

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA REHABILITAR  
MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA RUCA CHOROI**

**Proyecto Integrador Profesional**

JUAN CRUZ MARTINO

para acceder al título de

**INGENIERO CIVIL**

Dirección de tesis: Ing. Fernando Losano

Neuquén, *junio 2023*

## **RESUMEN**

El propósito del presente Proyecto Integrador Profesional es desarrollar un estudio de prefactibilidad para rehabilitar la Micro Central Hidroeléctrica ubicada en la localidad de Aluminé, provincia de Neuquén. La cual fue construida en el año 1960, repotenciada en el 1987 y actualmente fuera de servicio desde el 2002. Para alcanzar el objetivo se describe y caracteriza la cuenca de aporte, se diagnostica el estado actual de las obras civiles e instalaciones electromecánicas para luego determinar las tareas e inversiones necesarias para reacondicionar la central. Finalmente, se analizan económicamente las propuestas de rehabilitación realizadas.

Se plantean dos alternativas de intervención diferentes, aunque ambas se basan en utilizar las mismas obras civiles la diferencia se marca en que para una opción se repara y reacondiciona el equipamiento electromecánico existente, y para la otra alternativa se invierte en nueva tecnología.

El proyecto se enmarca en el programa nacional de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables “RenovAr”. Considerando que la energía generada, luego de realizada la rehabilitación, sería incorporada al Sistema Argentino de Interconexión.

**Palabras claves:** Micro Central Hidroeléctrica – Prefactibilidad – Diagnostico – Rehabilitación – Ruca Choroi – Programa RenovAr – RMU&LE.

## **ABSTRACT**

The purpose of this Integrating Professional Project is to develop a pre-feasibility study to rehabilitate the Micro Hydroelectric Power Plant located in the town of Aluminé, province of Neuquén. It was built in 1960, repowered in 1987 and currently out of service since 2002. In order to achieve the objective, the contribution basin is described and characterized, the current state of the civil works and electromechanical installations is diagnosed and then the necessary tasks and investments to refurbish the plant are determined. Finally, the rehabilitation proposals are analyzed economically.

Two different intervention alternatives are proposed, although both are based on using the same civil works, the difference is that for one option the existing electromechanical equipment is repaired and reconditioned, and for the other alternative, new technology is invested in.

The project is part of the national program for the supply of electricity from renewable sources "RenovAr". Considering that the energy generated, after the refurbishment, would be incorporated to the Argentine Interconnection System.

**Keywords:** Micro Hydroelectric Power Plant – Prefeasibility – Diagnosis – Rehabilitation – Ruca Choroí – Program RenovAr – RMU&LE.

## **AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS**

*Agradezco eternamente a mis padres por haberme mostrado el camino y las herramientas para llegar a ser Ingeniero Civil pero más que nada por los valores, demostrados con el ejemplo, que hicieron que me convierta en lo que soy hoy. Fueron, son y serán siempre mi sostén y motor para lograr mis objetivos personales.*

*Me gustaría mencionar también a Fernando y Marta, quienes estuvieron siempre presentes para aportar sus conocimientos y mostrarse siempre dispuestos.*

*En la memoria de Carlos, quien con su pasión y dedicación me inculcó y enseñó el atractivo de los aprovechamientos hidroeléctricos. Espero que esté orgulloso y conforme con el trabajo que alcance.*

***Juan Cruz Martino***

# INDICE GENERAL

## Contenido

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1	Introducción .....	1
1.2	Objetivos .....	4
2	MARCO TEÓRICO .....	5
2.1	Aprovechamientos Hidroeléctricos .....	5
2.1.1	Descripción del funcionamiento de un aprovechamiento hidroeléctrico.....	5
2.1.2	Tipos de Aprovechamientos .....	5
2.1.3	Clasificación de Obras Hidráulicas.....	7
2.1.4	Convenciones usuales .....	7
2.1.5	Ventajas de los Aprovechamientos Hidroeléctricos .....	8
2.1.6	Impacto de los Aprovechamientos Hidroeléctricos .....	8
2.2	Marco Legal .....	9
2.3	Caracterización y Morfometría de la cuenca.....	10
2.3.1	Definición de Cuenca.....	10
2.3.2	Forma de la cuenca .....	10
2.3.3	Parámetros relativos al relieve .....	11
2.3.4	Parámetros característicos de la red de drenaje .....	11
2.4	Potencia y Energía.....	13
2.5	Obras civiles .....	14
2.5.1	Bocatomas .....	15
2.5.2	Canal de conducción .....	17
2.5.3	Desarenador .....	18
2.5.4	Cámara de carga.....	18
2.5.5	Aliviadero .....	19
2.5.6	Tubería de presión.....	19
2.5.7	Casa de máquinas.....	21

2.6	Equipo electromecánico .....	21
2.6.1	Turbinas .....	21
2.6.2	Generador.....	23
2.6.3	Elementos de Control y Protección.....	24
2.6.4	Instrumentos de medición .....	25
2.7	Rehabilitación de Centrales Hidroeléctricas .....	25
2.7.1	Estudio de RMU&LE ( <i>“Renovación, Modernización, Mejora y Extensión de la Vida Útil” por sus siglas en inglés</i> ) (RMU&LE) .....	26
2.7.2	Metodología para rehabilitación de centrales hidroeléctricas.....	29
2.8	Análisis Económico.....	31
2.8.1	Método de análisis Beneficio/Costo .....	31
2.8.2	Datos para la Evaluación Económica .....	34
2.8.3	Flujo de Caja Interno .....	36
3	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	37
3.1	Cuenca Ruca Choroí.....	38
3.1.1	Clima.....	40
3.1.2	Precipitaciones .....	42
3.1.3	Geología, suelos y cobertura vegetal .....	44
4	MORFOMETRÍA DE LA CUENCA.....	46
4.1	Forma de la cuenca.....	47
4.2	Elevación y pendiente media de la cuenca.....	48
4.3	Red de drenaje .....	49
4.3.1	Cauce principal .....	49
4.3.2	Tiempo de concentración .....	49
4.4	Análisis de caudales .....	50
4.4.1	Hidrograma de Caudales Medios Diarios .....	50
4.4.2	Curva de Duración de Caudales.....	53
4.4.3	Hidrograma de Caudales Medios Mensuales.....	54

4.4.4	Caudales de trabajo .....	55
5	DIAGNOSTICO DE MCH RUCA CHOROI .....	57
5.1	Área de ubicación MCH Ruca Choroi .....	57
5.2	Obras Civiles .....	58
5.2.1	Azud de derivación .....	59
5.2.2	Obra de toma.....	60
5.2.3	Canal de conducción .....	62
5.2.4	Cámara de carga.....	69
5.2.5	Tubería de presión.....	72
5.2.6	Canal de retorno / restitución .....	72
5.2.7	Sala de Máquinas .....	73
5.3	Equipamiento electromecánico .....	74
5.3.1	Turbina – Generador .....	74
5.3.2	Grupos electrógenos.....	76
5.3.3	Transformadores .....	77
6	REHABILITACIÓN DE MCH RUCA CHOROI.....	78
6.1	Introducción .....	78
6.1.1	Parámetros energéticos .....	78
6.2	Obras Civiles .....	80
6.3	Equipamiento electromecánico .....	82
6.4	Estimación de costos .....	85
6.4.1	Obras civiles.....	86
6.4.2	Equipamiento electromecánico.....	88
6.5	Presupuesto.....	89
6.6	Desarrollo de la evaluación económica.....	90
6.6.1	Determinación de costos .....	91
6.6.2	Determinación de los Beneficios .....	91
6.6.3	Flujo de Caja .....	94

6.6.4	Cálculo del Valor Actual Neto (VAN) .....	95
6.6.5	Relación Beneficio – Costo (B/C) .....	95
6.6.6	Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR).....	96
6.6.7	Calculo del Periodo de Repago Descontado (PRD) .....	97
6.6.8	Costos de Energía .....	97
7	Conclusiones.....	99
7.1	Consideraciones .....	100
8	ANEXOS .....	101
	Anexo I: Relevamiento fotográfico de MCH Ruca Choroi .....	101
9	BIBLIOGRAFÍA .....	112

# 1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

## 1.1 Introducción

La energía es uno de los recursos más importantes para el ser humano. Desde tiempos remotos, el hombre ha utilizado diferentes formas de energía para satisfacer sus necesidades y mejorar su calidad de vida. La evolución de la humanidad ha estado directamente relacionada con la utilización de energía, desde el fuego para calentarse y cocinar alimentos, hasta la electricidad para iluminar, comunicarse y producir bienes y servicios.

Durante gran parte de la historia, la energía utilizada por la humanidad provenía de fuentes renovables como el viento y la energía hidráulica, y se consumía en pequeñas cantidades. Sin embargo, con la Revolución Industrial, a finales del siglo XVIII, comenzó a aumentar la demanda de energía debido al creciente uso de maquinaria. La energía hidráulica y del viento pronto quedaron obsoletas y se adoptó el uso del carbón, que se convirtió en la principal fuente de energía durante el siglo XIX. A medida que la tecnología avanzaba, se descubrieron nuevas formas de energía, como el petróleo y el gas natural, que sustituyeron al carbón como la fuente de energía dominante en el siglo XX.

En la actualidad, el consumo de energía sigue aumentando a un ritmo acelerado, pero ahora hay una creciente conciencia de la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles. La transición energética se ha convertido en una prioridad mundial y se está trabajando en la adopción de fuentes de energía renovable, como la solar, la eólica y la hidroeléctrica, así como en la mejora de la eficiencia energética para reducir el consumo total de energía. La transición energética no sólo es importante para mitigar los impactos sobre el medio ambiente, sino también para garantizar la seguridad energética y el acceso equitativo a la energía en todo el mundo.

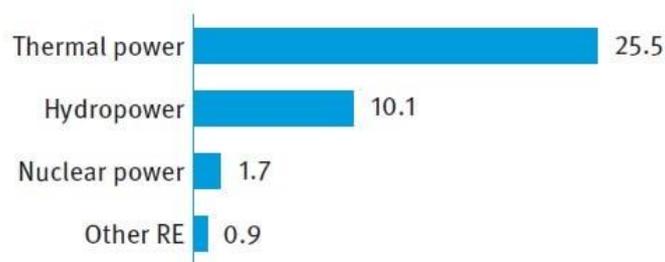
Se puede decir que hoy la energía eléctrica es una necesidad social básica, fundamental para el desarrollo económico y social de cualquier país. En este sentido, la disponibilidad de energía es esencial para garantizar el acceso a servicios básicos como la salud, la educación y la comunicación.

Una de las fuentes de energía más importantes es el recurso hídrico. Su aprovechamiento ha sido históricamente utilizado para generar energía hidroeléctrica, lo que ha permitido la producción de electricidad de forma limpia y renovable. En este sentido, es importante destacar la relevancia de esta fuente de energía para el desarrollo de una sociedad sustentable y respetuosa con el medio ambiente.

Algunas de las ventajas de los aprovechamientos hidroeléctricos son el costo y disponibilidad del recurso, la estabilidad de la producción de energía y la posibilidad de controlarla cambiando los caudales de trabajo.

En Argentina, la capacidad total instalada en 2018 fue de 38,2 GW, donde la energía hidroeléctrica poseía 10,1 GW, representando un 26% de la potencia total instalada (Figura 1.1). Históricamente, la construcción de los grandes aprovechamientos en el país que hoy prestan servicio ha favorecido la creación de empleo, la promoción económica y social de sus zonas de influencia, y la concreción de importantes obras de infraestructura para riego, provisión de agua potable, turismo y control de inundaciones.<sup>1</sup>

### Installed electricity capacity by source in Argentina (GW)



*Figura 1.1 – Capacidad eléctrica instalada en GW por fuente en Argentina (Fuente: World Small Hydropower Development Report 2019)*

La hidrogenación de energía en pequeña escala – en potencias por debajo de los 10 MW – constituye una alternativa a la solución del problema del suministro de energía en regiones aisladas, especialmente en los países en vías de desarrollo, constituyéndose así en una de las bases principales para la electrificación rural.

A diferencia de los aprovechamientos hidroeléctricos convencionales, en los que la importancia de la obra civil y la necesaria inundación de grandes áreas para embalsar el agua y crear la correspondiente altura de salto, dan lugar a importantes impactos en el entorno. Los pequeños aprovechamientos se integran fácilmente en el ecosistema más sensible, sin producir cambios significativos al mismo.

La provincia de Neuquén, ubicada en la Norpatagonia, con una superficie de 94.078 km<sup>2</sup>, cuenta con las cuencas más importantes de agua del país, sobre sus ríos Limay y Neuquén donde se han levantado grandes represas y centrales hidroeléctricas (Alicurá – 1000 MW, Piedra del

<sup>1</sup> World Small Hydropower Development Report 2019.

Águila – 1400 MW, Pichi Picún Leufu – 261 MW, El Chocón – 1200 MW, Arroyito – 120 MW, Planicie Banderita – 450 MW)<sup>2</sup>.

En la provincia también se construyeron varias pequeñas centrales hidroeléctricas aprovechando los numerosos cursos de agua, que en menor escala y en el momento de creación fueron eficaces en función de la zona en que fueron emplazadas. Sus orígenes se remontan a la necesidad de dar respuesta a la demanda energética de regiones aisladas. Con el transcurso del tiempo y la llegada a todas las ciudades de la provincia de la red interconectada y de estaciones transformadoras, varias de estas centrales hidroeléctricas quedaron como reservas frías y otras han quedado sin uso.

En este contexto, se plantea en el presente Proyecto Integrador Profesional (PIP) desarrollar un estudio de prefactibilidad para la rehabilitación de una Micro Central Hidroeléctrica (MCH) fuera de servicio ubicada en la localidad de Aluminé. Teniendo como objetivo, a partir del diagnóstico y análisis de situación actual, la incorporación de la energía al sistema interconectado luego de realizadas las obras e inversiones que se consideren necesarias.

La central hidráulica en estudio fue instalada por Agua y Energía del Estado en 1960 con la finalidad de abastecimiento eléctrico a la localidad de Aluminé y alrededores al Oeste de la Provincia de Neuquén y re potenciada en 1987 convirtiéndose en central hidrotérmica ya que se instalaron tres generadores diésel para abastecer de energía a la red en épocas de estiaje del río y ante inconvenientes con las instalaciones hidroeléctricas.

La central sufrió dos eventos que lograron dejarla en la situación actual de abandono: en octubre de 1998 se integró Aluminé a la red interconectada provincial que abastece desde Zapala esta región y ya no fue necesaria la operatividad permanente de la MCH. Por otro lado, en octubre del año 2002 dejó de funcionar la generación hidráulica al sufrir un desmoronamiento el canal aductor y continuaron los generadores de la central térmica actuando como reserva fría.

En el año 2004, en Aluminé y por iniciativa de los integrantes de la Cámara de Comercio, se impulsó un proyecto para declarar “Patrimonio Histórico, cultural, recurso turístico y reserva fría a la usina de esta localidad”. El proyecto presentado fue aprobado por el Honorable Consejo Deliberante de Aluminé remarcando el deber de mantener el monumento histórico en las condiciones de arquitectura original y gestionar las diferentes alternativas de su uso.

Mediante el Consejo Federal de Inversiones (CFI) y la colaboración de referentes del Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) y del Consejo de Planificación y Acción para el

---

<sup>2</sup> <https://www.argentina.gob.ar/orsep/registro-de-presas-fiscalizadas/regional-comahue>

Desarrollo (COPADE), se presentó en agosto de 2006 un informe titulado “Refuncionalización de micro centrales hidroeléctricas provinciales: caso Aluminé” firmado por la licenciada Claudia Monge. En este documento, se presenta una propuesta de uso multifuncional de las instalaciones. El uso múltiple combinaría la generación de energía hidroeléctrica en forma rentable, con una faceta educativa hacia la comunidad y promoviendo el atractivo turístico para los visitantes.

En el informe se analizan varias alternativas de funcionamiento de las turbinas hidráulicas tipo Francis, las cuales en conjunto poseen una potencia efectiva de 350 KW, y funcionan con un caudal de 2,9 m<sup>3</sup>/s (grupo 1: 1,8 m<sup>3</sup>/s; grupo 2: 1,1 m<sup>3</sup>/s). La alternativa de estudio con mayor saldo positivo económico es la operación de la central durante 8 meses (mayo-diciembre) con el 70% de la potencia efectiva, aunque la alternativa de operación durante todo el año funcionando en los restantes 4 meses de estiaje al 30% de la potencia efectiva generaría importantes beneficios desde el punto de vista educativo y turístico.

Debido a motivos que se desconocen la propuesta de refuncionalización no se llevó a cabo, quedando las obras civiles en estado total de abandono. Salvo por la Casa de Máquinas que actualmente es utilizada por el EPEN como depósito y garaje de vehículos.

## 1.2 Objetivos

El objetivo principal del trabajo es realizar un estudio de prefactibilidad para la rehabilitación de la Micro Central Hidroeléctrica (MCH) Ruca Choroí, ubicado en la provincia de Neuquén.

Para lo cual se evaluará la situación actual de las instalaciones y el entorno, así como las tareas e inversiones necesarias para reactivar este recurso y sus instalaciones actualmente fuera de servicio.

Para llevar a cabo este trabajo se plantean los siguientes objetivos específicos:

- a) Describir y caracterizar la cuenca en donde se ubica la MCH, para obtener los caudales que se utilizarán en el aprovechamiento.
- b) Diagnosticar el estado actual de las obras civiles y electromecánicas.
- c) Determinar las obras necesarias para reacondicionar las instalaciones existentes.
- d) Analizar económicamente la propuesta de rehabilitación para definir su viabilidad.

## 2 MARCO TEÓRICO

### 2.1 Aprovechamientos Hidroeléctricos

#### 2.1.1 Descripción del funcionamiento de un aprovechamiento hidroeléctrico

La circulación del agua a lo largo de un tramo de río conlleva una pérdida energética proporcional al caudal circulante y al desnivel existente entre el comienzo y el final del tramo considerado. En este proceso la energía de posición del agua en el arranque del tramo se transforma en calor y en energía mecánica de erosión. Los aprovechamientos hidráulicos consisten precisamente en reducir al mínimo esta pérdida energética natural y transformar la energía no consumida en energía de fácil utilización. La reducción del consumo energético natural se consigue sustituyendo el cauce natural por una conducción artificial más eficiente desde el punto de vista hidráulico (canal, túnel o tubería) o aumentando la sección mojada del cauce mediante el remanso de una presa, lo que reduce la velocidad de circulación y la pérdida energética correspondiente.

La utilización de la energía hidráulica es muy antigua y ha evolucionado con el tiempo, ha comenzado con los molinos, pasando por ingenios hidráulicos para diferentes industrias, hasta la turbina hidráulica para el accionamiento de herramientas.

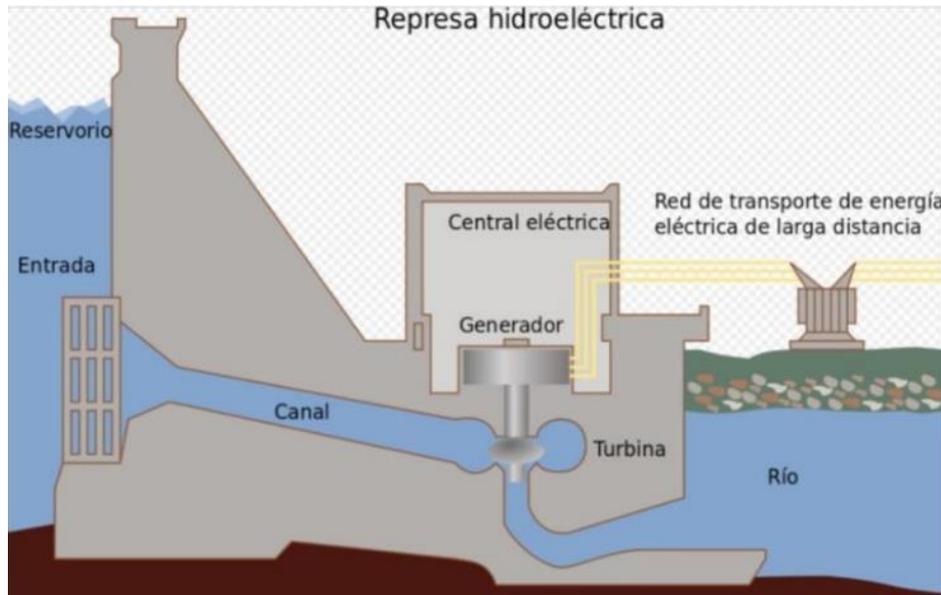
El desarrollo de los transformadores (1880) hizo posible el transporte de la energía eléctrica en la forma de Corriente Alterna (CA) a grandes distancias. La generalización del uso de CA y su capacidad para transportar energía a gran distancia dio un giro revolucionario a la utilización de la energía hidráulica, pues permitió utilizar el potencial de los emplazamientos de interés alejados de los centros de consumo y proporcionó un tipo de energía de gran calidad a un costo relativamente bajo que satisfizo la mayor parte de la demanda hasta mediados del siglo XX.

#### 2.1.2 Tipos de Aprovechamientos

Se pueden distinguir principalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas: las que utilizan el agua según discurre normalmente por el cauce de un río y aquellas a las que ésta llega, convenientemente regulada, desde un lago o embalse.

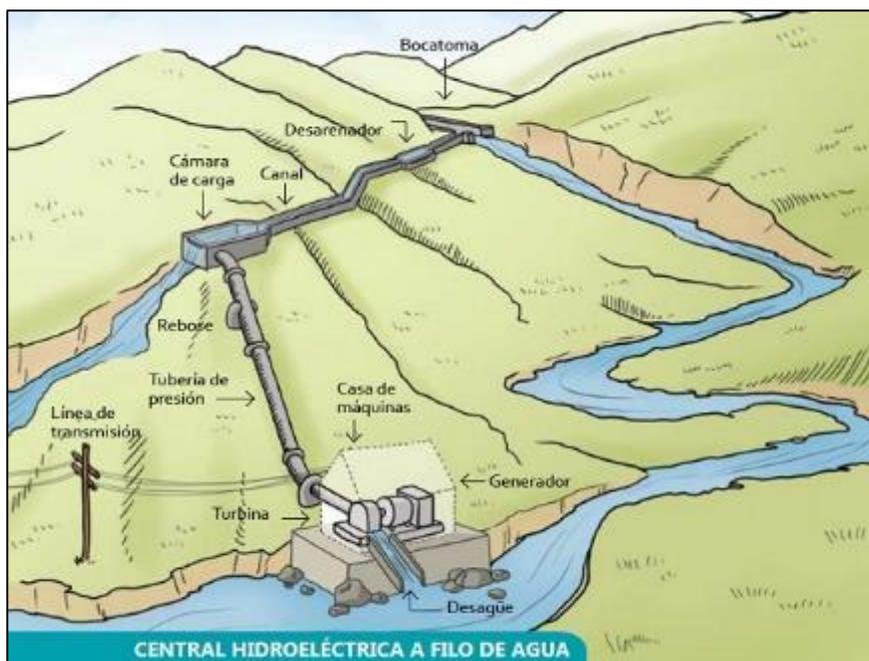
- **De embalse, con central a pie de presa:** En este tipo de centrales se almacena una cantidad de agua a través de la construcción de una presa, formando de esta manera lagos artificiales. Este esquema tiene la ventaja de permitir un control del flujo de agua que es turbinada con el fin de mitigar las variaciones de los caudales de los ríos que alimentan el embalse y proporcionar energía durante las horas de mayor demanda energética. Las centrales con embalse exigen una mayor inversión en capital, pero a su vez maximizan la producción de

energía, lo que permite que el costo de la energía generada sea bajo. En la figura 2.1 se muestra un esquema típico de este tipo de instalación.



*Figura 2.1 – Esquema central de embalse con presa*

- **Centrales a filo de agua:** son aquellas instalaciones que, mediante una obra de toma, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento y después lo devuelven al cauce del río. Esta disposición es característica de las centrales medianas y pequeñas, en las que se utiliza una parte del caudal disponible en el río. Esto se puede observar en la figura 2.2. Este tipo de centrales tiene un impacto mínimo al medio ambiente, porque al no bloquear el cauce del río no inunda terrenos adyacentes.



*Figura 2.2 – Esquema central a filo de agua*

### 2.1.3 Clasificación de Obras Hidráulicas

Se puede decir que las obras hidráulicas constituyen un conjunto de estructuras construidas con el objeto de administrar el agua, sin importar cuál sea su origen, con fines de aprovechamiento o de defensa.

Por consiguiente, las obras hidráulicas se pueden clasificar de acuerdo con estas intenciones:

- Finalidades de las obras
  - Aprovechamiento: Abastecimiento de agua a poblaciones, riego, generación de energía, navegación fluvial, recreación, etc.
  - Defensa: Contra inundaciones, contra azolves.

Hasta hace relativamente poco tiempo las obras hidráulicas se construían con una finalidad aislada; sin embargo, desde el punto de vista económico en la actualidad las obras se orientan a satisfacer dos o más finalidades simultáneamente, estudiando el funcionamiento adecuado de las mismas y prorrateando los costos entre todos los beneficiarios. Por eso actualmente prevalece la denominación de este tipo de obras como: “Aprovechamientos Multi-Propósito”, es decir para el abastecimiento de agua potable, riego, control de crecidas, generación eléctrica, usos recreativos, turísticos, etc.

### 2.1.4 Convenciones usuales

Los aprovechamientos hidroeléctricos pueden clasificarse en función de diversos criterios y no resulta muy útil ajustarse a una definición única. Las clasificaciones posibles se refieren a potencia, salto, captación, capacidad de regulación, tipo de sistema eléctrico, etcétera.

De manera orientativa se cita a continuación la convención utilizada<sup>3</sup>:

- De acuerdo a la potencia instalada:

*Tabla 2.1 – Clasificación de aprovechamientos según potencia instalada*

Categoría	Rango de potencias [KW]
Pico central	0-5
Micro central	5-500
Pequeña central	500-30.000
Mediana central	30.000-50.000
Gran central	>50.000

<sup>3</sup> Secretaría de Energía de la Nación, Energías Renovables – Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (2008)

### **2.1.5 Ventajas de los Aprovechamientos Hidroeléctricos**

Dada su naturaleza renovable, la hidroeléctrica es una forma de generación eléctrica que no implica la producción de desechos ni la emisión de gases de efecto invernadero. La sustentabilidad de los grandes embalses en cambio, es un tema debatido entre los especialistas y depende sobremanera de la definición que se tenga de ella.

En cualquier caso, entre las ventajas que reporta la generación hidroeléctrica es posible señalar:

- Generación limpia (sin generación de residuos), económica (no hay costo de combustible) y renovable (ciclo hidrológico).
- Producción flexible (generación de energía según demanda).
- Sustitución de combustibles fósiles y ahorro de sus emisiones contaminantes.
- Posibilidad de beneficios adicionales (riego, agua potable, turismo, control de crecidas, etc.)
- Larga vida útil.
- Utilización de recursos nacionales y generación de empleo.

### **2.1.6 Impacto de los Aprovechamientos Hidroeléctricos**

Como toda actividad antrópica, la generación eléctrica tiene un impacto ambiental de mayor o menor severidad. Ciertamente la magnitud del impacto que los grandes aprovechamientos de uso múltiple plantean al medio natural, económico y social afectado, amerita (y así lo establece la legislación), que su estudio, proyecto y construcción queden siempre supeditados a la racional explotación y preservación de todos los recursos naturales vinculados a la cuenca hídrica en la que se hallan emplazados, como también al juicioso tratamiento de toda la problemática vinculado con ello (manejo del agua, destino de energía, control de inundaciones, seguridad de presas, etc.). Entre las principales desventajas y/u objeciones de orden económico y ambiental que los aprovechamientos hidroeléctricos deben enfrentar es oportuno citar:

- Mayor costo unitario (USD/KW) que otro tipo de centrales.
- Mayores periodos de estudio y construcción.
- Cambios en el ecosistema.
- Puede verse afectado por sequías.
- Posibles inundaciones en áreas ribereñas.
- Eventual relocalización de poblados.

## 2.2 Marco Legal

En el año 2016, el gobierno nacional presentó una convocatoria abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en el marco del denominado “Plan RenovAr”. El principal objetivo del programa es instalar hasta 10000 MW de energía eléctrica de fuentes renovables para el año 2025.<sup>4</sup>

El programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, ya efectuó 4 rondas (Ronda 1, Ronda 1.5, Ronda 2 y Ronda 3) y ha adjudicado 244 proyectos sumando más de 6300 MW de potencia instalada de energías renovables. El total de los proyectos de pequeñas hidroeléctricas adjudicados es de 14, con una potencia total instalada de 32,1 MW y un precio promedio ponderado de venta de energía de 102 USD/MWh.

El marco legal del programa es el siguiente:

### ➤ Leyes

- Ley Nacional 26190/2006: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.
- Ley Nacional 27191/2015: Modificaciones a la Ley Nacional 26190. Creación del Fondo Fiduciario Público.

### ➤ Decretos

- Decreto 531/2016
- Decreto 882/2016

### ➤ Resoluciones

- Resolución MEM 071/2016
- Resolución MEM 072/2016
- Resolución MEM 106/2016
- Resolución MEM 123/2016
- Resolución MEM 136/2016
- Resolución MEM 147/2016

### ➤ Pliego de bases y condiciones

Como marco normativo provincial se toma como referencia:

- Ley Provincial 2596/08: Adherencia de la Provincia de Neuquén a la Ley Nacional 26190/06.

---

<sup>4</sup> <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar> (mayo 2023)

## 2.3 Caracterización y Morfometría de la cuenca

### 2.3.1 Definición de Cuenca

Una cuenca es una zona de la superficie terrestre en donde (si fuera impermeable) las gotas de lluvia que caen sobre ella tienden a ser drenadas por el sistema de corrientes hacia un mismo punto de salida.

La definición anterior se refiere a una cuenca superficial; asociada a cada una de estas existe también una cuenca subterránea, cuya forma en planta es semejante a la superficial.

Desde el punto de vista de su salida, existen fundamentalmente dos tipos de cuencas: endorreicas y exorreicas. En las primeras el punto de salida está dentro de los límites de la cuenca y generalmente es un lago; en las segundas, el punto de salida se encuentra en los límites de la cuenca y está en otra corriente o en el mar (Aranda, 1998).

### 2.3.2 Forma de la cuenca

El análisis morfométrico en las cuencas hidrográficas, permite interpretar y predecir los comportamientos hidrológicos y de torrencialidad; este análisis es realizado mediante la obtención de índices morfométricos, a partir de la forma de la cuenca, red de drenaje y relieve.

#### ➤ Coeficiente de Compacidad ( $C_C$ )

Gravelius (1914) definió el llamado Coeficiente de Compacidad ( $C_C$ ), como el coeficiente adimensional entre el perímetro de la cuenca ( $P_C$ ) en km y la circunferencia de un círculo ( $P_{Circ}$ ) con área igual a la de la cuenca ( $A_C$ ) en km<sup>2</sup>, es decir:

$$C_C = \frac{P}{P_{Circ}} = 0,282 * \frac{P}{\sqrt{A_C}} \quad (1)$$

El coeficiente de compacidad tendrá como límite inferior la unidad, indicando entonces que la cuenca es circular y conforme su valor crece indicará una mayor distorsión en su forma, es decir se vuelve alargada o asimétrica.

#### ➤ Relación de Elongación ( $R_e$ )

S. A. Schumm (1956) propuso la denominada Relación de Elongación ( $R_e$ ), definida como el cociente adimensional entre el diámetro ( $D$ ) de un círculo de igual área ( $A_C$ ) que la cuenca y la longitud ( $L_C$ ) de la misma.

La longitud  $L_C$  se define como la mayor dimensión de la cuenca, medida a lo largo de una línea recta desde la salida hasta la divisoria, paralela al cauce principal.

Entonces:

$$R_e = \frac{D}{L_c} = 1,1284 * \frac{\sqrt{A_c}}{L_c} \quad (2)$$

El cociente anterior varía entre 0,60 y 1,00 para una amplia variedad de climas y geologías. Además, está fuertemente correlacionado con el relieve de la cuenca de manera que valores cercanos a la unidad son típicos de regiones con relieve bajo, en cambio donde  $R_e$  varía entre 0,60 y 0,80 está asociado a fuertes relieves y pendientes pronunciadas del terreno.

### 2.3.3 Parámetros relativos al relieve

#### ➤ Elevación media de la cuenca

La altura media de la cuenca tiene influencia fundamental en el régimen hidrológico, puesto que la tiene sobre las precipitaciones que alimentan el ciclo hidrológico de la cuenca; generalmente se encuentra una buena correlación entre este parámetro y otros índices de las cuencas de una región o áreas específicas.

#### ➤ Pendiente media de la cuenca

La pendiente media de la cuenca tiene una importante y compleja relación con la infiltración, el escurrimiento superficial, la humedad del suelo y la contribución del agua subterránea al flujo de los cauces. Es uno de los factores físicos que controlan el tiempo del flujo sobre el terreno y tiene influencia directa en la magnitud de las avenidas o crecidas.

Según Heras (1976) de acuerdo a la categoría de pendientes medias, los terrenos tienen distintas denominaciones, tal como se presenta en la siguiente tabla:

*Tabla 2.2 - Clasificación del terreno según de la pendiente media*

Pendiente media (%)	Tipo de terreno
2	Llano
5	Suave
10	Accidentado medio
15	Accidentado
25	Fuertemente accidentado
50	Escarpado
>50	Muy escarpado

### 2.3.4 Parámetros característicos de la red de drenaje

Se llama red de drenaje de una cuenca, al sistema de cauces por el que fluyen los escurrimientos superficiales, subsuperficiales y subterráneos, de manera temporal o permanente. Su importancia se manifiesta por sus efectos en la formación y rapidez de drenado de los

escurrimientos normales o extraordinarios, además de proporcionar indicios sobre las condiciones físicas del suelo y de la superficie de la cuenca.

➤ **Densidad de drenaje ( $D_d$ )**

La densidad de drenaje ( $D_d$ ) se define como la longitud total (sumatoria de  $L$ ) de los cauces dentro de una cuenca, dividida entre el área total de drenaje ( $A_C$ ). Es un concepto debido a R.E. Horton (1945), matemáticamente es igual a:

$$D_d = \frac{\sum L}{A_C} \quad (3)$$

Por lo general, se encuentran bajas densidades de drenaje en regiones de rocas resistentes o de suelos muy permeables con vegetación densa y donde el relieve es débil. En cambio, se obtienen altas densidades de drenaje en áreas de rocas débiles o de suelos impermeables, vegetación escasa y relieve montañoso.

➤ **Longitud, perfil y pendiente del cauce principal**

La longitud o desarrollo longitudinal ( $L$ ) del cauce o colector principal es también una magnitud característica útil y de efecto importante en la respuesta hidrológica, ya que en un río corto los efectos de la precipitación en la cuenca se hacen sentir más rápidamente que en un río largo (Klohn, 1970).

El perfil de un río se obtiene llevando una gráfica los valores de sus recorridos horizontales (abscisas) contra sus cambios de elevaciones respectivas (ordenadas), del mismo se puede obtener el valor de la pendiente del cauce principal.

➤ **Tiempo de concentración ( $T_c$ )**

El tiempo de concentración se puede definir como “el tiempo requerido por una gota de agua para fluir desde el punto más remoto en la cuenca hasta el punto de interés”.

El tiempo de concentración es un parámetro muy utilizado para el cálculo de hidrogramas de escorrentía superficial o la determinación de picos de crecida. Posee una alta sensibilidad en el resultado final (especialmente en pequeñas cuencas), y la errónea estimación del mismo conduce a valores de caudales picos lejanos de la realidad (generalmente sobrestimados), o de una probabilidad de ocurrencia menor que la real.

Existen varios tipos de fórmulas empíricas para determinarlo según distintos autores.

- **Témez (1978):**

$$T_C = 0,3 * \left( \frac{L}{J^{\frac{1}{4}}} \right)^{0,76} \quad (4)$$

Donde L es la longitud del cauce principal de la cuenca en km, J su pendiente promedio expresada en m/m y Tc es el tiempo de concentración de la cuenca expresado en horas.

- **California Culvert Practice (1942)**

$$T_C = 60 * \left( \frac{11,9 * L^3}{H} \right)^{0,38} \quad (5)$$

Donde T<sub>C</sub> es el tiempo de concentración en minutos, L la longitud del cauce de agua más largo en millas, y H la diferencia de nivel entre la divisoria de aguas y el desagüe de la cuenca, en pies.

## 2.4 Potencia y Energía

Un sistema de energía hidroeléctrica requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura conocida como “salto” para producir potencia útil. Se trata de un sistema de conversión de energía, es decir, toma energía potencial, en forma de caudal y salto, y entrega energía en forma de electricidad o energía mecánica en el eje. Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como lo que absorbe, ya que parte de la energía se pierde en el sistema en forma de fricción, ruido, calor, etc.

Para el cálculo de la energía se debe partir calculando la potencia de entrada o potencia total disponible en el sistema hidráulico,  $P_{disp}$ . La potencia útil entregada es la potencia neta,  $P_{neta}$  (ecuación 6). La eficiencia total del sistema se representa por  $\eta_0$ , la cual representa el rendimiento de la turbina y del generador.

$$P_{neta} = P_{disp} * \eta_0 \quad [kW] \quad (6)$$

La potencia disponible es igual al salto neto  $H_{neta}$ , multiplicado por el caudal Q y por la aceleración de la gravedad g, se obtiene así la ecuación fundamental de la potencia hidráulica (ecuación 7).

$$P_{neta} = g * H_{neta} * Q * \eta_0 \quad [kW] \quad (7)$$

Por último, la energía (ecuación 8) que entrega el sistema se obtiene multiplicando la potencia neta por el tiempo de funcionamiento del sistema.

$$E_{entregada} = P_{neta} * tiempo \quad [kWh] \quad (8)$$

## 2.5 Obras civiles

Las obras civiles para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas tienen varias posibilidades para su diseño y ubicación; y cada aprovechamiento tendrá su propia solución que se ajuste a su característica particular.

La aplicación de metodologías para el diseño hidráulico busca una solución económica, a la vez segura y adaptable de los varios problemas que aparecen al utilizar el aprovechamiento de caídas hídricas.

La Figura 2.3 muestra los componentes de las obras civiles de un proyecto hidroeléctrico. Estos son:

- Azudes o presas
- Aliviaderos
- Cámara de carga
- Casa de máquinas
- Bocatomas
- Desarenador
- Tubería de presión
- Canal de descarga
- Compuertas
- Canal de conducción
- Soportes y anclajes

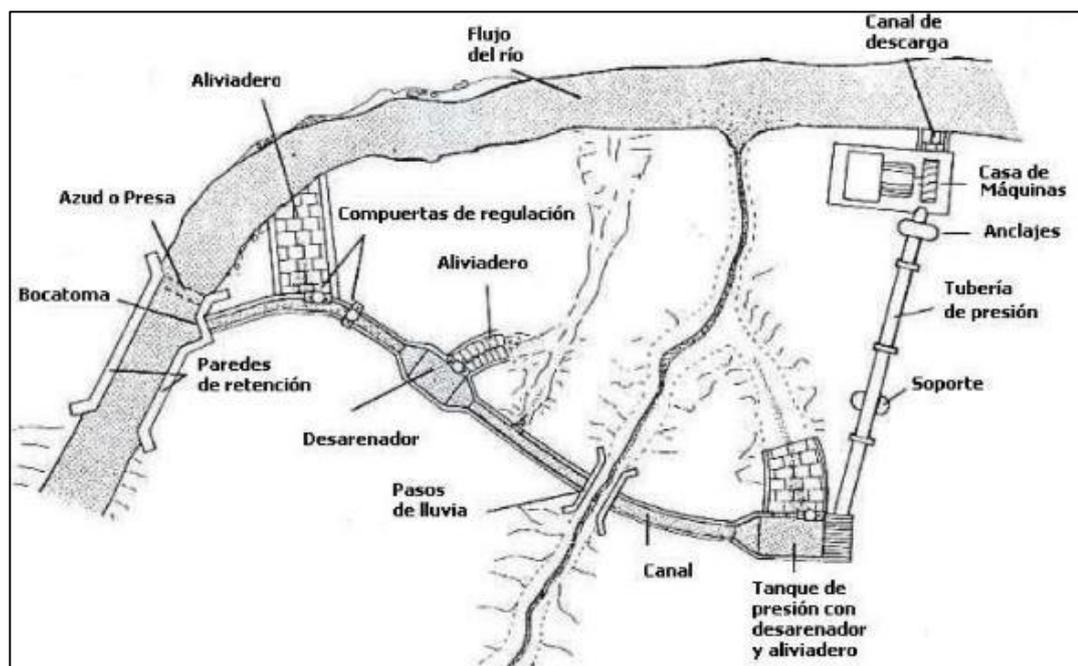


Figura 2.3 - Componentes de un esquema para pequeñas centrales hidroeléctricas

Para el diseño y construcción de las obras civiles se debe considerar y ser capaz de describir y cuantificar todos los factores esenciales que pueden afectar a las mismas, tales como:

- 1) Sedimentos
- 2) Variación del caudal del río a través del año
- 3) Crecidas

Cada componente de las obras civiles debe cumplir eficientemente su propia función con respecto al agua y el medio ambiente, por lo que básicamente el diseño debe reducir al mínimo el impacto negativo que se pueda originar al alterar el paisaje natural desde el inicio de su construcción y asegurar al máximo la estabilidad de cada componente para el tiempo de servicio diseñado. En consecuencia, la obra debe considerar los siguientes aspectos:

- Preservar la fauna y flora del lugar.
- Evitar la erosión de los suelos y el deslizamiento de las laderas.
- Evitar el asentamiento de las diferentes estructuras.
- Uso legal y racional del agua de acuerdo a normas vigentes.
- Evitar diseños inadecuados que puedan ocasionar inundaciones.

En síntesis, las principales funciones de las obras civiles son: captar, regular, conducir, desarenar, accionar la turbina y restituir el agua al cauce en las condiciones de cantidad y calidad de captación.

A continuación, a fines de acotar la información teórica, sólo se describirán las obras presentes en la central en estudio.

### **2.5.1 Bocatomas**

Las bocatomas son obras hidráulicas cuya función es regular y captar un determinado caudal de agua, en este caso, para la producción de hidroenergía sea esta mecánica o eléctrica. Las bocatomas nos permiten tomar las aguas de los ríos y conducirla aprovechando la fuerza de la gravedad.

#### **➤ Principales funciones**

Las principales funciones a cumplir por esta obra son:

- Garantizar la captación de una cantidad constante de agua
- Impedir el ingreso de materiales sólidos y flotantes
- Proteger el resto de sistema de obras hidráulicas del ingreso de avenidas o embalses que pudieran producirse en las épocas de lluvia.

### ➤ Tipos de bocatomas

La captación puede realizarse directamente sin ninguna obra de cauce. En este caso el caudal es llevado directamente por un canal lateral; sin embargo, la obra está expuesta a deterioro por avenidas del río. Esta captación se denomina lateral con espigones.

Otro tipo de bocatoma dispone de un dique que cierra el cauce del río y eleva el nivel de agua hasta una cota determinada, donde se vierte a través de un vertedero (toma convencional) o se capta directamente en el cuerpo del dique (toma tiro).

El tipo de bocatoma que existe en la Micro Central Hidroeléctrica Ruca Choroí es del tipo bocatoma con azud fijo; es por ello que se analizará de una manera más detallada su funcionamiento.

### ➤ Bocatoma con azud fijo

Este tipo de obras se construyen generalmente en ríos de montaña, es decir en aquellos que tienen caudales relativamente pequeños, gradientes relativamente grandes y que corren por valles no muy amplios. Se compone de varios elementos:

- Dique, también llamado azud

Genera el cierre parcial al cauce del río y obliga a que toda el agua que se encuentra por debajo de la cota de su cresta entre a la conducción. En tiempo de creciente el exceso de agua pasa por encima de este dique, por lo que funciona como vertedero. Para evitar que, entre excesiva agua a la conducción, entre esta y la toma se dejan estructuras de regulación.

- Reja de entrada:

Impide que pase hacia la conducción material sólido flotante demasiado grueso. Para esto el umbral de la reja se pone a cierta altura sobre el fondo del río y la separación entre barrotes normalmente no supera los 20 cm.

- Un zampeado y un colchón de aguas al pie del azud:

El agua que vierte por el azud en creciente, cae con gran energía que erosiona el cauce y puede socavar las obras. El zampeado sirve para disipar la energía de manera que el agua pase al cauce no revestido con velocidades bajas tal de no producir erosiones perjudiciales.

- Aliviadero:

Se ubica en un extremo del azud. Generalmente el río trae en creciente una gran cantidad de piedras que se acumulan aguas arriba del azud pudiendo llegar a tapar la reja de entrada con lo cual el caudal de captación se reduce considerablemente o puede ser totalmente interrumpido.

La compuerta se abre en las crecientes, cuando sobra agua y por lo tanto cumple una función adicional de aliviar el trabajo del azud y regula el caudal captado.

### **2.5.2 Canal de conducción**

El canal es un componente importante de las obras civiles de una central hidráulica, su principal función es conducir el agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga, pasando por los desarenadores y otros mecanismos que pueden construirse en el trayecto.

Los canales están determinados por las características geométricas de su sección y por el material de construcción. Los más conocidos y usados son los rectangulares, trapezoidales, circulares y semicirculares. Por su material de construcción tenemos entre los más comunes a los de tierra, concreto, mampostería de piedra, madera y tubería de PVC.

El tamaño de la sección transversal y pendiente debería ser determinada de forma que la conducción sea la más económica para llevar el agua a la cámara de carga. Las dimensiones de la sección transversal están estrechamente ligadas a la pendiente. La pendiente del canal debe ser suave para reducir las pérdidas por fricción, pero esto causa una baja velocidad y una mayor área de flujo, con el consiguiente impacto sobre los costos. Por el contrario, una pendiente pronunciada dará una mayor velocidad y una sección menor pero una mayor pérdida de carga.

A continuación, se describen resumidamente algunos parámetros que son importantes en el diseño de un canal.

#### **➤ Sección y ángulo del talud del canal**

El flujo del agua en un canal hecho de un material suelto, como un suelo arenoso, hará que las paredes se desmoronen hacia dentro, a menos que los lados estén inclinados ligeramente y el ancho del canal esté en relación a su profundidad. La ventaja de revestir los canales es que resultan más angostos para el caudal. Esto significa que no es necesaria una gran excavación horizontal en una ladera angosta.

Normalmente, se prefieren perfiles trapezoidales porque son muy eficientes hidráulicamente, aunque dependiendo de las características geológicas del suelo de fundación, los rectangulares son a veces más fáciles de construir.

#### **➤ Velocidad del agua ( $v$ )**

Un flujo de agua excesivamente rápido erosionará las paredes de un canal, mientras que velocidades demasiado bajas permitirán el depósito de sedimento y su obstrucción.

### ➤ Rugosidad ( $n$ )

Cuando el agua pasa por el canal, pierde energía en el proceso de deslizarse por las paredes y el fondo. Mientras más rugoso es el material del canal, hay más pérdidas por fricción y mayor será la pendiente o el desnivel que se requerirá entre la entrada y la salida del canal.

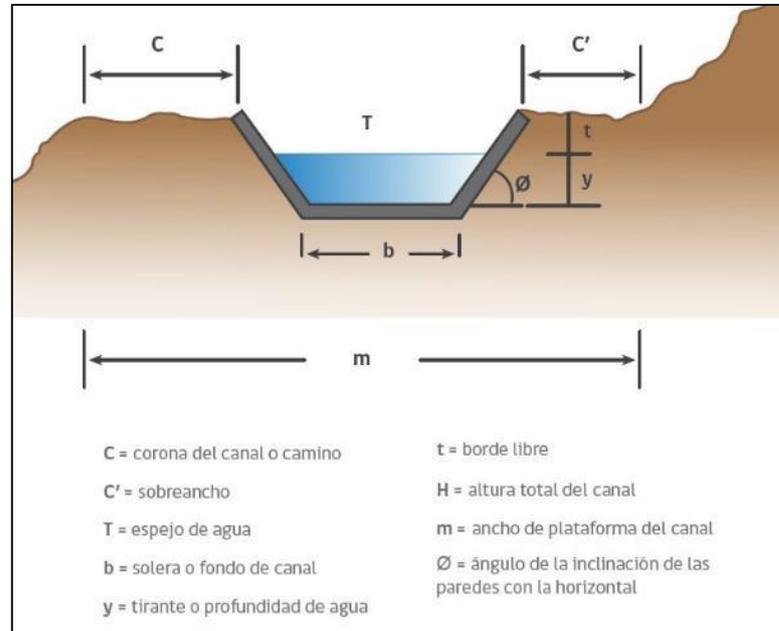


Figura 2.4 - Vista de una sección transversal de un canal y elementos

### 2.5.3 Desarenador

La obra es una estructura diseñada para depositar y remover el sedimento de un dado tamaño que pudiera afectar la turbina y debe además tener un vertedero para evitar la entrada de exceso de agua hacia el canal o tubería de conducción.

Se debe tener una capacidad suficiente para acumular los sedimentos sin reducir significativamente el área de flujo y permitir una fácil eliminación de los sedimentos evitando la erosión del suelo que rodea y soporta la base de la tubería y del depósito, por lo que es mejor construir una superficie revestida (mampostería de piedra o concreto) similar al canal de desagüe del aliviadero.

### 2.5.4 Cámara de carga

Esta estructura hidráulica busca crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas y garantizar la sumergencia del sistema de conducción de alta presión, manteniendo una altura de agua suficiente que evite, a toda costa, la entrada de aire a estos equipos de generación.

Las principales funciones de la cámara de carga o tanque de presión son: permitir la conexión entre el sistema de conducción y la turbina de presión, producir la sedimentación y eliminación de materiales sólidos que pudiera transportar el sistema de conducción, impidiendo de esta forma la entrada a la tubería de materiales sólidos, de arrastre y flotantes. También debe desalojar el exceso de agua en las horas en que la cantidad consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.

### **2.5.5 Aliviadero**

Los aliviaderos son estructuras de regulación y de protección que sirven para evacuar caudales de demasías o caudales superiores a los del diseño. Si estas aguas excedentes ingresaran a las diferentes obras que componen el sistema, podrían ocasionar daños de imprevisibles consecuencias. El aliviadero se combina con las compuertas de control para el desagüe del mismo.

Su diseño define básicamente tres características: largo, altura (tirante útil más borde libre) y tipo de cresta que será definida por un coeficiente de descarga.

### **2.5.6 Tubería de presión**

Las tuberías de presión son un componente crítico en las centrales hidroeléctricas, ya que transportan agua a alta presión desde la turbina hasta el embalse o la red de distribución. Estas tuberías están sometidas a cargas mecánicas, hidráulicas y ambientales.

Debido a que el costo de esta tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la micro central, es prioritario, pues, optimizar su diseño para reducir no sólo los costos de mantenimiento sino la inversión inicial.

Estos conductos pueden ir enterrados o en superficies con apoyos de anclaje. La elección de una opción u otra depende de varios factores, incluyendo la topografía y clima del lugar, la distancia entre la presa y la casa de máquinas, el caudal y la altura de la columna de agua.

La tubería de presión enterrada se utiliza principalmente en casos donde la central hidroeléctrica se encuentra en una zona montañosa y la distancia entre la presa y la casa de máquinas es relativamente corta. La tubería de presión enterrada puede ser más ventajosa en términos económicos debido a que requiere menos material de construcción y su instalación es más sencilla en terrenos rocosos o accidentados. Para enterrar una tubería previamente hay que pintarla y protegerla exteriormente ante la corrosión. Desde el punto de vista medioambiental esta solución es óptima ya que el terreno puede ser restituido a su condición inicial ya que no constituirá barrera alguna al desplazamiento de animales y crecimiento de la cobertura vegetal.

Por otro lado, la tubería de presión en superficie se utiliza en casos donde la central hidroeléctrica se encuentra en una zona llana y la distancia entre la presa y la casa de máquinas es

relativamente larga. La tubería de presión en superficie puede ser más ventajosa en términos técnicos debido a que su mantenimiento es más fácil y puede ser inspeccionada regularmente. Además, en casos de daños o reparaciones, la tubería de presión en superficie permite un acceso más fácil y rápido que la tubería de presión enterrada.

#### ➤ **Materiales para tuberías forzadas**

Al decidir el material que se empleara para un proyecto tienen que ser considerados los siguientes factores:

- Presión de diseño
- Tipo de unión
- Diámetro y pérdida por fricción
- Peso y grado de dificultad de la instalación
- Accesibilidad al sitio
- Terreno y tipo de suelo
- Mantenimiento y vida esperada de la instalación
- Disponibilidad
- Costo relativo

Los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión son:

- Acero comercial.
- Policloruro de vinilo (PVC).
- Polietileno de alta densidad.
- Resina poliéster con fibra de vidrio reforzado (PRFV).

#### ➤ **Válvulas para tuberías de presión**

Las válvulas controlan el paso de agua en la tubería de presión y las hay de diferentes tipos. Aquí se limitará a describir tan solo a las válvulas de compuerta y de mariposa. De estas dos, las de compuerta son las más usadas.

##### - **Válvula de Compuerta**

Una válvula de compuerta consiste básicamente de un disco metálico que sube y baja a voluntad y que está ubicado en el cuerpo de la válvula. Cumple las funciones de control de flujo de agua, cierre de emergencia y de regulación de la presión

## - **Válvula de mariposa**

Básicamente se trata de una extensión de la tubería dentro de la cual se coloca un disco en forma de lente montado en un eje central. Debido a su diseño, una válvula mariposa puede ser cerrada con facilidad. Cumple las mismas funciones que la anterior pero también es adecuada para realizar arranques y cierres rápidos, además de ofrecer una menor pérdida de carga.

### **2.5.7 Casa de máquinas**

Así como la tubería de presión es la encargada de transportar el agua a presión desde la cámara de carga, la casa de máquinas protege el equipamiento electromecánico de las adversidades climatológicas. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con respecto al canal de descarga, la altura de salto y la geomorfología del sitio, condicionan el tamaño y forma de la construcción.

En el diseño debe considerarse espacio suficiente de circulación en el perímetro de la turbina tanto para acceso como para realizar labores de mantenimiento. Las pérdidas en los generadores se transforman en calor por lo que deberán considerarse las celosías y ventilaciones en la parte baja y alta para permitir el enfriamiento por circulación de aire.

## **2.6 Equipo electromecánico**

### **2.6.1 Turbinas**

Una turbina hidráulica es una turbomáquina hidráulica, en la cual el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de álabes rotativos. La energía que se podrá generar en la misma, vendrá dada por dos variables principales, el caudal de diseño y el salto neto disponible.

Uno de los criterios de clasificación utilizados es por como escurre el agua en la turbina, la energía potencial del agua se convierte en energía motriz en la turbina según dos mecanismos diferentes, de esta forma pueden ser:

- **Turbinas de acción o impulso**, cuando la energía potencial se transforma en energía cinética, mediante un chorro de gran velocidad, que es proyectado contra unas cazoletas, fijas en la periferia de un disco. Como el agua, después de chocar contra las cazoletas cae al canal de descarga con muy poca energía remanente, la carcasa puede ser ligera y sólo tiene por misión evitar accidentes e impedir las salpicaduras de agua. De este tipo se destacan las turbinas Pelton, Turgo y de flujo cruzado (Michell-Banki).

- **Turbinas de reacción**, cuando la presión del agua actúa directamente sobre los álabes del rodete, disminuyendo de valor a medida que avanza en su recorrido. Al estar el rodete completamente sumergido y sometido a la presión del agua, la carcasa que lo envuelve tiene que ser suficientemente robusta para poder resistirla. En este tipo de turbinas se pueden nombrar las Francis y Kaplan.

Otro concepto importante a considerar es el **rendimiento**, el cual se define como la relación entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominales. La potencia transmitida al eje de la turbina es luego transmitida al generador.

Según la información recolectada en la MCH Ruca Choroí están instaladas dos turbinas Francis. Por lo que se explica a continuación su funcionamiento y componentes principales.

Las **turbinas Francis** se adaptan muy bien a todo tipo de saltos y caudales, y cuenta con un rango de utilización muy grande. Se caracteriza por recibir el fluido de agua en dirección radial, y a medida que ésta recorre la máquina hacia la salida se convierte en dirección axial.

El rendimiento de las turbinas Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y en salto entre 60% y el 125% del nominal.

Los elementos que componen este tipo de turbinas son los siguientes:

- **Distribuidor**: contiene una serie de álabes fijos y móviles que orientan el agua hacia el rodete.
- **Rodete**: formado por una corona de paletas fijas, con una forma tal que cambian la dirección del agua de radial a axial.
- **Cámara de entrada**: puede ser abierta o cerrada, y tiene forma espiral para dar una componente radial al flujo de agua.
- **Tubo de aspiración** o de salida de agua: puede ser recto o acodado, y cumple la función de mantener la diferencia de presiones necesaria para el buen funcionamiento de la turbina.

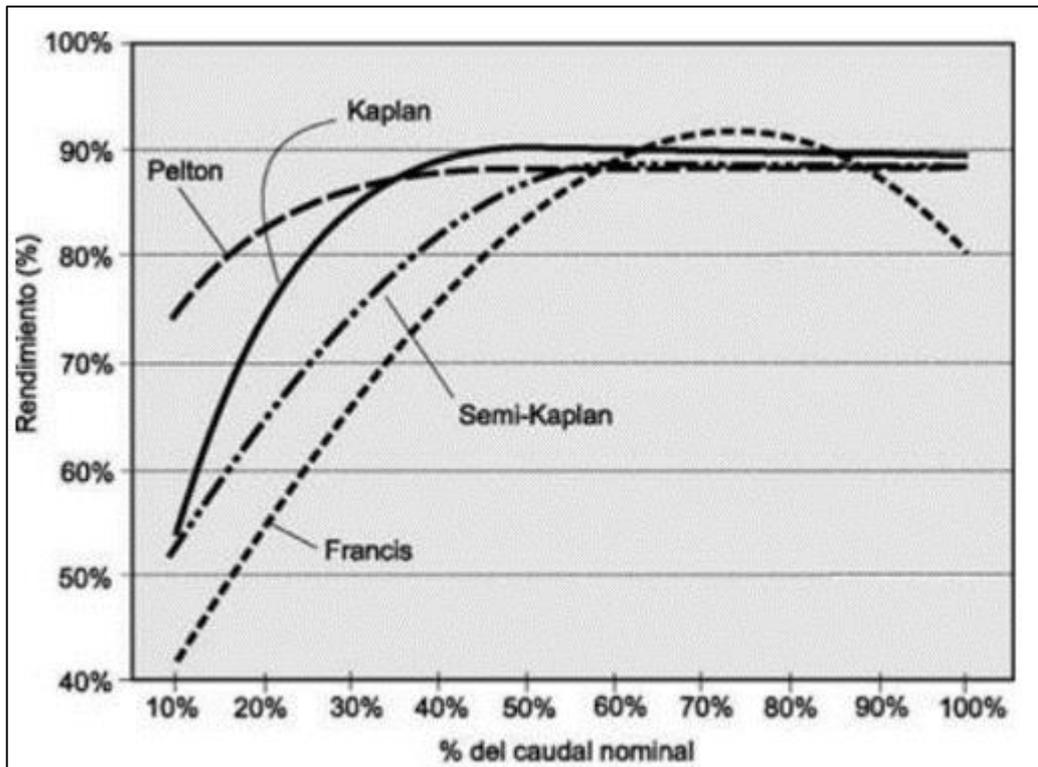


Figura 2.5 - Rango de utilización de los diferentes tipos de turbinas



Figura 2.6 - Turbina Francis instalada

### 2.6.2 Generador

Un generador es el equipo que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. El generador basa su funcionamiento en la inducción electromagnética. El

principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

El generador está compuesto por dos partes fundamentales:

- **Rotor** o inductor móvil: su función es generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.
- **Estator** o inducido fijo: es la parte sobre la que se genera la corriente eléctrica.

El generador puede ser de dos tipos:

- **Generador sincrónico:** En este tipo de generador la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo. Vienen equipados con un sistema de excitación asociado a un regulador de tensión para que, antes de ser conectados a la red, generen energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia y ángulo de desfase que la energía en la red, así como la energía reactiva requerida por el sistema una vez conectados. Los generadores síncronos pueden funcionar aislados de la red.
- **Generador asíncrono:** Son simples motores de inducción con rotor, sin posibilidad de regulación de tensión que giran a una velocidad directamente relacionada con la frecuencia de la red a la que están conectados. De esa red extraen su corriente de excitación y de ella absorben la energía reactiva necesaria para su propia magnetización. No pueden generar corriente cuando están desconectados de la red, ya que son incapaces de suministrar su propia corriente de excitación.

Los generadores síncronos son más caros que los asíncronos y se utilizan para alimentar redes pequeñas, en las que su potencia representa una proporción sustancial de la carga del sistema. Los generadores asíncronos se utilizan en grandes redes, en las que su potencia representa un porcentaje insignificante de la carga del sistema.

### 2.6.3 Elementos de Control y Protección

Las turbinas se diseñan para una altura de salto y un caudal predeterminados. Cualquier variación de estos parámetros debe compensarse abriendo o cerrando los dispositivos de control de caudal, tales como álabes directrices, válvulas o compuertas, a fin de mantener constante, ya sea la potencia de salida a la red, el nivel de la lámina de agua en la toma o el caudal que atraviesa la turbina.

En los aprovechamientos que suministran energía a una red aislada, el parámetro a controlar es la velocidad del rodete, relacionado directamente con la frecuencia. En principio existen dos

enfoques para regular la velocidad de estos grupos: variar el caudal de entrada a la turbina o disipar el exceso de potencia eléctrica en bancos de resistencias. Al aumentar la demanda de energía, el generador se sobrecarga y frena la turbina. En el enfoque más convencional, la regulación de la velocidad (frecuencia) se logra aumentando el caudal que entra a la turbina.

Para ello un sensor, mecánico o electrónico, detecta esa variación de velocidad y manda a un servomotor que modifique la apertura del distribuidor de forma que admita más agua, y por ende más potencia hidráulica, a fin de que la turbina pueda satisfacer el incremento de la demanda. Del mismo modo, al disminuir la carga la turbina se acelera y el sensor envía una señal de signo contrario para cerrar la apertura del distribuidor.

- **Reguladores de velocidad**
- **Reguladores de carga**

#### 2.6.4 Instrumentos de medición

Para mantener la seguridad y calidad del servicio es necesario controlar y conocer exactamente los valores de la tensión, corriente y potencia capaces de ser producidos por los generadores y absorbidos por los circuitos de operación. Para ello entre los terminales del generador y la línea de salida se instalan dispositivos, que monitorizan el funcionamiento del equipo, protegen al generador, lo conectan a la red o lo aíslan de la misma en caso de avería.

- **Voltímetro:** Permite medir la tensión o voltaje. Se construye con alta impedancia para ser conectado en paralelo directamente a los bornes del aparato cuya tensión se desea medir.
- **Amperímetro:** Sirve para medir la intensidad de la corriente. La impedancia interna es muy baja, por lo que se conecta en serie con las cargas receptoras.
- **Potenciómetro** (o *Watímetro*): Se usa para medir la potencia eléctrica. Está formada por dos bobinas; una voltimétrica y otra amperimétrica.
- **Frecuencímetro:** Mide la frecuencia de la tensión alterna consta de una aguja indicadora conectada a la tensión.

### 2.7 Rehabilitación de Centrales Hidroeléctricas

En el ámbito de los aprovechamientos hidroeléctricos, la literatura clásica ha abordado principalmente la planificación de nuevos proyectos, dejando de lado los conceptos y metodologías relacionadas con la rehabilitación. Sin embargo, ante la creciente urgencia ambiental de contar con fuentes de energía renovable y la antigüedad de muchas centrales hidroeléctricas, la rehabilitación, repotenciación y modernización de instalaciones existentes se ha convertido en una

fuerza potencial de innovación y desarrollo. Este apartado incorpora conceptos clave para el proyecto en estudio, incluyendo la evaluación de la viabilidad técnica y económica; y la optimización del rendimiento y eficiencia.

### **2.7.1 Estudio de RMU&LE** (*“Renovación, Modernización, Mejora y Extensión de la Vida Útil” por sus siglas en inglés*) (RMU&LE)

La instalación de nuevas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) implica una inversión mucho mayor y un periodo de gestación más largo que la intervención en centrales existentes con bajos niveles de productividad o necesidad de rehabilitación. En vista de la gran cantidad de fondos necesarios para instalar capacidad adicional, la optimización de la generación a partir de las PCH existentes mediante RMU&LE es considerada una opción más que interesante frente a la opción de desarrollar nuevos proyectos hidroeléctricos. El objetivo de la optimización es obtener la máxima eficiencia global de la pequeña central entre las unidades disponibles y aumentar su vida útil.

Algunos de los problemas asociados a la aprobación de una nueva central hidroeléctrica son: diversas autorizaciones legales (utilización del recurso, aprobaciones medioambientales, etc.), aparición de riesgos inherentes (geológicos, hídricos, sociopolíticos, etc.), inconvenientes de financiación, etc. Por lo tanto, en el escenario actual de escasez de recursos la RMU&LE de PCH se considera como una de las mejores opciones, ya que la mayoría de las veces genera rentabilidad y es un proceso más rápido y simple. Esta forma de estudio ha sido reconocida mundialmente como una técnica óptima y rentable para mejorar el rendimiento, la eficiencia y la fiabilidad de las PCH antiguas. El rendimiento, la eficiencia y la fiabilidad se deterioran con el paso del tiempo, aunque estos factores pueden recuperarse y hasta aumentarse sustituyendo los componentes viejos o dañados, rediseñando o mejorando el diseño mecánico, eléctrico y/o civil.

El desarrollo de una nueva central hidroeléctrica suele llevar de 3 a 5 años, mientras que la modernización de una existente solo lleva de 1 a 3 años. Este tiempo es necesario para llevar a cabo los estudios y el trabajo de diseño, recibir las aprobaciones necesarias y construir el proyecto. La PCH puede ser explotada por un operario formado a tiempo completo o incluso a tiempo parcial, para el mantenimiento será necesario contar con personal cualificado. Una vez construidas, las PCH con un mantenimiento rutinario y un capital adecuado pueden superar ampliamente los 35 a 50 años de vida útil.

Después de utilizar el equipamiento durante 25 o 30 años, puede ser viable obtener una mayor producción y eficiencia realizando algunos cambios pequeños o grandes. RMU&LE se realiza antes de la sustitución completa del equipamiento electromecánico. Algunas piezas de la turbina

tienen una vida útil muy larga en comparación con algunas partes del equipo generador. Por lo tanto, en lugar de la sustitución completa, el reacondicionamiento de las piezas que han sobrepasado su vida útil o dan problemas frecuentes se considera una opción más barata. Sin embargo, al decidir el reacondicionamiento y la sustitución de piezas hay que tener en cuenta el tiempo de inactividad. A veces, la avería de un componente específico se convierte en causa inmediata para iniciar los trabajos de reacondicionamiento.

A continuación, se explican brevemente los conceptos más importantes de la técnica de estudio:

#### ➤ **Renovación**

La renovación (o rehabilitación) tiene por objeto prolongar la vida útil de la PCH. Los trabajos de restauración se realizan para recuperar los daños causados por desastres naturales. El primer paso hacia la renovación es evaluar el estado actual de la obra civil en general y luego detalladamente el equipo electromecánico y sus diversos componentes. Este trabajo debe ser realizado por los fabricantes o expertos, ya que conocen las últimas técnicas de análisis para obtener resultados reales. Es probable que los ingenieros de la central no sean suficientemente competentes para realizar el estudio por sí solos, pero es importante que estén al tanto de las pruebas a realizarse y los datos a recopilar. Estos estudios indicarán la salud y la vida residual de las instalaciones, el cual será el factor decisivo para la sustitución o renovación de los diferentes componentes.

Las consecuencias del envejecimiento (más de 10 años) de las PCH son: disminución del rendimiento, reducción de la generación, funcionamiento antieconómico, mantenimiento difícil, etc. La rehabilitación no solo significa la sustitución o reparación de piezas desgastadas y dañadas. También incluye el uso de nuevos materiales, diseños y tecnologías para mejorar la eficiencia y fiabilidad de la central y aumentar la generación. Este proceso prolonga la vida útil de la planta 20 o 25 años. Los factores que rigen la rehabilitación son: el coste del proyecto, la vida útil del proyecto, el tiempo de parada, la eficiencia y la viabilidad del proyecto. La renovación también se considera una oportunidad para modernizar o actualizar la planta.

#### ➤ **Modernización**

El objetivo de la modernización es mejorar el rendimiento de la central. El análisis costo beneficio esencial para definir la modernización. Los beneficios de la modernización son: mayor rendimiento, mayor eficiencia, mayor disponibilidad, mayor fiabilidad, menores costos de mantenimiento, etc. En pocas palabras, incluye tanto la sustitución de sistemas manuales por accesorios y controles modernos (compuertas, reguladores, sensores, etc.) como la incorporación

de nuevas funciones como PLC (Programmable Logic Controller) o SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) para lograr el óptimo funcionamiento de la central.

### ➤ **Mejora**

El objetivo del Up-Rating es aumentar la capacidad de la PCH. Para evaluar la viabilidad del aumento de potencia, es necesario llevar a cabo los siguientes estudios esenciales: evaluación del estado actual de la maquinaria, estudio de las directrices generales, estudios de los equipos y componentes mecánicos. Para determinar la posibilidad de aumentar la eficiencia o capacidad del grupo turbina-generador se estudia detenidamente la factibilidad de aumentar la potencia. También, se estudia la posibilidad de aumentar el caudal de descarga o la altura de elevación. Se puede lograr un aumento del 10-30% mediante la mejora de las máquinas existentes con actualización tecnológica, adición de unidades u optimización de márgenes operativos.

El estudio de renovación, modernización, actualización y prolongación de la vida útil de una PCH se lleva a cabo en las seis etapas siguientes:

- 1) Estudio de documentación técnica, datos y registros (planos de obras hidráulicas y de equipos, datos hidrológicos, registros de operación y mantenimiento, etc.)
- 2) Inspección (inspección en caliente de equipos, inspección en frío de estructuras civiles, identificación de sectores problemáticos, etc.)
- 3) Pruebas y ensayos (END, hidráulicos, de eficiencia, estructurales, de laboratorio, etc.)
- 4) Análisis (toma de decisiones sobre reparación o sustitución, análisis de costes y beneficios)
- 5) Estudio de las implicaciones sociales y medioambientales.
- 6) Preparación de proyecto (incluye estudio detallado, resultados de análisis, alcance del trabajo, estudios de impacto ambiental, etc.)

Las principales razones para utilizar esta metodología frente a nuevos proyectos son:

- Menores o mínimas aclaraciones necesarias
- Menor periodo de gestación del proyecto
- Menores riesgos
- Menores costos frente a un nuevo proyecto equivalente
- Fácil y atractiva financiación
- Incorporación de avance tecnológico
- Prolongación de la vida útil de las instalaciones existentes

Existe una serie de normas, directrices y manuales sobre desarrollo hidroeléctrico o RMU&LE publicados por organizaciones internacionales de normalización como ISO, IEC, IEE, ASM. La

mayoría de estas se elaboraron teniendo en cuenta los proyectos hidroeléctricos grandes o medianos. De todas formas, son aplicables considerando la escala de las instalaciones para PCH.

Los principales problemas y retos de la aplicación de RMU&LE son:

- No hay muchos expertos disponibles en el mercado.
- No existe un punto de referencia estándar para este tipo de proyectos
- La no disponibilidad de documentación inicial de la PCH.
- Cuestiones relacionadas con derechos de autor de fabricante original
- Reticencia del cliente a aceptar el cambio.

### **2.7.2 Metodología para rehabilitación de centrales hidroeléctricas**

Se utilizará una metodología de comparación de índices de diferentes alternativas de rehabilitación de proyectos hidroeléctricos, estudiando las tres maneras vistas de intervención en una PCH existente.

Por lo tanto, se analizarán algunos parámetros y se colocarán en una tabla comparativa donde se clasificarán los resultados.

Entre algunos de los parámetros a comparar pueden utilizarse: la potencia turbinable; la capacidad energética; factor de disponibilidad y/o de planta; relación beneficio costo; tiempo de recuperación de capital; etc. La selección de los parámetros dependerá de la información disponible y de la necesidad de precisión que se tenga para seleccionar la alternativa óptima. Estos parámetros son definidos mediante ecuaciones, las cuales se utilizan para realizar la evaluación y comparación de cada escenario de intervención.

La eficiencia tiende a mejorar a medida que avanzan las técnicas de diseño y producción de equipos, turbinas y generadores. También es posible disminuir las pérdidas de carga y el desgaste prematuro del circuito hidráulico reemplazando por materiales modernos. El uso de nuevas tecnologías, en comparación a las utilizadas en los años 60, puede aumentar la capacidad de producción de energía, utilizando la misma cantidad de recurso hídrico.

La edad de la central, asociada al desgaste de la maquinaria y a su retraso tecnológico, contribuye a la disminución de la producción de energía. En 1950, el rendimiento del conjunto turbina-generador era de aproximadamente 80% y en 2020, esta cifra ha aumentado hasta el 92%. En la práctica se han obtenido aumentos del 10% en la capacidad de una central con la modernización y un 5% con su repotenciación.

Además de mantener activa la empresa, la rehabilitación debe ser económicamente atractiva, por lo que se deben analizar indicadores económicos como el indicador de la Relación Beneficio-

Costo (RBC). Los factores económicos a utilizar en la comparación de alternativas se desarrollan en el apartado 2.8.

En la figura 2.7 se muestra un diagrama de flujo para facilitar la comprensión de la metodología a utilizar. El primer paso consiste en inspeccionar y diagnosticar la central hidroeléctrica y elegir los criterios de decisión para obtener datos, ajustes y parámetros. A partir de esta información, se analizan la producción, disponibilidad y el coste marginal de funcionamiento. Si la producción y la disponibilidad son bajas y el coste marginal de funcionamiento es alto, hay indicios que la central necesita algún tipo de intervención. En el segundo paso, se realiza una ponderación de criterios para mostrar las razones de dicha decisión y, a continuación, se da un concepto para la central, en el que se compara el estado actual del equipo con uno nuevo. El tercer paso se basa en crear escenarios y rellenarlos con los siguientes parámetros: necesidad de mejoras; costos de intervención; aumento de potencia; costos relacionados al proyecto; relación beneficio costo. Finalmente, en el cuarto paso se lleva a cabo un análisis comparativo para seleccionar la mejor alternativa.

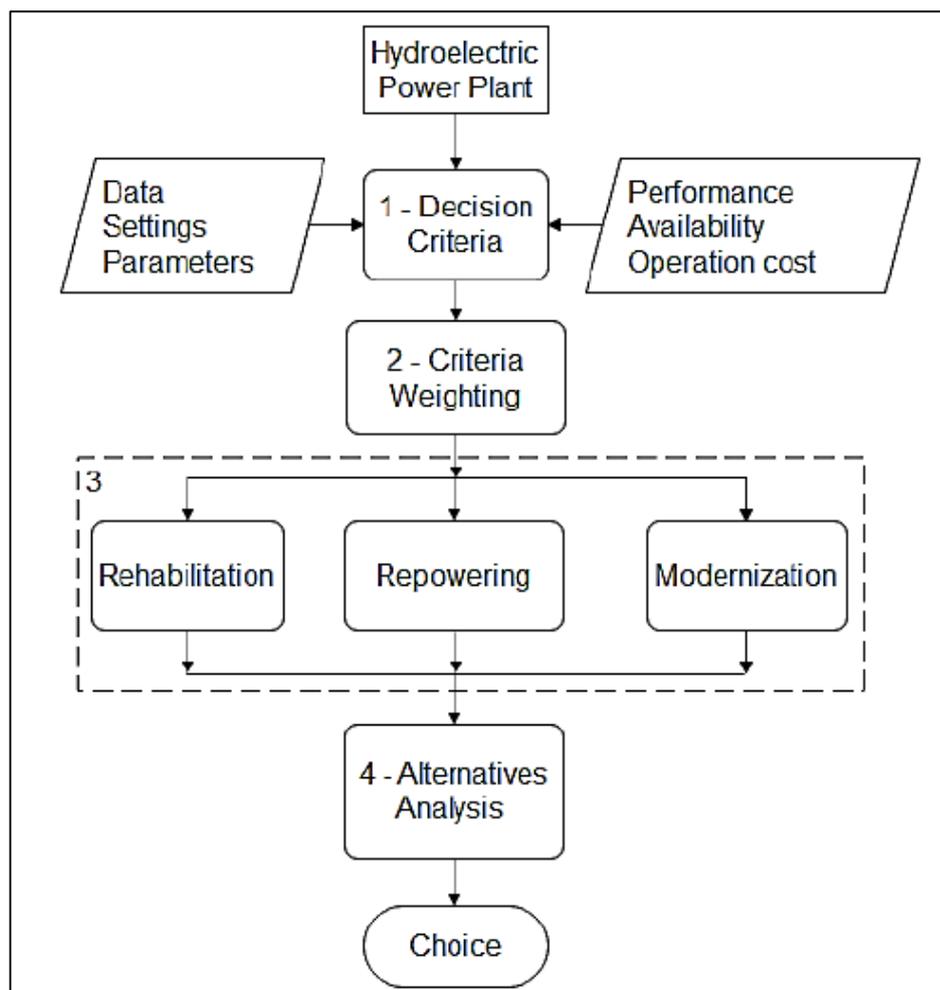


Figura 2.7 - Diagrama de Flujo para seleccionar el mejor escenario de intervención

## 2.8 Análisis Económico

El análisis económico de un proyecto de inversión en una Microcentral Hidráulica (MCH) se realiza para orientar la toma de decisión en torno a la pertinencia de ejecutarlo o no. Puesto que la generación de energía es muy importante para el desarrollo y para elevar el nivel de vida de la población, debe considerarse de manera adecuada su rol de soporte productivo que cumple en la economía y la función social que ayuda a cumplir, como así también la seguridad de que el proyecto genere una rentabilidad positiva para los inversores.

Económicamente un proyecto es una fuente de costos y beneficios que ocurre en diferentes periodos de tiempo. El reto de tomar decisiones en torno a la pertinencia de ejecutar o no determinado proyecto es identificar los costos y beneficios atribuidos al mismo, y medirlos (valorarlos) con el objetivo de señalar si es conveniente o no su ejecución. A este enfoque se le denomina evaluación economía de proyectos.

### 2.8.1 Método de análisis Beneficio/Costo

Consiste en comparar todos los beneficios con todos los costos a los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. La regla indica que debe realizarse el proyecto sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Debido a que estos costos y beneficios ocurren en años diferentes, para poder compararlos es necesario actualizarlos a una misma tasa de descuento (o interés) y a un año que normalmente es el primer año del proyecto.

Una vez actualizados los beneficios y los costos, la evaluación se realizará determinando cuatro indicadores; el valor actual neto (VAN), la relación beneficio-costo (B/C), la tasa interna de retorno (TIR) y el período de repago descontado (PRD).

#### ➤ Valor Actual Neto (VAN)

Es la diferencia de la suma total de los beneficios actualizados, menos la suma total de los costos actualizados a una misma tasa de descuento  $i$ .

La regla de decisión señala que el proyecto será rentable si el valor actual del flujo de beneficios netos que genera es positivo, descontando estos flujos a la tasa de descuento (o interés) pertinente para quien realiza el proyecto.

Algunas ventajas de este método son que toma en cuenta todos los ingresos y egresos del proyecto, y además lo hace en un solo momento del tiempo.

Se toma al momento cero como punto de evaluación; así es más útil apreciar la magnitud de las cifras en el momento más cercano al que se deberá tomar la decisión y toma en cuenta el “valor del dinero en el tiempo”.

Por otro lado, las desventajas más importantes son que el criterio no da idea de rentabilidad y la elección de la tasa de corte o actualización genera una dificultad ya que, generalmente, se establece en forma subjetiva.

La ecuación 10 describe el cálculo del VAN:

$$VAN = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{R_i - (I_i + O_i + M_i)}{(1 + r)^i} + V_r \quad (9)$$

Donde:

- $I_i$ : inversión en el año  $i$
- $R_i$ : ingresos en el año  $i$
- $O_i$ : costos de operación en el año  $i$
- $M_i$ : costos de mantenimiento y reparación en el año  $i$
- $V_r$ : valor residual de la inversión al final de su vida, supuesto que la vida de los equipos sea superior a la de la inversión (por ejemplo, por expirar la concesión de agua).
- $r$ : tasa anual de descuento
- $n$ : número de años de vida del proyecto

#### ➤ **Relación Beneficio/Costo (B/C)**

Es el cociente de la suma total de los beneficios actualizados dividido entre la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento  $i$ .

Si este cociente es mayor que 1, significa que para la tasa de descuento  $i$ , los beneficios son mayores que los costos, y si es menor que 1, los costos son mayores que los beneficios. La regla señala que, si la relación de beneficios a costos es mayor que la unidad el proyecto es rentable, y, por consiguiente, mientras más grande sea esta relación mayor será la rentabilidad esperada del proyecto.

Este método tiene la ventaja que toma en cuenta el "valor del dinero en el tiempo".

La ecuación para calcular la relación es la siguiente:

$$R_{b/c} = \frac{\sum_0^n \frac{R_i}{(1+r)^i}}{\sum_0^n \frac{(I_i + M_i + O_i)}{(1+r)^i}} \quad (10)$$

### ➤ Tasa Interna de Retorno (TIR)

Es la tasa de descuento (o interés) que hace que la suma de los beneficios sea igual a la suma de todos los costos, actualizados a esa tasa de descuento.

Se deduce que, si los costos son iguales a los beneficios, el proyecto solo cubrirá sus costos y no dejará ninguna utilidad monetaria. En este caso, el VAN será igual a cero, y la relación B/C igual a uno. La regla de decisión remarca que es conveniente realizar el proyecto cuando la tasa de descuento (o interés) es menor que la tasa interna de retorno.

La TIR se calcula en forma iterativa, probando con diversas tasas de interés hasta que se logra llegar al valor de VAN igual a cero.

La principal ventaja de este método es que mide la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en el proyecto.

### ➤ Periodo de Repago Descontado (PRD)

El Período de Repago Descontado, puede ser definido como el lapso necesario para que las inversiones requeridas por el proyecto sean compensadas por los rendimientos netos actualizados previstos por su ejecución. Es decir, los flujos de fondo no se suman directamente hasta recuperar la inversión, sino que antes se descuentan a una tasa de actualización para poder homogeneizarlos, matemáticamente:

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FF_t}{(1+i)^t} \quad (11)$$

Donde:

- $FF_t$ : flujo de fondos del período t
- $i$ : tasa de corte o de descuento (costo de capital)
- $n$ : número total de períodos para recuperar la inversión inicial
- $I_0$ : inversión inicial

La ventaja principal de este criterio reside en la simplicidad de su cómputo y comprensión.

## 2.8.2 Datos para la Evaluación Económica

Para la evaluación resulta muy importante la identificación de los costos y los beneficios, y en qué año se efectúa cada uno de ellos.

### 2.8.2.1 Costos

Los costos se subdividen en dos grupos: los de inversión y los de operación y mantenimiento.

#### ➤ **Costos de Inversión**

- Activo fijo
  - Obras civiles
  - Maquinaria y equipo electromecánico
- Activo intangible
  - Estudios de pre inversión
  - Asesoría técnica y supervisión
  - Intereses durante la construcción
  - Gastos generales
- Capital de trabajo

#### ➤ **Costos de Operación y Mantenimiento**

- Costos de Operación
  - Gastos de personal
  - Lubricantes, aceites y grasas
  - Equipos e implementos de seguridad
  - Materiales de oficina
  - Gastos misceláneos
- Costos de Mantenimiento
  - Materiales y repuestos de generación, transformación y transmisión.
  - Herramientas
  - Otros

### 2.8.2.2 Beneficios

#### ➤ **Ingresos por venta de energía**

Es un ingreso anual que se produce desde la entrada en servicio de la MCH hasta el fin de su vida útil u horizonte del proyecto.

Se determina a partir de la energía que se venderá cada año, según lo previsto en el estudio de mercado; y de una tarifa por MWh que se determina a partir de la oferta del ente regulatorio.

Se calcula con la siguiente expresión:

$$B_n = E_n * PV \quad (12)$$

Donde:

- $B_n$ : ingresos por venta de energía, en el año n, en USD
- $E_n$ : energía vendida durante el año n, en MWh
- PV: precio de venta de energía en USD/MWh.

#### ➤ Ingresos por venta de bonos de carbono

Los bonos de carbono se obtienen a través de un proceso de certificación de proyectos denominados Mecanismos de Desarrollo Limpio (CDM, Clean Development Mechanism) que cumplen con al menos una de las siguientes condiciones: capturan el CO<sub>2</sub> de la atmósfera, mitigan las emisiones GEI (Gases de Efecto Invernadero) o contrarrestan los efectos del calentamiento global. Estos certificados de reducción de emisiones o captación de carbono atmosférico pueden ser posteriormente comercializados en el mercado financiero.

En la primera prueba piloto de subasta voluntaria realizada en nuestro país, el precio promedio fue de 3,14 dólares por tonelada de anhídrido carbónico “desplazado”<sup>5</sup>. De la web de la Secretaría de Energía de la Nación se obtuvieron los factores de emisión de CO<sub>2</sub> de la Red Argentina de Energía Eléctrica entre los años 2013 a 2021, resultando un valor promedio de 0,501 toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh.<sup>6</sup>

Para la obtención del ingreso anual por venta de carbono ( $I_{BC}$ ) se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{BC} = Factor\ venta \left( \frac{USD}{tCO_2} \right) * Factor\ emisión \left( \frac{tCO_2}{MWh} \right) * Energía\ (MWh) \quad (13)$$

#### ➤ Valor residual

Es el valor de los bienes, en el último año de la vida útil del proyecto. Para calcular este valor se debe tener en cuenta la depreciación o pérdida de valor de los bienes durante su uso en el proyecto, la cual se determina teniendo en cuenta el criterio de tiempo de vida útil.

- Obra civil: 50 años

<sup>5</sup> [https://www.cba24n.com.ar/cordoba/cordoba-le-puso-precio-a-los-bonos-de-carbono-por-primera-vez-en-argentina\\_a638f270ea2cf54684c90d45b](https://www.cba24n.com.ar/cordoba/cordoba-le-puso-precio-a-los-bonos-de-carbono-por-primera-vez-en-argentina_a638f270ea2cf54684c90d45b)

<sup>6</sup> <http://datos.energia.gov.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>

- Maquinaria y equipo electromecánico: 30 años

La forma de depreciación considerada es que el bien pierde su valor anualmente de manera uniforme, desde su valor inicial en el año de su instalación hasta cero en el último año de su vida útil (depreciación lineal).

$$VR_n = V_i - V_i * \frac{n}{N} \quad (14)$$

Donde:

- $VR_n$ : Valor residual en el año n, en USD.
- $V_i$ : Valor inicial del bien, en el año de su instalación, en USD.
- $N$ : Vida útil del bien, en años.
- $n$ : Año en que se calcula el valor residual, en años.

### 2.8.3 Flujo de Caja Interno

El flujo de caja interno se utiliza para medir la cantidad de dinero que un proyecto o empresa genera a través de sus operaciones comerciales normales. Es decir, es la diferencia entre los ingresos y los gastos de la empresa durante un período determinado.

El cálculo del flujo de caja interno se realiza mediante el análisis de los beneficios y costos de la empresa. Por lo tanto, el cuadro se elabora considerando a los Beneficios y los Costos (Egresos) en columnas separadas y otra para el Flujo de Caja.

### 3 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área del proyecto en estudio se encuentra a aproximadamente 3,5 km al norte de la localidad de Aluminé, capital del departamento homónimo. La ciudad está localizada en el centro oeste de la Provincia de Neuquén. En la Figura 3.1, se muestra su ubicación dentro la Provincia de Neuquén.

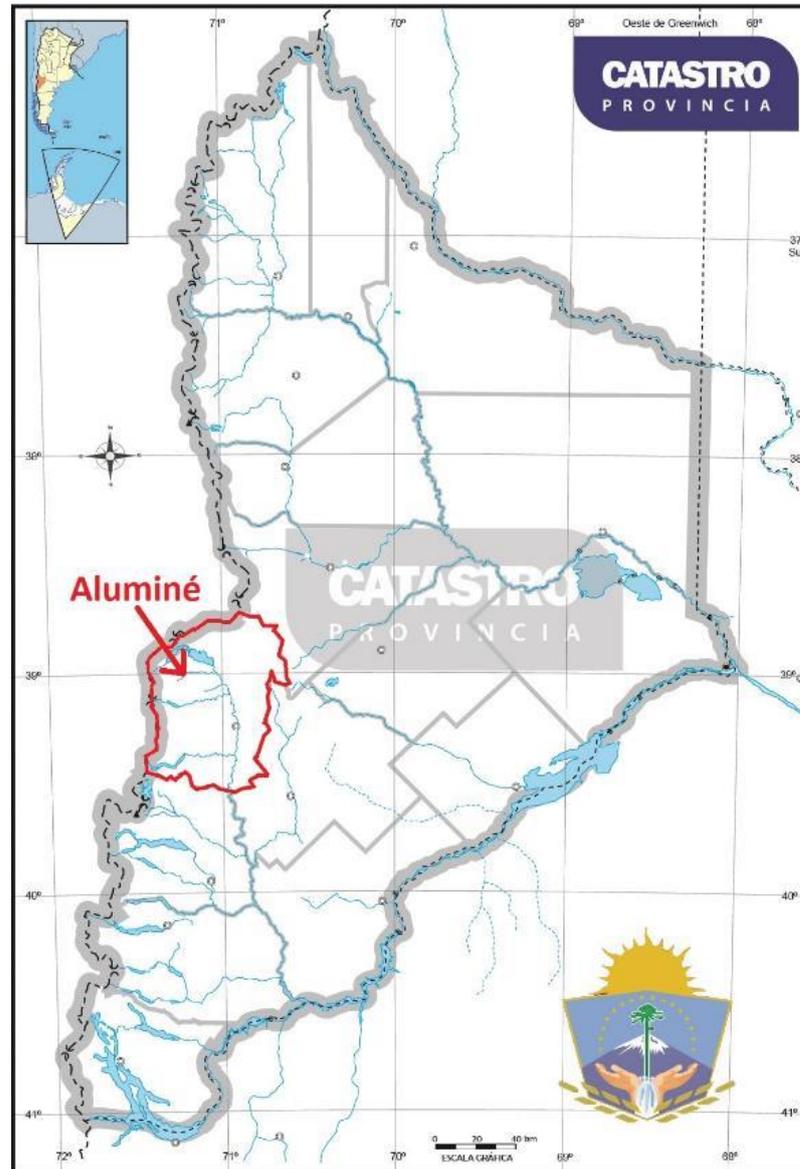
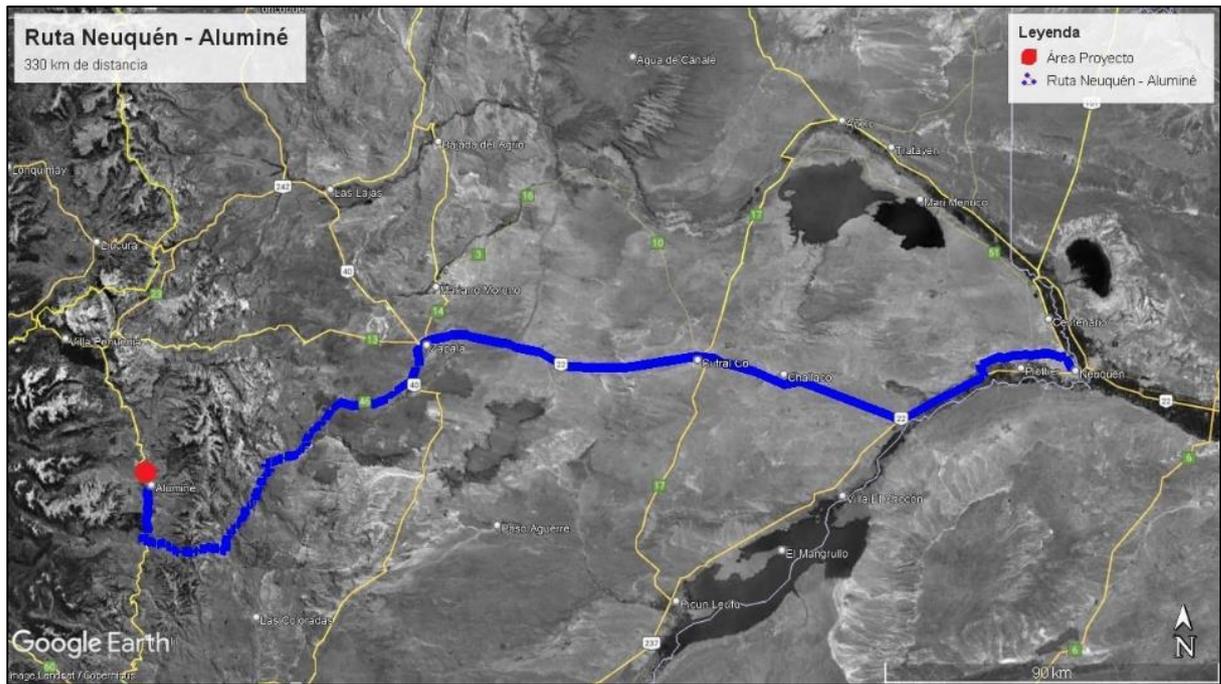


Figura 3.1 - Mapa político de la Provincia de Neuquén (Fuente: [www.dpcneuquen.gov.ar](http://www.dpcneuquen.gov.ar))

La Micro Central Hidroeléctrica se localiza a 3 km de Aluminé sobre la Ruta Provincial 23 y junto al curso de agua del río Aluminé. En la Figura 3.2 se muestra un mapa marcando el trayecto principal para arribar desde la Ciudad de Neuquén.



*Figura 3.2 - Principal ruta de acceso a Aluminé desde Neuquén*

La localidad de Aluminé (en mapuche: “pozo reluciente”) fue oficialmente fundada el 20 de octubre de 1915, designándola mediante un decreto del Poder Ejecutivo como cabecera del departamento del mismo nombre. La población en el año 2004 era de 3878 habitantes y para el 2010 aumento su demografía a 4591 habitantes (Censo 2004; Censo 2010 - INDEC), la población creció un 15% en este periodo. Se asientan, además, en la región varias comunidades originarias Mapuche.

Su economía se basa en la ganadería ovina y bovina, la explotación forestal y la actividad turística. En la porción más boscosa de la zona prevalece la explotación forestal combinada con la ganadería ovina. En las zonas más bajas, de estepa gramínea, predomina la explotación ganadera ovina y bovina. En referencia a la actividad turística, Aluminé es el principal centro urbano del circuito Pehuenia, actuando como distribuidor hacia los atractivos turísticos de la zona.

### 3.1 Cuenca Ruca Choroí

El sistema de subdivisión de cuencas se muestra en la figura 3-3, la zona en estudio se encuentra ubicada dentro de la cuenca Collón Cura, la cual posee un área de drenaje de 16.200 km<sup>2</sup> y conduce sus aguas a la cuenca del río Limay siendo su principal afluente.



Figura 3.3 - Ubicación de subcuenca Ruca Choroí dentro de la cuenca Collón Cura

La cuenca del río Ruca Choroí, es una subcuenca de la cuenca Collón Cura con un área de 344 km<sup>2</sup>. Su ubicación en el sistema se muestra en la Figura 3.4.



Figura 3.4 - Ubicación de cuenca Ruca Choroí dentro de Cuenca Collón Cura

La cuenca hidrológica en estudio identificada comienza en el río Calfiquitra, el cual tiene una longitud de 19,3 km y desemboca sus aguas en el lago Ruca Choroí. Este lago sirve como embalse

regulador de la cuenca, ya que su función principal es almacenar y liberar agua según las demandas del territorio. El río Ruca Choroi, por su parte, nace de las aguas salidas del lago, el cual tiene una longitud de 29,4 km y finaliza en la confluencia con el río Aluminé, donde se da también el cierre de la subcuenca del sistema hidrológico Collón Cura.

En la cuenca hidrológica se encuentra la estación de medición de aforo Puesto Casa de Piedra, la cual permitirá obtener los caudales de estudio del río Ruca Choroi. Esta información es importante para entender la dinámica del agua en la cuenca y para tomar decisiones informadas en la gestión del recurso hídrico.

El régimen del río es de tipo pluvionival, es decir, sus caudales varían a lo largo del año presentando apreciables aumentos desde el mes de junio provocados por las primeras precipitaciones invernales y luego en octubre-noviembre se dan los mayores picos de caudal debido al descongelamiento de la nieve acumulada en la zona alta de la cuenca.

Los caudales del río y sus variaciones anuales serán estudiados en detalle más adelante en este mismo capítulo.

### **3.1.1 Clima**

La provincia del Neuquén presenta una importante heterogeneidad climática natural. Esta viene dada principalmente por los gradientes climáticos asociados a las temperaturas y a las precipitaciones (Figura 3.5). En el primer caso se relaciona con la altimetría, con menores temperaturas a medida que la altura es mayor y, en el segundo caso, a la variación en sentido oeste-este que presentan las precipitaciones, las cuales son abundantes en la zona cordillerana próxima al límite con Chile disminuyendo su intensidad abruptamente hacia el este, presentando además desigual distribución a lo largo del año.

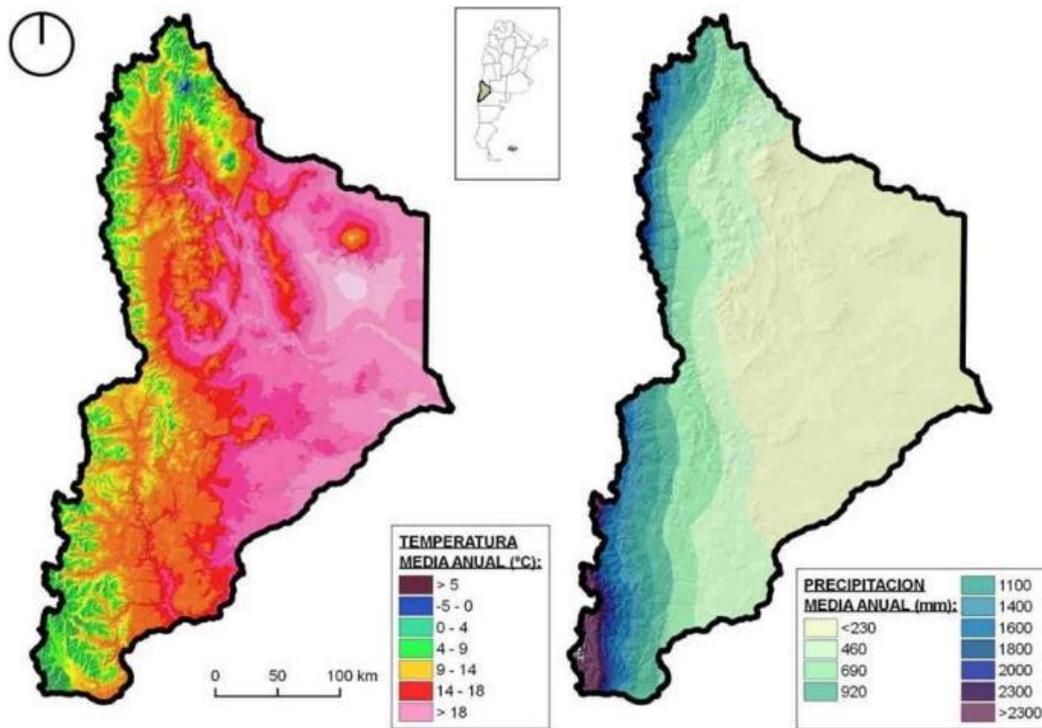


Figura 3.5 - Temperatura y precipitación media anuales en Neuquén. (Fuente: Aspectos Físicos: Prov. de Neuquén. FAO – COPADE, 2015)

Los vientos son moderados a fuertes, lo que constituye un factor adicional de aridez. Son más intensos en las zonas altas y más expuestas. Las direcciones prevaletientes son del oeste y sudoeste, que en conjunto suman entre el 40 y 50% del tiempo. Los vientos medios mensuales son mayores en verano que en invierno variando de 8 km/h en julio a 16 km/h en diciembre.

La zona de estudio, según el mapa de la Figura 3.6 cuenta con un clima subhúmedo andino, el cual posee características de clima húmedo, mesotermal (templado fresco con déficit de agua en verano). La temperatura media anual es algo superior a los 10°C, con una amplitud térmica anual de 14°C. La temperatura mínima media anual es de 3°C y el período libre de heladas es inferior a los 90 días. La temperatura máxima absoluta es de 36.4°C registrada en el mes de enero y la mínima absoluta de -17.4°C que se dio durante julio (figura...). La precipitación media anual es de 934 milímetros, concentrada en los meses de invierno, como ocurre en los regímenes mediterráneos, y sólo concentra un 25% de esta precipitación distribuidos entre los meses de octubre y marzo. El balance hídrico señala exceso de agua en los meses de invierno, hasta noviembre, a partir del cual se manifiesta un déficit con consumo de agua del suelo.

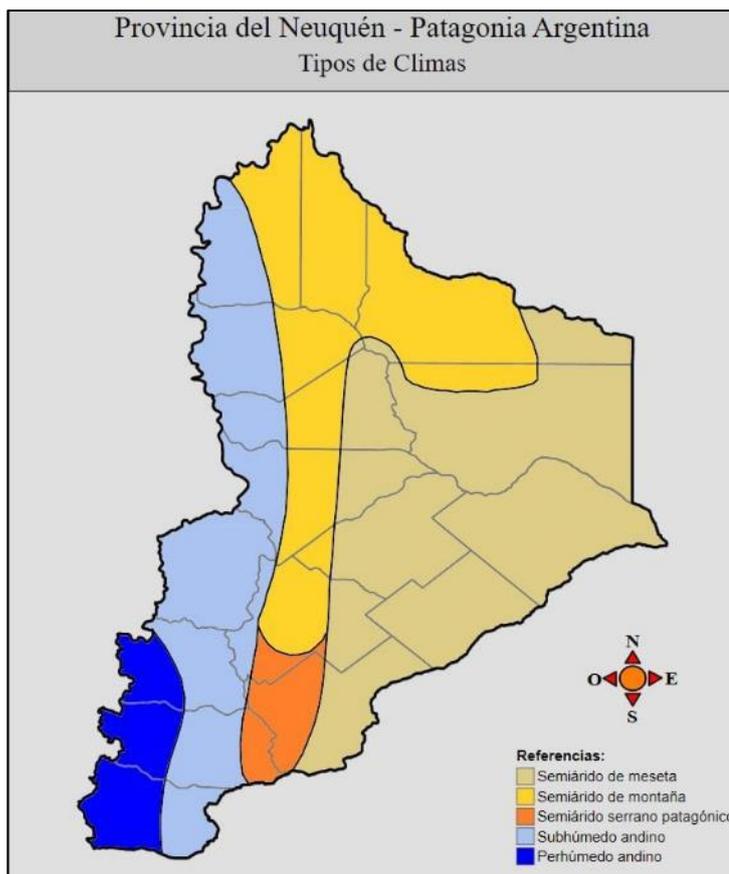


Figura 3.6 - Mapa de climas de Neuquén (Fuente: <http://copade.neuquen.gov.ar>)

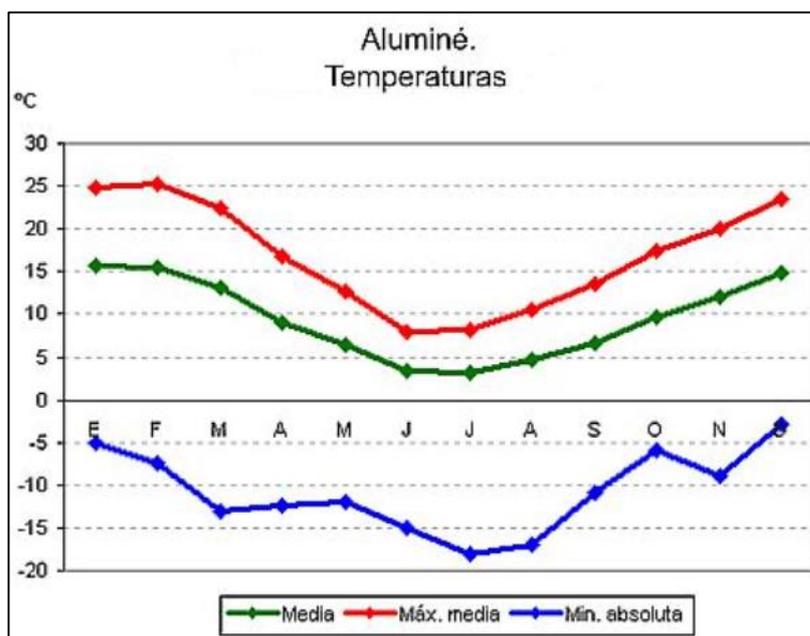


Figura 3.7 - Grafico de temperaturas medias mensuales en Aluminé

### 3.1.2 Precipitaciones

La zona en estudio tiene características climáticas de montaña, donde las precipitaciones típicamente invernales, en las altas cuencas se presentan en forma de nieve mientras que, en la

cuenca media, por condiciones particulares de temperatura, presión y humedad esa precipitación solida se transforma en líquida.

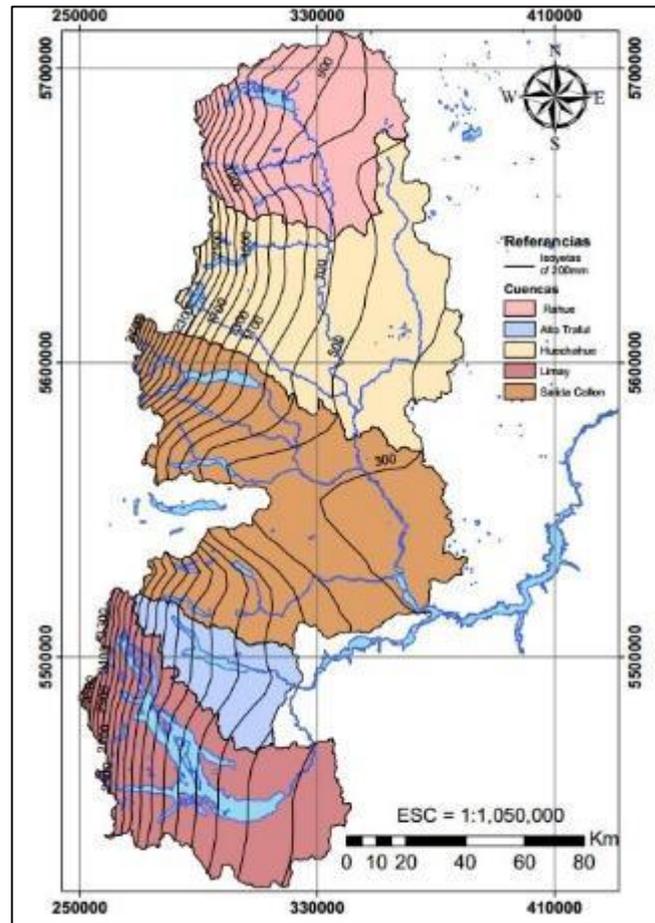


Figura 3.8 - Mapa de isoyetas de la cuenca Collón Cura

Para realizar el estudio de las precipitaciones se trabajó con información de la estación “Lago Ñorquincó”, la cual pertenece a otra cuenca, pero por cuestiones geográficas las precipitaciones no deberían variar de una cuenca a otra ya que además son adyacentes.

➤ **Datos de estación**

- Código AIC: 6410.01
- Cuenca del Río Limay, subcuenca Pulmarí
- Latitud: 39° 7' 15,6'' Sur
- Longitud: 71° 19' 9,3'' Oeste
- Cota: 1060 msnm

Las precipitaciones mínimas, medias y máximas producidas durante el periodo 2010-2020 se muestran en el siguiente gráfico.



Figura 3.9 - Precipitaciones de la estación Lago Ñorquinco (2010-2020). Fuente: AIC

Analizando el gráfico de la Figura 3.9, se puede observar que la época con mayores precipitaciones comienza en el mes de abril hasta el mes de agosto. Siendo el resto de los meses característicos de estación seca en verano.

El promedio de las precipitaciones acumuladas durante el año es de 1923 mm.

### 3.1.3 Geología, suelos y cobertura vegetal

El área de Aluminé geológica y morfológicamente está constituida por basaltos, andesitas olívicas, brechas y aglomerados volcánicos, pertenecientes a las formaciones Palaocó, Newbery y Rancahué. Predominan las llamadas Terrazuelas y Laderas, generadas por los procesos geomorfológicos de remoción en masa, determinando escalonamientos característicos (Ferrer et al. 1982). El orden de suelo es el Molisol, que se caracteriza por la presencia de un horizonte superficial con apreciable contenido de materia orgánica, bien humificada e incorporada a la fracción mineral y de consistencia blanda cuando se seca. Otra característica de los horizontes superficiales y subsuperficiales es una alta saturación con bases, con predominio de cateones bivalentes como calcio y magnesio. Predomina en el área el suborden Xeroles que presenta un acentuado déficit hídrico estival. Dentro de Xeroles se destacan:

- **Haploxeroles énticos:** suelos drenados, profundos y a veces limitados por la presencia de fragmentos gruesos. Son franco-arenosos a francos, débilmente estructurados. Son muy friables, carecen de niveles tóxicos de sales solubles y sodio intercambiable.
- **Haploxeroles ácuicos:** son los denominados mallines o molisoles mal drenados, que permanecen por un largo período saturados de agua. Son suelos muy pobremente a

pobrementemente drenados, de permeabilidad muy lenta del subsuelo, con exceso de humedad o cierto estancamiento continuo de agua, ocupan reducidas superficies dentro del área Aluminé, con pendientes del 1% y una alta cobertura vegetal con predominio de gramíneas bajas. El perfil es de textura franca, estructura migajosa fina débil en los primeros 10 centímetros y masiva en profundidad. Son suelos moderadamente profundos, a los 70 centímetros se contactan con la napa de agua. Son suelos ligeramente ácidos.

- **Haploxeroles vérticos:** pertenecen al orden Molisol de régimen de humedad xérico. Son suelos de lenta permeabilidad, no son salinos ni sódicos, con pendientes moderadamente pronunciadas, susceptibles a la erosión eólica e hídrica, que padecen el exceso de humedad o el estancamiento de agua.

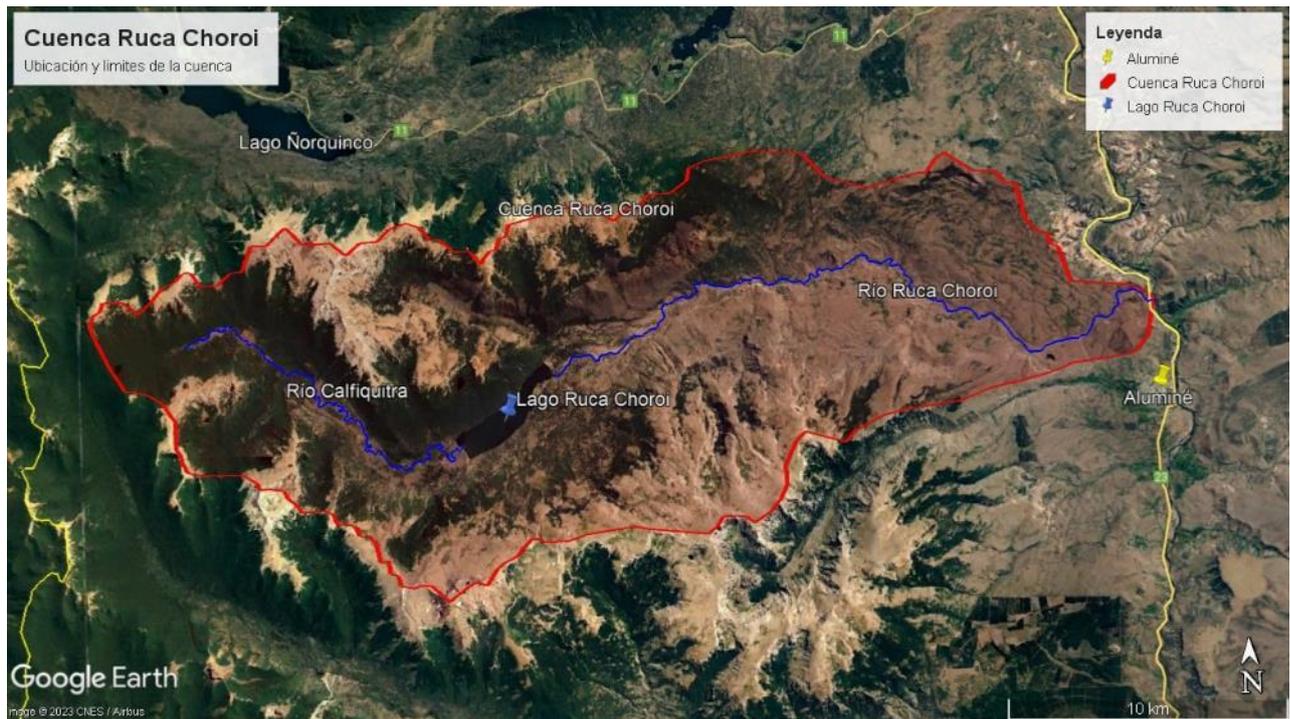
Los suelos predominantes son los haploxeroles énticos y ácuicos y son aquellos que presentan mejor aptitud productiva en lo que a cultivos intensivos se refiere, en la medida que la pendiente del primero sea moderada (Ferrer; Irisarri; Mendía. 1990).

Su vegetación es herbácea – arbustiva, compuesta principalmente por gramíneas, básicamente coirones, neneo, cepa caballo. La cobertura natural del suelo es escasa, con frecuencia presenta sectores dominados por arbustos como la rosa mosqueta y algunas arbóreas y subarbóreas como el ciprés, maitén, chacay, espino negro, entre otros. Los mallines están poblados de tréboles y gramíneas.



*Figura 3.10 - Vegetación típica de Aluminé*

## 4 MORFOMETRÍA DE LA CUENCA



*Figura 4.1 – Mapa de Cuenca Ruca Choroí*

Para llevar adelante la delimitación de la cuenca de aporte del río Ruca Choroí se utilizó el Sistema de Información Geográfica de dominio público, QGis (2018) en forma complementaria a la Base de Datos de Hidrología Analítica (AHD Tools del modelo HydroBID del Banco Interamericano de Desarrollo BID, software de uso libre y gratuito). Se realizó también en el entorno de QGis y a partir de un Modelo Digital del Terreno (MDT) con precisión de 5 m. del área de estudio, obtenido de la base de datos del Instituto Geográfico Nacional (IGN)<sup>7</sup>, se obtuvieron los parámetros topográficos característicos de la cuenca. Finalmente, se llevó la cuenca a Google Earth para simplificar la toma de imágenes.

Un MDT es una estructura numérica de datos que representa la distribución espacial de una variable cuantitativa y continua. (Felicísimo, M. Ángel, Oviedo 1994). El tipo de MDT más conocido es el Modelo Digital de Elevaciones (DEM), un caso particular de aquel, en el que la variable representada es la cota del terreno en relación a un sistema de referencia concreto.

Existen varios sistemas satelitales que ofrecen estos datos topográficos, los cuales permiten obtener esta información de manera gratuita, con fácil acceso y con una disponibilidad a nivel global. A partir de una combinación de datos capturados por las misiones satelitales SRTM y ALOS, el IGN llevó adelante el desarrollo del modelo MDE-Ar v2.1, que cubre la totalidad del

<sup>7</sup> <https://www.ign.gob.ar/>

territorio continental nacional, y cuya referencia vertical coincide con el Sistema de Referencia Vertical Nacional (SRVN16).

#### 4.1 Forma de la cuenca

##### ➤ Área de aporte y perímetro de la cuenca

El área de la cuenca ( $A_C$ ) es el área plana en proyección horizontal encerrada por su divisoria. De esta forma, la cuenca hasta el punto de emplazamiento del aprovechamiento presenta un área de 343,58 km<sup>2</sup>.

El perímetro de la cuenca ( $P_C$ ) es de 116,27 km.

##### ➤ Coeficiente de compacidad ( $C_C$ )

$$C_C = 0,282 * \left( \frac{P_C}{\sqrt{A_C}} \right) = 0,282 * \left( \frac{116,27 \text{ km}}{\sqrt{343,58 \text{ km}^2}} \right) = 1,77 \quad (15)$$

Al interpretar el resultado podemos concluir que la cuenca es alargada y asimétrica.

##### ➤ Relación de elongación ( $R_e$ )

Para este caso, se consideró la longitud ( $L_C$ ) como la longitud de la cuerda que una el punto de salida de la cuenca hasta la intersección del límite de la cuenca paralela a la dirección del cauce principal, la cual es 37,1 km.

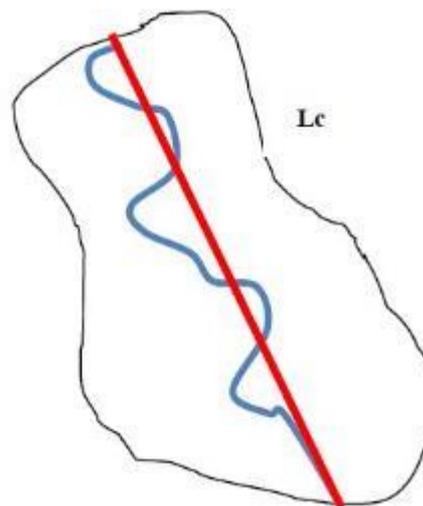


Figura 4.2 - Consideración de la longitud  $L_c$

$$R_e = 1,1284 * \frac{\sqrt{A_C}}{L_C} = 1,1284 * \frac{\sqrt{327,58 \text{ km}^2}}{37,1 \text{ km}} = 0,55 \quad (16)$$

La interpretación del valor refleja que la cuenca posee un relieve con pendientes pronunciadas.

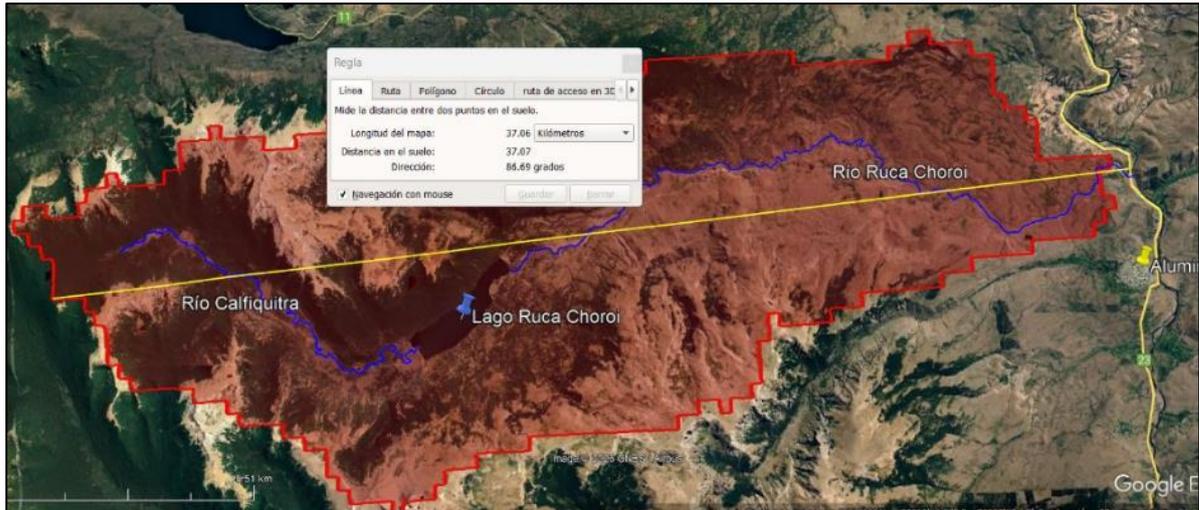


Figura 4.3 - Medición de longitud  $L_c$

#### 4.2 Elevación y pendiente media de la cuenca

Se utilizó el software QGis 2.18 y mediante el MDT se determinaron los parámetros referentes a la altura media y la pendiente media de la.

- Altura media de cuenca: 1386 msnm.
- Pendiente media de la cuenca: 25,4 % o 254 m/km
- Cota máxima de la cuenca: 2270 msnm
- Cota azud de derivación: 925 msnm

Por lo tanto, según Tabla 2.2 y coincidiendo con el criterio de la U.S.S.C.S 1966, se trata de un terreno fuertemente accidentado.

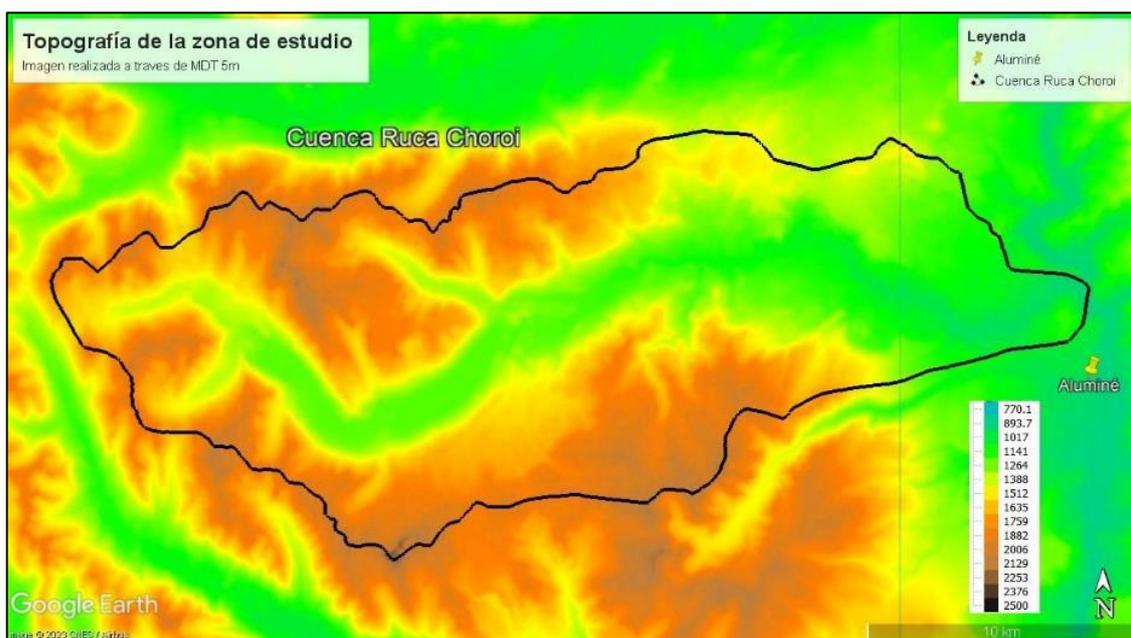


Figura 4.4 - Topografía de la zona de estudio

### 4.3 Red de drenaje

#### ➤ Densidad de drenaje

$$D_d = \frac{\sum L}{A_c} = \frac{250,78 \text{ km}}{327,58 \text{ km}^2} = 0,76 \text{ km}^{-1} \quad (17)$$

Por lo tanto, el terreno tiene características de drenaje de moderada a baja densidad.

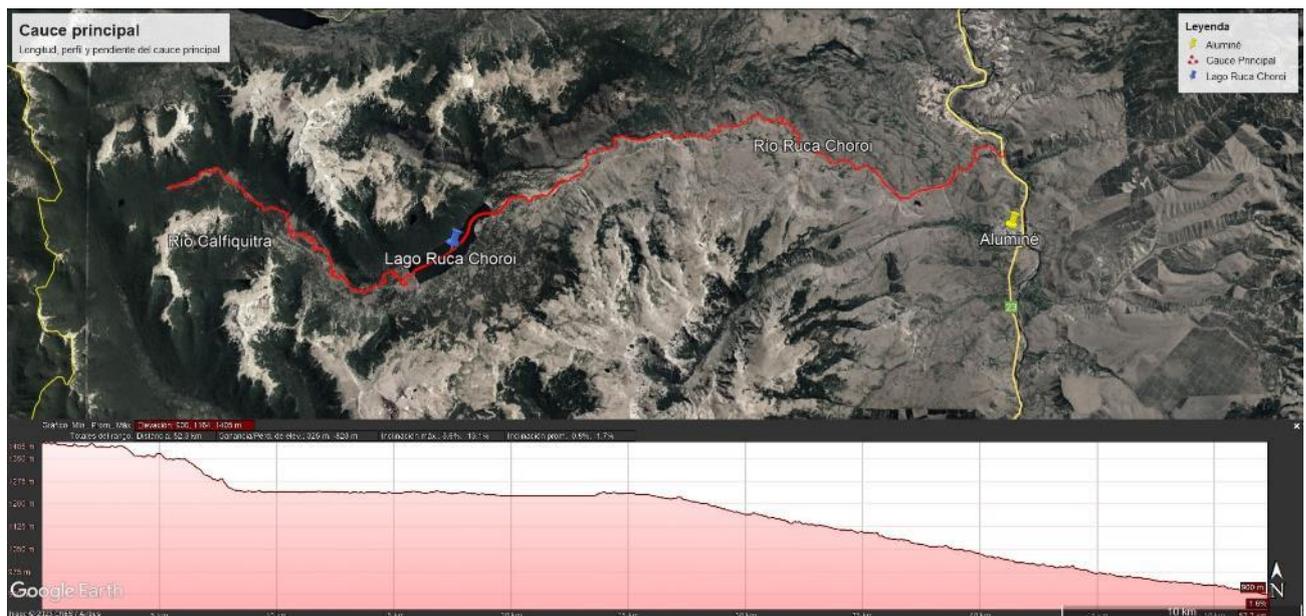
#### 4.3.1 Cauce principal

##### ➤ Longitud del cauce principal

En el caso de la Cuenca del río Ruca Choroí, la longitud principal está dada por tres longitudes sumadas, la del río Calfiquitra, el largo del lago Ruca Choroí y la longitud del cauce del río Ruca Choroí. Por lo tanto, la longitud del cauce principal es de 54,3 km.

##### ➤ Perfil y pendiente media del cauce principal

Mediante Google Earth se obtuvo el siguiente gráfico:



*Figura 4.5 - Perfil del cauce principal*

Como se observa en la Figura 4.5, la pendiente promedio es de 1,7% equivalente a 17 m/km. La pendiente promedio para el cauce del río Ruca Choroí es de 1,2%.

#### 4.3.2 Tiempo de concentración

El criterio adoptado es calcular por medio de las fórmulas de Témez y la de California Culvert Practice (1942) los valores de  $T_c$ , para luego obtener un valor promedio que se tomará como el tiempo de concentración de la cuenca.

➤ **Témez:**

$$T_C = 0,3 * \left( \frac{L}{J^{\frac{1}{4}}} \right)^{0,76} = 0,3 * \left( \frac{54,3km}{1,70,25} \right)^{0,76} = 5,64 \text{ hs} \quad (18)$$

➤ **California Culvert Practice:**

$$T_C = 60 * \left( \frac{11,9 * L^3}{H} \right)^{0,38} = 60 * \left( \frac{11,9 * (33,7mi)^3}{3251,31 \text{ pies}} \right)^{0,38} = 392,44min = 6,54 \text{ hs} \quad (19)$$

Luego promediando ambos valores se obtiene:

$$T_{Cprom} = \frac{5,64hs + 6,54hs}{2} = 6,09 \text{ hs} \quad (20)$$

A continuación, se muestra un mapa sobre la hidrología de la cuenca con su correspondiente red de drenaje (Figura 4.6).

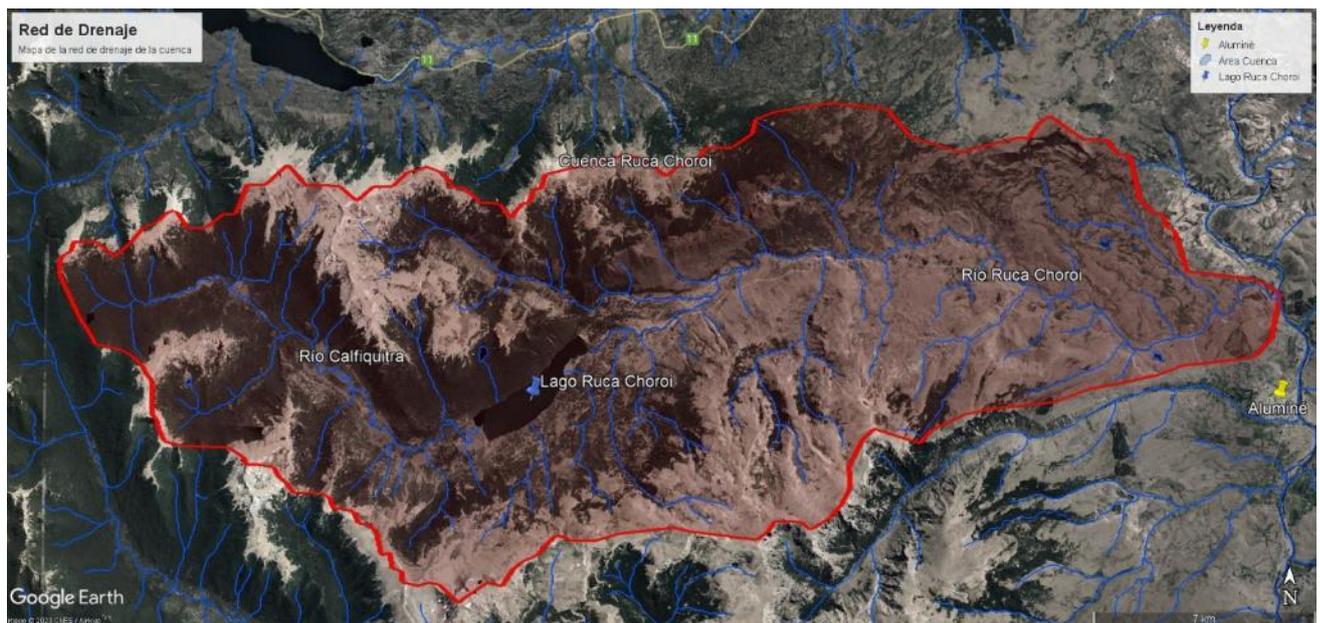


Figura 4.6 - Red de drenaje del área de estudio

## 4.4 Análisis de caudales

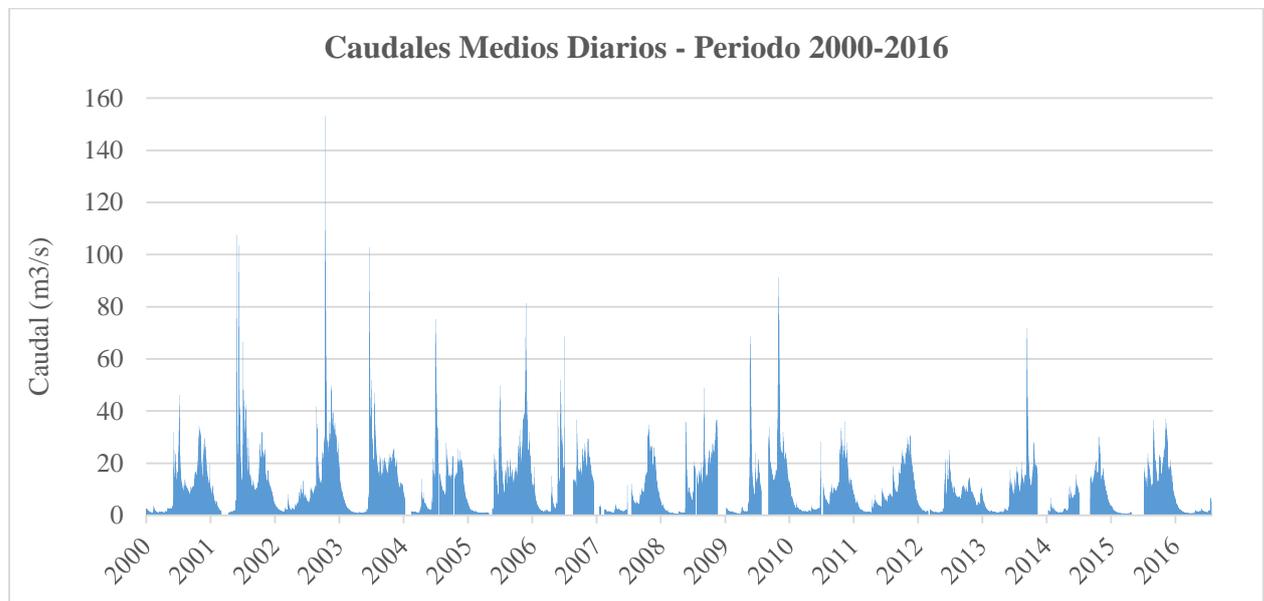
### 4.4.1 Hidrograma de Caudales Medios Diarios

A partir de los datos de caudales medios diarios de la serie histórica proporcionados por la AIC (Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas), de la estación “Puesto Casa de Piedra” que se encuentra sobre el río Ruca Choroí, se obtuvieron los diferentes caudales de la serie del río.

➤ **Datos de estación de aforo**

- Código AIC: 6300.03
- Cuenca del Río Limay, subcuenca Ruca Choroi
- Latitud: 39° 13' 7.1'' Sur
- Longitud: 70° 57' 20.4'' Oeste
- Cota: 944 msnm

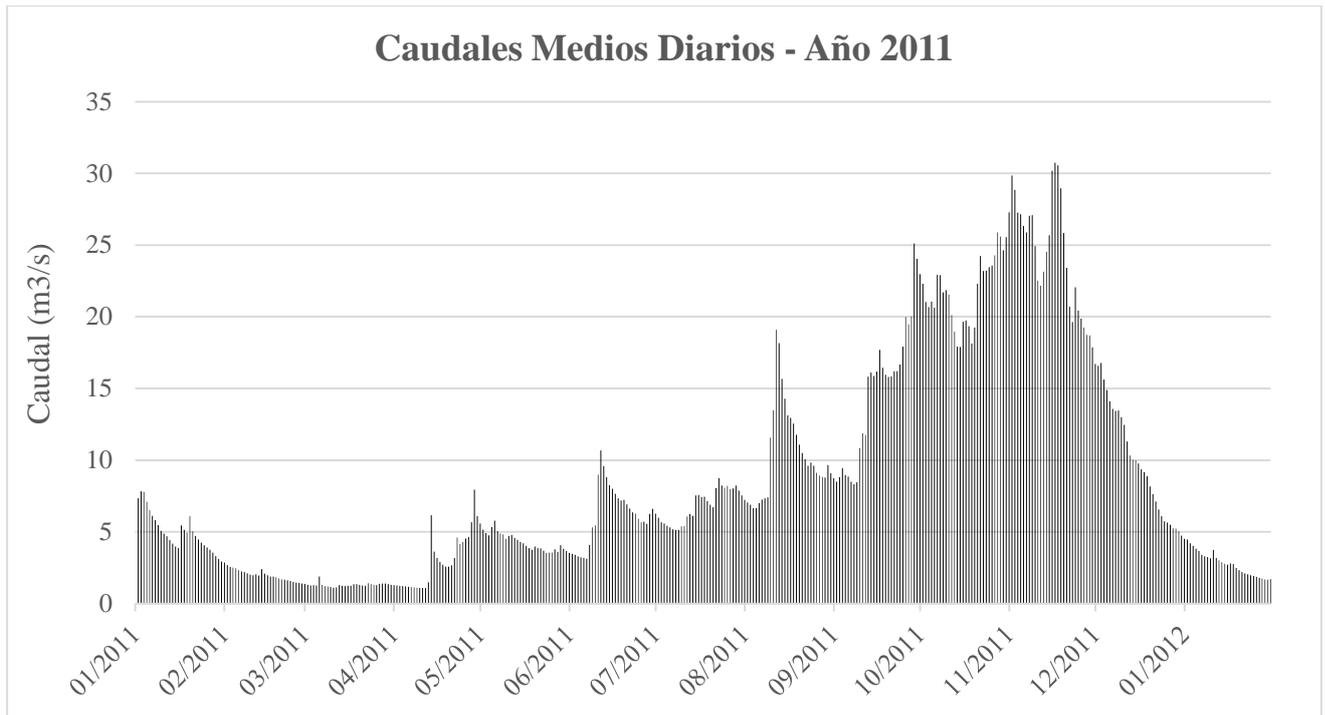
El registro de caudales medios diarios del río Ruca Choroi en dicha estación abarca desde el año 2000 hasta el año 2015 inclusive. Ya que durante el año 2016 los valores observados no tienen coherencia con el resto de los años y además a partir de agosto no se obtuvieron registros, por lo tanto, no se considera este año para el análisis.



*Figura 4.7 - Gráfico de caudales medios diarios del río Ruca Choroi*

Dentro de la serie de valores de caudales registrados por la estación de aforo, aparecen valores atípicos, también denominados “*outliers*”. Estos registros no deseados se manifiestan por ser valores bien diferenciados de los registros vecinos, pueden surgir por errores en la carga de datos y/o falla del instrumental de medición.

Para que los datos representen de la mejor forma posible el comportamiento del río, se eliminaron los “*outliers*” en casos que entre valores considerables de caudales aparecían valores nulos, lo cual indicaría que el río se hubiese “secado” un día y recuperara nuevamente su valor de caudal al día siguiente.



*Figura 4.8 - Gráfico de caudales medios diarios representativos de un año*

De la Figura 4.8 se puede observar un aumento sostenido de los caudales a causa de las precipitaciones caídas a partir del mes de mayo hasta diciembre, y luego progresivamente se van reduciendo los valores de caudal entrando en la marcada zona de estiaje que comienza en enero. Durante los meses de octubre, noviembre y diciembre se dan los mayores registros de caudal, esto se explica por el descongelamiento de las precipitaciones acumuladas en forma de nieve en las zonas altas de la cuenca.

A partir de la serie de caudales medios diarios se determinaron los caudales máximos y mínimos anuales para cada año, quedando plasmados en la siguiente tabla:

*Tabla 4.1 - Caudales representativos de cada año*

Año	Caudal (m <sup>3</sup> /s)		
	Mínimo	Medio	Máximo
2000	0.93	10.36	46.15
2001	1.06	15.99	107.57
2002	1.29	13.78	153.20
2003	0.72	13.00	102.84
2004	0.94	11.56	75.30
2005	0.85	14.11	81.44
2006	1.29	12.59	68.53
2007	0.95	8.02	34.75
2008	0.58	10.91	48.97
2009	0.60	13.77	91.20
2010	1.26	8.29	35.93

2011	1.08	9.18	30.74
2012	1.05	6.46	25.03
2013	0.96	9.11	71.89
2014	1.00	7.92	30.27
2015	0.59	11.28	37.14

En la siguiente tabla se presentan los principales estadísticos de la serie de caudales medios diarios del río Ruca Choroí para el período 2000 – 2015:

*Tabla 4.2 - Caudales característicos de la serie*

<b>Caudal (m<sup>3</sup>/s)</b>	
<b>Q<sub>medio</sub></b>	11.02
<b>Q<sub>max</sub></b>	65.06
<b>Q<sub>min</sub></b>	0.95

#### 4.4.2 Curva de Duración de Caudales

Se construyó la curva de duración de caudales utilizando los caudales medios diarios generados en el río Ruca Choroí, utilizando la serie a partir del año 2000.

La siguiente tabla muestra los caudales obtenidos para distintos porcentajes de tiempo:

*Tabla 4.3 - Duración de Caudales Medios Diarios del río Ruca Choroí*

<b>% de tiempo</b>	<b>Duración de Caudales Medios Diarios</b>												
	5	10	20	30	40	50	60	70	75	80	85	90	95
<b>Caudal (m<sup>3</sup>/s)</b>	30.40	24.25	18.42	14.24	10.90	7.91	4.46	2.32	1.89	1.54	1.35	1.16	0.97

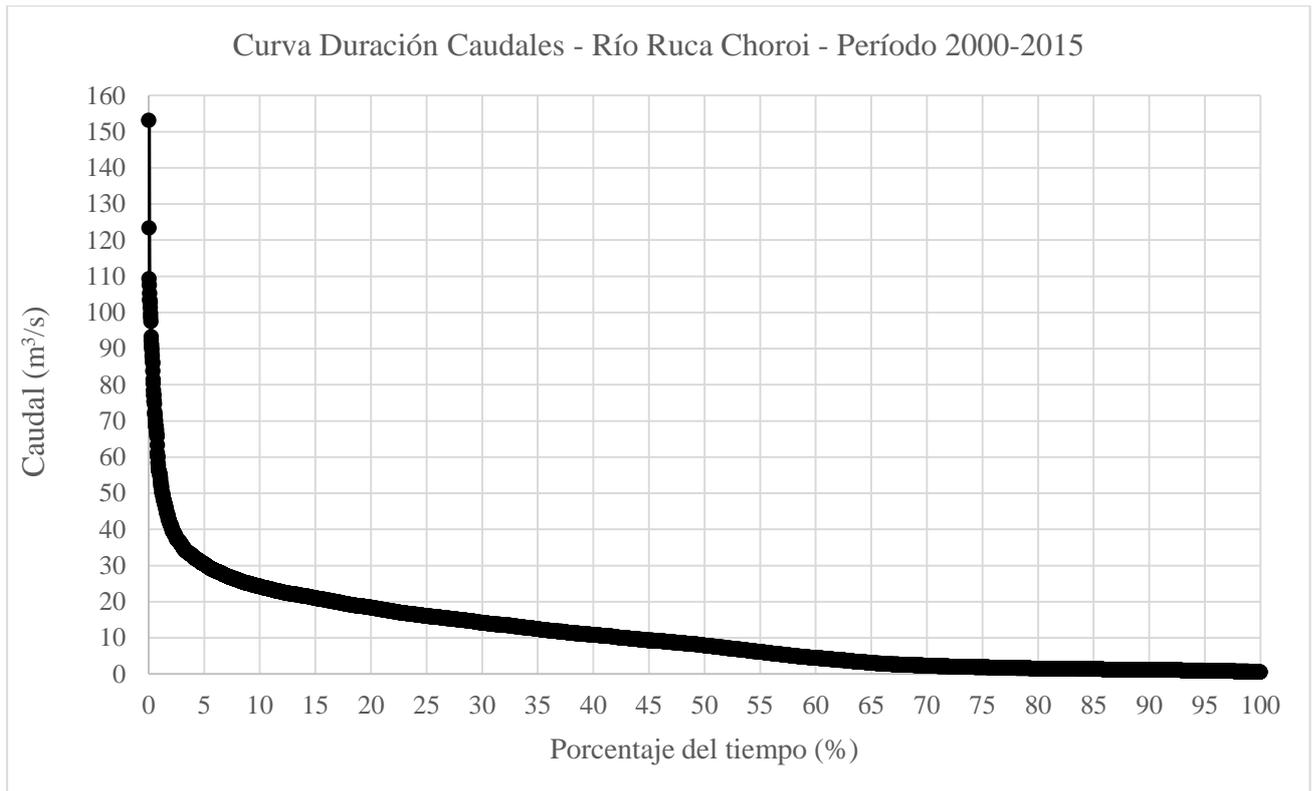


Figura 4.9 - Curva Duración de Caudales del río Ruca Choroi

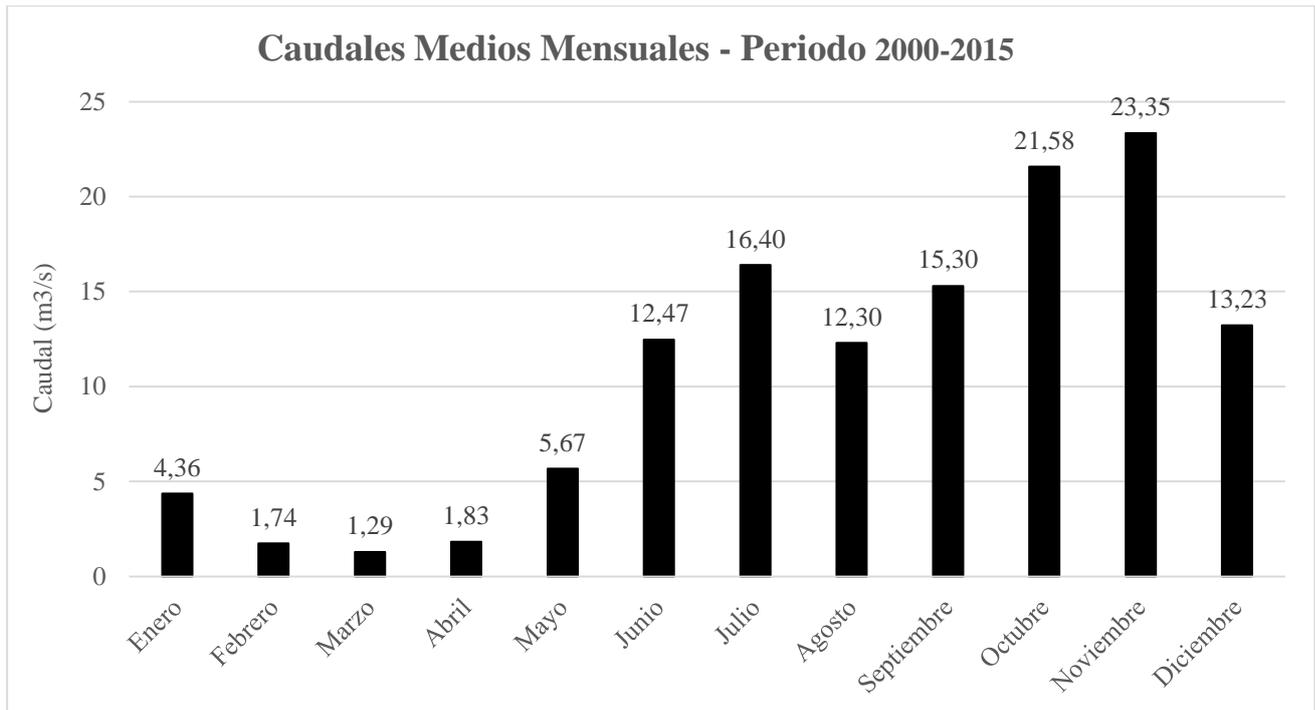
#### 4.4.3 Hidrograma de Caudales Medios Mensuales

Con el objetivo de determinar la distribución de los caudales del río Ruca Choroi en el año, se calcularon los caudales medios mensuales. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 - Caudales medios mensuales del río Ruca Choroi

Medios Mensuales												
Año/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2000	1.68	1.67	1.22	1.30	2.78	16.01	19.13	10.57	10.03	20.91	23.06	15.73
2001	7.47	1.47	1.25	1.25	12.71	31.31	32.27	15.11	10.78	23.49	16.04	8.00
2002	2.72	1.58	2.98	2.52	6.31	7.82	6.98	15.13	15.96	40.27	34.67	27.04
2003	9.66	3.17	1.40	0.96	0.98	21.27	30.92	18.13	18.24	19.99	19.89	11.26
2004	7.07	1.34	1.12	4.87	3.03	13.25	30.07	10.70	16.45	16.94	20.04	9.27
2005	2.41	1.34	0.97	1.00	6.65	15.18	18.65	16.17	15.05	21.60	40.07	24.27
2006	8.32	2.28	1.66	3.70	8.18	24.50	40.35	13.31	17.72	21.02	21.43	14.48
2007	3.38	1.91	1.35	1.91	1.95	2.34	7.48	4.69	8.26	21.56	22.85	10.61
2008	3.09	1.24	0.77	0.99	8.88	7.98	14.49	15.32	21.08	23.21	31.62	sin datos
2009	1.90	1.19	0.75	1.79	19.62	12.66	14.81	sin datos	20.34	25.17	32.60	18.35
2010	6.88	2.95	1.70	1.53	2.18	5.12	7.54	6.55	9.60	20.39	22.74	11.59
2011	4.99	2.01	1.30	2.90	4.33	6.12	6.80	10.36	14.48	21.82	24.56	10.07
2012	2.81	1.55	1.65	1.15	2.73	14.67	10.98	6.95	9.85	10.75	6.38	6.23
2013	3.73	1.58	1.19	1.24	2.11	10.21	12.59	12.65	25.40	17.77	17.84	sin datos
2014	2.36	1.97	1.11	1.96	6.61	9.69	8.69	sin datos	13.73	20.36	14.33	6.03
2015	2.19	0.92	0.65	0.86	sin datos	sin datos	14.13	16.56	17.84	19.96	25.51	12.29
2016	3.43	1.35	0.82	1.12	1.64	1.42	2.84	sin datos	sin datos	sin datos	sin datos	sin datos
<b>Promedio</b>	4.36	1.74	1.29	1.83	5.67	12.47	16.40	12.30	15.30	21.58	23.35	13.23

La siguiente figura muestra la distribución anual de los caudales medios mensuales:



*Figura 4.10 - Hidrograma Caudales Medios Mensuales del río Ruca Choroí*

Al analizar la Figura 4.10 se puede concluir que los mayores valores de caudales medios mensuales se producen en el período junio – noviembre. Se identifican dos picos máximos, uno en el mes de junio (cercano a los 20 m<sup>3</sup>/s), provocado por la época de lluvias y el mayor valor dado en el mes de octubre (supera los 20 m<sup>3</sup>/s), asociado a la fusión de la nieve acumulada en la parte alta de la cuenca durante los meses de invierno. Con respecto a los valores mínimos, el período de estiaje se da en el período enero – abril, registrando los menores valores en los meses de febrero y marzo (por debajo de los 2 m<sup>3</sup>/s). Por lo tanto, se observa que el río acusa un marcado comportamiento pluvionival.

#### 4.4.4 Caudales de trabajo

##### ➤ Caudales de avenida

Se procedió a calcular el valor de la variable caudal medio diario máximo anual para 9 niveles de probabilidad de excedencia. Tomando la serie de datos entre el año 2000 y el año 2015, se tienen 16 datos de caudales máximos.

La tabla siguiente muestra los resultados obtenidos del análisis de frecuencia para los caudales máximos anuales, calculando con la distribución de Gumbel:

Tabla 4.5 – Caudal medio diario máximo en función de un periodo de retorno

Probabilidad	TR (años)	Q (m <sup>3</sup> /s)
0,005	200	232,94
0,001	100	208,51
0,02	50	183,98
0,04	25	159,28
0,1	10	125,98
0,2	5	99,63

El máximo valor de la serie es de 153,2 m<sup>3</sup>/s, correspondiente a una recurrencia entre los 20 y 25 años para la distribución adoptada.

#### ➤ Caudal ecológico

Conocido también como caudal reservado, caudal residual o caudal de compensación, el caudal ecológico es el caudal mínimo necesario para sostener la vida acuática. Debido a su influencia sobre la factibilidad económica de la central, el caudal ecológico ha llegado a ser el más crítico de los requisitos medioambientales, ya que la adopción de valores excesivos conducirá a una pérdida de producción importante; por el contrario, valores muy bajos pondrán en peligro la supervivencia de la flora y fauna aguas abajo del azud o presa.

En la mayoría de los países de la Unión Europea la legislación señala para el caudal ecológico un porcentaje del caudal medio interanual (“módulo”). En Argentina, en el año 2017 se realizó una modificación a la Ley Nacional N° 25.688: Régimen de Gestión Ambiental de Aguas. En esta modificación se determinan las condiciones a tomar ante la explotación de recursos hídricos. En el artículo 7° se establece que la determinación del caudal ecológico se realizara a través del estudio de los datos históricos de caudales, y se propone considerar el caudal mínimo ecológico al valor equivalente al 20% del mínimo caudal medio mensual.

El criterio que se adoptó, acorde con la reglamentación, para este caso fue de seleccionar el 20% del menor valor de caudal medio mensual.

$$Q_{eco} = 0,2 * 1,29 \text{ m}^3/\text{s} = 0,26 \text{ m}^3/\text{s} \quad (21)$$

El valor del caudal ecológico obtenido resulta mayor que el 1% del módulo es decir 0,11 m<sup>3</sup>/s.

## 5 DIAGNOSTICO DE MCH RUCA CHOROÍ

En octubre del año 2021, se realizó la visita a la zona de la MCH Ruca Choroí. En la misma se recorrieron las obras civiles pertenecientes a la central. Se ejecutó un relevamiento fotográfico y se tomaron las medidas de cada obra a la que se tuvo acceso y fue posible inspeccionar.

A continuación, se describen las obras por separado y se da un diagnóstico preliminar que servirá de punto de partida para plantear las tareas e inversiones fundamentales para lograr la rehabilitación. Se analizará la propuesta de rehabilitación en el siguiente capítulo.

La evaluación se dio luego de realizada únicamente una inspección visual de las obras. Cabe aclarar, que de realizarse el proyecto de rehabilitación deberían realizarse en cada obra diferentes Ensayos No Destructivos que permitan realizar el diagnóstico con mayor precisión y fundamento.

### 5.1 Área de ubicación MCH Ruca Choroí

La MCH posee un azud de derivación con su respectivo aliviadero regulado por compuertas sobre las aguas del río Ruca Choroí a unos 1600 metros aguas arriba de la confluencia con el río Aluminé, en este punto también se encuentra una bocatoma lateral con dos compuertas que permiten el ingreso de las aguas hacia el canal de conducción.



*Figura 5.1 - Ubicación de las obras civiles dentro del área de proyecto*

En sus primeros metros el canal posee las dimensiones acordes a un desarenador, lo cual tiene sentido para la central ya que cumple la función de regular la velocidad de entrada al canal y

disminuir la presencia de sólidos en el flujo. Luego, comienza el canal de hormigón armado el cual posee una traza de 2,2 kilómetros hasta la cámara de carga.

La cámara de carga cuenta con un aliviadero y una compuerta de desagüe de emergencia. Previo a las tuberías de presión, hay una rejilla móvil y las respectivas compuertas de las tuberías.

Dentro de la casa de máquinas se encuentran las dos turbinas Francis con sus respectivos generadores. Finalmente, la Central posee un canal de retorno que pasa por debajo de la Ruta N° 23 para conducir las aguas turbinadas hacia el río Aluminé.

En el siguiente croquis, pintado sobre una de las paredes de la sala de máquinas por los antiguos operarios de la central (Figura 5.2), se muestra esquemáticamente la MCH con todas sus instalaciones.

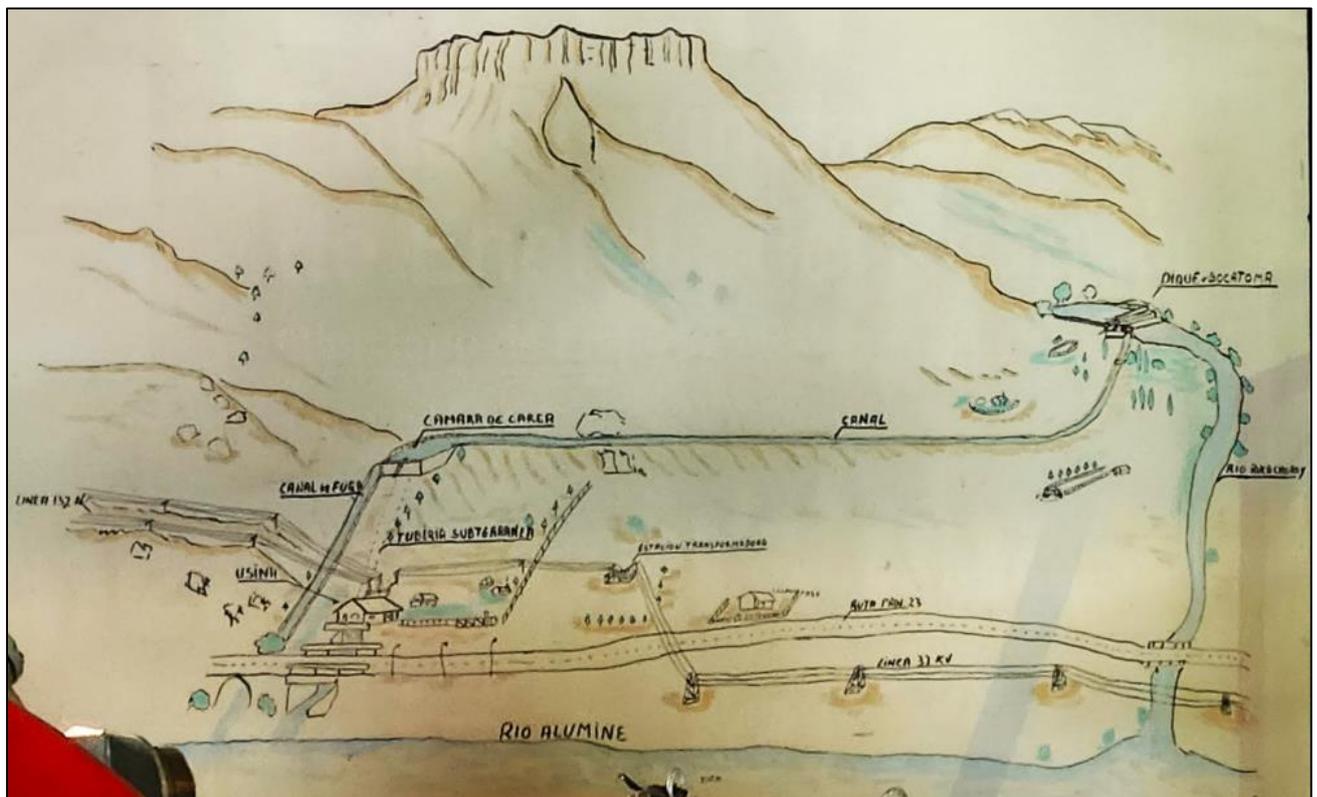


Figura 5.2 - Croquis MCH Ruca Choroí – Fuente: Sala de Máquinas MCH Ruca Choroí

## 5.2 Obras Civiles

En este apartado se describirá particularmente cada obra civil detallando sus características, materiales de construcción, dimensiones y se dará un diagnóstico sobre el estado actual.

Las obras fueron relevadas en octubre del año 2021, en la visita se realizó un relevamiento fotográfico y se tomaron las medidas que fueron posibles. En el Anexo I: Relevamiento fotográfico de MCH Ruca Choroí se encuentran presentadas la totalidad de las imágenes tomadas.

### 5.2.1 Azud de derivación

El azud nivelador de derivación de caudal genera un cierre frontal al río Ruca Choroí con una longitud de coronamiento de 30 metros. Está conformado por una estructura de hormigón armado, a su vez los muros laterales de protección de gaviones están contruidos mediante mampostería tradicional.

La disipación de energía se realiza por resalto al pie mediante dos escalonados, la protección del azud se materializa por un dentellón de gaviones anclado por debajo de la profundidad de erosión. La altura máxima del azud es de 2.5 m desde el nivel de fundación.

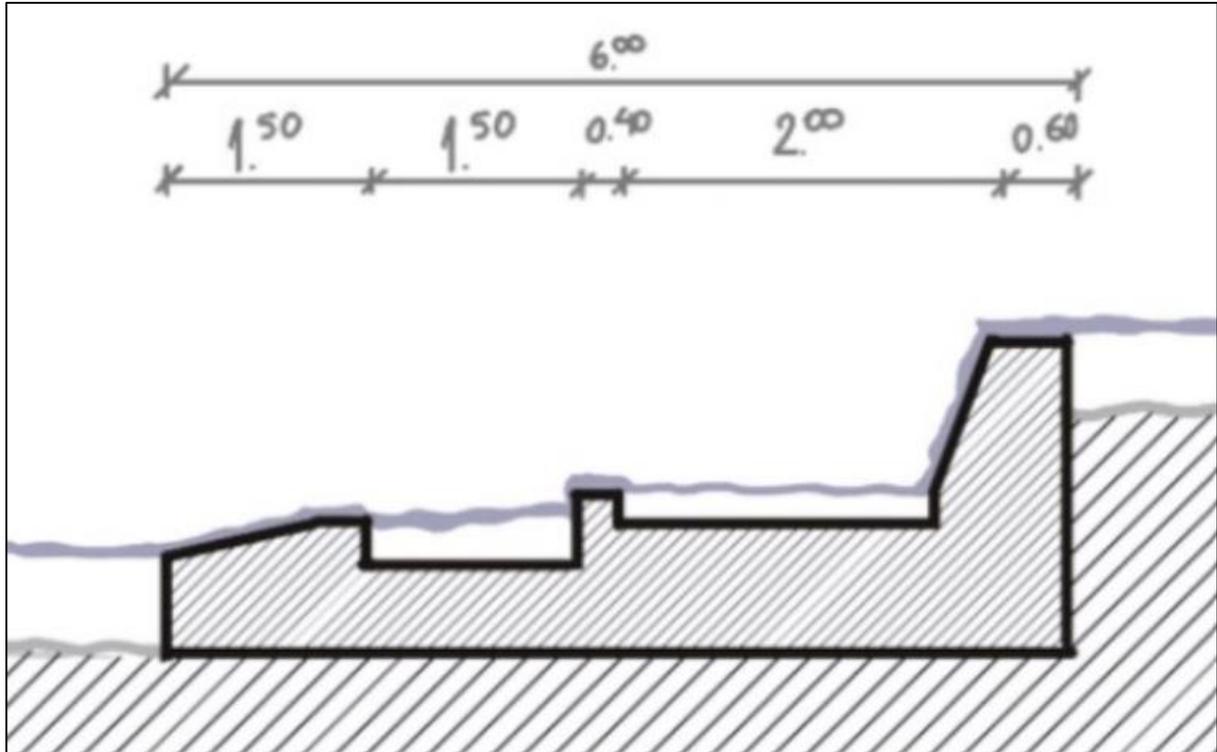


*Figura 5.3 – Azud de derivación desde margen izquierda*

En general, para ser una obra con más de 60 años de antigüedad el estado se considera satisfactorio y estaría en condiciones de cumplir su función sin grandes inversiones. El mayor inconveniente que se observa es la acumulación de sedimentos que sería fácil de quitar como tarea de rehabilitación. Además, se destaca la importancia de realizar una nueva capa de revestimiento

con aditivo impermeabilizante para readecuar la primera capa del azud y aumentar su protección contra la erosión ya que la estructura presenta algunos sectores con la armadura a la vista.

A continuación, se muestra esquemáticamente un corte transversal al azud incluyendo sus dimensiones:

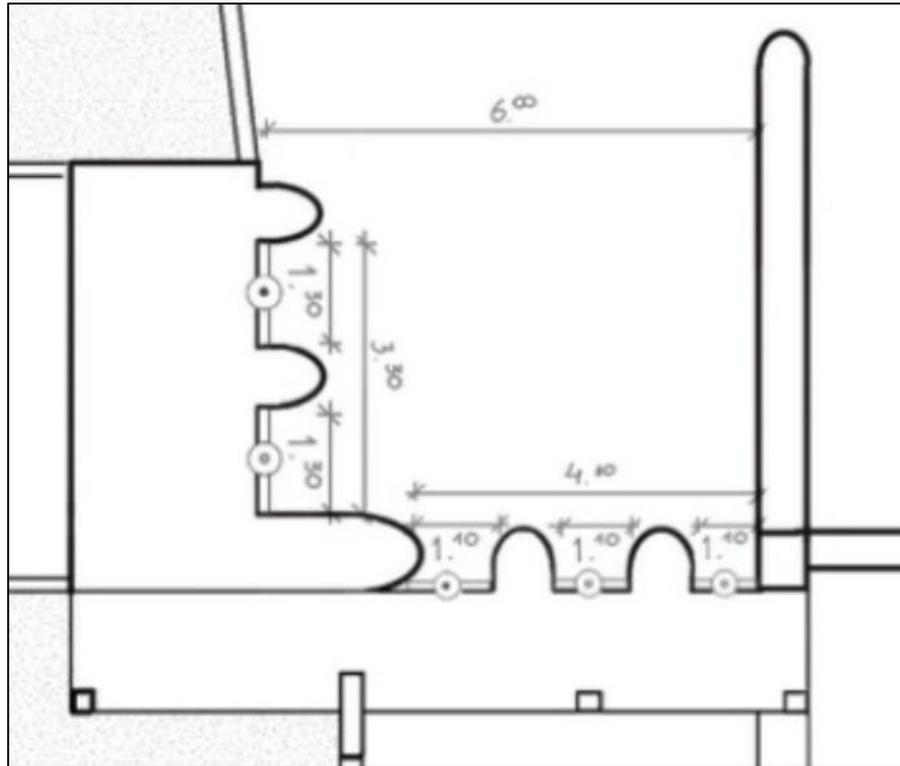


*Figura 5.4 - Corte transversal – Azud de derivación*

### 5.2.2 Obra de toma

La obra de toma es del tipo lateral, el desvío de las aguas se genera mediante un muro de encauzamiento de 3,5 metros de largo por 60 cm. de ancho y se regula por tres compuertas planas metálicas que dan paso al aliviadero de la toma para retornar el caudal excedente y mantener el caudal ecológico durante el año. Luego, para encauzar las aguas en el canal hay 2 compuertas planas metálicas.

En la siguiente figura, vista en planta de la obra de toma, se pueden notar las dimensiones referentes a la bocatoma.



*Figura 5.5 - Planta esquemática de obra de toma y aliviadero*

La materialización de la estructura de la obra de toma es de hormigón armado mientras que los muros son de mampostería tradicional. No se aprecian fisuras estructurales de importancia, la obra presenta un deterioro de su revestimiento provocado claramente por la erosión del agua y la exposición a la intemperie.

La estructura de guía de las compuertas está materializada por perfiles conformados en caliente de tipo UPN 120 y se encuentran en buen estado de conservación, a pesar de notar la presencia de pintura anticorrosiva sería recomendable darle otra capa para su rehabilitación. Se encuentran correctamente ancladas a la estructura de hormigón. En cambio, el mecanismo de apertura y cierre como la compuerta misma se encuentran deterioradas ya que su exposición al agua es permanente. Esto aplica tanto para las compuertas del aliviadero, como para la toma ya que la única diferencia es el tamaño de las mismas.

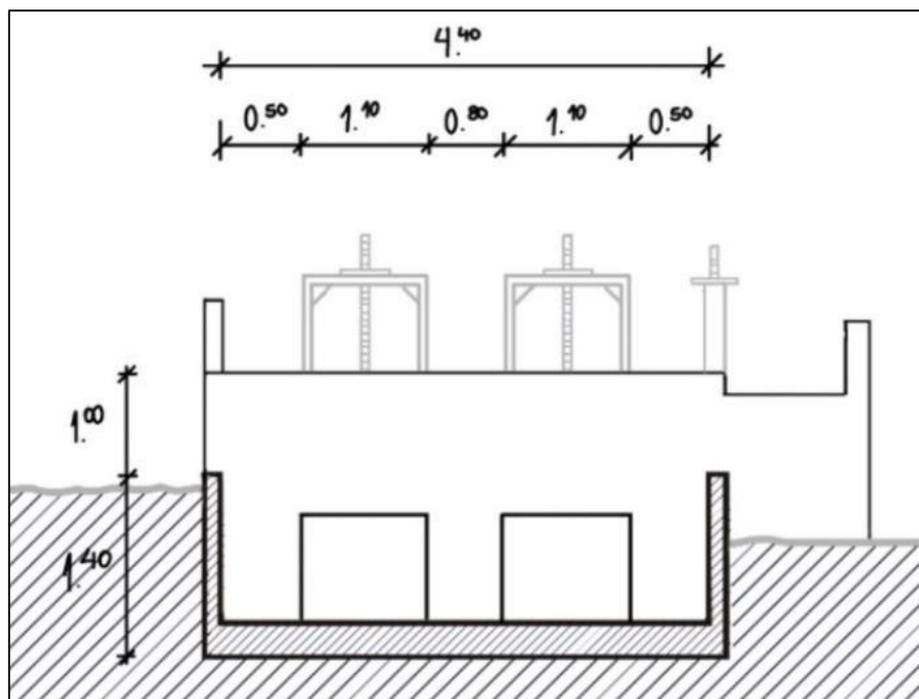


*Figura 5.6 - Obra de toma*

### 5.2.3 Canal de conducción

El canal de conducción a cielo abierto posee una longitud total hasta la cámara de carga de 2200 m aproximadamente. La sección varía a lo largo de su traza, aunque en su mayoría mantiene una forma trapezoidal. El canal fue construido mediante placas de hormigón con una muy pobre armadura (barras corrugadas  $\varnothing 6$  cada 30cm) y un espesor no mayor a los 8 cm.

Los primeros 115 metros del canal poseen un ancho de 4,5 metros y un alto total de 1,4 metros, por lo tanto, se puede considerar esta parte del canal como un **desarenador**. Es abundante la presencia de vegetación y acumulación de sedimentos, por lo que se asume que el fondo del canal no cuenta con la capa de hormigón adecuada (Figura 5.8). Esta obra cuenta en su parte final, previo a la transición de secciones, con un aliviadero de 7 metros que conduce sus aguas a través de un campo hasta el río Ruca Choroí.

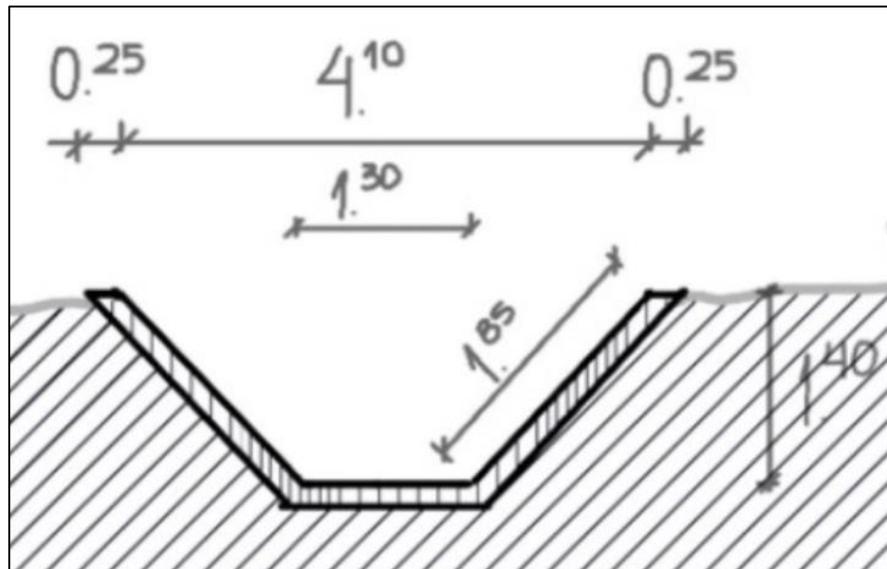


*Figura 5.7 - Vista inicio canal de conducción*



*Figura 5.8 - Comienzo del canal de conducción*

Pese al mal estado general del canal, se llegó a través de varias mediciones a la siguiente sección transversal del canal:



*Figura 5.9 - Sección típica del canal de conducción*

En el Anexo I: Relevamiento fotográfico de MCH Ruca Choroí, se muestran imágenes que representan el estado general del canal. A continuación, se detallan los defectos detectados:

- Abundante presencia de maleza vegetal y una capa de sedimentos de aproximadamente 10 cm.
- Grandes asentamientos diferenciales en las placas de hormigón.
- Presencia de zonas con rocas de más de 30 cm. diámetro dentro del canal.
- Sectores donde el hormigón del canal está completamente destruido.

La obra está en mal estado y requiere de una reconstrucción integral para volver a cumplir su función.

El canal, además de la situación general descrita anteriormente, posee varios puntos críticos que se detallan a continuación:

➤ **Puente de entrada a campo**

Dentro de los primeros 130 metros hay un puente de paso vehicular (Figura 5.10), aparentemente se encuentra en buen estado y es utilizado por el personal que ingresa al campo. Para realizar el proyecto de rehabilitación de la MCH, sería adecuado realizar la verificación estructural y pruebas de carga reglamentarias para garantizar su funcionamiento.



*Figura 5.10 – Puente de paso sobre el canal*

➤ **Tapada del canal por camino rural**

A los 600 metros del canal existe un camino rural de 10 metros de ancho el cual cruza por encima del canal, es notable la magnitud de la tapada por sobre el canal (Figura 5.11). Se observa la presencia de un puente de paso por sobre el canal.



*Figura 5.11 - Parte del canal tapado por el camino rural*

El puente de paso no parece poseer inconvenientes estructurales, aunque claramente no presenta características de resistir grandes cargas. Es necesario, al igual que el caso anterior, realizar las verificaciones y pruebas de carga necesarias antes de realizar la rehabilitación.



*Figura 5.12 - Puente de paso cercano a camino que cruza el canal*

➤ **Alcantarilla de desagüe**

Por sectores, el canal se encuentra perpendicular a la pendiente del terreno natural por lo que se presentan problemas de escorrentías. A los 1500 aproximadamente del inicio del canal, se encuentra una alcantarilla de desagüe (Figura 5.13).

La obra de protección esta materializada en hormigón tipo cajón de 60 cm. de ancho con alas de entrada. La altura no se pudo identificar debido a la acumulación de sedimentos, pero es mayor a 45 cm.

El principal inconveniente aquí es la presencia de sedimentos y maleza vegetal, para fines del proyecto de rehabilitación sería conveniente realizar un estudio de hidrología para verificar que el caudal de escorrentía pueda ser evacuado por la alcantarilla y plantear en el plan de mantenimiento como tarea, la limpieza rutinaria de estas obras particulares.



*Figura 5.13 – Alcantarilla de desagüe – Tipo cajón con alas de hormigón armado*

➤ **Derrumbe del canal por alud**

A los 1900 metros del inicio del canal se encuentra el punto más crítico del canal y de la MCH. En octubre de 2002, un alud provocado por una gran lluvia provocó el derrumbe del canal desplazando una gran porción de suelo y más de 50 metros del canal. Este incidente generó el abandono total de la infraestructura hidráulica ya que nunca se realizaron las tareas de reparación.

En este punto del tramo, el canal se encuentra sobre la ladera de una montaña con una pendiente promedio de 25% y un desnivel de 230 metros en solo 700 m de longitud. En la Figura 5.14 se nota claramente la dimensión del alud y del desplazamiento generado.



*Figura 5.14 - Sector del canal destruido por el alud del año 2002*



*Figura 5.15 – Vista sección del canal destruido por el alud del año 2002*

Sin dudas, realizar la reparación de este sector sería la obra civil de mayor desembolso necesario. En primer lugar, debería realizarse un cálculo hidrológico y calcular las obras de desagües correspondientes con el fin de proteger la obra ante eventos futuros similares. Luego, realizar la compensación del suelo retirado en capas compactadas. Finalmente, materializar la continuidad del canal de conducción con hormigón armado.

➤ **Canal sobre ladera rocosa**

A menos de 100 metros del acceso a la cámara de carga, el canal pasa por un afloramiento rocoso que, como se observa en la Figura 5.16, tiene grandes probabilidades de desprendimiento y consecuente impacto en el canal.

La caída de material suelto dentro del canal provoca serios problemas. Sería adecuado el planteo de una solución para evitar la caída de material desde la ladera.



*Figura 5.16 - Ladera rocosa sobre canal*

Para concluir el apartado, se puede decir que el canal de conducción está en muy malas condiciones y con gran presencia de problemas que requieren soluciones integrales. Por lo tanto,

es evidente la necesidad de realizar un nuevo diseño y cálculo de un canal que cumpla su función y tenga en cuenta los inconvenientes señalados.

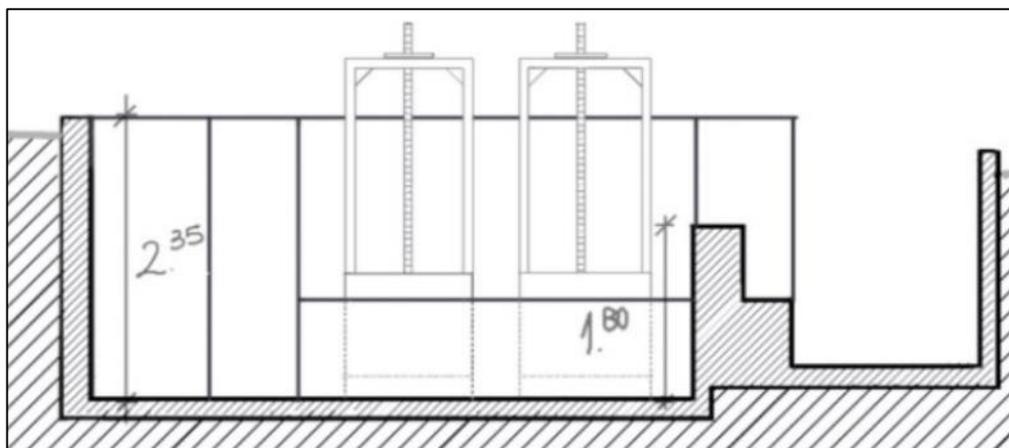
#### 5.2.4 Cámara de carga

El canal de conducción finaliza en la cámara de carga (Figura 5.17), el vínculo entre estas obras está materializado mediante tabiques de hormigón armado, en buen estado de conservación.



*Figura 5.17 - Acceso del canal a cámara de carga*

La cámara posee una rejilla del ancho del canal justo antes del acceso, la cual impedía el ingreso de material flotante no deseado a la instalación. Luego de la rejilla se encuentra la cámara de carga con un ancho de 6 metros y 12 metros de largo, y una altura definida como se muestra en la Figura 5.18.



*Figura 5.18 - Vista de cámara de carga*

La presencia de sedimentos es notable, del total de 4 medidas se llegó a un promedio de 25cm de material sedimentado sobre la cámara.

La cámara posee un puente de paso peatonal para facilitar la extracción de material flotante, cruzar hacia el aliviadero y accionar la compuerta de emergencia. El mismo se encuentra en buen estado y no requiere grandes tareas de rehabilitación.

En las imágenes del Anexo I: Relevamiento fotográfico de MCH Ruca Choroí, se puede notar el buen estado de la obra. Claramente, está en condiciones de entrar en funcionamiento con una pequeña inversión.



*Figura 5.19 - Vista desde puente peatonal de cámara de carga*

El aliviadero de la cámara de carga de 11 metros de largo (Figura 5.20) y su canal de desagüe, se encuentran en estado aceptable y requieren tareas básicas de limpieza. Se nota también un puente de paso peatonal que permite la eliminación de elementos flotantes y la maniobra de la compuerta de desagüe.



*Figura 5.20 - Aliviadero de cámara de carga y canal de descarga*

En la siguiente imagen (Figura 5.21), se observa el acceso a las tuberías de presión con sus respectivas rejillas. Las rejillas metálicas se encuentran en buen estado; sólo precisan de una nueva capa de pintura anticorrosiva, en cambio, las compuertas deberían ser renovadas por el mismo motivo que las de la obra de toma.



*Figura 5.21 - Rejillas de toma previas a tubería de presión*

### 5.2.5 Tubería de presión

Como última obra civil previo al equipamiento electromecánico, se encuentran las tuberías de presión, con una longitud aproximada de 50 metros. En este caso, hay dos tuberías instaladas con las siguientes características:

- Tubería izquierda: Acero de 25mm de espesor y un diámetro de 60cm.
- Tubería derecha: Acero de 35mm de espesor y un diámetro de 80 cm (Figura 5.22).

Las tuberías al estar enterradas no pudieron ser inspeccionadas en su totalidad y al ser un elemento fundamental para el correcto funcionamiento de las turbinas, será necesario realizar ensayos para determinar su estado y determinar si estas pueden funcionar mediante un proceso de rehabilitación o deberían ser renovadas.



*Figura 5.22 - Inicio tubería de presión derecha*

### 5.2.6 Canal de retorno / restitución

Luego de las tuberías de presión y las turbinas, para cumplir con la función de descargar el caudal turbinado, se encuentra el canal de retorno.

Según el relevamiento (Figura 5.23), se puede notar que el canal se encuentra en estado aceptable para el desempeño de su función. Precisa únicamente de una limpieza integral del fondo y la eliminación de vegetación cercana. El canal de retorno de la MCH pasa por debajo de la Ruta Provincial N° 23 hasta desembocar en el río Aluminé luego de 30 metros.



*Figura 5.23 - Canal de restitución*

### **5.2.7 Sala de Máquinas**

El edificio central donde se alojan las turbinas, los equipos térmicos y las instalaciones de control se le llama Sala de Máquinas. En este caso, es un edificio tradicional de estructura de hormigón armado de vigas y columnas con cierre lateral de mampostería y una cubierta de chapa en pendiente. La sala de máquinas posee una entrada principal con un gran portón corredizo, que permite el acceso a un área de 400 metros cuadrados.

A pesar de no haber ingresado al edificio se sabe que cuenta con oficina de mando en un entresuelo, sala de máquinas y mantenimiento, sanitarios, dispone de acceso para vehículos grandes, tipo camiones y grúas para movilizar las máquinas, además de ventanas que proveen luz exterior en el sector de generación hidráulica y accesos laterales. El lugar no se encuentra en buen estado de pintura, pero sí de limpieza y orden.

El equipamiento de control no ha podido ser relevado ni se ha conseguido información, solamente una imagen de un panel de control que se muestra en Anexo I: Relevamiento fotográfico de MCH Ruca Choroí. Por lo que se asume que este es obsoleto y la rehabilitación requerirá de la inversión de un nuevo panel de control con sus respectivos dispositivos de control.



*Figura 5.24 - Sala de máquinas de MCH Ruca Choroí*

### **5.3 Equipamiento electromecánico**

#### **5.3.1 Turbina – Generador**

Según la información recolectada la MCH se creó como central hidrotérmica, es decir, de generación de energía térmica e hidráulica. Generó energía eléctrica de manera constante hasta el año 2000 cuando pasó a ser utilizada como central de reserva fría al unirse la localidad de Aluminé a la red interconectada provincial, es decir, se ponía en funcionamiento cuando la red interconectada presentaba algún problema de abastecimiento. Hasta ese momento la generación hidráulica representaba un 30% de la producción total y el 100% de la energía generada en la central era utilizada para alimentar a la localidad de Aluminé.

En el año 2002 dejó de funcionar definitivamente el sector hidráulico al sufrir el desmoronamiento del canal aductor. Actualmente, la central cuenta con 3 equipos térmicos con una generación máxima de 1000 KW, estos se ponen en funcionamiento al caer el abastecimiento eléctrico desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a Aluminé.

Dentro de la sala de máquinas se encuentran 2 turbinas tipo Francis, una de fabricación italiana por Ansaldo San Giorgio, con una potencia nominal de 260 KW. Otra, de menor tamaño, de fabricación argentina por Metaldine Saic, con una potencia nominal de 160 KW. Cada turbina posee su generador de corriente alterna de tipo sincrónico.



*Figura 5.25 - Turbina Francis – Ansaldo San Giorgio 260 KW*



*Figura 5.26 - Turbina Francis – Metaldine Saic 160 KW*

El estado del conjunto turbina-generadores no ha sido comprobado, por lo que sería necesario para el proyecto de rehabilitación ejecutar ensayos y pruebas de rendimiento para detectar su estado de conservación y luego realizar las reparaciones y rectificaciones necesarias.

Existen empresas en el mundo y en Argentina, que se dedican a la inspección, diagnóstico y reparación de equipamiento electromecánico de centrales hidroeléctricas. También se han escrito artículos sobre innovaciones tecnológicas para la reparación de turbinas e instituciones han elaborado guías a seguir para lograr la rehabilitación de este tipo de instalaciones. Por lo tanto, se asume que la puesta a punto de las turbinas es factible.

### 5.3.2 Grupos electrógenos

Los grupos electrógenos básicamente están formados por un conjunto integrado que contiene un motor térmico primario (turbina de gas, motor Otto o Diesel), un generador eléctrico acoplado al eje del mismo y los correspondientes elementos auxiliares y sistemas complementarios, como los distintos indicadores de estado, tanques, radiadores, circuitos de lubricación, combustible, agua y eventualmente aire comprimido; cargadores de baterías, equipos de control de tensión y frecuencia, protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos, etcétera.

Los grupos electrógenos están destinados a una gran variedad de empleos, en este caso desempeñan la función de proveedor de energía de reserva, o de emergencia.

En la MCH existen tres grupos electrógenos o también llamados grupos térmicos los cuales pueden generar 1000 KW cuando funcionan conjuntamente mediante combustible fósil (Figura 5.27). Para el trabajo no se tendrá en cuenta para la venta la energía generada por estos grupos, se asumirá que seguirán actuando como proveedores de energía de reserva fría.



*Figura 5.27 - Dos de los grupos electrógenos*

### **5.3.3 Transformadores**

Una vez generada la electricidad en los generadores, y antes de enviarla a la red, se utilizan los transformadores elevadores para elevar la tensión y reducir así las pérdidas en el transporte producidas por el efecto Joule. Una vez transportada se utilizan los transformadores reductores para darle a esta electricidad unos valores con los que podemos trabajar.

La MCH Ruca Choroí posee una estación transformadora de dos transformadores de 630 kVA. Su estado y disponibilidad no ha sido comprobado, aunque a simple vista el equipamiento se ve en buen estado, por lo tanto, deberían realizarse las pruebas, ajustes, reparaciones y reemplazo de componentes correspondientes para garantizar el funcionamiento y la seguridad.

## 6 REHABILITACIÓN DE MCH RUCA CHOROÍ

### 6.1 Introducción

Las obras civiles y la instalación del equipamiento electromecánico de la MCH Ruca Choroí, se materializaron en el año 1960. Sus instalaciones, salvo la casa de máquinas, se encuentran en un estado de semi-abandono. Por esto, se entiende como necesario adoptar medidas para mitigar el impacto ambiental de las tierras y cursos de agua afectados. Las estrategias de intervención recomendadas se indican según las actividades que a continuación se detallan:

- **Reducir:** Eliminar las obras y llevar el terreno a sus condiciones naturales previas a la central.
- **Reutilizar:** Reparar y reacondicionar las instalaciones para poner en funcionamiento nuevamente la central.
- **Reciclar:** Estudiar y aplicar alternativas para las obras ya realizadas. Por ejemplo: canal de riego para los campos cercanos.

El lineamiento que se seguirá en este trabajo será el de reutilizar la MCH Ruca Choroí. Para seguir esta estrategia se debe estudiar la posibilidad de rehabilitar, repotenciar o modernizar la central. En este caso en particular, se elimina la repotenciación como alternativa de estudio ya que se considera la instalación electromecánica demasiado antigua para que existan atractivas posibilidades de aumentar su potencial energético. Por lo tanto, se estudiarán como alternativas de intervención:

- **Alternativa 1 – Rehabilitación:** Reparación y puesta en marcha del equipamiento existente.
- **Alternativa 2 – Modernización:** Renovación del equipamiento electromecánico.

En primer lugar, se describirán las tareas e inversiones necesarias para rehabilitar la obra civil. Como el aprovechamiento hidráulico no sufrirá grandes modificaciones con la “modernización” se asume que las actividades a realizar en la infraestructura hidráulica serán similares para cada alternativa. Luego, teniendo en cuenta la estimación de costos se analizará económicamente cada opción.

#### 6.1.1 Parámetros energéticos

Como primera medida de estudio de alternativas se debe tener en cuenta que el potencial del aprovechamiento está sujeto a dos variables: el salto y el caudal disponibles. La primera variable se ajusta a la topografía que en su conformación brindará la posibilidad de hacer uso de los

diferentes niveles del terreno natural. La segunda está sujeta al comportamiento hidrológico del río y netamente al volumen de escurrimiento, es decir, a la cantidad de agua que por él circula.

En cuanto al salto disponible al plantearse la misma infraestructura hidráulica para ambas alternativas este valor será igual en los dos casos. Se dispone del dato de salto bruto desde la cámara de carga hasta la ubicación de la turbina, éste es de 18m.

Como se vio en la sección 4.4, el comportamiento del río Ruca Choroí tiene un marcado comportamiento pluvionival con una estación de estiaje donde sus caudales son bajos y otra estación de precipitaciones y deshielo donde sus caudales aumentan considerablemente. Con el objetivo de alcanzar los máximos valores posibles de generación de energía a lo largo del año se adopta como lineamiento para seleccionar los caudales que la central funcione todo el año. El valor del caudal ecológico ( $Q_{eco} = 0,26 \text{ m}^3/\text{s}$ ) representa un limitante para la selección del caudal de trabajo, por lo que será tenido en cuenta para la adopción .

Por este tipo de comportamiento, el cual se refleja en el hidrograma de caudales medios mensuales (Figura 4.10), y siguiendo el lineamiento de máxima generación energética posible es que para ambas opciones se adopta como condición lo siguiente:

- Desde mayo a diciembre: central funciona al 100% de su capacidad.
- Desde enero a abril: la central funciona al 30% de su capacidad disminuyendo el rendimiento del equipo turbina-generador.

Para la alternativa de rehabilitación según la información relevada se conocen los caudales de trabajo de las turbinas, por lo tanto, esta variable queda definida por la instalación existente.

➤ **Alternativa 1 – Rehabilitación:**

$$Q_{100\%} = 2,92 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{30\%} = 0,87 \text{ m}^3/\text{s}$$

La opción de modernización se estudiará considerando como condición inicial que el caudal cuando la central funcione al 30% de su capacidad será considerando la diferencia entre el menor caudal medio mensual y el caudal ecológico. Entonces:

➤ **Alternativa 2 – Modernización:**

$$Q_{30\%} = Q_{menor \text{ medio mensual}} - Q_{eco} = 1,29 \text{ m}^3/\text{s} - 0,26 \text{ m}^3/\text{s} = 1,03 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{100\%} = 3,43 \text{ m}^3/\text{s}$$

Al no haber grandes diferencias entre estos valores de caudal se puede asumir perfectamente, para estudiar la prefactibilidad de las alternativas, que la infraestructura hidráulica responderá correctamente para ambas alternativas.

## 6.2 Obras Civiles

A partir del diagnóstico realizado en el capítulo anterior, se puede decir que en general el estado de la obra civil es aceptable y no presentan importantes patologías. Considerando la cantidad de años de vida de las obras, éstas se podrían recuperar con una inversión relativa menor y en un tiempo reducido, en comparación con la realización de un nuevo proyecto de central.

Sin embargo, a excepción del resto de las partes de la central, el canal de conducción posee grandes inconvenientes, tanto su mal estado de conservación como las interrupciones a lo largo de su traza. Por lo tanto, se plantea a continuación la reconstrucción integral del canal.

Las actividades de restauración de las obras hasta la cámara de carga, inclusive, serán las mismas para las alternativas de intervención. Para las tuberías de presión se adoptarán soluciones diferentes para cada alternativa, las cuales serán detalladas más adelante.

Se dividirá la obra en cuatro sectores para desarrollar las soluciones propuestas de una forma ordenada:

### ➤ Sector 1: Zona azud de derivación y obra de toma

Las tareas que se consideran necesarias para rehabilitar y asegurar el funcionamiento correcto del azud y la cámara de carga son:

- Limpieza de sedimentos y maleza vegetal.
- Revestimiento impermeabilizante de la estructura: existe en el mercado un mortero cementicio modificado con polímeros y agregados acorde para cumplir esta función. Ofrece alta impermeabilidad, soporta presión negativa y positiva, entre otras ventajas<sup>8</sup>.
- Cambio de compuertas: la estructura metálica que guía la subida y bajada de las compuertas se encuentra en buen estado. Pero las chapas de la compuerta presentan un avanzado estado de corrosión y notables deformaciones. Por lo tanto, se plantea el reemplazo de las compuertas y la aplicación de pintura anticorrosiva tanto para la estructura como para la compuerta a instalar.

---

<sup>8</sup> Hoja técnica: Sika MonoTop® - 107 Seal. Julio 2018

➤ **Sector 2: Traza canal de conducción**

Como se dijo anteriormente, se plantea la necesidad de construir un nuevo canal de conducción teniendo en cuenta el estudio de soluciones a los inconvenientes planteados en el diagnóstico. Como actividades a ejecutar para la rehabilitación del canal se pueden nombrar:

- Desmalezamiento: será necesario quitar la vegetación a lo largo de toda la traza en un ancho mínimo de 8 metros.
- Movimiento de suelos: compensar y nivelar el suelo donde se construirá el nuevo canal (respetando la traza existente). Incluye el retiro de las partes del canal existente.
- Diseño, cálculo y construcción de un nuevo canal: respetando la ubicación de la obra de toma, la traza del canal actual y la llegada a la cámara de carga se deberá plantear un nuevo canal de hormigón armado revestido.
- Solución tapada por camino rural: una solución posible puede ser entubar el canal de hormigón en este sector, otra sería remover el terreno hasta el nivel necesario para ejecutar el canal.
- Obras de desagüe: para evitar futuros problemas ante aludes o inundaciones, sería necesario realizar un estudio hidrológico (método CIA) para determinar el caudal de crecida máxima a desaguar por debajo del canal, además de la ejecución de las obras de desagüe calculadas.
- Reparación zona de alud: además de incorporar las obras de desagüe en este punto, es necesario compensar el suelo hasta el nivel necesario del canal.
- Protección contra derrumbe de rocas: una solución apta podría ser una malla metálica de contención anclada en la roca.

➤ **Sector 3: Cámara de carga y tubería de presión**

El estado cámara de carga es bastante aceptable y requiere de mínimas tareas para su rehabilitación, en general las tareas a realizar serán similares a las del sector 1:

- Limpieza de sedimentos
- Revestimiento impermeabilizante de la estructura
- Cambio de las rejillas de limpieza de entrada a cámara y a las tuberías.
- Cambio de compuertas de acceso a tubería de presión.

Como se dijo anteriormente, las tareas de las tuberías serán diferentes para cada alternativa de rehabilitación de la central. Para la alternativa 1, se plantea utilizar las mismas tuberías de presión

existentes realizando previamente tareas de limpieza, pintura anticorrosiva y realizando todas las pruebas y ensayos que garanticen un adecuado funcionamiento y seguridad. En cambio, para la modernización, se adoptará el cambio de las tuberías de presión por una nueva que se adapte a la nueva turbina.

Las pérdidas de presión ocurridas en la tubería y accesorios previos a la turbina nos darán el valor de altura neta a utilizar en la MCH. Para la alternativa 1, se asume que una vez efectuado el proceso de rehabilitación las pérdidas en este tramo serán del 10% del salto bruto. Como en la alternativa 2 se plantea la renovación de las tuberías de presión, la incorporación de una tubería con mejores prestaciones a un costo relativamente bajo es posible, entonces se adopta un valor del 5% para las pérdidas generadas en la nueva tubería.

➤ **Sector 4: Canal de desagüe de aliviadero, canal de restitución y Sala de Máquinas**

Los canales de hormigón que conducen las aguas nuevamente al río Aluminé se encuentran en buen estado de conservación. Solo requieren de tareas básicas de limpieza de sedimentos y vegetación.

En cuanto a la sala de máquinas, las tareas que se requieren para llevar a cabo la rehabilitación son:

- Inspección detallada del interior de la Sala de Máquinas: Es preciso contar con información detallada del estado del edificio. La tarea a ejecutar consistiría en realizar una visita con compañía del personal del EPEN con conocimiento de la central y realizar un relevamiento de la estructura y las instalaciones propias del edificio. Para luego a través de un informe, diagramar las tareas necesarias para su rehabilitación.
- Pintura y piso del edificio: con el sentido de darle una imagen renovada se plantea la pintura interior y exterior y el cambio del piso (microcemento alisado) del edificio como tarea de rehabilitación.
- Limpieza y orden del edificio.

### **6.3 Equipamiento electromecánico**

Como se planteó anteriormente, en la intervención sobre el equipamiento electromecánico es donde se principalmente se diferencian las alternativas de rehabilitación.

➤ **Alternativa 1 – Rehabilitación**

Existen antecedentes de rehabilitación de centrales hidroeléctricas para asegurar que el equipamiento electromecánico, en especial las turbinas, puede ser reparado correctamente alcanzando porcentajes de eficiencia del 80% y aumentando la vida útil por hasta 25 años.

Para lograr la rehabilitación del equipo instalado, será indispensable contar con un equipo de trabajo especializado en este tipo de actividades. En Argentina existen empresas hidro tecnológicas que entre sus funciones se encuentra la de reparación y puesta a punto de turbinas hidráulicas.

Los costos y tiempos del trabajo de reparación dependerán principalmente del estado actual de los componentes y de la disponibilidad de repuestos. En primer lugar, se realiza una evaluación integral del equipamiento con el fin de detectar piezas defectuosas o recuperables. La estimación del costo de este trabajo es muy difícil de realizar con precisión sin tener información sobre el estado y las reparaciones a realizar.

➤ **Alternativa 2 – Modernización**

Se estudiará la posibilidad de realizar actualizaciones tecnológicas reemplazando el equipamiento electromecánico, con el fin de obtener mayor potencia de trabajo, eficiencia y control.

Para realizar una pre-selección de la nueva turbina, se utiliza la Figura 6.1, donde en función del salto y del caudal se encuentran los tipos de turbinas más convenientes. Se observa que la nueva turbina podría ser de tipo Francis, u Ossberger (flujo cruzado). Queda fuera del alcance de este trabajo la selección de la turbina óptima.

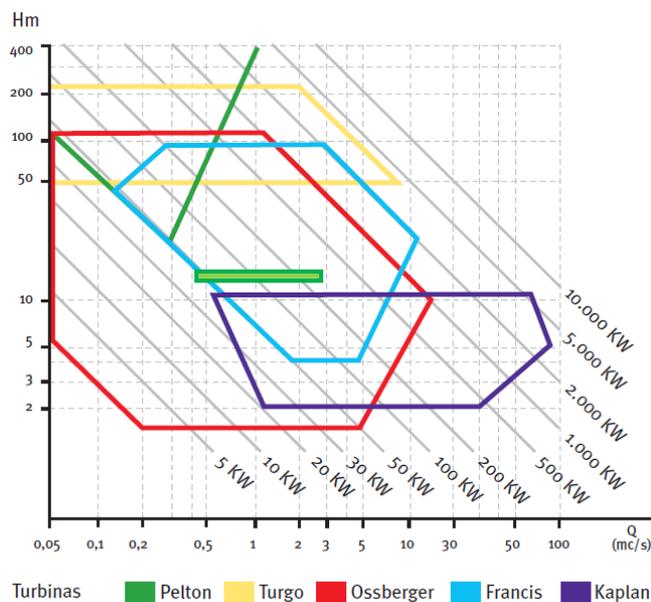


Figura 6.1 - Selección tipo de turbina en función del caudal y el salto

Para esta alternativa de modernización, se asume también que las válvulas de admisión y protección, el generador, el equipo de control y medición serán renovados y planteados en la inversión inicial.

Se adoptan, con el fin de realizar el análisis comparativo entre alternativas, los siguientes valores de rendimiento para el equipo turbo-generador:

*Tabla 6.1 – Rendimientos para cada alternativa*

$\eta$	100% capacidad	30% capacidad
Rehabilitación	0,8	0,4
Modernización	0,9	0,6

Otro factor influyente en la generación de una central es el factor de planta o de utilización (también llamado factor de capacidad) que representa el cociente entre la energía real generada por la central durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

En la práctica, el factor de planta nunca es 100%. Se ve disminuido por las operaciones de mantenimiento requeridos por paradas de planta, fallas intempestivas de equipamientos, variabilidad natural del recurso hídrico, etc. Para el estudio de la MCH Ruca Choroí, se adopta un factor de planta del 70% para ambas alternativas.

Por lo tanto, se está en condiciones de realizar haciendo uso de las ecuaciones vistas en la sección 2.4, como primera comparación, el análisis energético de cada alternativa. El cual se muestra resumido en la siguiente tabla:

Tabla 6.2 - Análisis energético para cada alternativa

Análisis Energético		Alt 1 - Rehabilitación		Alt 2 - Modernización	
MCH Ruca Choroí		100%	30%	100%	30%
<b>Caudal</b>	Q [m <sup>3</sup> /s]	2.92	0.88	3.43	1.03
<b>Salto bruto</b>	H <sub>b</sub> [m]	18		18	
<b>Perdidas</b>	h <sub>f</sub>	10%		5%	
<b>Salto neto</b>	H <sub>n</sub> [m]	16.2		17.1	
<b>Rendimiento</b>	η	80%	40%	90%	60%
<b>Gravedad</b>	g [m <sup>2</sup> /s]	9.81		9.81	
<b>Potencia neta</b>	P [kW]	371.2	55.9	517.8	103.7
<b>Factor planta</b>	f (%)	70%		70%	
<b>Tiempo</b>	t [hs]	5860	2900	5860	2900
<b>Energía</b>	E [MWh]	1522.8	113.6	2124.2	210.5
	E <sub>anual</sub> [MWh]	<b>1636.4</b>		<b>2334.7</b>	

Según la Tabla 6.2, la energía generada por la alternativa 2 es un 30% mayor que la energía anual de la alternativa de rehabilitación.

#### 6.4 Estimación de costos

El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como las características del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión. Además, hay que tener en cuenta las distintas partes del proceso y los costes que implica cada una: primero está la fase de proyecto, donde se define el volumen de obra, el equipamiento y potencia a instalar. Después viene la fase de ejecución, en la que se distinguen tres componentes fundamentales: obra civil, grupo turbogenerador y sistema eléctrico y de control. Por último, la fase de funcionamiento la cual lleva implícita costos de operación y mantenimiento.

A continuación, se muestra la distribución porcentual de la inversión en una MCH:

Tabla 6.3 – Distribución de la inversión en una MCH

Componente MCH	Porcentaje de Inversión
Grupo turbogenerador	30%
Equipos eléctricos, regulación y control	20%
Ingeniería y dirección de obra	10%
Obra civil	40%

Uno de los problemas que se presenta a la hora de realizar el análisis económico es la elección de realizar los cálculos con un valor de moneda real o con un valor de moneda constante. Teniendo

en cuenta la situación actual del país, al poseer valores que se ven afectados constantemente por la inflación, se tomó como decisión optar por un valor de moneda, siendo la unidad de la moneda a utilizar en unidades de dólar estadounidenses (USD) al mes de mayo 2023.

El costo por KW a instalar en una central hidroeléctrica depende principalmente del tamaño, ubicación y tecnología a utilizar en la central. Para los costos de la obra civil como serán tareas mínimas de rehabilitación, salvo la construcción del nuevo canal, se estimarán los valores en función de las cantidades y actividades a realizar teniendo en cuenta los precios actuales de los materiales y un adicional por la mano de obra. En cambio, para el equipamiento electromecánico a renovar se tendrá en cuenta los valores de porcentaje de inversión que representan estos componentes y un valor de 1500 €/KW (1€ = 1,072 USD mayo 2023). Para la alternativa de reparación del equipo electromecánico ya instalado, ante la falta de información de estos valores y la dependencia de varios factores, se asumen dos formas de obtener el monto a invertir: una manera es calculando el 50% del valor correspondiente a la renovación del mismo contemplando el porcentaje de inversión del equipamiento electromecánico, en la segunda opción se utiliza un valor de costo de rehabilitación del equipamiento electromecánico de 600 €/KW obtenido al establecer contacto con la empresa Averly S.A.<sup>9</sup>, radicada en Zaragoza, España.

Al ser un estudio de pre factibilidad, el alcance del análisis de costo de las alternativas se verá simplificado sin mayor detalle para poder elaborar así un costo total aproximado. En el estudio del anteproyecto corresponderá realizar un análisis más detallado.

#### 6.4.1 Obras civiles

##### 1) Azud – Obra de Toma – Cámara de Carga

1. Limpieza de sedimentos: el valor del costo resulta de tomar una cuadrilla de trabajo (1 oficial + 3 ayudantes) durante 1 mes de trabajo, considerando herramientas y materiales de trabajo.

$$C_{1.1} = 2500 \text{ USD}$$

2. Revestimiento impermeabilizante: se toma el precio actual de lista del producto Sika Monotop-107, teniendo en cuenta su rendimiento por m<sup>2</sup> y un adicional considerando la mano de obra. Además, se computan los metros cuadrados de obras a revestir. Por lo tanto:

$$C_{1.2} = 432 \text{ m}^2 * 12,5 \frac{\text{USD}}{\text{m}^2} = 5400 \text{ USD}$$

<sup>9</sup> <http://www.averly.es/>

3. Cambio de compuertas: para simplificar el cálculo se unifican las dimensiones de las compuertas de todas las obras y para el precio se adopta el costo del acero considerando un porcentaje adicional por la mano de obra, las complicaciones del trabajo y la ubicación del proyecto.

$$\text{Peso compuertas} = 7 * [1,3m * 0,9m * 0,03m] * 7850 \text{ kg/m}^3 = 1928,7 \text{ kg}$$

$$C_{1.3} = 1928,7 \text{ kg} * 8 \text{ USD/kg} = 15429,6 \text{ USD}$$

## 2) Canal de conducción

1. Desmalezamiento: para la obtención de la cantidad de metros cuadrados a desmalezar se toma la longitud de la traza del canal por un ancho de 8 metros.

$$C_{2.1} = 17600 \text{ m}^2 * 0,5 \frac{\text{USD}}{\text{m}^2} = 8800 \text{ USD}$$

2. Movimiento de suelos: se asume una capa de 30 centímetros a retirar sobre la traza desmalezada.

$$C_{2.2} = 5280 \text{ m}^3 * 5 \frac{\text{USD}}{\text{m}^3} = 26400 \text{ USD}$$

3. Hormigón Armado: tomando una sección rectangular de 1 metro de alto por 1,6 metros de ancho del canal de conducción y un espesor de 10 centímetros se obtiene aproximadamente los metros cúbicos a colocar. Para el costo se considera el valor de metro cubico de hormigón, considerando el hierro, encofrado, mano de obra, etc.

$$C_{2.3} = 792 \text{ m}^3 * 200 \text{ USD} = 158400 \text{ USD}$$

4. Reparación zona de alud: considerando la magnitud del inconveniente generado por el alud del año 2002, se suma el siguiente costo.

$$C_{2.4} = 7000 \text{ USD}$$

## 3) Tubería de presión

Como se mencionó anteriormente, la intervención en las tuberías varía para cada alternativa. Para obtener los costos se obtuvo en primer lugar, a partir de un pre dimensionado básico, el valor de cambiar las tuberías por unas nuevas. Luego, se adopta el 50% de este valor como inversión necesaria para rehabilitar las tuberías existentes.

$$\text{Alt 2} \rightarrow C_{3.1} = 6165,4 \text{ kg} * 15 \frac{\text{USD}}{\text{kg}} = 92481 \text{ USD}$$

$$\text{Alt 1} \rightarrow C_{3.1} = 46240,5 \text{ USD}$$

#### 4) Sala de Máquinas

1. Inspección: para la inspección general de la infraestructura y su generación de informe se adoptó un costo de:

$$C_{4.1} = 750 \text{ USD}$$

2. Pintura: se considera un valor aproximado considerando las paredes exteriores e interiores.

$$C_{4.2} = 750 \text{ m}^2 * 6 \frac{\text{USD}}{\text{m}^2} = 4500 \text{ USD}$$

3. Piso: para la renovación del piso, se adopta el área de la sala considerando el costo por metro cuadrado de colocación de microcemento alisado.

$$C_{4.3} = 400 \text{ m}^2 * 12 \text{ USD} = 4800 \text{ USD}$$

#### 6.4.2 Equipamiento electromecánico

Se considera para el presupuesto de ambas opciones la inversión unificada del grupo turbogenerador y equipamiento eléctrico, de regulación, control y medición.

Para la alternativa 1, como se vio se estudiaron dos opciones de cálculo del costo. Se adopta la opción de mayor valor.

##### ➤ Alternativa 1 – Rehabilitación

- Opción 1:

$$C_{5.1} = P_{neta}(kW) * \frac{\text{Costo inversión (USD)}}{2} \left( \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right) * \text{Porcentaje inversión} =$$

$$C_{5.1} = 371,2 \text{ kW} * 804 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * (30\% + 20\%) = 149239,2 \text{ USD}$$

- Opción 2:

$$C_{5.1} = P_{neta}(kW) * \text{Costo rehabilitación} \left( \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right)$$

$$C_{5.1} = 371,2 \text{ kW} * 643,2 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} = 238782,7 \text{ USD}$$

##### ➤ Alternativa 2 – Modernización

$$C_{5.1} = P_{neta}(kW) * \text{Costo inversión} \left( \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \right) * \text{Porcentaje inversión}$$

$$C_{5.1} = 517,8 \text{ kW} * 1608 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} * (30\% + 20\%) = 416349,3 \text{ USD}$$

## 6.5 Presupuesto

Para la conformación del presupuesto se asumieron los siguientes porcentajes:

- Ingeniería de detalle y dirección de obra: 10% del costo total.
- Imprevistos: 5% del costo total.

En las siguientes tablas, separadas por alternativa, se muestran resumidos los costos desarrollados anteriormente, estos valores son sin IVA.

*Tabla 6.4 - Resumen de costos - Alternativa 1*

<b>Alternativa 1 - Rehabilitación</b>						
<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Un</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total</b>	<b>Inc %</b>
<b>1</b>	<b>Azud, Obra de Toma y Cámara de Carga</b>					
1.1	Limpieza de sedimentos	gl	1	2,500.00	2,500.00	0.5%
1.2	Revestimiento impermeabilizante	m <sup>2</sup>	432.0	12.50	5,400.00	1.0%
1.3	Cambio de compuertas	kg	1928.7	8.00	15,429.60	3.0%
<b>2</b>	<b>Canal de conducción</b>					
2.1	Desmalezamiento	m <sup>2</sup>	17600.0	0.50	8,800.00	1.7%
2.2	Movimiento de suelos	m <sup>3</sup>	5280.0	5.00	26,400.00	5.1%
2.3	Hormigón Armado	m <sup>3</sup>	792.0	200.00	158,400.00	30.5%
2.4	Reparación zona de alud	gl	1.0	7,000.00	7,000.00	1.3%
<b>3</b>	<b>Tubería de presión</b>					
3.1	Rehabilitación	gl	2	23,120.25	46,240.50	8.9%
<b>4</b>	<b>Sala de Máquinas</b>					
4.1	Inspección	gl	1	750.00	750.00	0.1%
4.2	Pintura	m <sup>2</sup>	750.0	6.00	4,500.00	0.9%
4.3	Piso	m <sup>2</sup>	400.0	12.00	4,800.00	0.9%
<b>5</b>	<b>Equipamiento electromecánico</b>					
5.1	Puesta a punto Turbina - Generador - Sistema de control y medición	gl	1	238,782.72	238,782.72	46.0%
<b>SUBTOTAL (USD)</b>					<b>519,002.82</b>	<b>100%</b>
Ingeniería de Detalle y Dirección de Obra			10%	15%	77,850.42	
Imprevistos			5%			
<b>TOTAL (USD)</b>					<b>596,853.24</b>	

Tabla 6.5 - Resumen de Costos - Alternativa 2

<b>Alternativa 2 - Modernización</b>						
<b>Item</b>	<b>Descripción</b>	<b>Un</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total</b>	<b>Inc %</b>
<b>1</b>	<b>Azud, Obra de Toma y Cámara de Carga</b>					
1.1	Limpieza de sedimentos	gl	1.0	2,500.00	2,500.00	0.3%
1.2	Revestimiento impermeabilizante	m <sup>2</sup>	432.0	12.50	5,400.00	0.7%
1.3	Cambio de compuertas	kg	1928.7	8.00	15,429.60	2.1%
<b>2</b>	<b>Canal de conducción</b>					
2.1	Desmalezamiento	m <sup>2</sup>	17600.0	0.50	8,800.00	1.2%
2.2	Movimiento de suelos	m <sup>3</sup>	5280.0	5.00	26,400.00	3.6%
2.3	Hormigón Armado	m <sup>3</sup>	792.0	200.00	158,400.00	21.3%
2.4	Reparación zona de alud	gl	1.0	7,000.00	7,000.00	0.9%
<b>3</b>	<b>Tubería de presión</b>					
3.1	Cambio de tubería	kg	6165.4	15.00	92,481.00	12.5%
<b>4</b>	<b>Sala de Máquinas</b>					
4.1	Inspección	gl	1.0	750.00	750.00	0.1%
4.2	Pintura	m <sup>2</sup>	750.0	6.00	4,500.00	0.6%
4.3	Piso	m <sup>2</sup>	400.0	12.00	4,800.00	0.6%
<b>5</b>	<b>Equipamiento electromecánico</b>					
5.1	Turbina - Generador - Sistema de control y medición	gl	1.0	416,349.26	416,349.26	56.1%
<b>SUBTOTAL</b>				<b>742,809.86</b>		<b>100%</b>
Ingeniería de Detalle y Dirección de Obra			10%			
Imprevistos			5%	15%	111,421.48	
<b>TOTAL (USD)</b>				<b>854,231.34</b>		

La modernización de la MCH costaría aproximadamente un 30% más que la rehabilitación (utilizando la maquinaria existente).

## 6.6 Desarrollo de la evaluación económica

Para la evaluación económica del aprovechamiento se elabora un flujo de caja interno para cada alternativa tomando como tiempo de proyecto un total de 20 años. Con motivo de obtener un análisis lo más representativo posible, se efectúa un análisis incremental teniendo en cuenta periodos anuales. El mismo consta en comparar la situación actual o base, con la situación que se obtiene con el proyecto, incluyendo los gastos y beneficios de ambas situaciones en un mismo flujo de caja. De este modo se puede determinar si es conveniente la inversión.

## 6.6.1 Determinación de costos

### 6.6.1.1 Costos de inversión

*Tabla 6.6 - Costo Total de inversión por alternativa*

Alternativa	Costo Total (USD)
<b>1 - Rehabilitación</b>	596,853.24
<b>2 - Modernización</b>	854,231.34

### 6.6.1.2 Costos de Operación y Mantenimiento

Su valor resulta de considerar un 5% del costo total de la obra. Con un incremento anual del 5%. El costo para el primer año por la operación y mantenimiento de la central para cada alternativa se muestra a continuación:

*Tabla 6.7 - Costos de operación y mantenimiento para el primer año*

Alternativa	Costo Op y M año 1 (USD)
<b>1 - Rehabilitación</b>	29,842.66
<b>2 - Modernización</b>	42,711.57

## 6.6.2 Determinación de los Beneficios

Para los ingresos se tiene en cuenta la venta de energía, y el bono por carbono no emitido a la atmósfera. Adicionalmente, se tendrá en cuenta el valor residual del equipamiento electromecánico despreciando el aporte residual de la infraestructura hidráulica.

### 6.6.2.1 Ingresos por Venta Anual de Energía

Para el cálculo de ingresos en base a la energía calculada, se realizó, a precio constante y con una demanda constante de MWh.

El precio del MWh de energía que se toma como referencia para un horizonte de proyecto de 20 años es el precio promedio ponderado establecido en todas las rondas de los proyectos adjudicados del Programa Nacional RenovAr que resultó de (USD/MWh) 102.

Tabla 6.8 - Ingresos anuales por venta de energía

<b>INGRESO POR VENTA ANUAL DE ENERGÍA</b>				
<b>Precio de venta (RenovAR) (USD/MWh)</b>		<b>102</b>		
<b>Año</b>	<b>Alt 1 - Rehabilitación</b>		<b>Alt 2 - Modernización</b>	
	<b>Generación (MWh)</b>	<b>Ingreso (USD)</b>	<b>Generación (MWh)</b>	<b>Ingreso (USD)</b>
2025	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2026	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2027	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2028	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2029	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2030	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2031	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2032	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2033	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2034	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2035	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2036	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2037	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2038	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2039	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2040	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2041	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2042	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2043	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33
2044	1,636.39	166,912.10	2,334.66	238,135.33

#### 6.6.2.2 Ingresos por Bono de Carbono

Incluyendo a los ingresos anuales por producción energética, existe un ingreso por bono de emisión de CO<sub>2</sub>.

Tabla 6.9 - Ingresos anuales por bonos de CO<sub>2</sub>

INGRESO POR BONOS DE CO <sub>2</sub>						
Factor emisión (tnCO <sub>2</sub> /MWh)			0.501	Precio venta bono (USD/tnCO <sub>2</sub> )		3.14
Año	Alt 1 - Rehabilitación			Alt 2 - Modernización		
	Generación (MWh)	CO <sub>2</sub> (tn)	Ingreso (USD)	Generación (MWh)	CO <sub>2</sub> (tn)	Ingreso (USD)
2025	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2026	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2027	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2028	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2029	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2030	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2031	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2032	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2033	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2034	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2035	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2036	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2037	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2038	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2039	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2040	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2041	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2042	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2043	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75
2044	1,636.39	819.83	2,574.28	2,334.66	1,169.66	3,672.75

### 6.6.2.3 Valor Residual

Teniendo en cuenta que el horizonte del proyecto es de 20 años, se calcula el valor residual únicamente del equipamiento electromecánico ya que por la antigüedad de la obra civil no corresponde calcular esto como ingreso.

Para la opción de rehabilitación se adopta 25 años de vida útil del equipamiento, en cambio, para la alternativa de modernización se toma 30 años como vida útil.

Tabla 6.10 - Valor residual del equipamiento electromecánico para cada alternativa

Alternativa	Valor Inicial (USD)	Valor Residual (USD)
1 - Rehabilitación	238,782.72	47,756.54
2 - Modernización	416,349.26	138,783.09

### 6.6.3 Flujo de Caja

ALTERNATIVA 1 - REHABILITACIÓN								
AÑO	BENEFICIOS				COSTOS			FLUJO DE CAJA (USD)
	Venta energía anual (USD)	Bono carbono (USD)	Valor residual (USD)	Ingreso Total (USD)	Inversión (USD)	Op y M. (USD)	Costo Total (USD)	
0	-	-	-	-	596,853.24	-	596,853.24	-596,853.24
1	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	29,842.66	29,842.66	139,643.71
2	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	31,334.80	31,334.80	138,151.58
3	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	32,901.54	32,901.54	136,584.84
4	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	34,546.61	34,546.61	134,939.76
5	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	36,273.94	36,273.94	133,212.43
6	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	38,087.64	38,087.64	131,398.74
7	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	39,992.02	39,992.02	129,494.35
8	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	41,991.62	41,991.62	127,494.75
9	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	44,091.20	44,091.20	125,395.17
10	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	46,295.76	46,295.76	123,190.61
11	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	48,610.55	48,610.55	120,875.82
12	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	51,041.08	51,041.08	118,445.30
13	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	53,593.13	53,593.13	115,893.24
14	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	56,272.79	56,272.79	113,213.58
15	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	59,086.43	59,086.43	110,399.95
16	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	62,040.75	62,040.75	107,445.62
17	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	65,142.79	65,142.79	104,343.59
18	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	68,399.93	68,399.93	101,086.45
19	166,912.10	2,574.28	-	169,486.38	-	71,819.92	71,819.92	97,666.45
20	166,912.10	2,574.28	47,756.54	217,242.92	-	75,410.92	75,410.92	141,832.00
			<b>SUMA</b>	<b>3,437,484.05</b>		<b>SUMA</b>	<b>1,583,629.34</b>	<b>1,853,854.71</b>

ALTERNATIVA 2 - MODERNIZACIÓN								
AÑO	BENEFICIOS				COSTOS			FLUJO DE CAJA (USD)
	Venta energía anual (USD)	Bono carbono (USD)	Valor residual (USD)	Ingreso Total (USD)	Inversión (USD)	Op y M. (USD)	Costo Total (USD)	
0	-	-	-	-	854,231.34	-	854,231.34	-854,231.34
1	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	42,711.57	42,711.57	199,096.51
2	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	44,847.15	44,847.15	196,960.93
3	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	47,089.50	47,089.50	194,718.58
4	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	49,443.98	49,443.98	192,364.10
5	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	51,916.18	51,916.18	189,891.90
6	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	54,511.99	54,511.99	187,296.09
7	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	57,237.58	57,237.58	184,570.49
8	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	60,099.46	60,099.46	181,708.62
9	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	63,104.44	63,104.44	178,703.64
10	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	66,259.66	66,259.66	175,548.42
11	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	69,572.64	69,572.64	172,235.44
12	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	73,051.27	73,051.27	168,756.81
13	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	76,703.84	76,703.84	165,104.24
14	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	80,539.03	80,539.03	161,269.05
15	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	84,565.98	84,565.98	157,242.10
16	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	88,794.28	88,794.28	153,013.80
17	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	93,233.99	93,233.99	148,574.09
18	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	97,895.69	97,895.69	143,912.39
19	238,135.33	3,672.75	-	241,808.08	-	102,790.48	102,790.48	139,017.60
20	238,135.33	3,672.75	138,783.09	380,591.17	-	107,930.00	107,930.00	272,661.16
			<b>SUMA</b>	<b>4,974,944.67</b>		<b>SUMA</b>	<b>2,266,530.05</b>	<b>2,708,414.62</b>

#### 6.6.4 Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Se calcula actualizando el flujo de caja de cada alternativa, para una tasa de descuento  $i = 10\%$  y sumando estos valores. Para actualizar los valores del flujo de caja es necesario multiplicar cada valor por el factor de actualización correspondiente a la tasa fijada.

Tabla 6.11 - Valor Actual Neto por año para cada alternativa

Año		Alternativa 1	Alternativa 2
0	2024	-596,853.24	-854,231.34
1	2025	126,948.83	180,996.83
2	2026	114,174.86	162,777.63
3	2027	102,618.21	146,294.95
4	2028	92,165.67	131,387.27
5	2029	82,714.44	117,907.93
6	2030	74,171.16	105,723.76
7	2031	66,451.08	94,713.85
8	2032	59,477.24	84,768.41
9	2033	53,179.79	75,787.79
10	2034	47,495.31	67,681.52
11	2035	42,366.24	60,367.47
12	2036	37,740.32	53,771.12
13	2037	33,570.14	47,824.82
14	2038	29,812.68	42,467.18
15	2039	26,428.87	37,642.51
16	2040	23,383.30	33,300.26
17	2041	20,643.82	29,394.59
18	2042	18,181.29	25,883.91
19	2043	15,969.25	22,730.49
20	2044	61,740.26	520,742.44
<b>VAN</b>		<b>532,379.52</b>	<b>1,187,933.38</b>

Al ser el valor actual neto positivo para ambas alternativas se pueden considerar como rentables ambas opciones de inversión.

#### 6.6.5 Relación Beneficio – Costo (B/C)

Calculando los valores actuales netos de los beneficios y costos anuales con los factores correspondientes para una tasa de descuento de  $10\%$ , se obtiene:

Tabla 6.12 - Cálculo de la relación Beneficio – Costo

Año	Alternativa 1		Alternativa 2		
	Beneficio total actualizado (USD)	Costo total actualizado (USD)	Beneficio total actualizado (USD)	Costo total actualizado (USD)	
0	2024	0.00	596,853.24	0.00	854,231.34
1	2025	154,078.52	27,129.69	219,825.53	38,828.70
2	2026	140,071.38	25,896.53	199,841.39	37,063.76
3	2027	127,337.62	24,719.41	181,673.99	35,379.04
4	2028	115,761.47	23,595.80	165,158.17	33,770.90
5	2029	105,237.70	22,523.26	150,143.79	32,235.86
6	2030	95,670.64	21,499.48	136,494.36	30,770.59
7	2031	86,973.31	20,522.23	124,085.78	29,371.93
8	2032	79,066.64	19,589.40	112,805.25	28,036.84
9	2033	71,878.77	18,698.97	102,550.23	26,762.44
10	2034	65,344.33	17,849.02	93,227.48	25,545.97
11	2035	59,403.94	17,037.70	84,752.26	24,384.79
12	2036	54,003.58	16,263.26	77,047.51	23,276.39
13	2037	49,094.17	15,524.02	70,043.19	22,218.37
14	2038	44,631.06	14,818.38	63,675.62	21,208.44
15	2039	40,573.69	14,144.82	57,886.93	20,244.42
16	2040	36,885.17	13,501.88	52,624.48	19,324.22
17	2041	33,531.98	12,888.15	47,840.44	18,445.85
18	2042	30,483.61	12,302.33	43,491.31	17,607.40
19	2043	27,712.38	11,743.13	39,537.55	16,807.06
20	2044	32,291.78	11,209.35	56,572.45	16,043.11
<b>SUMA</b>		<b>1,450,031.76</b>	<b>958,310.08</b>	<b>2,079,277.71</b>	<b>1,371,557.43</b>
<b>Relación B/C</b>		<b>1.51</b>		<b>1.52</b>	

Al ser mayor que la unidad, implica que ambos proyectos son rentables.

### 6.6.6 Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero. Se calcula en forma iterativa haciendo uso de la formula financiera TIR en una hoja de Excel 2016.

Como resultado se obtuvo:

Tabla 6.13 - Valor de TIR para cada alternativa

Alternativa	TIR
<b>1 - Rehabilitación</b>	21.72%
<b>2 - Modernización</b>	21.66%

Dado que la TIR resulta mayor que la tasa de descuento, ambos proyectos son convenientes.

### 6.6.7 Cálculo del Periodo de Repago Descontado (PRD)

El PRD es el periodo donde la sumatoria de los flujos de fondo actualizados es igual a la inversión con una tasa de descuento del 10%.

Haciendo la sumatoria de los flujos de fondo actualizados, se obtiene que para ambas alternativas en el transcurso del **séptimo año** de proyecto se recupera la inversión realizada.

### 6.6.8 Costos de Energía

Otro parámetro útil para comparar alternativas es el costo de la energía para ello se debe anualizar la inversión teniendo en consideración la tasa de descuento del 10%.

Este valor resulta útil debido a que establece cuánto costaría producir 1 MWh de cada alternativa. Para esto se calculó el Factor de Recuperación del Capital (FRC) como:

$$FRC = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = 0,1174 \quad (22)$$

Con  $i$ : tasa de descuento (10 %) y  $n$ : horizonte del proyecto (20 años).

$$C_{\text{anual actual inversión}} \left( \frac{\text{USD}}{\text{año}} \right) = \text{Inversión inicial} * FRC \quad (23)$$

Luego, el costo anual actual de inversión resulta:

Tabla 6.14 - Costo anual actualizado de inversión

Alternativa	Costo anual actual de inversión (USD/año)
1 - Rehabilitación	70,106.16
2 - Modernización	100,337.69

Para obtener el costo actual anualizado de la MCH se suma el costo anual de operación y mantenimiento:

Tabla 6.15 – Costo anual de inversión para cada alternativa

Alternativa	Costo actual anualizado (USD/año)
1 - Rehabilitación	99,948.82
2 - Modernización	143,049.26

En función de la energía generada anual por el aprovechamiento para cada alternativa, se calcula el costo de capital de la energía generada.

*Tabla 6.16 - Cálculo del costo por MWh de energía producido por año*

	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>
<b>Energía anual (MWh)</b>	1636.4	2334.7
<b>Costo actual anual (USD/año)</b>	99,948.82	143,049.26
<b>Costo MCH (USD/MWh año)</b>	<b>61.08</b>	<b>61.27</b>

A pesar de la diferencia en el valor de la inversión inicial de cada alternativa, el costo anual de mantener la central en funcionamiento es similar y especialmente un valor bajo considerando que se vendería el MWh a 102 USD.

## 7 Conclusiones

El presente Proyecto Integrador Profesional se concretó logrando relacionar y aplicando gran parte de los conocimientos adquiridos en las asignaturas curriculares de la carrera. Como beneficio adicional, se conocieron y aplicaron metodologías de estudio modernas para este tipo de intervención.

Los resultados obtenidos nos conducen a las siguientes conclusiones:

- El análisis de la cuenca, permitió conocer el comportamiento del río, y su hidrología, para concluir que el proyecto cuenta con la disponibilidad del recurso natural. Al poseer el río un régimen pluvionival, el caudal varía ampliamente a lo largo del año implicando una condición importante para el estudio del aprovechamiento.
- El diagnóstico realizado de la MCH evidencia el estado general aceptable de las obras civiles pese a estar hace más de 20 años en estado de abandono. Por lo tanto, resulta interesante el planteo de la rehabilitación del proyecto. Como el impacto ambiental ya está consumado, se considera mínimo para el presente proyecto. Al contrario, se considera crucial proponer soluciones a las obras para mitigar el impacto, ya sea reutilizar las instalaciones como quitarlas para llevar el terreno a sus condiciones naturales.
- En cuanto al diagnóstico del equipamiento electromecánico no se alcanzó el objetivo, debido al no contar con el acceso a la sala de máquinas como a ningún tipo de información fehaciente sobre el actual estado del equipo. Esto afecta principalmente a la estimación del costo de rehabilitar el equipamiento existente ya que depende fundamentalmente del estado en que se encuentren los componentes de cada instalación.
- Siguiendo el lineamiento estratégico de reutilizar las instalaciones de la MCH se estudiaron dos alternativas, donde para ambas opciones se utilizan las mismas obras civiles rehabilitadas asumiendo un comportamiento hidráulico satisfactorio, el cual habría que comprobar en otra etapa del proyecto, la diferencia principal es que una alternativa plantea la reparación del equipamiento electromecánico existente y la otra se basa en la renovación del mismo.
- Luego de realizar la evaluación económica de las alternativas se concluye que ambas opciones de intervención resultan positivas. Ya que para ambas se recupera la inversión dentro del tiempo de proyecto como se muestra con el PRD. Los indicadores económicos

son alentadores y podrían ser un factor importante para la toma de decisión de estudiar con mayor profundidad la intervención.

- El costo de generación de energía obtenido refleja una idea del costo anual por KWh de energía producida para la central ya que ambos valores son similares.

## 7.1 Consideraciones

Este trabajo constituye un estudio de prefactibilidad, en el cual se recopiló información a fin de poder conocer las condiciones iniciales con que se cuenta para el diseño y dar la mayor precisión al estudio, sin embargo resulta necesario para las siguientes fases del proyecto contar con mayor información detallada de la MCH Ruca Choroí y realizar un estudio de campo con herramientas y métodos que brinden datos para realizar las verificaciones hidráulicas de las obras y readaptar las obras en base a estos cálculos.

Resulta importante también para avanzar con el estudio, analizar las posibles formas de financiamiento, gestionar los permisos y habilitaciones necesarias para usufructuar las instalaciones, el recurso hídrico e inyectar energía eléctrica al SADI.

Como consideración personal del trabajo, creo que la aplicación de la metodología de intervención planteada sistemáticamente para las pequeñas y micro centrales hidroeléctricas de la región que presenten características aptas de ser rehabilitadas puede llegar a ser muy fructífera y atractiva, afectando positivamente los factores económicos, sociales y medioambientales de cada zona de proyecto.

## 8 ANEXOS

### Anexo I: Relevamiento fotográfico de MCH Ruca Choroí



*Figura 8.1 - Vista azud y toma desde aguas abajo*



*Figura 8.2 - Azud y toma desde margen izquierda*



*Figura 8.3 - Muro azud de margen izquierda*



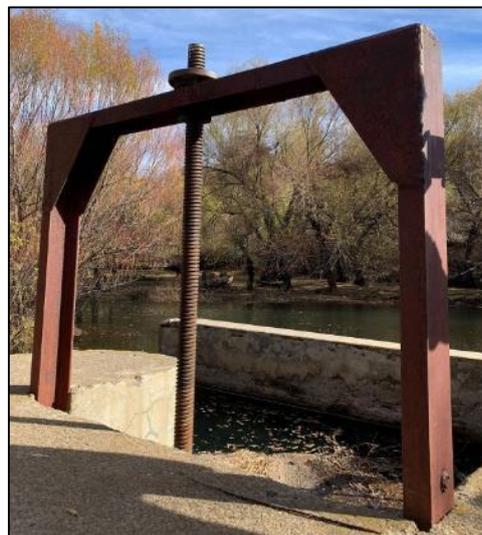
*Figura 8.4 - Muro de encauzamiento*



*Figura 8.5 - Compuertas aliviadero*



*Figura 8.6 - Aliviadero desde aguas abajo*



*Figura 8.7 - Estructura compuerta obra de toma*



*Figura 8.8 - Compuertas de Obra de Toma*



*Figura 8.9 - Inicio de canal con presencia de vegetación*



*Figura 8.10 - Presencia de vegetación sobre el canal*



*Figura 8.11 - Traza de canal de conducción*



*Figura 8.12 - Vista sección del canal*



*Figura 8.13 - Placas de hormigón con asentamientos apreciables y presencia de rocas*



*Figura 8.14 - Hormigón del canal en mal estado*



*Figura 8.15 - Hormigón del canal en mal estado*



*Figura 8.16 - Acceso a cámara de carga*



*Figura 8.17 - Vista rejilla de cámara de carga*



*Figura 8.18 - Cámara de carga desde puente peatonal*



*Figura 8.19 - Aliviadero y su correspondiente canal*



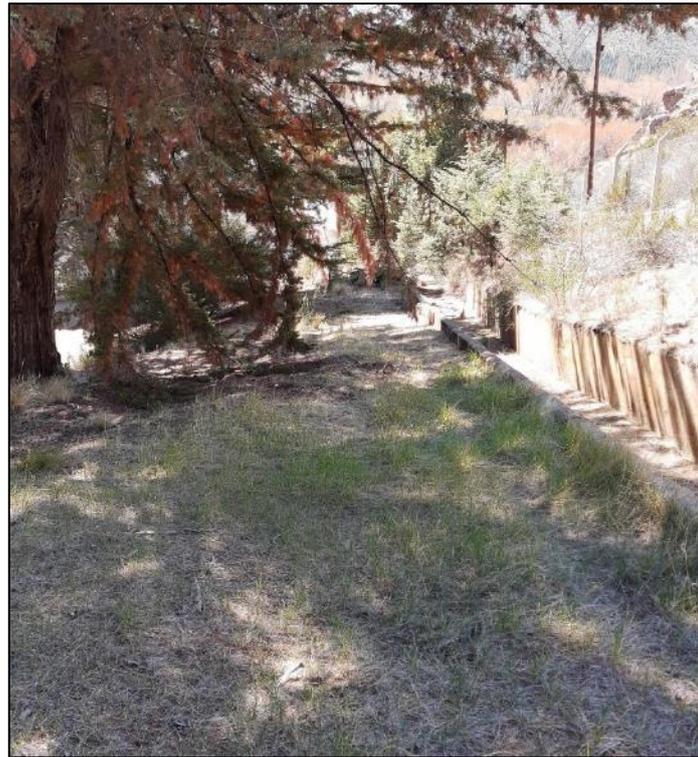
*Figura 8.20 - Vista rejillas y compuertas de tubería de presión*



*Figura 8.21 - Inicio tubería de presión de acero*



*Figura 8.22 - Compuerta de descarga de cámara de carga*



*Figura 8.23 - Terreno sobre tuberías de presión*



*Figura 8.24 - Transformadores presentes en la MCH*



*Figura 8.25 - Turbina Francis – Ansaldo San Giorgio 260 kW*



*Figura 8.26 - Turbina Francis – Metaldine Saic 160 KW*



*Figura 8.27 - Panel de Control presente en Sala de Máquinas*



*Figura 8.28 - Canal de restitución*

## 9 BIBLIOGRAFÍA

- Adhikary, P., & Kundu, S. (2014). *Renovation, Modernization, Uprating & Life Extension: Optimal Solution for Small Hydropower Development*. IJESAT.
- AIC. (abril de 2023). AIC. Obtenido de <http://www.aic.gov.ar>
- Aparicio Mijares, F. (1992). *Fundamentos de Hidrología de Superficie*. México: Limusa.
- Bran, D., Ayesa, J., & Lopez, C. (2002). *Áreas Ecológicas de Neuquén*. Bariloche, Argentina: Laboratorio de Teledetección - SIG - INTA - EEA Bariloche.
- Comisión Nacional de Riego. (s.f.). *Manual de Diseño de Proyectos Microhidroeléctricos en Obras de Riego*. (I. V. Widerström, Ed.) Santiago, Chile.
- Coz, & y otros. (1995). *Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas - Una guía para el desarrollo de proyectos*. Lima: Intermediate Technology Development Group (ITDG).
- de Araujo, M., Gimenez Ledesma, J., & Ando Júnior, O. (2022). *Methodology to rehabilitate hydroelectric power plants*. Medellín: DYNA.
- Dirección de Estudios de Proyectos Hidráulicos Multisectoriales - Autoridad Nacional del Agua - ANA Perú. (Diciembre 2010). *Manual: Criterios de diseños de Obras Hidráulicas para la formulación de Proyectos Hidráulicos multisectoriales y de afianzamiento hídrico*. Lima.
- Dirección Provincial de Estadística y Censos - Prov. de Neuquén. (abril de 2022). Obtenido de <http://www.estadisticaneuquen.gob.ar>
- Energía, S. d. (2008). *Energías Renovables - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*. Buenos Aires.
- ESHA European Small Hydropower Association. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica* (2006 ed.).
- FAO - COPADE. (2015). *Aspectos Físicos: Suelo, Clima y Agua*. Prov. de Neuquén. Neuquén.
- Goldberg, J., & Lier, E. (2011). *Rehabilitación de Centrales Hidroeléctricas: Introducción a las cuestiones económicas y técnicas*. Water Papers.
- IDAE. (2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid: IDAE.
- Ing. Mugerza, D. (2009). *Micro Centrales Hidroeléctricas*. Argentina.
- Lic. Monge, C. (2006). *Refuncionalización de Micro Centrales Hidroeléctricas Provinciales: Caso Aluminé*. Neuquén, Argentina: CFI - COPADE - EPEN.

Liu, D., Liu, H., Wang, X., Kremere, E., & eds. (2019). *World Small Hydropower Development Report 2019*. United Nations Industrial Development Organization; International Center on Small Hydro Power.

Secretaría de Energía de la Nación. (2007). *Manual para la determinación de costos*. Buenos Aires.

Shakirova, R. (2022). *Estudio de viabilidad de Rehabilitación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: El Caso de los Países Nórdicos*. Lahti, Finlandia: Lahti University of Technology LUT.

Villagrán Fante, J. (2007). *Metodología para la Rehabilitación y Repotenciación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*. Quito.