

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“ESTUDIO Y DISEÑO A NIVEL DE PERFIL DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA EN EL RÍO BLANCO, DISTRITO DE SAN
GABÁN, PROVINCIA DE CARABAYA, DEPARTAMENTO DE
PUNO”**

TESIS

PRESENTADO POR:

JOSEPH CRISTIAN MAMANI MÁLAGA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2017

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“ESTUDIO Y DISEÑO A NIVEL DE PERFIL DE UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA EN EL RÍO BLANCO, DISTRITO DE SAN GABÁN,
PROVINCIA DE CARABAYA, DEPARTAMENTO DE PUNO”

TESIS PRESENTADA POR:

JOSEPH CRISTIAN MAMANI MÁLAGA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:



PRESIDENTE:


M.Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

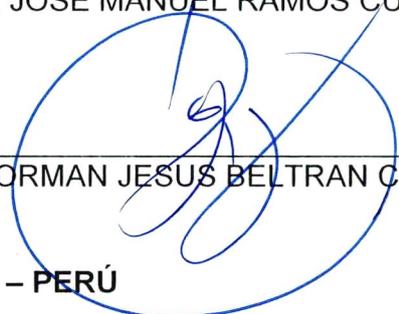
PRIMER MIEMBRO:


M.Sc. ANGEL MARIO HURTADO CHAVEZ

SEGUNDO MIEMBRO:


M.Sc. JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA

DIRECTOR / ASESOR:


Dr. NORMAN JESUS BELTRAN CASTAÑON

PUNO – PERÚ

2017

ÁREA: Energías renovables

TEMA: Energía hidráulica

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Andrés y Gabriela, y familia en general por su incondicional y desmedido apoyo.

A mis amigos y seres queridos por los actos y palabras de aliento, por hacer de esta una etapa inolvidable.

A los cálidos distritos de Ollachea y San Gabán, y toda su gente progresista.

AGRADECIMIENTO

A Dios todo poderoso, quien vela siempre por mi bienestar, brindándome la tranquilidad y ayuda en todo momento.

A mi madre Gabriela, por el infinito amor materno e incesante preocupación por mi bienestar.

A mi padre Andrés, por mostrarme que el amor paterno es incondicional y desmesurado, anteponiendo mi bienestar sobre el suyo a fin de permitirme ser su orgullo de vida.

A mis hermanos Miguel, Yimner, Roy y Arnold, por el acompañamiento y aliento en momentos de debilidad.

A la familia Málaga Ramos, a mi tía Yaneth, por los mensajes de ánimo y siempre estar pendiente de mi bienestar, a mi tío Juan por las oportunidades laborales y apoyo desinteresado.

A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por haber posibilitado mi formación académica y hacer de mí un profesional eficiente y competente.

Y al Ing. Victor Sotelo de la empresa San Gabán S.A., por las enseñanzas impartidas y apoyo desinteresado en la elaboración de este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	15
ABSTRACT.....	16

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN	17
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	18
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	18
1.2.1. PROBLEMA GENERAL	18
1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS	18
1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	18
1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	19
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	19
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA.....	20
2.1. SUSTENTO TEÓRICO.....	20
2.1.1. ENERGIA HIDRÁULICA	20
2.1.2. CLASIFICACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	20
2.1.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PCH.....	21
2.1.4. ESTUDIOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO	22
2.1.5. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO	22
2.1.6. ESTUDIO HIDROLÓGICO.....	25
2.1.7. ESTUDIO CARTOGRÁFICO Y TOPOGRÁFICO.....	42
2.1.8. ESTUDIO GEOLÓGICOS Y GEOMORFOLÓGICOS.....	44
2.1.9. CONCEPTOS PARA EL DISEÑO HIDRÁULICO	45
2.1.10. OBRAS DE CAPTACIÓN	49
2.1.11. OBRAS DE CONDUCCIÓN	55
2.1.12. CONCEPTOS PARA EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO	61
2.1.13. EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	63
2.1.14. CONCEPTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	74
2.2. HIPOTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	80
2.2.1. HIPÓTESIS GENERAL	80
2.2.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS	80

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS	81
----------------------------	----

3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	81
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN	81
3.3. TÉCNICAS PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN	81
3.4. ASPECTOS GENERALES	83
3.4.1. UBICACIÓN	83
3.4.2. ACCESOS AL ÁREA DEL PROYECTO.....	84
3.5. BALANCE OFERTA – DEMANDA.....	84
3.5.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DEL SEIN.....	84
3.5.2. PROYECCIÓN DE LA OFERTA A NIVEL DEL SEIN.....	87
3.5.3. BALANCE OFERTA – DEMANDA.....	89
3.6. CARTOGRAFÍA	90
3.6.1. TRABAJOS EN GABINETE	90
3.6.2. RECOPIACIÓN Y EVALUACIÓN DE INFORMACIÓN EXISTENTE	90
3.6.3. INFORMACIÓN OBTENIDA POR IMÁGENES SATELITALES.....	91
3.6.4. INFORMACIÓN OBTENIDA POR CARTA DEL IGN	92
3.7. GEOLOGÍA.....	93
3.7.1. UBICACIÓN SEGÚN CARTA GEOLÓGICA	93
3.7.2. ZONA GEOGRÁFICA.....	93
3.7.3. CUENCA HIDROGRÁFICA	94
3.7.4. GEOMORFOLOGÍA.....	95
3.7.5. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.....	95
3.7.6. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	97
3.8. ESTUDIO HIDROLÓGICO.....	97
3.8.1. DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA.....	97
3.8.2. DESCRIPCIÓN HIDROGRÁFICA DE LA CUENCA	98
3.8.3. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS GEOMORFOLÓGICOS	98
3.8.4. ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN METEOROLÓGICA.....	99
3.8.5. OFERTA HÍDRICA	107

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	115
4.1. ESQUEMA DEL PROYECTO.....	115
4.1.1. DISEÑO HIDRÁULICO	117
4.1.2. DISEÑO ELECTROMECAÁNICO.....	128
4.2. PRESUPUESTO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	131
4.2.1. MONTO DE INVERSIÓN	131
4.2.2. BENEFICIOS ECONÓMICOS	132
4.2.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA	134



CONCLUSIONES	136
RECOMENDACIONES	137
REFERENCIAS	138
ANEXOS	142

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema Típico de una Central Hidroeléctrica	21
Figura 2: Evolución de la Máxima Demanda 2005 - 2015	23
Figura 3: Evolución de la Máxima Oferta 2005 - 2015	24
Figura 4: Ciclo Hidrológico	26
Figura 5: Componentes de una Cuenca Hidrológica.....	27
Figura 6: Componentes de la Precipitación Total	27
Figura 7: Balance Hidrológico	28
Figura 8: Desviación Estándar	31
Figura 9: Curva de Descarga.....	38
Figura 10: Medición de Caudal con Correntómetro.....	40
Figura 11: Elaboración del Perfil Topográfico	42
Figura 12: Perfil del Flujo en Turbinas de Reacción	63
Figura 13: Perfil del Flujo en Turbinas de Acción.....	64
Figura 14: Perfil del Flujo en Turbinas Axiales	64
Figura 15: Perfil del Flujo en Turbinas Radiales	64
Figura 16: Perfil del Flujo en Turbinas Tangenciales	65
Figura 17: Selección de Turbina por Potencia y Altura Neta.....	67
Figura 18: Límites de Velocidad Específica en función de la carga	69
Figura 19: Dimensiones del Distribuidor de la Turbina Pelton	70
Figura 20: Ubicación del Proyecto.....	83
Figura 21: Balance Oferta – Demanda, Periodo 2017 – 2051.....	90
Figura 22: Ubicación del Inicio del Tramo de Estudio	91
Figura 23: Ubicación del Final del Tramo de Estudio	92
Figura 24: Ubicación Geológica del Área del Proyecto.....	94
Figura 25: Litoestratigrafía de la Zona del Proyecto.....	96
Figura 26: Curva Hipsográfica de la Zona del Proyecto	99
Figura 27: Curva de la Temperatura en Función de la Altitud.....	100
Figura 28: Humedad Relativa Mensual de las Estaciones de Registro	101
Figura 29: Variación de la Evaporación con Respecto a la Altura	102
Figura 30: Distribución Mensual de la Evaporación en la Zona del Proyecto.....	104
Figura 31: Curva de Precipitación Media Anual en Función de la Altura	105
Figura 32: Curva de Precipitación Media Mensual en Función de la Altura	105
Figura 33: Distribución Mensual de la Precipitación en la Zona del Proyecto	106
Figura 34: Distribución Mensual de Escorrentía en el Punto de Captación.....	107
Figura 35: Distribución Mensual de Caudales en las Estaciones de Registro.....	109
Figura 36: Distribución Mensual de Caudales en el Río Blanco	109

Figura 37: Histórico de Caudales Generados en el Río Blanco	113
Figura 38: Bocatoma y Casa de Máquinas del Proyecto.....	115
Figura 39: Esquema del Proyecto	116
Figura 40: Curvas de Nivel de la Zona del Proyecto	116
Figura 41: Vista de Perfil del Esquema del Proyecto.....	117
Figura 42: Crecimiento del Índice de Precios al Productor	133

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de Centrales por su Potencia Instalada.....	20
Tabla 2: Evolución de la Demanda Global del SEIN.....	22
Tabla 3: Crecimiento de la Demanda por Zona	23
Tabla 4: Crecimiento de la Demanda Según la DGE-MEM.....	24
Tabla 5: Métodos de Medición de Altura Geodésica.....	44
Tabla 6: Parámetros Para el Diseño de la Presa Derivadora	49
Tabla 7: Constantes Para el Diseño del Azud	50
Tabla 8: Parámetros Para el Diseño de la Bocatoma	51
Tabla 9: Parámetros Para el Diseño del Desarenador	54
Tabla 10: Constantes Para el Diseño del Desarenador.....	54
Tabla 11: Parámetros Para el Diseño de la Cámara de Carga.....	56
Tabla 12: Parámetros Para el Diseño del Túnel de Aducción.....	57
Tabla 13: Parámetros Para el Diseño de la Tubería de Presión	58
Tabla 14: Parámetros Para el Diseño de la Chimenea de Equilibrio.....	60
Tabla 15: Selección del Tipo de Turbina por el Salto Neto	66
Tabla 16: Selección del Tipo de Turbina por la Velocidad Específica	66
Tabla 17: Eficiencia por Tipo de Turbina.....	67
Tabla 18: Parámetros Para el Diseño de la Turbina Pelton.....	68
Tabla 19: Parámetros Para la Selección del Generador	73
Tabla 20: Técnicas e Instrumentos Empleados Para la Recolección de Información.....	82
Tabla 21: Medios de Acceso a la Zona del Proyecto	84
Tabla 22: Demanda SEIN, Periodo 2005 - 2016.....	85
Tabla 23: Proyección Pesimista de la Demanda del SEIN, Periodo 2017 – 2051	85
Tabla 24: Proyección Conservadora de la Demanda del SEIN, Periodo 2017 – 2051	86
Tabla 25: Proyección Optimista de la Demanda del SEIN, Periodo 2017 – 2051	86
Tabla 26: Programa de Obras de Generación, Periodo 2017 - 2020.....	87
Tabla 27: Crecimiento de la Oferta Eléctrica, Periodo 2005 - 2016	88
Tabla 28: Crecimiento de la Oferta Eléctrica, Periodo 2017 – 2051	89
Tabla 29: Balance Oferta – Demanda, Periodo 2017 – 2051.....	89
Tabla 30: Temperatura de las Estaciones de Registro.....	100
Tabla 31: Humedad Relativa Mensual de las Estaciones de Registro	101
Tabla 32: Evaporación Anual en las Estaciones de Registro	102
Tabla 33: Evaporación en la Zona del Proyecto	103
Tabla 34: Distribución Mensual de la Evaporación en la Estación Ollachea	103
Tabla 35: Distribución Mensual de la Evaporación en la Zona del Proyecto	103

Tabla 36: Precipitación Medio Anual en las Estaciones de Registro	104
Tabla 37: Distribución Mensual de la Precipitación en la Zona del Proyecto	106
Tabla 38: Distribución Mensual de Escorrentía en el Punto de Captación	106
Tabla 39: Caudal Promedio Octubre de las Estaciones de Registro	108
Tabla 40: Distribución Mensual de Caudales en las Estaciones de Registro	108
Tabla 41: Distribución Mensual de Caudales en el Río Blanco.....	110
Tabla 42: Datos Históricos de Caudales Generados en el Río Blanco.....	110
Tabla 43: Caudales Máximos Estimados en el Río Blanco	114
Tabla 44: Coordenadas Geográficas de la Bocatoma y Casa de Máquinas	115
Tabla 45: Cotas de Ingreso y Salida del Agua	127
Tabla 46: Pérdidas de Carga Primarias y Secundarias.....	127
Tabla 47: Persistencia del Caudal en el Río Blanco.....	127
Tabla 48: Presupuesto del Proyecto	131
Tabla 49: Beneficios del Proyecto	132
Tabla 50: Ingresos en miles de USD Percibidos por la CH Yuraq	133
Tabla 51: Flujo Económico del Proyecto.....	134
Tabla 52: Indicadores Económicos del Proyectos.....	135

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A: PARÁMETROS GEOMORFOLÓGICOS DE LA CUENCA.....	143
ANEXO B.1: TEMPERATURA (°C) - MACUSANI.....	144
ANEXO B.2: TEMPERATURA (°C) - CORANI.....	145
ANEXO B.3: TEMPERATURA (°C) - OLLACHEA.....	146
ANEXO B.4: TEMPERATURA (°C) - TABINAPAMPA.....	147
ANEXO B.5: TEMPERATURA (°C) - SAN GABÁN.....	148
ANEXO C: HUMEDAD RELATIVA MENSUAL (%).....	149
ANEXO D: EVAPORACIÓN TOTAL MENSUAL (mm).....	150
ANEXO E.1: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - MACUSANI.....	151
ANEXO E.2: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CRUCERO.....	152
ANEXO E.3: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CORANI.....	153
ANEXO E.4: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CUYO CUYO.....	154
ANEXO E.5: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - OLLACHEA.....	155
ANEXO E.6: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - TABINAPAMPA.....	156
ANEXO E.7: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - SAN GABÁN.....	157
ANEXO F.1: CAUDAL MENSUAL (m ³ /s) - CORANI.....	158
ANEXO F.2: CAUDAL MENSUAL (m ³ /s) - OLLACHEA.....	159
ANEXO F.3: CAUDAL MENSUAL (m ³ /s) - CAMATANI.....	160
ANEXO G: CAUDAL MENSUAL (m ³ /S) - RÍO BLANCO (m ³ /s).....	161
ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO/OLLACHEA..	162
ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO/CORANI.....	163
ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO/CAMATANI..	164
ANEXO I: PRESUPUESTO CON COSTOS PARAMÉTRICOS.....	165
ANEXO J: PRESUPUESTO DESAGREGADO.....	166
ANEXO K: SUPUESTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	169
ANEXO L: BENEFICIOS GENERADOS POR LA CH YURAQ.....	170
ANEXO M: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	171
ANEXO N: PLANOS.....	172

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO	SIGNIFICADO
RER	Recursos Energéticos Renovables
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
GPS	Sistema de Posicionamiento Global
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
IPP	Índice de Precios al Productor
IGV	Impuesto General a las Ventas
IR	Impuesto a la Renta
USD	Dólar de Estados Unidos
INSTITUCIONES	
INEA	Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
ESHA	European Small Hydropower Association
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
MINEM	Ministerio de Energía y Minas del Perú
DGE	Dirección General de Electricidad
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú
IGN	Instituto Geográfico Nacional
INGEMMET	Instituto Geológico, Minero y Metalúrgico
SAN GABÁN S.A.	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.
INGENIERÍA	
m.s.n.m.	Altitud en metros sobre el nivel del mar

m ³ /s	Flujo de un metro cúbico de agua en una unidad de segundo
MW	Equivalente a 1000 Watts, unidad de medida de potencia
MW-h	Equivalente a 1000 Watts hora, unidad de medida de energía
MVA	Mega Volt Amper, unidad de medida de potencia total
CH	Central Hidroeléctrica
MCH	Mini Central Hidroeléctrica

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla la idea de instalar una central hidroeléctrica en la sub cuenca del río Blanco, ubicada en la zona baja de la cuenca San Gabán. El estudio es a nivel de perfil, por lo que su desarrollo es en su mayoría, en base a datos de fuente secundaria. En el mes de Julio se efectuó una primera expedición hasta la zona alta del río Blanco, a fin de reconocer la zona y evaluar preliminarmente las posibilidades de instalar una central hidroeléctrica. Siendo positivas las condiciones visualizadas y además evaluadas con imágenes satelitales, en el mes de octubre de 2016 se ejecuta una primera medición del caudal del río en el punto dispuesto para las obras de derivación y toma de agua. La travesía fue a través del cauce del río, pues no existe un acceso peatonal hasta el punto aforado. A partir de este dato, se desarrolló una correlación con los datos de la cuenca San Gabán, generando así, un histórico de caudales del río blanco y consecuentemente la persistencia del mismo. Para determinar la altura geodésica se hizo uso de un dispositivo de posicionamiento global satelital, contrastando finalmente la idoneidad de la zona para una central hidroeléctrica. Definiendo entonces un caudal de 6.7 m³/s, para una persistencia de 75%, conducidas a través a un túnel de 6,200 m. aproximadamente y una altura neta de 419.1 m para generar 19.8 MW en dos grupos generadores ubicadas en una casa de máquinas de tipo caverna. Finalmente, para la evaluación económica, se ha considerado que la central hidroeléctrica, al ser del tipo RER, efectúa su venta en el mercado de Subasta RER. Con estas consideraciones, la central hidroeléctrica garantiza la rentabilidad de la inversión pública o privada.

Palabras Clave: Central Hidroeléctrica, Balance SEIN, Potencia Instalada, Rentabilidad Económica.

ABSTRACT

The present work develops the idea of installing a hydroelectric plant in the subbasin of the Blanco river, located in the lower area of the San Gabán basin. The study is a profile level, so its development is mostly based on secondary source data. In July, a first expedition was carried out to the upper zone of the Blanco River, an area to recognize the area and evaluate the possibilities of installing a hydroelectric plant. Since the conditions displayed and other evaluations with satellite images are positive, in October 2016, a first measurement of the flow of the river is executed at the point set for the works of diversion and water intake. The crossing was through the channel of the river, because there is no pedestrian access until the mentioned point. From this data, a correlation with the data of the San Gabán basin has been developed, generating, thus, a historical of flows of the white river and consequently the persistence of the same one. To determine the geodetic height, a global satellite positioning device was used, finally contrasting the suitability of the area for a hydroelectric power station. Then defining a flow rate of $6.7 \text{ m}^3 / \text{s}$, for a persistence of 75%, driven through a tunnel of 6,200 m. Approximately and a height of 419.1 m to generate 19.8 MW in two generator sets located in a cave-type machine shop. Finally, for the economic evaluation, it has been considered that the hydroelectric plant, being of the RER type, makes its sale in the RER Auction market. With these considerations, the hydroelectric power station guarantees the profitability of public or private investment.

Key Words: Hydroelectric Power, Balance SEIN, Installed Power, Economic Profitability.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En el Perú el crecimiento económico y social es directamente proporcional al crecimiento del sector eléctrico, por lo que es de interés la sostenibilidad de este último. Es por ello que, en los últimos años, ha tomado impulso la inversión en el aprovechamiento de recursos renovables, dado que esta fuente garantiza el crecimiento para el futuro, además de conservar el medio ambiente.

La cuenca del río San Gabán fue objeto de diversos estudios de aprovechamiento hídrico desde la década de los 90, en ese entonces se elaboraron los estudios de los proyectos CH San Gabán I y II, siendo ejecutado el segundo por presentar mejores indicadores económicos. A su vez se previó un tercer aprovechamiento, CH San Gabán III, inmediatamente después del ahora operativo CH San Gabán II, sus estudios fueron culminados en el 2013 por la consultora S & Z Consultores Asociados. En el 2016 el proyecto fue adjudicado al Consorcio Hydro Global Perú S.A.C. quienes elaboraron el estudio definitivo proyectando a la central en 205 MW de potencia instalada.

La presente tesis evalúa la instalación de una central hidroeléctrica (en adelante CH Yuraq) en el río Blanco, que es afluente del río San Gabán. Su ubicación es muy próxima a las instalaciones de la futura CH San Gabán III.

Para el estudio y diseño de la CH Yuraq se determina, primeramente, la brecha oferta – demanda del SEIN para un periodo operativo de 30 años, misma que evidenciará la importancia de este proyecto. Luego se efectúa un estudio hidrológico, topográfico y geológico, para luego proceder con el diseño de las obras civiles e hidromecánicas, y de la misma forma el equipamiento electromecánico.

Finalmente, para la evaluación de rentabilidad de la tesis como proyecto de inversión, se ha desarrollado un comparativo de venta de energía al mercado regulado, libre, spot y subasta RER, considerando este último como la más atractiva, ya que la energía generada será entregada y vendida en su totalidad al SEIN a un precio constante y actualizable según el crecimiento económico nacional.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la coyuntura actual, el Perú afronta un superávit en producción de energía, sin embargo, dado que el crecimiento económico es acelerado, por ende y de manera proporcional, también la demanda energética, se hace necesario el desarrollo de proyectos que garanticen la continuidad del crecimiento económico, sostenibles en el tiempo y respetuosos con el medio ambiente. Se han venido manejando políticas que impulsan la construcción de centrales que aprovechen las fuentes renovables y el gas natural. Este último, que ha sido muy promocionado, se estima que se agotará entre unos 20 – 30 años según informes oficiales.

Bajo este contexto, queda evidenciada la necesidad de migrar al uso de fuentes energéticas renovables, que además de generar poco impacto en el medio ambiente, ofrecen mayores beneficios económicos por las políticas manejadas en el sector eléctrico.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

¿En qué medida la instalación de la Central Hidroeléctrica Yuraq cubre la demanda energética del SEIN?

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a. ¿En qué proporción crece la brecha oferta - demanda del SEIN en el horizonte operativo del proyecto?
- b. ¿En qué medida el estudio de los parámetros hidrológicos y geográficos de la cuenca del río blanco permitirán definir los parámetros de diseño de la Central Hidroeléctrica Yuraq?
- c. ¿En qué medida el análisis de los parámetros de diseño permitirá determinar los parámetros operativos y dimensionamiento de la Central Hidroeléctrica Yuraq?
- d. ¿En qué medida los beneficios económicos del proyecto garantizan la rentabilidad de la inversión de fuente pública o privada?

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

El desarrollo de la sociedad viene concatenado con el desarrollo del sector eléctrico, y su inexorable crecimiento crea la necesidad del aprovechamiento de los recursos naturales

disponibles y su transformación en electricidad. Este crecimiento viene enmarcado a su vez en la sostenibilidad y preservación del medio ambiente.

Sin embargo, en los últimos años, las centrales termoeléctricas han tomado protagonismos por su bajo costo de instalación y corto periodo de recuperación de la inversión (PRI), aunado a ello, la disponibilidad del gas natural, proveniente de las reservas de Camisea, coadyuva al crecimiento de la participación termoeléctrica en la matriz energética nacional. Pero el ineludible agotamiento de este recurso pone en riesgo la sostenibilidad del crecimiento.

Los proyectos de centrales hidroeléctricas menores a 20 MW pese a ser de elevado costo y largo periodo de recuperación de inversión, son más rentables frente a las termoeléctricas, esto debido al prolongado periodo operativo (mayores a 30 años) y los beneficios citados en el párrafo anterior.

1.4. OBJETIVOS DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Determinar el incremento de potencia y energía en el SEIN con la instalación de la Central Hidroeléctrica Yuraq.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Evaluar el incremento de la brecha oferta-demanda del SEIN para el horizonte operativo del proyecto
- b. Evaluar los parámetros de diseño de la Central Hidroeléctrica Yuraq mediante el estudio hidrológico y geográfico de la cuenca del río Blanco
- c. Determinar los parámetros operativos y el dimensionamiento de la Central Hidroeléctrica Yuraq a través del análisis de los parámetros de diseño.
- d. Determinar la rentabilidad de la inversión a través de los beneficios económicos del proyecto

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. SUSTENTO TEÓRICO

2.1.1. ENERGIA HIDRÁULICA

La energía hidráulica corresponde a un proceso de conversión de energía gravitacional, originada a partir del flujo másico del agua a través de la tubería de presión. Es decir, la energía hidráulica suministrada a la turbina equivale al peso de agua m que se desplaza en el tramo, comprendido entre la sección de entrada y la salida de la tubería de presión. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.2. CLASIFICACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La clasificación de aprovechamientos hidroenergéticos según su capacidad instalada es:

Tabla 1: Clasificación de Centrales por su Potencia Instalada

TIPO	POTENCIA INSTALADA (KW)
Pico Centrales	0.5 – 5
Micro Centrales	5 – 50
Mini Centrales	50 – 500
Pequeñas Centrales	500 – 10 000
Grandes Centrales	> 10 000

Fuente: (Ortiz Flores, 2011)

Además, de conformidad con el Artículo 3 del decreto legislativo N° 1002, se clasifican como Centrales de fuente RER a aquellas centrales de fuente hidráulica, cuya capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW. (Congreso de la República, 2008)

De acuerdo al esquema de aprovechamiento, pueden clasificarse en:

- a. Centrales hidroeléctricas de pasada
- b. Centrales hidroeléctricas con embalses de regulación
- c. Centrales de almacenamiento por bombeo.

Y de acuerdo con la altura del salto los aprovechamientos pueden clasificarse en:

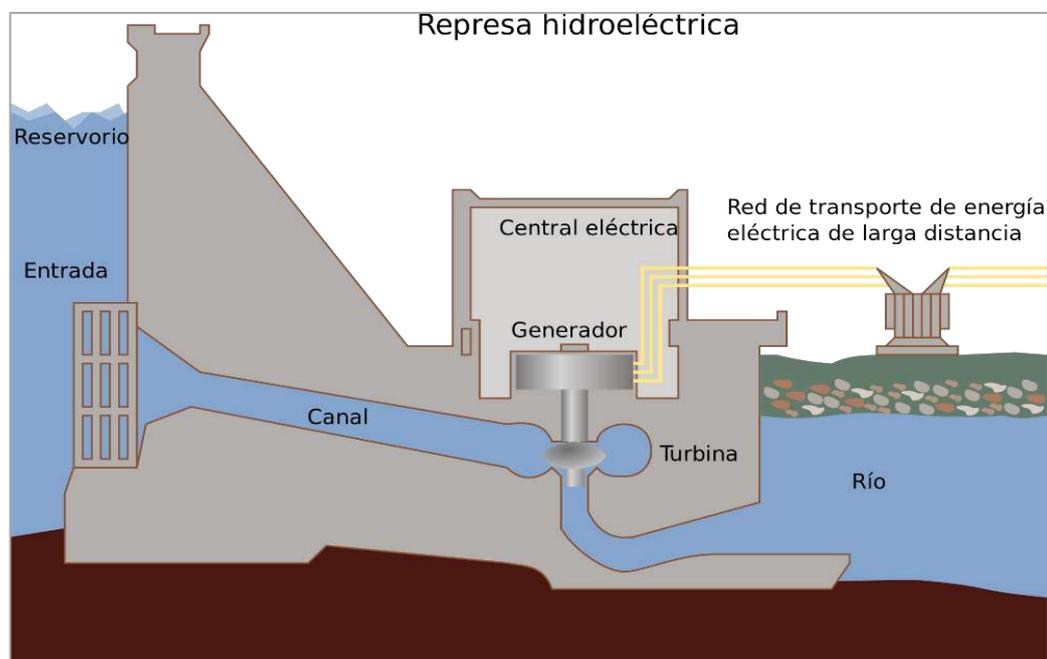
- a. De alta caída: salto de más de 150 m
- b. De media caída: salto entre 50 y 150 m
- c. De baja caída: salto entre 2 y 20 m

Estos límites son arbitrarios y solo constituyen un criterio de clasificación. (European Small Hydropower Association, 2006)

2.1.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PCH

En una instalación de generación de energía hidroeléctrica, el proceso de conversión de la energía es dinámico, la energía hidráulica es transformada en mecánica por la turbina y esta a su vez es transformada en energía eléctrica por un generador para suministrársela a la demanda a través de líneas de interconexión. Este proceso de conversión de energía se realiza manteniendo constantes dos parámetros eléctricos: voltaje y frecuencia. Esto se logra si en la instalación se tiene un regulador de tensión y un regulador de velocidad trabajando en perfecta armonía, ya que cualquier cambio en la demanda de energía afecta estos dos parámetros. (Ortiz Flores, 2011)

Figura 1: Esquema Típico de una Central Hidroeléctrica



Fuente: (Wikimedia, 2008)

2.1.4. ESTUDIOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO

Para proyectar una central hidroeléctrica óptima y viable, previamente se deben desarrollar estudios que garanticen la sostenibilidad operativa y económica en el horizonte evaluado. Es así que el dimensionamiento de la central parte del conocimiento de la disponibilidad hídrica, la topografía y geología de cuenca, y que, a su vez, compatibilice con la brecha oferta y demanda del mercado eléctrico. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.5. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Su importancia radica en la confiabilidad del proyecto para el inversionista, es decir, que el proyecto reditúa la inversión justificada en la garantía de que la energía producida será vendida en un mercado energético creciente.

2.1.5.1. CRECIMIENTO DEL SEIN – DIAGNÓSTICO COES

La expansión del sistema, como Proceso Básico del Diagnóstico de condiciones operativas del SEIN, comprende la proyección de la demanda y el plan de obras de generación. La proyección de la demanda del SEIN, está conformada por dos componentes: la proyección de la demanda vegetativa y la proyección de la demanda de grandes proyectos. El programa de obras de generación está conformado por proyectos de generación con mayor certidumbre de ingreso en operación. (COES, 2017)

Tabla 2: Evolución de la Demanda Global del SEIN

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2017	51 731	5.8%	6 950	4.7%
2018	55 778	7.8%	7 432	6.9%
2019	59 964	7.5%	7 930	6.7%
2020	64 632	7.8%	8 515	7.4%
PROMEDIO		7.2%		6.4%

Fuente: (COES, 2017)

Tabla 3: Crecimiento de la Demanda por Zona

TIPO	2017 MW	2018 MW	2019 MW	2020 MW	TOTAL MW	TOTAL %
Norte	71	58	58	131	318	18%
Centro	160	305	203	0	668	37%
Sur	0	204	60	540	804	45%
SEIN	231	567	321	671	1790	100%

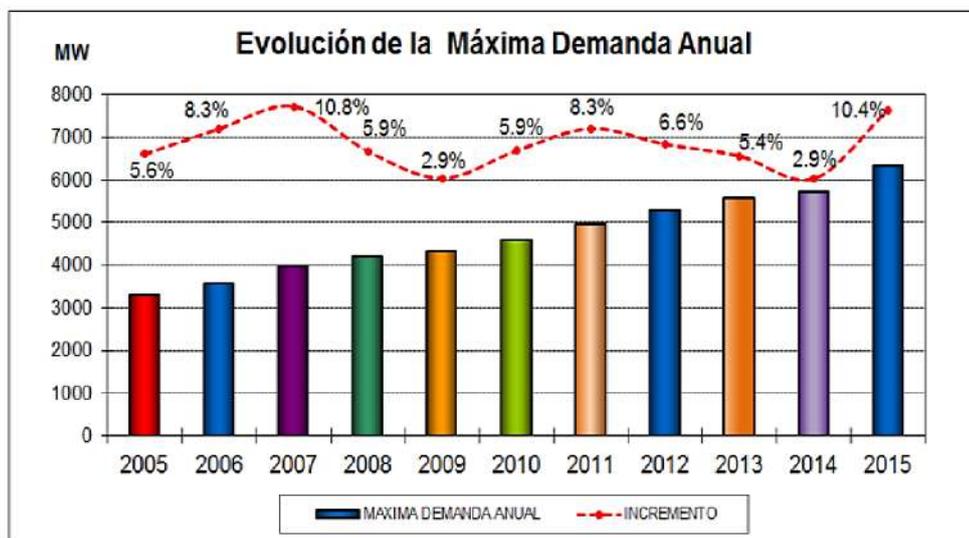
Fuente: (COES, 2017)

2.1.5.2. CRECIMIENTO DEL SEIN – DIAGNÓSTICO OSINERGMIN

La proyección de la demanda es en base a la proyección realizada para la Fijación Tarifaria, y según las perspectivas del PBI. Para los próximos años Se espera un crecimiento de la demanda en un promedio de 6.5 %.

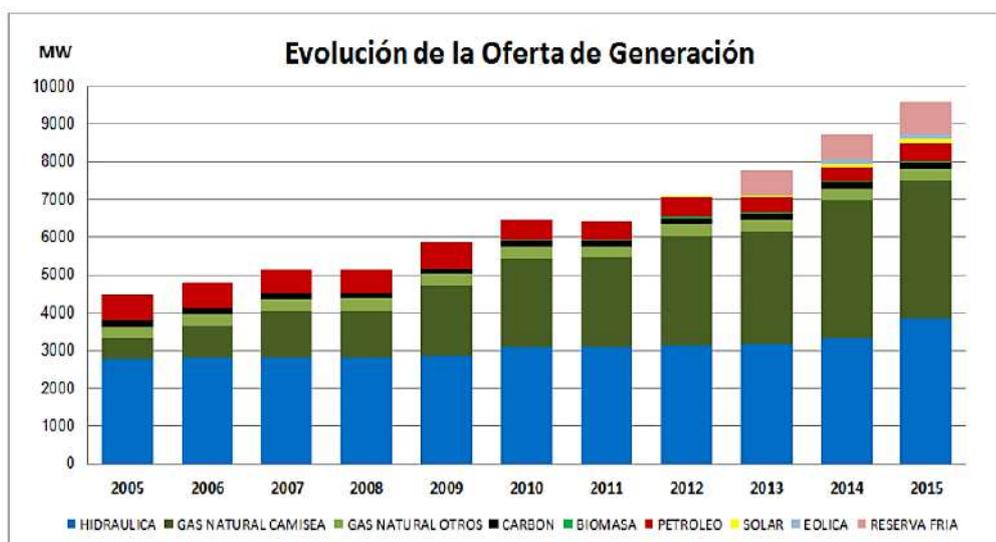
La proyección de la oferta es en base a la información para la Fijación Tarifaria. Para los próximos años, se espera un crecimiento de la oferta de generación en un promedio de 10.7 %. (Obando, 2016)

Figura 2: Evolución de la Máxima Demanda 2005 - 2015



Fuente: (Obando, 2016)

Figura 3: Evolución de la Máxima Oferta 2005 - 2015



Fuente: (Obando, 2016)

2.1.5.3. CRECIMIENTO DEL SEIN – DIAGNÓSTICO MINEM

El margen de reserva se calcula para el periodo de máxima demanda (diciembre), comparando la potencia efectiva, con la máxima demanda del SEIN. Para el caso particular de estiaje se considera la máxima demanda de agosto.

A partir del año 2013 los márgenes de reserva oscilan en el orden del 30% hasta el año 2017, valores que pueden considerarse adecuados para la operación del SEIN. Asimismo, en estiaje los márgenes de reserva se encuentran alrededor del 20% hasta el año 2017. (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2013)

Tabla 4: Crecimiento de la Demanda Según la DGE-MEM

AÑO	POTENCIA	
	MW	%
2012	5291	6.6%
2013	5698	7.7%
2014	6267	10.0%
2015	6875	9.7%
2016	7526	9.5%
2017	7993	6.2%
PROMEDIO		8.8%

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2013)

2.1.6. ESTUDIO HIDROLÓGICO

Un aprovechamiento hidráulico necesita, para generar electricidad, un determinado caudal y un cierto desnivel. Para aprovechar óptimamente el recurso hidroenergético en las zonas aisladas se requiere de información hidrológica de la región en estudio, que por lo general es escasa. De todas formas, el estudio hidrológico para estos casos se puede simplificar sin tener un elevado margen de error. (Ortiz Flores, 2011)

En un estudio hidrológico general pueden presentarse tres casos:

- a. Que existan series de información de caudales, precipitación, temperatura, etc.
- b. Que no exista información hidrológica para los puntos estudiados, en este caso se pueden extrapolar información de cuencas vecinas y afines hidrológicamente.
- c. Que no existan series de caudales. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

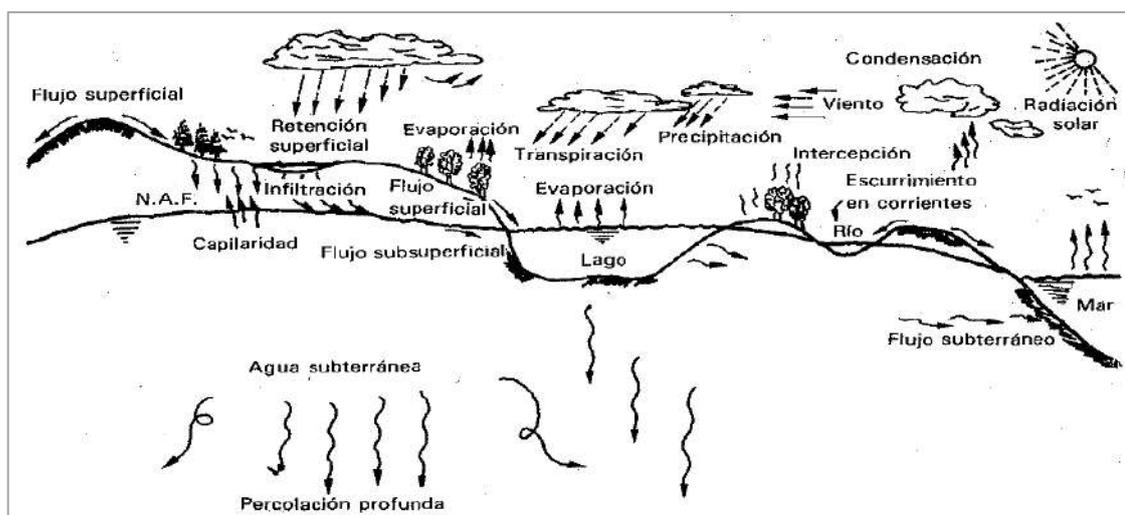
2.1.6.1. CONCEPTOS PARA EL ESTUDIO HIDROLÓGICO

2.1.6.1.1. CICLO HIDROLÓGICO

Como todo ciclo, el hidrológico no tiene ni principio ni fin; y su descripción puede comenzar en cualquier punto. El agua que se encuentra sobre la superficie terrestre o muy cerca de ella se evapora bajo el efecto de la radiación solar y el viento. El vapor de agua, que así se forma, se eleva y se transporta por la atmósfera en forma de nubes hasta que se condensa y cae hacia la tierra en forma de precipitación.

Durante su trayecto hacia la superficie de la tierra, el agua precipitada puede volver a evaporarse o ser interceptada por las plantas o las construcciones, luego fluye por la superficie hasta las corrientes o se infiltra. El agua interceptada y una parte de la infiltrada y de la que corre por la superficie se evapora nuevamente. De la precipitación que llega a las corrientes, una parte se infiltra y otra llega hasta los océanos y otros grandes cuerpos de agua, como presas y lagos.

Del agua infiltrada, una parte es absorbida por las plantas y posteriormente es transpirada, casi en su totalidad, hacia la atmósfera y otra parte fluye bajo la superficie de la tierra hacia las corrientes, el mar u otros cuerpos de agua, o bien hacia zonas profundas del suelo (percolación) para ser almacenada como agua subterránea y después aflorar en manantiales, ríos o el mar. (Aparicio Mijares, 1992)

Figura 4: Ciclo Hidrológico

Fuente: (Aparicio Mijares, 1992)

2.1.6.1.2. CUENCA HIDROLÓGICA

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.

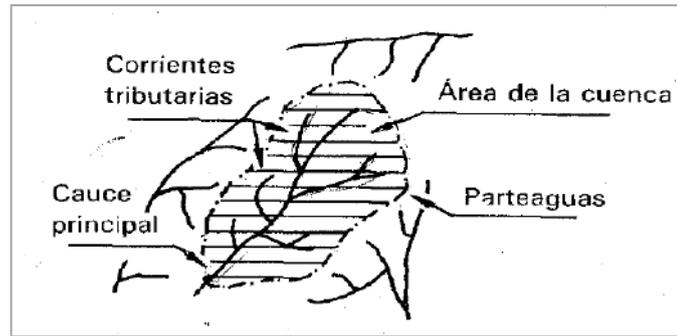
A continuación, se describen las características de la cuenca y los cauces de mayor importancia por sus efectos en la relación precipitación-escorrimento.

El parteaguas es una línea imaginaria formada por los puntos de mayor nivel topográfico y que separa la cuenca de las cuencas vecinas.

El área de la cuenca se define como la superficie, en proyección horizontal, delimitada por el parteaguas.

La corriente principal de una cuenca es la corriente que pasa por la salida de la misma. Nótese que esta definición se aplica solamente a las cuencas exorreicas. Las demás corrientes de una cuenca de este tipo se denominan corrientes tributarias. Todo punto de cualquier corriente tiene una cuenca de aportación, toda cuenca tiene una y sólo una corriente principal. Las cuencas correspondientes a las corrientes tributarias o a los puntos de salida se llaman cuencas tributarias o subcuencas.

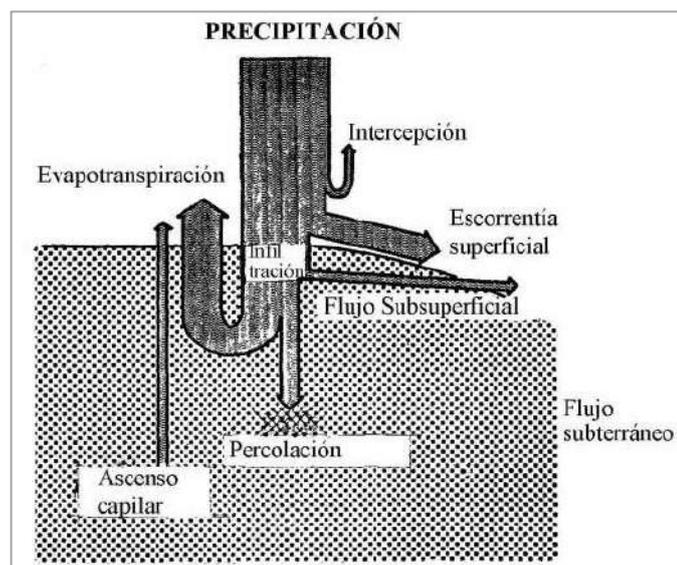
Entre más corrientes tributarias tenga una cuenca, es decir, entre mayor sea el grado de bifurcación de su sistema de drenaje, más rápida será su respuesta a la precipitación. (Aparicio Mijares, 1992)

Figura 5: Componentes de una Cuenca Hidrológica

Fuente: (Aparicio Mijares, 1992)

2.1.6.1.3. ESCORRENTÍA

Usualmente cuando la tasa de la precipitación o de la fusión nivel excede la tasa de infiltración superficial, el exceso de agua comienza a acumularse temporalmente en pequeñas depresiones de la superficie del suelo o simplemente escurre convirtiéndose en escorrentía superficial. El total de la precipitación puede considerarse constituida de dos componentes: una de “exceso de lluvia” o “precipitación efectiva” y otra de “pérdidas”. La primera es la que contribuye directamente a formar la escorrentía superficial, mientras que la segunda, es la precipitación remanente como evaporación, evapotranspiración, intercepción por vegetación o por el suelo e infiltración que en un principio no aporta a la escorrentía superficial. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

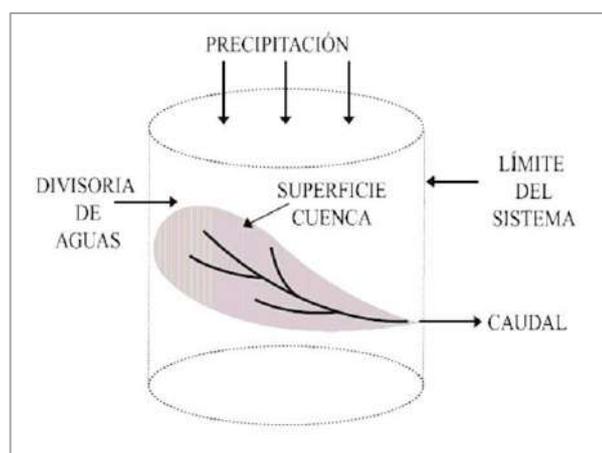
Figura 6: Componentes de la Precipitación Total

Fuente: (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

2.1.6.1.4. BALANCE HIDROLÓGICO

El Balance Hidrológico relaciona las variables que intervienen en el ciclo hidrológico: precipitación, evapotranspiración, escurrimiento superficial, almacenamiento superficial y subterráneo y flujo de agua subterránea. Se aplica cuando se realiza una distribución de los recursos hidráulicos a nivel global, o en cuencas particulares. Es imprescindible en los estudios de regulación de embalses y en los proyectos de suministro de agua para acueducto, riego y generación hidroeléctrica. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

Figura 7: Balance Hidrológico



Fuente: (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

A la hora de establecer el balance se examinan las entradas y las salidas en el sistema analizado, es decir, se aplica la Ecuación de Continuidad sobre un volumen de control delimitado por una superficie de referencia a través de la cual el agua se mueve desde la parte interna a la externa y viceversa, siendo un sistema abierto a flujos de masa, cantidad de movimiento y de energía. Así, el balance se reduce a la cantidad de agua que queda almacenada. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

$$\text{Entrada} - \text{Salida} = \text{Variación del almacenamiento} \quad \dots \text{(Ec. 1)}$$

2.1.6.1.5. ANÁLISIS ESTADÍSTICO

La estadística es la ciencia de la obtención y análisis de los datos de las poblaciones, mientras que la probabilidad es la teoría matemática que estudia la relación que existe en una población o muestra, entre el número de casos favorable (a un determinado suceso) y el número total de casos posibles. En hidrología fundamentalmente se trabaja con series

de tiempo definidas como un evento natural de determinada magnitud registrado a través del tiempo en forma discreta o continua. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

En forma general, la mayoría de los problemas hidrológicos se pueden agrupar en tres categorías principales de acuerdo al objetivo del proyecto:

- a. Diseño de estructuras hidráulicas, siendo necesaria la evaluación y cuantificación de los valores extremos (máximos y mínimos) del escurrimiento superficial.
- b. Satisfacción de demandas, siendo necesario evaluar y cuantificar las descargas disponibles en el punto de interés.
- c. Diseño y operación de embalses, siendo necesario evaluar y cuantificar la variación del escurrimiento superficial en todas sus características estadísticas, como valores medios, máximos y mínimos.

En cada una de las tres categorías mencionadas se presentan diferentes tipos de problemas, dependiendo la simplicidad o complejidad de la solución del tipo, cantidad y calidad de la información disponible, así como de la magnitud del proyecto. Los casos más comunes que se presenten en cada una de las tres categorías mencionadas son:

- a. Cuencas con suficiente información hidrológica. Este es el caso más optimista donde se pueden aplicar todo tipo de metodologías existentes.
- b. Cuencas con escasa información hidrológica. En este caso se pueden desarrollar modelos que relacionen las precipitaciones con las descargas, mediante el uso de la regresión simple o múltiple, lineal o no lineal.
- c. Cuencas sin información hidrológica. Este es el caso más crítico y el más común, el cual puede resolverse mediante un análisis regional. (Chereque Morán, 1989)

Calidad, Homogeneidad y Consistencia de los Datos

Los datos hidrológicos deben ser independientes, homogéneos y lo más representativos posible de la población. En la recolección de datos de lluvias en una cuenca, por ejemplo, las estaciones deberán ser localizadas en sitios estratégicos cuya cobertura total deberá representar la misma. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

Series de Tiempo

Una serie de tiempo se define, en hidrología, como la magnitud de un evento observado en forma discreta a intervalos de tiempo, promediados en ese intervalo o registrados en

forma continua en un tiempo, t, por ejemplo, caudales medios, diarios, promedio de caudales instantáneos a través de un intervalo discreto de 1 día, o caudales instantáneos registrados en forma continua durante todos los instantes de cada día. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

Medidas de Tendencia Central

- a. Promedio aritmético (μ): Es el primer momento alrededor del origen. Si la muestra es pequeña y contiene valores extremos (altos o bajos) el promedio no será un parámetro real en relación con la población.

$$\bar{x} = \mu = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \quad \dots \text{(Ec. 2)}$$

Donde: x_i es valor observado de la variable.

N es el número de observaciones.

- b. Promedio geométrico (\bar{x}_g): Se calcula con la siguiente expresión:

$$\bar{x}_g = \sqrt[n]{x_1 * x_2 * x_3 * \dots * x_n} \quad \dots \text{(Ec. 3)}$$

- c. Mediana (M): Es el valor de la variable que deja con igual probabilidad de ocurrencia (0.50) los valores abajo y arriba de ella, por lo tanto, la mediana resulta atractiva, en el caso de series que se apartan de la normal.
- d. Moda (M_o): Es el valor de la variable que ocurre con mayor frecuencia.

Los tres parámetros (la media aritmética, la mediana y la moda) son iguales para distribuciones simétricas. En la práctica hidrológica en series que se apartan de la distribución normal es común usar los logaritmos de la variable.

En hidrología se tienen frecuentemente muestras de distintos tamaños $N_1, N_2, N_3 \dots N_R$ y se necesita obtener el promedio ponderado de todas ellas. (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

$$\bar{x}_p = \frac{\sum_{i=1}^k (N_i x_i)}{\sum_{i=1}^k N_i} \quad \dots \text{(Ec. 4)}$$

Medidas de Dispersión

Las medidas de dispersión miden cómo los valores de una variable se dispersan alrededor del valor central o media aritmética de la serie.

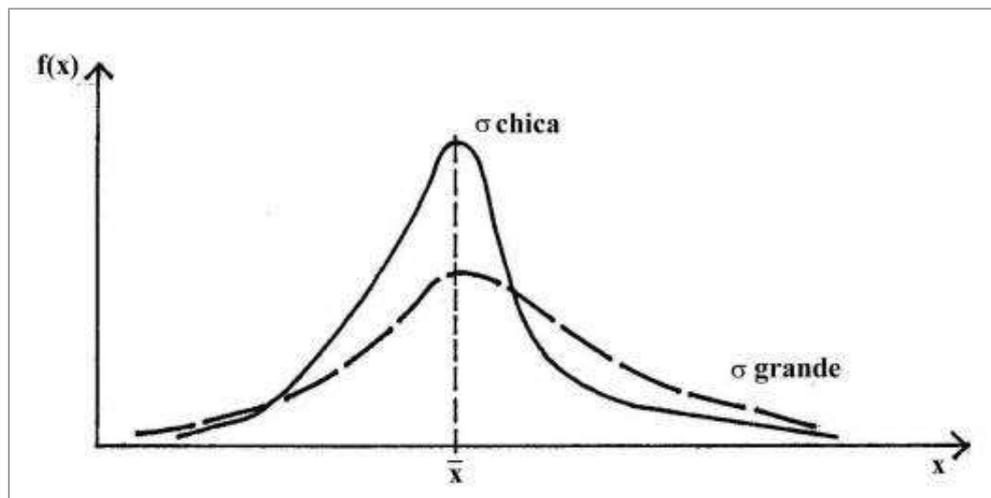
- a. Desviación media (σ_M): Es la media aritmética del valor absoluto de los errores. Se calcula con la siguiente expresión:

$$\sigma_M = \frac{\sum_{i=1}^N |x_i - \bar{x}|}{N} \quad \dots \text{(Ec. 5)}$$

- b. Desviación estándar (σ): Es el parámetro de dispersión más usado en hidrología. Es la raíz cuadrada de la varianza.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N - 1}} \quad \dots \text{(Ec. 6)}$$

Figura 8: Desviación Estándar



Fuente: (Fatorrelli & Fernandez, 2011)

- c. La varianza: es el cuadrado de la desviación estándar (σ^2) es el segundo momento alrededor de la media. Es un indicador que indica cuanto cerca de la media está el valor de la variable.

$$\sigma^2 = \frac{[\sum_{i=1}^N x_i^2] - N * \bar{x}^2}{N - 1} \quad \dots \text{(Ec. 7)}$$

- d. Covarianza. Cuando se analiza la varianza de dos (X, Y) o más variables (X, Y, Z). En el caso de dos variables, la covarianza es la media aritmética del producto de los errores de X, e Y.

$$Cv(X, Y) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}) * (y_i - \bar{y}) \quad \dots \text{(Ec. 8)}$$

- e. Coeficiente de variación: es el cociente entre la desviación standard y el promedio. Es adimensional.

$$C_v = \frac{\sigma}{\bar{x}} = \frac{\sigma}{\mu} \quad \dots \text{(Ec. 9)}$$

- f. El coeficiente de asimetría (g): Es una medida de la simetría. Es un parámetro muy usado en estudios regionales, se calcula con la expresión:

$$g = \frac{N * \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^3}{(N - 1) * (N - 2) * \sigma^3} \quad \dots \text{(Ec. 10)}$$

2.1.6.1.6. REGRESIÓN Y CORRELACIÓN

Regresión Lineal Simple

Uno de los modelos más simples y comunes en la hidrología está basado en la suposición de que dos variables se relacionan en forma lineal. En general, el objetivo de un modelo de esta naturaleza es poder estimar el valor de una variable, que se denomina variable dependiente (Y), a partir del valor de la otra, que se llama variable independiente (X).

$$Y = \alpha + \beta * X \quad \dots \text{(Ec. 11)}$$

Donde α y β son constantes que hacen que la representación sea la mejor posible.

El coeficiente de correlación varía entre - 1 y +1. Cuando su valor se acerca a -1 o a +1, se dice que hay una buena dependencia o correlación lineal entre X e Y. Cuando se aproxima o es 0, entonces dicha correlación no es aceptable. En general, un coeficiente de correlación de 0.8 o mayor es aceptable. (Aparicio Mijares, 1992)

Regresión Lineal Múltiple

Lo anterior puede extenderse a dos o más variables dependientes. Por ejemplo, para el caso de dos variables dependientes, X1 y X2, el modelo lineal adopta la forma:

$$Y = \alpha + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 \quad \dots \text{(Ec. 12)}$$

Donde α , β_1 y β_2 son los parámetros a encontrar

En este caso, es posible demostrar que las ecuaciones normales son:

$$\sum Y = \alpha n + \beta_1 \sum X_1 + \beta_2 \sum X_2 \quad \dots \text{(Ec. 13)}$$

$$\sum (X_1 Y) = \alpha \sum X_1 + \beta_1 \sum (X_1)^2 + \beta_2 \sum (X_1 X_2) \quad \dots \text{(Ec. 14)}$$

$$\sum (X_2 Y) = \alpha \sum X_2 + \beta_1 \sum (X_1 X_2) + \beta_2 \sum (X_2)^2 \quad \dots \text{(Ec. 15)}$$

Cuya solución proporciona los valores de α , β_1 y β_2 y el Coeficiente de Correlación Múltiple es:

$$R = \sqrt{1 - \frac{S_{Y|X_1, X_2}^2}{S_Y^2}} \quad \dots \text{(Ec. 16)}$$

Donde:

$$S_{Y|X_1, X_2}^2 = \frac{1}{n-3} \sum (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \quad \dots \text{(Ec. 17)}$$

$S_Y^2 =$ Varianza de Y

$\hat{Y}_i =$ Valor estimado de Y para X_{1i} y X_{2i}

Un coeficiente de correlación de 0.8 o mayor es aceptable. (Aparicio Mijares, 1992)

2.1.6.2. PARÁMETROS HIDROFISIOGRÁFICOS

Los parámetros hidrofisiográficos de una cuenca se relacionan con su comportamiento meteorológico e hidrológico.

2.1.6.2.1. PERÍMETRO (P)

El perímetro de la cuenca está definido por la longitud de la línea que define el área de cuenca a lo largo de la divisoria de aguas y que se conoce como “Divortium Aquarium”, hasta el punto de cierre correspondiente en este caso al de captación. (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.2. LONGITUD MAYOR (L)

Se denomina longitud mayor, al curso de agua de mayor extensión que tiene una cuenca determinada entre la naciente y el punto de interés. (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.3. PENDIENTE MEDIA DEL RÍO (I_c)

La pendiente media del río (I_c), está dada por el desnivel existente entre dos puntos y la distancia existente entre ellos, cuya expresión está dada por la siguiente ecuación:

$$I_c = (HM - Hm) * 100 / (1\ 000 * L) \quad \dots \text{(Ec. 18)}$$

Donde:

I_c = Pendiente media del río

L = Longitud Mayor en km

HM, H_m = Cota de la naciente y cota considerada. (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.4. DENSIDAD DE DRENAJE (D_d)

La densidad de drenaje (D_d) de la cuenca del río San Gabán está definida por la sumatoria de la longitud de todos los cauces interesados por la cuenca (L_t), dividida entre el área de la cuenca (A_c). Este factor define la longitud de los cauces por unidad de área.

$$D_d = L_t / A_c \quad \dots \text{(Ec. 19)}$$

Donde:

L_t = Sumatoria de las longitudes de los cursos que interesan la cuenca en km

A_c = Área de la cuenca, en km^2 . (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.5. ANCHO PROMEDIO (A_p)

El ancho promedio es la relación entre el área de la cuenca y la longitud mayor del curso del río o del tributario, y tiene la siguiente expresión:

$$A_p = A / L \quad \dots \text{(Ec. 20)}$$

Donde:

A_p = Ancho promedio de la cuenca en km

A = Área de la cuenca, en km^2

L = Longitud mayor del río en km. (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.6. COEFICIENTE DE COMPACIDAD (K_c)

El coeficiente de compacidad o índice de Gravelius, constituye la relación entre el perímetro de la cuenca y el perímetro de un círculo cuya área es igual al área de la cuenca en estudio:

$$K_c = 0,28 (P / \sqrt{A}) \quad \dots \text{(Ec. 21)}$$

Donde:

K_c = Coeficiente de compacidad

P = Perímetro de la cuenca en km

A = Área de la cuenca, en km²

La cuenca se aproxima a una forma circular, cuando el valor K_c se acerca a la unidad. Si K_c fuera igual a la unidad, para precipitaciones uniformes en el área, los volúmenes de avenidas serán mayores debido a la igualdad de los tiempos de concentración, T_c .

Cuanto mayor sea el valor de K_c , el tiempo de concentración será mayor, reduciéndose las posibilidades de mayores caudales. Generalmente en cuencas muy alargadas el valor de K_c , es mayor que 2. (S&Z Consultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.7. FACTOR DE FORMA (F_f)

El factor de forma se define como la relación entre el ancho promedio de la cuenca (A_p) y la longitud mayor (L). Tiene la siguiente expresión:

$$F_f = A / L^2 \quad \dots \text{(Ec. 22)}$$

Donde:

F_f = Factor de forma adimensional

A = Área de la cuenca en km²

L = Longitud del curso más largo en km

Una cuenca con factor de forma bajo, tiene menor capacidad de respuesta al incremento de los caudales en presencia de precipitaciones que una cuenca de igual área, pero con un factor de forma más alto. (S&Z Consultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.8. ALTITUD MEDIA (H_x)

La altitud media es la elevación correspondiente al 50% del área de la cuenca. Este valor se obtiene en forma gráfica usando la curva hipsométrica y entrando con el valor del 50% de área. (S&Z Consultores Asociados, 2012)

2.1.6.2.9. CURVA HIPSOMÉTRICA

Representa la superficie dominada por encima de cada cota, por lo tanto, caracteriza en cierto modo el relieve y define la elevación media de la cuenca. Para su obtención, primero se miden las áreas entre curvas de nivel con planímetro, después se halla el porcentaje de área entre dichas curvas con respecto al área total de la cuenca. Hecho esto

se grafica el porcentaje en el eje de las abscisas y la elevación en el eje de las ordenadas. (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.3. PARÁMETROS METEOROLÓGICOS

Las condiciones climáticas de la cuenca San Gabán varía en función a las cotas que van desde los 440 msnm, punto de afluencia al río Inambari, al punto más alto que corresponde al nevado Allinacpac a 5 850 msnm. (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.6.3.1. TEMPERATURA

El concepto de temperatura es tan familiar como difícil de definir sin los recursos de la termodinámica.

El calor no es más que una forma de energía susceptible de transformarse en trabajo mecánico (primer principio de la termodinámica) y la temperatura puede considerarse como un indicador del nivel de calor de un cuerpo, calor que se transmite desde los cuerpos de más temperatura a los de menos (segundo principio de la termodinámica).

Las formas de transmitirse el calor son las siguientes:

- **Conducción:** mediante la agitación de las moléculas de un cuerpo se transmite el calor a las moléculas adyacentes.
- **Convección:** el calor se redistribuye en el interior de los fluidos mediante corrientes.
- **Radiación:** la energía se transmite mediante ondas electromagnéticas, sin la necesidad de la materia.

En el suelo el calor se transmite mediante conducción. Su capacidad para coger y transmitir el calor es variable y está en función de su contenido en humedad; a mayor contenido en agua mayor será su conductividad y su capacidad calorífica.

En el agua el calor puede transmitirse por conducción y por convección (si las circulaciones no son verticales sino en flujo turbulento se dice que se transmite por turbulencia).

En el aire el calor se transmite por conducción, convección, turbulencia y radiación, aunque por ser muy mal conductor, la mayoría de los intercambios de calor se hacen por conducción y/o turbulencia. (Andrade Rodríguez & Muñoz León, 2012)

2.1.6.3.2. HUMEDAD ATMOSFÉRICA

La humedad atmosférica hace referencia a la cantidad de vapor de agua contenido en la atmósfera. Ocupa un pequeño volumen de esta (menos del 2% del total) pero es el componente más importante desde el punto de vista climático.

Con esta variable comenzamos el estudio del ciclo hidrológico caracterizado por sus tres fases: evaporación, condensación y precipitación. La entrada del vapor de agua en el aire atmosférico se realiza a través de los procesos de evaporación de aguas superficiales, del agua de los suelos y de la transpiración de las plantas. La salida se lleva a cabo a través de las precipitaciones líquidas y sólidas.

Se llama humedad absoluta a la cantidad de vapor de agua contenida en un volumen de aire (g/m^3). Por humedad relativa se entiende el cociente entre la cantidad de vapor de agua contenido en la atmósfera y la máxima que podría contener (%). (Andrade Rodríguez & Muñoz León, 2012)

2.1.6.3.3. EVAPORACIÓN

Es el fenómeno físico en el que el agua pasa de líquido a vapor desde:

- a. La superficie del suelo y la vegetación inmediatamente después de la precipitación.
- b. Desde las superficies de agua (ríos, lagos, embalses).
- c. Desde el suelo, agua infiltrada que se evapora desde la parte más superficial del suelo. Puede tratarse de agua recién infiltrada o, en áreas de descarga, de agua que se acerca de nuevo a la superficie después de un largo recorrido en el subsuelo. (Sánchez San Román, 2015)

2.1.6.3.4. PRICIPITACIÓN

Es cualquier agua meteórica recogida sobre la superficie terrestre. Esto incluye básicamente: lluvia, nieve y granizo. En relación a su origen, pueden distinguirse los siguientes tipos:

- Las **ciclónica**, son las provocadas por los frentes asociados a una borrasca o ciclón. La mayor parte del volumen de precipitación recogido en una cuenca se debe a este tipo de precipitaciones.

- Las de **convección**, se producen por el ascenso de bolsas de aire caliente; son las tormentas de verano.
- Las precipitaciones **orográficas**, se presentan cuando masas de aire húmedo son obligadas a ascender al encontrar una barrera montañosa-

El estudio de las precipitaciones es básico dentro de cualquier estudio hidrológico regional, para cuantificar los recursos hídricos, puesto que constituyen la principal (en general la única) entrada de agua a una cuenca. (Sánchez San Román, 2015)

2.1.6.4. DISPONIBILIDAD HÍDRICA

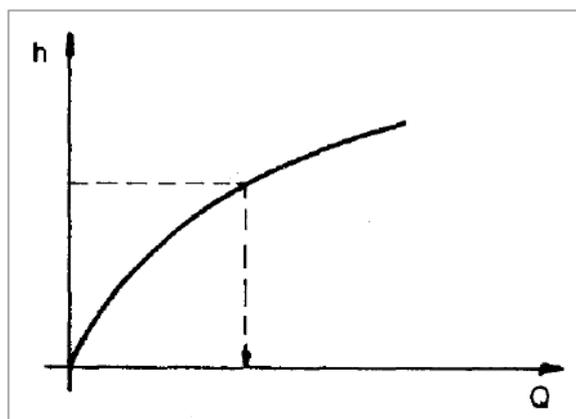
2.1.6.4.1. CURVA DE DESCARGA

Para llegar a conocer los recursos hidráulicos de una cuenca es necesario averiguar el caudal, diariamente, a la misma hora, y durante el mayor número posible de años. Así es como se llega a conocer el régimen de los ríos. Todos los países cuidan de organizar este servicio, estableciendo estaciones de aforo y publicando los resultados. En el Perú esta labor la realiza principalmente el SENAMHI.

Los términos caudal, gasto y descarga son sinónimos. Aforar significa medir caudales. El principal método para aforar corrientes naturales es el del correntómetro.

Después de seleccionar adecuadamente la sección del río, se establece la sección de aforo y se procede a medir diariamente el caudal; también se mide el nivel. Luego de un tiempo es posible dibujar la curva de descarga del río en el lugar de la estación. Es una curva de caudales versus niveles o alturas de agua. Se usa en proyectos. (Chereque Morán, 1989)

Figura 9: Curva de Descarga



Fuente: (Chereque Morán, 1989)

2.1.6.4.2. MEDICIÓN DE CAUDALES

Realizar una medición de caudal, ofrece una mejor visión del comportamiento del recurso hídrico; dado que hemos considerado que no disponemos de esta información, describiremos los métodos usados:

a. Método del Flotador. Este es un método bastante práctico, se ajusta a cuencas proporcionalmente más grandes, nos permite medir el caudal de forma puntual. Se basa en la medición del tiempo para una distancia determinada que recorre un volumen de agua delimitado por el lecho del recurso; el caudal se determina de la forma siguiente:

- Se elige un trecho de medida de curso y sección recta y homogénea (en lo posible).
- Se mide la longitud del tramo seleccionado L.
- Se mide la sección transversal del trecho de medida A.
- Se prepara un flotador de madera o una botella llena en un equivalente a 1/3 de su volumen; con el fin de tomar velocidades superficiales e internas del cauce.
- Se coloca el flotador algunos metros antes del trecho elegido y se cronometra el tiempo utilizado en recorrer la longitud L.
- Se determina la velocidad como relación entre la longitud y el tiempo.

$$Q = C * A * L / t \quad \dots \text{(Ec. 23)}$$

Donde:

Q = Caudal en m³/s

C = Factor de corrección

A = Sección del trecho

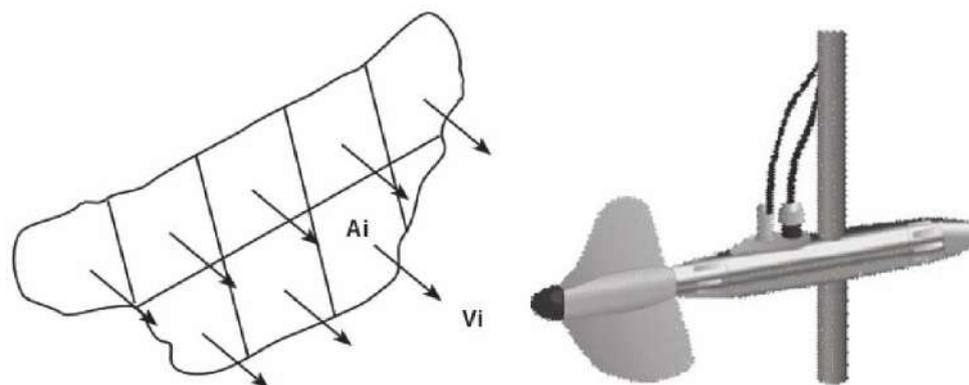
L = Longitud del trecho en m

T = Tiempo en s. (Ortiz Flores, 2011)

b. Método del Correntómetro. Es un método más cómodo de medida, el cual requiere de un equipo especial, consistente en una hélice que sumergida y enfrentada contra el vector de velocidad del caudal gira proporcionalmente a este, el número de r.p.m. indica la velocidad. La velocidad es diferente en toda su

sección, se recomienda tomar varias medidas en diferentes puntos de esta, con el fin de obtener una medida promedio, que identifique su velocidad. Para determinar el valor del caudal se divide la sección transversal del cauce en varias secciones pequeñas y en su centro se medirá con el correntómetro.

Figura 10: Medición de Caudal con Correntómetro



Fuente: (Ortiz Flores, 2011)

Conocida esta información se determina el caudal, de la siguiente forma:

$$Q = \sum Ai * Vi \quad \dots \text{(Ec. 24)}$$

Donde:

Q = Caudal en m³/s

Ai = Área de cada sección en m²

Vi = Velocidad en el área Ai en m/s. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.6.4.3. CURVA DE DURACIÓN

Esta representa la probabilidad de ocurrencia de un caudal determinado durante el periodo de información. Ella se grafica en un diagrama cartesiano, en el cual sobre el eje de las ordenadas se indica el caudal medio del afluente ordenados por magnitudes de máximo a mínimo; sobre el eje de las abscisas se indican los periodos (diario, semanal, mensual u otro) del total de la información.

El resultado es una curva que desciende desde un valor máximo registrado, el cual tiene la menos posibilidad de ocurrencia, hasta el valor mínimo de caudal, que tiene una mayor posibilidad de ocurrencia.

La gráfica de la curva de caudales es una herramienta que permite seleccionar el caudal adecuado para el diseño de la central hidroeléctrica. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.6.4.4. CAUDAL MÁXIMO

Por caudal máximo se entiende el fenómeno provocado por un rápido aumento de los caudales en un corto intervalo de tiempo hasta tomar un valor excesivo, llamado caudal máximo, en cual es producido por lluvias intensas. La magnitud del caudal máximo depende en términos generales de la tasa de escurrimiento superficial; por lo tanto, los factores que afectan el caudal se pueden reunir en dos grupos:

- Los factores climatológicos, de los cuales dependerá la magnitud de las tormentas
- Los factores fisiográficos, los cuales dan las características físicas de la cuenca.

El caudal máximo tiene una gran importancia para las obras de captación y la ubicación de la casa de máquinas, la primera porque está expuesta al caudal máximo y la segunda porque puede ser inundada. Una estimación incierta del caudal máximo nos lleva por una parte a que se originen catástrofes y por otra parte pueden hacer que las obras sean antieconómicas; por esto el caudal máximo debe estudiarse con mucha dedicación. (Ortiz Flores, 2011)

En la estadística existen decenas de funciones de distribución de probabilidad teóricas; de hecho, existen tantas como se quiera, y obviamente no es posible probarlas todas para un problema particular. Por lo tanto, es necesario escoger, de esas funciones, las que se adapten mejor al problema bajo análisis.

Entre las funciones de distribución de probabilidad usadas en hidrología, se estudiarán las siguientes:

- Gumbel.** Supóngase que se tienen N muestras, cada una de las cuales contiene n eventos. Si se selecciona el máximo x de los n eventos de cada muestra, es posible demostrar que, a medida que n aumenta, la función de distribución de probabilidad de x tiende a:

$$F(x) = e^{-e^{-(x-\beta)/\alpha}} \quad \dots \text{(Ec. 25)}$$

Donde α y β son los parámetros de la función. (Aparicio Mijares, 1992)

- b. **Log Pearson III.** La función de densidad de probabilidad Pearson III se define como:

$$F(x) = \frac{1}{\alpha_1 \Gamma(\beta_1)} \left(\frac{x - \delta_1}{\alpha_1} \right)^{\beta_1 - 1} e^{-\frac{x - \delta_1}{\alpha_1}} \quad \dots \text{(Ec. 26)}$$

Donde α_1 , β_1 y δ_1 son los parámetros de la función y se evalúan a partir de n datos medidos y $\Gamma(\beta_1)$ es la función Gamma. (Aparicio Mijares, 1992)

2.1.7. ESTUDIO CARTOGRÁFICO Y TOPOGRÁFICO

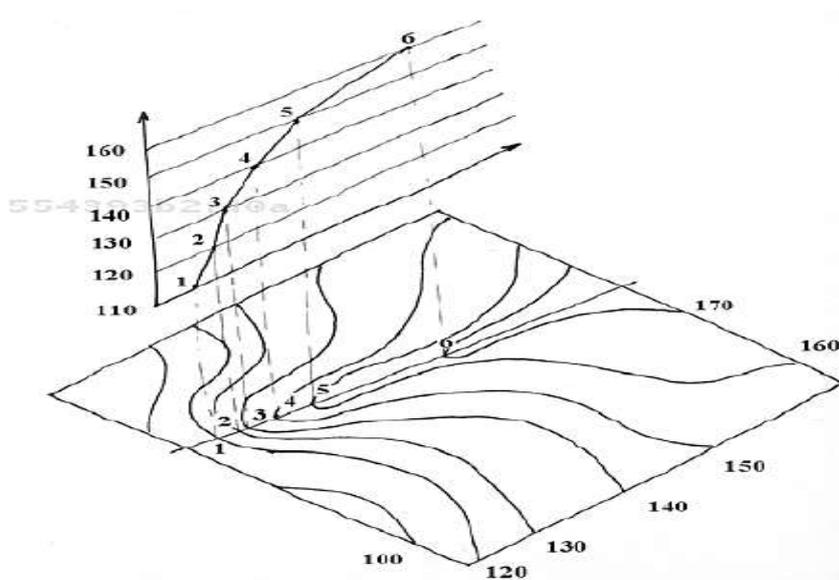
Por lo general, es constante para estudios de este tipo en zonas aisladas, disponer de poca información o prácticamente ninguna; por tal motivo se debe recurrir a complementarla con visitas de campo y levantamientos topográficos de la zona. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.7.1. ESTUDIO CARTOGRÁFICO

Este estudio consiste en la recopilación de la información cartográfica en institutos destinados para tal fin y/o otras entidades que hayan desarrollado proyectos en la región.

La importancia de este estudio radica en determinar la caída del aprovechamiento y dar una ubicación general de las obras. Con un plano cartográfico se puede realizar el trazado de un perfil del terreno, el cual simula un corte transversal a este. (Ortiz Flores, 2011)

Figura 11: Elaboración del Perfil Topográfico



Fuente: (Ortiz Flores, 2011)

2.1.7.1.1. SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA – SIG

En la actualidad se dispone de una tecnología más avanzada, la cual permite que los datos geográficos obtenidos por teledetección sean procesados a través de software con el propósito de desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y gestión. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.7.1.2. SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL – GPS

GPS es un sistema que tiene como objetivo la determinación de las coordenadas espaciales de puntos respecto de un sistema de referencia mundial. Los puntos pueden estar ubicados en cualquier lugar del planeta, pueden permanecer estáticos o en movimiento y las observaciones pueden realizarse en cualquier momento del día.

Para la obtención de coordenadas el sistema se basa en la determinación simultánea de las distancias a cuatro satélites (como mínimo) de coordenadas conocidas. Estas distancias se obtienen a partir de las señales emitidas por los satélites, las que son recibidas por receptores especialmente diseñados. Las coordenadas de los satélites son provistas al receptor por el sistema. (Huerta, Mangiaterra, & Noguera, 2005)

2.1.7.2. ESTUDIO TOPOGRÁFICO

La información restante para seguir adelante con el proyecto se obtiene de trabajos desarrollados en la zona del proyecto, a través de un levantamiento topográfico, proporcional a la importancia del proyecto y a la información disponible. El levantamiento topográfico complementa la información cartográfica, necesaria para conocer áreas, sección transversal y otros. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.7.2.1. MEDICIÓN DE LA CAÍDA

Los mapas con curvas de nivel sirven para hacer una primera estimación del salto disponible y pueden utilizarse para estudios de perfil. En los estudios de factibilidad y definitivos se hace necesario realizar mediciones en el lugar a fin de obtener una mayor precisión.

Existen varios métodos para medir el salto o caída. La siguiente tabla incluye también algunas observaciones sobre la precisión y otros detalles de cada método:

Tabla 5: Métodos de Medición de Altura Geodésica

MÉTODO	VENTAJAS Y LIMITACIONES	PRECISIÓN	OBSERVACIÓN
Manguera de nivelación	Agotador para caídas altas. Rápida para pequeñas caídas.	Aprox. 5%	Es recomendable hacerlo entre 2 personas
Manguera y manómetro	Rápido, seguro. Da la posibilidad de medir la longitud de la tubería de presión a la vez	< 5%	Calibrar instrumentos
Nivel de carpintero y tablas	Inapropiado para pendientes suaves y largas. Lento.	Aprox. 5% en pendientes pronunciadas. Poca precisión en pendientes suaves. (1:10) (10 - 20%)	Usar solo para caídas muy pequeñas cuando no se dispone de otro método.
Altímetro	Usado en caídas altas y medianas (> 40 m) rápido.	Probabilidad de grandes errores (30%)	Necesita calibración de instrumentos y destreza. Tomar 3 o más medidas
Eclímetro	Rápido. Peso: Liviano. Costo: Moderado	Buena 5%	Recomendable en terrenos despejados. Usado en todo lugar, especialmente donde los otros métodos son muy lentos.
Nivel de Ingeniero	Rápido. Costo: alto.	Muy buena	No es bueno en lugares con demasiados árboles.
Mapa	Solo para caídas altas. No necesita viajar al lugar. Peso: liviano. Costo: bajo	Aceptable para pre factibilidad.	Se necesita destreza para leer planos.

Fuente: (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.8. ESTUDIO GEOLÓGICOS Y GEOMORFOLÓGICOS

La evaluación geológica y geomorfológica de la región juega un papel importante en el proyecto, porque garantiza la elección de un punto óptimo para la implementación y cimentación de la obra; así como el tipo de material disponible para ser empleado como recurso natural de construcción. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.8.1. ESTUDIOS GEOLÓGICOS

Las características físicas y mecánicas de los materiales componentes del suelo que participan en un aprovechamiento hidroenergético dependen de su origen y de los procesos geológicos posteriores que han actuado sobre ellos.

La influencia de las características naturales de los materiales sobre el diseño, construcción y operación de las obras en una central, resulta en un conjunto de temas muy complejos que deben ser analizados por profesionales especializados en la materia.

Estos estudios tratan entre otros, dos aspectos importantes:

- La ubicación de la captación y obras conexas, de modo que garanticen una elección adecuada y segura sobre todo en cuanto a los cimientos o bases de las obras.
- La calidad de los suelos y su composición para el uso de estos como materiales de construcción, utilizado en las obras que constituyen el aprovechamiento. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.8.2. ESTUDIOS GEOMORFOLÓGICOS

Puesto que generalmente se cree que la faz de la tierra no cambia, se debe tomar en cuenta que nuestro planeta es un cuerpo dinámico cuya superficie cambia sin cesar imperceptiblemente a nuestros ojos, pero bastante aprisa si consideramos la antigüedad del planeta. Las investigaciones que abarcan las formas de la corteza terrestre, no solo en el aspecto físico de la forma actual de la corteza sino también los procesos que la modifican, lo realiza el estudio geomorfológico. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.8.2.1. PLANOS DE ESTRATIFICACIÓN

Constituyen las superficies de separación de los depósitos en capas sucesivas tales como las rocas sedimentarias. Estas superficies o planos aíslan las capas, lechos o estratos individuales.

La estratificación tiene que ver con la disposición en capas de los materiales geológicos, claramente separados a lo largo de los planos de estratificación; o también a causa de algunos procesos geológicos. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.9. CONCEPTOS PARA EL DISEÑO HIDRÁULICO

2.1.9.1. DENSIDAD Y PESO ESPECÍFICO

La Densidad (ρ) se define como la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia, por consiguiente, se tiene la relación:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad \dots \text{(Ec. 27)}$$

En donde V es el volumen de la sustancia cuya masa es m . La unidad de densidad es kilogramo por metro cúbico (Kg/m^3).

El Peso Específico (γ) se define como la cantidad de peso por unidad de volumen, por consiguiente, se tiene la relación:

$$\gamma = \frac{w}{V} \quad \dots \text{(Ec. 28)}$$

En donde V es el volumen de una sustancia que tiene el peso w . La unidad del peso específico es el Newton por Metros Cúbico (N/m^3). (Mott, 1996)

2.1.9.2. VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la propiedad de los fluidos para ofrecer resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. La pérdida de energía debida a la fricción en un fluido que fluye se debe a su viscosidad. (Mott, 1996)

Viscosidad Dinámica

Cuando un fluido se mueve, se desarrolla en él una tensión de corte, cuya magnitud depende de la viscosidad del fluido. La tensión de corte (τ), puede definirse como la fuerza requerida para deslizar una capa de área unitaria de una sustancia sobre otra capa de la misma sustancia. La magnitud de la tensión de corte es directamente proporcional al cambio de velocidad entre diferentes posiciones del fluido.

$$\tau = \mu \left(\frac{\Delta v}{\Delta y} \right) \quad \dots \text{(Ec. 29)}$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido y $\Delta v/\Delta y$ es la rapidez de corte. Las unidades de μ pueden ser tanto N*s/m^2 , Pa*s como Kg/m*s . (Mott, 1996)

Viscosidad Cinemática

Muchos de los cálculos en fluidos implican el cociente de la viscosidad dinámica entre la densidad del fluido. Como una convención, la viscosidad cinemática (ν) se define como:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad \dots \text{(Ec. 30)}$$

Donde μ es la viscosidad dinámica del fluido y ρ es la densidad. La unidad de ν es m^2/s . (Mott, 1996)

2.1.9.3. NÚMERO DE REYNOLD

El comportamiento de un fluido, depende bastante de si el flujo es laminar o turbulento. Por esta razón deseamos tener medios para predecir el tipo de flujo sin tener necesidad de observarlo. Se puede mostrar experimentalmente y verificar analíticamente que el carácter del flujo en un conducto redondo depende de cuatro variables: la densidad del fluido (ρ), la viscosidad del fluido (μ), el diámetro del conductor (D) y la velocidad promedio del flujo (V). Puede ser predicho si se conoce la magnitud de un número adimensional, conocido ahora como número de Reynolds (Re).

$$Re = \frac{VD\rho}{\mu} = \frac{VD}{\nu} Ap = A / L \quad \dots \text{(Ec. 31)}$$

Para Aplicaciones prácticas, tenemos que si el número de Reynolds es:

$Re < 2000$, el flujo es laminar.

$2000 < Re < 4000$, el flujo es crítico.

$Re > 4000$, el flujo es turbulento. (Mott, 1996)

2.1.9.4. ECUACIÓN DE DARCY – WEISBACH

En la ecuación general de la energía:

$$\frac{P_1}{\gamma} + Z_1 + \frac{V_1^2}{2g} + H_A - H_R - H_L = \frac{P_2}{\gamma} + Z_2 + \frac{V_2^2}{2g} \quad \dots \text{(Ec. 32)}$$

El término H_L se define como la energía perdida por el sistema. Un componente de la pérdida de energía se debe a la fricción en el fluido en movimiento. La fricción es proporcional a la cabeza de velocidad del flujo y al cociente de la longitud entre el diámetro de la corriente del flujo, para el caso de flujo en conductos y tubos. Lo anterior se expresa de manera matemática en la ecuación de Darcy – Weisbach:

$$H_L = f * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2g} \quad \dots \text{(Ec. 33)}$$

Donde: H_L = Pérdida de energía debido a la fricción

L = Longitud de la corriente de flujo

D = Diámetro del conducto

V = Velocidad promedio del flujo

f = Factor de fricción.

Cuando se tiene un flujo laminar, el fluido parece desplazarse en forma de varias capas, una sobre la otra. Debido a la viscosidad del fluido, se crea tensión de corte entre las capas del fluido. La energía se pierde del fluido mediante la acción de vencer a las fuerzas de fricción producidas por la tensión de corte.

Para el flujo turbulento de fluidos en conductos circulares resulta más conveniente utilizar la ecuación de Darcy – Weisbach para calcular la pérdida de energía debido a la fricción. No podemos determinar el factor de fricción (f) mediante un simple cálculo, pues el flujo turbulento no se conforma de movimientos regulares y predecibles. (Mott, 1996)

2.1.9.5. TIRANTE (y)

Es la distancia y perpendicular a la plantilla, medida desde el punto más bajo de la sección hasta la superficie libre del agua. Es decir, es normal a la coordenada X. (Sotelo Ávila, 2002)

2.1.9.6. ANCHO DE SUPERFICIE LIBRE (T)

Es el ancho de la sección del canal, medido al nivel de la superficie libre. (Sotelo Ávila, 2002)

2.1.9.7. PERÍMETRO MOJADO (P)

Es la longitud de la línea de contacto entre el agua y las paredes del canal, es decir, no incluye a la superficie libre. (Sotelo Ávila, 2002)

2.1.9.8. ÁREA HIDRÁULICA (A)

Es el área ocupada por el flujo en la sección del canal. (Sotelo Ávila, 2002)

2.1.9.9. RADIO HIDRÁULICO (R_H)

Es el cociente del área hidráulica y el perímetro mojado. (Sotelo Ávila, 2002)

$$R_H = \frac{A}{P} \quad \dots \text{(Ec. 34)}$$

2.1.9.10. TIRANTE HIDRÁULICO (Y)

Es la relación entre el área hidráulica y el ancho de la superficie libre. (Sotelo Ávila, 2002)

$$Y = \frac{A}{T} \quad \dots \text{(Ec. 35)}$$

2.1.10. OBRAS DE CAPTACIÓN

2.1.10.1. PRESA DERIVADORA

Las presas y azudes se utilizan fundamentalmente para derivar agua del cauce del río al sistema de conducciones hidráulicas del aprovechamiento. Las presas también pueden utilizarse para aumentar el salto necesario para generar la energía requerida. La elección del tipo de presa viene en gran medida condicionada por las condiciones topográficas y geotécnicas del sitio. (European Small Hydropower Association, 2006)

2.1.10.1.1. CARACTERÍSTICAS

Estas obras deben cumplir las siguientes condiciones:

- Satisfacer las condiciones mínimas de seguridad.
- El tipo de construcción debe ser sencillo y económico, de tal forma que facilite una operación con poco mantenimiento y trabajos rápidos de reparación.
- Las descargas de crecidas deben ser evacuadas, de la obra de captación en forma segura. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.10.1.2. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 6: Parámetros Para el Diseño de la Presa Derivadora

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Caudal máximo (Tr = 1/1000 años)	Qd	Ancho de vertedero de excedentes	B
Pendiente del río (m/m)	S (río)	Ancho separador de compuertas	b'
Coefficiente de manning	n (río)	Altura del Azud	h
Ancho del cauce del río	B	Coefficiente de descarga	Cd
Número de compuertas	# comp.	Ángulo pared de Azud	α
Ancho de compuerta	b		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Consecuentemente se utilizan las siguientes fórmulas de cálculo:

Carga total

$$H_e = (Qd/C_d L)^{2/3} \quad \dots \text{(Ec. 36)}$$

Velocidad de llegada

$$V = Q/(L(h + H_e)) \quad \dots \text{(Ec. 37)}$$

Carga por velocidad

$$H_a = V^2/2g \quad \dots \text{(Ec. 38)}$$

Carga por desplazamiento

$$H_d = H_e - H_a \quad \dots \text{(Ec. 39)}$$

Efecto de la velocidad

$$h > 1.33 H_d \quad \dots \text{(Ec. 40)}$$

Para el Azud que será de tipo Creagger:

Coordenadas para Azud

$$X_n = KH_d^{(n-1)}Y \quad \dots \text{(Ec. 41)}$$

Valores para AZUD aguas arriba

$$0.282 H_d$$

$$0.5 H_d$$

$$0.175 H_d$$

$$0.2 H_d$$

Valores para AZUD aguas abajo

$$0.5 H_d$$

$$2.0 H_d$$

Tabla 7: Constantes Para el Diseño del Azud

Ángulo	Pendiente de la cara	
	K	n
90.00	2.000	1.850
71.50	1.936	1.836
56.30	1.939	1.810
45.00	1.873	1.776

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Consultores Asociados, 2012)

2.1.10.2. BOCATOMA

Una toma de agua tiene que desviar el caudal requerido para generar la energía, respetando el medio ambiente en que se integra, con la mínima pérdida de carga posible

y sea cual sea la altura de la lámina de agua en el río. La toma actúa como zona de transición entre un curso de agua, que puede ser un río tranquilo o un torrente turbulento, y el canal de derivación por donde circula un caudal de agua, que debe estar controlado, tanto en cantidad como en calidad. (European Small Hydropower Association, 2006)

2.1.10.2.1. CARACTERÍSTICAS

Esta obra debe cumplir las siguientes condiciones:

- Un dique que cierra el cauce del río obliga al agua, que se encuentra por debajo de la cota de su cresta, a que pase a la conducción.
- La toma de agua es una ventana con una reja, que impide el ingreso de material sólido flotante grueso; el umbral de la rejilla se coloca a cierta altura sobre el fondo del río.
- En épocas de estiaje se comporta como un vertedero sumergido con un desnivel muy pequeño entre las dos superficies de agua.
- En épocas de creciente, cuando los niveles del agua suben, la toma queda sumergida trabajando como orificio, regulando así el caudal que entra en el canal. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.10.2.2. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 8: Parámetros Para el Diseño de la Bocatoma

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Caudal de diseño	Qd	Altura del umbral de toma - salida	Y1
Rugosidad canal	n	Separación entre barrotes	Sep
Altura de la ventana de captación	Ho	Diámetro de los barrotes	Φ
Variación de la altura en la ventana	Z1	Tirante mínimo en el desripiador	Y1
Coefficiente de descarga orificio ventana captación	Cd	Ancho del canal	b

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Consecuentemente se utilizan las siguientes fórmulas de cálculo:

Distancia entre ejes

$$d = Sep + \Phi \quad \dots \text{(Ec. 42)}$$

Coefficiente de pérdida por contracción barrotes

$$K = 0.6 * Sep/d \quad \dots \text{(Ec. 43)}$$

Altura de lámina de agua en el vertedero

$$H_v = H_0 \quad \dots \text{(Ec. 44)}$$

Coefficiente de corrección por sumersión

$$S = 1.05 \left(1 + 0.2 * \frac{H_n}{Y_2} \right) \left(\frac{Z}{H} \right)^{1/3} \quad \dots \text{(Ec. 45)}$$

Coefficiente de vertedero

$$M_0 = \left[0.407 + \frac{0.045H}{H + Y_1} \right] \left[1 + 0.285 \left(\frac{H}{H + Y_1} \right)^2 \right] \sqrt{2g} \quad \dots \text{(Ec. 46)}$$

Ancho efectivo de la ventana de captación

$$b = Q / (KSMbH^{3/2}) \quad \dots \text{(Ec. 47)}$$

Número de espacios

$$n = b/sep \quad \dots \text{(Ec. 48)}$$

Número de barrotes

$$\#barrotes = \#espacios - 1 \quad \dots \text{(Ec. 49)}$$

Ancho total de la ventana de captación

$$B = b + \#barrotes * \phi \quad \dots \text{(Ec. 50)}$$

Para el desripiador:

Energía del fluido

$$E = H_T + V^2/2g \quad \dots \text{(Ec. 51)}$$

Conservación de la energía

$$E = E_0 = E_1 = E_2 \quad \dots \text{(Ec. 52)}$$

Área de pared de captación

$$A_0 = B(H_0 + Y_0) \quad \dots \text{(Ec. 53)}$$

Velocidad de acercamiento

$$V_0 = Q_{canal}/A_0 \quad \dots \text{(Ec. 54)}$$

Energía en la entrada

$$E_0 = Y_0 + H_0 + V_0^2/2g \quad \dots \text{(Ec. 55)}$$

Área mojada en el desripiador

$$A_1 = B * Y_1 \quad \dots \text{(Ec. 56)}$$

Velocidad máxima en el desripiador

$$V_1 = Q_{canal}/A_1 \quad \dots \text{(Ec. 57)}$$

Energía en el desripiador

$$E_1 = Y_1 + V_1^2/2g \quad \dots \text{(Ec. 58)}$$

Resalto en el desripiador

$$Y_2 = -Y_1/2 + \sqrt{Y_1^2/4 + 2V_1^2Y_1/g} \quad \dots \text{(Ec. 59)}$$

Área mojada en el desripiador

$$A1 = B * Y2 \quad \dots \text{(Ec. 60)}$$

Velocidad en el resalto

$$V_1 = Q_{canal}/A_2 \quad \dots \text{(Ec. 61)}$$

Energía en el resalto

$$H_j = (Y_2 - Y_1)^3/(4Y_1Y_2) \quad \dots \text{(Ec. 62)}$$

Energía en el resalto

$$E_0 = Y_2 + H_j + V_2^2/2g \quad \dots \text{(Ec. 63)}$$

Longitud del resalto (Pavlovski)

$$L = 2.5(1.9Y_2 - Y_1) \quad \dots \text{(Ec. 64)}$$

Para el canal que conecta con el desarenador:

Calado o tirante del canal

$$\frac{Qn}{S^{1/2}} = \frac{((b + zy)y)^{(5/3)}}{(b + 2y(1 + z^2)^{1/2})^{2/3}} \quad \dots \text{(Ec. 65)}$$

2.1.10.3. DESARENADOR

Cualquier tipo de toma siempre deja penetrar algunas cantidades de material sólido, que producen grandes perjuicios pues se van sedimentando en el fondo de las obras de conducción y con el tiempo van reduciendo su capacidad, además parte de ese caudal sólido podría llegar hasta las turbinas desgastándolas. Todo esto se evita construyendo los desarenadores, en los que se deposita el material fino debido a una reducción en la velocidad del agua. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.10.3.1. CARACTERÍSTICAS

- Deben tener una longitud y un ancho adecuados para que sedimentos se depositen, sin ser demasiado voluminosos o caros.
- Deben permitir una fácil eliminación de los depósitos.
- La eliminación de sedimentos a través de la compuerta debe hacerse cuidadosamente para evitar la erosión del suelo que rodea y soporta la base de la

tubería y el depósito, es mejor construir una superficie empedrada similar al canal de desagüe del aliviadero.

- Se debe impedir la turbulencia del agua causada por cambios de área de recodos que harían que los sedimentos pasen hacia la tubería de presión.
- Tener capacidad suficiente para permitir la acumulación de sedimentos. (Organización Panamericana de la Salud, 2005)

2.1.10.3.2. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 9: Parámetros Para el Diseño del Desarenador

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Caudal de diseño	Qd	Factor de forma	K
Altura de diseño	h	Factor de rugosidad de la cámara	f
Densidad de la partícula	ρ	Número de naves	#Naves
Densidad del fluido	ρ	Altura de nave	H
Temperatura del agua	T°	Ancho canal de ingreso	b
Viscosidad u	u	Ángulo de transición	α
Velocidad de sedimentación	Vs		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Tabla 10: Constantes Para el Diseño del Desarenador

Coeficiente de Campo		Cuadro de Arkhangelski	
x	d (mm)	d (mm)	Vs (cm/s)
x > 100	d < 0.1	0.05	0.178
10 < x < 100	0.1 < d < 1	0.10	0.692
x < 10	d > 1	0.20	2.160
		0.50	5.400
		1.00	9.440

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011).

Consecuentemente se utilizan las siguientes fórmulas de cálculo:

Grano límite

$$x = (h/\sqrt{Q}) \quad \dots \text{(Ec. 66)}$$

Empuje ascensional

$$W = 0.152 * V_s \quad \dots \text{(Ec. 67)}$$

Número de Reynolds

$$Re = V_s * D / \mu \quad \dots \text{(Ec. 68)}$$

Coefficiente de arrastre

$$CA = \frac{24}{Re} + \frac{3}{\sqrt{Re}} + 0.34 \quad \dots \text{(Ec. 69)}$$

Velocidad de sedimentación (zona de transición)

$$V_s' = \left(\frac{4g(\rho_s - 1) * d}{3CD} \right)^{1/2} \quad \dots \text{(Ec. 70)}$$

Velocidad horizontal o de desplazamiento

$$V_d = \left(\frac{8 * g * k(\rho_s - 1) * d}{f} \right)^{1/2} \quad \dots \text{(Ec. 71)}$$

Tiempo de sedimentación

$$ts = H / (Vs - W) \quad \dots \text{(Ec. 72)}$$

Área total de nave

$$A_t = Qd / Vh \quad \dots \text{(Ec. 73)}$$

Ancho total

$$B = A_t / H \quad \dots \text{(Ec. 74)}$$

Ancho de nave

$$B' = B / \# \text{ Naves} \quad \dots \text{(Ec. 75)}$$

Longitud de transición

$$L_1 = \frac{B - b}{2 \tan \alpha} \quad \dots \text{(Ec. 76)}$$

Longitud de nave

$$L \geq 4 * B \text{ m} \quad \dots \text{(Ec. 77)}$$

Tiempo de desplazamiento

$$td = L / Vh \quad \dots \text{(Ec. 78)}$$

2.1.11. OBRAS DE CONDUCCIÓN

2.1.11.1. CÁMARA DE CARGA

Por sus características, la cámara de carga es una estructura que une un sistema de baja presión con uno de alta presión, caracterizado por tener velocidades diferentes. Bajo estas condiciones, ellos deben ser dimensionados para condiciones críticas de operación, que son: el arranque rápido y la parada brusca. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.11.1.1. CARACTERÍSTICAS

- Permite la conexión entre el sistema de baja presión y el de alta presión.

- Produce la sedimentación y eliminación del material sólido no retenido en el desarenador.
- Desaloja el exceso de agua en las horas en que la cantidad consumida por las turbinas es inferior al caudal de diseño.
- Crear un volumen de reserva de agua que permita satisfacer las necesidades de las turbinas, durante los aumentos bruscos de demanda.
- Mantener sobre la tubería de carga una altura de agua suficiente para evitar la entrada de aire a la misma. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.11.1.2. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 11: Parámetros Para el Diseño de la Cámara de Carga

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Caudal de diseño	Qd	Largo de la cámara de carga	L
Tiempo de respuesta	t	Coefficiente de descarga	C
Ancho de la cámara de carga	B	Tirante del canal de conducción	D
Longitud de vertedero de demasías	Lv		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Consecuentemente se utilizan las siguientes fórmulas de cálculo:

Volumen

$$Vt = Qd * t \quad \dots \text{(Ec. 79)}$$

Altura de la carga en el vertedero lateral

$$Q = 1.45Lv(0.9H1)^{1.5} \quad \dots \text{(Ec. 80)}$$

Altura de la cámara

$$H2 = Vt/(B * L) \quad \dots \text{(Ec. 81)}$$

Altura de carga en la entrada a la cámara de carga

$$Q = CB(H3)^{1.5} \quad \dots \text{(Ec. 82)}$$

Altura de carga en la entrada a la cámara de carga

$$H4 = H2/5 \quad \text{min } 0.3m \quad \dots \text{(Ec. 83)}$$

2.1.11.2. TÚNEL DE ADUCCIÓN

El caudal que transita por un túnel es función de su sección transversal, su pendiente y su rugosidad. En los túneles de perfil herradura, cuyos parámetros están bien definidos, los resultados teóricos concuerdan aceptablemente con la realidad.

2.1.11.2.1. CARACTERÍSTICAS

- El túnel de conducción trabaja con una presión atmosférica de entrada, con una velocidad que oscila entre 1.5 y 2.5 m/s.
- El túnel mantiene la pendiente y sigue la distancia más corta, la cual se ve alterada por las condiciones topográficas, geológicas y geomorfológicas del terreno.
- La forma de la sección de túnel debe ser tal que su área permita la circulación de caudal máximo y resista las presiones.
- Los tipos de los túneles pueden ser de forma circular, herradura o baúl. La forma circular es la que garantiza el área óptima, pero es de difícil construcción, la forma de baúl es más sencilla de construir. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.11.2.2. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 12: Parámetros Para el Diseño del Túnel de Aducción

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Caudal de diseño	Qd	Coefficiente de Manning	n
Longitud del túnel	L	Ángulo con la horizontal	β
Ancho del túnel	B	Pendiente del canal	S
Tirante del túnel	Y		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Se emplearon las siguientes fórmulas:

Radio de la bóveda

$$r = B/2 \quad \dots \text{(Ec. 84)}$$

Área del canal

$$A = 0.5r^2(3.9462 + \pi\beta/90 + \sin^2 Y) \quad \dots \text{(Ec. 85)}$$

Perímetro mojado

$$P = r(3.785 + \pi\beta/90) \quad \dots \text{(Ec. 86)}$$

Radio hidráulico

$$Rh = A/P \quad \dots \text{(Ec. 87)}$$

Velocidad del agua

$$V = R_h^{2/3} S^{1/2} / n \quad \dots \text{(Ec. 88)}$$

2.1.11.3. CONDUCTO DE PRESIÓN

Debe ser preferiblemente recta, aunque en algunas ocasiones es difícil de obtener debido a las condiciones del terreno. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.11.3.1. CARACTERÍSTICAS

- El diámetro se selecciona de acuerdo con un análisis técnico y económico, que permita determinar el diámetro que causa el menor número de pérdidas y su costo no sea elevado.
- El espesor se determina de acuerdo con los esfuerzos generados por el golpe de ariete, el peso del agua y de la tubería. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.11.3.2. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 13: Parámetros Para el Diseño de la Tubería de Presión

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Caudal de diseño	Qd	Ángulo de Inclinación de la tubería	α
Altura bruta de la tubería	H	Factor de Seguridad por Golpe de Ariete	Fs
Factor de seguridad para el espesor	Fs	Módulo de elasticidad del agua	k
Resistencia a la tracción del acero	δt	Módulo de elasticidad del acero	E
Eficiencia de las uniones	ηu	Tiempo de cierre asumido	t
Espesor adicional	es		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Se emplearon las siguientes fórmulas:

Longitud de Conducto

$$L = \frac{H}{SEN(\alpha)} + 10 \quad \dots \text{(Ec. 89)}$$

Diámetro (Ecuación de Manning)

$$D = 2.69 \left(\frac{n^2 Q^2 L}{H} \right)^{0.1875} \quad \dots \text{(Ec. 90)}$$

Diámetro (Ecuación de Bondschu)

$$D = 1.27 \frac{Q^{0.4268}}{(F_s H)^{0.1423}} \quad \dots \text{(Ec. 91)}$$

Velocidad del fluido en la tubería

$$V = Q/A \quad \dots \text{(Ec. 92)}$$

Para el cálculo del espesor de la tubería de presión:

Presión hidrostática

$$Ph = H/10 \quad \dots \text{(Ec. 93)}$$

Espesor de la tubería

$$e = \frac{F_s P_h D}{2 \delta_t \eta_u} + e_s \quad \dots \text{(Ec. 94)}$$

Velocidad de la onda de presión

$$c = \sqrt{\frac{10^{-3} k}{\left(1 + \frac{kD}{Et}\right) \rho}} \quad \dots \text{(Ec. 95)}$$

Tiempo de cierre crítico

$$Tc = 2L/cAp = A / L \quad \dots \text{(Ec. 96)}$$

Constante N

$$N = \left(\frac{LV}{gP_h t} \right)^2 \quad \dots \text{(Ec. 97)}$$

Sobrepresión en la tubería

$$\Delta P = P \left(\frac{N}{2} \pm \sqrt{\frac{N^2}{4} + N} \right) \quad \dots \text{(Ec. 98)}$$

Presión total en la tubería

$$P1 = H + \Delta P \quad \dots \text{(Ec. 99)}$$

Espesor mínimo exigido

$$e = P1 * \frac{D}{2 * \delta t} \quad \dots \text{(Ec. 100)}$$

2.1.11.4. CHIMENEA DE EQUILIBRIO

Si un esquema tiene tendencia a producir fenómenos de golpe de ariete es necesario instalar dispositivos que reduzcan sus efectos. El más simple de todos es la chimenea de equilibrio, una especie de conducto de gran diámetro, conectado en su extremidad inferior a la tubería y abierto a la atmósfera en la superior. (European Small Hydropower Association, 2006)

2.1.11.4.1. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 14: Parámetros Para el Diseño de la Chimenea de Equilibrio

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Diámetro de la Tubería	Dt	Viscosidad cinemática del H2O a 20 °C	v
Longitud de la Tubería	Lt	Coficiente de Manning para la tubería	f
Caudal de Diseño	Qd	Velocidad del agua en la Tubería	V
Altura del Eje de la T al techo de la Chimenea	Hn		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Consecuentemente se utilizan las siguientes fórmulas de cálculo:

Numero de Reynolds

$$Re = V_s * D / \mu \quad \dots \text{(Ec. 101)}$$

Perdida de la columna de H2O

$$H_p = f \frac{L}{D} + \frac{V^2}{2g} \quad \dots \text{(Ec. 102)}$$

Área de la tubería

$$A_t = \pi * r^2 \quad \dots \text{(Ec. 103)}$$

Área de chimenea mínima

$$A_{CH} = \frac{V^2}{2g} \frac{L_t A_t}{(H_n - H_p) H_p} \quad \dots \text{(Ec. 104)}$$

Diámetro de chimenea

$$D = \sqrt{4 * A_{ch} / \pi} \quad \dots \text{(Ec. 105)}$$

Sobrepresión

$$Z_{MAX} = V \sqrt{\frac{A_t L_t}{g A_{CH}}} \quad \dots \text{(Ec. 106)}$$

Altura de la chimenea de equilibrio

$$H_{CH} = 2(Z_{MAX} + 1) + D \quad \dots \text{(Ec. 107)}$$

2.1.12. CONCEPTOS PARA EL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO

2.1.12.1. CARGA Y CORRIENTE

Carga es una propiedad eléctrica de las partículas atómicas de las que se compone la materia, medida en coulombs (C). El concepto de carga eléctrica es el principio fundamental para explicar todos los fenómenos eléctricos.

Se considerará ahora el flujo de las cargas eléctricas. Una característica peculiar de la carga eléctrica o electricidad es el hecho de que es móvil; esto es, puede ser transferida de un lugar a otro, donde puede ser convertida en otra forma de energía. La corriente eléctrica es la velocidad de cambio de la carga respecto al tiempo, medida en amperes (A).

$$i \triangleq \frac{dq}{dt} \quad \dots \text{(Ec. 108)}$$

$$\Rightarrow 1 \text{ Ampere} = 1 \text{Coulomb} / 1 \text{ segundo}$$

Por convención, el símbolo I se usa para representar tal corriente constante. Si la corriente no cambia con el tiempo, sino que permanece constante, se conoce como corriente directa (cd). La corriente que varía con el tiempo se representa con el símbolo i. Una forma común de corriente que varía con el tiempo es la corriente senoidal o corriente alterna (ca). (Alexander & Sadiku, 2006)

2.1.12.2. TENSIÓN

Para mover el electrón en un conductor en una dirección particular es necesario que se transfiera cierto trabajo o energía. Este trabajo lo lleva a cabo una fuerza electromotriz externa (fem). Esta fem también se conoce como tensión o diferencia de potencial es la energía requerida para mover una carga unitaria a través de un elemento, medida en volts (V).

$$V_{ab} \triangleq \frac{dw}{dq} \quad \dots \text{(Ec. 109)}$$

$$\Rightarrow 1 \text{ Vol} = 1 \text{ Joule} / 1 \text{ Coulumb}$$

Al igual que en el caso de la corriente eléctrica, a una tensión constante se le llama tensión de cd y se le representa como V , mientras que a una tensión que varía senoidalmente con el tiempo se le llama tensión de ca y se le representa como v . (Alexander & Sadiku, 2006)

2.1.12.3. FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia es el coseno de la diferencia de fase entre la tensión (voltaje) y la corriente. También es igual al coseno del ángulo de la impedancia de la carga.

$$fp = \cos(\theta_v - \theta_i) \quad \dots \text{(Ec. 110)}$$

El ángulo $\theta_v - \theta_i$ se llama ángulo de factor de potencia y es igual al ángulo de la impedancia de carga si V es la tensión entre los terminales de la carga e I es la corriente que fluye por ella.

Un factor de potencia adelantado significa que la corriente se adelanta a la tensión, lo cual implica una carga capacitiva. Un factor de potencia atrasado significa que la corriente se atrasa de la tensión, lo que implica una carga inductiva. (Alexander & Sadiku, 2006)

2.1.12.4. POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

La potencia activa o real P es la potencia promedio en Watts (W) suministrada a una carga; es la única potencia útil. Es la verdadera potencia disipada en la carga. La potencia reactiva Q es una medida del intercambio de energía entre la fuente y la parte reactiva de la carga. La unidad de Q es el volt-ampere reactivo (VAR), para distinguirla de la potencia real, cuya unidad es el watt. (Alexander & Sadiku, 2006)

2.1.12.5. POTENCIA APARENTE

La potencia aparente (en VA) es el producto de los valores rms del voltaje por la corriente. La potencia aparente se llama así porque aparentemente la potencia debería ser el producto voltaje-corriente, por analogía con los circuitos resistivos de cd. Esta potencia se mide en volt-amperes o VA para distinguirla de la potencia activa o real. (Alexander & Sadiku, 2006)

$$S = V_{rms} I_{rms} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \dots \text{(Ec. 111)}$$

2.1.13. EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

2.1.13.1. TURBINA

Una turbina hidráulica tiene por objeto transformar en energía potencial del agua en energía motriz. Recogen la energía cedida por el fluido que las atraviesa bajo forma potencial (aumento de presión) o cinética y la transforman en energía mecánica. (S&Z Consultores Asociados, 2012)

La potencia hidráulica a disposición de la turbina viene dada por:

$$P_H = \gamma QH \quad \dots \text{(Ec. 112)}$$

Donde: γ = Peso específico del agua

Q = Caudal

H = Altura neta

La potencia mecánica de la turbina viene dada por:

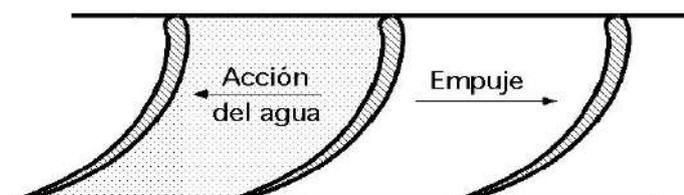
$$P_m = P_H \eta \quad \dots \text{(Ec. 113)}$$

Donde: η = Rendimiento

2.1.13.1.1. CLASIFICACIÓN SEGÚN PRESIÓN EN EL RODETE

- **Turbinas de Reacción**, cuando el agua sale del distribuidor con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los álabes del rodete, de forma que, a la salida, la presión puede ser nula o incluso negativa; en estas turbinas el agua circula a presión en el distribuidor y en el rodete y, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma, una parte, en energía cinética, y la otra, en energía de presión. Si la turbina no posee tubo de aspiración, se la llama de escape libre

Figura 12: Perfil del Flujo en Turbinas de Reacción



Fuente: (Fernandez Diez, 2000)

- **Turbinas de Acción**, cuando el empuje y la acción del agua, coinciden, mientras que en las turbinas de reacción, el empuje y la acción del agua son opuestos. Este empuje es consecuencia de la diferencia de velocidades entre la entrada y la salida del agua en el rodete, según la proyección de la misma sobre la perpendicular al eje de giro.

Figura 13: Perfil del Flujo en Turbinas de Acción

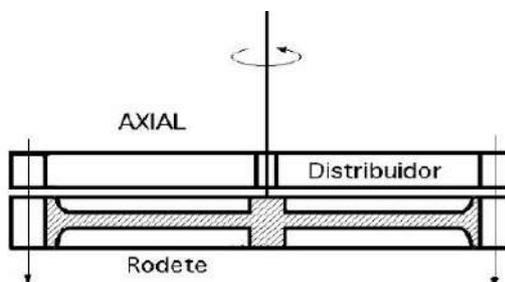


Fuente: (Fernandez Diez, 2000)

2.1.13.1.2. CLASIFICACIÓN SEGÚN LA ENTRADA DEL AGUA

- **Turbinas Axiales**, cuando el agua entra paralelamente al eje.

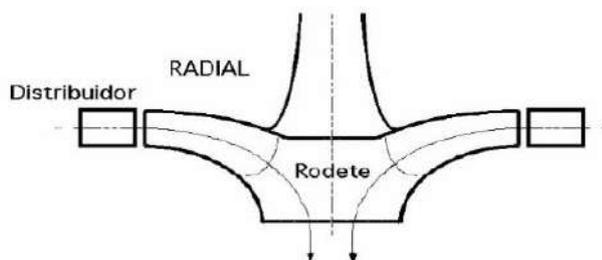
Figura 14: Perfil del Flujo en Turbinas Axiales



Fuente: (Fernandez Diez, 2000)

- **Turbinas Radiales**, cuando el agua entra perpendicularmente al eje.

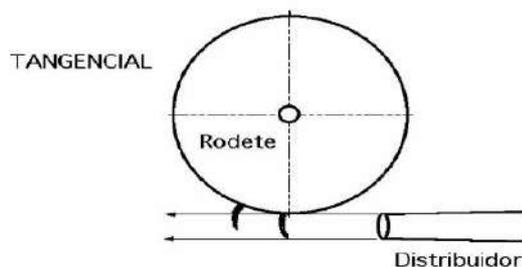
Figura 15: Perfil del Flujo en Turbinas Radiales



Fuente: (Fernandez Diez, 2000)

- **Turbinas Mixtas**, cuando el agua entra radialmente y sale axialmente
- **Turbinas Tangenciales**, cuando el agua entra lateral o tangencialmente contra las palas, cangilones o cucharas de la rueda.

Figura 16: Perfil del Flujo en Turbinas Tangenciales



Fuente: (Fernandez Diez, 2000)

2.1.13.1.3. CLASIFICACIÓN SEGÚN LA VELOCIDAD ESPECÍFICA

Se denomina velocidad específica de una turbina hidráulica a la velocidad a la cual trabajaría una turbina exactamente homóloga (es decir, de la misma forma constructiva pero más reducida) desarrollando una potencia de 1CV, bajo un salto de 1 metro. Esta relación se expresa por:

$$N_s = \frac{n\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad \dots \text{(Ec. 114)}$$

Donde: n = Velocidad de la turbina en rpm

P = Potencia de la turbina en CV

H = Altura neta en m.

De acuerdo al número de revoluciones se clasifican en:

- Turbinas lentas.
- Turbinas Normales.
- Turbinas rápidas.
- Turbinas ultrarrápidas. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.13.1.4. CLASIFICACIÓN SEGÚN OTROS ASPECTOS

- **Por la posición del eje:** eje horizontal, eje vertical o inclinado

- **Por la disposición de la cámara:** cámara abierta o cerrada
- **Por el modo de admisión del agua:** admisión total o admisión parcial. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.13.1.5. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE TURBINA

El tipo, geometría y dimensiones de la turbina están condicionados, fundamentalmente, por los siguientes criterios:

- **Altura neta**, en la tabla siguiente se especifica, para cada tipo de turbina, la horquilla de valores salto neto dentro con la que puede trabajar:

Tabla 15: Selección del Tipo de Turbina por el Salto Neto

TIPO DE TURBINA	ALTURA DE SALTO (m)
Kaplan y hélice	$2 < H_n < 40$
Francis	$25 < H_n < 350$
Pelton	$50 < H_n < 1300$
Michel – Banki	$5 < H_n < 200$
Turgo	$50 < H_n < 250$

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006)

- **Velocidad Específica**, a continuación, se muestra en la siguiente tabla los valores de la velocidad específica para diferentes tipos de turbinas:

Tabla 16: Selección del Tipo de Turbina por la Velocidad Específica

VELOCIDAD ESPECÍFICA N_S	TIPO DE TURBINA
De 5 - 30	Pelton con un inyector
De 30 - 70	Pelton con varios inyectores
De 40 - 160	Michell - Banki
De 60 - 150	Francis Lenta
De 150 – 250	Francis Normal
De 250 – 450	Francis Rápida
De 450 - 600	Francis doble gemela rápida
Más de 500	Kaplan o Hélice

Fuente: (Fernandez Diez, 2000)

- **Rendimiento**, la tabla siguiente da el rendimiento típico máximo garantizado por los fabricantes, para varios tipos de turbinas.

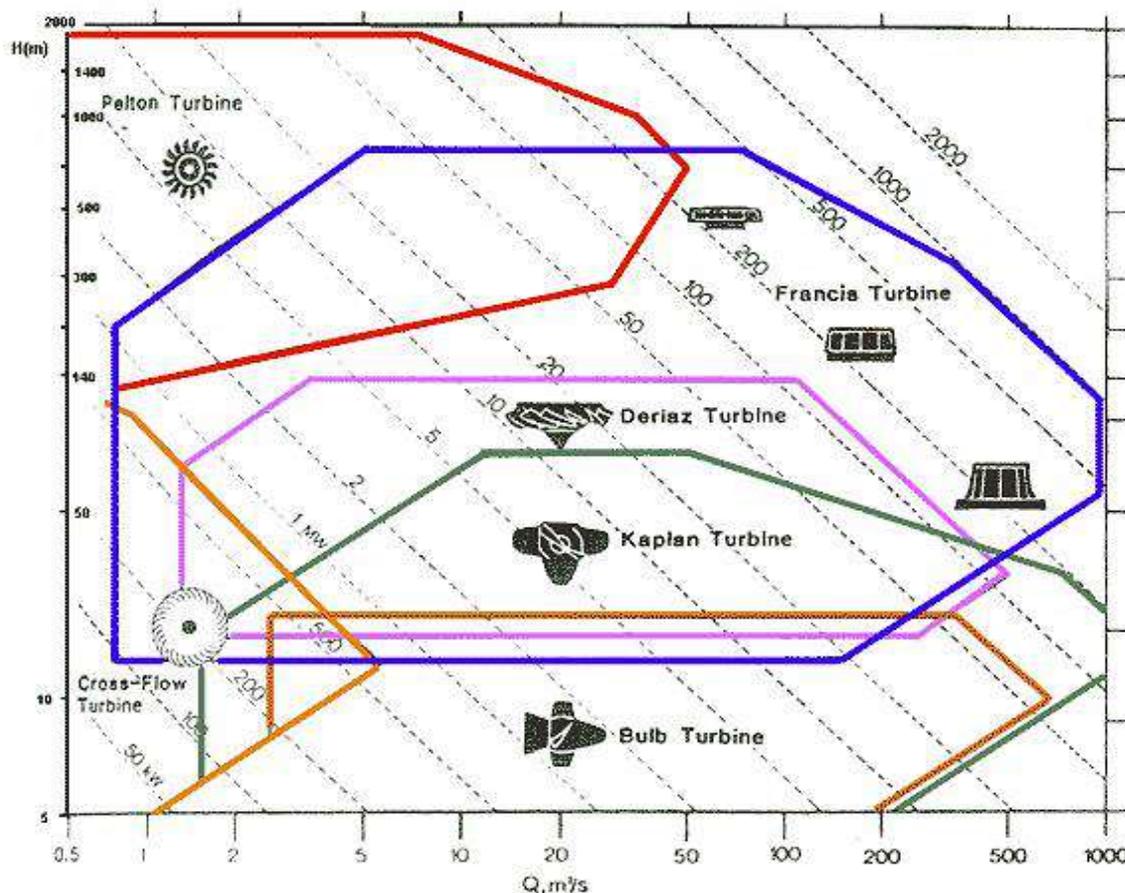
Tabla 17: Eficiencia por Tipo de Turbina

TIPO DE TURBINA	RENDIMIENTO
Kaplan simple regulación	0.91
Kaplan doble regulación	0.93
Francis	0.94
Pelton 1 tobera	0.90
Pelton n toberas	0.89
Turgo	0.85

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006)

- **Caudal**, que en conjunto con la caída neta permiten la selección adecuada de la turbina.

Figura 17: Selección de Turbina por Potencia y Altura Neta



Fuente: (CompEdu, 2001)

2.1.13.1.6. TURBINAS PELTON

Se definen como turbinas de acción, de flujo tangencial, de admisión parcial que trabaja a presión atmosférica y está diseñada para condiciones de grandes saltos y bajos caudales; además opera eficientemente con cargas parciales.

Los elementos más importantes que forman la turbina Pelton son:

- El **distribuidor**, está constituido por un inyector o varios **inyectores**, que pueden llegar a seis; cada uno de ellos consta por lo general de una **tobera** de sección circular provista de una **aguja de regulación** que se mueve axialmente, variando así la sección del flujo.
- El **rodete**, es de admisión parcial, consta de un disco provisto de una serie de **cucharas** o cangilones montadas en su periferia, en una cifra que oscila entre 12 – 40. (Fernandez Diez, 2000)

2.1.13.1.7. DIMENSIONAMIENTO TURBINA PELTON

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 18: Parámetros Para el Diseño de la Turbina Pelton

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Número de unidades	-	Rendimiento de la turbina	η
Tipo de turbina	-	Revoluciones nominales	N
Salto neto	Hn	Potencia instalada	P
Caudal nominal	Qd	Número de Chorros	-

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Consecuentemente se utilizan las siguientes fórmulas de cálculo:

Número específico de revoluciones

$$N_s = N \frac{p^{1/2}}{H^{5/4}} \dots \text{(Ec. 115)}$$

Velocidad del chorro

$$V1 = 0.98 * \sqrt{2gH} \dots \text{(Ec. 116)}$$

Velocidad tangencial del rodete

$$U = V1/2 \dots \text{(Ec. 117)}$$

Diámetro de la rueda

$$D = \frac{U}{\pi N}$$

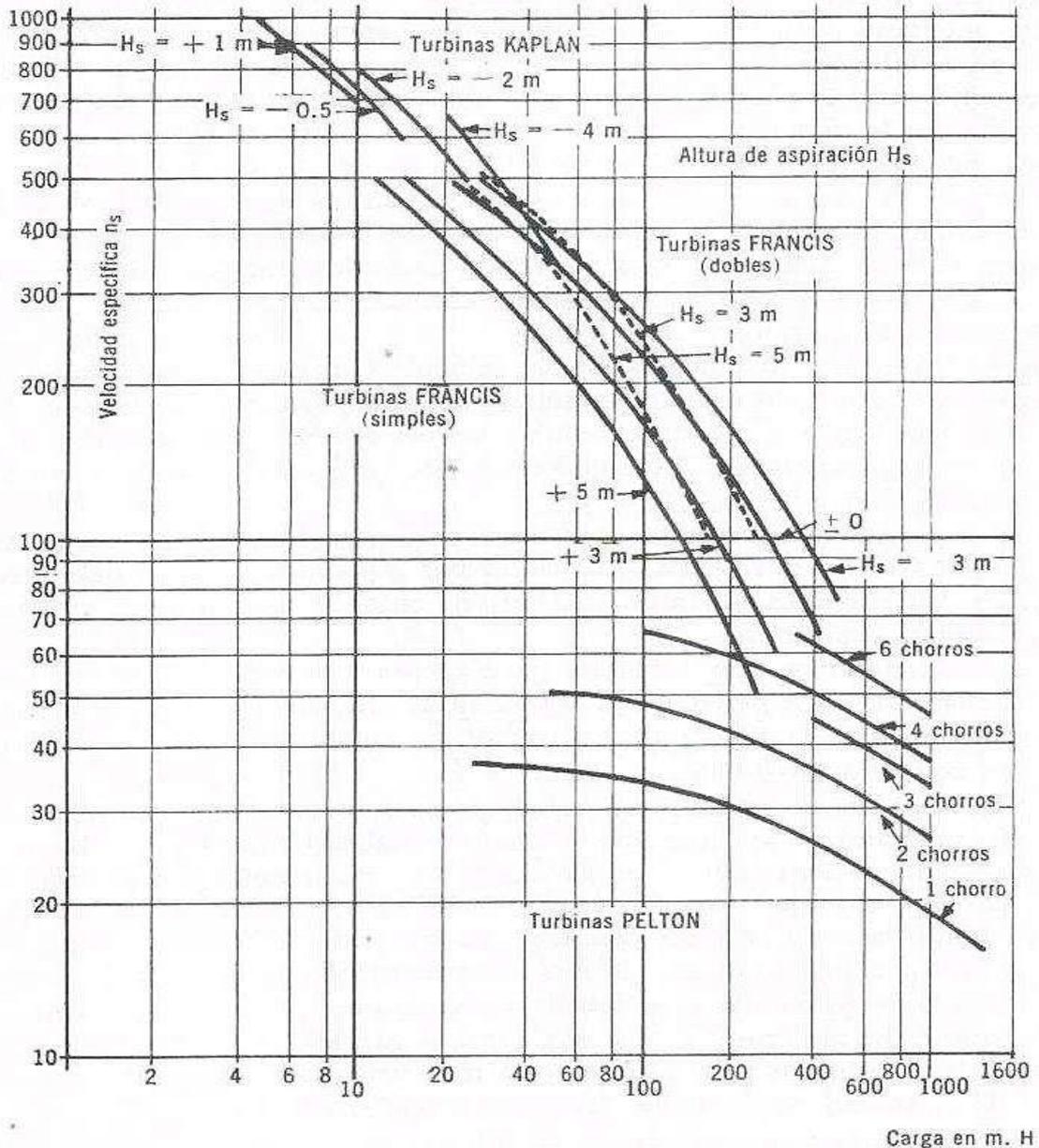
... (Ec. 118)

Diámetro de chorro

$$d = \sqrt{\frac{4Q_{ch}}{\pi V_1}}$$

... (Ec. 119)

Figura 18: Límites de Velocidad Específica en función de la carga



Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

Para el cálculo de la cuchara:

Longitud de cuchara

$$L = 2.5 * d \quad \dots \text{(Ec. 120)}$$

Ancho de cuchara

$$B = 2.8 * d \quad \dots \text{(Ec. 121)}$$

Profundidad de cuchara

$$T = 0.85 * d \quad \dots \text{(Ec. 122)}$$

Escote de cuchara

$$m = 1.1 * d \quad \dots \text{(Ec. 123)}$$

Paso de cuchara

$$t = 2.5 * d \quad \dots \text{(Ec. 124)}$$

Número de cucharas

$$z = \frac{\pi D}{t} \quad \dots \text{(Ec. 125)}$$

Paso de cucharas definitivo

$$t_{definitivo} = \frac{\pi D}{z} \quad \dots \text{(Ec. 126)}$$

Para el cálculo del tubo distribuidor:

$$A = 2.30 * D \quad \dots \text{(Ec. 127)}$$

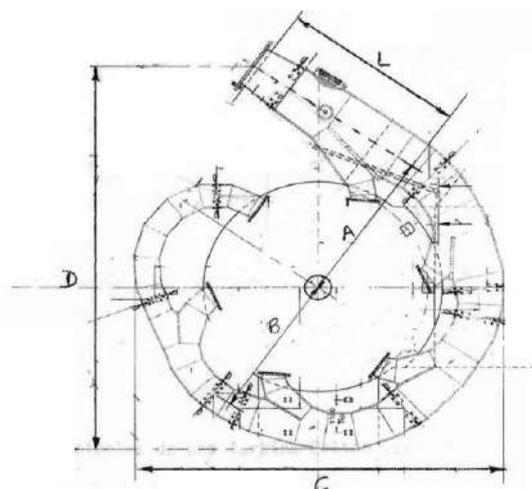
$$B = 2.55 * D \quad \dots \text{(Ec. 128)}$$

$$C = 5.20 * D \quad \dots \text{(Ec. 129)}$$

$$D = 5.70 * D \quad \dots \text{(Ec. 130)}$$

$$L = 2.70 * D \quad \dots \text{(Ec. 131)}$$

Figura 19: Dimensiones del Distribuidor de la Turbina Pelton



Fuente: (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.13.2. GENERADOR

El generador de energía eléctrica es quien al final transforma la energía mecánica en eléctrica. Este proceso de conversión de energía se realiza permanentemente a una velocidad mecánica constante lo que obliga acople directo entre los ejes de la turbina y del generador. Esta particularidad hace que los dos equipos giren a igual velocidad mecánica y que los cambios en la demanda de energía eléctrica, exigen del generador mayor o menor energía eléctrica y este a su vez exige mayor o menor potencia mecánica.

La velocidad de giro del campo rotativo sólo depende de la frecuencia y del número de polos. Como los polos magnéticos se presentan siempre en pares, se calcula con el número de pares de polos. (Ortiz Flores, 2011)

$$n = \frac{120f}{p} \quad \dots \text{(Ec. 132)}$$

Donde n es la velocidad de giro del campo rotativo, f es la frecuencia y p el número de polos. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.13.2.1. CLASIFICACIÓN

- **Generadores síncronos** 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 aquella, así como la energía reactiva requerida por el sistema una vez conectados. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)
- **Generadores asíncronos**, gracias a su robustez y bajo costo por unidad de potencia la máquina asíncrona es por excelencia la máquina motriz de los procesos industriales; a esta particularidad se le suma la propiedad de ser una máquina reversible. No obstante, su principal desventaja es que no dispone de instrumentos que le permitan regular la potencia reactiva, por lo tanto, esta debe ser suministrada externamente; bien sea conectándole un banco regulado de condensadores en sus terminales o acoplándola directamente a la red. (Ortiz Flores, 2011)

2.1.13.2.2. PARÁMETROS DE SELECCIÓN

- **Potencia del generador.** Dependerá del volumen total del presupuesto de la central incluida la capacidad de reserva, y el costo anual de explotación y la magnitud probable del incremento de la carga.

- **Precio de compra.** Al igual que el de costo por kilovatio instalado de un generador decrecen y el rendimiento aumenta, al aumentar la potencia unitaria, dentro de los límites normales de construcción del tipo de generador y de la máquina motriz, aunque el beneficio relativo en el costo y en el rendimiento, decrecen a medida que aumenta la potencia unitaria.
- **Factor de carga diario y anual.** Para determinar la potencia de los generadores, con un alto factor de carga diario y anual puede ser más económica la explotación por medio de relativamente pocas unidades de gran potencia, mientras que un bajo factor de carga, requiere unidades de potencia más reducidas.
- **Rendimiento de la máquina motriz.** En las diferentes cargas de funcionamiento constituye un factor importante para la determinación de la potencia de las unidades.
- **Rendimiento de la carga.** La progresión de la carga influye en la selección de la potencia. Las grandes unidades resultan más económicas en un sistema de rápido crecimiento que en un sistema estático. En contra de las grandes unidades, en las centrales de carga creciente hay que evaluar el exceso de carga financiera causado por el exceso de potencia instalada durante los periodos en que dispone de sobrante de potencia.
- **Tensión de generación.** El generador de corriente alterna pueden tener la misma tensión que la red o una tensión distinta, según sea la longitud de las líneas de transmisión y la economía que resulte de la interposición de transformadores. Para grandes distancias y potencias mayores se construyen normalmente sobre tensiones de 13800 voltios.
- **Características del generador.** El generador debe ser construido de manera que pueda resistir cualquier exceso de velocidad que pueda presentarse. Dicho exceso de velocidad es del orden del 85% hasta el 100% para generadores accionados por turbinas hidráulicas.
- **Capacidad de sobre carga.** La sobre carga en los generadores de corriente continua está limitada por la temperatura de la máquina en cuanto a la sobre carga permanente, y por la conmutación, en cuanto a las sobre cargas instantáneas, los límites de conmutación son del 200% de la potencia nominal, para generadores de servicio intermitente, y de 150% de la potencia nominal para generadores construidos para trabajos permanentes.

- **Regulación de la caída de tensión.** La regulación puede variar entre el 5 y 15%, cuando el factor de potencia de la carga es igual a uno, y llegar hasta 15 y 30% o más si el factor de potencia de la carga es de 0.8 inductivo. Generalmente se prevé una regulación de tensión permanente, sea manual o automática.
- **Intensidades de corto circuito.** Estas intensidades suministrado por los alternadores disminuyen rápidamente al valor determinado por la impedancia sincrónica y la excitación, pero los valores iniciales, que determinan los esfuerzos mecánicos en los arrollamientos, en las barras colectoras de las centrales y en las conexiones son elevadas.
- **Estabilidad.** La estabilidad de un sistema eléctrico, es aquella cualidad del sistema o de una parte del mismo que le permite desarrollar entre los elementos fuerzas tendientes a conservar el sincronismo iguales o mayores que las fuerzas de perturbación. Por esta razón existen en cada generador de un sistema un problema de equilibrio entre las fuerzas mecánicas que se ejercen en los ejes de las máquinas y las fuerzas eléctricas que se desarrollan en sus arrollamientos.
- **Sincronización.** Conviene tener cuidado al conectar un generador a un circuito, con tensión, asegurándose que la rotación de las fases, la velocidad y la tensión del generador y del circuito son iguales y que se hallan en fase. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.13.2.3. DIMENSIONAMIENTO

Para su dimensionamiento se deben conocer y/o asumir los siguientes parámetros:

Tabla 19: Parámetros Para la Selección del Generador

PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO	PARÁMETRO CONOCIDO/ASUMIDO	SÍMBOLO
Potencia nominal	S	Frecuencia nominal	f
Factor de potencia nominal	cosφ	Velocidad nominal	N
Tensión nominal	V		

Fuente: (European Small Hydropower Association, 2006), (Ortiz Flores, 2011), (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997), (HC & Asociados SRL, 2016) y (S&Z Conultores Asociados, 2012)

2.1.14. CONCEPTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

2.1.14.1. VIDA ÚTIL DE LA PLANTA (T)

Es un parámetro extraordinariamente importante para el análisis económico y financiero y cálculo de la rentabilidad de un proyecto de inversión, es la posible vida útil de los sistemas técnicos, construcciones y otras instalaciones que ocurren en él; es por este motivo que hay que estudiar, en el marco de un análisis de sensibilidad, cuál sería la rentabilidad de las inversiones, suponiendo diferentes alternativas de la vida útil. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.14.2. INVERSIÓN (I)

Este es un parámetro fundamental para todos los métodos de cálculo de rentabilidad de proyectos de energía y uso racional de energía, es el volumen de las inversiones necesarias. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.14.3. COSTOS

El costo hace referencia al conjunto de erogaciones en que se incurre para producir un bien o servicio, como es la materia prima, insumos, mano de obra energía para mover máquinas, etc. (Rubio, n.d.)

2.1.14.3.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Los **activos fijos** se definen como bienes no destinados a la venta y son necesarios para la producción de la empresa, en el caso de hidroeléctricas, los activos fijos son:

Obras civiles: Bocatoma, canal de conducción, desarenador, cámara de carga, casa de máquinas, canal de descarga, obras complementarias, otros.

Maquinaria y equipo electromecánico: Tubería forzada, turbina y regulador, generador y accesorios, sub estación de salida, línea de transmisión, otros. (Debitoor.es, n.d.)

Los **activos intangibles** son definidos por su propio nombre, no son tangibles, no pueden ser percibidos físicamente. Es por tanto de naturaleza inmaterial. En el caso de hidroeléctricas, los activos intangibles son: estudios de pre inversión, asesoría técnica y supervisión, intereses durante la construcción, gastos generales, otros. (Debitoor.es, n.d.)

2.1.14.3.2. COSTOS DE PERSONAL

Los costos del personal técnico y administrativo pueden representar una parte considerable de los costos corrientes totales de un proyecto de inversión, es recomendable efectuar en primera medida un registro muy exacto del personal necesario, diferenciando cantidad, nivel de calificación y periodo de servicio. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.14.3.3. COSTOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN

Por su naturaleza misma, es muy difícil estimar los gastos inherentes al mantenimiento y reparación de las instalaciones, por no ser previsible las necesidades de reparación. Estos costos se dividen en:

- **Costos de operación:** Costos de personal, lubricantes y grasas, equipo e implementos de seguridad, materiales de oficina, gastos misceláneos.
- **Costos de mantenimiento:** Materiales y repuestos de generación, transformación y transmisión, herramientas, otros. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.14.4. GASTOS

Son el conjunto de erogaciones destinadas a la distribución o venta del producto, y a la administración e incluso al mantenimiento de la planta física de la empresa. (Rubio, n.d.)

2.1.14.4.1. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Tiene que ser considerados en la investigación de rentabilidad, en los proyectos de esta magnitud hay que estudiar si se incurrirá en gastos por concepto de alquiler de oficina, teléfono, material de oficina y similares, estimando su posible monto. (Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, 1997)

2.1.14.4.2. IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (IGV)

El IGV es un impuesto aplicado a la venta de bienes muebles y servicios en función del valor del producto vendido. Su propósito es gravar el mayor valor agregado que adquieren los bienes en cada una de sus etapas productivas. La figura del crédito fiscal permite al contribuyente recuperar el impuesto pagado en la etapa anterior, lo que evita una sucesiva

imposición que grave impuesto sobre impuesto. En la actualidad, la tasa aplicable es del 18% sobre el valor del bien. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.4.3. IMPUESTO A LA RENTA (IR)

Es un tributo anual que se aplica, entre otras rentas o ingresos, a las ganancias provenientes de fuentes peruanas, obtenidas como resultado de operaciones con terceros. Se consideran como rentas de fuente peruana, sin importar la nacionalidad o domicilio de las partes que intervengan en las operaciones y el lugar de celebración o cumplimiento de los contratos, las siguientes:

- Las producidas por predios situados en el territorio del país.
- Las producidas por capitales, bienes o derechos —incluidas las regalías— situados físicamente o colocados o utilizados económicamente en el país.
- Las originadas en el trabajo personal o en actividades civiles, comerciales o de cualquier índole que se lleven a cabo en el territorio del Perú.
- Las obtenidas por la enajenación de acciones o participaciones representativas del capital de empresas o sociedades constituidas en el Perú.

El periodo gravable para este impuesto comienza el 1 de enero de cada año y finaliza el 31 de diciembre. La tasa aplicable es de 28%. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.4.4. APORTE POR REGULACIÓN DE OSINERGMIN

La Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, establece un aporte a favor de los organismos reguladores que no podrá exceder del 1% del valor de la facturación anual de las empresas bajo su ámbito.

Bajo ese concepto, las empresas generadoras de energía hidráulica deberán considerar para el cálculo del aporte lo siguiente:

- La totalidad de la facturación de energía y potencia efectuada a sus clientes, ya sean empresas distribuidoras, clientes libres u otro tipo de clientes.
- La transferencia de energía activa, reactiva y potencia a otras empresas integrantes del COES, en calidad de excedentario. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.4.5. CONTRIBUCIÓN AL COES POR OPERACIÓN DEL SISTEMA

Conforme lo determina la Ley 28832, los agentes participantes del SEIN aportarán al presupuesto de operación del COES. Para el caso de generadores de energía, este aporte se calcula a partir del monto registrado del año anterior de las inyecciones de potencia y energía valorizadas al precio básico de la potencia de punta y al costo marginal de corto plazo, respectivamente. El aporte no puede ser mayor al 0.75% de dicho total. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.4.6. CONTRIBUCIONES POR EL USO DE AGUA

De acuerdo con el artículo 107 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 214 de su reglamento, tanto los concesionarios como las empresas dedicadas a la actividad de generación «[...] que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso».

Asimismo, se señala un valor no mayor al 1% del precio de la energía a nivel de generación, en hora fuera de punta en barra, como factor por ser aplicado a la energía media estimado. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.5. DEPRECIACIÓN

La depreciación es la distribución sistemática del importe depreciable de un activo a lo largo de su vida útil.

Para propósitos contables se determina a partir de la estimación de la vida útil y para propósitos tributarios los edificios son depreciados en línea recta aplicando una tasa anual del 5% y los demás bienes tienen un límite de depreciación de acuerdo a las normas del Impuesto a la Renta.

2.1.14.6. ESTÍMULOS A LA INVERSIÓN

2.1.14.6.1. RECUPERACIÓN ANTICIPADA DEL IGV

La norma establece un régimen especial que consiste en la devolución del IGV que gravó las importaciones y/o las adquisiciones locales de bienes de capital nuevos, bienes intermedios nuevos, servicios y contratos de construcción realizados en la etapa pre productiva, que serán empleados por los beneficiarios del régimen directamente para la

ejecución de los proyectos previstos en los contratos de inversión y que se destinen a la realización de operaciones gravadas con el IGV o a exportaciones.

La Ley 28876 del año 2006 amplía los alcances del régimen de recuperación anticipada del IGV, de manera específica, a las empresas que utilicen recursos hidráulicos y energías renovables en la generación de energía eléctrica. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.6.2. DEPRECIACIÓN ACELERADA

Un mecanismo para incentivar las inversiones en infraestructura es la denominada depreciación acelerada, que posibilita un menor pago de impuestos en los primeros años del proyecto. Estos se trasladan a los años en los que el proyecto está más estable y maduro.

La ley faculta la depreciación acelerada de hasta el 20% anual para la inversión en proyectos hidroeléctricos y de otros recursos renovables. En la actualidad, la normativa en el sector eléctrico ha entregado este beneficio a los proyectos en centrales hidráulicas. Es decir, los nuevos proyectos gozan de este beneficio. (MENDIOLA et al., 2012)

2.1.14.7. TASA DE DESCUENTO (i)

Cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, se usa una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente, y a los flujos traídos al tiempo cero se les llama flujos descontados. (Baca Urbina, 2010)

2.1.14.8. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. Al sumar los flujos descontados en el presente y restar la inversión inicial equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente en este momento o tiempo cero. Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor que cero.

La ecuación para calcular el VPN para un periodo T es:

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+i)^t} - I \quad \dots \text{(Ec. 133)}$$

Donde: t = periodo evaluado
 T = número de periodos
 Ft = Flujo de dinero en el periodo t
 i = Tasa de descuento
 I = Inversión realizada

Los criterios de evaluación son: si $VPN \geq 0$, se acepta la inversión; si $VPN < 0$, se rechaza. (Baca Urbina, 2010)

2.1.14.9. TASA INTERNA DE RETORNO

Es la tasa de descuento por la cual el VPN es igual a cero. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+i)^t} - I = 0 \quad \dots \text{(Ec. 134)}$$

Criterio de aceptación: si el rendimiento de la empresa es mayor que el mínimo fijado como aceptable, la inversión es económicamente rentable. (Baca Urbina, 2010)

2.1.14.10. RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)

La lógica del Índice Beneficio-Costo, también conocido como Relación Beneficio-Costo, es en síntesis, la suma de todos los ingresos y costos actualizados, es decir, llevados a valores presentes del año 0, y luego divididos.

$$B/C = \frac{|\sum \text{Ingresos actualizados}|}{|\sum \text{Egresos actualizados}|} \quad \dots \text{(Ec. 135)}$$

El criterio para aceptar o rechazar es: si el B/C es > 1 , significa que los ingresos son mayores que los costos, haciendo el proyecto aceptable; y si es < 1 , implica lo opuesto. (Baca Urbina, 2010)

2.1.14.11. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Puede revelarnos con precisión, en años, meses y días, la fecha en la cual será cubierta la inversión inicial. En

teoría existen dos tipos de PRI, el que no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo y el que sí lo hace (PRI Descontado).

Para calcular el PRI se usa la siguiente fórmula:

$$PRI = A + \frac{I - C}{D} \quad \dots \text{(Ec. 136)}$$

Donde: A = Año inmediato anterior en que se recupera la inversión

I = Inversión Inicial

C = Flujo de Efectivo Acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión

D = Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión. (Baca Urbina, 2010)

2.2. HIPOTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.2.1. HIPÓTESIS GENERAL

Con la conexión de la Central Hidroeléctrica Yuraq al SEIN se cubre parcialmente su demanda.

2.2.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS

- a. La brecha oferta-demanda del SEIN es creciente en el horizonte operativo del proyecto.
- b. Mediante el análisis de los parámetros hidrológicos y geográficos de la cuenca del río Blanco se definen los parámetros de diseño de la Central Hidroeléctrica Yuraq
- c. El análisis de los parámetros de diseño permite determinar los parámetros operativos y dimensionamiento de la Central Hidroeléctrica Yuraq.
- d. Los beneficios económicos del proyecto garantizan la rentabilidad de la inversión pública o privada.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Se emplearán los siguientes métodos de investigación:

Método descriptivo: Es así que para esta investigación se evaluarán las características hidrológicas en diversos puntos del tiempo. En esta investigación también se analizarán los datos reunidos para descubrir así, cuales variables están relacionadas entre sí.

Método exploratorio: Dada la precaria información disponible sobre la Sub cuenca del Río Blanco, el presente estudio aplica esta metodología para la identificación geográfica y la recolección de datos hidrológicos in situ. Esto servirá como base para este y futuros estudios.

Método empírico: Definida la metodología, trasluce el vínculo inherente con el proyecto, dado que este se basa en la lógica empírica, la observación, la medición y el análisis estadístico.

Se recurrió a la bibliografía establecida, normas, leyes, catálogos, tablas, diagramas, con la finalidad de desarrollar el presente proyecto.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN

Población: Para este proyecto de investigación, se considera como población a investigar, el sector de generación eléctrica.

Muestra: La muestra es la sub cuenca del río Blanco, ubicada en el distrito de San Gabán, provincia de Carabaya, donde se instalarán los componentes de la futura Central Hidroeléctrica Yuraq.

3.3. TÉCNICAS PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN

Para llevar a cabo la presente investigación, se utilizaron las siguientes técnicas e instrumentos:

Tabla 20: Técnicas e Instrumentos Empleados Para la Recolección de Información

TÉCNICAS	INSTRUMENTOS
Observaciones Directas	Cuadros de registros, Cartas Geológicas
Mediciones Directas	GPS Garmin eTrex Vista HCx, Correntómetro SEBA de 1 hélice
Cálculos Justificativos Para el Diseño	Calculadora y softwares como Microsoft Excel, HidroEsta y HEC HMS
Diseño de Planos	Software como el Autocad 2013, SolidWorks 2014, Google Earth, Global Mapper V16, Arcgis 10.2.1 y MapSource.
Selección de Equipos y Accesorios	Catálogos, tablas y diagramas de diversos fabricantes y proveedores.

Elaboración: Propia

Se efectuó el siguiente procedimiento, previa coordinación con el director de tesis:

- Consulta bibliográfica y recolección de datos relacionadas a la tesis.
- Búsqueda de información cartográfica y geológica de la zona de interés, con el fin de evaluar las bondades de la zona y las posibilidades de aprovechamiento hidroeléctrico.
- Visita de campo a fin de reconocer la zona y valorar las posibilidades de instalar una central hidroeléctrica. En esta etapa se contrasta la información recabada y se confirma lo previsto.
- Ejecución de las mediciones de caudal y geoposicionamiento satelital. Se ejecutan las primeras mediciones, necesarias para los estudios a desarrollar, a su vez, se prevé el emplazamiento de la CH Yuraq en la zona, recabando las consideraciones a tener para el diseño.
- Análisis de datos recolectados y generación de datos hidrometeorológicos. Con los datos obtenidos en campo, se efectúa su correlación con los históricos de las cuencas vecinas, generando de tal forma el histórico de la sub cuenca del río Blanco.
- Cálculo y diseño de las obras civiles y equipamiento electromecánico.
- Evaluación económica del proyecto. se proyecta el flujo económico de la unidad de generación para un horizonte de 30 años y finalmente demostrar la rentabilidad de la inversión.

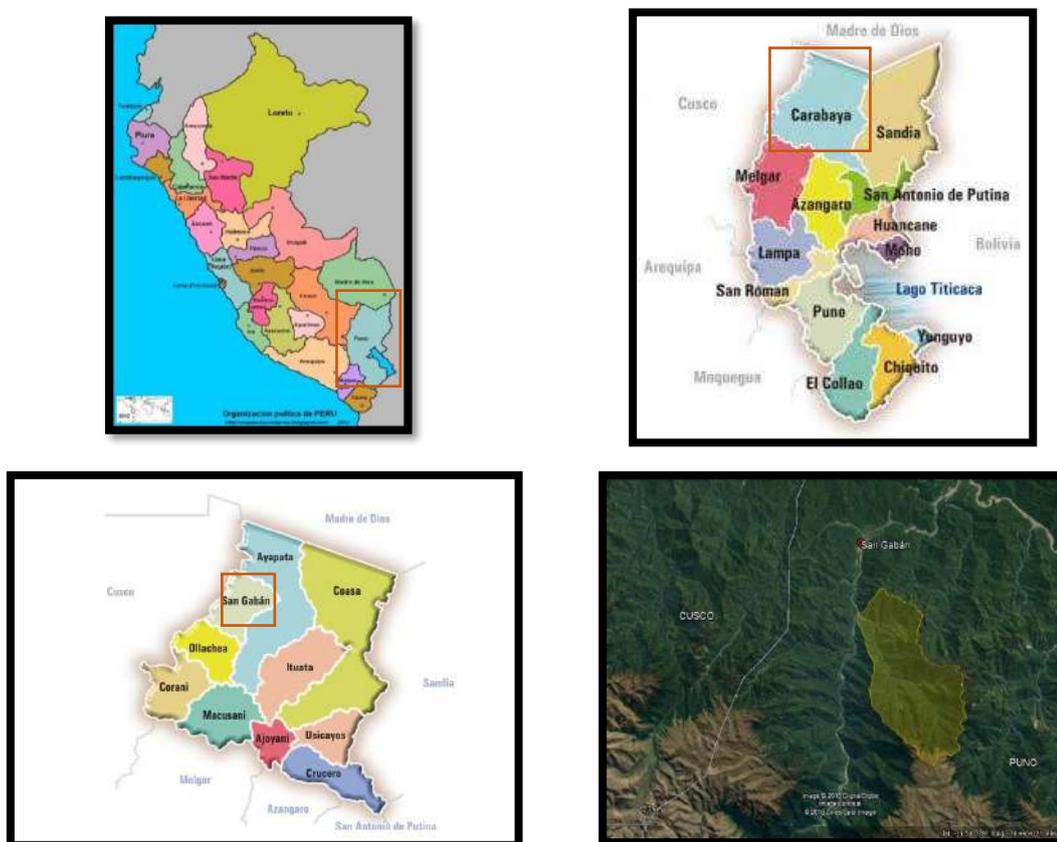
3.4. ASPECTOS GENERALES

3.4.1. UBICACIÓN

El ámbito de desarrollo del Estudio Temprano se ubica políticamente dentro de la Jurisdicción del Distrito de San Gabán, aproximadamente a 350 Km en dirección norte de la ciudad de Puno. El emplazamiento de la central está situado a lo largo del río Blanco, entre la parte alta de la cuenca y su confluencia con el río San Gabán. La zona se encuentra entre las cotas 1,200 msnm (bocatoma) y 700 msnm (descarga).

REGIÓN : Puno
 PROVINCIA : Carabaya
 DISTRITO : San Gabán

Figura 20: Ubicación del Proyecto



Fuente: (HC & Asociados SRL, 2016) y Google earth

Geográficamente se ubica entre las siguientes coordenadas

ESTE	340000	360000
NORTE	8505000	8490000

3.4.2. ACCESOS AL ÁREA DEL PROYECTO

El acceso a la zona del proyecto se realiza por vía terrestre desde la ciudad de Juliaca, por la carretera Interoceánica Tramo IV, hasta Macusani recorriendo 190 km, de donde sigue hasta Ollachea con 55 km, y de allí hasta el puente Arica con 45 km, lo cual da un total de 290 km, que en camioneta se recorre en aproximadamente cuatro horas y media (4:30 horas).

Tabla 21: Medios de Acceso a la Zona del Proyecto

Tramo	Distancia		Tipo de vía	Medio de transporte	Vía Principal
	Parcial (km)	Tiem. (min)			
Juliaca – Azángaro	60	55	Asfaltada	Camioneta	Juliaca – Macusani
Azángaro – Macusani	130	115	Asfaltada	Camioneta	Juliaca – Macusani
Macusani – Ollachea	55	55	Asfaltada	Camioneta	Macusani – San Gabán
Ollachea – Puente Arica	45	45	Asfaltada	Camioneta	Macusani – San Gabán

Elaboración: Propia

Para llegar a la ubicación del proyecto, existe una carretera que requiere ser restaurada y senderos peatonales, productos de la actividad agrícola de los lugareños, pero el 80 % del recorrido restante es a través del cauce del río, lo que dificulta el acceso en época de avenida, por lo que requerirá abrir senderos peatonales para el desplazamiento del personal y especialistas para la ejecución de posteriores estudios.

3.5. BALANCE OFERTA – DEMANDA

Se ha establecido el crecimiento esperado de la demanda y la oferta de generación a nivel SEIN, teniendo como base las proyecciones del OSINERGMIN, del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y del COES-SINAC. Se han considerado la totalidad de los proyectos de transmisión que el MEM ha entregado en concesión y los que están en proceso de licitación, así como también los proyectos que recomienda el COES-SINAC dentro de la Actualización del Plan de Transmisión 2019 - 2028.

3.5.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DEL SEIN

Para el periodo 2005-2016 se consideró la información publicada por el COES en su portal web, sección Estadísticas Anuales.

Tabla 22: Demanda SEIN, Periodo 2005 - 2016

AÑO	MÁX. DEMANDA (MW)	TASA DE CREC. (%)
2005	3,305.0	5.6%
2006	3,580.3	8.3%
2007	3,965.6	10.8%
2008	4,198.7	5.9%
2009	4,322.4	2.9%
2010	4,578.9	5.9%
2011	4,961.2	8.3%
2012	5,290.9	6.6%
2013	5,575.2	5.4%
2014	5,737.3	2.9%
2015	6,274.6	9.4%
2016	6,638.0	5.8%

Fuente: MINEM, COES

Para el periodo 2017-2051 se consideraron tres escenarios: pesimista, conservador y optimista. La proyección pesimista es a una tasa de crecimiento de 3.6%, la proyección optimista donde la tasa de crecimiento promedio anual es de 6.4%, y finalmente la proyección conservador que toma el valor de 5.0%.

Tabla 23: Proyección Pesimista de la Demanda del SEIN, Periodo 2017 – 2051

PROYECCIÓN PESIMISTA		
AÑO	MÁXIMA DEMANDA SEIN (MW)	TASA DE CRECIMIENTO (%)
2017	6,950.0	4.7%
2018	7,432.0	6.9%
2019	7,930.0	6.7%
2020	8,515.0	7.4%
2021	8,821.5	3.6%
2022	9,139.1	3.6%
2025	10,162.1	3.6%
2030	12,127.8	3.6%
2040	17,273.5	3.6%
2050	24,602.4	3.6%
2051	25,488.1	3.6%

Elaboración: Propia

Tabla 24: Proyección Conservadora de la Demanda del SEIN, Periodo 2017 – 2051

PROYECCIÓN CONSERVADOR		
AÑO	MÁXIMA DEMANDA SEIN (MW)	TASA DE CRECIMIENTO (%)
2017	6,950.0	4.7%
2018	7,432.0	6.9%
2019	7,930.0	6.7%
2020	8,515.0	7.4%
2021	8,940.8	5.0%
2022	9,387.8	5.0%
2025	10,867.5	5.0%
2030	13,870.0	5.0%
2040	22,592.8	5.0%
2050	36,801.3	5.0%
2051	38,641.4	5.0%

Elaboración: Propia**Tabla 25: Proyección Optimista de la Demanda del SEIN, Periodo 2017 – 2051**

PROYECCIÓN OPTIMISTA		
AÑO	MÁXIMA DEMANDA SEIN (MW)	TASA DE CRECIMIENTO (%)
2017	6,950.0	4.7%
2018	7,432.0	6.9%
2019	7,930.0	6.7%
2020	8,515.0	7.4%
2021	9,060.0	6.4%
2022	9,639.8	6.4%
2025	11,611.6	6.4%
2030	15,834.4	6.4%
2040	29,445.4	6.4%
2050	54,756.2	6.4%
2051	58,260.6	6.4%

Elaboración: Propia

3.5.2. PROYECCIÓN DE LA OFERTA A NIVEL DEL SEIN

En la Tabla 26 se muestra el programa de obras de generación para el periodo 2017 – 2023, el cual está conformado por proyectos de generación con mayor certidumbre de ingreso en operación.

Tabla 26: Programa de Obras de Generación, Periodo 2017 - 2020

AÑO	PROYECTO	EMPRESA	POT. INST. MW
2017	C.H. Angel I	Generadora de Energía del Perú S.A.	19.9
	C.H. Angel II	Generadora de Energía del Perú S.A.	19.9
	C.H. Angel III	Generadora de Energía del Perú S.A.	19.9
	C.H. Cola I	Hidroeléctrica Cola S.A.	13.1
	C.H. La Virgen	La Virgen S.A.C.	84.0
	C.H. Nueva Esperanza	Nueva Esperanza Energy S.A.C.	9.2
	C.H. Potrero	Empresa Eléctrica Agua Azul S.A.	19.9
	C.H. Pucará	Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cusco S.A.	156.0
	C.H. Raura II	Amazonas Generación S.A.	13.0
	C.H. Santa Lorenza I	Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C.	18.7
	C.H. Yarucaya	Huaura Power Group S.A.	15.0
	C.S. Intipampa	Enersur	40.0
	C.T. Iquitos Nueva	Genrent del Perú S.A.C.	70.0
	C.T. Malacas	Enel Generación Piura S.A.	52.8
2018	C.E. Duna	GR Taruca S.A.C.	18.0
	C.E. Huambos	GR Paino S.A.C.	18.0
	C.E. Parque Nazca	Enel Green Power Perú S.A.	126.0
	C.H. Ayanunga	Energética Monzón	20.0
	C.H. Carhuac	Andean Power S.A.	20.0
	C.H. Centauro I y III	Corporación Minera del Perú S.A.	25.0
	C.H. Colca	Empresa Generación Eléctrica Colca S.A.C.	12.1
	C.H. Her 1	Enel Generación Perú S.A.A.	0.7
	C.H. Huatziroki	Empresa de Generación Hidráulica Selva S.A.	19.2
	C.H. Hydrika 1	Empresa Hydrica 1 S.A.C.	6.6
	C.H. Hydrika 2	Empresa Hydrica 2 S.A.C.	4.0
	C.H. Hydrika 3	Empresa Hydrica 3 S.A.C.	10.0
	C.H. Hydrika 4	Empresa Hydrica 4 S.A.C.	8.0
	C.H. Hydrika 5	Empresa Hydrica 5 S.A.C.	10.0
	C.H. Karpa	Hidroeléctrica Karpa S.A.C.	19.0
	C.H. Marañón	Empresa Hidroeléctrica Marañón S.R.L.	18.4
	C.H. Tulumayo IV	Egejunín Tulumayo IV S.A.C.	56.2
C.H. Zaña 1	Electro Zaña S.A.C.	13.2	
C.S. Rubí	Enel Green Power Perú S.A.	144.5	
C.T. Santo Domingo de los Olleros	Termochilca	100.0	
2019	C.H. Hydrika 6	Hydrika 6 S.A.C.	8.9
	C.H. Pallca	Andean Power S.A.C.	10.1

Continúa...

AÑO	PROYECTO	EMPRESA	POT. INST. MW
2020	C.B. Callao	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	2.0
	C.B. Huaycoloro II	Empresa Concesionaria Energía Limpia S.A.C.	2.0
	C.H. Alli	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	14.5
	C.H. Kusa	Concesionaria Hidroeléctrica Sur Medio S.A.	15.6
	C.H. Laguna Azul	Hidroeléctrica Laguna Azul S.R.L.	20.0
	C.H. Molloco	Generadora Eléctrica Molloco S.A.C.	278.0
	C.H. Olmos I	Sindicato Energético S.A. - SINERSA	51.0
2021	C.H. Belo Horizonte	Odebrecht S.A.C.	180.0
	C.H. Cativen I-II	Compañía Minera Poderosa S.A.	29.0
	C.H. Curibamba	Enel Generación Perú S.A.	195.0
	C.H. Tulumayo V	Egejunín Tulumayo V S.A.C.	83.2
2022	C.H. Veracruz	Compañía Energética Veracruz S.A.C	635.0
2023	C.H. Chadín II	AC Energía S.A.	600.0
	C.H. San Gabán III	Hydro Global Perú	205.8

Fuente: MINEM, COES

La mayoría de estos proyectos tienen una fecha contractual de ingreso en operación comercial resultado de las subastas y licitaciones, otros cuentan con estudios de Pre Operatividad aprobado, en cuyo caso las fechas de ingreso en operación comercial se han estimado en función a la información presentada en dichos estudios.

Tabla 27: Crecimiento de la Oferta Eléctrica, Periodo 2005 - 2016

AÑO	POTENCIA INSTALADA MEM	POTENCIA INSTALADA - COES			TOTAL SEIN	CREC. SEIN %
		HIDRÁULICA	TÉRMICA	SOLAR - EÓLICA BIOMASA		
2004	6,016.40	2,813.56	1,831.90		4,645.55	
2005	6,200.60	2,982.94	1,806.62		4,789.56	3.1%
2006	6,658.10	2,996.98	2,112.68		5,109.66	6.7%
2007	7,027.50	2,946.93	2,424.14		5,371.07	5.1%
2008	7,157.90	2,938.18	2,387.61		5,325.79	-0.8%
2009	7,986.50	2,948.18	3,052.42		6,000.60	12.7%
2010	8,612.60	3,199.96	3,499.24		6,699.20	11.6%
2011	8,691.40	3,213.40	3,532.90		6,746.30	0.7%
2012	9,699.10	3,244.50	4,291.60	84.00	7,620.10	13.0%
2013	11,050.70	3,275.20	4,980.80	84.00	8,340.00	9.4%
2014	11,202.70	3,413.00	5,592.70	242.00	9,247.70	10.9%
2015	12,188.60	3,926.50	5,981.50	242.00	10,150.00	9.8%
2016	14,950.70	4,948.10	7,487.60	339.20	12,774.90	25.9%

Fuente: MINEM, COES

Tabla 28: Crecimiento de la Oferta Eléctrica, Periodo 2017 – 2051

PROYECCIÓN DE LA OFERTA				
AÑO	TOTAL SEIN	HIDRÁULICA	TÉRMICA	SOLAR - EÓLICA BIOMASA
2017	13,326.3	5,336.7	7,610.4	379.2
2018	13,975.2	5,579.1	7,710.4	685.7
2019	13,994.2	5,598.1	7,710.4	685.7
2020	14,377.3	5,977.2	7,710.4	689.7
2021	14,864.5	6,464.4	7,710.4	689.7
2022	15,499.5	7,099.4	7,710.4	689.7
2025	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7
2030	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7
2035	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7
2040	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7
2045	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7
2050	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7
2051	16,305.3	7,905.2	7,710.4	689.7

Elaboración: Propia

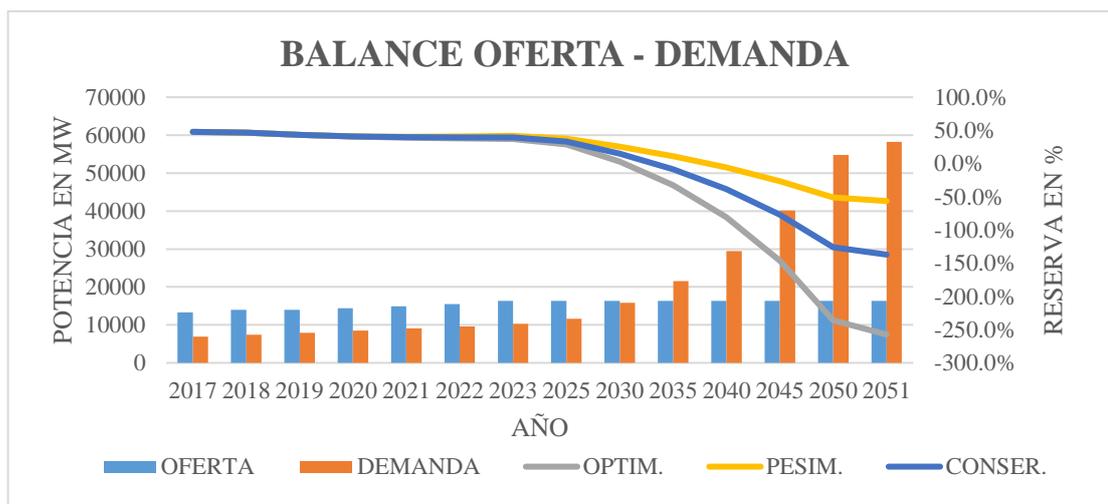
3.5.3. BALANCE OFERTA – DEMANDA

Tabla 29: Balance Oferta – Demanda, Periodo 2017 – 2051

AÑO	OFERTA (MW)	DEMANDA (MW)			MARGEN DE RESERVA (%)		
		PESIM.	CONSER.	OPTIM.	PESIM.	CONSER.	OPTIM.
2017	13,326.3	6,950.0	6,950.0	6,950.0	47.8%	47.8%	47.8%
2018	13,975.2	7,432.0	7,432.0	7,432.0	46.8%	46.8%	46.8%
2019	13,994.2	7,930.0	7,930.0	7,930.0	43.3%	43.3%	43.3%
2020	14,377.3	8,515.0	8,515.0	8,515.0	40.8%	40.8%	40.8%
2021	14,864.5	8,821.5	8,940.8	9,060.0	40.7%	39.9%	39.0%
2022	15,499.5	9,139.1	9,387.8	9,639.8	41.0%	39.4%	37.8%
2025	16,305.3	10,162.1	10,867.5	11,611.6	37.7%	33.3%	28.8%
2030	16,305.3	12,127.8	13,870.0	15,834.4	25.6%	14.9%	2.9%
2040	16,305.3	17,273.5	22,592.8	29,445.4	-5.9%	-38.6%	-80.6%
2050	16,305.3	24,602.4	36,801.3	54,756.2	-50.9%	-125.7%	-235.8%
2051	16,305.3	25,488.1	38,641.4	58,260.6	-56.3%	-137.0%	-257.3%

Elaboración: Propia

Figura 21: Balance Oferta – Demanda, Periodo 2017 – 2051



Elaboración: Propia

3.6. CARTOGRAFÍA

3.6.1. TRABAJOS EN GABINETE

En primer lugar, se realiza un estudio preliminar, con imágenes obtenidas del programa Google Earth, para establecer la ruta del cauce del río. Se obtienen las coordenadas del punto inicial y final, y se calcula el perfil con la ruta obtenida a lo largo del río Blanco.

Para contrastar los datos, se hizo uso de la carta topográfica 28V del IGN y los planos elaborados para el Estudio de Factibilidad de la CH San gabán III. Mediante el programa Autocad se elaboró el perfil de la cuenca del río Blanco.

3.6.2. RECOPIACIÓN Y EVALUACIÓN DE INFORMACIÓN EXISTENTE

Se adquiere la información cartográfica necesaria para formular diferentes alternativas de ubicación de la Central Hidroeléctrica:

- Imágenes satelitales obtenidas de Google Earth.
- Carta topográfica 28V (Ayapata) del IGN a escala 1/25000.
- Planos topográficos y geológicos del Estudio de Factibilidad de la CH San Gabán III.

Con el material obtenido, se realiza el trabajo en gabinete de ubicación, limitación, distancias y perfiles de la zona de estudio. Se adjunta la cartografía y planos necesarios.

3.6.3. INFORMACIÓN OBTENIDA POR IMÁGENES SATELITALES

El tramo del río Blanco se considera viable para la ubicación de la central hidroeléctrica propuesta. Se describe la zona del proyecto desde la parte alta de la cuenca hasta la convergencia con el río San Gabán.

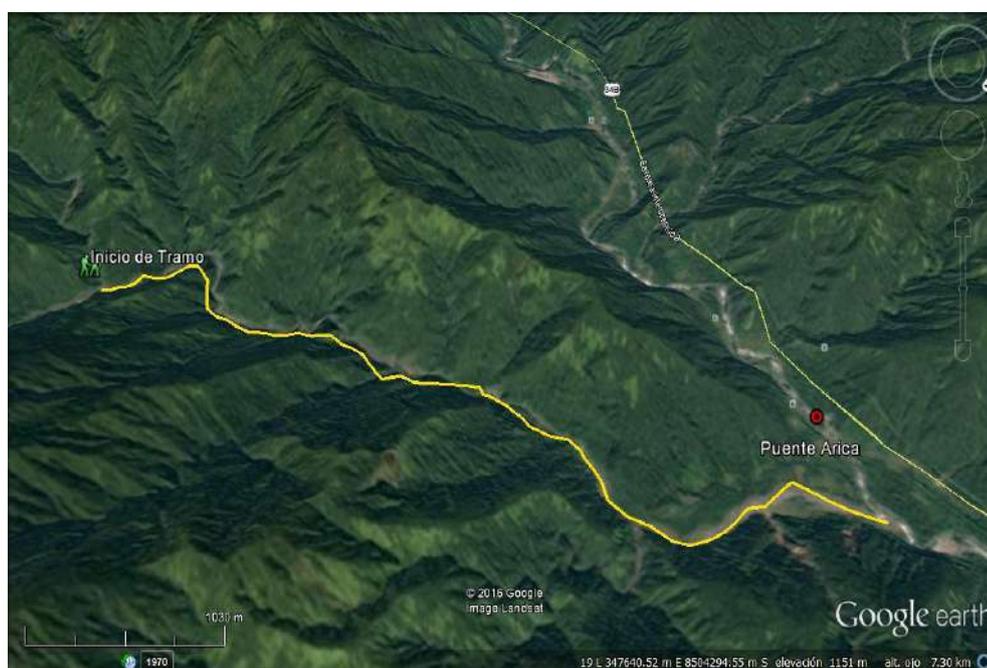
Inicio del Tramo de Estudio

El tramo estudiado comienza en la parte alta de la cuenca objetivo, a 15 Km del centro poblado de San Gabán, para llegar a este punto, se desplaza desde el pueblo de San Gabán por la carretera interoceánica en dirección a Ollachea hasta el puente Arica, que se encuentra a 7 Km de distancia; luego se debe recorrer un sendero que llega hasta el río Blanco, a unos 2 Km, posterior a ello se debe seguir a través del cauce del río hasta el punto de interés.

Coordenadas: 349694.00 m E 8500929.00 m S

Altitud: 1175 m.s.n.m.

Figura 22: Ubicación del Inicio del Tramo de Estudio



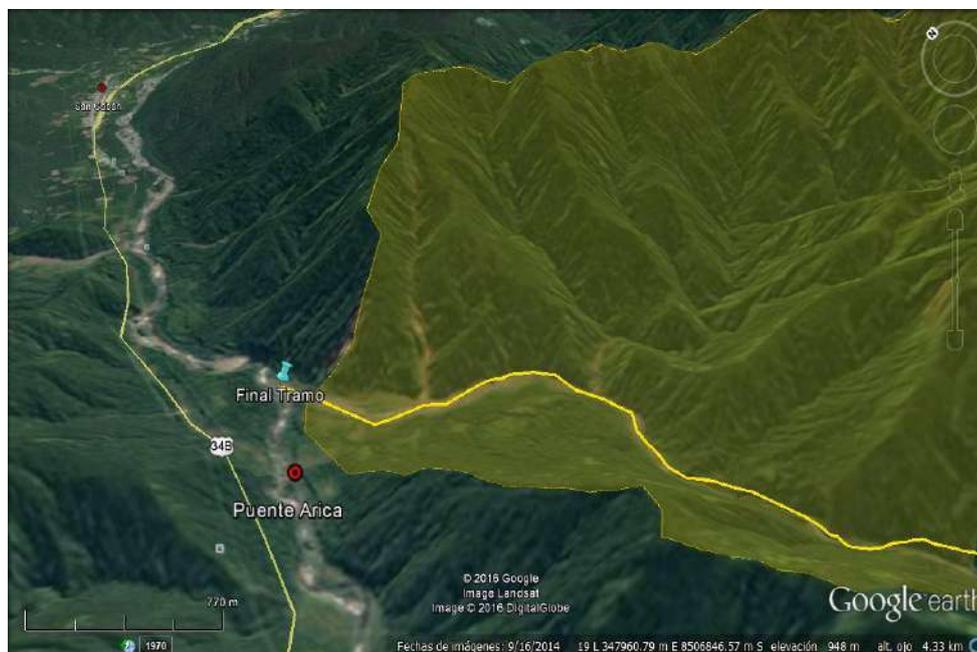
Fuente: Google Earth

Final del Tramo de Estudio

El río Blanco finaliza en la confluencia con el río San Gabán. Este punto se encuentra a 6 Km antes de llegar al Distrito de San Gabán. La ubicación es la siguiente:

Coordenadas: 346671.00 m E 8507686.00 m S
 Altitud: 716 m.s.n.m.

Figura 23: Ubicación del Final del Tramo de Estudio



Fuente: Google Earth

3.6.4. INFORMACIÓN OBTENIDA POR CARTA DEL IGN

Se obtuvo la carta 28V correspondiente al cuadrante de Ayapata del Instituto Geográfico Nacional del Perú – IGN.

Las características más importantes del tramo definido en el río de Blanco son las siguientes:

Inicio

Coordenadas: 349,633.084 m E 8,500,956.868 m S
 Altitud: 1,188 m.s.n.m.

Final

Coordenadas: 346,948.889 m E 8,507,092.899 m S
 Altitud: 716 m.s.n.m.

Características

Longitud: 7,994 m Sprom = 16.9 %
 Desnivel: 472 m

3.7. GEOLOGÍA

El estudio Geológico está orientado a conocer las condiciones geológicas de la zona de estudio, para su aplicación posterior en el diseño de las obras civiles, hidromecánicas y electromecánicas. Los alcances del presente estudio se basan en un estudio geológico regional y local básico que sirva como ayuda a la ubicación de la CH Yuraq.

Para realizar la evaluación geológica regional, se utiliza como información base el Boletín N° 89, Geología de los Cuadrángulos de Corani 28u y Ayapata 28v (INGEMMET, 1996). Y para la geología local básica se emplea el estudio geológico elaborado para la CH San Gabán III, esto debido a que la zona de estudio se traslapa con su zona de interés.

3.7.1. UBICACIÓN SEGÚN CARTA GEOLÓGICA

El cuadrángulo de Ayapata se ubica al Norte de la ciudad de Puno y a una distancia de 230 km en línea recta. Políticamente el área abarca territorios de las provincias de Carabaya y Sandia del departamento de Puno; el área de este cuadrángulo comprende una superficie de 3,025. km² y geográficamente está delimitada por las coordenadas siguientes:

$$13^{\circ}30' - 14^{\circ}00' \text{ de Latitud Sur}$$
$$70^{\circ}00' - 70^{\circ}30' \text{ de Longitud Oeste}$$

3.7.2. ZONA GEOGRÁFICA

El área de estudio del río Blanco pertenece a una Zona Alta Subandina caracterizada por un relieve accidentado, debido a la presencia de numerosos ríos y quebradas que bisectan esta parte del territorio originando valles y quebradas profundos y encañonados, con diferencias de altura entre los cauces y las partes altas del orden de los 800 y 1000 m. El terreno intervalles está modelado en cadenas de cerros cuyas altitudes disminuyen progresivamente hacia el Noreste.

De acuerdo a los estudios realizados por el Instituto Geológico Minero y Metalúrgico (INGEMMET), como parte de la elaboración de la Carta Geológica Nacional a escala 1:100 000, el área del proyecto se encuentra constituido mayormente por rocas metamórficas, de naturaleza pizarrosa y esquistosa, pertenecientes al Grupo San José (O-sj) y al Complejo Izcaybamba (€-ci), respectivamente. Dichas unidades rocosas

3.7.4. GEOMORFOLOGÍA

3.7.4.1. ZONA SUB ANDINA

Esta zona forma parte de una zona geomorfológica mayor que, en nuestro país, se denomina “Faja Subandina”, la cual se extiende paralela a la Cordillera Oriental, como una zona de transición entre esta cordillera y el llano amazónico.

Se caracteriza por su relieve accidentado, conformado por una cadena de cerros con altitudes que disminuyen progresivamente hacia el Noreste desde los 3700 msnm junto a la cordillera, hasta los 700 msnm dentro de nuestra zona de estudio. Su relieve accidentado, es consecuencia del fuerte bisectamiento a que está sometido este territorio por acción del discurrir de aguas del río Blanco y afluentes. Es zona de fuerte erosión, el valle tiene forma de V, con un fondo muy angosto y paredes laterales empinadas. Debido al clima lluvioso de esta zona y la fuerte erosión, los taludes pierden estabilidad produciéndose derrumbes y deslizamientos.

3.7.5. ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

En los cuadrángulos de Corani y Ayapata afloran rocas cuyas edades van desde el Cámbrico hasta el Cuaternario, siendo la zona de estudios del periodo geológico Ordovícico, de la era Paleozoica Inferior.

3.7.5.1. GRUPO SAN JOSÉ

Pertenece a la era Paleozoica, dentro del sistema Ordoviciano, en la serie inferior. En estos afloramientos el grupo San José se encuentra plegado y afectado en algunas zonas por una esquistosidad subparalela a la estratificación. A parte del plegamiento, la espesa cubierta vegetal impide tener una sección continua de este Grupo, por lo que la litología que a continuación se describe es en base a afloramientos parciales.

En términos generales, consta de una secuencia de rocas sedimentarias con bajo grado de metamorfismo. Sus afloramientos se ubican al norte del área del proyecto, a partir de la quebrada Yuri Yuri, siendo el contacto a través de una falla regional de dirección NO – SE, que se alinea con el curso medio del Río Blanco. Los afloramientos constituyen relieves que se tornan menos prominentes hacia el norte, debido a la disminución de la resistencia de la roca y al elevado grado de fracturación y/o fisuración.

Las obras de generación y un 80 % del trazo del túnel de conducción involucran a rocas de esta unidad.

3.7.5.2. COMPLEJO IZCAYBAMBA

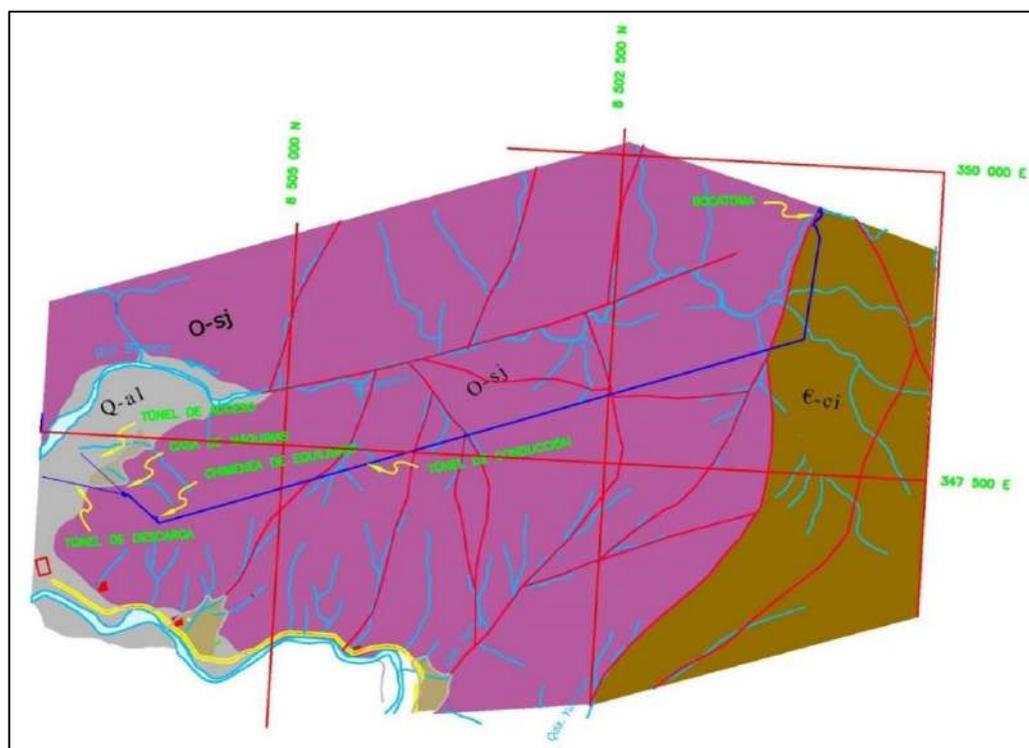
Consisten en una secuencia bastante gruesa de rocas metamórficas de naturaleza esquistosa, que se encuentra en contacto mediante falla con las rocas del Grupo San José y en contacto transicional asimilante con las rocas intrusivas graníticas ubicadas al sur de la quebrada El Carmen.

Las rocas constituyen macizos de morfología bastante accidentada debido a la elevada resistencia de la roca, tanto a la rotura mecánica como a la descomposición intempérica.

Esta unidad aflora entre la quebrada Yuri Yuri y las proximidades de la quebrada El Carmen; y está compuesta principalmente por esquistos sericíticos de color plumizo bastante densos con minerales de metamorfismo (andalucita) dispersos dentro de la masa a manera de moteado. La densa cubierta de vegetación y depósitos no permite visualizar de manera más precisa el tipo de contacto entre ambas unidades.

Parte del túnel de conducción, estimado en un 20 %, se excavará en rocas de esta unidad.

Figura 25: Litoestratigrafía de la Zona del Proyecto



Fuente: (S&Z Consultores Asociados, 2012)

3.7.6. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

3.7.6.1. FALLAS

En relación a las fallas, en los planos geológicos figuran mayormente fallas geológicas con carácter de inferidas, delineadas en base a la interpretación de imágenes de satélite.

Aun cuando en las imágenes fueron identificados algunos lineamientos de posible origen estructural, durante los trabajos de cartografiado geológico no fueron corroborados por causa de la inaccesibilidad debido a lo agreste del relieve y a la densa cubierta de vegetación. La calificación de estructuras de falla inferidas se debe básicamente a los rasgos que presenta el relieve.

Las fallas más importantes presentan direcciones NNW – SSE y NEE – SWW. Se asume que los planos de falla mayores son de alto ángulo, dado que constituyen estructuras de desgarre con desplazamientos de varias decenas de metros, con espesores en el orden de varios metros.

Es evidente la influencia de estas fallas en el proyecto, sobretodo, para el caso del túnel de conducción.

3.7.6.2. DISCONTINUIDADES MENORES

Se agrupan aquí a las diaclasas o juntas, micro-fallas y fisuras, propios de bloques estructurales limitados por fallas y, por lo general, presentan familias con direcciones oblicuas entre si formando sistemas.

3.8. ESTUDIO HIDROLÓGICO

3.8.1. DEMARCACIÓN HIDROGRÁFICA

Hidrográficamente la sub cuenca del río Blanco, tiene como límites por el:

Norte : La Cuenca del río San Gabán

Sur : La Cuenca del río Ayapata

Oeste : La Cuenca del río San Gabán

Este : La Cuenca del río Inambari

3.8.2. DESCRIPCIÓN HIDROGRÁFICA DE LA CUENCA

La sub cuenca del río Blanco, tiene un área de drenaje total equivalente a 95.36 km² siendo el 54% el área prevista para captación con una altitud media de 2,741 m.s.n.m. Esta sub cuenca se ubica en la parte sur del Perú, a la margen derecha del río San Gabán.

3.8.3. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS GEOMORFOLÓGICOS

Las características fisiográficas de la sub cuenca del río Blanco, queda definida por su forma, relieve y drenaje. Para un mejor estudio en la sub-cuenca se han establecido los siguientes parámetros geomorfológicos:

- **Perímetro (P)**

$$PCHY = 31.13 \text{ km}$$

- **Longitud Mayor (L)**

$$LCHY = 10.8 \text{ km}$$

- **Pendiente Media del Río (Ic, Ec. 18)**

$$IC = 23.47 \%$$

- **Densidad de Drenaje (Dd, Ec. 19)**

$$DdCHY = 0.52 \text{ km/km}^2$$

- **Ancho Promedio de la Cuenca (Ap, Ec. 20)**

$$Ap = 4.78 \text{ km}$$

- **Coefficiente de Compacidad (Kc, Ec. 21)**

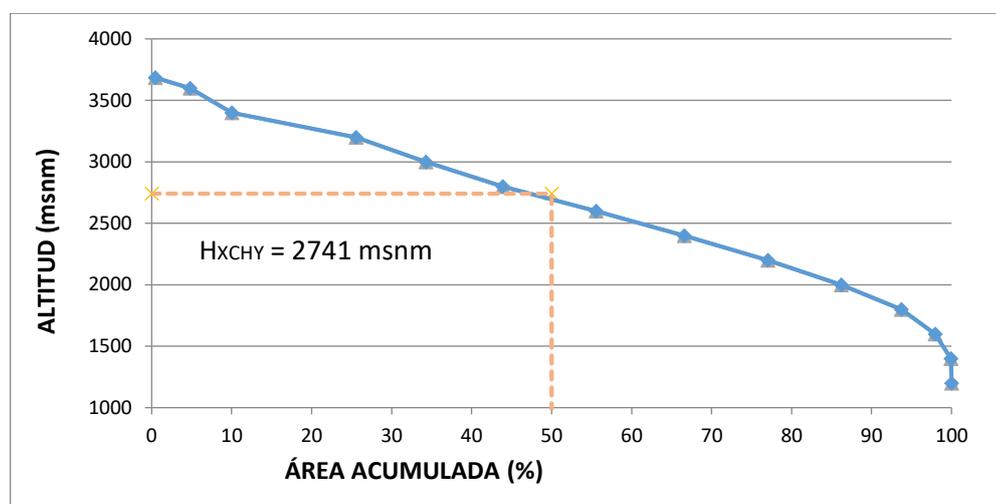
$$Kc = 1.21$$

- **Factor de Forma (Ff, Ec. 22)**

$$Ff = 0.44$$

- **Altitud Media (Hx)**

Figura 26: Curva Hipsográfica de la Zona del Proyecto



Elaboración: Propia

3.8.4. ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN METEOROLÓGICA

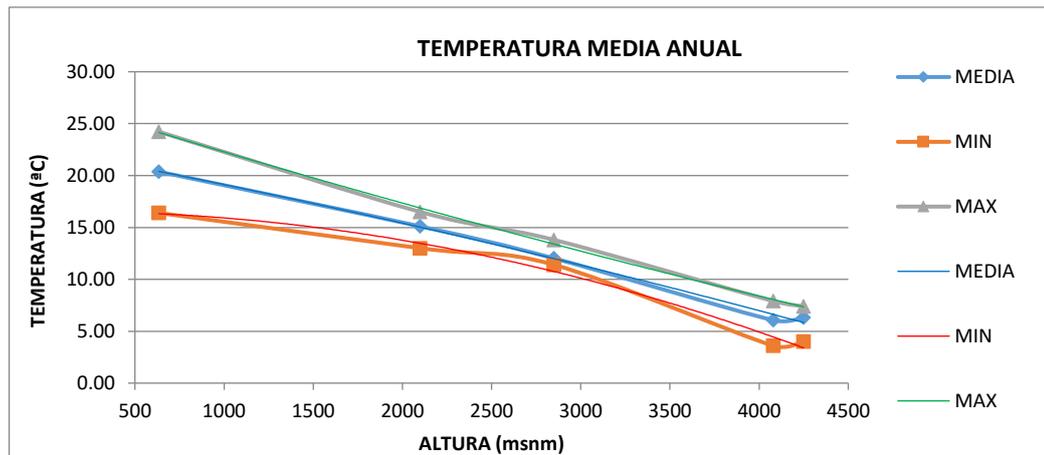
Los principales parámetros meteorológicos que definen o caracterizan el clima en la zona de estudio son: la temperatura, la humedad relativa, la evapotranspiración y la precipitación; siendo estas las de mayor importancia en cuanto a la tipificación o caracterización meteorológica de la cuenca.

La evaluación meteorológica tuvo como finalidad identificar, describir y evaluar los elementos meteorológicos, para lo cual se ha recurrido a los registros históricos de las estaciones meteorológicas cercanas y aledañas al proyecto, los cuales fueron extraídos del Estudio de Factibilidad del Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III (Elaborado por la empresa S&Z).

3.8.4.1. TEMPERATURA

Las temperaturas tienen un comportamiento asociado particularmente a la altura sobre el nivel del mar. Para determinar la temperatura media mensual en la sub-cuenca del río Blanco se tiene los registros históricos de temperatura de 4 estaciones (Macusani, Corani, Ollachea, y San Gabán – Ver Anexo B). Para el proyecto se han correlacionado las temperaturas en función a la altura:

Figura 27: Curva de la Temperatura en Función de la Altitud



Elaboración: Propia

$$T_{med} = -0.0000001680 * H^2 - 0.0032081080 * H + 22.5036551728 \quad \dots \text{(Ec. 137)}$$

$$T_{min} = -0.0000007598 * H^2 + 0.0001356667 * H + 16.5416902341 \quad \dots \text{(Ec. 138)}$$

$$T_{max} = 0.0000001494 * H^2 - 0.0053767391 * H + 27.5035386010 \quad \dots \text{(Ec. 139)}$$

Siendo:

T_{med} = Temperatura media anual (°C)

T_{min} = Temperatura media mínima anual

T_{max} = Temperatura media máxima anual (°C)

H = Altitud (msnm)

Se observándose que para la altitud media de cuenca una temperatura media anual de 12.45 °C, con una variación máxima mensual de 13.89 °C y una mínima de 11.21 °C.

Tabla 30: Temperatura de las Estaciones de Registro

EMPERATURA MEDIA ANUAL									
ESTACIÓN	CUENCA	PERIODO DE REGISTROS	ALTITUD (msnm)	TEMPERATURA MEDIA ANUAL	MIN	MAX	AJUSTE POLINOMIAL		
							MEDIA	MIN	MAX
MACUSANI	SAN GABÁN	1990-1991	4250	6.32	4.00	7.4	5.83	3.39	7.35
CORANI	SAN GABÁN	2001-2007	4080	6.06	3.60	7.90	6.62	4.45	8.05
OLLACHEA	SAN GABÁN	1982-1986	2850	12.02	11.40	13.80	12.00	10.76	13.39
TABINAPAMPA	SAN GABÁN	2001-2007	2100	15.10	13.00	16.50	15.03	13.48	16.87

Continúa...

EMPERATURA MEDIA ANUAL									
ESTACIÓN	CUENCA	PERIODO DE REGISTROS	ALTITUD (msnm)	TEMPERATURA MEDIA ANUAL	MIN	MAX	AJUSTE POLINOMIAL		
							MEDIA	MIN	MAX
SAN GABÁN	SAN GABÁN	2011-2015	635	20.37	16.40	24.22	20.40	16.32	24.15
CAPTACIÓN CHY	SAN GABÁN		1175	-	-	-	18.50	15.65	21.39
COEFICIENTE DE CORRELACIÓN DE PEARSON							0.998	0.99	1.00

Elaboración: Propia

3.8.4.2. HUMEDAD RELATIVA

Para determinar la humedad relativa se tiene los registros históricos de 2 estaciones, siendo representativa a nivel de la sub cuenca la estación Ollachea, por encontrarse a una altitud cercana (Ver Anexo C).

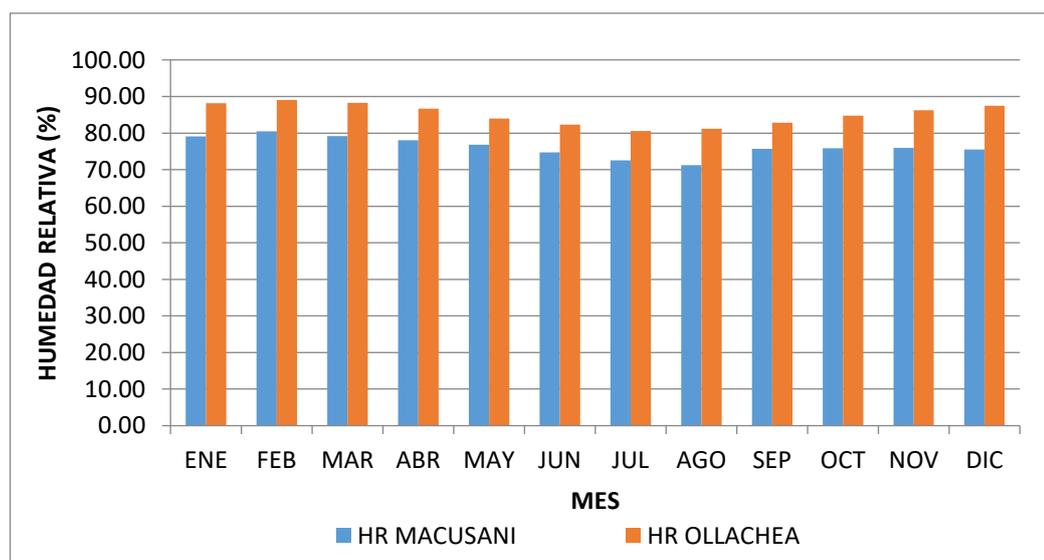
Presentándose una humedad relativa media anual de 85.1 %, con una variación máxima de 89.0 % en el mes de febrero y una mínima de 80.5 % en el mes de julio, tal como se muestra en la tabla 31 y figura 28.

Tabla 31: Humedad Relativa Mensual de las Estaciones de Registro

ESTACIÓN	ALT.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MED.
MACUSANI	4250	79.1	80.5	79.1	78	76.9	74.7	73	71.2	75.7	75.9	75.9	76	76.3
OLLACHEA	2850	88.1	89	88.3	86.7	83.9	82.3	81	81.2	82.8	84.7	86.3	88	85.1

Elaboración: Propia

Figura 28: Humedad Relativa Mensual de las Estaciones de Registro



Elaboración: Propia

3.8.4.3. EVAPORACIÓN

Para el análisis de esta variable se obtuvo información de 4 estaciones cercanas y aledañas (Corani, Sicuani, Kayra, y Ollachea – Ver Anexo D), y con los valores medios anuales se analizó el comportamiento de la evaporación respecto a la altitud.

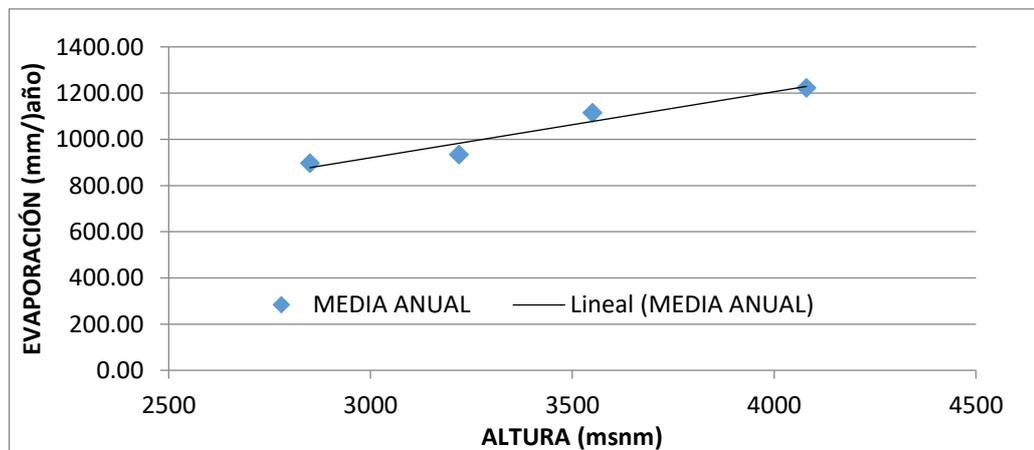
Tabla 32: Evaporación Anual en las Estaciones de Registro

ESTACIÓN	ALTITUD (msnm)	EVAPORACIÓN (mm/año)
CORANI	4080	1222.37
SICUANI	3550	1115.00
KAYRA	3219	932.90
OLLACHEA	2850	895.99

Elaboración: Propia

(La evaporación de las estaciones de Sicuani y Kayra fueron extraídos del Estudio de Factibilidad de San Gabán III)

Figura 29: Variación de la Evaporación con Respecto a la Altura



Elaboración: Propia

$$Evap = 0.2857955812 * H + 62.7882499608 \quad \dots \text{(Ec. 140)}$$

Siendo:

Evap = Evaporación media anual (°C)

H = Altitud (msnm)

El coeficiente de correlación de Pearson hallado es de 0.97.

Siguiendo la tendencia de los promedios se estimó que, para la zona del proyecto, la evaporación sería:

Tabla 33: Evaporación en la Zona del Proyecto

ESTACIÓN	ALTITUD (msnm)	EVAPORACIÓN (mm/año)
CAPTACIÓN CHY	1150	391.45
DESCARGA CHY	750	277.13
ALTITUD MEDIA DE CUENCA	2741	846.04

Elaboración: Propia

La distribución a nivel mensual de la evaporación estimada en cada zona del proyecto, puede considerarse similar a la distribución de la evaporación media mensual registrada en la estación de Ollachea:

$$\% = \text{Evap}(\text{MES}) / \text{TOTAL} \quad \dots \text{(Ec. 141)}$$

Tabla 34: Distribución Mensual de la Evaporación en la Estación Ollachea

ESTACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL
OLLACHEA	93.2	107.7	117.4	53.0	55.1	46.5	61.7	67.5	59.1	77.2	67.8	89.8	896.0
PORC. (%)	10.4	12.0	13.1	5.9	6.2	5.2	6.9	7.5	6.6	8.6	7.6	10.0	100

Elaboración: Propia

Ejm: El mes de enero representa el 10.4% del total, entonces para la Altitud Media de Cuenca:

$$\text{Evap}(\text{MES}) = \% * \text{TOTAL}$$

$$\text{Evap}(\text{ENERO}) = 10.4 * 846.04 = 88.0 \text{ mm}$$

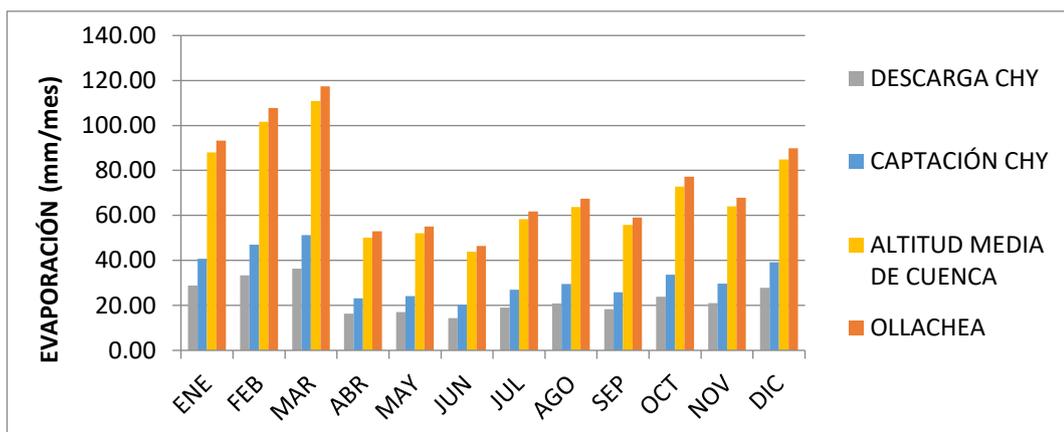
De manera análoga para los demás meses y zonas del proyecto, obteniéndose la tabla 35 y figura 30.

Tabla 35: Distribución Mensual de la Evaporación en la Zona del Proyecto

ESTACIÓN	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOT.
ALTITUD MEDIA	88.0	101.7	110.9	50.0	52.0	43.9	58.3	63.7	55.8	72.9	64.0	84.8	846
CAPTACIÓN	40.7	47.1	51.3	23.2	24.1	20.3	27.0	29.5	25.8	33.7	29.6	39.2	392
DESCARGA	28.8	33.3	36.3	16.4	17.0	14.4	19.1	20.9	18.3	23.9	21.0	27.8	277

Elaboración: Propia

Figura 30: Distribución Mensual de la Evaporación en la Zona del Proyecto



Elaboración: Propia

3.8.4.4. PRECIPITACIÓN

3.8.4.4.1. FUENTE DE DATOS

La precipitación se considera como la primera variable meteorológica y es la entrada natural de agua dentro del balance hídrico en las cuencas hidrográficas.

Para determinar la precipitación en la sub-cuenca del río Blanco, se ha considerado la altitud del punto de captación y los registros históricos de las estaciones Macusani, Corani, Ollachea, Tabinapampa y San Gabán (Ver Anexo E).

Tabla 36: Precipitación Medio Anual en las Estaciones de Registro

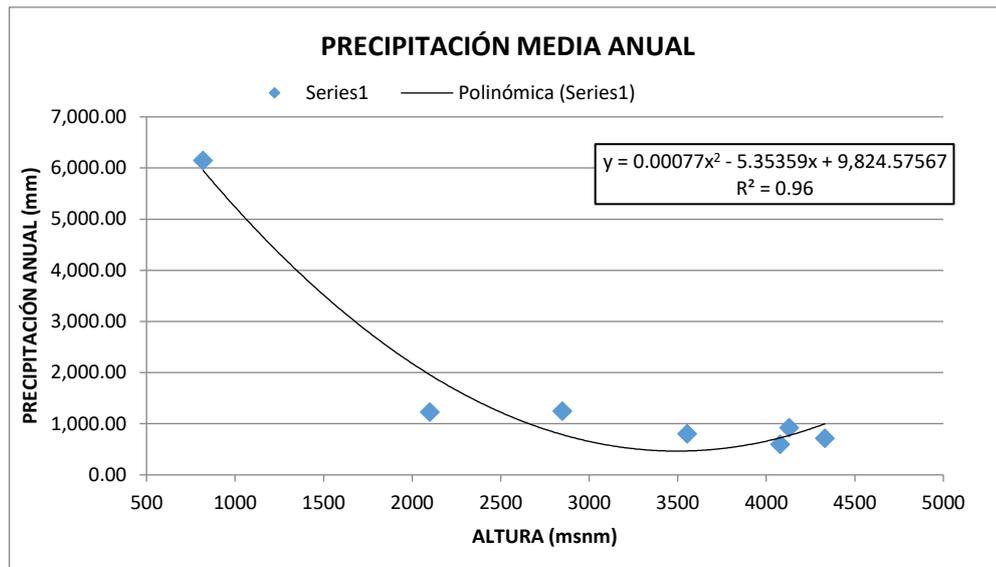
ESTACIÓN	ALTITUD (msnm)	PRECIPITACIÓN (mm/año)
MACUSANI	4331	716
CORANI	4080	596
OLLACHEA	2850	1244
TABINAPAMPA	2100	1227
SAN GABÁN	820	6147

Elaboración: Propia

3.8.4.4.2. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

El régimen de precipitación de la cuenca del río San Gabán ha sido analizado con respecto a la altitud geográfica del lugar. El resultado de este análisis confirma una relación entre la precipitación y la altitud.

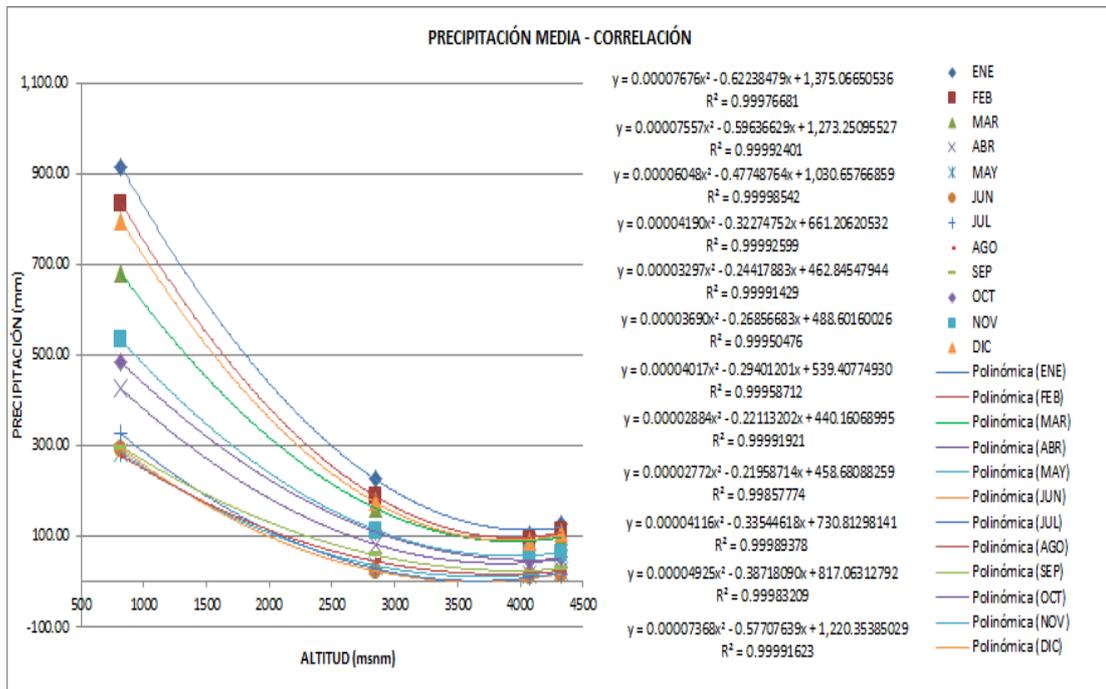
Figura 31: Curva de Precipitación Media Anual en Función de la Altura



Elaboración: Propia

La correlación de las precipitaciones media mensual de las 5 estaciones ubicadas dentro de la cuenca San Gabán y otras estaciones de cuencas vecinas se muestran a continuación:

Figura 32: Curva de Precipitación Media Mensual en Función de la Altura



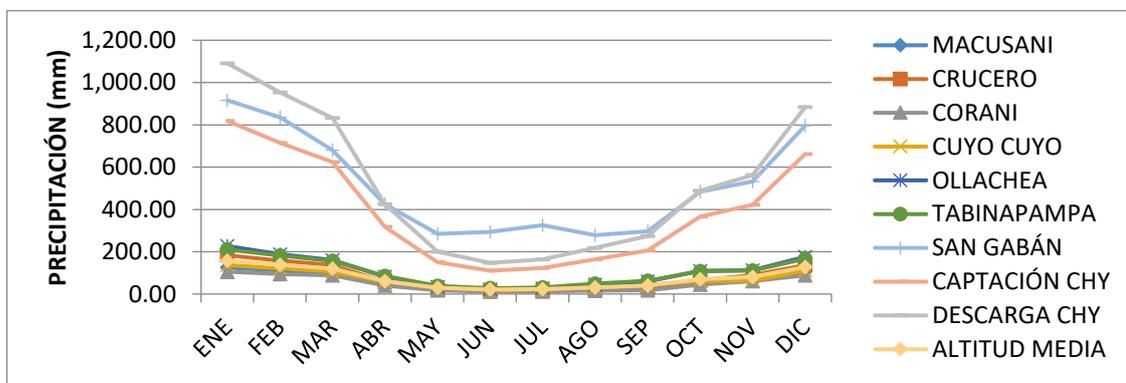
Elaboración: Propia

Tabla 37: Distribución Mensual de la Precipitación en la Zona del Proyecto

PRECIPITACIONES MEDIA															
ESTACIÓN	ALTURA (msnm)	ABSOLUTA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA ANUAL
MACUSANI	4331	MEDIA	125.35	111.13	98.29	50.93	22.45	14.46	16.26	24.53	32.69	52.29	60.92	106.32	715.62
CORANI	4080	MEDIA	105.56	93.94	87.88	39.72	17.01	11.29	12.67	16.47	17.53	44.48	61.16	88.25	595.96
OLLACHEA	2850	MEDIA	226.87	188.57	161.49	82.27	34.28	21.80	26.60	44.58	59.80	109.90	112.54	175.29	1,243.99
SAN GABÁN	820	MEDIA	915.98	834.87	679.72	424.63	284.86	293.37	325.51	278.16	296.97	483.30	532.86	796.51	6,146.74
COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE PEARSON			0.9997	0.9998	0.9997	0.9988	0.9988	0.9999	0.9998	0.9999	0.9928	0.9911	0.9987	0.9989	
ALTITUD MEDIA	2741	MEDIA	245.89	206.45	176.31	91.39	41.28	29.72	35.35	50.74	65.08	120.64	125.87	192.22	1,380.95
CAPTACIÓN CHY	1175	MEDIA	749.74	676.85	553.11	339.83	470.42	223.98	249.40	220.15	238.94	393.49	430.12	644.01	5,190.05
DESCARGA CHY	730	MEDIA	961.63	878.17	714.32	447.93	626.48	312.21	346.19	294.10	313.15	507.87	560.67	838.35	6,801.08

Elaboración: Propia

Figura 33: Distribución Mensual de la Precipitación en la Zona del Proyecto



Elaboración: Propia

Se observa una precipitación total anual, para el punto de captación, de 5,190 mm/año, con una variación máxima mensual de 749.7 mm en el mes de enero y una mínima mensual de 220.15 mm en el mes de agosto.

3.8.4.4.3. PRECIPITACIÓN NETA Y ESCORRENTÍA

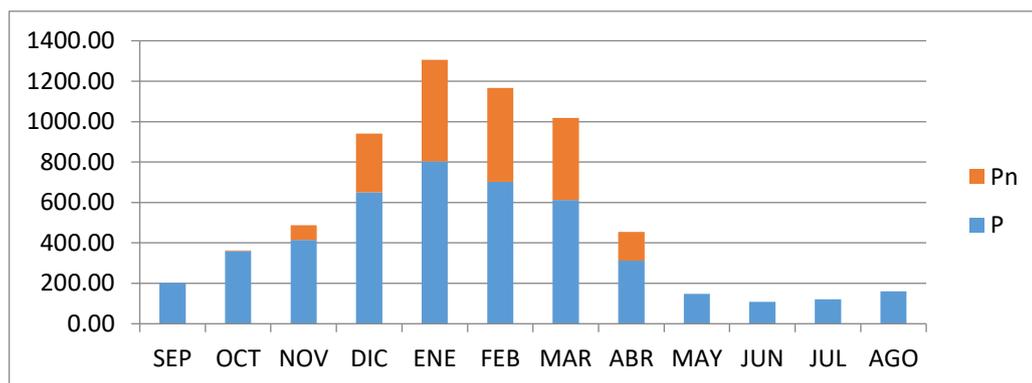
Para el cálculo de la precipitación neta, se debe separar de la precipitación total la parte que va a generar escorrentía directa. El resto de la precipitación se denomina abstracciones, que puede haber quedado retenida sobre la vegetación, evaporado o bien se ha infiltrado en el suelo. Mediante el software HEC-HMS, que usa el método del número de Curva, se estima la precipitación neta generada:

Tabla 38: Distribución Mensual de Escorrentía en el Punto de Captación

ESTACIÓN	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	TOT.
CAPTACIÓN	0.0	3.3	73.3	291.2	503.1	465.3	406.2	141.2	0.0	0.0	0.0	0.0	1884

Elaboración: Propia

Figura 34: Distribución Mensual de Escorrentía en el Punto de Captación



Elaboración: Propia

3.8.5. OFERTA HÍDRICA

Las estaciones hidrométricas, también llamadas estaciones de aforo o de caudales, tienen por objetivo suministrar registros sistemáticos de niveles y caudales de los ríos.

Debido a la precaria información disponible de la Sub Cuenca del río Blanco, se realiza el análisis de la disponibilidad hídrica para el Proyecto Yuraq, mediante correlación con los históricos de estaciones aledañas (Ollachea, Corani y Camatani – Ver Anexo F).

3.8.5.1. ESTACIONES HIDROMÉTRICAS

Se dispuso de las series históricas de la cuenca del río San Gabán, específicamente de las estaciones de aforo Corani, Ollachea y Camatani. El régimen de descarga de la cuenca es variado, presenta dos periodos marcados que corresponden al de avenida entre diciembre y abril y la de estiaje entre mayo y octubre.

3.8.5.2. GENERACIÓN DE DATOS HISTÓRICOS

Para generar datos de caudal del río Blanco se utiliza el Método de Correlación Normal, con el que se calcula el promedio mensual, a partir de una medición en la cuenca de interés y los promedios de las estaciones adyacentes. Dicha medición se efectuó en el mes de octubre, valor que fue correlacionado con los caudales promedio correspondientes al año 2008 (año cuyo comportamiento hidrológico se asemeja a la del 2016), en la tabla 39 se muestran dichos caudales.

$$Q_{prom-OCT} = \frac{Q_{medido} * n}{\sum_i^n \frac{Q_{Oct\ 2008-i}}{Q_{prom-i}}} \dots \text{(Ec. 142)}$$

$Q_{prom} - OCT$ = Caudal promedio del río Blanco para el mes de octubre

Q_{medido} = Caudal medido del río Blanco en el mes de octubre

n = Número de estaciones aledañas

$Q_{oct2008-i}$ = Caudal medio de estaciones aledañas en el mes de octubre de 2008.

Q_{prom-i} = Caudal promedio de estaciones aledañas para el mes de octubre.

Tabla 39: Caudal Promedio Octubre de las Estaciones de Registro

ESTACIÓN	CAUDAL 2008 OCTUBRE (m3/s)	CAUDAL MEDIO OCTUBRE (m3/s)
OLLACHEA	9.01	10.27
CORANI	5.42	10.17
CAMATANI	11.13	12.77
RÍO BLANCO	3.10	4.08

Elaboración: Propia

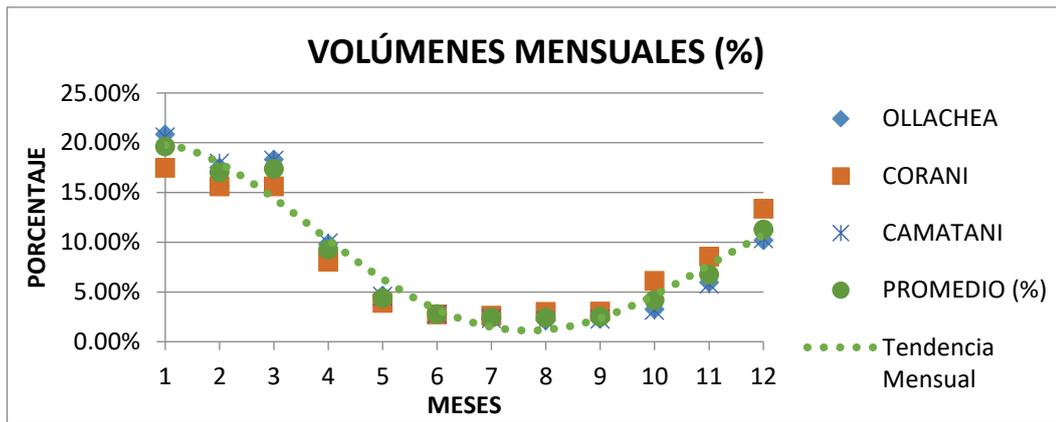
Para estimar los caudales medio de los meses faltantes, se analiza la distribución hidrográfica de las estaciones vecinas y se hace uso de la representación porcentual de los volúmenes mensuales:

Tabla 40: Distribución Mensual de Caudales en las Estaciones de Registro

ESTACION	DESCRIPCIÓN	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	VOL. ANUAL TOTAL (mmc)
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
OLLACHEA	CAUDAL MEDIO	65.83	61.25	57.80	32.12	14.61	9.06	7.35	6.73	7.44	10.27	19.40	32.15	846.08
	VOLUMEN MENSUAL	176.32	148.18	154.80	83.27	39.12	23.48	19.70	18.03	19.28	27.50	50.29	86.12	
	%	20.8%	17.5%	18.3%	9.8%	4.6%	2.8%	2.3%	2.1%	2.3%	3.2%	5.9%	10.2%	
	Q75%	47.92	52.91	46.72	24.87	12.60	8.03	6.47	6.14	6.88	9.21	13.84	23.96	
CORANI	CAUDAL MEDIO	29.06	28.76	25.99	13.80	6.48	4.71	4.35	5.00	5.23	10.17	14.71	22.22	445.83
	VOLUMEN MENSUAL	77.84	69.59	69.61	35.77	17.36	12.22	11.64	13.38	13.55	27.24	38.13	59.51	
	%	17.5%	15.6%	15.6%	8.0%	3.9%	2.7%	2.6%	3.0%	3.0%	6.1%	8.6%	13.3%	
	Q75%	23.72	24.20	20.96	10.61	5.27	3.91	3.60	3.63	4.48	6.95	9.08	19.34	
CAMATANI	CAUDAL MEDIO	83.01	80.13	73.61	41.35	18.47	11.52	9.36	8.51	9.37	12.77	24.09	41.66	1080.23
	VOLUMEN MENSUAL	222.32	193.85	197.17	107.19	49.48	29.85	25.06	22.79	24.29	34.21	62.43	111.59	
	%	20.6%	17.9%	18.3%	9.9%	4.6%	2.8%	2.3%	2.1%	2.2%	3.2%	5.8%	10.3%	
	Q75%	59.56	66.95	60.10	31.41	15.84	9.64	7.91	7.52	8.36	11.18	17.14	31.94	
DESVIACION		0.02	0.01	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.02	0.02	0.02	
PROMEDIO (%)		19.6%	17.0%	17.4%	9.3%	4.4%	2.8%	2.4%	2.4%	2.5%	4.2%	6.8%	11.3%	

Elaboración: Propia

Figura 35: Distribución Mensual de Caudales en las Estaciones de Registro



Elaboración: Propia

Bajo la misma metodología, se determinan los caudales medios mensuales faltantes y el histórico de caudales mensuales para el río Blanco.

$$V_{oct} = Q_{oct} * t = 4.08 * (3600 * 24 * 365) = 10.92 \text{ MMC}$$

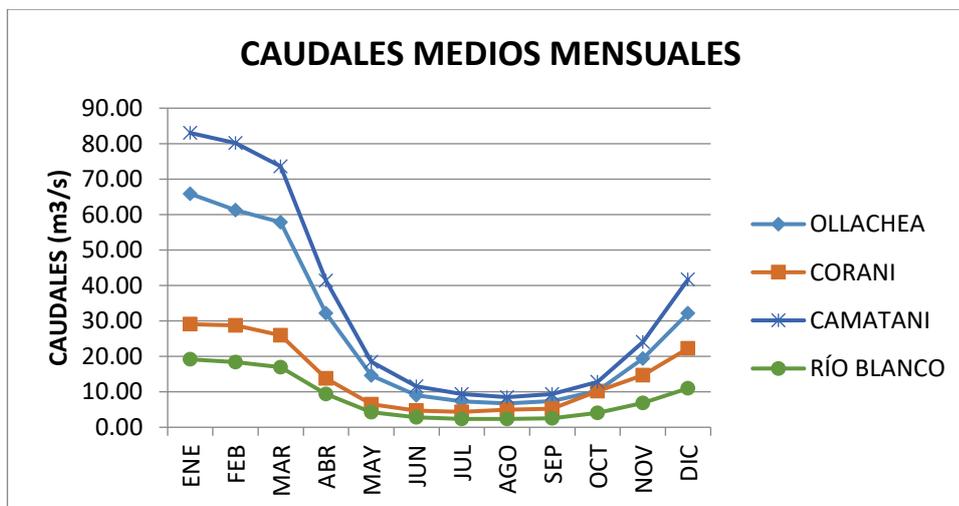
Ejm: Para el mes de setiembre, el volumen que representa es de 2.5% respecto al total, entonces el caudal promedio mensual será:

$$V_{mes} = \frac{\%mes * V_{oct}}{\%oct} = \frac{2.5 * 10.92}{4.2} = 6.59 \text{ MMC}$$

$$Q_{mes} = \frac{V_{mes}}{t_{mes}} = \frac{6.59}{3600 * 24 * 31} = 2.54 \text{ m}^3/\text{s}$$

De manera análoga para los meses faltantes, resultando la Tabla 41:

Figura 36: Distribución Mensual de Caudales en el Río Blanco



Elaboración: Propia

Tabla 41: Distribución Mensual de Caudales en el Río Blanco

	CAUDAL MEDIO	19.16	18.40	16.97	9.34	4.26	2.78	2.36	2.36	2.54	4.08	6.82	11.02	
RÍO BLANCO	VOLUMEN MENSUAL	51.32	44.51	45.46	24.22	11.42	7.22	6.33	6.31	6.59	10.92	17.67	29.51	VOL. ANUAL
	%	19.6%	17.0%	17.4%	9.3%	4.4%	2.8%	2.4%	2.4%	2.5%	4.2%	6.8%	11.3%	TOTAL (mmc)
														261.46

Elaboración: Propia

Para generar el histórico de caudales, se hizo uso del método de Regresión Lineal Múltiple, desde el año 1985 hasta el 2014. En la Tabla 42 y Anexo G se muestran los resultados:

Tabla 42: Datos Históricos de Caudales Generados en el Río Blanco

HISTÓRICO DE CAUDALES MENSUALES DEL RÍO BLANCO													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
1985	28.71	13.37	10.79	9.21	4.46	2.50	2.55	2.63	3.01	4.43	8.63	10.75	8.42
1986	14.67	13.93	11.92	6.09	4.88	3.41	2.64	2.78	2.59	3.98	5.55	9.53	6.83
1987	27.07	18.26	11.97	7.71	4.01	2.51	2.42	2.00	2.80	6.40	12.03	14.17	9.28
1988	25.09	15.46	22.09	10.61	5.13	2.96	2.62	3.37	2.72	6.72	8.23	10.32	9.61
1989	16.02	14.34	13.34	8.81	4.81	3.01	4.26	2.55	2.66	5.54	7.82	12.78	7.99
1990	16.90	15.50	15.95	8.98	3.43	4.56	2.18	2.33	2.48	7.11	14.68	16.79	9.24
1991	25.98	17.99	21.04	7.25	3.66	2.95	2.23	2.06	2.43	4.34	7.46	12.74	9.18
1992	23.05	21.45	15.09	7.41	4.50	2.90	2.77	2.56	2.46	4.16	7.15	11.60	8.76
1993	16.21	15.90	15.99	11.87	4.69	2.61	2.13	3.37	2.97	3.99	9.61	14.91	8.69
1994	18.11	21.01	16.59	11.82	4.63	2.60	2.12	1.91	2.48	3.82	6.55	12.23	8.66
1995	13.90	10.63	24.41	6.26	2.63	2.00	1.68	2.15	2.15	3.26	4.96	9.52	6.96
1996	12.94	17.45	15.14	9.17	5.48	2.15	2.40	2.76	2.76	2.95	6.59	10.56	7.53
1997	16.97	19.54	21.67	8.60	3.81	2.38	1.97	1.80	2.27	2.97	5.74	7.26	7.91
1998	9.17	17.37	15.29	9.29	4.36	3.09	2.32	2.67	3.81	4.94	6.31	6.54	7.10
1999	11.49	24.51	19.71	10.63	6.17	2.63	1.62	1.40	1.90	2.16	3.07	8.25	7.80
2000	13.05	17.42	15.53	6.83	3.36	2.12	1.84	1.67	1.91	3.62	3.79	7.01	6.51
2001	24.03	22.19	26.42	9.61	4.11	2.48	2.07	1.85	2.04	3.26	5.62	8.23	9.33
2002	15.09	28.07	26.92	11.41	4.49	2.75	2.66	2.28	2.53	3.85	8.25	14.41	10.23
2003	21.03	21.72	18.85	22.38	4.96	2.64	2.01	2.01	1.90	2.59	3.67	6.61	9.20
2004	27.32	23.36	10.12	7.74	4.53	2.69	2.39	2.04	1.95	3.02	5.37	11.08	8.47
2005	10.92	24.42	19.30	9.09	4.43	3.21	2.61	2.36	2.41	4.02	5.31	5.82	7.82
2006	21.56	16.23	11.71	11.69	3.43	2.54	2.17	1.94	2.05	3.58	9.01	18.90	8.73
2007	19.55	14.41	15.95	8.60	3.59	2.35	1.90	1.79	2.11	3.22	4.04	8.32	7.15
2008	22.71	17.64	18.69	5.94	3.32	3.15	1.77	1.78	2.09	2.88	3.64	9.18	7.73
2009	17.34	13.60	11.76	7.48	3.64	2.73	2.11	1.88	2.27	2.93	6.24	13.69	7.14
2010	27.67	21.52	15.69	10.53	4.20	3.05	3.07	2.97	3.35	3.43	3.79	10.06	9.11
2011	13.48	27.79	30.69	16.29	5.43	3.42	3.26	3.07	3.49	4.14	4.37	10.68	10.51
2012	15.31	25.56	20.85	11.72	5.27	3.79	2.33	1.94	1.50	2.17	4.12	12.73	8.94
2013	20.94	27.66	21.44	9.54	4.41	3.35	2.59	2.79	3.02	4.47	9.02	18.59	10.65
2014	25.97	26.73	14.26	10.71	4.91	3.23	2.59	2.58	3.36	3.27	3.88	9.42	9.24
MEDIA	19.08	19.50	17.64	9.78	4.36	2.86	2.38	2.31	2.52	3.91	6.48	11.09	8.49
MAX	28.71	28.07	30.69	22.38	6.17	4.56	4.26	3.37	3.81	7.11	14.68	18.90	30.69
MIN	9.17	10.63	10.12	5.94	2.63	2.00	1.62	1.40	1.50	2.16	3.07	5.82	1.40
DESV	5.67	4.90	5.14	3.24	0.77	0.53	0.53	0.51	0.54	1.23	2.67	3.42	1.10
Q60%	16.62	17.44	15.63	8.92	4.30	2.64	2.18	2.03	2.35	3.36	5.48	9.85	7.57
Q75%	14.77	15.60	14.47	7.71	3.70	2.52	2.08	1.92	2.10	3.07	4.19	8.53	6.72
Q90%	12.80	13.90	11.76	6.77	3.42	2.33	1.83	1.79	1.91	2.85	3.78	6.97	5.84
COEF.ASIM.	0.15	0.27	0.70	2.26	0.02	1.10	1.65	0.47	0.55	1.16	1.21	0.64	0.06

Elaboración: Propia

3.8.5.3. ANÁLISIS DE CONSISTENCIA

Para tal efecto se realiza el análisis de la curva de doble masa (Ver Anexo H) y el análisis estadístico de presencia de "saltos y tendencias" mediante los estadísticos "T" de Student para la comprobación de variaciones en la media y "F" de Fischer en la evaluación de variaciones en la desviación estándar.

El análisis de saltos y tendencias se realiza mediante un análisis estadístico, o sea mediante un proceso de inferencia para las medias y desviación estándar, de los períodos 1985-1999 y 2000-2014; mediante las pruebas T y F respectivamente. La media y desviación estándar para los períodos de análisis son:

$$\bar{X}_1 = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^n X_i \quad \dots \text{(Ec. 143)}$$

$$S_1 = \left[\frac{1}{n_1 - 1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}_1)^2 \right]^{1/2} \quad \dots \text{(Ec. 144)}$$

$$\bar{X}_2 = \frac{1}{n_2} \sum_{i=1}^n X_i \quad \dots \text{(Ec. 145)}$$

$$S_2 = \left[\frac{1}{n_2 - 1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}_2)^2 \right]^{1/2} \quad \dots \text{(Ec. 146)}$$

Donde: X_i = información de análisis

\bar{X}_1, \bar{X}_2 = medias del período 1 y 2 respectivamente.

S_1, S_2 = desviación estándar del período 1 y 2 respectivamente.

n_1, n_2 = tamaño del período 1 y 2 respectivamente.

N = tamaño de la muestra = $n_1 + n_2$.

Consistencia en la Media (Prueba de medias)

Hp: $\mu_1 = \mu_2$ (media poblacional) Ha: $\mu_1 \neq \mu_2$ $\alpha = 0.05$

Prueba estadística "T":

$$T_c = \frac{(\bar{X}_1 - \bar{X}_2) - (\mu_1 - \mu_2)}{S_d} \quad \dots \text{(Ec. 147)}$$

Desviación estándar ponderada:

$$S_p = \left[\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} \right]^{1/2} \quad \dots \text{(Ec. 148)}$$

Desviación estándar de los promedios:

$$S_d = S_p \left(\frac{1}{n_1} + \frac{1}{n_2} \right)^{1/2} \quad \dots \text{(Ec. 149)}$$

En este análisis: $\mu_1 - \mu_2 = 0$ (por hipótesis);

Tc es el estadístico T calculado.

El valor Tt (tabular) se calcula con: $\alpha = 0.05$ y $G.L. = n_1 + n_2 - 2$

Conclusión: Si $|Tc| < T_t(95\%)$ $\bar{X}_1 = \bar{X}_2$ (estadísticamente)

Si $|Tc| > T_t(95\%)$ $\bar{X}_1 \neq \bar{X}_2$ (estadísticamente)

Consistencia en la Desviación Estándar (Prueba de varianzas)

$$\text{Hp: } \sigma_1^2 = \sigma_2^2 \qquad \text{Ha: } \sigma_1^2 \neq \sigma_2^2 \qquad \alpha = 0.05$$

Cálculo de “Fc”:

Si $S_1^2 > S_2^2$

$$F_c = \frac{S_1^2/\sigma_1^2}{S_2^2/\sigma_2^2} = \frac{S_1^2}{S_2^2} \quad \dots \text{(Ec. 150)}$$

Si $S_2^2 > S_1^2$

$$F_c = \frac{S_2^2}{S_1^2} \quad \dots \text{(Ec. 151)}$$

Hallar el valor de Ft en las tablas se calcula con $\alpha=0.05$, G.L.N. = n1-1 (grados de libertad del numerador), G.L.D. = n2-1 (grados de libertad del denominador).

Criterios de decisión: Si $F_c < F_t(95\%)$ $S_1 = S_2$ (estadísticamente)

Si $F_c > F_t(95\%)$ $S_1 \neq S_2$

Según el análisis de saltos y tendencias, indican la no presencia de saltos ni tendencias por lo que no fue necesario corregir, lo cual indica que tiene una buena consistencia, como se muestra en la figura 37.

ANALISIS DE TENDENCIA EN LA MEDIA

R = 0.0086	R ² = 7E-05	alfa = 0.05
P = 8.5	S = 7.2	Tc = 0.001
N = 360	G.L. = 358	Tt = 1.97

Como Tc < Tt, se concluye que **NO** existe tendencia en la Media

ANALISIS DEL SALTO

1er. Periodo: Enero/85 - Diciembre/99	N1 = 180	P1 = 8.3	S1 = 6.5
2do. Periodo: Enero/00 - Diciembre/15	N2 = 180	P2 = 8.7	S2 = 7.9

PRUEBA DE MEDIAS

alfa = 0.05	G.L = 358	Sp = 7.224	Sd = 0.76	Tc = 0.60	Tt = 1.97
-------------	-----------	------------	-----------	-----------	-----------

Como Tc < Tt, se concluye que **NO** existe salto en la Media

PRUEBA DE VARIANCIAS:

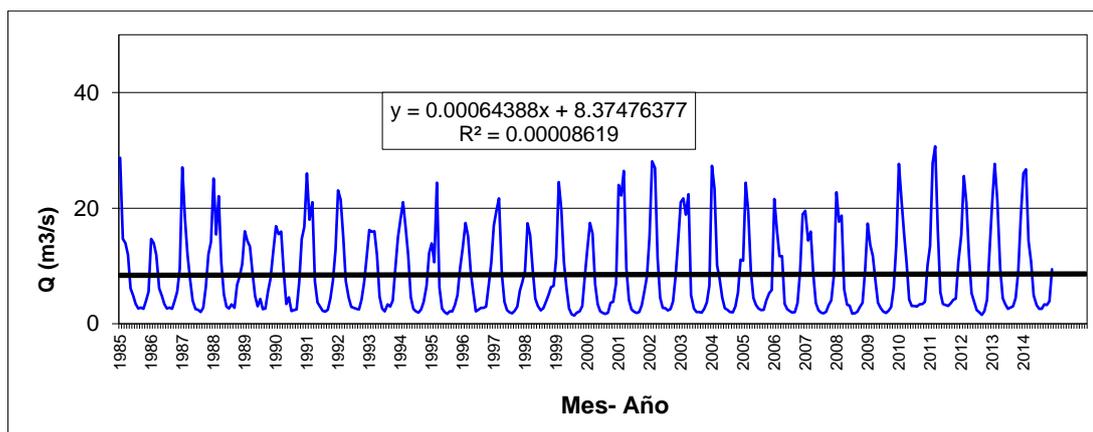
Como S1 < S2:

alfa = 0.05	G.L.N = 179	G.L.D = 179	Fc = 0.69	Ft = 1.28
-------------	-------------	-------------	-----------	-----------

Como Fc < Ft, se concluye que **NO** existe salto en la Variancia

CONCLUSIÓN: Al no existir salto ni tendencia, la información no requiere de corrección.

Figura 37: Histórico de Caudales Generados en el Río Blanco



Elaboración: Propia

3.8.5.4. ANÁLISIS DE AVENIDAS

El análisis de avenidas se realiza para estimar las máximas avenidas probables para diferentes periodos de retorno en el punto proyectado como captación de la C.H. Yuraq.

Los cálculos fueron efectuados en el Software HydroESTA, que se basó en una distribución probabilística asimétrica, concretamente los modelos Gumbell y Log Pearson Tipo III. Estas distribuciones han permitido obtener las máximas avenidas esperadas para los periodos de retorno de 25, 50, 100, 500 y 1000 años. La tabla siguiente muestra de manera resumida los resultados:

Tabla 43: Caudales Máximos Estimados en el Río Blanco

		TR = 1/25	TR = 1/50	TR = 1/100	TR = 1/500	TR = 1/1000
CAUDAL (m ³ /s)	GUMB	79.9	86.8	93.7	109.7	116.6
	LPIII	81.6	89.8	98.4	113.1	125.5

Elaboración: Propia

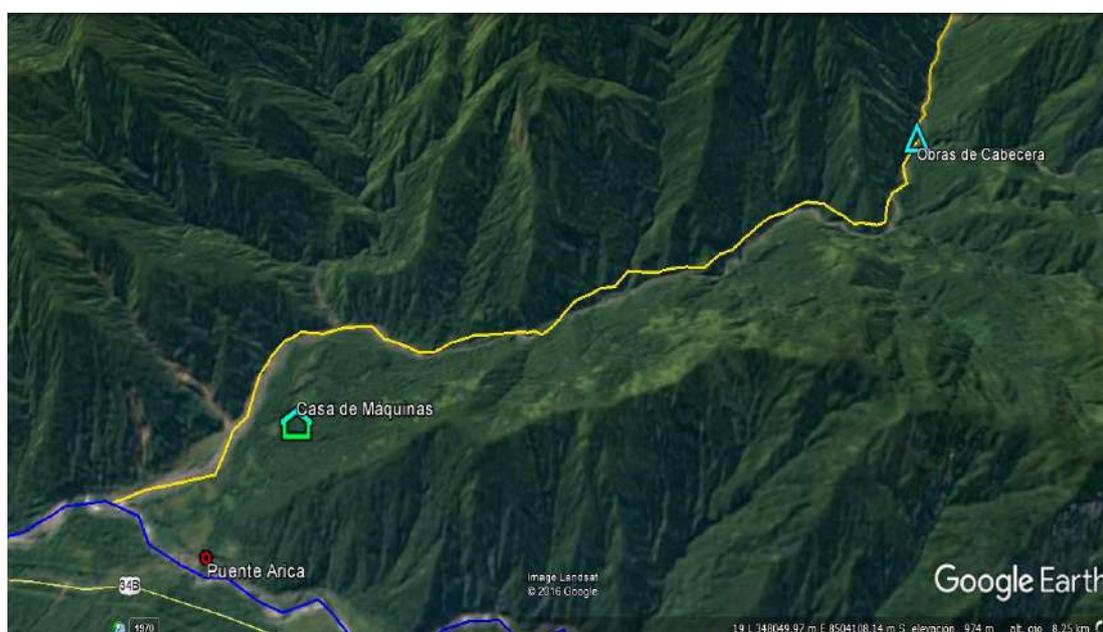
CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. ESQUEMA DEL PROYECTO

En base al Informe de Reconocimiento Cartográfico, se ha formulado la alternativa de ubicación de la central Hidroeléctrica en el río Blanco. Se dispone la ubicación de las obras de cabecera en la convergencia del río Blanco con la quebrada Juchuy Yuraq Jaja, y la casa de máquinas y obras de cola muy próximas a la confluencia del río Blanco con el río San Gabán.

Figura 38: Bocatoma y Casa de Máquinas del Proyecto



Fuente: Google Earth

Las ubicaciones de los componentes fundamentales son:

Tabla 44: Coordenadas Geográficas de la Bocatoma y Casa de Máquinas

	Coordenada Este	Coordenada Norte	Cota (msnm)
Bocatoma	365 309 E	8 501 338 S	1 175
Casa de Máquinas	347 217 E	8 505 838 S	730

Elaboración: Propia

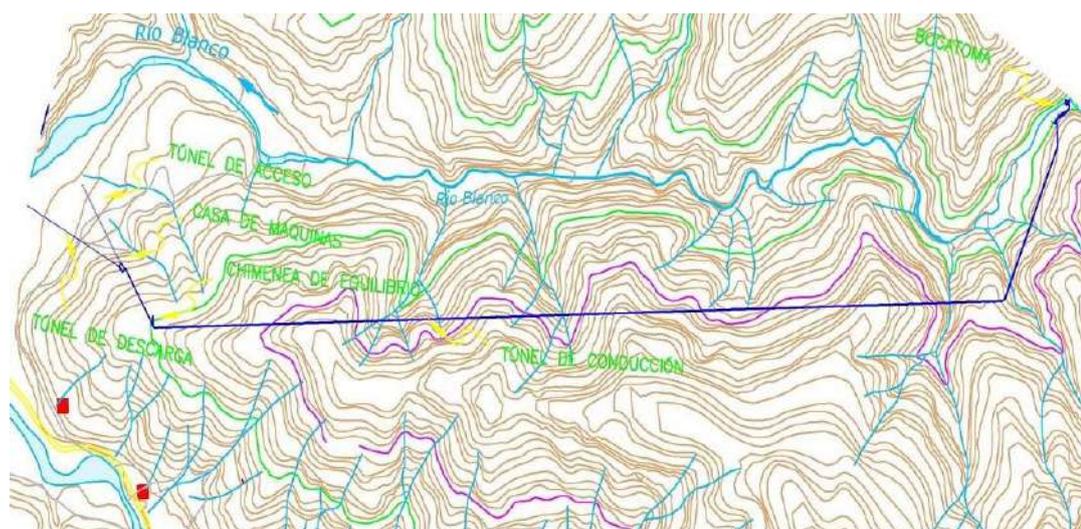
La bocatoma se sitúa en la Prog. 0+0 del río Blanco a una cota de 1 175 msnm. La descarga en la Prog. 8+000 del río Blanco a una cota de 725 msnm. El túnel de aducción y canal de conducción tiene una longitud de 6 500 m. desde la bocatoma hasta la casa de máquinas con un salto bruto aproximado de 440 m.

Figura 39: Esquema del Proyecto



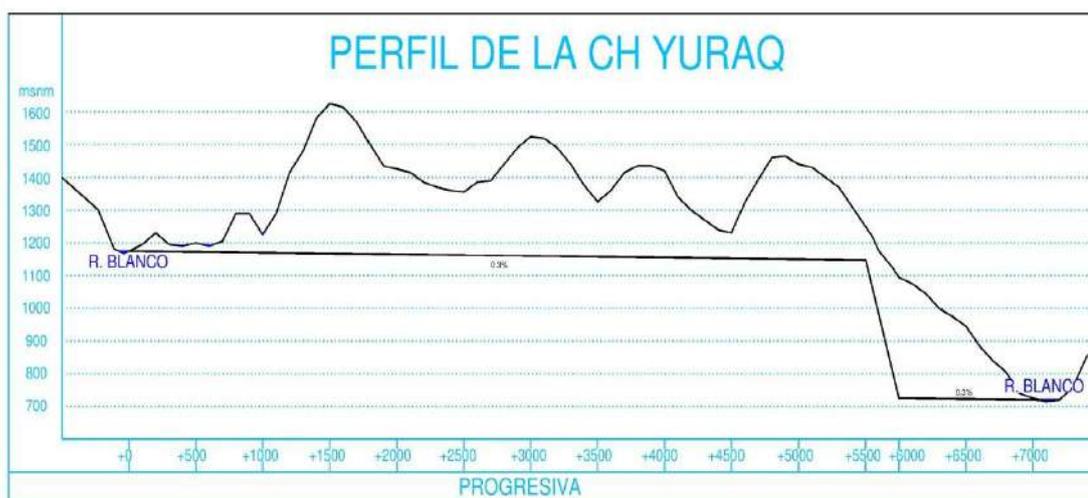
Fuente: Google Earth

Figura 40: Curvas de Nivel de la Zona del Proyecto



Elaboración: Propia

Figura 41: Vista de Perfil del Esquema del Proyecto



Elaboración: Propia

La energía generada por la central será transmitida por una línea de 138.0 KV hasta la Sub Estación de la Central Hidroeléctrica San Gabán II (110 MW), este último se conecta con el SEIN desde las estaciones Azángaro y San Rafael, con líneas de transmisión en 138.0 KV de 120 MVA de capacidad cada una.

Es preciso comentar que la nueva línea de transmisión que va desde la Estación Azángaro hasta la Estación Puno en 220 KV, garantiza que la energía generada en la CH. Yuraq ingresará al SEIN sin problemas de saturamiento o sobrecarga.

4.1.1. DISEÑO HIDRÁULICO

4.1.1.1. PRESA DERIVADORA

La presa derivadora es el componente encargado de generar el nivel de agua necesario para captar el caudal mínimo de planta. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Caudal promedio	$Q_{\text{medio}} =$	8.49	m ³ /seg
Caudal máximo (Tr = 1/1000 años)	$Q_{\text{max}} =$	125.49	m ³ /seg
Pendiente del río (m/m)	S río =	0.005	m/m
Coefficiente de manning	n (río) =	0.0250	
Profundidad media	$Y_{\text{media}} =$	0.5	m

Ancho del cauce del río	B	=	15	m
Número de compuertas	# comp.	=	3	
Ancho de vertedero de excedentes	B	=	3.6	
Ancho separador de compuertas	b'	=	1.20	
Longitud de cresta	L	=	7.80	m
Ancho de compuerta	b	=	2.60	m
Altura del Azud	h	=	1.70	m
Caudal de diseño	Qd	=	125.49	m ³ /seg
Altura sobre el nivel del mar	Cota 0	=	1175.00	msnm
Coefficiente de descarga	Cd	=	2.20	

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que la presa derivadora será de las siguientes dimensiones y características:

Carga total (Ec. 36)	He	=	3.77	m	
La velocidad de llegada (Ec.37)	V	=	3.25	m/s	
Carga por velocidad (Ec.38)	Ha	=	0.54	m	
Carga por desplazamiento (Ec. 39)	Hd	=	3.23	m	
Efecto de la velocidad (Ec. 40)	$h > 1.33 H_d$	\Rightarrow	1.7	<4.293	Apreciable

Para un vertedero de pared recta:

Dado que la pendiente de la pared es de 90.00°, y de acuerdo a la tabla N° 7, se tiene las siguientes constantes:

$$K = 2.000 \quad n = 1.850$$

Para determinar el perfil del azud se emplea la ecuación 41, esta ecuación expresa de manera correspondiente las dimensiones del azud, es decir, expresa como función las coordenadas que del perfil.

Coordenadas para azud	X	Y
	0.000	0.000
	0.200	0.009
	0.400	0.034
	0.600	0.072
	0.800	0.122
	1.000	0.185
	1.200	0.259
	1.400	0.344
	1.600	0.441
	1.800	0.548
	2.000	0.666
	2.200	0.794
	2.400	0.933
	2.600	1.082
	2.800	1.241
	3.000	1.409
	3.200	1.588
Valores para AZUD aguas arriba		
	0.282 Hd	0.910
	0.5 Hd	1.614
	0.175 Hd	0.565
	0.2 Hd	0.646
Valores para AZUD aguas abajo		
Radio mínimo	0.5 Hd	1.614
Radio máximo	2.0 Hd	6.456
Radio asumido		4.000

$$X_n = KH_d^{(n-1)}Y$$

4.1.1.2. BOCATOMA

La bocatoma es el componente encargado de captar el caudal mínimo de agua necesario para operar la central hidroeléctrica. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Caudal de diseño	Qd	=	6.7	m ³ /s
Altura del umbral de toma - ingreso	Yo	=	1.0	m
Altura de la ventana de captación	Ho	=	1.5	m
Variación de la altura en la ventana	Z1	=	0.10	m
Coef. Descarga orificio ventana captación	Cd	=	0.648	
Coeficiente de pérdida por contracción barrotes	K1	=	0.571	

Altura del umbral de toma - salida	Y1	=	1.0	m
Altura de lámina de agua	Hn	=	1.4	m
Altura del vertedero	Yv	=	0.9	m
Variación de la altura en el vertedero	Z v	=	0.1	m
Se asume la separación entre barrotes	Sep	=	0.2	m
Diámetro de los barrotes	Φ	=	0.01	m

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que la bocatoma será de las siguientes dimensiones y características:

Distancia entre ejes (Ec. 42)	d	=	0.21
Altura de lámina de agua en el vertedero (Ec. 44)	Hv	=	1.5
Coefficiente por contracciones y barrotes (Ec. 43)	K	=	0.571
Coefficiente de corrección por sumersión (Ec. 45)	S	=	0.545
Coef. de vertedero (Ec. 46)	M	=	2.120
Ancho efectivo de la ventana captación (Ec. 47)	b	=	5.54 m
Número de espacios (Ec. 48)	n	=	27.72
	Redondeado		28.00 Espacios
Número de barrotes (Ec. 49)	# barrotes		27.00 Barrotes
Ancho total de la ventana de captación (Ec. 50)	B	=	5.81 m
	Redondeado		5.90 m

DISEÑO DESRIPIADOR

Dado que la bocatoma captará un caudal excedente al mínimo necesario, por ello el diseño de un desripiador de las siguientes dimensiones y características:

Área de pared de captación (Ec. 53)	Ao	=	14.75 m ²
Velocidad de acercamiento (Ec. 54)	Vo	=	0.46 m/seg
Energía en la entrada (Ec. 55)	Eo	=	2.511 m
Tirante mínimo en el desripiador (asumido)	Y1	=	0.168 m

Área mojada en el desripiador (Ec. 56)	A1	=	0.99	m ²
Velocidad máxima en el desripiador (Ec. E57)	V1	=	6.78	m/seg
Energía en el desripiador (Ec. 58)	E1	=	2.512	
Resalto en el desripiador (Ec. 59)	Y2	=	1.18	m
Área mojada en el desripiador (Ec. 60)	A2	=	6.95	m ²
Velocidad en el resalto (Ec. 61)	V2	=	0.97	m/seg
Altura de cresta (Ec. 62)	Hj	=	1.30	m
Energía en el resalto (Ec. 63)	E2	=	2.527	m
Longitud del resalto (Pavlovski) (Ec. 64)	L	=	5.18	
			Redondeado	6.00 m

4.1.1.3. CANAL DE TRANSICIÓN BOCATOMA - DESARENADOR

Un canal de conducción de mínima pendiente conectará la bocatoma con el desarenador.

Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Rugosidad canal	n	=	0.014	
Ancho del canal	b	=	2.0	m
Pendiente longitudinal	Sc	=	0.01	
Caudal de diseño	Q	=	6.7	m ³ /seg

DATO DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que el canal será de la siguiente característica:

Calado o tirante del canal (Ec. 65)	Yn	=	1.959	m
			Redondeado	2.00 m

4.1.1.4. DESARENADOR

El desarenador es el componente encargado de aletargar el flujo de agua, a fin de generar el descenso del material particulado. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Altura de diseño	h	=	439.15 m
Caudal de diseño	Q	=	6.7 m ³ /s
Tipo de central (Ec. 66)	$x = 232.70$	=>	CH de alta presión
Diámetro del grano límite (Tabla N° 10)	d	=	0.1 mm
Densidad de la partícula	ρ	=	2650.0 kg/m ³
Densidad del fluido	ρ	=	998.2 kg/m ³
Temperatura del agua	T°	=	20.00 °C
Viscosidad u	u	=	0.000001 m ² /s
Velocidad de sedimentación	V_s	=	0.00692 m/s
Factor de forma	K	=	0.04
Factor de rugosidad de la cámara	f	=	0.01
Número de naves	#Naves	=	2.00
Altura de nave asumido	H	=	3.50 m
Ancho canal de ingreso	b	=	2.00 m
Ángulo de transición	α	=	12.50 °

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que el desarenador será de las siguientes dimensiones y características:

Empuje ascensional (Ec. 67)	W	=	0.00105 m/s
Número de Reynolds (Ec. 68)	Re	=	0.69
Coefficiente de arrastre (Ec. 69)	CA	=	38.81
Velocidad de sedimentación (Ec. 70)	V_s'	=	0.24 m/s
Velocidad de desplazamiento (Ec. 71)	$V_h = V_d$	=	0.19 m/s
Tiempo de sedimentación (Ec. 72)	t_s	=	596.44 s
Área total de nave (Ec. 73)	A_t	=	34.93 m ²
Ancho total (Ec. 74)	B	=	9.98 m

Ancho de nave (Ec. 75)	B'	=	5.00	m
Longitud de transición (Ec. 76)	L1	=	18.00	m
Longitud de nave (Ec. 77)	L	=	39.92	m
Tiempo de desplazamiento (Ec. 78)	td	=	207.40	s

4.1.1.5. CÁMARA DE CARGA

La cámara de carga es el componente encargado de controlar y conectar los componentes de baja y alta presión en el agua. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Caudal de diseño	Qd	=	6.7	m ³ /s
Tiempo de respuesta	t	=	20.00	s
Ancho de la cámara de carga	B	=	5.00	m
Longitud de vertedero de demasías	Lv	=	10.00	m
Largo de la cámara de carga	L	=	15.00	m
Coefficiente de descarga	C	=	1.80	
Tirante del canal de conducción	D	=	1.50	m

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que la cámara de carga será de las siguientes dimensiones y características:

Volumen (Ec. 79)	Vt	=	134.43	m ³
Altura de la carga en el vertedero lateral (Ec. 80)	H1	=	0.67	m
Altura de la cámara (Ec.81)	H2	=	1.79	m
Altura de carga en la entrada (Ec. 82)	H3	=	0.82	m
Altura para evitar sedimentos (Ec. 83)	H4	=	0.36	m

4.1.1.6. TÚNEL DE ADUCCIÓN

El túnel de aducción es el componente encargado de conducir el caudal hacia el conducto de presión. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Caudal de diseño	Qd	=	6.7	m ³ /s
Longitud del túnel	L	=	6200.0	m
Ancho del túnel	B	=	3.00	m
Tirante del túnel	Y	=	2.00	m
Coefficiente de Manning	n	=	0.012174	
Ángulo con la horizontal	β	=	30.00	°
Pendiente del canal	S	=	0.003	m/m

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que el túnel de aducción será de las siguientes dimensiones y características:

Radio de la bóveda (Ec.84)	r	=	1.5	m
Área del canal (Ec. 85)	A	=	6.55	m ²
Perímetro mojado (Ec. 86)	P	=	7.25	m
Radio hidráulico (Ec. 87)	Rh	=	0.90	m
Velocidad del agua (Ec. 88)	V	=	1.71	m/s

4.1.1.7. CONDUCTO DE PRESIÓN

Se compondrá de dos tramos: un primer tramo, que inicia en la chimenea de equilibrio comprendiendo el 97% de la longitud total, corresponde a un túnel de alta presión, dispuesta con ángulo de 60° con respecto a la horizontal y con recubrimiento de shotcrete de alta presión, y un segundo tramo, que conecta el túnel de presión con la válvula esférica, se compone de una tubería de acero en donde, además, se divide el flujo para los dos grupos de generación. Para su dimensionamiento, se conocen y asumen los siguientes datos:

Caudal de diseño	Q	=	6.72	m ³ /s
Altura bruta	H	=	439.15	m
Ángulo de Inclinación del conducto de presión	α	=	60.00	°
Factor de Seguridad por Golpe de Ariete	Fs	=	1.30	

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que el conducto de presión será de las siguientes dimensiones y características:

Longitud del Conducto de Presión (Ec. 89)	L	=	507.09 m
Diámetro (Ecuación de Manning) (Ec. 90)	D	=	1.08 m
Diámetro (Ecuación de Bondschu) (Ec. 91)	D	=	1.17 m
	Elegido D	=	1.20 m
Velocidad del fluido en el conducto (Ec. 92)	V	=	5.94 m/s

CÁLCULO DE ESPESOR DE LA TUBERÍA DE PRESIÓN

La tubería de presión, que corresponde al tramo final del conducto de presión, será de acero y conectará el túnel de presión con los dos grupos generadores. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Factor de seguridad	Fs	=	1.30
Resistencia a la tracción del acero	δt	=	1400.0 KN/mm ²
Eficiencia de las uniones	ηu	=	0.80
Espesor adicional	es	=	3.00 mm
Módulo de elasticidad del agua	k	=	2.10E+09N/m ²
Módulo de elasticidad del acero	E	=	2.10E+11
Tiempo de cierre asumido	t	=	10.00 s

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que la tubería de presión será de las siguientes dimensiones y características:

Presión hidrostática (Ec. 93)	Ph	=	43.92 KN/mm ²
Espesor de la tubería (Ec. 94)	e	=	32.29 mm
Velocidad de la onda de presión (Ec. 95)	c	=	1237.34m/s
Tiempo de cierre crítico (Ec. 96)	Tc	=	0.82 s
Constante N (Ec. 97)	N	=	0.005

Sobrepresión en la tubería (Ec. 98)	ΔP	=	31.81 m
Presión total en la tubería (Ec. 99)	P_1	=	470.96 m
	P_1	=	47.1 KN/mm ²
Espesor mínimo exigido (Ec. 100)	e	=	20.18 mm

4.1.1.8. CHIMENÉA DE EQUILIBRIO

La chimenea de equilibrio es el componente encargado de controlar las oscilaciones de presión ocasionadas por el golpe de Ariete. Se compone de un túnel vertical que termina, en una cámara disipadora. Para su diseño se conocen y asumen los siguientes datos:

Diámetro del Conducto de Presión	D_t	=	1.20 m
Longitud del Conducto de Presión	L_t	=	485.61 m
Caudal de Diseño	Q_d	=	6.7 m ³
Altura del Eje al techo de la Chimenea	H_n	=	18.60 m
Viscosidad cinemática del H ₂ O a 20 °C	ν	=	1.02E-06m ² /s
Coefficiente de Manning para la tubería	f	=	0.020
Velocidad del agua en la Tubería	V	=	6.33 m/s

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que la chimenea de equilibrio será de las siguientes dimensiones y características:

Numero de Reynolds (Ec. 101)	Re	=	6.9920E+06
Perdida de la columna de H ₂ O (Ec. 102)	H_p	=	9.89
Área de la tubería (Ec. 103)	A_t	=	1.131 m ²
Área de chimenea mínima (Ec. 104)	A_{ch-min}	=	11.48 m ²
	Seleccionada A_{ch}	=	12.00 m ²
Diámetro de chimenea (Ec. 105)	D_{ch}	=	3.91 m
Sobrepresión (Ec. 106)	Z_{max}	=	12.84 m
Altura de la chimenea de equilibrio (Ec. 107)	H_{ch}	=	28.87 m

4.1.1.9. ALTURA NETA**Tabla 45: Cotas de Ingreso y Salida del Agua**

COMPONENTE	COTA (msnm)	UND
Nivel del agua en la cámara de carga	1171.65	m
Nivel de eje de turbina	732.5	m
ALTURA BRUTA	439.15	m

Elaboración: Propia

Tabla 46: Pérdidas de Carga Primarias y Secundarias

PÉRDIDAS POR:	f	LON.	DÍAM.	VEL.	FACTOR DE PÉRDIDA	PÉRDIDA DE CARGA	UND
Salida de cámara de carga				1.71	0.20	0.03	m
Túnel de aducción	0.0122	6,200	3	1.71	25.16	3.75	m
Curvas del túnel de aducción				1.71	0.42	0.06	m
Ingreso tubería forzada				5.94	0.40	0.72	m
Válvula mariposa				5.94	0.30	0.54	m
Tubería forzada	0.0108	500	1.2	5.94	4.50	8.09	m
Codos en la tubería de presión				5.94	0.68	1.23	m
Bifurcación				5.94	0.81	1.46	m
Tubería de distribución	0.0118	22.82	1	8.53	0.27	1.00	m
Válvula esférica				8.53	0.10	0.37	m
Cambio de sección distribuidor				88.86	0.01	2.82	m
PÉRDIDAS DE CARGA TOTAL						20.07	m
ALTURA NETA						419.08	m

Elaboración: Propia

4.1.1.10. CÁLCULO DE POTENCIA Y ENERGÍA

Tras la determinación de la altura geodésica disponible y la altura neta, se calcula la potencia y energía producible en la central, sensibilizando el caudal para diferentes persistencias, se tiene la tabla 47.

Tabla 47: Persistencia del Caudal en el Río Blanco

PERSISTENCIA (%)	CAUDAL (m ³)	ALTURA (m)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GW-h/año)	FACTOR DE PLANTA
50%	8.0	419.08	23.7	140.2	0.68
55%	7.8	419.08	23.1	138.1	0.68

Continúa...

PERSISTENCIA (%)	CAUDAL (m ³)	ALTURA (m)	POTENCIA (MW)	ENERGÍA (GW-h/año)	FACTOR DE PLANTA
60%	7.6	419.08	22.5	136.0	0.69
65%	7.4	419.08	21.9	133.8	0.70
70%	7.1	419.08	21.0	130.6	0.71
75%	6.7	419.08	19.8	125.6	0.72
80%	6.4	419.08	18.9	122.2	0.74
85%	6.1	419.08	18.0	119.0	0.75
90%	5.8	419.08	17.2	114.5	0.76
- Eficiencia de Turbina		= 85 %			
- Eficiencia de Transmisión Mecánica		= 92 %			
- Eficiencia del Generador		= 92 %			

Elaboración: Propia

4.1.2. DISEÑO ELECTROMECAÁNICO

4.1.2.1. TURBINA PELTON

La selección de la turbina obedece a la altura neta y el caudal de diseño, sin embargo, para este proyecto, se delibera el tipo de turbina entre Pelton y Francis. A continuación, se describen los criterios considerados para la selección de turbina Pelton:

- Cuando las aguas arrastran caudal sólido, que puede erosionar las turbinas, es más conveniente la turbina Pelton, en la que es muy fácil reponer la aguja y la boquilla de los inyectores a un bajo costo, mientras que en la Francis la reposición es más costosa en coste y tiempo.
- Para centrales de gran altura, las turbinas pelton ofrecen más ventajas frente a las turbinas francis, ya que son más robustas, tienen menos peligro de erosión de los álabes, la reparación es más sencillas, la regulación de la presión y velocidad es más fácil, ofrece mejores rendimientos a cargas parciales y su infraestructura es más sencilla.

Para el diseño de la turbina Pelton se conocen y asumen los siguientes datos:

Número de unidades	2.00
Tipo de turbina	Pelton eje vertical
Salto neto	Hn = 419.08
Caudal nominal	Qd = 3.36 m ³ /s

Rendimiento de la turbina	η	=	85.0	%
Número de chorros	z	=	4.00	
Revoluciones nominales	N	=	400 rpm	
Potencia instalada	P	=	11.74 MW	
				15,538.26 CV

DATOS DE DISEÑO

Como resultado de las ecuaciones y fórmulas empleadas, se tiene que la turbina Pelton será de la siguiente característica:

Número específico de revoluciones (Ec. 115)	N_s	=	26.30	
Velocidad del chorro (Ec. 116)	V_1	=	88.86	m/s
Velocidad tangencial del rodete (Ec. 117)	U	=	44.43	m/s
Diámetro de la rueda (Ec. 118)	D	=	2.12	m
Diámetro de chorro (Ec. 119)	d	=	0.11	m

DIMENSIONES DE CUCHARA

Las cucharas que forman parte del rodete serán de las siguientes dimensiones:

Longitud de cuchara (Ec. 120)	L	=	0.274	m
Ancho de cuchara (Ec. 121)	B	=	0.307	m
Profundidad de cuchara (Ec. 122)	T	=	0.093	m
Escote de cuchara (Ec. 123)	m	=	0.121	m
Paso de cuchara (Ec. 124)	t	=	0.219	m
Número de cucharas (Ec. 125)	z	=	30.4	
		seleccionada	$z =$	32.0
Paso de cucharas definitivo (Ec. 126)	$t_{\text{definitivo}}$	=	0.208	m

DIMENSIONES DE TUBO DISTRIBUIDOR

El tubo distribuidor será de las siguientes dimensiones (Para un mejor entendimiento ver figura 19):

A	=	2.30 D	=	4.88 m
B	=	2.55 D	=	5.41 m
C	=	5.20 D	=	11.03 m
D	=	5.70 D	=	12.09 m
L	=	2.70 D	=	5.73 m

4.1.2.2. VÁLVULA ESFÉRICA

La selección de la válvula de bola se enmarca en las siguientes características:

Caudal nominal	Q	=	6.7 m ³ /s
Presión hidrostática	P	=	450.0 mca
Diámetro de Tubería de Presión	D	=	1,200.0 mm
Accionamiento			Hidráulico

4.1.2.3. GENERADOR SÍNCRONO

La selección del generador síncrono obedecerá a las siguientes características eléctricas principales:

Potencia nominal	S	=	12.0 MVA
Factor de potencia nominal	$\cos\phi$	=	0.85
Tensión nominal	V	=	10 kV \pm 5%
Frecuencia nominal	f	=	60 Hz
Velocidad nominal	n	=	400 rpm
Número de polos	p	=	18 polos

4.1.2.4. OTROS ACCESORIOS

La implementación de otros componentes de control y regulación (sistema de lubricación y refrigeración, unidad hidráulica de regulación de velocidad, regulador digital de velocidad, regulador automático de voltaje, sistema de excitación, otros) se enmarcarán en las características siguientes:

Caudal nominal	Q	=	6.7 m ³ /s
Altura Bruta	Hb	=	439.15 m
Altura Neta	Hn	=	419.08 m
Número de Unidades			2 grupos generadores
Potencia Unitaria	P	=	9.9 MW
Tipo de Turbina			Pelton de eje vertical
Tensión de Generación	Vn	=	10.0 KV
Frecuencia nominal	f	=	60 Hz
Velocidad de Rotación	n	=	400 rpm
Nivel de Instalación			< 1000 msnm

4.2. PRESUPUESTO Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

La Evaluación Económica del Proyecto Central Hidroeléctrica Yuraq se ha realizado a Precios de Mercado (Evaluación Privada). La inversión es asumida en su totalidad por la empresa San Gabán S.A., además para la venta de energía, se consideró que el proyecto será subastado como Central Hidroeléctrica RER por lo que la tarifa ofertada y la actualización de precios es acorde a las bases de la Cuarta Subasta RER, convocada por el OSINERGMIN, lo que ha permitido obtener resultados a condiciones de competencia.

4.2.1. MONTO DE INVERSIÓN

El costo total del proyecto está en función al costo de otros proyectos de la misma índole (Ver Anexos I y J), por lo que la inversión asciende a la suma de CINCUENTA Y UN MILLONES CON CIENTO VEINTITRES MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y UNO CON 00/100 DÓLARES AMERICANOS (US\$ 54'123,861.00) incluido el I.G.V. de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 48: Presupuesto del Proyecto

PRESUPUESTO POR PARTIDAS	USD
Sistema de Conducción	19,700,652
Obra Civil	9,271,156

Continúa...

PRESUPUESTO POR PARTIDAS	USD
Obras Hidromecánicas	1,267,888
Obras Electromecánicas	7,645,794
Línea de Transmisión (138 kV)	4,756,616
Sistema de Telecomunicaciones y Control	683,200
IGV	7,798,555
TOTAL CON IGV (S/)	51,123,861

Elaboración: Propia

4.2.2. BENEFICIOS ECONÓMICOS

Los ingresos han sido calculados considerando que la energía, en su totalidad, es entregado al SEIN al precio ofertado en subasta RER convocada por el OSINERGMIN y el inicio de operación comercial será en el año 2022.

Tabla 49: Beneficios del Proyecto

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Caudal Turbinado (m3/s)	6.7	6.7	6.7	6.7	4.4	2.9	2.4	2.3	2.5	3.9	6.5	6.7
Potencia Generada (MW)	19.8	19.8	19.8	19.8	12.9	8.5	7.0	6.8	7.5	11.6	19.2	19.8
Potencia Remunerable (MW)	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9
Energía Generada (MW-h)	14,744	13,317	14,744	14,268	9,594	6,091	5,237	5,083	5,367	8,604	13,800	14,744
Tarifa por Potencia (USD/MW mes)	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7
Ingreso por Potencia (miles de USD)	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5
Tarifa por Energía (USD/MW-h)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Ingreso por Energía (miles de USD)	884.6	799.0	884.6	856.0	575.7	365.4	314.2	305.0	322.0	516.3	828.0	884.6

Elaboración: Propia

La actualización de los ingresos es acorde a las bases de la Cuarta Subasta RER, convocada en agosto de 2015 por el OSINERGMIN, cuya fórmula se aplica anualmente cuando el factor $Factor_e$ se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del mismo valor empleado en la última actualización:

$$Tarifa = Tarifa \text{ de Adjudicación} * Factor_e \quad \dots \text{(Ec. 152)}$$

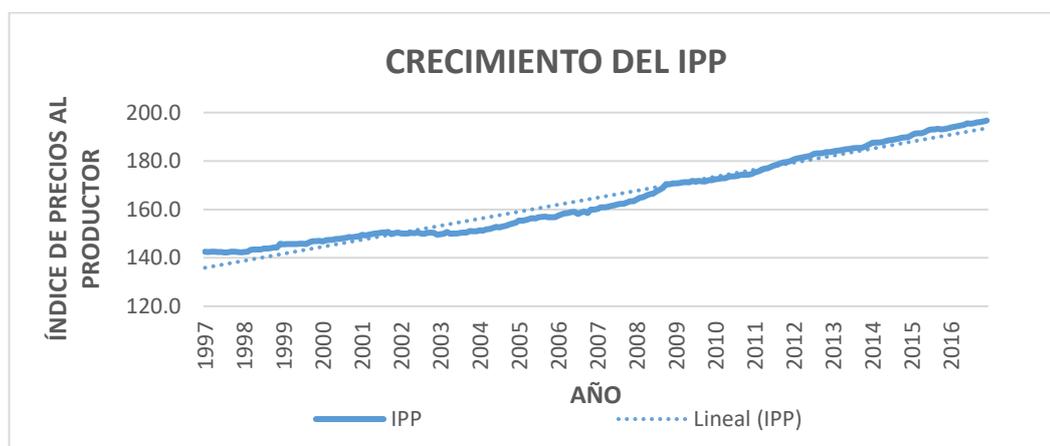
$$Factor_e = \frac{IPP}{IPPO} \quad \dots \text{(Ec. 153)}$$

Donde: $Factor_e$: Factor de actualización de la tarifa

IPP : Índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América.

IPPo : IPP correspondiente a la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial. El índice inicial será el último valor disponible en el mes de la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial.

Figura 42: Crecimiento del Índice de Precios al Productor



Elaboración: Propia

Donde el factor de actualización crece en 0.0139 cada año y es redondeado a cuatro dígitos decimales. La tarifa actualizada es también redondeada a dos decimales.

Tabla 50: Ingresos en miles de USD Percibidos por la CH Yuraq

	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031
Factor	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0556	1.0556	1.0556	1.0556	1.1112	1.1112
Spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrato	7,536	7,536	7,536	7,536	7,955	7,955	7,955	7,955	8,373	8,373
Potencia	1,110	1,110	1,110	1,110	1,171	1,171	1,171	1,171	1,233	1,233
Total	8,645	8,645	8,645	8,645	9,126	9,126	9,126	9,126	9,606	9,606

	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
Factor	1.1112	1.1112	1.1668	1.1668	1.1668	1.1668	1.1668	1.2363	1.2363	1.2363
spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrato	8,373	8,373	8,793	8,793	8,793	8,793	8,793	9,316	9,316	9,316
Potencia	1,233	1,233	1,295	1,295	1,295	1,295	1,295	1,372	1,372	1,372
Total	9,606	9,606	10,088	10,087,521	10,088	10,087,521	10,088	10,688	10,688	10,688

Continúa...

	2,042	2,043	2,044	2,045	2,046	2,047	2,048	2,049	2,050	2,051
Factor	1.2363	1.2484	1.3058	1.3058	1.3058	1.3058	1.3058	1.3058	1.3753	1.3753
spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrato	9,316	9,316	9,840	9,840	9,840	9,840	9,840	10,363	10,363	10,363
Potencia	1,372	1,372	1,449	1,449	1,449	1,449	1,449	1,526	1,526	1,526
Total	10,688	10,688	11,289	11,289	11,289	11,289	11,289	11,890	11,890	11,890

Elaboración: Propia

4.2.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desde el punto de vista privado, se ha realizado tomando en cuenta que las obras civiles se deprecian en 10 años y el equipamiento electromecánico en 6 años. Adicionalmente se han considerado los supuestos del Anexo K, algunas de ellas son:

- Tasa de descuento = 12%
- Tasa de cambio = 3.3 S/ /US\$
- Inversión = US\$ 54.44 Millones incluido el IGV
- Tarifa de energía ofertado = 60.00 US\$/MWh
- Tarifa de potencia = 80.00 US\$ /MW-año

Tabla 51: Flujo Económico del Proyecto

Ganancias y pérdidas	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2040	2050	2051
En miles de US\$	-3	-2	-1	1	2	3	4	9	19	29	30
Ingresos por ventas											
Ingreso por venta de energía SPOT				-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos por potencia				1,110	1,110	1,110	1,110	1,233	1,372	1,526	1,526
Ingresos por ventas a clientes				7,536	7,536	7,536	7,536	8,373	9,316	10,364	10,364
Ingresos por venta de CER				-	-	-	-	-	-	-	-
Total ingresos				8,645	8,645	8,645	8,645	9,606	10,688	11,890	11,890
Costo de construcción											
Obras civiles	(3,387)	(6,775)	(6,775)								
Obras electromecánicas	(6,837)	(13,675)	(13,675)								
Total costo de construcción	(10,225)	(20,450)	(20,450)								
Costo de ventas											
Peaje de interconexión				-	-	-	-	-	-	-	-
Peajes secundarios				-	-	-	-	-	-	-	-
Contribución por canon de agua				(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)
Contribución OSINERGMIN				(86)	(86)	(86)	(86)	(96)	(107)	(119)	(119)
Contribución COES				(43)	(43)	(43)	(43)	(48)	(53)	(59)	(59)
Costos de operación				(238)	(243)	(248)	(253)	(279)	(340)	(414)	(423)
Costos de mantenimiento				(126)	(128)	(130)	(133)	(146)	(177)	(214)	(218)

Continúa...

Costo de ventas	(550)	(557)	(565)	(572)	(626)	(734)	(863)	(876)
Utilidad bruta	8,095	8,088	8,081	8,073	8,980	9,954	11,027	11,014
Depreciación	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	-	-	-
Base imponible	7,315	7,308	7,301	7,293	8,150	9,954	11,027	11,014
Impuesto a la renta	(2,048)	(2,046)	(2,044)	(2,042)	(2,282)	(2,787)	(3,087)	(3,084)
Utilidad despues de impuestos	5,267	5,262	5,257	5,251	5,868	7,167	7,939	7,930
Participación de trabajadores	(263)	(263)	(263)	(263)	(293)	(358)	(397)	(397)
Flujo de caja 1	(10,225)	(20,450)	(20,450)	5,784	5,779	5,774	5,769	6,405
Crédito fiscal	-	-	-	(2,048)	(2,046)	(2,044)	(1,660)	-
Flujo de caja 2	(10,225)	(20,450)	(20,450)	7,832	7,825	7,818	7,428	6,405

Elaboración: Propia

Los resultados de la evaluación Económica (Ver Anexo M) son las siguientes:

Tabla 52: Indicadores Económicos del Proyectos

TASA	VANE (miles de US\$)
12%	4,332
TIR =	13.18%

Elaboración: Propia

CONCLUSIONES

PRIMERO: La Central Hidroeléctrica Yuraq inyectará al SEIN, una potencia de 19.8 MW y su energía asociada, que es de 125,592 MW-h., garantizando parcialmente la continuidad del crecimiento sostenible.

SEGUNDO: Con el actual programa de obras de generación, la demanda será cubierta hasta el año 2038, en un escenario pesimista, hasta el año 2033, en un escenario conservador y hasta el año 2030, en un escenario optimista. Sin embargo, el SEIN debe garantizar un margen de reserva de 38.9% (Fijado por el MEM), por lo que la demanda sería cubierta hasta el año 2024, en un escenario pesimista y hasta el año 2023, en un escenario conservador y hasta el año 2021, en un escenario optimista.

TERCERO: El estudio demuestra que la sub cuenca del río Blanco ofrece el aprovechamiento de 6.73 m³/s, para una persistencia de 75%, en un salto bruto de 439.15 metros.

CUARTO: La Central Hidroeléctrica Yuraq se compondrá de obras de captación, con capacidad de hasta 125.5 m³/s para un periodo de retorno de 1000 años, obras de conducción, de 6200 metros de longitud, conducto de presión, de 495.6 metros, dos grupos generadores de turbina pelton y generador síncrono y una línea de transmisión 138 KV de 25 Km hasta la Sub Estación San Gabán II.

QUINTO: El proyecto es rentable acogiendo a los beneficios fiscales, propio de las centrales RER, con indicadores económicos de VAN, para una tasa de descuento de 12%, de 4.332 millones de USD y TIR de 13.18%.

RECOMENDACIONES

PRIMERO: La presente tesis está se enmarcado como proyecto de Inversión, por lo que

SEGUNDO: Es imperativo la apertura de caminos de acceso para la ejecución de estudios posteriores a este. La zona es de tupida vegetación arbórea y arbustiva, grandes taludes rocosos y sendas que atraviesan cultivos.

TERCERO: El pueblo de San Gabán se muestra muy a favor en cuanto al tema de desarrollo de proyectos, dado que la empresa San Gabán S.A. viene efectuando un buen trabajo con su programa de Responsabilidad Social. A pesar de esto siempre aparecen discrepancias y dudas en la población que deberán ser tratadas por la entidad.

CUARTO: Para futuros estudios de investigación, se sugiere abordar los problemas de operación (cavitación, estabilidad frente a variaciones súbitas de frecuencia, rechazo de carga, comportamiento como sistema aislado, otros) y mantenimiento (estudios de soldadura pelton, forjado de materiales para inyectores y deflectores, otros)

REFERENCIAS

- Alarcón Hidalgo, P., & Rocha Miranda, F. (2008). *Inversión en generación eficiente ante la crisis del sector eléctrico*. (ESAN Ediciones, Ed.) (Primera). Lima, Perú: Universidad ESAN.
- Alexander, C., & Sadiku, M. (2006). *Fundamentos de Circuitos Eléctricos*. (McGraw-Hill, Ed.) (Tercera). México D.F., México: McGraw-Hill.
- ANA (2010). *Manual: Criterios de Diseños de Obras Hidraulicas Para la Formulación de Proyectos Hidraulicos Multisectoriales y de Afianzamiento Hidrico*. [online] Autoridad Nacional del Agua. Available at: <http://www.ana.gob.pe/media/389716/manual-dise%C3%B1os-1.pdf> [Accessed 6 May 2017].
- Andrade Rodríguez, M., & Múñez León, C. (2012). *Fundamentos de Climatología* (Primera). Logroño, Argentina: Universidad de la Rioja.
- Aparicio Mijares, F. J. (1992). *Fundamentos de Hidrología de Superficie* (Primera). México D.F., México: Editorial Limusa.
- Baca Urbina, G. (2010). *Evaluación de Proyectos*. (McGraw-Hill, Ed.) (Sexta). México D.F., México: McGraw-Hill.
- Business, E. (2017). *Apuntes empresariales / ESAN*. [online] Esan.edu.pe. Available at: <http://www.esan.edu.pe/apuntes-empresariales/> [Accessed 6 May 2017].
- Chereque Morán, W. (1989). *Hidrología Para Estudiantes de Ingeniería Civil* (Segunda). Lima, Perú: Pontificia Universidad Católica del Perú. Retrieved from <http://repositorio.pucp.edu.pe/index/handle/123456789/28689>
- COES. (2017). *Estadísticas Anuales*. [online] Coes.org.pe. Available at: <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/> [Accessed 6 May 2017].
- COES. (2017). *Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2019 - 2028*. [online] Coes.org.pe. Available at: <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTF> [Accessed 6 May 2017].
- CompEdu. (2001). *Turbinemachinery/ Hydraulic Turbines/ Introduction to Hydraulic Turbines/ Turbine Selection*. [online] Energy.kth.se. Available at:

- <http://www.energy.kth.se/compedu/webcompedu/WebHelp/> [Accessed 6 May 2017].
- Congreso de la República. Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Decreto Legislativo N 1002 (2008). Lima, Perú, Perú. Retrieved from http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Normas/DL_No_1002.pdf%5Cnhttp://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf
- Debitoor.es. (n.d.). *Glosario de contabilidad | Debitoor*. [online] Available at: <https://debitoor.es/glosario> [Accessed 6 May 2017].
- European Small Hydropower Association. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. INTELLIGENT ENERGY EUROPE.
- Fatorrelli, S., & Fernandez, P. (2011). *Diseño Hidrológico* (Segunda). Zaragoza, España: Water Assessment & Advisory Global Network.
- Fernandez Diez, P. (n.d.). *Turbinas hidráulicas*. [online] Es.pfernandezdiez.es. Available at: <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=10> [Accessed 6 May 2017].
- Fluidos. (n.d.). *Elección Pelton - Francis*. [online] Fluidos.eia.edu. Available at: http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/seleccion_turbinas/foondos/eleccion.htm [Accessed 6 May 2017].
- Gestion.pe. (2017). *Diario de Economía y Negocios de Perú*. [online] Available at: <http://gestion.pe/economia/> [Accessed 6 May 2017].
- HC & Asociados SRL. (2016). *Estudio Definitivo y Expediente Técnico del Proyecto Aprovechamiento de la Quebrada Tupuri*. (HC & Asociados SRL, Ed.) (Primera). Puno, Perú: San Gabán S.A.
- Huerta, E., Mangiaterra, A., & Noguera, G. (2005). *GPS Posicionamiento Satelital*. (Primera). Rosario, Argentina: Universidad Nacional de Rosario. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas. (1997). *Guía de Diseño Para Pequeñas Centrales* (Ernesto To). Santa Fe de Bogota, Colombia: INEA.

- Lira Briceño, P. (2017). *De Regreso a lo Básico*. [online] Blogs.gestion.pe. Available at: <http://blogs.gestion.pe/deregresoalobasico> [Accessed 6 May 2017].
- Mendiola, A., Aguirre, C., Aguilar, O., Castillo, S., Giglio, G., & Maldonado, W. (2012). *Proyectos de generación eléctrica en el Perú ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?* (ESAN Ediciones, Ed.) (Primera). Lima, Perú: Universidad ESAN.
- Mendiola, A., Acuña, J., Aguirre, C., Campos, D., Moreno, H., & Salinas, E. (2012). *Nivel de atracción de inversiones en generación hidroeléctrica: análisis comparativo entre el Perú y Colombia*. (ESAN Ediciones, Ed.) (Primera). Lima, Perú: Universidad ESAN.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2013). Balance Oferta / Demanda 2013-2017, 1-2. Lima, Perú.
- Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2015). Resolución Vice Ministerial N° 031-2015- MEM/VME. Lima, Perú.
- Mott, R. (1996). *Mecánica de Fluidos Aplicada*. (Prentice Hall Hispanoamérica S.A., Ed.). México D.F., México: Perason.
- Obando, J. C. (2016). Funcionamiento del mercado de electricidad, 32.
- Organización Panamericana de la Salud. (2005). Guía para el diseño de desarenadores y sedimentadores, 34.
- Ormeño Salcedo, V. and Vásquez Cordano, A. (2014). *Competitividad de las Energías Renovables: Experiencia del Perú*. [online] osinergmin.gob.pe. Available at: http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/cop20/uploads/Victor_Ormeño_y_Arturo_Vasquez-Competitividad_de_las_Energías_Renovables-Experiencia_del_Peru.pdf [Accessed 6 May 2017].
- Ortiz Flores, R. (2011). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas* (Primera). Bogota, Colombia: Ediciones de la U.
- OSINERGMIN. (2017). *Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación*. [online] osinergmin.gob. Available at: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Elctrica-Operacion-diciembre-2016.pdf [Accessed 6 May 2017].

- OSINERGMIN. (2017). *Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación*. [online] osinergmin.gob. Available at:
http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Elctrica-Construccion-enero-2017.pdf [Accessed 6 May 2017].
- Ríos Villacorta, A. (2017). *El modelo energético sostenible del Perú en el siglo XXI*. [online] Esan.edu.pe. Available at:
<http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2011/11/16/el-modelo-energetico-sostenible-del-peru-en-el-siglo-xxi/> [Accessed 6 May 2017].
- Rubio, A. (n.d.). *Gerencie.com. Lo que contadores y empresarios deben saber*. [online] Gerencie.com. Available at: <https://www.gerencie.com/> [Accessed 6 May 2017].
- S&Z Consultores Asociados. (2012). *Estudio de Factibilidad Central Hidroeléctrica San Gabán III*. (S&Z Consultores Asociados, Ed.) (Primera). Lima, Perú: San Gabán S.A.
- Sanchez San Román, F. (2015). *Hidrogeología Hidrología*. [online] Hidrologia.usal.es. Available at: <http://hidrologia.usal.es/hidro.htm> [Accessed 6 May 2017].
- Sotelo Ávila, G. (2002). *Hidraulica de Canales*. (G. Sotelo Ávila, Ed.) (Primera). México D.F., México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Tomia User. (2008). *Represa Hidroeléctrica*. [online] Wikimedia.org. Available at: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Hydroelectric_dam-es.svg/ [Accessed 6 May 2017].
- Vera Tudela, R., Paredes, C. E., & Defilippi, E. (2013). Mercado eléctrico en el Perú: Balance de Corto Plazo y Agenda Pendiente. *Cuadernos de Inv*, 78.
- Voith Siemens Hydro Power Generation. (2005). *Plan view of a Pelton turbine installation*. [online] Wikimedia.org. Available at: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:S_vs_pelton_schnitt_1_zoom.png.

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A: PARÁMETROS GEOMORFOLÓGICOS DE LA CUENCA.....	143
ANEXO B.1: TEMPERATURA (°C) - MACUSANI.....	144
ANEXO B.2: TEMPERATURA (°C) - CORANI.....	145
ANEXO B.3: TEMPERATURA (°C) - OLLACHEA.....	146
ANEXO B.4: TEMPERATURA (°C) - TABINAPAMPA.....	147
ANEXO B.5: TEMPERATURA (°C) - SAN GABÁN.....	148
ANEXO C: HUMEDAD RELATIVA MENSUAL (%)......	149
ANEXO D: EVAPORACIÓN TOTAL MENSUAL (mm).....	150
ANEXO E.1: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - MACUSANI.....	151
ANEXO E.2: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CRUCERO.....	152
ANEXO E.3: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CORANI.....	153
ANEXO E.4: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CUYO CUYO.....	154
ANEXO E.5: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - OLLACHEA.....	155
ANEXO E.6: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - TABINAPAMPA.....	156
ANEXO E.7: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - SAN GABÁN.....	157
ANEXO F.1: CAUDAL MENSUAL (m ³ /s) - CORANI.....	158
ANEXO F.2: CAUDAL MENSUAL (m ³ /s) - OLLACHEA.....	159
ANEXO F.3: CAUDAL MENSUAL (m ³ /s) - CAMATANI.....	160
ANEXO G: CAUDAL MENSUAL (m ³ /S) - RÍO BLANCO (m ³ /s).....	161
ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO/OLLACHEA..	162
ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO/CORANI.....	163
ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO/CAMATANI..	164
ANEXO I: PRESUPUESTO CON COSTOS PARAMÉTRICOS.....	165
ANEXO J: PRESUPUESTO DESAGREGADO.....	166
ANEXO K: SUPUESTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	169
ANEXO L: BENEFICIOS GENERADOS POR LA CH YURAQ.....	170
ANEXO M: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	171
ANEXO N: PLANOS.....	172

ANEXO A: PARÁMETROS GEOMORFOLÓGICOS DE LA CUENCA

CUENCA : YURAJAJA
RÍO : BLANCO
FUENTE : EGESG

DEPARTAMENTO : PUNO
PROVINCIA : CARABAYA
DISTRITO : SAN GABÁN

DESCRIPCIÓN	SÍMBOLO	MAGNITUD	UNIDAD	FÓRMULA
Superficie de la cuenca	AC	51.60	km ²	
Perímetro de la cuenca	PC	31.13	km	
Longitud mayor del río principal	LM	10.80	km	
Longitud total de todos los cauces	LT	26.72	km	
Ancho promedio de la cuenca	AP	4.78	km	AP = AC / LM
Cota de la naciente	HN	3 685.00	msnm	
Cota de capatación	HC	1 175.00	msnm	
Elevación de Media	EM	2 741.00	msnm	
Pendiente Media (Porcentaje)	PM_P	23.24	%	PM_G = (HN - HC) * 100 / (1000 * LM)
Pendiente Media (grados)	PM_G	13.08	°	PM_P = ATAN (PM_P)
Coefficiente de Compacidad (Gravelius)	KC	1.22		KC = 0.28 * (PC / AC ^ 0.5)
Densidad de Drenaje	DD	0.52	km/km ²	DD = LT / AC
Factor de Forma	FF	0.44		FF = AC / LM ^ 2
Tiempo de concentración Kirpich	TC_KIRPCH	44.75	min	TC_KIRPICH = 0.02 * (LM ^ 0.77 / PM_P ^ 0.385)
Tiempo de concentración Témez	TC_TEMEZ	40.81	min	TC_TEMEZ = 0.3 * (LM ^ 0.76 / PM_G ^ 0.385)

Elaboración: Propia

ANEXO B.1: TEMPERATURA (°C) - MACUSANI

ESTACIÓN : Macusani **LATITUD** : 14°03' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Máx. Absoluta (°C) **LONGITUD** : 70°26' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4250 m.s.n.m. **DISTRITO** : Macusani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1990	12.70	12.10	14.00	12.60	S/D	12.80	13.20	14.00	12.70	12.40	13.00	13.20	12.97
1991	13.10	13.20	13.40	13.00	13.80	13.50	13.50	14.00	14.00				
MEDIA	12.90	12.65	13.70	12.80	13.80	13.15	13.35	14.00	13.35	12.40	13.00	13.20	12.97
MIN	12.70	12.10	13.40	12.60	13.80	12.80	13.20	14.00	12.70	12.40	13.00	13.20	12.10
MAX	13.10	13.20	14.00	13.00	13.80	13.50	13.50	14.00	14.00	12.40	13.00	13.20	14.00
DESVEST	0.28	0.78	0.42	0.28		0.49	0.21	0.00	0.92				

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Macusani **LATITUD** : 14°03' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Min. Absoluta (°C) **LONGITUD** : 70°26' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4250 m.s.n.m. **DISTRITO** : Macusani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1990	1.50	1.40	-0.80	-0.40	S/D	-3.50	-5.20	-0.80	0.70	1.00	0.90	1.20	-0.36
1991	1.10	1.40	1.00	0.80	0.60	-0.50	-1.60	0.70	0.70	S/D	S/D	S/D	
MEDIA	1.30	1.40	0.10	0.20	0.60	-2.00	-3.40	-0.05	0.70	1.00	0.90	1.20	-0.36
MIN	1.10	1.40	-0.80	-0.40	0.60	-3.50	-5.20	-0.80	0.70	1.00	0.90	1.20	-5.20
MAX	1.50	1.40	1.00	0.80	0.60	-0.50	-1.60	0.70	0.70	1.00	0.90	1.20	1.50
DESVEST	0.28	0.00	1.27	0.85		2.12	2.55	1.06	0.00				

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Macusani **LATITUD** : 14°03' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Media Mensual (°C) **LONGITUD** : 70°26' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4250 m.s.n.m. **DISTRITO** : Macusani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1990	7.10	6.80	6.60	6.10		4.70	4.00	6.60	6.70	6.70	7.00	7.20	6.32
1991	7.10	7.30	7.20	6.90	7.20	6.50	6.00	7.40	7.40				
MEDIA	7.10	7.05	6.90	6.50	7.20	5.60	5.00	7.00	7.05	6.70	7.00	7.20	6.32
MIN	7.10	6.80	6.60	6.10	7.20	4.70	4.00	6.60	6.70	6.70	7.00	7.20	4.00
MAX	7.10	7.30	7.20	6.90	7.20	6.50	6.00	7.40	7.40	6.70	7.00	7.20	7.40
DESVEST	0.00	0.35	0.42	0.57		1.27	1.41	0.57	0.49				

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO B.2: TEMPERATURA (°C) - CORANI

ESTACIÓN : Corani **LATITUD** : 13°52' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Máx. Absoluta (°C) **LONGITUD** : 70°36' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4080 m.s.n.m. **DISTRITO** : Corani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	11.30	10.30	10.50	11.40	11.50	11.20	10.50	10.80	11.00	11.60	12.40	12.10	11.22
2002	11.70	10.80	11.20	11.40	11.40	10.80	9.50	10.30	10.90	11.60	12.00	11.70	11.11
2003	11.80	12.20	11.00	11.70	11.30	12.10	10.50	10.00	10.70	12.70	13.20	12.30	11.63
2004	10.90	11.40	12.40	12.30	11.70	9.90	10.00	9.80	11.30	11.60	12.00	12.00	11.28
2005	11.70	11.40	12.40	13.00	12.90	11.90	11.90	12.20	10.50	11.50	11.80	12.10	11.94
2006	11.00	11.90	11.50	11.80	11.30	10.80	11.80	11.20	11.40	12.70	11.80	11.80	11.58
2007	12.70	12.40	11.40	11.70	11.60	12.00	10.30	11.20	10.70	11.90	12.00	12.20	11.68
MEDIA	11.59	11.49	11.49	11.90	11.67	11.24	10.64	10.79	10.93	11.94	12.17	12.03	11.49
MIN	10.90	10.30	10.50	11.40	11.30	9.90	9.50	9.80	10.50	11.50	11.80	11.70	9.50
MAX	12.70	12.40	12.40	13.00	12.90	12.10	11.90	12.20	11.40	12.70	13.20	12.30	13.20
DESVEST	0.61	0.75	0.70	0.57	0.56	0.81	0.89	0.83	0.33	0.53	0.50	0.21	0.30

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Corani **LATITUD** : 13°52' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Min. Absoluta (°C) **LONGITUD** : 70°36' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4080 m.s.n.m. **DISTRITO** : Corani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	1.90	3.20	3.50	2.80	1.70	-0.30	-0.40	-0.80	2.00	3.60	4.00	4.10	2.11
2002	4.00	4.10	3.90	3.60	1.90	0.90	-0.10	0.20	2.20	2.80	3.60	4.50	2.63
2003	4.60	4.00	4.30	2.60	1.70	-0.20	-1.60	-0.30	0.90	2.20	3.20	4.20	2.13
2004	4.50	4.20	3.90	3.30	0.70	-0.60	-0.80	-0.10	1.90	2.80	4.10	4.20	2.34
2005	3.30	4.30	3.90	3.40	1.50	-0.90	-1.10	-1.00	0.70	2.60	4.20	4.20	2.09
2006	3.90	4.40	3.90	2.70	1.60	-0.10	-1.80	0.40	0.90	3.40	3.30	3.70	2.19
2007	4.80	4.60	4.00	3.30	1.60	-0.30	-0.40	-0.10	1.10	2.20	3.60	3.30	2.31
MEDIA	3.86	4.11	3.91	3.10	1.53	-0.21	-0.89	-0.24	1.39	2.80	3.71	4.03	2.26
MIN	1.90	3.20	3.50	2.60	0.70	-0.90	-1.80	-1.00	0.70	2.20	3.20	3.30	-1.80
MAX	4.80	4.60	4.30	3.60	1.90	0.90	-0.10	0.40	2.20	3.60	4.20	4.50	4.80
DESVEST	1.00	0.45	0.23	0.39	0.39	0.56	0.64	0.51	0.62	0.54	0.39	0.40	0.19

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Corani **LATITUD** : 13°52' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Media Mensual (°C) **LONGITUD** : 70°36' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4080 m.s.n.m. **DISTRITO** : Corani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	5.80	6.20	6.50	6.40	5.50	4.20	4.00	4.00	5.60	6.70	7.50	7.10	5.79
2002	7.00	6.80	6.90	6.70	5.90	4.90	3.70	4.50	5.70	6.50	7.10	7.50	6.10
2003	7.40	7.50	6.90	6.40	5.60	4.80	3.60	4.20	4.90	6.60	7.40	7.50	6.07
2004	7.10	7.20	7.40	7.10	5.30	3.80	3.70	4.20	5.80	6.40	7.30	7.40	6.06
2005	6.70	7.20	7.60	7.30	6.20	4.40	4.30	4.40	4.90	6.30	7.30	7.40	6.17
2006	6.70	7.40	7.10	6.50	5.70	4.40	4.00	4.80	5.30	7.00	6.90	7.30	6.09
2007	7.90	7.60	6.90	6.60	5.80	4.80	4.10	4.70	5.10	6.30	7.10	6.90	6.15
MEDIA	6.94	7.13	7.04	6.71	5.71	4.47	3.91	4.40	5.33	6.54	7.23	7.30	6.06
MIN	5.80	6.20	6.50	6.40	5.30	3.80	3.60	4.00	4.90	6.30	6.90	6.90	3.60
MAX	7.90	7.60	7.60	7.30	6.20	4.90	4.30	4.80	5.80	7.00	7.50	7.50	7.90
DESVEST	0.66	0.49	0.36	0.35	0.29	0.39	0.25	0.29	0.38	0.25	0.21	0.22	0.13

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO B.3: TEMPERATURA (°C) - OLLACHEA

ESTACIÓN : Ollachea LATITUD : 13°48' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Temp. Máx. Absoluta (°C) LONGITUD : 70°29' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 2850 m.s.n.m. DISTRITO : Ollachea

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1982	19.80	19.00	18.80	19.80	19.40	18.80	19.60	18.80	19.80	19.60	18.80	19.60	19.32
1983	19.60	19.00	19.60	19.40	20.00	19.60	19.80	19.40	19.60	19.80	19.80	19.80	19.62
1984	19.20	18.40	19.80	19.60	19.80	19.60	20.60	19.80	18.60	S/D	S/D	S/D	
1985													
1986	19.80	19.60	18.80	19.80	18.60	18.90	S/D	19.80	20.00	21.20	22.20	20.00	
MEDIA	19.60	19.00	19.25	19.65	19.45	19.23	20.00	19.45	19.50	20.20	20.27	19.80	19.47
MIN	19.20	18.40	18.80	19.40	18.60	18.80	19.60	18.80	18.60	19.60	18.80	19.60	18.40
MAX	19.80	19.60	19.80	19.80	20.00	19.60	20.60	19.80	20.00	21.20	22.20	20.00	22.20
DESVEST	0.28	0.49	0.53	0.19	0.62	0.43	0.53	0.47	0.62	0.87	1.75	0.20	0.21

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Ollachea LATITUD : 13°48' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Temp. Min. Absoluta (°C) LONGITUD : 70°29' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 2850 m.s.n.m. DISTRITO : Ollachea

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1982	4.80	4.80	4.80	4.20	4.80	4.60	4.20	4.20	4.20	5.20	4.80	5.20	4.65
1983	4.60	5.00	3.60	4.80	5.80	5.20	3.20	4.20	4.20	4.80	4.80	4.00	4.52
1984	5.00	5.40	5.20	4.80	4.80	4.20	3.20	4.80	4.20	S/D	S/D	S/D	
1985													
1986	4.00	5.20	4.80	5.00	4.20	5.00	S/D	6.60	5.60	5.80	5.40	6.40	
MEDIA	4.60	5.10	4.60	4.70	4.90	4.75	3.53	4.95	4.55	5.27	5.00	5.20	4.58
MIN	4.00	4.80	3.60	4.20	4.20	4.20	3.20	4.20	4.20	4.80	4.80	4.00	3.20
MAX	5.00	5.40	5.20	5.00	5.80	5.20	4.20	6.60	5.60	5.80	5.40	6.40	6.60
DESVEST	0.43	0.26	0.69	0.35	0.66	0.44	0.58	1.14	0.70	0.50	0.35	1.20	0.09

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Ollachea LATITUD : 13°48' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Temp. Media Mensual (°C) LONGITUD : 70°29' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 2850 m.s.n.m. DISTRITO : Ollachea

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1982	12.30	11.90	11.80	12.00	12.10	11.70	11.90	11.50	12.00	12.40	11.80	12.40	11.98
1983	12.10	12.00	11.60	12.10	12.90	12.40	11.50	11.80	11.90	12.30	12.20	11.90	12.06
1984	12.10	11.90	12.50	12.20	12.30	11.90	11.90	12.30	11.40	S/D	S/D	S/D	
1985													
1986	11.90	12.40	11.80	12.40	11.40	12.00	S/D	13.20	12.80	13.50	13.80	13.20	
MEDIA	12.10	12.05	11.93	12.18	12.18	12.00	11.77	12.20	12.03	12.73	12.60	12.50	12.02
MIN	11.90	11.90	11.60	12.00	11.40	11.70	11.50	11.50	11.40	12.30	11.80	11.90	11.40
MAX	12.30	12.40	12.50	12.40	12.90	12.40	11.90	13.20	12.80	13.50	13.80	13.20	13.80
DESVEST	0.16	0.24	0.39	0.17	0.62	0.29	0.23	0.74	0.58	0.67	1.06	0.66	0.05

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO B.4: TEMPERATURA (°C) - TABINAPAMPA

ESTACIÓN : Tabinapampa **LATITUD** : 13°43' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Máx. Absoluta (°C) **LONGITUD** : 70°27' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 2100 m.s.n.m. **DISTRITO** : Ayapata

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	18.90	19.60	19.70	20.90	20.00	18.30	18.20	19.50	20.20	20.50	20.22	20.30	19.69
2002	19.90	18.90	20.00	20.00	19.60	18.10	17.90	19.70	20.00	21.10	20.20	20.20	19.63
2003	20.00	19.60	19.20	19.80	19.70	19.60	18.30	18.00	20.10	21.30	20.80	19.60	19.67
2004	21.10	20.20	20.40	21.30	18.70	18.70	18.60	19.20	20.40	19.90	20.50	20.50	19.96
2005	20.20	20.40	21.20	20.70	21.20	19.20	18.80	18.90	19.10	20.20	20.40	20.50	20.07
2006	20.10	20.50	20.30	20.00	19.60	19.00	19.60	20.20	19.80	21.20	20.70	20.30	20.11
2007	20.50	19.60	20.10	20.70	19.10	19.70	18.90	19.50	21.50	20.80	20.00	16.00	19.70
MEDIA	20.10	19.83	20.13	20.49	19.70	18.94	18.61	19.29	20.16	20.71	20.40	19.63	19.83
MIN	18.90	18.90	19.20	19.80	18.70	18.10	17.90	18.00	19.10	19.90	20.00	16.00	16.00
MAX	21.10	20.50	21.20	21.30	21.20	19.70	19.60	20.20	21.50	21.30	20.80	20.50	21.50
DESVEST	0.67	0.57	0.62	0.56	0.79	0.61	0.56	0.70	0.72	0.53	0.29	1.63	0.20

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Tabinapampa **LATITUD** : 13°43' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Min. Absoluta (°C) **LONGITUD** : 70°27' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 2100 m.s.n.m. **DISTRITO** : Ayapata

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	12.80	12.90	12.90	12.30	11.10	9.50	9.70	9.60	11.90	12.40	13.50	13.20	11.82
2002	13.20	13.20	13.30	12.70	11.60	10.50	9.80	10.60	11.80	12.30	12.90	13.60	12.13
2003	13.60	13.40	13.60	12.20	11.20	9.80	8.80	9.50	10.90	12.10	12.60	13.50	11.77
2004	13.70	13.10	13.50	12.70	10.40	9.30	9.40	9.80	11.20	12.40	13.30	13.30	11.84
2005	12.70	13.20	13.30	13.20	11.40	10.10	10.10	10.20	10.70	12.70	13.20	13.30	12.01
2006	12.60	13.30	13.00	12.40	11.50	10.20	9.00	11.20	11.50	13.20	13.10	13.70	12.06
2007	14.40	14.20	13.80	13.10	11.30	9.20	9.90	10.00	12.10	12.40	13.20	13.20	12.23
MEDIA	13.29	13.33	13.34	12.66	11.21	9.80	9.53	10.13	11.44	12.50	13.11	13.40	11.98
MIN	12.60	12.90	12.90	12.20	10.40	9.20	8.80	9.50	10.70	12.10	12.60	13.20	8.80
MAX	14.40	14.20	13.80	13.20	11.60	10.50	10.10	11.20	12.10	13.20	13.50	13.70	14.40
DESVEST	0.65	0.42	0.32	0.39	0.40	0.49	0.48	0.60	0.53	0.36	0.29	0.20	0.17

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : Tabinapampa **LATITUD** : 13°43' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Temp. Media Mensual (°C) **LONGITUD** : 70°27' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 2100 m.s.n.m. **DISTRITO** : Ayapata

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	14.80	15.20	15.30	15.60	14.60	13.10	13.40	13.90	15.20	15.60	16.10	15.80	14.88
2002	15.70	15.40	15.70	15.50	14.90	13.70	13.20	14.40	15.00	15.70	15.60	16.10	15.08
2003	15.90	15.70	15.60	15.30	14.80	14.10	13.00	13.10	14.70	15.80	16.00	15.70	14.98
2004	16.20	15.80	16.20	16.00	13.80	13.30	13.20	13.80	14.80	15.30	16.00	16.00	15.03
2005	15.60	15.90	16.20	16.00	15.50	13.90	13.70	13.80	14.20	15.60	15.90	16.00	15.19
2006	15.50	16.00	15.80	15.40	14.70	13.80	13.70	14.80	15.00	16.30	16.00	16.10	15.26
2007	16.50	16.10	16.00	15.90	14.50	13.70	13.70	14.10	15.80	15.80	15.70	16.00	15.32
MEDIA	15.74	15.73	15.83	15.67	14.69	13.66	13.41	13.99	14.96	15.73	15.90	15.96	15.10
MIN	14.80	15.20	15.30	15.30	13.80	13.10	13.00	13.10	14.20	15.30	15.60	15.70	13.00
MAX	16.50	16.10	16.20	16.00	15.50	14.10	13.70	14.80	15.80	16.30	16.10	16.10	16.50
DESVEST	0.54	0.33	0.33	0.29	0.51	0.35	0.29	0.53	0.49	0.30	0.18	0.15	0.16

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO B.5: TEMPERATURA (°C) - SAN GABÁN

ESTACIÓN : San Gabán LATITUD : 13°26' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Temp. Máx. Absoluta (°C) LONGITUD : 70°24' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 635 m.s.n.m. DISTRITO : San Gabán

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2011	31.00	31.50	31.50	33.50	33.50	31.50	30.50	39.50	33.50	35.50	34.50	32.50	33.21
2012	32.50	31.50	31.50	32.50	30.50	30.00	30.00	32.50	33.50	33.50	34.50	32.50	32.08
2013	34.50	34.50	33.50	31.50	33.50	31.50	32.50	32.50	34.50	32.50	32.50	32.50	33.00
2014	32.50	31.50	32.50	33.50	32.50	32.50	32.50	33.50	34.50	34.50	33.50	33.50	33.08
2015	33.50	32.50	32.50	32.50	30.00	31.50	32.50	33.00	34.50	35.50	34.50	34.00	33.04
MEDIA	32.80	32.30	32.30	32.70	32.00	31.40	31.60	34.20	34.10	34.30	33.90	33.00	32.88
MIN	31.00	31.50	31.50	31.50	30.00	30.00	30.00	32.50	33.50	32.50	32.50	32.50	30.00
MAX	34.50	34.50	33.50	33.50	33.50	32.50	32.50	39.50	34.50	35.50	34.50	34.00	39.50
DESVEST	1.30	1.30	0.84	0.84	1.66	0.89	1.24	2.99	0.55	1.30	0.89	0.71	0.45

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : San Gabán LATITUD : 13°26' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Temp. Min. Absoluta (°C) LONGITUD : 70°24' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 635 m.s.n.m. DISTRITO : San Gabán

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2011	12.50	12.00	12.50	11.50	9.50	7.50	8.00	7.00	9.50	10.00	12.50	11.50	10.33
2012	10.00	10.00	9.50	8.50	7.50	6.50	3.50	4.00	7.00	7.50	10.50	10.00	7.88
2013	9.50	8.00	9.50	6.50	3.50	3.50	2.00	3.50	4.50	4.50	7.50	3.50	5.50
2014	4.50	6.50	7.50	7.50	2.50	0.50	2.50	3.50	4.50	8.50	8.50	12.50	5.75
2015	11.50	13.50	14.50	14.50	11.50	12.50	10.00	11.50	11.50	13.50	16.50	13.50	12.88
MEDIA	9.60	10.00	10.70	9.70	6.90	6.10	5.20	5.90	7.40	8.80	11.10	10.20	8.47
MIN	4.50	6.50	7.50	6.50	2.50	0.50	2.00	3.50	4.50	4.50	7.50	3.50	0.50
MAX	12.50	13.50	14.50	14.50	11.50	12.50	10.00	11.50	11.50	13.50	16.50	13.50	16.50
DESVEST	3.09	2.85	2.77	3.27	3.85	4.51	3.58	3.45	3.09	3.31	3.58	3.96	3.14

S/D= Sin Dato

ESTACIÓN : San Gabán LATITUD : 13°26' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Temp. Media Mensual (°C) LONGITUD : 70°24' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 635 m.s.n.m. DISTRITO : San Gabán

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2011	21.11	20.66	21.47	21.63	19.78	19.51	19.61	20.12	21.25	21.55	22.01	21.52	20.85
2012	20.90	20.21	20.44	20.45	19.20	18.23	17.59	19.16	19.96	21.02	21.08	20.77	19.92
2013	21.07	20.04	20.82	19.45	18.02	17.68	16.53	17.80	19.68	18.96	19.65	19.58	19.11
2014	18.05	18.43	19.21	19.81	17.77	16.62	16.40	18.43	19.31	21.47	21.63	22.01	19.09
2015	21.99	22.36	24.07	23.79	22.24	22.53	20.61	21.65	23.35	23.91	24.22	23.73	22.87
MEDIA	20.63	20.34	21.20	21.03	19.40	18.91	18.15	19.43	20.71	21.38	21.72	21.53	20.37
MIN	18.05	18.43	19.21	19.45	17.77	16.62	16.40	17.80	19.31	18.96	19.65	19.58	16.40
MAX	21.99	22.36	24.07	23.79	22.24	22.53	20.61	21.65	23.35	23.91	24.22	23.73	24.22
DESVEST	1.50	1.41	1.80	1.75	1.79	2.27	1.89	1.51	1.65	1.76	1.66	1.54	1.58

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO D: EVAPORACIÓN TOTAL MENSUAL (mm)

ESTACIÓN : Corani **LATITUD** : 13°54' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Evaporación total mensual (mm) **LONGITU**: 70°36' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 4080 m.s.n.m. **DISTRITO** : Macusani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
2001	83.00	78.00	93.00	108.00	106.00	113.00	74.00	80.00	85.00	66.00	48.00	118.00	1 052.00
2002	124.20	109.30	120.80	121.90	124.20	110.40	121.90	144.90	155.30	179.40	174.80	144.90	1 632.00
2003	93.80	91.80	109.80	99.90	73.00	83.00	93.20	97.50	102.50	108.50	128.40	104.70	1 186.10
2004	122.10	100.90	117.80	102.00	94.60	91.40	88.10	106.10	102.90	110.80	102.1*	102.1*	1 240.90
2005	91.10	97.00	112.00	97.20	92.00	89.00	88.30	89.00	84.30	69.20	87.50	105.80	1 102.40
2006	108.30	88.00	97.10	126.30	100.20	78.20	91.60	90.10	82.60	102.30	103.00	105.60	1 173.30
2007	104.40	88.50	109.80	111.30	93.90	89.10	101.50	94.90	96.50	101.90	72.60	95.00	1 159.40
MEDIA	103.84	93.36	108.61	109.51	97.70	93.44	94.09	100.36	101.30	105.44	102.38	112.33	1 222.37
MIN	83.00	78.00	93.00	97.20	73.00	78.20	74.00	80.00	82.60	66.00	48.00	95.00	1 052.00
MAX	124.20	109.30	120.80	126.30	124.20	113.00	121.90	144.90	155.30	179.40	174.80	144.90	1 632.00
DESVEST	15.63	10.12	10.19	11.11	15.51	13.26	14.77	21.23	25.32	37.42	44.69	17.55	191.2

(*) Datos aproximados promedios debido a mantenimiento de Estación

ESTACIÓN : Ollachea **LATITUD** : 13°48' S **DEPARTAMENTO** : Puno
PARÁMETRO : Evaporación total mensual (mm) **LONGITU**: 70°29' W **PROVINCIA** : Carabaya
FUENTE : EGESG **ALTURA** : 2850 m.s.n.m. **DISTRITO** : Ollachea

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1983	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D	16.80	S/D	S/D	34.90	S/D	39.40	36.00	-
1984	32.80	28.00	28.80	29.50	26.10	23.90	22.10	31.40	32.30	S/D	S/D	S/D	254.90
1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1986	39.60	25.80	38.30	34.50	37.30	35.20	61.70	34.70	37.30	46.40	30.20	33.60	454.60
1987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1988	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1991	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	93.20	283.00	295.40	53.00	36.00	27.90	39.30	78.60	46.50	44.30	62.70	113.70	1 173.60
2003	136.60	87.90	122.50	27.00	42.20	14.60	27.40	35.10	36.60	44.40	49.10	147.90	771.30
2004	113.50	122.70	136.10	60.90	67.90	92.70	95.80	103.40	85.80	115.20	92.20	114.70	1 200.90
2005	101.30	94.50	97.70	67.10	83.40	91.00	110.60	97.90	110.00	113.80	108.00	93.10	1 168.40
2006	135.40	112.10	103.00	99.00	92.90	69.50	75.20	91.10	89.40	98.90	93.20	S/D	1 059.70
MEDIA	93.20	107.71	117.40	53.00	55.11	46.45	61.73	67.46	59.10	77.17	67.83	89.83	895.99
MIN	32.80	25.80	28.80	27.00	26.10	14.60	22.10	31.40	32.30	44.30	30.20	33.60	14.60
MAX	136.60	283.00	295.40	99.00	92.90	92.70	110.60	103.40	110.00	115.20	108.00	147.90	295.40
DESVEST	42.16	86.22	88.28	25.65	26.09	32.79	34.11	32.46	30.86	35.67	30.15	46.11	384.6

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO E.1: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - MACUSANI

ESTACIÓN : Macusani LATITUD : 14°4' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Precipitación total mensual LONGITUD : 70°25' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 4331 m.s.n.m. DISTRITO : Macusani

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1965	122.31	100.57	71.37	43.15	2.23	0.37	1.70	4.54	88.14	16.70	64.27	134.29	649.64
1966	59.92	93.02	77.31	36.58	0.37	0.37	0.37	60.01	17.94	60.72	65.78	88.05	560.44
1967	71.46	91.51	165.00	54.68	40.75	23.62	20.51	70.92	60.27	57.35	27.08	115.39	798.56
1968	95.95	164.20	69.95	42.35	22.82	15.19	27.53	32.94	35.51	36.05	48.74	89.74	680.97
1969	56.90	61.69	55.75	30.19	34.09	25.48	20.87	13.33	39.60	29.39	46.87	65.95	480.12
1970	81.57	84.15	95.77	71.28	66.58	30.63	37.29	30.63	39.33	51.93	19.80	139.53	748.50
1971	113.35	181.95	50.78	44.65	12.35	8.80	0.55	8.36	12.70	57.08	60.01	111.48	662.06
1972	109.53	107.84	77.40	24.86	11.73	6.67	8.00	28.68	41.99	48.91	55.39	108.47	629.49
1973	150.89	94.27	93.47	94.09	15.54	2.59	13.41	20.96	59.39	87.08	33.12	101.81	766.61
1974	210.17	159.50	103.94	54.42	1.79	8.00	27.26	97.73	21.40	33.29	22.38	95.42	835.30
1975	127.64	97.64	91.96	26.55	37.20	11.46	0.72	5.52	46.07	54.95	56.19	136.33	692.24
1976	167.93	83.97	92.49	40.04	25.57	10.22	0.90	36.93	57.17	18.65	8.71	88.23	630.82
1977	60.10	103.76	130.30	15.63	26.11	3.12	12.44	10.75	33.03	41.46	71.55	81.40	589.64
1978	121.69	114.06	98.35	57.52	3.56	2.05	6.67	4.27	33.21	20.43	76.16	118.41	656.38
1979	178.05	74.47	143.97	63.47	12.88	0.37	16.61	7.65	25.40	61.34	64.00	87.96	736.17
1980	85.56	60.20	44.52	24.47	24.61	24.20	31.35	40.72	34.70	42.74	42.92	171.25	627.24
1981	85.74	82.71	67.99	29.70	26.18	23.88	9.93	15.49	30.07	39.14	58.28	136.37	605.47
1982	103.81	99.56	96.82	63.32	22.21	41.59	28.75	30.69	34.67	42.78	101.03	88.27	753.50
1983	79.97	84.45	60.92	63.25	65.74	52.86	87.00	38.01	36.56	62.24	61.89	84.59	777.46
1984	107.42	117.05	61.92	74.75	29.45	29.98	37.21	41.60	18.19	27.58	80.52	63.76	689.43
1985	57.85	103.15	64.28	62.47	27.57	25.99	31.08	24.92	50.93	35.73	61.77	70.91	616.66
1986	88.20	80.35	67.02	34.93	56.40	31.12	37.33	44.98	53.18	36.08	39.43	64.52	633.54
1987	212.13	130.21	121.51	102.16	66.66	27.53	38.44	7.91	38.09	93.64	100.12	169.08	1 107.50
1988	229.17	83.70	135.27	116.45	56.01	43.32	53.71	92.22	102.25	144.41	99.41	122.58	1 278.52
1989	129.41	90.80	86.37	83.97	21.40	20.43	45.99	34.45	38.89	100.48	41.90	74.03	768.12
1990	118.32	120.80	121.96	87.08	21.76	62.05	19.72	36.58	47.32	171.03	158.79	281.53	1 246.92
1991	241.15	184.79	191.36	55.84	27.26	25.66	21.40	11.99	84.41	55.66	76.07	125.06	1 100.66
1992	63.74	140.42	42.61	67.37	76.34	17.50	14.48	38.71	8.27	44.03	65.42	54.77	633.66
1993	129.85	92.58	130.65	82.64	20.69	14.83	12.08	80.51	38.71	28.86	85.04	117.07	833.53
1994	159.14	228.90	110.95	88.59	25.84	9.07	9.24	9.42	48.03	40.57	60.01	110.77	900.53
1995	99.00	74.10	162.30	22.50	8.50	0.00	0.00	0.00	0.00	9.80	24.70	64.70	465.60
1996	94.80	134.40	114.10	61.70	29.30	0.00	2.20	18.60	14.70	28.90	134.90	132.80	766.40
1997	149.10	146.00	136.50	16.50	17.50	0.00	0.00	12.80	4.50	37.50	53.10	69.90	643.40
1998	102.00	140.50	133.50	24.30	0.00	7.60	0.00	0.50	1.00	69.30	91.90	44.50	615.10
1999	103.00	144.70	123.70	57.30	9.00	0.00	1.50	0.00	21.50	15.00	46.30	105.80	627.80
2000	197.60	83.00	62.00	5.50	0.00	4.50	0.00	2.00	17.70	103.50	10.00	115.00	600.80
2001	194.70	85.90	95.60	24.00	2.00	1.50	17.00	13.50	24.50	38.70	60.00	76.00	633.40
2002	138.70	120.80	127.00	30.50	3.50	6.00	11.50	1.00	9.70	64.50	80.00	103.00	696.20
2003	177.50	96.00	138.00	68.00	3.00	5.50	0.00	14.00	17.00	21.50	11.00	99.70	651.20
2004	160.70	109.50	53.60	34.80	3.80	5.20	9.70	18.00	16.90	30.40	59.90	109.70	612.20
2005	92.50	141.70	85.70	14.80	8.00	0.00	0.00	8.30	0.50	55.90	74.20	97.50	579.10
2006	148.30	137.20	63.70	85.70	0.00	2.80	0.00	3.00	16.20	65.50	96.90	147.20	766.50
2007	86.40	82.20	101.30	31.70	7.50	0.00	1.00	0.00	4.00	59.10	53.60	96.80	523.60
2008	152.40	81.30	106.00	27.00	14.20	4.00	0.00	6.00	14.70	61.00	31.20	118.30	616.10
MEDIA	125.35	111.13	98.29	50.93	22.45	14.46	16.26	24.53	32.69	52.29	60.92	106.32	715.62
MIN	56.90	60.20	42.61	5.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.80	8.71	44.50	465.60
MAX	241.15	228.90	191.36	116.45	76.34	62.05	87.00	97.73	102.25	171.03	158.79	281.53	1 278.52
DESVEST	48.64	35.57	35.19	26.62	20.35	15.41	18.27	24.66	23.16	32.00	30.90	39.52	176.53

S/D= Sin Data

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO E.4: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - CUYO CUYO

ESTACIÓN : Cuyo Cuyo LATITUD : 14°28' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Precipitación total mensual LONGITUD : 69°32' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 3555 m.s.n.m. DISTRITO : Cuyo Cuyo

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1965	137.40	112.90	80.00	48.20	2.10	0.00	1.50	4.70	98.90	18.40	72.00	150.90	727.00
1966	67.10	104.40	86.70	40.80	136.90	0.00	0.00	67.20	19.80	68.00	73.70	98.80	763.40
1967	80.10	102.70	185.50	61.20	45.50	26.20	22.70	79.50	67.50	64.20	30.10	129.60	894.80
1968	107.70	184.60	78.40	47.30	25.30	16.70	30.60	36.70	39.60	40.20	54.50	100.70	762.30
1969	63.70	69.10	62.40	33.60	38.00	28.30	23.10	14.60	44.20	32.70	52.40	73.90	536.00
1970	91.50	94.40	107.50	79.90	74.60	34.10	41.60	34.10	43.90	58.10	21.90	156.80	838.40
1971	127.30	204.60	56.80	49.90	13.50	9.50	0.20	9.00	13.90	63.90	67.20	125.20	741.00
1972	123.00	121.10	86.80	27.60	12.80	7.10	8.60	31.90	46.90	54.70	62.00	121.80	704.30
1973	169.60	105.80	104.90	105.60	17.10	2.50	14.70	23.20	66.50	97.70	36.90	114.30	858.80
1974	236.40	179.30	116.70	60.90	1.60	8.60	30.30	109.70	23.70	37.10	24.80	107.10	936.20
1975	143.40	109.60	103.20	29.50	41.50	12.50	0.40	5.80	51.50	61.50	62.90	153.20	775.00
1976	188.80	94.20	103.80	44.70	28.40	11.10	0.60	41.20	64.00	20.60	9.40	99.00	705.80
1977	67.30	116.50	146.40	17.20	29.00	3.10	13.60	11.70	36.80	46.30	80.20	91.30	659.40
1978	136.70	128.10	110.40	64.40	3.60	1.90	7.10	4.40	37.00	22.60	85.40	133.00	734.60
1979	200.20	83.50	161.80	71.10	14.10	0.00	18.30	8.20	28.20	68.70	71.70	98.70	824.50
1980	95.99	67.42	49.75	27.15	27.32	26.86	34.91	45.47	38.69	47.74	47.94	192.54	701.77
1981	96.19	92.77	76.19	33.05	29.08	26.49	10.77	17.04	33.47	43.69	65.26	153.24	677.23
1982	116.55	111.77	108.68	70.93	24.61	46.45	31.98	34.16	38.65	47.79	113.42	99.04	844.03
1983	89.69	94.74	68.23	70.85	73.66	59.15	97.61	42.41	40.78	69.71	69.32	94.89	871.03
1984	120.62	131.47	69.35	83.81	32.77	33.37	41.52	46.46	20.08	30.66	90.31	71.43	771.84
1985	64.77	115.81	72.02	69.98	30.65	28.87	34.61	27.66	56.97	39.84	69.18	79.48	689.84
1986	98.96	90.12	75.10	38.94	63.13	34.64	41.65	50.27	59.51	40.24	44.01	72.29	708.86
1987	238.60	146.30	136.50	114.70	74.70	30.60	42.90	8.50	42.50	105.10	112.40	190.10	1 242.90
1988	257.80	93.90	152.00	130.80	62.70	48.40	60.10	103.50	114.80	162.30	111.60	137.70	1 435.60
1989	145.40	101.90	96.90	94.20	23.70	22.60	51.40	38.40	43.40	112.80	46.80	83.00	860.50
1990	132.90	135.70	137.00	97.70	24.10	69.50	21.80	40.80	52.90	192.30	178.50	316.80	1 400.00
1991	271.30	207.80	215.20	62.50	30.30	28.50	23.70	13.10	94.70	62.30	85.30	140.50	1 235.20
1992	71.40	157.80	47.60	75.50	85.60	19.30	15.90	43.20	8.90	49.20	73.30	61.30	709.00
1993	145.90	103.90	146.80	92.70	22.90	16.30	13.20	90.30	43.20	32.10	95.40	131.50	934.20
1994	178.90	257.50	124.60	99.40	28.70	9.80	10.00	10.20	53.70	45.30	67.20	124.40	1 009.70
1995	84.00	110.10	150.10	22.70	12.40	11.20	25.40	10.50	38.60	41.80	34.50	61.40	602.70
1996	165.00	172.40	73.00	60.00	28.30	3.30	12.80	38.10	42.60	46.60	111.80	71.70	825.60
1997	219.40	186.40	120.90	46.60	17.40	10.40	5.90	35.80	57.50	31.10	66.30	69.00	866.70
1998	98.20	118.20	121.10	30.70	1.40	13.60	6.20	5.70	12.60	104.00	75.30	49.90	636.90
1999	124.30	192.50	116.70	67.60	12.20	8.70	6.60	3.10	77.60	26.30	48.20	111.40	795.20
2000	166.90	136.50	112.70	23.50	9.10	29.00	5.80	12.30	16.90	81.50	41.70	107.40	743.30
2001	231.80	147.90	153.30	61.00	37.70	5.20	20.10	41.20	24.80	69.50	35.60	69.40	897.50
2002	90.20	171.40	169.90	95.60	32.10	16.90	47.50	33.80	44.90	71.00	38.20	102.80	914.30
2003	132.80	72.50	147.43	75.70	11.50	10.00	21.80	18.40	37.50	94.60	33.15	138.00	793.38
2004	137.70	65.20	85.00	54.00	27.00	7.70	16.40	53.50	21.90	23.20	71.40	86.90	649.90
2005	87.60	76.60	45.70	3.30	0.90	0.40	7.70	9.30	27.20	61.00	51.90	84.30	455.90
2006	182.10	41.40	59.00	35.10	5.00	1.40	3.50	16.60	35.10	44.80	81.50	63.40	568.90
2007	102.70	67.60	106.90	7.50	12.20	0.80	11.70	5.70	44.00	57.40	38.80	94.60	549.90
2008	139.20	47.20	78.60	20.60	26.80	2.50	2.40	19.20	9.20	79.80	21.30	99.10	545.90
MEDIA	136.98	121.04	106.99	57.91	30.73	17.81	21.34	31.74	43.52	60.64	64.20	111.63	804.53
MIN	63.70	41.40	45.70	3.30	0.90	0.00	0.00	3.10	8.90	18.40	9.40	49.90	455.90
MAX	271.30	257.50	215.20	130.80	136.90	69.50	97.61	109.70	114.80	192.30	178.50	316.80	1 435.60
DESVEST	55.23	46.78	39.40	29.76	26.73	16.50	19.43	26.29	22.87	34.99	31.32	46.23	207.45

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO E.6: PRECIPITACIÓN TOTAL MENSUAL (mm) - TABINAPAMPA

ESTACIÓN : Tabinapampa LATITUD : 13°43' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Precipitación total mensual LONGITUD : 70°27' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 2100 m.s.n.m. DISTRITO : Ayapata

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1965	176.96	153.71	131.84	71.87	34.38	30.60	29.24	30.52	44.17	58.59	118.88	166.44	1 047.19
1966	138.25	152.02	135.54	69.06	66.47	30.60	29.24	54.99	42.07	87.32	121.00	144.25	1 070.82
1967	145.46	151.69	189.25	76.80	44.76	35.62	35.41	59.78	43.33	85.14	65.78	157.39	1 090.42
1968	160.70	167.86	130.96	71.53	39.94	33.80	37.79	43.08	42.59	71.26	96.86	145.06	1 041.44
1969	136.36	145.02	122.11	66.32	42.97	36.02	35.53	34.41	42.72	66.91	94.20	133.56	956.12
1970	179.38	114.36	183.89	253.82	20.04	18.61	16.70	12.68	55.91	90.29	39.80	259.93	1 245.40
1971	243.67	248.54	94.44	86.40	30.23	48.29	11.63	43.39	30.32	66.50	91.40	174.33	1 169.13
1972	188.12	206.44	250.24	31.27	32.22	17.18	16.89	83.44	53.47	61.91	134.82	136.36	1 212.35
1973	318.94	193.13	154.18	132.38	28.99	14.88	38.76	66.68	32.88	122.30	116.01	274.87	1 494.00
1974	427.35	236.90	139.07	150.95	6.64	6.64	11.44	139.79	20.90	112.54	20.04	103.19	1 375.44
1975	125.84	244.36	66.78	75.45	74.89	11.82	33.93	8.37	159.73	106.12	152.83	272.85	1 332.97
1976	343.82	204.52	60.70	71.91	43.01	9.52	41.03	92.87	197.70	33.17	20.52	151.49	1 270.25
1977	199.10	215.06	218.01	13.73	27.66	9.52	41.12	32.03	35.35	146.28	160.26	147.27	1 245.38
1978	272.60	140.15	67.99	190.76	23.66	10.48	6.64	6.64	65.09	55.63	215.67	233.47	1 288.79
1979	285.60	122.66	223.72	25.76	6.64	6.64	6.64	23.66	18.99	85.94	66.22	293.18	1 165.66
1980	107.32	129.20	268.64	106.49	16.60	42.92	21.37	45.65	19.09	347.93	154.81	101.99	1 362.02
1981	406.87	260.70	313.28	24.61	18.13	19.66	6.64	131.74	85.48	424.21	382.96	301.40	2 375.68
1982	329.23	102.27	132.38	9.90	6.64	33.17	11.34	132.83	173.71	160.98	88.62	276.13	1 457.20
1983	244.95	63.22	100.43	108.51	36.01	22.71	108.42	57.88	99.69	59.95	91.40	92.69	1 085.86
1984	178.98	193.80	107.43	127.87	54.85	55.71	67.54	74.68	36.30	51.77	136.99	110.38	1 196.31
1985	100.92	172.38	111.22	108.33	51.76	49.16	57.52	47.40	89.78	65.11	107.20	121.77	1 082.55
1986	149.07	136.73	115.59	63.80	98.58	57.57	67.73	80.17	93.42	65.69	71.14	111.60	1 111.09
1987	235.91	153.00	131.43	96.50	58.01	39.86	57.78	32.02	59.57	140.46	184.84	191.96	1 381.33
1988	255.97	139.56	165.35	112.13	64.51	43.89	46.33	62.12	93.92	122.99	123.27	174.72	1 404.74
1989	196.31	150.54	136.60	104.05	41.59	31.91	45.69	34.97	40.85	121.63	89.59	132.51	1 126.24
1990	183.21	172.78	155.74	98.85	35.79	63.84	35.82	54.16	53.75	202.44	167.29	291.35	1 515.03
1991	273.53	233.98	200.71	61.61	43.35	35.94	24.17	20.36	141.41	152.19	129.97	232.88	1 550.09
1992	147.76	220.68	107.70	87.82	106.34	66.66	45.04	57.10	44.76	72.89	130.24	128.63	1 215.61
1993	169.37	176.18	171.10	116.49	74.93	25.10	38.26	120.18	59.04	96.79	159.46	225.03	1 431.93
1994	252.03	166.60	120.75	98.31	33.83	17.18	6.83	41.12	161.69	194.89	21.95	34.59	1 149.77
1995	34.40	99.60	221.30	57.51	69.21	23.85	51.12	15.65	62.38	112.72	144.57	141.50	1 033.80
1996	295.84	203.30	87.70	59.01	62.76	8.56	6.64	46.50	52.53	83.81	191.55	218.01	1 316.21
1997	239.05	322.54	251.01	14.50	9.52	21.76	15.07	28.23	97.30	100.61	123.57	145.74	1 368.90
1998	207.75	228.90	151.04	127.57	7.60	33.36	6.64	10.57	21.28	126.93	102.36	80.65	1 104.66
1999	237.33	355.48	155.61	122.75	31.36	19.18	18.13	8.85	75.45	17.84	65.66	131.92	1 239.57
2000	295.26	216.97	154.36	77.12	33.17	50.18	11.34	30.42	30.99	129.75	57.32	151.49	1 238.35
2001	230.00	297.40	270.60	92.20	34.40	9.00	26.40	48.60	38.40	99.20	82.20	81.00	1 309.40
2002	104.00	261.60	193.00	83.07	24.04	28.00	91.20	26.80	30.60	91.60	103.20	172.40	1 209.51
2003	183.40	147.27	203.60	113.20	38.40	8.80	13.00	48.20	19.40	49.40	69.20	152.20	1 046.07
2004	153.40	144.60	126.80	35.60	42.00	17.80	63.80	68.60	30.00	70.23	49.24	164.28	966.35
2005	102.73	164.81	108.32	25.57	9.62	6.64	11.05	10.48	27.85	84.64	99.69	116.46	767.87
2006	209.14	138.89	137.35	83.25	33.83	14.79	7.80	26.80	45.00	96.40	111.80	167.00	1 072.05
2007	163.30	123.40	175.80	73.80	28.80	14.40	24.00	17.00	35.80	73.00	64.90	120.00	914.20
2008	239.20	125.20	124.60	43.20	18.60	18.80	8.80	18.60	22.50	80.00	46.30	203.38	949.18
MEDIA	210.65	181.77	156.09	84.58	38.79	27.29	31.53	48.41	61.98	107.86	110.58	167.44	1 226.98
MIN	34.40	63.22	60.70	9.90	6.64	6.64	6.64	6.64	18.99	17.84	20.04	34.59	767.87
MAX	427.35	355.48	313.28	253.82	106.34	66.66	108.42	139.79	197.70	424.21	382.96	301.40	2 375.68
DESVEST	81.86	60.84	57.95	46.68	23.19	16.48	23.70	34.17	44.47	73.03	62.37	64.37	248.09

S/D= Sin Data

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO F.3: CAUDAL MENSUAL (m3/s) - CAMATANI

ESTACIÓN : Camatani LATITUD : 13°44' S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Caudales mensuales (m3/s) LONGITUD : 70°27' W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : 2240 m.s.n.m. DISTRITO : Ollachea

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1965	90.08	75.54	60.56	39.62	13.71	8.77	6.87	7.43	13.03	9.48	30.89	52.73	34.06
1966	46.66	71.61	64.40	35.53	23.94	8.77	6.73	9.79	7.69	14.89	31.50	29.25	29.23
1967	54.69	70.83	121.01	46.82	21.78	14.19	10.51	10.25	10.91	14.48	15.74	43.13	36.19
1968	71.74	108.64	59.64	39.13	18.02	12.23	11.89	8.64	9.03	11.86	24.56	30.11	33.79
1969	44.56	55.31	50.47	31.54	20.38	14.63	10.58	7.80	9.34	11.04	23.80	18.03	24.79
1970	61.73	66.99	76.32	57.17	27.18	15.83	13.81	8.54	9.32	13.81	12.77	55.39	34.91
1971	83.84	117.88	47.26	40.57	15.83	10.74	6.75	7.59	7.29	14.45	29.15	41.15	35.21
1972	81.18	79.32	64.46	28.22	15.70	10.24	8.04	8.46	9.52	13.44	27.27	39.62	32.12
1973	109.96	72.26	74.83	71.40	16.50	9.29	9.11	8.13	10.84	18.13	18.19	36.24	37.91
1974	151.20	106.20	81.59	46.66	13.62	10.55	11.84	11.39	7.95	11.52	13.82	32.99	41.61
1975	93.78	74.01	73.86	29.27	21.03	11.36	6.77	7.47	9.83	14.18	27.60	53.77	35.24
1976	121.82	66.90	74.20	37.69	18.60	11.07	6.79	8.81	10.68	9.72	8.25	29.34	33.65
1977	46.78	77.20	98.61	22.46	18.71	9.41	8.92	7.70	8.84	12.53	33.85	25.87	30.91
1978	89.64	82.56	77.98	48.59	13.99	9.16	7.78	7.42	8.85	9.94	35.73	44.66	36.36
1979	128.85	61.96	107.43	52.30	15.94	8.77	9.74	7.56	8.26	14.97	30.78	29.21	39.65
1980	64.50	54.53	43.22	27.97	18.40	14.33	12.64	8.97	8.97	12.68	22.19	71.49	29.99
1981	64.63	66.24	58.38	31.23	18.73	14.25	8.42	7.90	8.61	12.24	28.45	53.78	31.07
1982	148.69	51.01	79.89	47.35	18.60	11.20	9.44	8.40	8.54	13.60	34.32	41.99	39.42
1983	54.03	69.74	47.13	31.29	17.07	11.29	7.91	9.67	10.94	13.46	22.26	20.72	26.29
1984	106.14	89.68	72.98	43.61	15.59	9.44	7.41	7.28	9.94	13.32	34.54	44.60	37.88
1985	150.57	52.51	42.22	42.22	20.74	9.68	9.43	9.81	11.44	14.58	31.41	40.21	36.23
1986	60.18	57.03	48.84	25.38	21.77	15.08	9.55	9.00	8.88	11.77	18.94	33.36	26.65
1987	120.38	81.36	42.12	29.51	15.91	9.69	8.15	7.42	10.22	19.07	41.21	51.38	36.37
1988	105.96	66.32	102.65	46.17	23.38	11.79	8.31	8.46	9.35	14.39	18.00	32.38	37.26
1989	63.14	59.04	55.08	37.89	23.22	13.09	18.99	8.46	9.35	12.91	32.21	52.41	32.15
1990	69.96	64.82	66.57	38.68	14.73	20.84	7.92	6.95	8.24	13.26	40.47	56.21	34.05
1991	109.85	77.13	88.96	30.72	15.85	12.50	8.15	7.43	7.68	11.44	20.08	47.04	36.40
1992	114.94	100.52	71.51	30.66	18.36	12.54	11.89	8.18	8.34	11.84	21.23	47.06	38.09
1993	64.23	68.61	65.70	56.86	22.56	10.82	8.13	9.50	11.26	12.77	30.67	61.17	35.19
1994	72.12	93.67	71.94	55.99	21.89	11.01	8.27	6.75	8.21	10.18	19.15	45.34	35.38
1995	58.93	44.39	109.36	29.12	9.93	7.97	6.02	8.88	8.88	13.55	20.64	39.66	29.78
1996	53.98	72.81	63.15	38.24	22.82	8.88	9.93	8.46	9.35	10.73	27.68	45.63	30.97
1997	77.79	85.17	95.50	39.54	14.99	9.59	7.76	7.06	8.26	9.05	22.33	29.77	33.90
1998	37.63	73.83	62.25	38.17	16.06	11.18	8.89	9.19	11.99	14.99	24.44	23.96	27.72
1999	51.31	99.26	77.77	39.30	23.27	9.42	6.70	6.60	8.72	9.40	14.05	38.40	32.02
2000	46.52	69.98	71.11	24.08	13.60	9.60	9.00	7.80	8.10	13.30	12.90	23.60	25.80
2001	112.82	89.78	121.75	38.03	16.02	9.95	8.51	8.34	8.39	12.45	21.32	32.24	39.97
2002	56.77	113.20	115.13	58.53	21.60	12.96	12.71	10.39	11.03	16.62	36.67	68.67	44.52
2003	82.37	85.26	79.49	88.43	21.69	12.70	9.83	10.11	9.36	10.47	13.84	25.49	37.42
2004	117.50	100.88	45.03	32.26	18.22	11.56	10.47	9.03	8.91	12.41	19.54	38.47	35.36
2005	42.45	98.42	69.02	33.71	16.09	13.31	11.28	9.70	9.36	13.68	21.53	23.29	30.15
2006	80.81	75.10	48.71	51.22	16.18	12.12	10.38	9.38	9.03	15.37	46.22	76.37	37.57
2007	78.42	61.63	64.31	38.06	15.14	9.98	8.35	8.57	9.75	11.22	16.15	31.64	29.44
2008	108.02	72.10	84.36	26.38	13.71	8.98	7.73	7.24	7.72	11.13	13.54	34.64	32.96
2009	72.46	78.01	62.71	35.60	17.77	9.87	6.96	5.60	6.77	10.52	19.88	47.54	31.14
2010	117.94	89.93	64.20	42.08	15.62	11.04	11.12	10.71	12.23	12.52	13.96	40.12	36.79
2011	54.77	119.10	131.20	66.97	20.76	12.42	11.87	10.71	12.76	15.37	16.28	42.97	42.93
2012	62.52	108.18	86.92	47.01	19.94	13.95	10.66	9.11	8.95	9.56	15.04	51.87	36.98
2013	87.25	117.35	89.53	37.78	16.43	12.23	9.23	10.03	10.93	16.81	35.58	77.31	43.37
2014	109.70	113.21	57.94	42.68	18.45	11.72	9.23	9.21	12.28	11.88	14.37	37.30	
2015	77.46	79.66	65.03	59.31	32.10	15.29	9.84	6.60	3.81	8.49	23.36	35.29	34.69
MEDIA	83.01	80.13	73.61	41.35	18.47	11.52	9.36	8.51	9.37	12.77	24.09	41.66	34.43
MIN	37.63	44.39	42.12	22.46	9.93	7.97	6.02	5.60	3.81	8.49	8.25	18.03	3.81
MAX	151.20	119.10	131.20	88.43	32.10	20.84	18.99	11.39	13.03	19.07	46.22	77.31	151.20
Q 75%	59.56	66.95	60.10	31.41	15.84	9.64	7.91	7.52	8.36	11.18	17.14	31.94	27.30
COEF.ASIM.	0.60	0.46	0.81	1.34	0.87	1.36	1.67	0.13	-0.16	0.44	0.46	0.73	
DESVEST	30.02	19.22	21.88	12.87	3.95	2.38	2.28	1.23	1.65	2.30	8.71	13.83	4.53

S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO G: CAUDAL MENSUAL (m3/s) - RÍO BLANCO

ESTACIÓN : Río Blanco LATITUD : S DEPARTAMENTO : Puno
 PARÁMETRO : Caudales mensuales (m3/s) LONGITUD : W PROVINCIA : Carabaya
 FUENTE : EGESG ALTURA : m.s.n.m. DISTRITO : San Gabán

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
1985	28.71	13.37	10.79	9.21	4.46	2.50	2.55	2.63	3.01	4.43	8.63	10.75	8.42
1986	14.67	13.93	11.92	6.09	4.88	3.41	2.64	2.78	2.59	3.98	5.55	9.53	6.83
1987	27.07	18.26	11.97	7.71	4.01	2.51	2.42	2.00	2.80	6.40	12.03	14.17	9.28
1988	25.09	15.46	22.09	10.61	5.13	2.96	2.62	3.37	2.72	6.72	8.23	10.32	9.61
1989	16.02	14.34	13.34	8.81	4.81	3.01	4.26	2.55	2.66	5.54	7.82	12.78	7.99
1990	16.90	15.50	15.95	8.98	3.43	4.56	2.18	2.33	2.48	7.11	14.68	16.79	9.24
1991	25.98	17.99	21.04	7.25	3.66	2.95	2.23	2.06	2.43	4.34	7.46	12.74	9.18
1992	23.05	21.45	15.09	7.41	4.50	2.90	2.77	2.56	2.46	4.16	7.15	11.60	8.76
1993	16.21	15.90	15.99	11.87	4.69	2.61	2.13	3.37	2.97	3.99	9.61	14.91	8.69
1994	18.11	21.01	16.59	11.82	4.63	2.60	2.12	1.91	2.48	3.82	6.55	12.23	8.66
1995	13.90	10.63	24.41	6.26	2.63	2.00	1.68	2.15	2.15	3.26	4.96	9.52	6.96
1996	12.94	17.45	15.14	9.17	5.48	2.15	2.40	2.76	2.76	2.95	6.59	10.56	7.53
1997	16.97	19.54	21.67	8.60	3.81	2.38	1.97	1.80	2.27	2.97	5.74	7.26	7.91
1998	9.17	17.37	15.29	9.29	4.36	3.09	2.32	2.67	3.81	4.94	6.31	6.54	7.10
1999	11.49	24.51	19.71	10.63	6.17	2.63	1.62	1.40	1.90	2.16	3.07	8.25	7.80
2000	13.05	17.42	15.53	6.83	3.36	2.12	1.84	1.67	1.91	3.62	3.79	7.01	6.51
2001	24.03	22.19	26.42	9.61	4.11	2.48	2.07	1.85	2.04	3.26	5.62	8.23	9.33
2002	15.09	28.07	26.92	11.41	4.49	2.75	2.66	2.28	2.53	3.85	8.25	14.41	10.23
2003	21.03	21.72	18.85	22.38	4.96	2.64	2.01	2.01	1.90	2.59	3.67	6.61	9.20
2004	27.32	23.36	10.12	7.74	4.53	2.69	2.39	2.04	1.95	3.02	5.37	11.08	8.47
2005	10.92	24.42	19.30	9.09	4.43	3.21	2.61	2.36	2.41	4.02	5.31	5.82	7.82
2006	21.56	16.23	11.71	11.69	3.43	2.54	2.17	1.94	2.05	3.58	9.01	18.90	8.73
2007	19.55	14.41	15.95	8.60	3.59	2.35	1.90	1.79	2.11	3.22	4.04	8.32	7.15
2008	22.71	17.64	18.69	5.94	3.32	3.15	1.77	1.78	2.09	2.88	3.64	9.18	7.73
2009	17.34	13.60	11.76	7.48	3.64	2.73	2.11	1.88	2.27	2.93	6.24	13.69	7.14
2010	27.67	21.52	15.69	10.53	4.20	3.05	3.07	2.97	3.35	3.43	3.79	10.06	9.11
2011	13.48	27.79	30.69	16.29	5.43	3.42	3.26	3.07	3.49	4.14	4.37	10.68	10.51
2012	15.31	25.56	20.85	11.72	5.27	3.79	2.33	1.94	1.50	2.17	4.12	12.73	8.94
2013	20.94	27.66	21.44	9.54	4.41	3.35	2.59	2.79	3.02	4.47	9.02	18.59	10.65
2014	25.97	26.73	14.26	10.71	4.91	3.23	2.59	2.58	3.36	3.27	3.88	9.42	9.24
MEDIA	19.08	19.50	17.64	9.78	4.36	2.86	2.38	2.31	2.52	3.91	6.48	11.09	8.49
MIN	9.17	10.63	10.12	5.94	2.63	2.00	1.62	1.40	1.50	2.16	3.07	5.82	1.40
MAX	28.71	28.07	30.69	22.38	6.17	4.56	4.26	3.37	3.81	7.11	14.68	18.90	30.69
Q 5%	27.51	27.73	26.69	14.30	5.46	3.62	3.18	3.24	3.43	6.58	10.94	17.78	12.54
Q 10%	27.10	26.83	24.61	11.82	5.28	3.41	2.80	2.98	3.36	5.63	9.08	15.10	11.50
Q 20%	25.27	24.44	21.48	11.47	4.92	3.22	2.62	2.76	2.97	4.44	8.33	13.78	10.47
Q 30%	22.81	21.86	20.05	10.62	4.73	3.06	2.59	2.60	2.73	4.15	7.57	12.73	9.62
Q 40%	20.97	21.19	18.75	9.57	4.51	2.96	2.41	2.43	2.55	3.98	6.57	11.28	8.93
Q 50%	17.73	18.12	15.97	9.19	4.44	2.74	2.33	2.21	2.47	3.72	5.99	10.62	7.96
Q 55%	16.99	17.66	15.95	9.09	4.41	2.69	2.24	2.06	2.43	3.58	5.63	10.33	7.75
Q 60%	16.62	17.44	15.63	8.92	4.30	2.64	2.18	2.03	2.35	3.36	5.48	9.85	7.57
Q 65%	16.05	17.38	15.33	8.63	4.12	2.61	2.14	2.00	2.27	3.26	5.32	9.52	7.38
Q 70%	15.25	16.13	15.13	8.34	3.95	2.58	2.12	1.94	2.13	3.25	4.78	9.35	7.08
Q 75%	14.77	15.60	14.47	7.71	3.70	2.52	2.08	1.92	2.10	3.07	4.19	8.53	6.72
Q 80%	13.82	15.25	13.07	7.46	3.63	2.49	2.01	1.87	2.05	2.97	4.01	8.25	6.41
Q 85%	13.20	14.36	11.94	7.31	3.49	2.42	1.93	1.81	1.98	2.94	3.82	7.60	6.07
Q 90%	12.80	13.90	11.76	6.77	3.42	2.33	1.83	1.79	1.91	2.85	3.78	6.97	5.84
Q 95%	11.18	13.47	11.20	6.17	3.34	2.13	1.72	1.72	1.90	2.36	3.65	6.57	5.45
COEF.ASIM.	0.15	0.27	0.70	2.26	0.02	1.10	1.65	0.47	0.55	1.16	1.21	0.64	
DESVEST	5.67	4.90	5.14	3.24	0.77	0.53	0.53	0.51	0.54	1.23	2.67	3.42	1.10

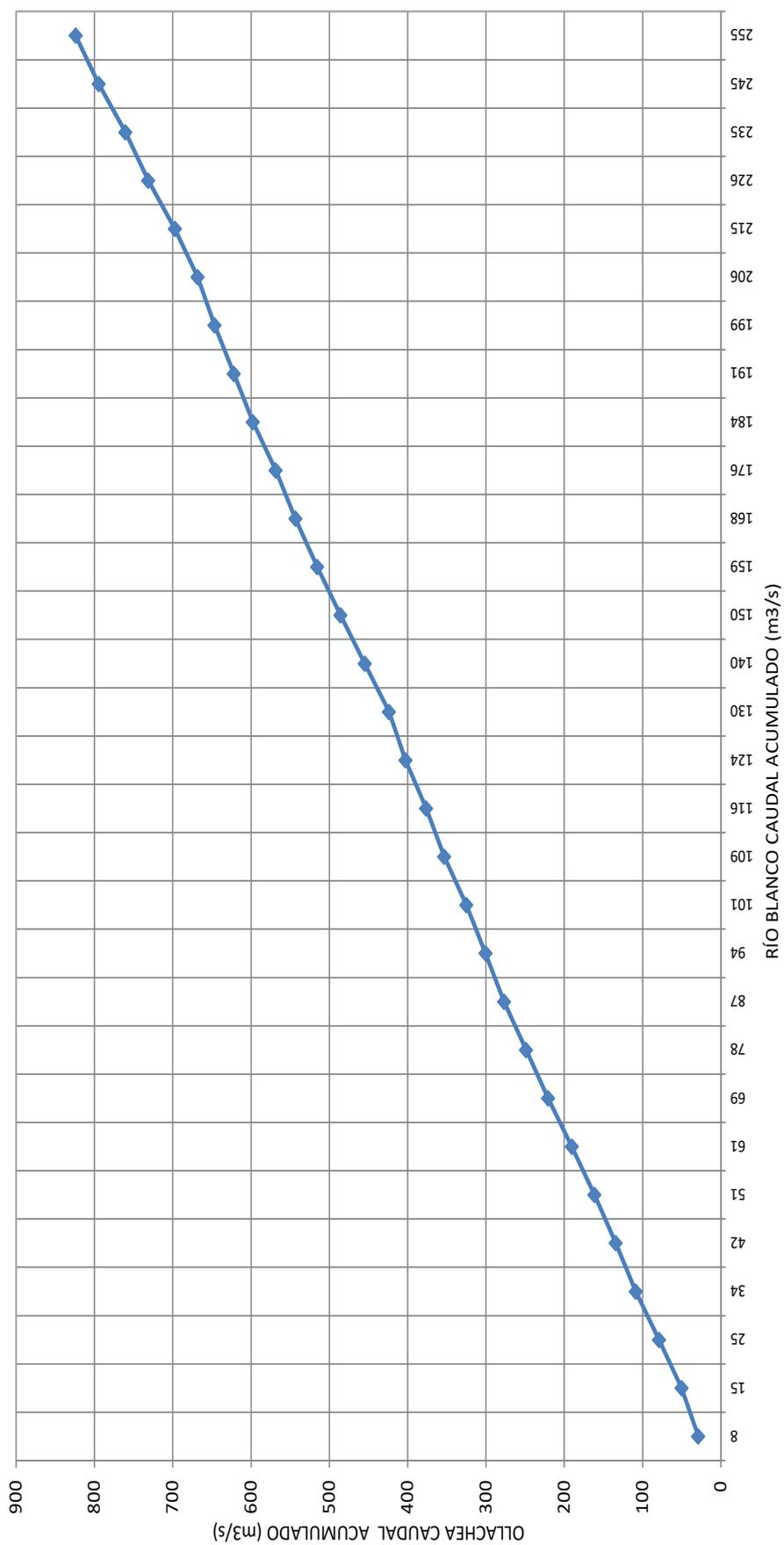
S/D= Sin Dato

Fuente: San Gabán S.A.

ANEXO H.1: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO / OLLACHEA

C.H. YURAQ

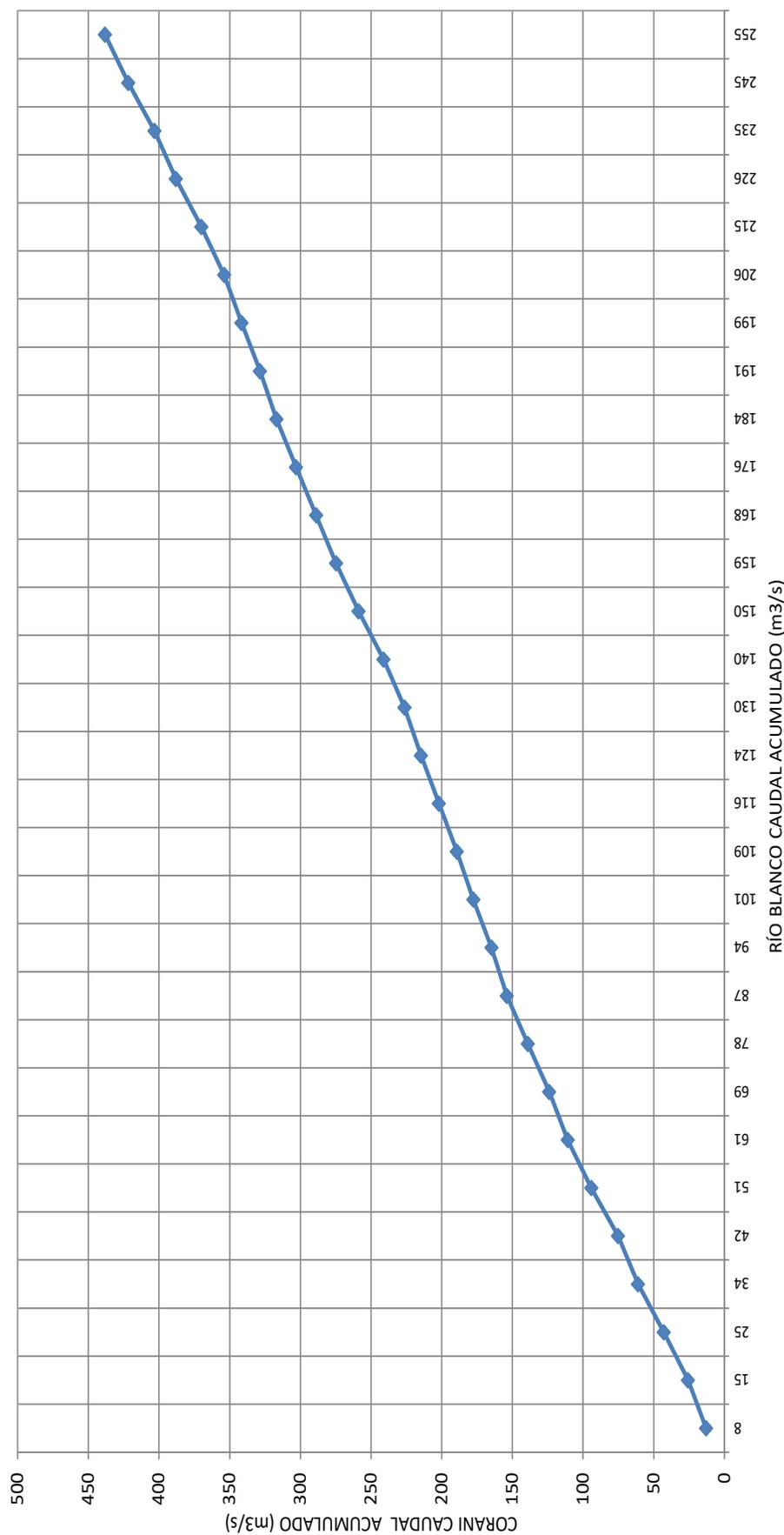
Curva De Doble Acumulación
Hidrométrica Río Blanco - Hidrométrica Ollachea



Elaboración: Propia

ANEXO H.2: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO / CORANI

C.H. YURAQ
 Curva De Doble Acumulación
 Hidrométrica Río Blanco - Hidrométrica Corani

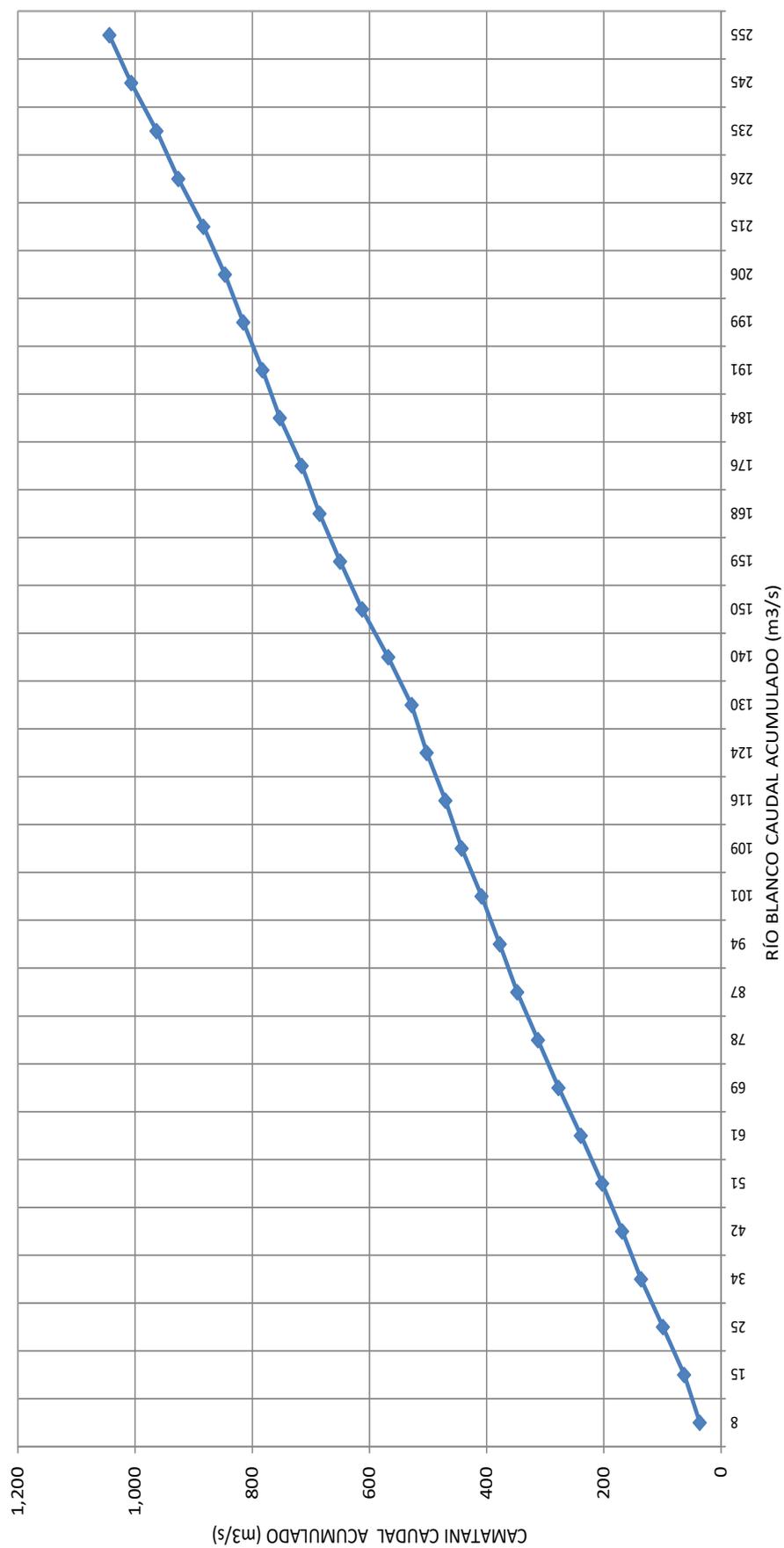


Elaboración: Propia

ANEXO H.3: CURVA DE DOBLE ACUMULACIÓN - RÍO BLANCO / CAMATANI

C.H. YURAQ

Curva De Doble Acumulación
Hidrométrica Río Blanco - Hidrométrica Camatani



Elaboración: Propia

ANEXO I: PRESUPUESTO CON COSTOS PARAMÉTRICOS

CH	MALLKU II (35 MW)		SAN GABÁN III (185 MW)		CHARCANI VII (21.12 MW)		YURAQ (19.8 MW)		
	UND	CAP.	COSTO	CAP.	COSTO	CAP.	COSTO	CAP.	COSTO
SISTEMAS DE CONDUCCION	Km	3.50	10,611,111.11	15.30	112,143,194.80			6.20	19,700,652.00
OBRAS CIVILES	m3/s	11.92	16,138,804.45	35.00	66,492,937.03	16.00	33,964,379.29	6.70	9,271,156.01
OBRAS HIDROMECANICAS	m3/s	11.92	3,612,631.02	35.00	6,625,310.38	16.00	2,892,066.24	6.70	1,267,887.73
OBRAS ELECTROMECANICAS	MW	35.52	14,916,670.03	185.00	71,037,021.25	21.12	10,511,200.00	19.80	7,645,794.45
LINEA DE TRANSMISION	Km		6,907,003.99	131.00	20,776,724.61	12.00	2,283,175.66	25.00	4,756,615.97
SISTEMA TELECOMUNICACION Y CONTROL	MW	35.52	5,314,266.53	185.00	2,122,705.00			19.80	683,200.05
TOTAL SIN IGV (USD)	USD		57,500,487.14		279,197,893.07		49,650,821.19		43,325,306.20
IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (18%)	USD		10,350,087.68		50,255,620.75		8,937,147.81		7,798,555
TOTAL PRESUPUESTO CON IGV (USD)	USD		67,850,574.82		329,453,513.83		58,587,969.01		51,123,861.32
COSTO POR MW	USD/MW		1,910,207.62		1,780,829.80		2,774,051.56		2,582,013.20

Elaboración: Propia

ANEXO J: PRESUPUESTO DESAGREGADO

OBRAS CIVILES		COSTO
01	TRABAJOS PROVISIONALES Y PRELIMINARES	2,644,487.34
01.01	TRABAJOS PRELIMINARES	629,653.26
01.02	TRABAJOS PROVISIONALES	1,512,020.62
01.02.01	SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA	918,868.56
01.02.02	CAMPAMENTO PROVISIONAL	593,152.06
01.03	ACCESOS Y OTROS	502,813.46
02	OBRAS DE CAPTACION	5,373,921.69
02.01	OBRAS DE DESVIO	653,624.76
02.01.01	ATAGUIA DE DESVIO	41,390.48
02.01.02	TUNEL DE DESVIO	612,234.28
02.02	ALIVIADERO	2,643,664.37
02.02.01	EXCAVACION EN SUPERFICIE	767,009.66
02.02.02	CONCRETO EN SUPERFICIE	1,868,621.47
02.02.03	MISCELANEOS	8,033.23
02.03	BOCATOMA Y DESARENADOR	2,076,632.57
02.03.01	CONCRETO EN SUPERFICIE	2,062,238.61
02.03.02	MISCELANEOS	14,393.95
03	OBRAS EN CAMARA DE CARGA	1,252,746.98
03.01	CAMARA DE CARGA	541,836.42
03.01.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	263,936.85
03.01.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	161,845.76
03.01.03	SOSTENIMIENTO	116,053.82
03.02	TUNEL DE EVACUACION DE EXCEDENCIAS	483,844.67
03.02.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	206,008.68
03.02.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	159,351.62
03.02.03	SOSTENIMIENTO	118,484.38
03.03	ACCESO A CAMARA DE COMPUERTAS	227,065.89
03.03.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	122,660.95
03.03.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	69,574.30
03.03.03	SOSTENIMIENTO	34,830.64
SUB TOTAL		9,271,156.01
SISTEMAS DE CONDUCCION		COSTO
04	TUNEL DE CONDUCCION	13,835,673.06
04.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	5,407,628.10
04.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	4,631,228.46
04.03	SOSTENIMIENTO	3,683,587.91
04.04	MISCELANEOS	113,228.59
05	VENTANAS DE ACCESO	1,359,905.91
05.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	866,067.36
05.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	128,335.92
05.03	SOSTENIMIENTO	365,502.63
06	CHIMENEA DE EQUILIBRIO	517,935.95
06.01	OBRAS EN SUPERFICIE	366.43
06.02	OBRAS EN SUBTERRANEO	517,569.52
06.02.01	TUNEL DE ACCESO A CHIMENEA	17,138.70
06.02.02	CAMARA DE EXPANSION	126,930.33
06.02.03	PIQUE VERTICAL	283,924.24
06.02.04	CAMARA DE ALIMENTACION	89,576.25
07	CAMARA DE VALVULAS	458,065.03
07.01	EXCAVACION EN SUPERFICIE	347,114.64
07.02	CONCRETO EN SUPERFICIE	109,811.77
07.03	MISCELANEOS	1,138.61

CONTINÚA...

ANEXO J: PRESUPUESTO DESAGREGADO

08	TUBERIA FORZADA	1,374,841.42
08.03	TUBERIA SUBTERRANEA EN PIQUE	1,107,566.18
08.03.01	EXCAVACION DE PIQUE	161,393.94
08.03.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	49,552.10
08.03.03	SOSTENIMIENTO	896,620.14
08.04	TUBERIA SUBTERRANEA HORIZONTAL	267,275.25
08.04.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	23,490.23
08.04.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	48,989.10
08.04.03	SOSTENIMIENTO	194,795.92
09	CASA DE MAQUINAS	1,492,945.16
09.01	TUNEL DE ACCESO	412,236.45
09.01.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	207,498.30
09.01.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	133,680.36
09.01.03	SOSTENIMIENTO	71,057.80
09.02	CAVERNA	1,080,708.71
09.02.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	368,975.11
09.02.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	448,580.33
09.02.03	SOSTENIMIENTO	217,353.74
09.02.04	MISCELANEOS	45,799.53
10	TUNEL DE DESCARGA	661,285.46
10.01	EXCAVACION EN SUBTERRANEO	337,772.42
10.02	CONCRETO EN SUBTERRANEO	208,625.53
10.03	SOSTENIMIENTO	114,887.51
SUB TOTAL		19,700,652.00
OBRAS ELECTROMECANICAS		COSTO
01	Válvula Esférica de seguridad	1,472,557.92
02	Turbina Pelton vertical con Regulador y Sistema Hidráulico asociado	2,388,582.20
03	Generador Síncrono (incluye Sistema de Excitación y Sistema de Lubricación de cojinetes)	3,074,472.30
04	Sistema de Agua para Enfriamiento de cojinetes	96,265.28
05	Equipos Eléctricos (Celdas del generador, Celdas de salida de los grupos, Celdas de salida hacia el Transformador, Tableros de de SS.AA. de CA y CC para SS.AA.)	218,101.02
06	Sistema de Control, Protección y Medición	391,077.69
07	Operación Experimental	4,738.06
SUB TOTAL		7,645,794.45
OBRAS HIDROMECANICAS		COSTO
01	Compuertas Radiales	399,266.28
02	Compuertas vagon - Admisión	23,510.47
03	Compuertas vagon -Desgravador	11,295.59
04	Compuerta deslizante - Purga Desarenador	20,840.22
06	Compuerta Radial - Camara de carga	34,505.66
07	Compuertas Vagon - Desvío C Carga	19,085.68
08	Compuertas Vagon - Protección Canal Demasías C. Carga	26,006.81
09	Ataguías (stop logs) - Barraje Móvil	110,870.95
10	Ataguías (stop logs) - Admisión	6,743.38
11	Ataguías (stop logs) - Compuerta C: Carga	12,142.46
12	Ataguías (stop logs) - Canal descarga	18,740.67
13	Rejas fina - Bocatoma	54,592.04
14	Rejas Gruesa - Desgravador	16,866.82
15	Rejas fina - Vertedero Desarenador	46,469.10
16	Rejas fina - C. Carga	9,035.80
17	Puerta Hermética - Ventana No 1	26,627.12
18	Puerta Hermética - Ventana No 2	35,470.06
19	Grúa de 100 Tn, más una auxiliar de 10 Tn	395,818.61
SUB TOTAL		1,267,887.73

CONTINÚA...

ANEXO J: PRESUPUESTO DESAGREGADO

LINEA DE TRANSMISION		COSTO
01	TRANSFORMADOR	1,966,669.61
02	EQUIPAMIENTO 10.0 kV	728,593.70
02.01	CELDAS METAL-CLAD 10.0 kV	61,035.77
02.02	CELDA METAL-CLAD DE MEDICION 10.0 kV	25,315.97
02.03	CABLES DE ENERGIA Y TERMINALES	195,383.82
02.04	PARARRAYOS 10.0 kV	447.36
02.05	SERVICIOS AUXILIARES	168,420.58
02.06	TABLEROS DE CONTROL,PROTECCION Y MEDICION	127,654.93
02.07	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES	55,487.06
02.08	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	31,211.47
02.09	BANDEJAS DE CABLES	6,242.29
02.10	CABLES DE CONTROL Y PROTECCION	9,710.24
02.11	GRUPO ELECTROGENO-SERVICIOS AUXILIARES	47,684.20
03	TRANSPORTE	205,923.31
04	EQUIPAMIENTO 138.0 kV	1,432,165.16
04.01	CELDAS DE TRANSFORMACION - LINEA EN 138.0 kV	214,206.42
04.02	CELDAS DE LINEA EN 138.0 kV	124,377.72
04.03	CELDAS DE TRANSFORMACION - LINEA EN 10.0 - 138.0 kV	1,093,581.01
05	TRANSPORTE	110,453.05
06	INGENIERIA DE DETALLE	35,719.80
07	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	42,771.28
08	ACCESORIOS	4,161.53
09	EQUIPAMIENTO 138.0 kV	173,259.96
09.01	CELDAS DE LINEA EN 220 kV	127,763.30
09.02	TABLEROS DE CONTROL,PROTECCION Y MEDICION	21,275.82
09.03	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES	16,990.75
09.04	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	1,721.24
09.05	CABLES DE CONTROL Y PROTECCION	5,508.86
10	TRANSPORTE	13,273.33
11	INGENIERIA DE DETALLE	16,976.04
12	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	9,071.14
13	ACCESORIOS	2,889.95
14	OBRAS CIVILES	14,688.12
SUB TOTAL		4,756,615.97
SISTEMA TELECOMUNICACION Y CONTROL		COSTO
01	SISTEMA DE CONTROL	376,568.60
02	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES	228,033.21
03	MONTAJE	72,552.22
04	TRANSPORTE	6,046.02
SUB TOTAL		683,200.05

Elaboración: Propia

ANEXO K: SUPUESTOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

DATOS FIJOS

Inversiones		
Maquinaria y equipos	17,021.96	miles de US\$
Obras civiles	37,415.63	miles de US\$
Total Inversiones	54,437.59	miles de US\$
IGV	8,304.04	miles de US\$

Descripción de tributos		
Impuesto a la renta (IR)	28.00%	
Impuesto general a las ventas (IGV)	18.00%	
Contribución por canon de agua	1.00%	
Contribución Osinergmín	1.00%	
Contribución COES	0.50%	
Participación de trabajadores	5.00%	
Depreciación de maquinaria y equipos	10.00	años
Depreciación de obras civiles	10.00	años
Recuperación anticipada del IGV	SI	

Datos operativos		
Capacidad	19.80	MW
Factor de planta	72.00%	
Horas año	8,760.00	horas
Energía producida	125,592.42	MWh
Tasa de cambio	3.30	S//US\$
Pago por potencia	80.00	US\$/kW-año
Precio por energía ofertado	60.00	US\$/kWh
Precio FP barra Lima	45.24	US\$/kWh
Precio ponderado spot	30.00	US\$/kWh

Costos de operación en miles de US\$		
Conceptos	Costo	Variación
Personal técnico	5.00	
Personal profesional	8.00	
Sueldo personal técnico (dólares/mes)	1,000.00	2.00%
Sueldo personal profesional (dólares/mes)	1,500.00	2.00%
Costos de personal (X14 sueldos)	238.00	2.00%
Costos de mantenimiento (US\$/MWh)	1.00	1.92%

Relación D/C	
Deuda	0.00%
Capital	100.00%

Deuda		
Tasa de préstamo	0.00%	
Deuda	0.00	miles de US\$
Periodo de pago	0.00	años

Elaboración: Propia

ANEXO L: BENEFICIOS GENERADOS POR LA CH YURAQ

INGRESOS OBTENIDOS POR VENTA DE POTENCIA Y ENERGÍA

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
POTENCIA REMUNERABLE	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9	13.9
Horas Punta	3,071.6	2,774.4	3,071.6	2,872.5	1,988.8	1,268.9	1,091.1	1,059.0	1,118.0	1,792.5	2,874.9	3,071.6	26,165
ENERGÍA GENERADA EN LA CHY	11,672.1	10,542.6	11,672.1	11,295.6	7,595.6	4,821.7	4,146.2	4,024.3	4,248.5	6,811.7	10,924.7	11,672.1	99,427
Horas Fuera de Punta	14,743.8	13,316.9	14,743.8	14,268.2	9,594.4	6,090.6	5,237.3	5,083.3	5,366.5	8,604.2	13,799.6	14,743.8	125,592
Total Generado	14,743.8	13,316.9	14,743.8	14,268.2	9,594.4	6,090.6	5,237.3	5,083.3	5,366.5	8,604.2	13,799.6	14,743.8	125,592
MERCADO RER	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
MERCADO SPOT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0

En US\$	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031
spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrato	7,535,545	7,535,545	7,535,545	7,535,545	7,955,024	7,955,024	7,955,024	7,955,024	8,373,247	8,373,247
Potencia	1,109,745	1,109,745	1,109,745	1,109,745	1,171,475	1,171,475	1,171,475	1,171,475	1,233,205	1,233,205
Total	8,645,291	8,645,291	8,645,291	8,645,291	9,126,499	9,126,499	9,126,499	9,126,499	9,606,451	9,606,451

En US\$	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036	2,037	2,038	2,039	2,040	2,041
spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrato	8,373,247	8,373,247	8,792,725	8,792,725	8,792,725	8,792,725	8,792,725	9,316,446	9,316,446	9,316,446
Potencia	1,233,205	1,233,205	1,294,795	1,294,795	1,294,795	1,294,795	1,294,795	1,371,923	1,371,923	1,371,923
Total	9,606,451	9,606,451	10,087,521	10,087,521	10,087,521	10,087,521	10,087,521	10,688,368	10,688,368	10,688,368

En US\$	2,042	2,043	2,044	2,045	2,046	2,047	2,048	2,049	2,050	2,051
spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
contrato	9,316,446	9,316,446	9,840,166	9,840,166	9,840,166	9,840,166	9,840,166	10,363,886	10,363,886	10,363,886
Potencia	1,371,923	1,371,923	1,449,050	1,449,050	1,449,050	1,449,050	1,449,050	1,526,177	1,526,177	1,526,177
Total	10,688,368	10,688,368	11,289,216	11,289,216	11,289,216	11,289,216	11,289,216	11,890,064	11,890,064	11,890,064

Elaboración: Propia

ANEXO M: EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

En miles de US\$	2019		2020		2021		2022		2023		2024		2025		2026		2027		2031		2036		2041		2046		2051					
	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	10	15	20	25	30																		
Ingresos por ventas																																
Ingreso por venta de energía SPOT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Ingresos por potencia	-	-	-	1,110	1,110	1,110	1,110	1,110	1,171	1,171	1,171	1,233	1,295	1,372	1,449	1,526	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Ingresos por ventas a clientes	-	-	-	7,536	7,536	7,536	7,536	7,955	7,955	7,955	8,373	8,793	9,316	9,840	10,364	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Ingresos por venta de CER	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Total Ingresos	-	-	-	8,645	8,645	8,645	8,645	9,126	9,126	9,126	9,606	10,088	10,688	11,289	11,890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Costo de construcción																																
Obras Civiles	(3,387)	(6,775)	(6,775)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	
Obras electromecánicas	(6,837)	(13,675)	(13,675)	(86)	(86)	(86)	(86)	(86)	(91)	(91)	(91)	(96)	(101)	(107)	(113)	(119)	(125)	(131)	(137)	(143)	(149)	(155)	(161)	(167)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)	(203)	(209)	
Total costo de construcción	(10,225)	(20,450)	(20,450)	(846)	(846)	(846)	(846)	(846)	(148)	(148)	(148)	(153)	(158)	(164)	(170)	(176)	(182)	(188)	(194)	(200)	(206)	(212)	(218)	(224)	(230)	(236)	(242)	(248)	(254)	(260)		
Costo de ventas																																
Pagaje de interconexión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Peajes secundarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Contribución por canon de agua	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	(57)	
Contribución OSINERGMIN	(86)	(86)	(86)	(86)	(86)	(86)	(86)	(86)	(91)	(91)	(91)	(96)	(101)	(107)	(113)	(119)	(125)	(131)	(137)	(143)	(149)	(155)	(161)	(167)	(173)	(179)	(185)	(191)	(197)	(203)	(209)	
Contribución CORE	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(43)	(46)	(46)	(46)	(48)	(50)	(53)	(56)	(59)	(62)	(65)	(68)	(71)	(74)	(77)	(80)	(83)	(86)	(89)	(92)	(95)	(98)	(101)	(104)	
Costos de operación	(238)	(243)	(248)	(253)	(258)	(263)	(268)	(273)	(278)	(283)	(288)	(293)	(298)	(303)	(308)	(313)	(318)	(323)	(328)	(333)	(338)	(343)	(348)	(353)	(358)	(363)	(368)	(373)	(378)	(383)	(388)	
Costos de mantenimiento	(126)	(128)	(130)	(133)	(136)	(139)	(142)	(145)	(148)	(151)	(154)	(157)	(160)	(163)	(166)	(169)	(172)	(175)	(178)	(181)	(184)	(187)	(190)	(193)	(196)	(199)	(202)	(205)	(208)	(211)	(214)	
Costo de ventas	(550)	(557)	(565)	(572)	(580)	(587)	(595)	(602)	(610)	(617)	(625)	(633)	(641)	(649)	(657)	(665)	(673)	(681)	(689)	(697)	(705)	(713)	(721)	(729)	(737)	(745)	(753)	(761)	(769)	(777)	(785)	
Utilidad bruta	8,095	8,088	8,081	8,073	8,065	8,057	8,049	8,041	8,033	8,025	8,017	8,009	8,001	7,993	7,985	7,977	7,969	7,961	7,953	7,945	7,937	7,929	7,921	7,913	7,905	7,897	7,889	7,881	7,873	7,865	7,857	
Depreciación	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	(780)	
Base imponible	7,315	7,308	7,301	7,293	7,285	7,277	7,269	7,261	7,253	7,245	7,237	7,229	7,221	7,213	7,205	7,197	7,189	7,181	7,173	7,165	7,157	7,149	7,141	7,133	7,125	7,117	7,109	7,101	7,093	7,085	7,077	
Impuesto a la renta	(2,048)	(2,046)	(2,044)	(2,042)	(2,040)	(2,038)	(2,036)	(2,034)	(2,032)	(2,030)	(2,028)	(2,026)	(2,024)	(2,022)	(2,020)	(2,018)	(2,016)	(2,014)	(2,012)	(2,010)	(2,008)	(2,006)	(2,004)	(2,002)	(2,000)	(1,998)	(1,996)	(1,994)	(1,992)	(1,990)	(1,988)	
Utilidad despues de impuestos	5,267	5,262	5,257	5,251	5,245	5,239	5,233	5,227	5,221	5,215	5,209	5,203	5,197	5,191	5,185	5,179	5,173	5,167	5,161	5,155	5,149	5,143	5,137	5,131	5,125	5,119	5,113	5,107	5,101	5,095	5,089	
Participación de trabajadores	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	(263)	
Flujo de caja 1	(10,225)	(20,450)	(20,450)	5,784	5,779	5,774	5,769	5,764	5,759	5,754	5,749	5,744	5,739	5,734	5,729	5,724	5,719	5,714	5,709	5,704	5,699	5,694	5,689	5,684	5,679	5,674	5,669	5,664	5,659	5,654	5,649	
Crédito fiscal	-	-	-	(2,048)	(2,046)	(2,044)	(2,042)	(2,040)	(2,038)	(2,036)	(2,034)	(2,032)	(2,030)	(2,028)	(2,026)	(2,024)	(2,022)	(2,020)	(2,018)	(2,016)	(2,014)	(2,012)	(2,010)	(2,008)	(2,006)	(2,004)	(2,002)	(2,000)	(1,998)	(1,996)	(1,994)	
Flujo de caja 2	(10,225)	(20,450)	(20,450)	3,736	3,733	3,730	3,727	3,724	3,721	3,718	3,715	3,712	3,709	3,706	3,703	3,700	3,697	3,694	3,691	3,688	3,685	3,682	3,679	3,676	3,673	3,670	3,667	3,664	3,661	3,658	3,655	
Depreciación																																
En miles de US\$	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	10	15	20	25	30																		
Depreciación maquinarias y equipos	-	-	-	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	258	
Depreciación obras civiles	-	-	-	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521	521
Total depreciación anual	-	-	-	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780	780
Crédito fiscal																																
En miles de US\$	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	10	15	20	25	30																		
Crédito por IGV	-	-	-	2,048	2,046	2,044	2,042	2,040	2,038	2,036	2,034	2,032	2,030	2,028	2,026	2,024	2,022	2,020	2,018	2,016	2,014	2,012	2,010	2,008	2,006	2,004	2,002	1,998	1,996	1,994		

Elaboración: Propia

ANEXO N: PLANOS**RELACIÓN DE PLANOS**

1	CHY-AG-01	Ubicación del Proyecto
2	CHY-AG-02	Acceso al Proyecto
3	CHY-CG-01	Geología Regional
4	CHY-CG-02	Litografía de la Zona del Proyecto
5	CHY-EH-01	Límite de Cuenca
6	CHY-EP-01	Esquema del Proyecto
7	CHY-EP-02	Diseño Hidráulico (Parte 1)
8	CHY-EP-03	Diseño Hidráulico (Parte 2)
9	CHY-EP-04	Obras de Conducción y Generación
10	CHY-EP-05	Turbina Pelton