23 Valores de potencia unitaria por caso. Fuente: Elaboración propia.

CASO 1	CASO 2	CASO 3
$P_D = 2.041 [CV]$	$P_D = 1.030 [CV]$	$P_D = 2.060 [CV]$

- Los valores de la velocidad específica, la velocidad de rotación, el coeficiente de velocidad, el número de polos y los ajustes de las velocidades, se muestran en la Tabla 4.26.

Tabla 4.24 Valores de velocidad de rotación por caso (A, para ajustado). Fuente: Elaboración propia.

	CASO 1	CASO 2	CASO 3
$n_s [-]$	700,0	700,0	700,0
$N_T [RPM]$	409,2	412,2	291,5
# polos	17,6	17,5	24,7
# polos (A)	20,0	20,0	28,0
$N_T [RPM] (A)$	360,0	360,0	257,1
$n_s (A) [-]$	615,8	611,4	617,6
$\Psi [-]$	1,7	1,7	1,7

- Acorde a esos valores, las pérdidas después de la turbina asociadas a la Ecuación (3.23) y diferenciado por caso, se presentan en la Tabla 4.25

Tabla 4.25 Valores de pérdida de carga después de la turbina, por caso. Fuente: Elaboración propia.

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
Pérdida	Valor [m]	Pérdida	Valor [m]	Pérdida	Valor [m]
$H_{r\ s-z}$	0,461	$H_{r\ s-z}$	0,479	$H_{r\ s-z}$	0,391

- Del proceso iterativo mencionado, se obtienen diferencias en la altura neta menores al 5%. Este valor se considera aceptable y se toman como definitivos para la continuación del trabajo.

#### 4.5 Altura Neta

La altura neta del recurso hidráulico se calcula acorde a lo establecido en la sección 3.3, de ella se obtiene la Ecuación (3.2). Por definición, la altura bruta se calcula de la diferencia entre los niveles superior e inferior de agua [Ecuación (4.24)]:

$$H_b = z_A - z_Z \quad (4.24)$$

En este caso, los valores se presentan en la Tabla 4.26. Ellos se obtienen del documento anexo C.

Tabla 4.26 Valores para el cálculo de altura bruta. Fuente: Elaboración propia.

Variable	Valor [m]
$z_A$	96,85
$z_Z$	85,60
$H_b$	11,25

Para la determinación de las pérdidas externas, se resumen las pérdidas calculadas en las secciones anteriores. Este resumen se presenta en la Tabla 4.27:

Tabla 4.27 Resumen de pérdidas exteriores a la turbina, por casos. Fuente: Elaboración propia.

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
Pérdida	Valor [m]	Pérdida	Valor [m]	Pérdida	Valor [m]
$H_{r A-E}$	0,505	$H_{r A-E}$	0,359	$H_{r A-E}$	0,381
$H_{r S-Z}$	0,461	$H_{r S-Z}$	0,479	$H_{r S-Z}$	0,391
$H_{r ext}$	0,966	$H_{r ext}$	0,838	$H_{r ext}$	0,772

Por lo tanto, los valores de altura neta para cada uno de los casos, queda dada por la Ecuación (3.2) y se muestran en la Tabla 4.28.

Tabla 4.28 Valores de altura neta, por caso. Fuente: Elaboración propia.

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
Altura neta	Valor [m]	Altura neta	Valor [m]	Altura neta	Valor [m]
$H$	10,28	$H$	10,41	$H$	10,48

#### 4.6 Potencia Disponible

Acorde a los términos de la Ecuación (3.35) se tienen los siguientes valores:

- Altura neta: Obtenido en la sección 4.5. Su valor es variable según los casos.
- Caudal máximo: El caudal de diseño de cada uno de los casos se señala en la Tabla 4.7, Tabla 4.13 y Tabla 4.19 para los casos uno, dos y tres respectivamente.
- Peso específico del fluido: En este caso agua. Su valor es de  $1.000 [N/m^3]$ .
- Rendimiento de turbina y generador: Sus valores oscilan entre un 90 y 95%<sup>7</sup>, se usará arbitrariamente un rendimiento de 92%.

Con todo lo anterior, la potencia disponible por casos se presenta en la Tabla 4.29.

---

<sup>7</sup> Indicado en la clase del 26 de Mayo de 2015 del curso ME-5300 Máquinas, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

Tabla 4.29 Valores de potencia disponible, por caso. Fuente: Elaboración propia.

CASO 1		CASO 2		CASO 3	
Potencia disp.	Valor [kW]	Potencia disp.	Valor [kW]	Potencia disp.	Valor [kW]
$P_D$	750,43	$P_D$	757,64	$P_D$	1.515,29

## 4.7 Selección de Turbina

Con los datos anteriormente obtenidos, se realiza un análisis por cada uno de los casos mencionados en la sección 4.1 Casos de Estudio.

### 4.7.1 Geometría de la Turbina

Los resultados para la geometría de las turbinas se presentan en la Tabla 4.30.

Tabla 4.30 Resultados de geometría de turbinas según casos. Fuente: Elaboración propia.

Variable	Unidad	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Variable	Unidad	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$D$	[m]	1,264	1,265	1,782	$H_n$	[ft]	34,121	34,449	34,449
$D_c/D$	[m]	0,359	0,359	0,359	$D_e$	[in]	81,368	81,174	114,797
$D_c$	[m]	0,454	0,454	0,640	$D_e$	[m]	24,801	24,742	34,990
$D_1$	[m]	0,859	0,860	1,211	$A$	[m]	0,569	0,569	0,802
$D_2$	[m]	0,859	0,860	1,211	$z$	#	4,000	4,000	4,000
$D_0$	[m]	1,618	1,619	2,280	$n_s$	[rpm]	615,794	611,391	617,598
$B/D$	[m]	0,425	0,425	0,425	$\sigma$	–	0,715	0,706	0,718
$B$	[m]	0,537	0,537	0,757	$H_{at}$	[m]	10,329	10,329	10,329
$D_d$	[m]	1,430	1,431	2,015	$H_s$	[m]	2,896	2,917	2,786
$Q$	[ft <sup>3</sup> /s]	282,518	282,518	565,036					

### 4.7.2 Cinemática de la Turbina

Los resultados para cinemática de las turbinas se presentan en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31 Resultados de cinemática de turbinas según casos. Fuente: Elaboración propia.

Variable	Unidad	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$V_{rd}$	[m/s]	3,314	3,312	3,338
$\alpha_d$	[°]	40,000	40,000	40,000
$\alpha_d$	[rad]	0,698	0,698	0,698
$V_{ud}$	[m/s]	3,950	3,947	3,978
$V_d$	[m/s]	5,156	5,152	5,193
$V_{u1}$	[m/s]	6,574	6,569	6,620

### 4.7.3 Triángulo de Velocidades

Los resultados para triángulos de velocidades en las turbinas se presentan en la Tabla 4.32.

Tabla 4.32 Resultados de triángulos de velocidades en turbinas según casos. Fuente: Elaboración propia.

Variable	Unidad	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Variable	Unidad	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$u_1$	[m/s]	16,195	16,202	16,303	$\alpha_2$	[°]	90,000	90,000	90,000
$V_a$	[m/s]	7,319	7,314	7,371	$\alpha_2$	[rad]	1,571	1,571	1,571
$\alpha_1$	[rad]	0,839	0,839	0,839	$\beta_2$	[rad]	0,424	0,424	0,425
$\alpha_1$	[°]	48,066	48,071	48,071	$\beta_2$	[°]	24,318	24,295	24,328
$V_1$	[m/s]	9,838	9,831	9,907	$V_{r2}$	[m/s]	17,772	17,776	17,892
$V_{r1}$	[m/s]	12,088	12,095	12,169	$E (M1)$	[J/kg]	106,473	106,434	107,933
$\beta_1$	[rad]	0,650	0,649	0,651	$E (M2)$	[J/kg]	106,473	106,434	107,933
$\beta_1$	[°]	37,261	37,207	37,279	$\varepsilon$	-	0,799	0,799	0,799
$u_2$	[m/s]	16,195	16,202	16,303	$GR$	-	0,797	0,797	0,797
$V_2$	[m/s]	7,319	7,314	7,371	$\dot{E}$	[kW]	851,785	851,468	1726,925

### 4.8 Proyección de Generación

Acorde a lo señalado en el apartado 3.10.4 Proyección de Generación, se realiza una proyección según el crecimiento mostrado en la Tabla 3.6 y los datos iniciales en la Tabla 3.7. Lo anterior arroja resultados que se muestran en la Tabla 4.33:

Tabla 4.33 Proyección de generación de energía en el sistema General Carrera. Fuente: Elaboración propia.

Año	Energía [GWh]	Año	Energía [GWh]	Año	Energía [GWh]
2014	10,10	2022	15,92	2030	25,51
2015	10,72	2023	16,87	2031	27,08
2016	11,33	2024	17,88	2032	28,74
2017	11,98	2025	18,96	2033	30,51
2018	12,67	2026	20,11	2034	32,38
2019	13,41	2027	21,34	2035	34,36
2020	14,20	2028	22,64	2036	36,44
2021	15,03	2029	24,03	2037	38,64

Acorde a lo señalado en la sección 3.10.2 y 3.10.3, se genera una proyección de ingresos para un horizonte temporal de 20 años, presentado en la Tabla 4.34.

Tabla 4.34 Proyecciones de ingreso por venta de energía hasta el año 2037. Fuente: Elaboración propia.

Año	Ingresos BT1 (MMCLP)	Ingresos BT2 (MMCLP)	Total Ingresos [MMCLP]
2014	1.461,42	520,43	1.981,85
2015	1.549,67	551,92	2.101,59
2016	1.638,47	583,62	2.222,09
2017	1.732,29	617,10	2.349,39
2018	1.831,96	652,67	2.484,64
2019	1.938,08	690,55	2.628,63
2020	2.051,14	730,90	2.782,04
2021	2.171,63	773,90	2.945,54
2022	2.300,05	819,74	3.119,79
2023	2.436,92	868,59	3.305,51
2024	2.582,80	920,65	3.503,44
2025	2.738,27	976,14	3.714,40
2026	2.903,96	1.035,27	3.939,23
2027	3.080,54	1.098,29	4.178,83
2028	3.268,64	1.165,42	4.434,06
2029	3.468,84	1.236,88	4.705,72
2030	3.681,78	1.312,88	4.994,66
2031	3.908,01	1.393,62	5.301,63
2032	4.148,12	1.479,31	5.627,44
2033	4.402,66	1.570,16	5.972,82
2034	4.672,09	1.666,32	6.338,41
2035	4.956,84	1.767,95	6.724,79
2036	5.257,31	1.875,18	7.132,50
2037	5.573,82	1.988,15	7.561,96

## 4.9 Costos y Tiempo

Este apartado refiere a los gastos que se incurrirían en la compra e instalación de turbinas en caso de modificación, tanto como de tiempo como de dinero.

### 4.9.1 Equipo Hidráulico

Los costos de la unidad hidráulica seleccionada se calculan a lo indicado en el apartado 3.11.2. Los resultados se presentan en la Tabla 4.35:

Tabla 4.35 Valores totales de unidades generadoras. Fuente: Elaboración propia.

	Potencia [kW]	Valor Total [MMCLP]
Caso 1	750	837.141.350
Caso 2	750	394.220.480
Caso 3	1.500	591.756.123

#### 4.9.2 Equipo Térmico

Dadas las opciones a estudiar, para su realización en todas se debe cortar el flujo de agua hacia las turbinas para poder realizar los trabajos de obras civiles, es por esto que se debe suplir la energía hidráulica no generada por otros medios. El más práctico y económico son los generadores térmicos. Esta alternativa no es solo buena por el bajo costo de adquisición y la poca mano de obra que se necesita para la instalación, sino que además, una vez que la potencia hidráulica sea aumentada, servirán como grupo de respaldo por si llegara a ocurrir un imprevisto que no permita una generación hidráulica.

La potencia de este equipo, en los tres casos, debe ser igual a la potencia hidráulica que queda fuera de la red, y tiene un valor igual a 640 [kW]. Según la Ecuación (3.69) y la potencia recién señalada, el costo de una unidad térmica de esas características llega a un valor aproximado de 88.812.897 [CLP].

#### 4.9.3 Obras Civiles y Mano de Obra

Acorde a lo señalado en el apartado 3.11.2, y en conversación con el jefe de la central en estudio, los puntos del desglose de la Tabla 3.10 relevantes a este caso son:

- Equipo hidromecánico.
- Equipo de generación.
- Estudio ambiental.
- Elementos menores.
- Obra civil.

Es por lo que, en la Tabla 4.36, se presentan los valores (aproximados) según caso de cada uno de estos puntos, sin considerar el equipo hidromecánico ya que se mencionó en el apartado 4.9.1.

Tabla 4.36 Valores de ítems atingentes al proyecto. Fuente: Elaboración propia.

	Estudio Ambiental [CLP]	Elementos Menores [CLP]	Obra Civil [CLP]
Caso 1	299.262.870	6.650.286	1.246.928.625
Caso 2	149.631.435	3.325.143	623.464.313
Caso 3	299.262.870	6.650.286	1.246.928.625

#### 4.9.4 Tiempo de Instalación

En el sistema mediano de Aysén hay una central hidráulica de pasada llamada Monreal. Esta central posee una potencia instalada de 3,0 [MW] con una turbina del tipo Pelton, iniciando sus actividades el año 2013. Sin embargo, los estudios para la creación de esta central datan del año 2011, en el cual se solicitaron cotizaciones al menos a cuatro empresas, todas ellas, presentaban costos y tiempos similares de instalación.

Según documentos entregados por la empresa al alumno (referentes a las cotizaciones antes mencionadas), se señala que los tiempos de instalación sugeridos por las empresas rondan el año de trabajo. Es por esta razón que se utilizará el mismo tiempo en los cálculos económicos para el proyecto en estudio, entendiendo también que se está sobredimensionando el tiempo de trabajo dado la diferencia en magnitudes de ellos.

## **4.10 Flujo de Caja**

En este capítulo se entrega el detalle del análisis económico llevado a cabo para la evaluación de factibilidad de cada uno de los tres casos de estudio.

### **4.10.1 Consideraciones Preliminares**

Para la evaluación económica se consideró lo siguiente:

- Los costos fijos, variables e inversiones se detallan en el apartado 4.9 Costos y Tiempo.
- El horizonte temporal de evaluación es de 20 años en todos los casos.
- La tasa de descuento determinada para el análisis corresponde a un 10%.
- El financiamiento del proyecto será compartido, entre capital de la empresa y un préstamo bancario de un 50%, con un interés real anual de un 10%.
- Se asume un 50% de generación del sistema por energía hidráulica.
- Se establece un modelo de depreciación lineal para los equipos hidráulicos y térmicos en un horizonte temporal correspondiente a su vida útil (40 y 20 años respectivamente).
- El precio de venta de la energía se planteó en el apartado 3.10.2 Precio de Venta de Energía.
- La proyección de generación de la energía se calculó en el apartado 4.8 Proyección de Generación.

A pesar de las consideraciones mencionadas, se realiza un análisis de sensibilidad variando factores como el porcentaje del préstamo (desde 0 a 100%) para financiar la inversión y la generación hidráulica (desde 0 a 60%) en el global del Sistema General Carrera. Los flujos mencionados en los puntos anteriores, se presentan en la sección anexos, apartado G.

### **4.10.2 Indicadores Económicos**

En este apartado se introdujo un nuevo caso (Caso 0) que consiste en la realización de un flujo de caja en la situación actual (sin realizar cambios) para una posterior comparación de los indicadores económicos obtenidos.

#### *4.10.2.1 Valor Actual Neto*

Las siguientes figuras (Figura 4.6, Figura 4.7, Figura 4.8, Figura 4.9 y Figura 4.10) muestran una comparación entre casos, la generación hidráulica y el VAN generado por cada una de ellos.

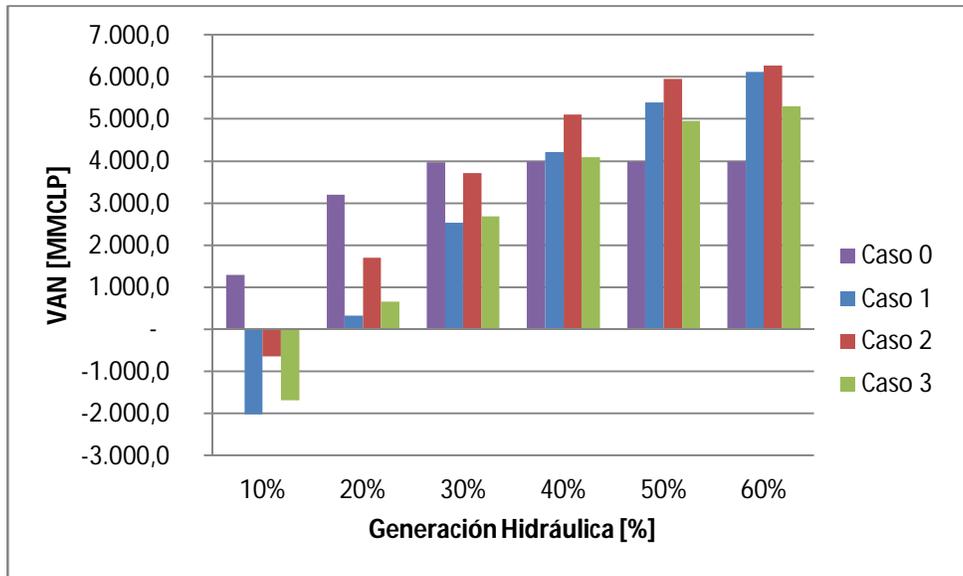


Figura 4.6 Comparación de VAN por caso, sin crédito. Fuente: Elaboración propia.

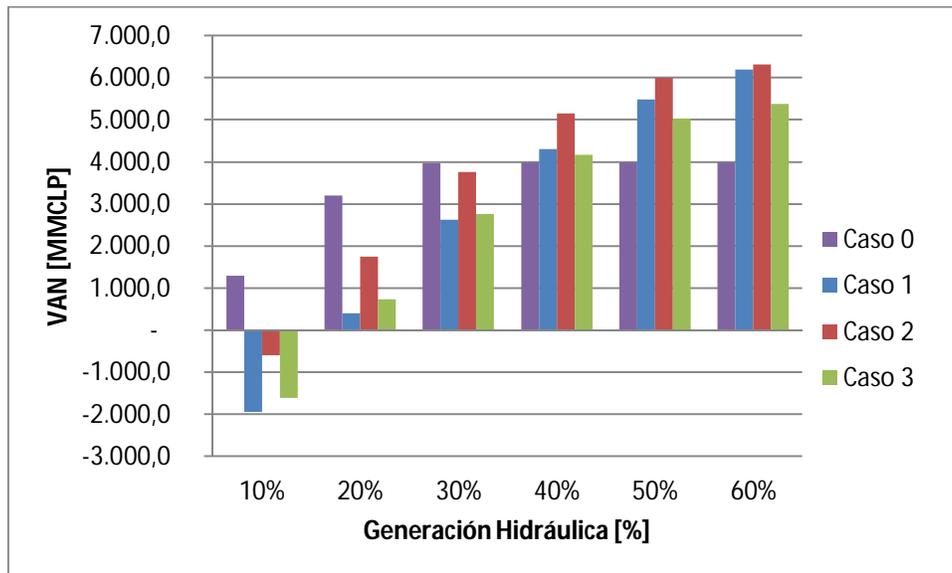


Figura 4.7 Comparación de VAN por caso, crédito del 30%. Fuente: Elaboración propia.

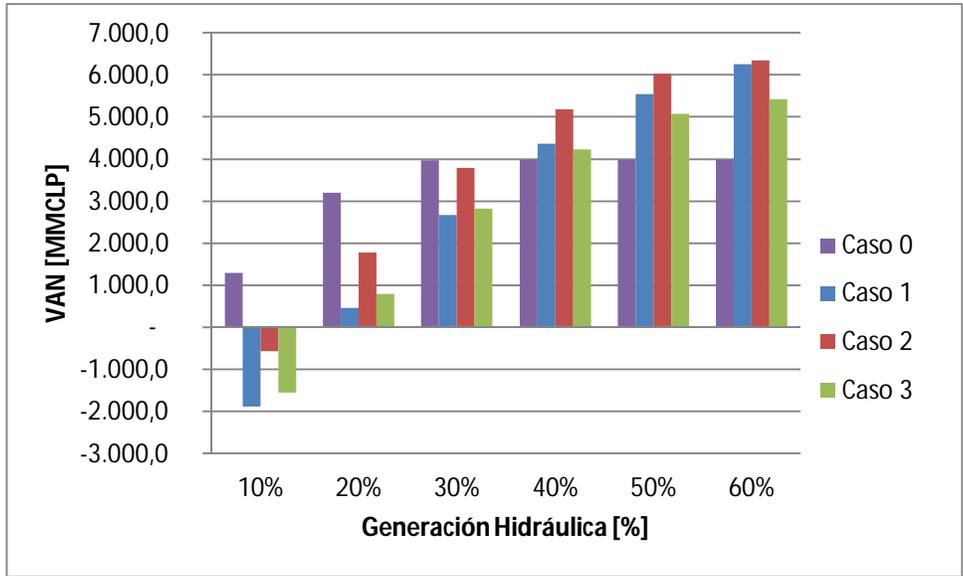


Figura 4.8 Comparación de VAN por caso, crédito del 50%. Fuente: Elaboración propia.

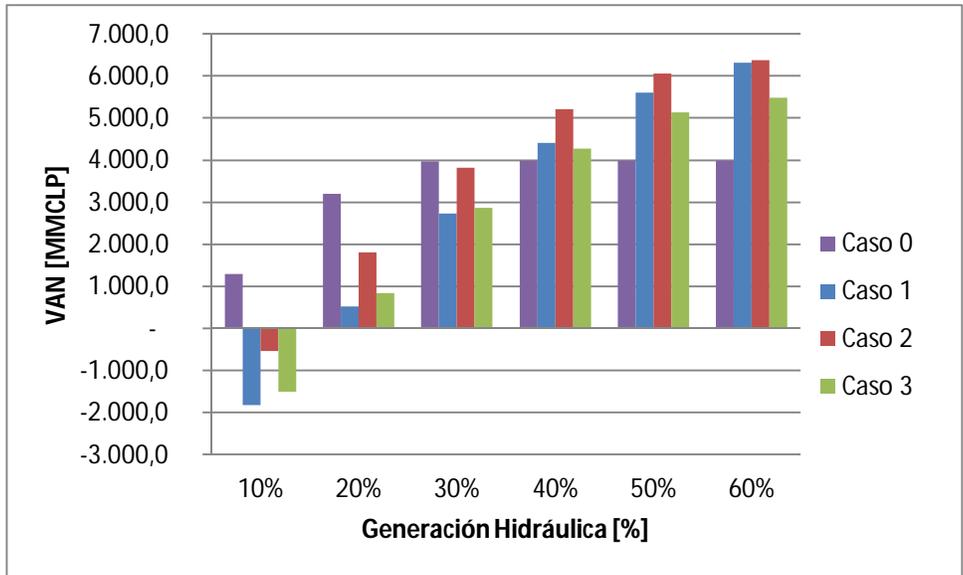


Figura 4.9 Comparación de VAN por caso, crédito del 70%. Fuente: Elaboración propia.

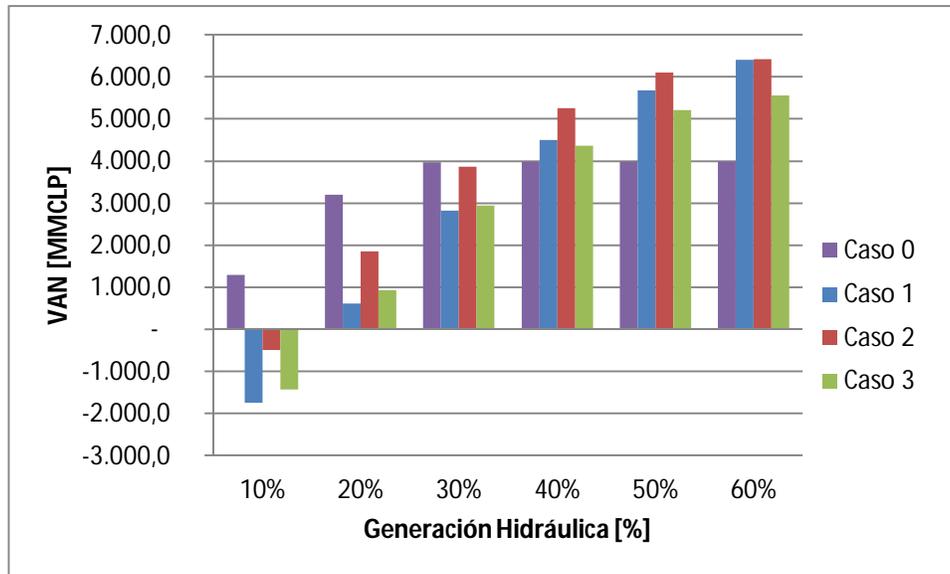


Figura 4.10 Comparación de VAN por caso, crédito del 100%. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.10.2.2 Tasa Interna de Retorno

Las siguientes figuras (Figura 4.11, Figura 4.12, Figura 4.13, Figura 4.14 y Figura 4.15) muestran una comparación entre casos, la generación hidráulica y el TIR generado por cada una de ellos.

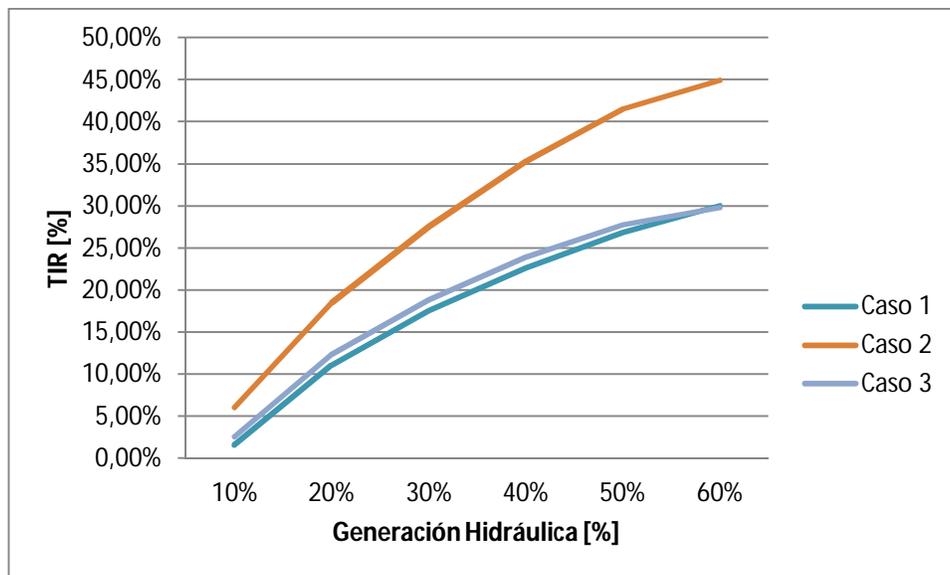


Figura 4.11 Comparación de TIR por caso, sin crédito. Fuente: Elaboración propia.

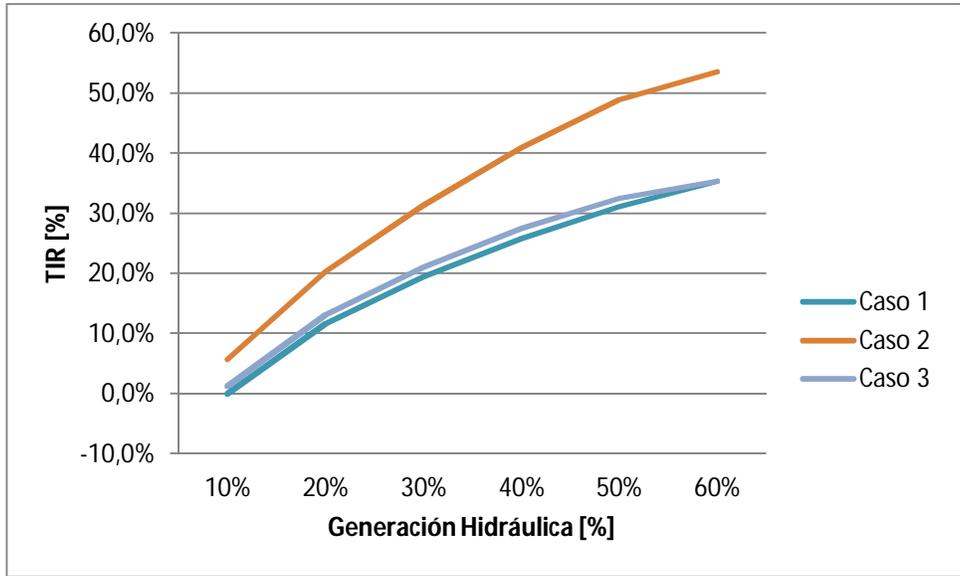


Figura 4.12 Comparación de TIR por caso, crédito del 30%. Fuente: Elaboración propia.

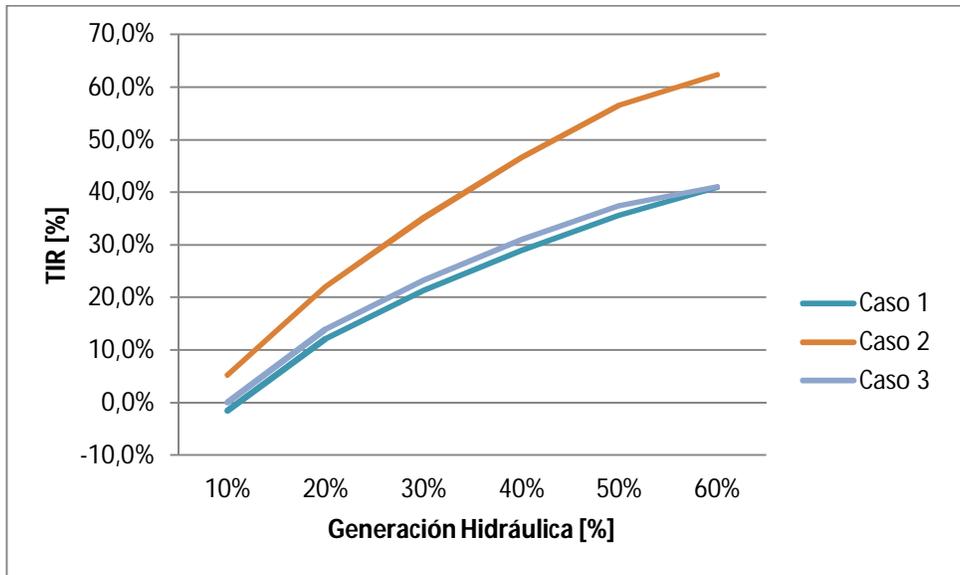


Figura 4.13 Comparación de TIR por caso, crédito del 50%. Fuente: Elaboración propia.

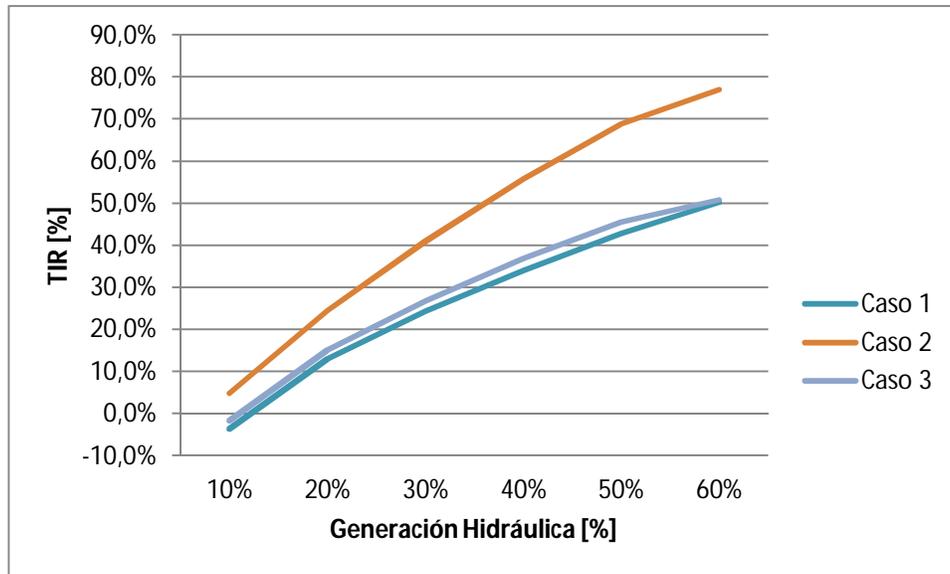


Figura 4.14 Comparación de TIR por caso, crédito del 70%. Fuente: Elaboración propia.

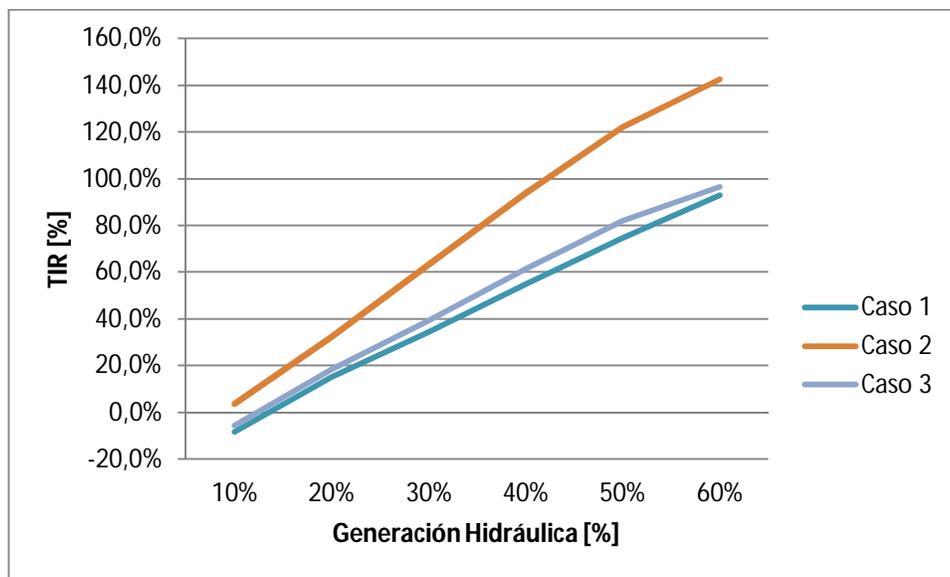


Figura 4.15 Comparación de TIR por caso, crédito del 100%. Fuente: Elaboración propia.

En la sección de Anexos (apartado H) se presenta una tabla con todos los indicadores obtenidos de todas las iteraciones de valores presentados.

A continuación, en la Figura 4.16, Figura 4.17 y Figura 4.18 se presentan los indicadores del segundo caso de estudio: VAN, TIR y *Payback* (Tiempo de retorno) según el porcentaje hidráulico generado y la cantidad de financiamiento del crédito.

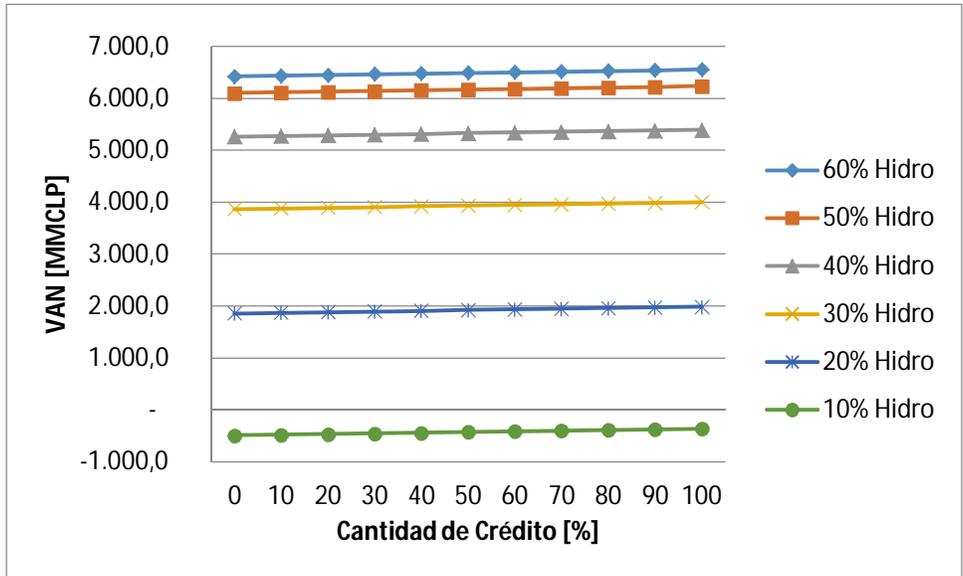


Figura 4.16 VAN versus cantidad de crédito, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

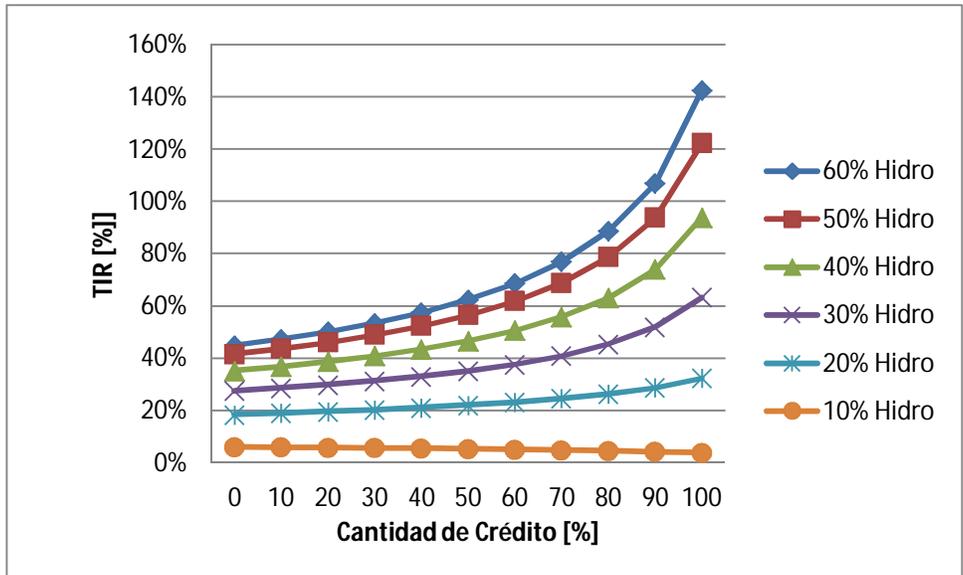


Figura 4.17 TIR versus cantidad de crédito, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

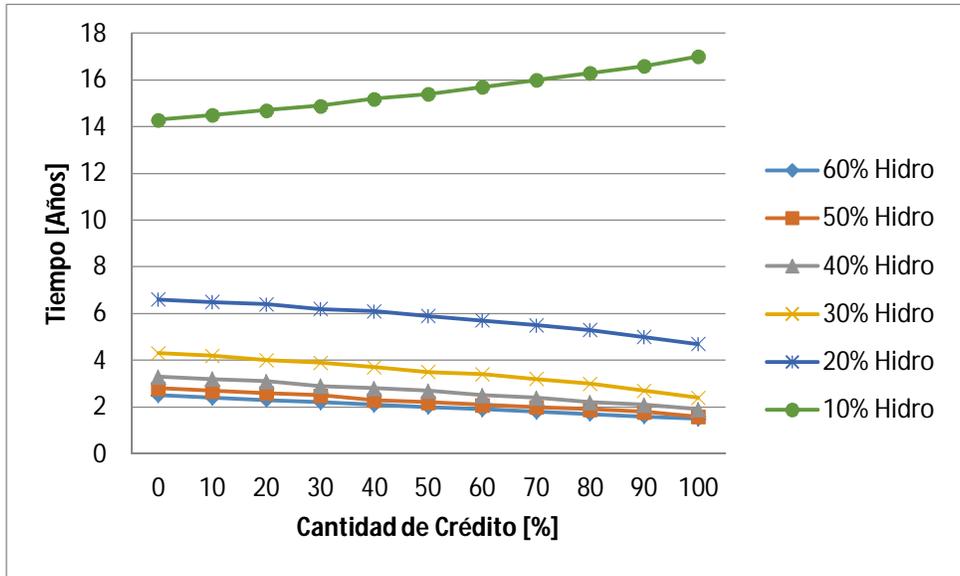


Figura 4.18 *Payback* versus cantidad de crédito, caso 2. Fuente: Elaboración propia.

## 5 Discusión y Análisis

De acuerdo con todos los cálculos realizados de pérdidas hidráulicas y altura neta, los datos de la Tabla 4.29 muestran como la potencia disponible es mayor a la potencia instalada actualmente (y a lo que se esperaría). Aun así, estos valores son menores que la potencia teórica esperada (Tabla 4.32) llegando a representar cerca de un 90% en el primer y segundo caso, y un 86% en el caso tres; valores que se encuentran dentro del rango de lo esperado.

Con respecto a las proyecciones, primeramente hay que señalar que éstas (tanto de energía como de ingresos) están directamente relacionadas con la situación actual de demanda energética y un crecimiento regular de ésta. El punto es el siguiente: Si dentro del horizonte temporal del análisis y proyecciones llegara al sistema General Carrera un cliente cuya demanda energética fuera considerable dentro del sistema, por ejemplo, una empresa que tenga un consumo de 1 [MW] de potencia, representaría cerca de un 50% de la demanda actual. En un caso como este, todos los análisis y proyecciones deberían rehacerse de modo de satisfacer la demanda de forma adecuada. Además, con un nuevo escenario, los ingresos y consumo se ven afectados, por lo que todo el trabajo realizado en este proyecto, debería estar sujeto a modificaciones de ese tipo.

Luego, es menester señalar que todas las proyecciones en este trabajo, independiente de que la ejecución de ellas fue realizada de la manera más prolija posible, siguen siendo proyecciones: Hay muchos factores que influyen en ellas, factores cuya accesibilidad es fácil (Datos públicos de demanda, crecimiento, consumo), otros no tanto (Cantidad y tipo de clientes, ventas por potencia fija y energía residencial), y también está la variabilidad de algunos datos en el tiempo (Clientes y consumo energético, valor de las unidades hidráulicas, generadoras, mano de obra, cambio monetario). Todos estos factores influyen de alguna u otra manera a las proyecciones realizadas, siendo el resultado presentado aquí una conjugación de todos ellos. Aun así este resultado debe tomarse como una sugerencia de valores en un horizonte temporal, a medida que se avance en las etapas del proyecto definitivo, estas proyecciones van a ir depurando a un valor definitivo, acotando la cantidad de variables y el valor mismo de ellas.

Ahora bien, con respecto a los datos presentados en la Tabla 4.33 se utilizó como base un estudio específico de la región de Aysén, de los sistemas de Aysén, Palena y General Carrera. Había varios estudios que presentaban proyecciones de demanda en un horizonte temporal mayor, mas éstos eran mucho más generales que el escogido. Los resultados presentados en esos informes diferían en valores cercanos a un 30%, razón por la cual se decidió trabajar con el primero. Las proyecciones presentadas en él fueron realizadas hasta el año 2027, se extendió su alcance tomando las fuentes de dicho estudio aplicando un método de regresión lineal para los diez años restantes. Estos resultados tienen una incidencia directa tanto en la proyección de la energía generada, como en los ingresos generados por la empresa (ergo, en los indicadores económicos).

Según los resultados del apartado 4.10.2, puede verse que el mayor VAN se obtiene inequívocamente en el segundo caso de estudio (Figura 4.6, Figura 4.7, Figura 4.8, Figura 4.9 y Figura 4.10), independiente del tipo de financiamiento del proyecto. Lo anterior podría atribuirse a un menor costo de inversión en el equipo hidráulico (Tabla 4.35), lo que va de la mano con ser el caso de menor potencia instalada resultante (1,42 MW en el caso uno, 1,39 MW en el caso dos y 1,5 MW en el caso tres). Ahora bien, acorde muestra la Figura 4.16, puede verse como los valores de este indicador permanecen más bien constantes según el tipo de financiamiento, lo que es verdaderamente importante es la cantidad de energía hidráulica entregada al sistema. Es por ello que en este punto, salta a la vista una carencia importante en este proyecto: La falta de un estudio de proyección de caudales del río Cochrane: Una de las dos variables dentro del análisis de sensibilidad de este estudio es precisamente esa. Si se tuvieran datos más precisos del caudal que tendrá el río Cochrane podría hacerse un análisis más preciso (en cuanto de generación hidráulica y costos), llevando de la mano con esto en una proyección más precisa. Sin embargo, el análisis realizado en este trabajo responde a situaciones que actualmente suceden en la central El Traro: En Noviembre de 2016 se vivió una de las situaciones más peligrosas con respecto a la generación hidráulica de toda la historia de la central: Desde su puesta en marcha en Octubre de 1987, nunca habían generado tan poca energía hidráulica en el sistema, llegando este valor casi al 20% con respecto a la generación térmica, ahora bien, en una situación normal, este porcentaje llega fácilmente a un 50% o más.

Por otra parte, los valores del TIR también son mayores en el segundo caso de estudio. Aumentando tanto con la generación hidráulica como con el porcentaje de financiamiento por crédito. En un caso normal de generación (50% hidráulico) va desde un valor de 45% sin crédito, hasta un 130% con un financiamiento totalmente por crédito. Los casos uno y tres tienen valores del TIR cerca de 60% menos que en el caso dos.

Finalmente, en el caso del tiempo de recuperación de la inversión, se obtienen valores menores mientras mayor sea el porcentaje de generación de energía hidráulica, con una leve mejora (menores valores), a medida que la cantidad de crédito aumenta. Esto puede entenderse (al igual que como pasa con la tasa interna de retorno) como un fenómeno asociado a la venta de energía con menos costos variables (Tabla 3.8), por lo que deja un margen de ganancia mucho mayor.

## 6 Conclusiones y Comentarios

Acorde al análisis de los resultados obtenidos, se pueden generar lo siguiente.

### 6.1 Conclusiones

Acorde a los casos de estudio y los análisis realizados en base a los resultados obtenidos, se puede concluir que la mejor opción de las tres presentadas en el apartado 4.1 es la opción dos. Ésta sugiere la conservación de las dos turbinas que posee la central actualmente, añadiendo una tercera unidad hidráulica. Las características de ella son:

- Turbina hidráulica del tipo Kaplán.
- Una unidad.
- Velocidad específica,  $n_s = 611$
- Velocidad de rotación,  $N_T = 360 [RPM]$
- Potencia unitaria,  $P_{TU} = 757 [kW]$

Con respecto a las características del generador, son las siguientes:

- Tipo sincrónico.
- Una unidad.
- Frecuencia de trabajo,  $f = 60 [Hz]$
- Velocidad de rotación,  $N_G = 360 [RPM]$
- Potencia unitaria,  $P_E = P_{TU} \cdot \eta_{mec} = 757 \cdot 0,92 = 742 [kWe]$
- Potencia aparente,  $P_{ap} = 765 [MVA]$

Las razones de esta elección radican principalmente en el VAN del proyecto con la inclusión de esta opción, además de los plazos de retorno de la inversión. Otra de las razones está en la posibilidad de operar la central con las unidades hidráulicas originales por mayor tiempo que en las otras opciones.

También dentro de este punto, se encuentran los valores asociados a este proyecto. Ellos fueron obtenidos de diversas fuentes (tanto públicas como privadas), y en una primera verificación de ellos en el mercado no distan mucho de lo que se ofrece actualmente. También se hizo una verificación de costos con cotizaciones de otras centrales pertenecientes a la empresa, y los órdenes de magnitud calculados eran iguales a los órdenes de magnitud de dichas centrales. La principal razón para la diferencia entre estos costos radica en los costos asociados a transporte, ya que los puertos de llegada de los barcos que traen los equipos tienen distintas distancias a las centrales, y en algunos casos hay imprevistos físicos que impactan directamente en costos asociados al transporte de las cargas.

Por otra parte, el análisis económico de este proyecto arroja unos resultados muy prometedores, razón por la cual se recomienda firmemente la continuación a la siguiente etapa del proyecto de ampliación de la central hidráulica El Traro.

## 6.2 Comentarios y Recomendaciones

Los resultados obtenidos son plenamente satisfactorios, mostrando cifras muy prometedoras en cuanto a VAN, TIR y *Payback* de las opciones presentadas. La que destaca por sobre todas es la segunda opción que involucra añadir una turbina más a la central.

Ahora bien, hay muchos puntos en los que se puede mejorar el análisis, principalmente, costos y proyección de generación. En lo que respecta al tipo de turbina escogida, no habrá mucha diferencia entre lo que se entrega en este informe y lo que finalmente se requiera, dado que todo depende de la altura neta y el caudal disponible. Aunque es posible aumentar el caudal disponible sobre los  $16 [m^3/s]$ , el escenario legal en que se encuentra la compañía, litigando por los derechos de agua que liberó el proyecto de Hidroaysén es complejo. En el caso de que se liberaran primero los derechos que actualmente están en pugna (por  $8 [m^3/s]$ ) podría dar lugar a un estudio en el siguiente paso, de aumentar el caudal disponible a un valor mayor, y con ello, una unidad extra o la modificación de una de las unidades actuales, agregando esta vez, una modificación mayor de las obras civiles.

Con respecto a los costos, teniendo una primera aproximación al tipo de turbinas necesaria, se pueden hacer cotizaciones con proveedores de las tecnologías para disminuir la incertidumbre de costos, sobre todo con el traslado. Con esto, se podrá acordar un tipo de entrega, la logística asociada a ella y los equipos necesarios para su traslado y/o instalación. Otro punto relacionado con esto tiene que ver con la diferenciación de costos fijos y variables, si bien los cálculos realizados en este trabajo se basaron en informes del sistema General Carrera, el alumno cree que pueden afinarse aún más teniendo la información de dichos costos desde las centrales mismas (El Traro y Chile Chico). También sería un importante avance el poder contar con el desglose de los costos desde el punto de vista de obras civiles, si bien dentro del rango de precios no es una mala aproximación, la distancia de máquinas para trabajar, la dificultad de la geografía del terreno e incluso la llevada de materiales a la central, podría hacer variar el precio considerado en ese punto de una forma que no está prevista en este informe. Éste es el principal responsable de obtener indicadores económicos extremadamente buenos (por ejemplo, tasas de retorno mayores a un 100%, tiempos de retorno de inversión menores a dos años), y por ello es el principal punto a indagar para afinar los valores a unos que se acerquen más a la realidad de los proyectos de esta índole.

Por último, se recomienda fuertemente que uno de los primeros pasos a seguir si se continúa el estudio de este proyecto, sea la realización de un estudio de proyección de caudal del alimentado de la central El Traro. La principal razón de esto es disminuir la incertidumbre en cuanto al porcentaje de generación hidráulica inyectada al sistema. Quedó demostrado que este valor repercute directamente en los índices de evaluación económica, siendo estos las razones por la cual se decanta por la realización de un proyecto u otro. Si bien se trabajó con un amplio rango de generación hidráulica, acorde avanzan las etapas del proyecto se busca una menor incertidumbre en cuanto a los costos y a las ganancias que éste traerá.

## 7 Bibliografía

- [1] Superintendencia del Medio Ambiente. (Enero de 2014). “Guía de aspectos ambientales relevantes para centrales termoeléctricas”. Recuperado el 08 de Junio de 2016
- [2] Comisión Nacional de Energía. (Agosto de 2015). “Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional”. Recuperado el 10 de Junio de 2016.
- [3] Empresa eléctrica de Aysén S.A. (Mayo de 2014). “Estudio de tarificación de sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera”. Recuperado el 2 de Marzo de 2017.
- [4] Fernández Díez, P. (s.f.). “Apunte de turbinas hidráulicas”. Universidad de Cantabria. Recuperado el 09 de Junio de 2016.
- [5] European Small Hydropower Association - ESHA. (2006) “Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, parte II”. Recuperado el 09 de Junio de 2016.
- [6] Polo Encina, M. (1980). “Turbomáquinas Hidráulicas: Principios Fundamentales”. México: Limusa. Recuperado el 09 de Junio de 2016.
- [7] Almandoz, J., Mongelos, M<sup>o</sup>., Pellejero, I. (s.f.) “Apunte de Máquinas Hidráulicas”. Escuela Universitaria Politécnica, Donostia - San Sebastián. Recuperado el 09 de Junio de 2016.
- [8] Claudio Mataix Plana. (1982). “Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas”. México: Industria Editorial Mexicana.
- [9] Centro de Investigación Hidráulica. (Octubre de 2009). “Ecuaciones analíticas para pérdidas de energía en bifurcaciones comunes en conductos hidráulicos con circulación forzada”. Revista Científica de Ingeniería Hidráulica y Ambiental, XXX, 12. Recuperado el 13 de Julio de 2016.
- [10] Larreategui, A., Peñalva, I. (2010 - 2011). “Ábaco de Máquinas Hidráulicas”. Recuperado el 21 de Noviembre de 2016. Recuperado el 10 de Junio de 2016.
- [11] Vargas, L., Haas, J., Barría, F., & Reyes, L. (2010). “Generación de Energía Eléctrica con Fuenres Renovables”. Santiago.
- [12] Grupo SAESA. (Mayo de 2016). “Informe de Clasificación, Mayo 2016”. Recuperado el 12 de Marzo 2017, de [www.gruposaes.cl/inversionistas/descargar\\_archivo/56/](http://www.gruposaes.cl/inversionistas/descargar_archivo/56/)
- [13] GTD Ingenieros Consultores. (Mayo de 2014). “Estudio de tarificación de sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera. Empresa eléctrica de Aysén S.A”. Recuperado el 12 de Marzo de 2017.

[14] Comisión Nacional de Energía. (Octubre de 2010). “Observaciones y correcciones a estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera”. Recuperado el 12 de Marzo de 2017, en [www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/2015/D\\_5T\\_08\\_2015.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2015/D_5T_08_2015.pdf)

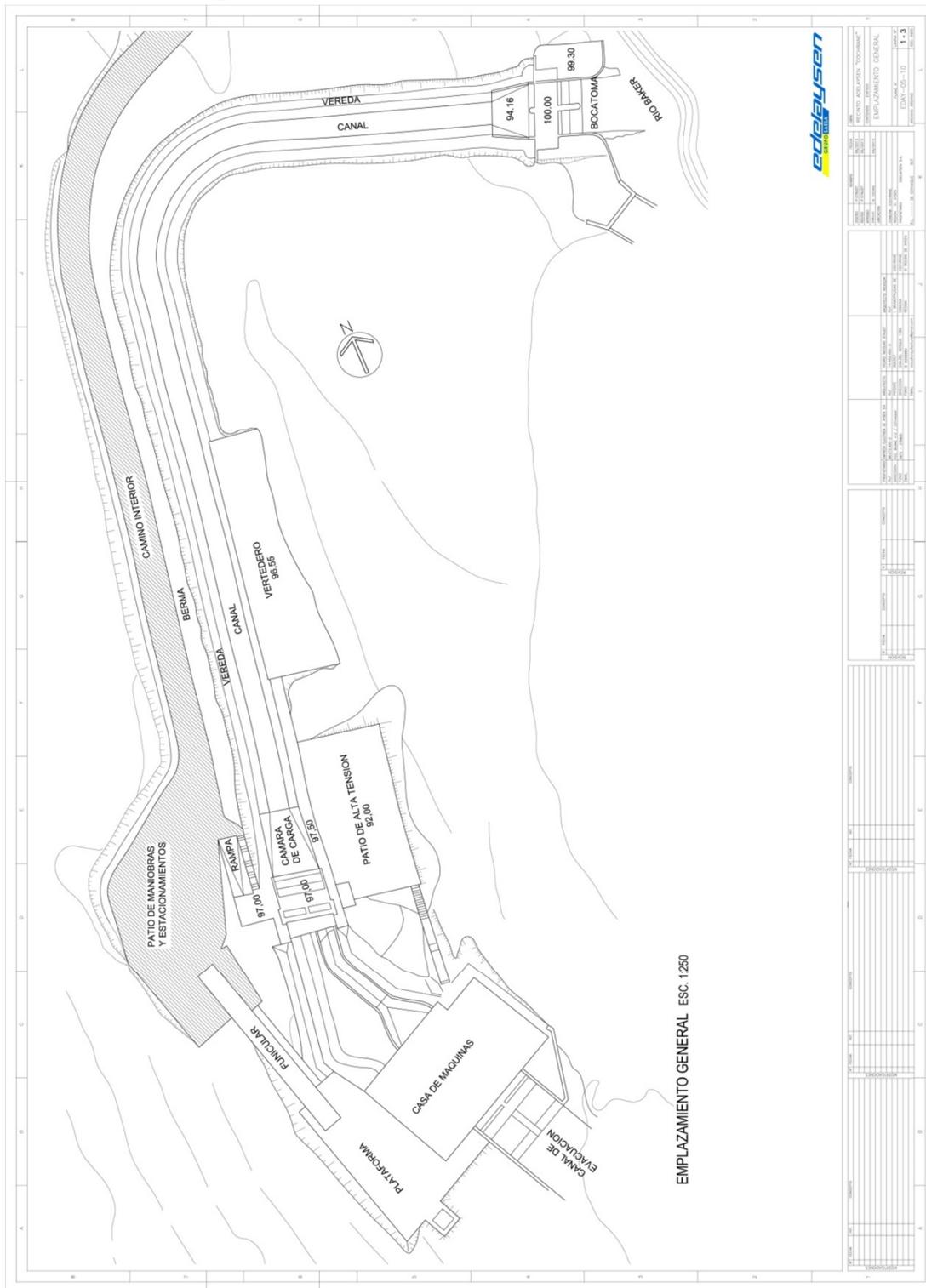
[15] DEUMAN Ltda. (Noviembre de 2015). “Evaluación económica de la matriz energética de la región de Aysen, del General Carlos Ibañez del Campo”. Recuperado el 15 de Marzo de 2017.

## ANEXOS

## TABLA DE CONTENIDO

ANEXO A: Emplazamiento General Central «El Traro».....	II
ANEXO B: Relación entre Área Transversal, Perímetro Mojado y <b>Rh</b> . ....	III
ANEXO C: Perfil Longitudinal Canal de Aducción. ....	V
ANEXO D: Cálculo de Distancia Media de Tramo 'Secundaria 1'.....	VII
ANEXO E: Valores de costos variables según equipos térmicos, sistema General Carrera. ....	VIII
ANEXO F: Cálculo de Coeficientes n y m, para Fórmula de Manning y Chézy. ....	IX
ANEXO G: Flujos de Caja.....	XII
ANEXO H: Indicadores Económicos de Flujos de Cajas .....	XVII

# ANEXO A: Emplazamiento General Central «El Traro».<sup>8</sup>



<sup>8</sup> Fuente: Dato entregado por la empresa.

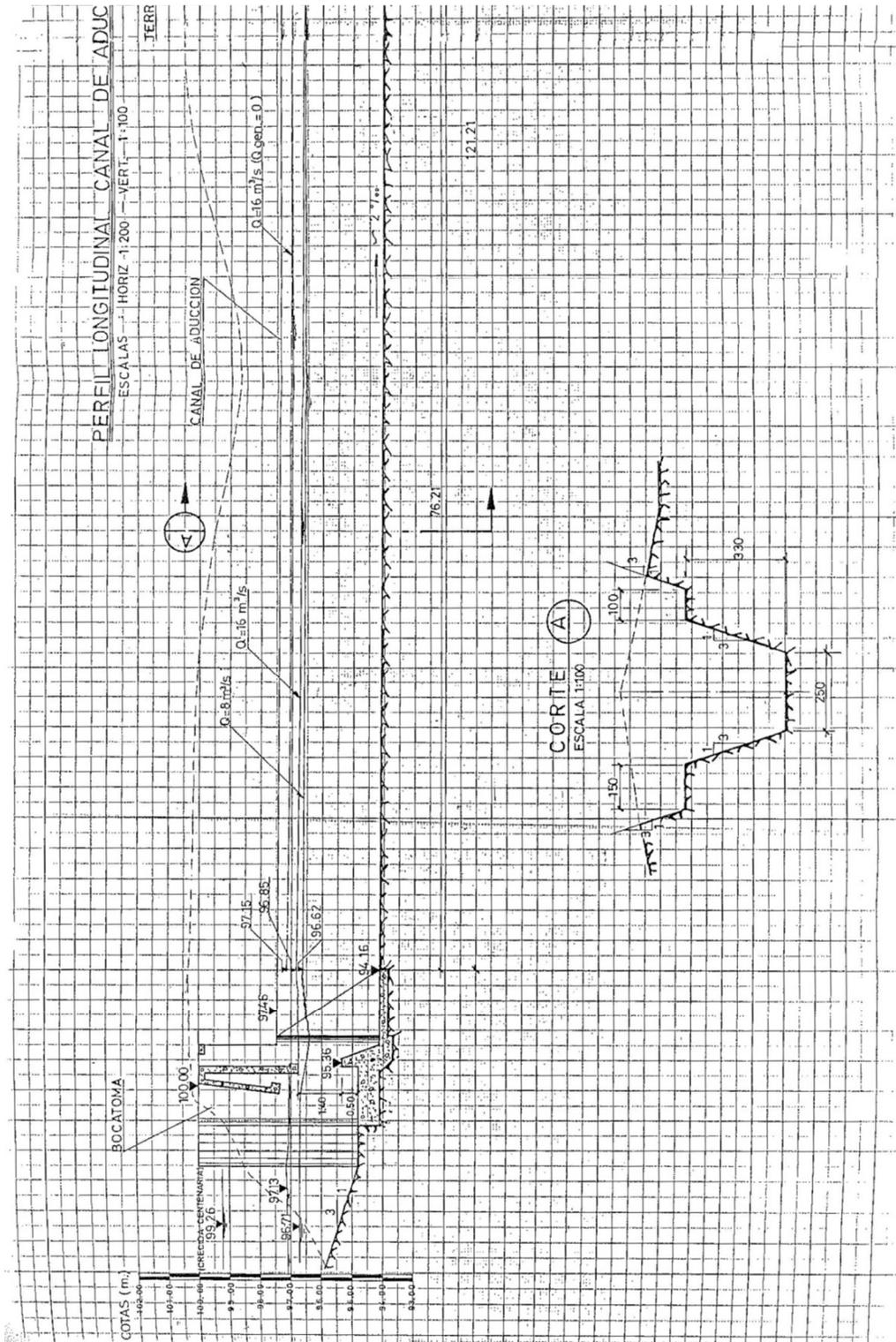
## ANEXO B: Relación entre Área Transversal, Perímetro Mojado y $R_h$ .<sup>9</sup>

Altura [cm]	Área A [cm <sup>2</sup> ]	Perímetro A [cm]	$R_h$ A [cm]	Área B [cm <sup>2</sup> ]	Perímetro B [cm]	$R_h$ B [cm]
1	250,33	252,11	0,99	250,33	252,11	0,99
5	1258,33	260,54	4,83	1258,33	260,54	4,83
10	2533,33	271,08	9,35	2533,33	271,08	9,35
15	3825,00	281,62	13,58	3825,00	281,62	13,58
20	5133,33	292,16	17,57	5133,33	292,16	17,57
25	6458,33	302,70	21,34	6458,33	302,70	21,34
30	7800,00	313,24	24,90	7800,00	313,24	24,90
35	9158,33	323,78	28,29	9158,33	323,78	28,29
40	10533,33	334,32	31,51	10533,33	334,32	31,51
45	11925,00	344,86	34,58	11925,00	344,86	34,58
50	13333,33	355,40	37,52	13333,33	355,40	37,52
55	14758,33	365,94	40,33	14758,33	365,94	40,33
60	16200,00	376,48	43,03	16200,00	376,48	43,03
65	17658,33	387,02	45,63	17658,33	387,02	45,63
70	19133,33	397,56	48,13	19133,33	397,56	48,13
75	20625,00	408,10	50,54	20625,00	408,10	50,54
80	22133,33	418,64	52,87	22133,33	418,64	52,87
85	23658,33	429,18	55,12	23658,33	429,18	55,12
90	25200,00	439,72	57,31	25200,00	439,72	57,31
95	26758,33	450,26	59,43	26758,33	450,26	59,43
100	28333,33	460,80	61,49	28333,33	460,80	61,49
105	29925,00	471,34	63,49	29925,00	471,34	63,49
110	31533,33	481,88	65,44	31533,33	481,88	65,44
115	33158,33	492,42	67,34	33158,33	492,42	67,34
120	34800,00	502,96	69,19	34800,00	502,96	69,19
125	36458,33	513,50	71,00	36458,33	513,50	71,00
130	38133,33	524,04	72,77	38133,33	524,04	72,77
135	39825,00	534,58	74,50	39825,00	534,58	74,50
140	41533,33	545,12	76,19	41533,33	545,12	76,19
145	43258,33	555,66	77,85	43258,33	555,66	77,85
150	45000,00	566,20	79,48	45000,00	566,20	79,48
155	46758,33	576,74	81,07	46758,33	576,74	81,07
160	48533,33	587,28	82,64	48533,33	587,28	82,64

<sup>9</sup> Fuente: Elaboración propia.

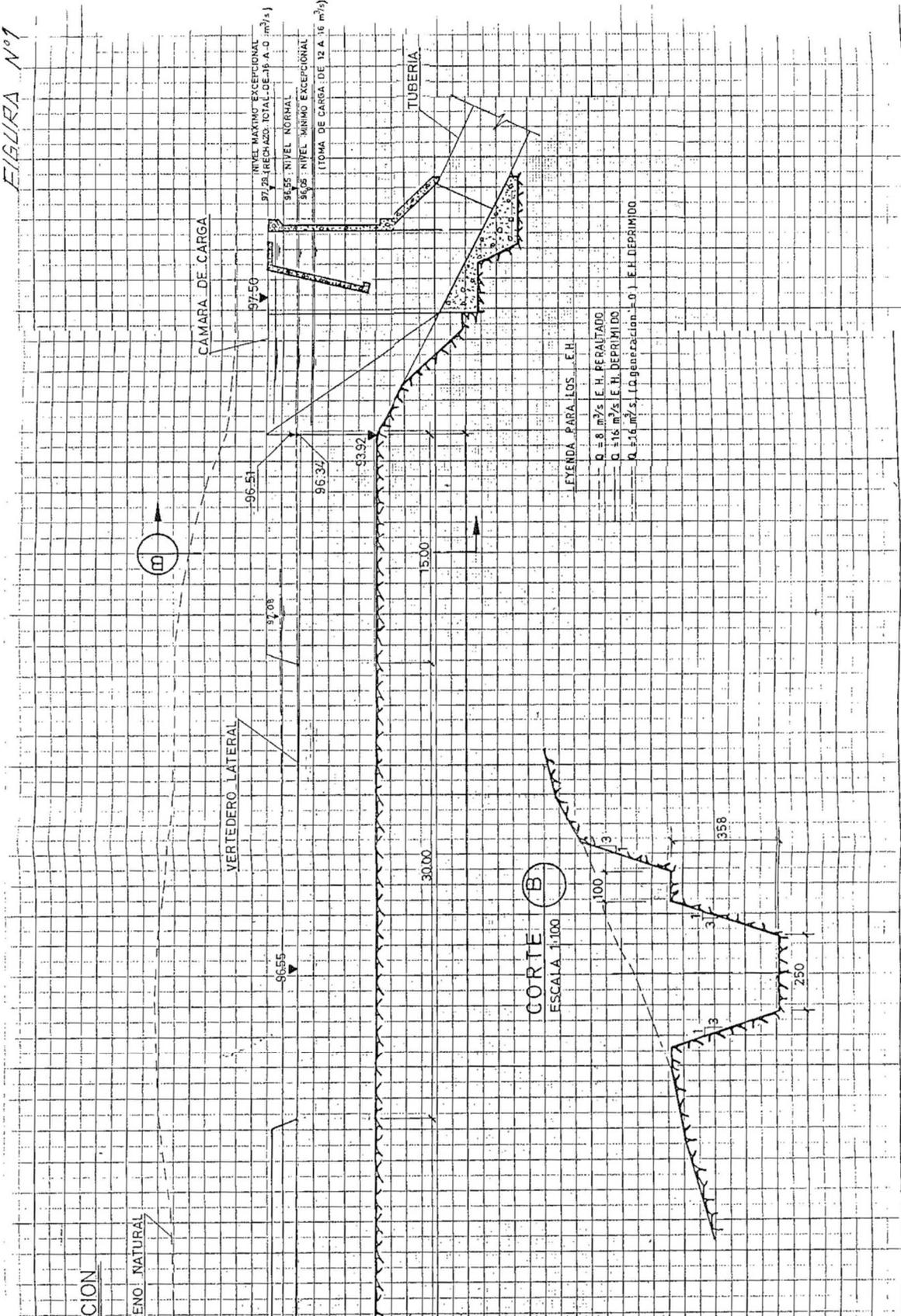
165	50325,00	597,82	84,18	50325,00	597,82	84,18
170	52133,33	608,36	85,69	52133,33	608,36	85,69
175	53958,33	618,90	87,18	53958,33	618,90	87,18
180	55800,00	629,44	88,65	55800,00	629,44	88,65
185	57658,33	639,98	90,09	57658,33	639,98	90,09
190	59533,33	650,52	91,52	59533,33	650,52	91,52
195	61425,00	661,06	92,92	61425,00	661,06	92,92
200	63333,33	671,60	94,30	63333,33	671,60	94,30
205	65258,33	682,14	95,67	65258,33	682,14	95,67
210	67200,00	692,68	97,01	67200,00	692,68	97,01
215	69158,33	703,22	98,35	69158,33	703,22	98,35
220	71133,33	713,76	99,66	71133,33	713,76	99,66
225	73125,00	724,30	100,96	73125,00	724,30	100,96
230	75133,33	734,84	102,24	75133,33	734,84	102,24
235	77158,33	745,38	103,52	77158,33	745,38	103,52
240	79200,00	755,92	104,77	79200,00	755,92	104,77
245	81258,33	766,46	106,02	81258,33	766,46	106,02
250	83333,33	777,00	107,25	83333,33	777,00	107,25
255	85425,00	787,54	108,47	85425,00	787,54	108,47
260	87533,33	798,08	109,68	87533,33	798,08	109,68
265	89658,33	808,62	110,88	89658,33	808,62	110,88
270	91800,00	819,16	112,07	91800,00	819,16	112,07
275	93958,33	829,70	113,24	93958,33	829,70	113,24
280	96133,33	840,24	114,41	96133,33	840,24	114,41
285	98325,00	850,78	115,57	98325,00	850,78	115,57
290	100533,33	861,32	116,72	100533,33	861,32	116,72
295	102758,33	871,86	117,86	102758,33	871,86	117,86
300	105000,00	882,40	118,99	105000,00	882,40	118,99
305	107258,33	892,94	120,12	107258,33	892,94	120,12
310	109533,33	903,48	121,23	109533,33	903,48	121,23
315	111825,00	914,02	122,34	111825,00	914,02	122,34
320	114133,33	924,56	123,45	114133,33	924,56	123,45
325	116458,33	935,10	124,54	116458,33	935,10	124,54
330	118800,00	945,64	125,63	118800,00	945,64	125,63

# ANEXO C: Perfil Longitudinal Canal de Aducción.<sup>10</sup>



<sup>10</sup> Fuente: Dato entregado por la empresa.

FIGURA N°1



## ANEXO D: Cálculo de Distancia Media de Tramo 'Secundaria 1'.<sup>11</sup>

Nivel	Caudal [ $m^3/s$ ]	Altura [ $m$ ]
Diseño	16	96,85
Nulo	0	94,16

Es decir, para un caudal de diseño se tiene una altura (en centímetros, con respecto a la base del canal) de:

$$h_{bocatoma} = (96,85 - 94,16) \cdot 100 = 269 [cms]$$

Ahora, la distancia media (desde bocatoma) para el tramo 'Secundaria 1' es el largo del tramo 'Primaria 1' más la mitad de 'Secundaria 1'. Esto, según los datos de la Tabla 4.1 es:

$$d_{media\ sec.1} = L_{prim.1} + \frac{1}{2}L_{sec.1} = 24,57 + \frac{1}{2}23,97 = 36,55 [m]$$

El descenso en altura asociado a este tramo ( $d_{media\ sec.1}$ ) es el mismo tramo multiplicado por la pendiente del canal ( $s = 0,00198$ ). Por lo que la altura de esta sección media queda dada por:

$$h_{media\ sec.1} = h_{bocatoma} - s \cdot d_{media\ sec.1} = 269 - 0,00198 \cdot 36,555 = 261,76 [cms]$$

Y con estos datos, se ocupan datos de ANEXO B: Relación entre Área Transversal, Perímetro Mojado y  $R_h$ . Por lo que el radio hidráulico con esa altura es de:

$$R_h(h = 261,76) = 1,101 [m]$$

---

<sup>11</sup> Fuente: Elaboración propia.

**ANEXO E: Valores de costos variables según equipos térmicos, sistema General Carrera.<sup>12</sup>**

Grupo	G 5522	G 5120	G 5121	G 5144	G 5622	G 5518	G 5541	G 5741
<b>Costo Variable No Combustible por equipo [USD/MWh]</b>								
Cambio de Aceite	1,49	1,52	1,74	1,74	1,74	1,52	1,52	1,09
Filtros de Aceite	0,78	0,08	0,10	0,10	0,06	0,08	0,15	0,10
Filtros de Combustible	0,15	0,75	0,54	0,54	0,54	0,75	0,75	0,54
Filtros de Aire	0,38	0,38	0,27	0,27	0,27	0,38	0,38	0,27
Filtros Racor	0,05	0,04	0,06	0,06	0,06	0,04	0,04	0,03
Mantenimiento Operacional	4,32	4,98	3,54	3,54	6,15	5,26	13,79	3,58
Mantenimiento top overhaul	7,52	7,52	7,16	7,16	7,16	7,52	7,52	5,37
Mantenimiento overhaul	7,52	7,52	6,45	6,45	6,45	7,52	7,52	4,83
Total CVNC por unidad	22,19	22,80	19,86	19,86	22,43	23,08	31,67	15,81
Porcentaje total del CV	8,80%	8,44%	7,66%	7,66%	9,87%	8,92%	11,92%	7,72%
<b>Costo Variable Combustible [USD/MWh]</b>								
Consumo Combustible	181.632	163.446	315.699	315.699	155.414	150.468	55.099	235.119
Rendimiento [Lt/KWh]	0,30	0,32	0,31	0,31	0,27	0,31	0,29	0,24
Rendimiento [gr/KWh]	253,78	273,01	264,02	264,02	226,00	259,89	246,02	198,68
Total CVC por unidad	229,97	247,40	239,25	239,25	204,80	235,51	234,15	189,09
Porcentaje total del CV	91,20%	91,56%	92,34%	92,34%	90,13%	91,08%	88,08%	92,28%
<b>TOTAL CV por unidad [USD/MWh]</b>	<b>252,16</b>	<b>270,20</b>	<b>259,11</b>	<b>259,11</b>	<b>227,23</b>	<b>258,59</b>	<b>265,83</b>	<b>204,90</b>

<sup>12</sup> Fuente: SAESA.

## ANEXO F: Cálculo de Coeficientes $n$ y $m$ , para Fórmula de Manning y Chézy.<sup>13</sup>

Dado que los valores de las constantes  $n$  y  $m$  para uno y otro método de cálculo de la velocidad del fluido en canales abiertos no estaban dentro de la gama de opciones que ofrecían las tablas correspondientes (Tabla 3.4 y Tabla 3.5), se calcularon de la siguiente forma:

Caudal [ $m^3/s$ ]	Altura en bocatoma [m]	Altura en bocatoma [cm]
0	94,16	0
8	96,62	246
16	96,85	269

### Fórmula de Manning

- i. Con el caudal de diseño en mente (16 [ $m^3/s$ ]) y los datos correspondientes de altura del documento ANEXO C: Perfil Longitudinal Canal de Aducción. (Ver tabla en anterior), se plantean la ecuación de caudales ( $Q = A \cdot V$ ) y la ecuación de Manning.

$$Q = A \cdot V = A \cdot \left[ \frac{1}{n} \cdot R_h^{2/3} \cdot s^{1/2} \right]$$

- ii. Reemplazando los términos de área y radio hidráulico por su equivalente dependiendo de la altura:

$$Q = (250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2) \cdot \left[ \frac{1}{n} \cdot \left( \frac{250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2}{250 + 2,108 \cdot h} \right)^{2/3} \cdot s^{1/2} \right]$$

- iii. Reemplazando en la expresión anterior los datos que se tienen y despejando la constante  $n$ , se llega a los siguientes valores:

Caudal [ $m^3/s$ ]	Valor de $n$
8	0,0373
16	0,0473

- iv. Tomando un valor promedio de los datos obtenidos, se asumen el valor de  $n = 0,0423$ .

---

<sup>13</sup> Fuente: Elaboración propia.

Primer método de Chézy

- i. Del mismo modo anterior y con los mismos datos de caudal y altura, se plantea la ecuación de caudal ( $Q = A \cdot V$ ) y el término de velocidad se reemplaza por la ecuación de Chézy, con su primera constante:

$$Q = A \cdot V = A \cdot [C1 \cdot \sqrt{R_h \cdot s}] = A \cdot \left[ \frac{87}{1 + \frac{m}{\sqrt{R_h}}} \cdot \sqrt{R_h \cdot s} \right]$$

- ii. Reemplazando los términos de área y radio hidráulico por su equivalente dependiente de la altura del canal:

$$Q = (250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2) \cdot \left[ \frac{87}{1 + \frac{m}{\sqrt{\left(\frac{250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2}{250 + 2,108 \cdot h}\right)}}} \cdot \sqrt{\left(\frac{250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2}{250 + 2,108 \cdot h}\right)} \cdot s \right]$$

- iii. Reemplazando en la expresión anterior los datos que se tienen y despejando la constante  $m$ , se llega a los siguientes valores:

Caudal [ $m^3/s$ ]	Valor de $m$
8	3,168
16	1,414

- iv. Tomando un valor promedio de los datos obtenidos, se asumen el valor de  $m = 2,291$ .

Segundo método de Chézy

- i. Del mismo modo anterior y con los mismos datos de caudal y altura, se plantea la ecuación de caudal ( $Q = A \cdot V$ ) y el término de velocidad se reemplaza por la ecuación de Chézy, con su segunda constante:

$$Q = A \cdot V = A \cdot [C2 \cdot \sqrt{R_h \cdot s}] = A \cdot \left[ \frac{23 + \frac{1}{n} + \frac{0,00155}{s}}{1 + \left(23 + \frac{0,00155}{s}\right) \cdot \frac{n}{\sqrt{R_h}}} \cdot \sqrt{R_h \cdot s} \right]$$

- ii. Reemplazando los términos de área y radio hidráulico por su equivalente dependiente de la altura del canal:

$$Q = \frac{(250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2) \cdot \left(23 + \frac{1}{n} + \frac{0,00155}{s}\right)}{1 + \left(23 + \frac{0,00155}{s}\right) \cdot \frac{n}{\sqrt{\left(\frac{250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2}{250 + 2,108 \cdot h}\right)}}} \cdot \sqrt{\left(\frac{250 \cdot h + 1/3 \cdot h^2}{250 + 2,108 \cdot h}\right)} \cdot s$$

- iii. Reemplazando en la expresión anterior los datos que se tienen y despejando la constante  $n$ , se llega a los siguientes valores:

Caudal [ $m^3/s$ ]	Valor de $n$
8	0,0475
16	0,0274

- iv. Tomando un valor promedio de los datos obtenidos, se asumen el valor de  $m = 0,0375$ .

### Resultados

Acorde a los cálculos realizados en este anexo, se tabulan los siguientes datos:

Método	n		m	
	$Q = 8[m^3/s]$	$Q = 16[m^3/s]$	$Q = 8[m^3/s]$	$Q = 16[m^3/s]$
Manning	0,0473	0,0273	-	-
Chézy M1	-	-	3,168	1,414
Chézy M2	0,0475	0,0274	-	-
Promedio	0,037		2,291	

# ANEXO G: Flujos de Caja<sup>14</sup>

## Caso 1

Tabla A.1 Flujo de caja del caso 1, desde el año 0 al año 6. Fuente: Elaboración propia.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda [kWh]		12.674.543,51	13.410.831,28	14.195.302,89	15.031.321,16	15.922.340,30	16.871.990,69
Generación Hidráulica [%]		-	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Costos Variables							
Gen. Térmica [CLP/kWh]		190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Gen. Hidráulica [CLP/kWh]		6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Gen. Térmica [CLP/kW]		81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Gen. Hidráulica [CLP/kW]		90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]		2.484.635.470	2.628.627.336	2.782.042.258	2.945.537.884	3.119.789.737	3.305.507.791
Costo Variable [CLP]		- 2.409.316.650	- 1.319.706.263	- 1.396.902.976	- 1.479.172.190	- 1.566.853.820	- 1.660.305.116
Costo Fijo [CLP]		- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444
Intereses [CLP]		- 124.953.165,52	- 122.771.530,13	- 120.371.731,21	- 117.731.952,40	- 114.828.195,70	- 111.634.063,33
Depreciación [CLP]		- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861
Perdida de capital [CLP]							
Perdida Ejercicios anteriores			- 438.675.650				
Utilidad Antes de Impuesto		- 438.675.650	358.432.588	875.726.246	959.592.436	1.049.066.417	1.144.527.307
Impuesto 17%			60.933.540	148.873.462	163.130.714	178.341.291	194.569.642
Utilidad despues de impuesto		- 438.675.650	297.499.048	726.852.784	796.461.722	870.725.126	949.957.665
Depreciación		25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861
Perdida de capital							
Perdida de Ejercicios anteriores			438.675.650				
Flujo de Caja operacional		- 412.799.789	762.050.559	752.728.645	822.337.583	896.600.987	975.833.526
Prestamo	1.249.531.655						
Amortización		- 21.816.354	- 23.997.989	- 26.397.788	- 29.037.567	- 31.941.324	- 35.135.456
Inversión	- 2.499.063.310						
Capital de trabajo	- 174.934.432						
Valor Residual							
Flujo de Caja de Capitales	- 1.424.466.087	- 21.816.354	- 23.997.989	- 26.397.788	- 29.037.567	- 31.941.324	- 35.135.456
Flujo de Caja neto	- 1.424.466.087	- 434.616.143	738.052.570	726.330.857	793.300.016	864.659.663	940.698.070

<sup>14</sup> Fuente: Elaboración propia.

Tabla A.2 Flujo de caja del caso 1, desde el año 7 al año 13. Fuente: Elaboración propia.

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda [kWh]	17.884.120,85	18.962.823,49	20.112.456,07	21.337.659,90	22.642.733,14	24.031.817,19	25.509.279,12
Generación Hidráulica [%]	0,50	0,49	0,46	0,44	0,41	0,39	0,36
Costos Variables							
Gen. Térmica [CLP/kWh]	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Gen. Hidráulica [CLP/kWh]	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Gen. Térmica [CLP/kW]	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Gen. Hidráulica [CLP/kW]	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]	3.503.444.679	3.714.400.791	3.939.228.294	4.178.834.862	4.434.061.063	4.705.716.810	4.994.656.147
Costo Variable [CLP]	- 1.759.904.796	- 1.899.321.080	- 2.117.855.887	- 2.350.756.108	- 2.598.838.785	- 2.862.891.161	- 3.143.743.377
Costo Fijo [CLP]	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444
Intereses [CLP]	- 108.120.517,73	- 104.255.617,57	- 100.004.227,39	- 95.327.698,19	- 90.183.516,08	- 84.524.915,75	- 78.300.455,39
Depreciación [CLP]	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861
Perdida de capital [CLP]							
Perdida Ejercicios anteriores							
Utilidad Antes de Impuesto	1.246.378.060	1.321.782.789	1.332.326.875	1.343.709.751	1.355.997.457	1.369.259.428	1.383.571.010
Impuesto 17%	211.884.270	224.703.074	226.495.569	228.430.658	230.519.568	232.774.103	235.207.072
Utilidad despues de impuesto	1.034.493.790	1.097.079.715	1.105.831.307	1.115.279.093	1.125.477.889	1.136.485.325	1.148.363.938
Depreciación	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861
Perdida de capital							
Perdida de Ejercicios anteriores							
Flujo de Caja operacional	1.060.369.651	1.122.955.576	1.131.707.167	1.141.154.954	1.151.353.750	1.162.361.186	1.174.239.799
Prestamo							
Amortizacion	- 38.649.002	- 42.513.902	- 46.765.292	- 51.441.821	- 56.586.003	- 62.244.604	- 68.469.064
Inversion							
Capital de trabajo							
Valor Residual							
Flujo de Caja de Capitales	- 38.649.002	- 42.513.902	- 46.765.292	- 51.441.821	- 56.586.003	- 62.244.604	- 68.469.064
Flujo de Caja neto	1.021.720.649	1.080.441.674	1.084.941.875	1.089.713.133	1.094.767.746	1.100.116.582	1.105.770.735

Tabla A.3 Flujo de caja del caso 1, desde el año 14 al año 20. Fuente: Elaboración propia.

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Demanda [kWh]	27.078.950,14	28.744.948,25	30.511.015,75	32.380.435,98	34.356.124,88	36.440.916,63	38.636.939,88
Generación Hidráulica [%]	0,34	0,32	0,30	0,29	0,27	0,26	0,24
Costos Variables							
Gen. Térmica [CLP/kWh]	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Gen. Hidráulica [CLP/kWh]	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Gen. Térmica [CLP/kW]	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Gen. Hidráulica [CLP/kW]	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]	5.301.628.323	5.627.438.672	5.972.819.059	6.338.411.587	6.724.786.511	7.132.498.095	7.561.962.630
Costo Variable [CLP]	- 3.442.123.711	- 3.758.814.958	- 4.094.528.495	- 4.449.888.456	- 4.825.449.135	- 5.221.749.283	- 5.639.193.539
Costo Fijo [CLP]	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444	- 363.165.444
Intereses [CLP]	- 71.453.548,99	- 63.921.951,95	- 55.637.195,21	- 46.523.962,80	- 36.499.407,14	- 25.472.395,92	- 13.342.683,58
Depreciación [CLP]	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861	- 25.875.861
Perdida de capital [CLP]							- 342.963.453
Perdida Ejercicios anteriores							
Utilidad Antes de Impuesto	1.399.009.758	1.415.660.458	1.433.612.064	1.452.957.864	1.473.796.664	1.496.235.111	1.177.421.650
Impuesto 17%	237.831.659	240.662.278	243.714.051	247.002.837	250.545.433	254.359.969	200.161.681
Utilidad despues de impuesto	1.161.178.099	1.174.998.180	1.189.898.013	1.205.955.027	1.223.251.232	1.241.875.142	977.259.970
Depreciación	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861	25.875.861
Perdida de capital							342.963.453
Perdida de Ejercicios anteriores							
Flujo de Caja operacional	1.187.053.960	1.200.874.041	1.215.773.874	1.231.830.888	1.249.127.092	1.267.751.003	1.346.099.283
Prestamo							
Amortizacion	- 75.315.970	- 82.847.567	- 91.132.324	- 100.245.557	- 110.270.112	- 121.297.123	- 133.426.836
Inversion							
Capital de trabajo							174.934.432
Valor Residual							85.740.863
Flujo de Caja de Capitales	- 75.315.970	- 82.847.567	- 91.132.324	- 100.245.557	- 110.270.112	- 121.297.123	127.248.459
Flujo de Caja neto	1.111.737.990	1.118.026.473	1.124.641.550	1.131.585.331	1.138.856.980	1.146.453.880	1.473.347.742

## Caso 2

Tabla A.4 Flujo de caja del caso 2, desde el año 0 al año 6. Fuente: Elaboración propia.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda [kWh]		12.674.543,51	13.410.831,28	14.195.302,89	15.031.321,16	15.922.340,30	16.871.990,69
Generación Hidráulica [%]		-	0,50	0,50	0,50	0,50	0,47
Costos Variables							
Generación Térmica [CLP/kWh]		190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Generación Hidráulica [CLP/kWh]		6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Generación Térmica [CLP/kW]		81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Generación Hidráulica [CLP/kW]		90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]		2.484.635.470	2.628.627.336	2.782.042.258	2.945.537.884	3.119.789.737	3.305.507.791
Costo Variable [CLP]		- 2.409.316.650	- 1.319.706.263	- 1.396.902.976	- 1.479.172.190	- 1.566.853.820	- 1.740.620.322
Costo Fijo [CLP]		- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834
Intereses [CLP]		- 64.696.905,19	- 63.567.321,50	- 62.324.779,44	- 60.957.983,18	- 59.454.507,29	- 57.800.683,81
Depreciación [CLP]		- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253
Perdida de capital [CLP]							
Perdida Ejercicios anteriores			- 348.688.172				
Utilidad Antes de Impuesto		- 348.688.172	537.355.493	963.504.415	1.046.097.624	1.134.171.323	1.147.776.698
Impuesto 17%			91.350.434	163.795.751	177.836.596	192.809.125	195.122.039
Utilidad despues de impuesto		- 348.688.172	446.005.059	799.708.665	868.261.028	941.362.198	952.654.660
Depreciación		15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253
Perdida de capital							
Perdida de Ejercicios anteriores			348.688.172				
Flujo de Caja operacional		- 333.529.919	809.851.484	814.866.918	883.419.280	956.520.451	967.812.912
Prestamo	646.969.052						
Amortización		- 11.295.837	- 12.425.421	- 13.667.963	- 15.034.759	- 16.538.235	- 18.192.058
Inversion	- 1.293.938.104						
Capital de trabajo	- 90.575.667						
Valor Residual							
Flujo de Caja de Capitales	- 737.544.719	- 11.295.837	- 12.425.421	- 13.667.963	- 15.034.759	- 16.538.235	- 18.192.058
Flujo de Caja neto	- 737.544.719	- 344.825.756	797.426.063	801.198.955	868.384.521	939.982.216	949.620.854

Tabla A.5 Flujo de caja del caso 2, desde el año 7 al año 13. Fuente: Elaboración propia.

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda [kWh]	17.884.120,85	18.962.823,49	20.112.456,07	21.337.659,90	22.642.733,14	24.031.817,19	25.509.279,12
Generación Hidráulica [%]	0,45	0,42	0,40	0,37	0,35	0,33	0,31
Costos Variables							
Generación Térmica [CLP/kWh]	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Generación Hidráulica [CLP/kWh]	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Generación Térmica [CLP/kW]	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Generación Hidráulica [CLP/kW]	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]	3.503.444.679	3.714.400.791	3.939.228.294	4.178.834.862	4.434.061.063	4.705.716.810	4.994.656.147
Costo Variable [CLP]	- 1.933.017.156	- 2.138.068.820	- 2.356.603.627	- 2.589.503.848	- 2.837.586.525	- 3.101.638.901	- 3.382.491.117
Costo Fijo [CLP]	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834
Intereses [CLP]	- 55.981.477,99	- 53.980.351,58	- 51.779.112,53	- 49.357.749,57	- 46.694.250,32	- 43.764.401,15	- 40.541.567,05
Depreciación [CLP]	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253
Perdida de capital [CLP]							
Perdida Ejercicios anteriores							
Utilidad Antes de Impuesto	1.155.135.958	1.163.041.533	1.171.535.468	1.180.663.177	1.190.470.200	1.201.003.420	1.212.313.376
Impuesto 17%	196.373.113	197.717.061	199.161.030	200.712.740	202.379.934	204.170.581	206.093.274
Utilidad despues de impuesto	958.762.845	965.324.472	972.374.439	979.950.437	988.090.266	996.832.839	1.006.220.102
Depreciación	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253
Perdida de capital							
Perdida de Ejercicios anteriores							
Flujo de Caja operacional	973.921.098	980.482.725	987.532.691	995.108.690	1.003.248.519	1.011.991.092	1.021.378.355
Prestamo							
Amortización	- 20.011.264	- 22.012.390	- 24.213.630	- 26.634.993	- 29.298.492	- 32.228.341	- 35.451.175
Inversion							
Capital de trabajo							
Valor Residual							
Flujo de Caja de Capitales	- 20.011.264	- 22.012.390	- 24.213.630	- 26.634.993	- 29.298.492	- 32.228.341	- 35.451.175
Flujo de Caja neto	953.909.833	958.470.335	963.319.062	968.473.697	973.950.027	979.762.751	985.927.180

Tabla A.6 Flujo de caja del caso 2, desde el año 14 al año 20. Fuente: Elaboración propia.

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Demanda [kWh]	27.078.950,14	28.744.948,25	30.511.015,75	32.380.435,98	34.356.124,88	36.440.916,63	38.636.939,88
Generación Hidráulica [%]	0,30	0,28	0,26	0,25	0,23	0,22	0,21
Costos Variables							
Generación Térmica [CLP/kWh]	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Generación Hidráulica [CLP/kWh]	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Generación Térmica [CLP/kW]	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Generación Hidráulica [CLP/kW]	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]	5.301.628.323	5.627.438.672	5.972.819.059	6.338.411.587	6.724.786.511	7.132.498.095	7.561.962.630
Costo Variable [CLP]	- 3.680.871.451	- 3.997.562.698	- 4.333.276.235	- 4.688.636.196	- 5.064.196.875	- 5.460.497.023	- 5.877.941.279
Costo Fijo [CLP]	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834	- 344.151.834
Intereses [CLP]	- 36.996.449,55	- 33.096.820,30	- 28.807.228,12	- 24.088.676,73	- 18.898.270,19	- 13.188.823,00	- 6.908.431,10
Depreciación [CLP]	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253	- 15.158.253
Perdida de capital [CLP]							- 171.481.726
Perdida Ejercicios anteriores							
Utilidad Antes de Impuesto	1.224.450.335	1.237.469.068	1.251.425.509	1.266.376.628	1.282.381.279	1.299.502.162	1.146.321.107
Impuesto 17%	208.156.557	210.369.741	212.742.337	215.284.027	218.004.817	220.915.368	194.874.588
Utilidad despues de impuesto	1.016.293.778	1.027.099.326	1.038.683.173	1.051.092.601	1.064.376.462	1.078.586.795	951.446.519
Depreciación	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253	15.158.253
Perdida de capital							171.481.726
Perdida de Ejercicios anteriores							
Flujo de Caja operacional	1.031.452.031	1.042.257.579	1.053.841.425	1.066.250.854	1.079.534.715	1.093.745.047	1.138.086.498
Prestamo							
Amortización	- 38.996.293	- 42.895.922	- 47.185.514	- 51.904.065	- 57.094.472	- 62.803.919	- 69.084.311
Inversion							
Capital de trabajo							90.575.667
Valor Residual							42.870.432
Flujo de Caja de Capitales	- 38.996.293	- 42.895.922	- 47.185.514	- 51.904.065	- 57.094.472	- 62.803.919	64.361.788
Flujo de Caja neto	992.455.739	999.361.657	1.006.655.911	1.014.346.789	1.022.440.243	1.030.941.128	1.202.448.286

### Caso 3

Tabla A.7 Flujo de caja del caso 3, desde el año 0 al año 6. Fuente: Elaboración propia.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Demanda [kWh]		12.674.543,51	13.410.831,28	14.195.302,89	15.031.321,16	15.922.340,30	16.871.990,69
Generación Hidráulica [%]		-	0,50	0,50	0,50	0,50	0,48
Costos Variables							
Generación Térmica [CLP/kWh]		190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Generación Hidráulica [CLP/kWh]		6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Generación Térmica [CLP/kW]		81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Generación Hidráulica [CLP/kW]		90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]		2.484.635.470	2.628.627.336	2.782.042.258	2.945.537.884	3.119.789.737	3.305.507.791
Costo Variable [CLP]		- 2.409.316.650	- 1.319.706.263	- 1.396.902.976	- 1.479.172.190	- 1.566.853.820	- 1.729.251.382
Costo Fijo [CLP]		- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244
Intereses [CLP]		- 114.258.688,30	- 112.263.774,48	- 110.069.369,27	- 107.655.523,54	- 105.000.293,24	- 102.079.539,91
Depreciación [CLP]		- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622
Perdida de capital [CLP]							
Perdida Ejercicios anteriores			404.525.734				
Utilidad Antes de Impuesto		- 404.525.734	426.545.698	909.484.046	993.124.304	1.082.349.758	1.108.591.003
Impuesto 17%			72.512.769	154.612.288	168.831.132	183.999.459	188.460.470
Utilidad despues de impuesto		- 404.525.734	354.032.929	754.871.758	824.293.172	898.350.299	920.130.532
Depreciación		20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622
Perdida de capital							
Perdida de Ejercicios anteriores			404.525.734				
Flujo de Caja operacional		- 383.997.112	779.087.286	775.400.381	844.821.794	918.878.921	940.659.154
Prestamo	1.142.586.883						
Amortización		- 19.949.138	- 21.944.052	- 24.138.457	- 26.552.303	- 29.207.533	- 32.128.287
Inversion	- 2.285.173.766						
Capital de trabajo	- 159.962.164						
Valor Residual							
Flujo de Caja de Capitales	- 1.302.549.047	- 19.949.138	- 21.944.052	- 24.138.457	- 26.552.303	- 29.207.533	- 32.128.287
Flujo de Caja neto	- 1.302.549.047	- 403.946.250	757.143.234	751.261.923	818.269.491	889.671.388	908.530.868

Tabla A.8 Flujo de caja del caso 3, desde el año 7 al año 13. Fuente: Elaboración propia.

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Demanda [kWh]	17.884.120,85	18.962.823,49	20.112.456,07	21.337.659,90	22.642.733,14	24.031.817,19	25.509.279,12
Generación Hidráulica [%]	0,45	0,43	0,40	0,38	0,36	0,34	0,32
Costos Variables							
Generación Térmica [CLP/kWh]	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Generación Hidráulica [CLP/kWh]	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Generación Térmica [CLP/kW]	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Generación Hidráulica [CLP/kW]	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]	3.503.444.679	3.714.400.791	3.939.228.294	4.178.834.862	4.434.061.063	4.705.716.810	4.994.656.147
Costo Variable [CLP]	- 1.921.648.216	- 2.126.699.880	- 2.345.234.687	- 2.578.134.908	- 2.826.217.585	- 3.090.269.961	- 3.371.122.177
Costo Fijo [CLP]	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244
Intereses [CLP]	- 98.866.711,25	- 95.332.599,72	- 91.445.077,03	- 87.168.802,08	- 82.464.899,64	- 77.290.606,94	- 71.598.884,98
Depreciación [CLP]	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622
Perdida de capital [CLP]							
Perdida Ejercicios anteriores							
Utilidad Antes de Impuesto	1.117.343.885	1.126.782.446	1.136.962.664	1.147.945.285	1.159.792.712	1.172.570.375	1.186.349.219
Impuesto 17%	189.948.460	191.553.016	193.283.653	195.150.699	197.164.761	199.336.964	201.679.367
Utilidad despues de impuesto	927.395.425	935.229.430	943.679.011	952.794.587	962.627.951	973.233.412	984.669.851
Depreciación	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622
Perdida de capital							
Perdida de Ejercicios anteriores							
Flujo de Caja operacional	947.924.047	955.758.052	964.207.634	973.323.209	983.156.573	993.762.034	1.005.198.474
Prestamo							
Amortización	- 35.341.115	- 38.875.227	- 42.762.750	- 47.039.024	- 51.742.927	- 56.917.220	- 62.608.942
Inversion							
Capital de trabajo							
Valor Residual							
Flujo de Caja de Capitales	- 35.341.115	- 38.875.227	- 42.762.750	- 47.039.024	- 51.742.927	- 56.917.220	- 62.608.942
Flujo de Caja neto	912.582.931	916.882.825	921.444.884	926.284.185	931.413.646	936.844.814	942.589.532

Tabla A.9 Flujo de caja del caso 3, desde el año 14 al año 20. Fuente: Elaboración propia.

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Demanda [kWh]	27.078.950,14	28.744.948,25	30.511.015,75	32.380.435,98	34.356.124,88	36.440.916,63	38.636.939,88
Generación Hidráulica [%]	0,30	0,28	0,26	0,25	0,23	0,22	0,21
Costos Variables							
Generación Térmica [CLP/kWh]	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09	190,09
Generación Hidráulica [CLP/kWh]	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Costos Fijos							
Generación Térmica [CLP/kW]	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314	81.314
Generación Hidráulica [CLP/kW]	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541	90.541
Ingresos [CLP]	5.301.628.323	5.627.438.672	5.972.819.059	6.338.411.587	6.724.786.511	7.132.498.095	7.561.962.630
Costo Variable [CLP]	- 3.669.502.511	- 3.986.193.758	- 4.321.907.295	- 4.677.267.256	- 5.052.827.935	- 5.449.128.083	- 5.866.572.339
Costo Fijo [CLP]	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244	- 345.057.244
Intereses [CLP]	- 65.337.990,83	- 58.451.007,25	- 50.875.325,32	- 42.542.075,20	- 33.375.500,07	- 23.292.267,42	- 12.200.711,50
Depreciación [CLP]	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622	- 20.528.622
Perdida de capital [CLP]							- 257.407.635
Perdida Ejercicios anteriores							
Utilidad Antes de Impuesto	1.201.201.955	1.217.208.041	1.234.450.573	1.253.016.390	1.272.997.210	1.294.491.878	1.060.196.079
Impuesto 17%	204.204.332	206.925.367	209.856.597	213.012.786	216.409.526	220.063.619	180.233.333
Utilidad despues de impuesto	996.997.623	1.010.282.674	1.024.593.975	1.040.003.604	1.056.587.684	1.074.428.259	879.962.745
Depreciación	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622	20.528.622
Perdida de capital							257.407.635
Perdida de Ejercicios anteriores							
Flujo de Caja operacional	1.017.526.245	1.030.811.296	1.045.122.597	1.060.532.226	1.077.116.307	1.094.956.881	1.157.899.003
Prestamo							
Amortización	- 68.869.836	- 75.756.819	- 83.332.501	- 91.665.751	- 100.832.326	- 110.915.559	- 122.007.115
Inversion							
Capital de trabajo							159.962.164
Valor Residual							64.351.909
Flujo de Caja de Capitales	- 68.869.836	- 75.756.819	- 83.332.501	- 91.665.751	- 100.832.326	- 110.915.559	102.306.957
Flujo de Caja neto	948.656.409	955.054.477	961.790.096	968.866.474	976.283.980	984.041.322	1.260.205.960

## ANEXO H: Indicadores Económicos de Flujos de Cajas<sup>15</sup>

Generación hidráulica	Porcentaje de préstamo	VAN C0 [MMCLP]	VAN C1 [MMCLP]	VAN C2 [MMCLP]	VAN C3 [MMCLP]	VAN C1 - C0 [MMCLP]	VAN C2 - C0 [MMCLP]	VAN C3 - C0 [MMCLP]
10%	0%	1.303,2	-2.019,4	-633,9	-1.677,6	-3.322,6	-1.937,1	-2.980,7
20%	0%	3.202,3	326,3	1.711,8	668,2	-2.876,0	-1.490,5	-2.534,1
30%	0%	3.972,4	2.539,6	3.722,3	2.692,0	-1.432,8	-250,1	-1.280,5
40%	0%	4.000,0	4.223,1	5.117,5	4.102,9	223,0	1.117,5	102,9
50%	0%	4.000,0	5.406,0	5.957,9	4.958,8	1.406,0	1.957,8	958,7
60%	0%	4.000,0	6.122,0	6.277,0	5.303,4	2.122,0	2.277,0	1.303,4
10%	10%	1.303,2	-1.990,8	-619,1	-1.651,4	-3.293,9	-1.922,3	-2.954,6
20%	10%	3.202,3	355,0	1.726,7	694,4	-2.847,3	-1.475,6	-2.507,9
30%	10%	3.972,4	2.568,3	3.737,2	2.718,2	-1.404,2	-235,3	-1.254,3
40%	10%	4.000,0	4.251,7	5.132,4	4.129,1	251,7	1.132,3	129,1
50%	10%	4.000,0	5.434,7	5.972,7	4.985,0	1.434,6	1.972,6	984,9
60%	10%	4.000,0	6.150,7	6.291,8	5.329,6	2.150,6	2.291,8	1.329,6
10%	20%	1.303,2	-1.962,1	-604,3	-1.625,2	-3.265,3	-1.907,4	-2.928,4
20%	20%	3.202,3	383,6	1.741,5	720,6	-2.818,7	-1.460,8	-2.481,7
30%	20%	3.972,4	2.596,9	3.752,0	2.744,4	-1.375,5	-220,4	-1.228,1
40%	20%	4.000,0	4.280,4	5.147,2	4.155,3	280,3	1.147,2	155,3
50%	20%	4.000,0	5.463,3	5.987,5	5.011,2	1.463,3	1.987,5	1.011,1
60%	20%	4.000,0	6.179,3	6.306,7	5.355,8	2.179,3	2.306,6	1.355,8
10%	30%	1.303,2	-1.933,5	-589,4	-1.599,0	-3.236,7	-1.892,6	-2.902,2
20%	30%	3.202,3	412,3	1.756,3	746,8	-2.790,0	-1.446,0	-2.455,5
30%	30%	3.972,4	2.625,6	3.766,8	2.770,6	-1.346,9	-205,6	-1.201,9
40%	30%	4.000,0	4.309,0	5.162,0	4.181,5	309,0	1.162,0	181,4
50%	30%	4.000,0	5.492,0	6.002,4	5.037,3	1.491,9	2.002,3	1.037,3
60%	30%	4.000,0	6.207,9	6.321,5	5.382,0	2.207,9	2.321,5	1.382,0
10%	40%	1.303,2	-1.904,8	-574,6	-1.572,8	-3.208,0	-1.877,8	-2.876,0
20%	40%	3.202,3	440,9	1.771,2	773,0	-2.761,4	-1.431,1	-2.429,3
30%	40%	3.972,4	2.654,2	3.781,7	2.796,8	-1.318,2	-190,8	-1.175,7
40%	40%	4.000,0	4.337,7	5.176,9	4.207,7	337,6	1.176,8	207,6
50%	40%	4.000,0	5.520,6	6.017,2	5.063,5	1.520,6	2.017,1	1.063,5
60%	40%	4.000,0	6.236,6	6.336,3	5.408,2	2.236,5	2.336,3	1.408,1
10%	50%	1.303,2	-1.876,2	-559,8	-1.546,6	-3.179,4	-1.862,9	-2.849,8
20%	50%	3.202,3	469,6	1.786,0	799,2	-2.732,7	-1.416,3	-2.403,1
30%	50%	3.972,4	2.682,9	3.796,5	2.823,0	-1.289,6	-175,9	-1.149,5

<sup>15</sup> Fuente: Elaboración propia.

40%	50%	4.000,0	4.366,3	5.191,7	4.233,9	366,3	1.191,7	233,8
50%	50%	4.000,0	5.549,3	6.032,0	5.089,7	1.549,2	2.032,0	1.089,7
60%	50%	4.000,0	6.265,2	6.351,2	5.434,4	2.265,2	2.351,1	1.434,3
10%	60%	1.303,2	-1.847,6	-544,9	-1.520,4	-3.150,7	-1.848,1	-2.823,6
20%	60%	3.202,3	498,2	1.800,8	825,3	-2.704,1	-1.401,5	-2.377,0
30%	60%	3.972,4	2.711,5	3.811,3	2.849,1	-1.260,9	-161,1	-1.123,3
40%	60%	4.000,0	4.395,0	5.206,5	4.260,1	394,9	1.206,5	260,0
50%	60%	4.000,0	5.577,9	6.046,8	5.115,9	1.577,9	2.046,8	1.115,9
60%	60%	4.000,0	6.293,9	6.366,0	5.460,6	2.293,8	2.366,0	1.460,5
10%	70%	1.303,2	-1.818,9	-530,1	-1.494,2	-3.122,1	-1.833,3	-2.797,4
20%	70%	3.202,3	526,9	1.815,7	851,5	-2.675,4	-1.386,6	-2.350,8
30%	70%	3.972,4	2.740,1	3.826,2	2.875,3	-1.232,3	-146,3	-1.097,1
40%	70%	4.000,0	4.423,6	5.221,4	4.286,3	423,6	1.221,3	286,2
50%	70%	4.000,0	5.606,6	6.061,7	5.142,1	1.606,5	2.061,6	1.142,1
60%	70%	4.000,0	6.322,5	6.380,8	5.486,8	2.322,5	2.380,8	1.486,7
10%	80%	1.303,2	-1.790,3	-515,3	-1.468,0	-3.093,4	-1.818,4	-2.771,2
20%	80%	3.202,3	555,5	1.830,5	877,7	-2.646,8	-1.371,8	-2.324,6
30%	80%	3.972,4	2.768,8	3.841,0	2.901,5	-1.203,6	-131,5	-1.070,9
40%	80%	4.000,0	4.452,2	5.236,2	4.312,5	452,2	1.236,2	312,4
50%	80%	4.000,0	5.635,2	6.076,5	5.168,3	1.635,2	2.076,5	1.168,3
60%	80%	4.000,0	6.351,2	6.395,7	5.513,0	2.351,1	2.395,6	1.512,9
10%	90%	1.303,2	-1.761,6	-500,4	-1.441,8	-3.064,8	-1.803,6	-2.745,0
20%	90%	3.202,3	584,2	1.845,3	903,9	-2.618,1	-1.357,0	-2.298,4
30%	90%	3.972,4	2.797,4	3.855,8	2.927,7	-1.175,0	-116,6	-1.044,7
40%	90%	4.000,0	4.480,9	5.251,0	4.338,7	480,8	1.251,0	338,6
50%	90%	4.000,0	5.663,9	6.091,3	5.194,5	1.663,8	2.091,3	1.194,5
60%	90%	4.000,0	6.379,8	6.410,5	5.539,2	2.379,8	2.410,5	1.539,1
10%	100%	1.303,2	-1.733,0	-485,6	-1.415,6	-3.036,1	-1.788,8	-2.718,8
20%	100%	3.202,3	612,8	1.860,2	930,1	-2.589,5	-1.342,1	-2.272,2
30%	100%	3.972,4	2.826,1	3.870,7	2.953,9	-1.146,3	-101,8	-1.018,5
40%	100%	4.000,0	4.509,5	5.265,9	4.364,9	509,5	1.265,8	364,8
50%	100%	4.000,0	5.692,5	6.106,2	5.220,7	1.692,5	2.106,1	1.220,7
60%	100%	4.000,0	6.408,5	6.425,3	5.565,4	2.408,4	2.425,3	1.565,3

Generación hidráulica	Porcentaje de préstamo	TIR C1	TIR C2	TIR C3	Payback C1	Payback C2	Payback C3
10%	0%	1,6%	6,1%	2,6%	18,9 años	14,8 años	17,8 años
20%	0%	11,1%	18,5%	12,3%	10,3 años	7,0 años	9,6 años
30%	0%	17,6%	27,6%	18,9%	7,0 años	4,6 años	6,4 años
40%	0%	22,7%	35,3%	23,9%	5,3 años	3,5 años	4,9 años
50%	0%	26,9%	41,5%	27,8%	4,3 años	2,9 años	4,1 años
60%	0%	30,1%	45,0%	29,8%	3,7 años	2,6 años	3,6 años
10%	10%	1,1%	6,0%	2,2%	19,3 años	15,0 años	18,3 años
20%	10%	11,2%	19,0%	12,6%	10,3 años	6,9 años	9,5 años
30%	10%	18,1%	28,7%	19,5%	6,8 años	4,4 años	6,3 años
40%	10%	23,5%	36,9%	24,9%	5,2 años	3,4 años	4,8 años
50%	10%	28,1%	43,6%	29,1%	4,2 años	2,8 años	3,9 años
60%	10%	31,6%	47,4%	31,4%	3,6 años	2,5 años	3,5 años
10%	20%	0,6%	5,8%	1,8%	19,6 años	15,3 años	18,8 años
20%	20%	11,4%	19,6%	12,8%	10,4 años	6,8 años	9,5 años
30%	20%	18,8%	29,9%	20,2%	6,7 años	4,3 años	6,2 años
40%	20%	24,6%	38,7%	26,1%	5,0 años	3,3 años	4,6 años
50%	20%	29,5%	46,1%	30,7%	4,1 años	2,7 años	3,8 años
60%	20%	33,3%	50,2%	33,2%	3,5 años	2,4 años	3,3 años
10%	30%	0,0%	5,7%	1,3%	20,0 años	15,5 años	19,2 años
20%	30%	11,6%	20,3%	13,2%	10,4 años	6,7 años	9,5 años
30%	30%	19,5%	31,4%	21,1%	6,5 años	4,1 años	6,0 años
40%	30%	25,8%	40,9%	27,5%	4,8 años	3,1 años	4,4 años
50%	30%	31,2%	48,9%	32,5%	3,9 años	2,6 años	3,6 años
60%	30%	35,4%	53,5%	35,3%	3,3 años	2,3 años	3,2 años
10%	40%	-0,7%	5,5%	0,7%	20,4 años	15,8 años	19,6 años
20%	40%	11,9%	21,1%	13,5%	10,5 años	6,5 años	9,5 años
30%	40%	20,4%	33,1%	22,1%	6,4 años	4,0 años	5,8 años
40%	40%	27,2%	43,5%	29,1%	4,6 años	3,0 años	4,2 años
50%	40%	33,2%	52,4%	34,7%	3,7 años	2,5 años	3,4 años
60%	40%	37,9%	57,5%	37,9%	3,1 años	2,2 años	3,0 años
10%	50%	-1,5%	5,3%	0,0%	20,9 años	16,1 años	20,0 años
20%	50%	12,2%	22,1%	13,9%	10,5 años	6,4 años	9,5 años
30%	50%	21,4%	35,1%	23,3%	6,2 años	3,8 años	5,6 años
40%	50%	29,0%	46,7%	31,1%	4,4 años	2,8 años	4,0 años
50%	50%	35,6%	56,6%	37,5%	3,5 años	2,4 años	3,2 años
60%	50%	41,0%	62,4%	41,1%	3,0 años	2,1 años	2,8 años
10%	60%	-2,5%	5,1%	-0,7%	21,4 años	16,4 años	20,4 años
20%	60%	12,5%	23,2%	14,5%	10,6 años	6,2 años	9,4 años
30%	60%	22,7%	37,7%	24,8%	6,0 años	3,6 años	5,4 años

40%	60%	31,2%	50,7%	33,6%	4,2 años	2,7 años	3,8 años
50%	60%	38,7%	61,9%	41,0%	3,3 años	2,2 años	3,0 años
60%	60%	44,9%	68,7%	45,2%	2,8 años	2,0 años	2,6 años
10%	70%	-3,6%	4,8%	-1,7%	21,9 años	16,8 años	20,9 años
20%	70%	13,0%	24,6%	15,1%	10,6 años	6,0 años	9,4 años
30%	70%	24,3%	41,0%	26,8%	5,7 años	3,4 años	5,1 años
40%	70%	34,1%	55,9%	36,9%	3,9 años	2,5 años	3,6 años
50%	70%	42,9%	68,9%	45,6%	3,1 años	2,1 años	2,8 años
60%	70%	50,2%	77,0%	50,8%	2,6 años	1,9 años	2,4 años
10%	80%	-5,0%	4,6%	-2,7%	22,5 años	17,2 años	21,4 años
20%	80%	13,5%	26,4%	15,9%	10,7 años	5,8 años	9,4 años
30%	80%	26,5%	45,5%	29,4%	5,4 años	3,1 años	4,8 años
40%	80%	38,0%	63,1%	41,5%	3,6 años	2,3 años	3,3 años
50%	80%	48,7%	78,7%	52,1%	2,8 años	2,0 años	2,6 años
60%	80%	57,7%	88,7%	58,7%	2,4 años	1,8 años	2,2 años
10%	90%	-6,5%	4,2%	-4,0%	23,2 años	17,6 años	22,0 años
20%	90%	14,2%	28,8%	16,9%	10,8 años	5,5 años	9,3 años
30%	90%	29,6%	52,1%	33,2%	5,1 años	2,9 años	4,4 años
40%	90%	44,1%	74,0%	48,6%	3,3 años	2,1 años	3,0 años
50%	90%	57,7%	93,8%	62,4%	2,5 años	1,8 años	2,3 años
60%	90%	69,6%	107,0%	71,4%	2,1 años	1,7 años	2,0 años
10%	100%	-8,3%	3,8%	-5,5%	23,9 años	18,0 años	22,6 años
20%	100%	15,2%	32,5%	18,4%	10,9 años	5,2 años	9,3 años
30%	100%	34,7%	63,3%	39,5%	4,6 años	2,6 años	4,0 años
40%	100%	55,0%	93,9%	61,5%	2,9 años	1,9 años	2,6 años
50%	100%	74,9%	122,2%	82,1%	2,2 años	1,7 años	2,1 años
60%	100%	93,0%	142,6%	96,7%	1,9 años	1,5 años	1,8 años