

# Universidad Católica de Santa María

Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales

Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica,

Mecánica-Eléctrica y Mecatrónica



## DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA

Tesis presentada por el Bachiller:

**Mamani Taya, Roberto Jesús**

para optar el Título Profesional de

**Mecánico-Electricista**

Asesor: Ing. Valencia Salas, Mario

**Arequipa-Perú**

**2019**



*Universidad Católica de Santa María*

☎ (51 54) 382038 Fax:(51 54) 251213 ✉ ucsm@ucsm.edu.pe 🌐 http://www.ucsm.edu.pe Apartado:1350

AREQUIPA - PERÚ

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA, MECÁNICA  
ELÉCTRICA Y MECATRÓNICA**

**INFORME DICTAMINATORIO**

**VISTO**

EL BORRADOR DE TESIS TITULADO:

**“DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA DE  
20MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO  
DE AYO PROVINCIA CASTILLA REGION  
AREQUIPA”**

Presentado por el Bachiller:

**MAMANI TAYA ROBERTO JESUS**

Nuestro DICTAMEN es:

“*PROCEDE*”

OBSERVACIONES:

Arequipa, 8 Enero 2019

  
ING. MARIO VALENCIA SALAS

  
ING. AUGUSTO CACERES NUÑEZ

A Dios, por darme vida salud y sabiduría a lo largo de toda mi formación profesional.

A mis padres; por mostrarme el camino a la superación, por su apoyo, consejos, comprensión, amor, ayuda en los momentos difíciles y por ayudarme con los recursos necesarios para estudiar. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia y mi coraje para conseguir mis objetivos.

A mi hermana por haber sido mi inspiración y aunque no esté a mi lado, la llevo siempre en mi corazón.

A mis amigos por permitirme aprender más de la vida a su lado.

Gracias.

## INTRODUCCIÓN

El Proyecto de Tesis contempla estudio y diseño de una Central Hidroeléctrica de 20 MW de potencia instalada en el Distrito de Ayo, provincia Castilla, Región Arequipa.

Esta Tesis está dividido en cinco capítulos:

- Generalidades
- Estudio Hídrico
- Marco Teórico
- Diseño de la Central Hidroeléctrica
- Costo y Rentabilidad del Proyecto

El Primer Capítulo está relacionado con los objetivos, antecedentes, justificación y por ultimo las limitaciones en el desarrollo del proyecto.

El Segundo Capitulo realizamos una evaluación situacional de la cuenca hídrica de Mamacocha y geográfica, para que con estos parámetros de sumo interés se efectuó el desarrollo de proyecto hídrico.

En el Tercer Capítulo nos centramos en todos los conocimientos teóricos relacionados a las centrales hídricas, así como la formulación del procedimiento metodológico de desarrollo en cuestiones de normas y formulas a utilizar.

El Cuarto y Quinto Capítulo se desarrolla el diseño y selección de los componentes principales de la central hidroeléctrica, y en la recta final del proyecto realizamos los costos involucrados en el proyecto y el periodo de recuperación de la inversión.

## RESUMEN

El crecimiento de la demanda energética es una variable importante en el desarrollo de un país, donde la oferta debe anticipar a la demanda si esperamos que la economía pueda crecer. Las fuentes energéticas que consolidan el crecimiento de los sistemas eléctricos son dos, el gas natural puesto en valor a precios económicos y las energías renovables.

El Proyecto de Diseño de una Central Hidroeléctrica de 20 MW de Potencia Instalada en el Distrito de Ayo, Provincia de Castilla, Región Arequipa en el Perú permitirá la generación de energía hidráulica renovable en forma ecológica y sustentable socialmente.

En el presente proyecto hidroeléctrico se ha realizado el diseño y selección de los diferentes sistemas y componentes principales que corresponden al proyecto como son diámetro de la tubería de fuerza, tipo de turbina, generador, transformador y así como otros componentes del proyecto. Las características nominales de la central hidroeléctrica son las siguientes: salto hidráulico de 340.04 m, caudal de 6.9 m<sup>3</sup>/s, diámetro de tubería de fuerza de 1.65 m y el sincronismo del generador con una velocidad de giro igual a 1200 rpm, y una eficiencia total a plena carga de 92.0%, la selección del tipo de turbina con el número específico de revoluciones de potencia igual a 99.18 permite seleccionar dos turbinas Francis de 10 MW cada una.

Debemos resaltar para la generación de energía en el futuro de nuestro país solo queda el camino de las energías renovables, imprescindible para combatir el cambio climático y limitar sus efectos más devastadores, donde estas ofrecen un potencial prácticamente ilimitado, frente a los recursos finitos de las energías fósiles.

**Palabras Claves:** Turbinas hidráulicas, energías renovables, rentabilidad, diseño, selección.

## ABSTRACT

The growth of energy demand is an important variable in the development of a country, where supply must anticipate demand if we expect the economy to grow. The energy sources that consolidate the growth of electrical systems are two, natural gas valued at economic prices and renewable energy.

The Design Project of a Hydroelectric Power Plant of 20 MW of Installed Power in the District of Ayo, Province of Castilla, Arequipa Region in Peru will allow the generation of renewable hydraulic energy in an ecological and socially sustainable way.

In the present hydroelectric project, the design and selection of the different systems and main components that correspond to the project have been carried out, such as the diameter of the power pipe, turbine type, shaft, generator, transformer and other project components. The nominal characteristics of the hydroelectric power station are the following: hydraulic jump of 340 m, flow of 6.9 m<sup>3</sup> / s, diameter of power pipe of 1.65 m and synchronism of the generator with a speed of equal to 1200 rpm, and a total efficiency at full load of 92.0%, the selection of the turbine type with the specific number of power revolutions equal to 99.18 allows the selection of two Francis turbines of 10 MW each.

We must highlight for the generation of energy in the future of our country there is only the path of renewable energies, essential to combat climate change and limit its most devastating effects, where these offer a virtually unlimited potential, compared to the finite resources of the fossil energies.

**Key words:** Hydraulic turbines, renewable energies, profitability, design, selection.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>iii</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>v</b>
<b>CAPITULO I</b> .....	<b>1</b>
<b>1. GENERALIDADES</b> .....	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA .....	2
1.3. OBJETIVOS .....	2
1.3.1. Objetivo General .....	2
1.3.2. Objetivos Específicos .....	2
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	3
1.5. UBICACIÓN DEL PROYECTO .....	3
1.6. JUSTIFICACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA .....	4
1.6.1. Justificación social .....	4
1.6.2. Justificación económica .....	4
1.7. ALCANCES .....	5
1.8. LIMITACIONES DEL PROYECTO .....	5
<b>CAPITULO II</b> .....	<b>6</b>
<b>2. ESTUDIO HÍDRICO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA</b> .....	<b>6</b>
2.1. EVALUACIÓN HIDROLÓGICA .....	6
2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA Y DEL RECURSO PRINCIPAL .....	7
2.2.1. Ubicación del proyecto .....	7
2.2.2. Demarcación geográfica .....	7
2.2.3. Demarcación Administrativa .....	8
2.3. HIDROLOGÍA .....	8
2.3.1. Fuentes de agua superficial .....	8
2.3.2. Fuentes de agua Subterránea .....	9
2.3.3. Precipitación Pluvial .....	9
2.3.4. Parámetros climatológicos .....	9
2.3.5. Precipitación .....	10

2.4.	ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN HIDROMETEOROLÓGICA E HIDROMÉTRICA .....	11
2.4.1.	Análisis de la Variables Meteorológicas .....	11
2.4.2.	Tratamiento de la Información Hidrometeorológica e Hidrométrica .....	11
2.4.3.	Precipitación.....	12
2.4.4.	Tratamiento de la información .....	12
2.4.5.	Análisis Grafico .....	13
2.4.6.	Análisis de Doble Masa .....	13
2.4.7.	Análisis Estadístico .....	16
2.4.8.	Ajuste Estadístico de Series .....	16
2.4.9.	Análisis de Saltos y Tendencias .....	16
2.4.10.	Resumen de los análisis estadísticos.....	18
2.4.11.	Corrección de Datos .....	18
2.4.12.	Análisis de Doble Masa de a Información Consistente .....	18
2.4.13.	Hidrométrica .....	19
2.5.	DISPONIBILIDAD HÍDRICA .....	28
2.5.1.	Disponibilidad Hídrica .....	28
2.5.2.	Análisis de Persistencia mensual de Probabilidad de Ocurrencia de caudales .....	29
2.5.3.	Demanda de Agua Futura.....	30
2.6.	BALANCE HÍDRICO .....	30
2.6.1.	Consumo Actual.....	30
2.6.2.	Demanda Hídrica Actual en Situación Actual y Futura.....	31
2.6.3.	Balance Hídrico en Situación Actual y Futura.....	31
<b>CAPITULO III .....</b>		<b>34</b>
<b>3. MARCO TEÓRICO.....</b>		<b>34</b>
3.1.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	34
3.2.	TURBOMÁQUINAS .....	36
3.3.	TURBINAS HIDRÁULICAS .....	37
3.4.	CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS.....	37
3.4.1.	Según la variación de la presión estática a través del rodete .....	37
3.5.	SEGÚN LA DIRECCIÓN DEL FLUJO A TRAVES DEL ÁLABE .....	40
3.6.	SEGÚN EL GRADO DE ADMISIÓN DEL RODETE .....	41
3.7.	VELOCIDAD ESPECIFICA DE REVOLUCIONES DE POTENCIA PARA SELECCIÓN DE UNA TURBINA HIDRÁULICA .....	41

3.8. TURBINA FRANCIS.....	44
3.9. TRIANGULO DE VELOCIDADES EN LAS TURBINAS HIDRAULICAS....	44
3.10. EFECTO DEL ÁNGULO DE SALIDA DEL ALABE.....	46
3.11. EL DISTRIBUIDOR .....	48
3.12. POTENCIA DE LA TURBINA.....	52
3.13. CURVAS: CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS FRANCIS.....	53
3.13.1. Curvas de potencia (P) .....	54
3.13.2. Curvas de par mecánico (T) .....	54
3.13.3. Curvas de caudal (Q).....	55
3.13.4. Curvas de rendimiento en función de la velocidad de giro ( $\eta$ ).....	55
3.13.5. Curvas de colina.....	57
3.13.6. Curvas de rendimiento para H y N constantes ( $\eta$ ).....	57
3.14. VELOCIDAD SINCRONA Y DE EMBALAMIENTO.....	58
3.15. MOTOR ELECTRICO COMO GENERADOR DE INDUCCIÓN .....	60
3.16. DESLIZAMIENTO .....	61
3.17. POTENCIAS .....	62
3.18. FACTOR DE POTENCIA ( $\cos\phi$ ).....	63
3.19. SELECCIÓN DEL MOTOR COMO GENERADOR DE INDUCCIÓN (GI) ....	63
3.19.1. Selección del generador de inducción.....	63
3.19.2. Selección de condensadores para la auto excitación.....	64
3.19.3. Determinación de la potencia eléctrica y rendimiento del generador de inducción .....	66
<b>CAPITULO IV.....</b>	<b>68</b>
<b>4. DISEÑO DEL PROYECTO .....</b>	<b>68</b>
4.1. INTRODUCCIÓN.....	68
4.2. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS, SISTEMAS Y COMPONENTES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA .....	69
4.2.1. Selección y diseño del diámetro de tubería de fuerza.....	69
4.2.2. Costo por pérdidas energéticas.....	70
4.2.2.1. Pérdidas por fricción en la tubería .....	70
4.2.2.2. Perdidas por accesorios en la tubería .....	70
4.2.2.3. Potencia Perdida.....	71
4.2.2.4. Costo de energía perdida anualizada (SE) .....	71
4.2.3. Costo de la tubería.....	71
4.2.3.1. Espesor de la tubería .....	71

4.2.3.2. Peso de tubería .....	72
4.2.3.3. Valor presente anualizado .....	72
4.2.3.4. Costo total de tubería anualizado (ST).....	72
4.2.4. Costo total .....	73
4.2.5. Golpe de ariete .....	73
4.2.5.1. Diámetro y espesor tentativo.....	73
4.2.5.2. Celeridad de la onda elástica.....	74
4.2.5.3. Sobrepresión por golpe de ariete.....	74
4.2.6. Selección de la tubería .....	75
4.2.6.1. Comprobación del espesor .....	75
4.3. DISEÑO DE LA CÁMARA DE CARGA .....	77
4.4. SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA HIDRÁULICA.....	78
4.4.1. Potencia al eje .....	78
4.4.2. Potencia eléctrica .....	78
4.5. SELECCIÓN DE LA TURBINA HIDRAULICA.....	79
4.6. CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA .....	81
4.7. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR .....	82
<b>CAPITULO V .....</b>	<b>83</b>
<b>5. COSTOS DEL PROYECTO .....</b>	<b>83</b>
5.1. COSTOS UNITARIOS .....	83
5.2. COSTO GENERAL DEL PROYECTO .....	84
5.3. CALCULO DEL ROI.....	84
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>86</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>87</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>88</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>90</b>

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b>	Ubicación de los puntos de captación y devolución del caudal.....	7
<b>Tabla 2:</b>	Ubicación de los puntos de captación y devolución del caudal.....	10
<b>Tabla 3:</b>	Historico de Precipitaciones de 14 Estaciones pluviométricas 1951-2011 .....	12
<b>Tabla 4:</b>	Historico de Precipitaciones de 14 Estaciones pluviométricas 1951-2011 .....	16
<b>Tabla 5:</b>	Desviación estándar y media por análisis de doble Masa.....	17
<b>Tabla 6:</b>	Caudal Mensual Corregida y Extendida– .....	25
<b>Tabla 7:</b>	Variación Mensual de los Caudales Medios al 75% y 95% de persistencia en la cuenca del Rio Mamacocha – Punto de Captación Laguna Mamacocha .....	27
<b>Tabla 8:</b>	Disponibilidad Hídrica en el Punto de Capitación del proyecto CH Mamacocha (m <sup>3</sup> /s y hm <sup>3</sup> ).....	28
<b>Tabla 9:</b>	Probabilidad del Caudal por m <sup>3</sup> /s – Laguna Mamacocha .....	29
<b>Tabla 10:</b>	Demanda hídrica futura mensual de agua requerida para el proyecto CH Mamacocha en m <sup>3</sup> /s.....	30
<b>Tabla 11:</b>	Disponibilidad Hídrica Mensual en m <sup>3</sup> /s .....	30
<b>Tabla 12:</b>	Demanda Hídrica Actual y Futura .....	31
<b>Tabla 13:</b>	Demanda atendida CH Mamacocha al 75 % de persistencia en m <sup>3</sup> /s.....	31
<b>Tabla 14:</b>	Clasificación de Micro Centrales Hidroeléctricas según la potencia .....	35
<b>Tabla 15:</b>	Magnitud de Centrales Hidroeléctricas .....	35
<b>Tabla 16:</b>	Valores de Nq y Ns para diversos tipos de turbinas .....	42
<b>Tabla 17:</b>	Velocidad de sincronismo de los generadores.....	59
<b>Tabla 18:</b>	Velocidad de sincronismo de los generadores.....	62
<b>Tabla 19:</b>	Combinación de cargas aplicadas a una fuente de CA .....	63
<b>Tabla 20:</b>	Selección de los sistemas de generación de la Central Hidroeléctrica Mamacocha 2x10 MW .....	80
<b>Tabla 21:</b>	Modelos de Transformadores de Potencia marca ABB.....	82
<b>Tabla 22:</b>	Costos Unitarios de los componentes principales de la Central Hidroeléctrica	83

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Mapa de Ubicación de la Central Hidroeléctrica.....	4
<b>Figura 2:</b> Ubicación de la cuenca del rio Mamacocha. ....	11
<b>Figura 3:</b> Isoyetas promedias anuales del periodo 1965 – 2011. ....	19
<b>Figura 4:</b> Principales Turbomáquinas .....	36
<b>Figura 5:</b> Tipos de Turbinas hidráulicas de acción. ....	38
<b>Figura 6:</b> Tipos de Turbinas Hidráulicas de Reacción. ....	39
<b>Figura 7:</b> Clasificación de turbinas según la dirección de flujo a través del álabe .....	40
<b>Figura 8:</b> Distintas geometrías de turbomáquinas .....	40
<b>Figura 9:</b> Campo de aplicación de los diferentes tipos de impulsores de turbinas en base a $N_q$ y $N_s$ .....	42
<b>Figura 10:</b> Campo de aplicación de los diferentes tipos de impulsores de turbinas en base a $N_q$ y $N_s$ . ....	43
<b>Figura 11:</b> Tipos de rotores de turbinas de acuerdo a $N_s$ .....	43
<b>Figura 12:</b> Turbina de eje Vertical y Horizontal .....	44
<b>Figura 13:</b> Nomenclatura de los triángulos de Velocidades.....	45
<b>Figura 14:</b> Triangulo de velocidades a la entrada y a la salida .....	46
<b>Figura 15:</b> Triangulo de velocidades en una turbina .....	46
<b>Figura 16:</b> Alabe Curvado Adelante.....	47
<b>Figura 17:</b> Efecto disipativo del álabe curvado atrás. ....	47
<b>Figura 18:</b> Diferentes formas y directrices de distribuidores. ....	48
<b>Figura 19:</b> Directrices de distribuidores con álabes pivotantes.....	50
<b>Figura 20:</b> Triangulo de velocidades a la entrada del rodete al modificar las directrices del distribuidor. ....	51
<b>Figura 21:</b> Dirección del ángulo $\alpha_1$ , y $D_1$ respecto a $D_3$ .....	51
<b>Figura 22:</b> Curva característica de potencia para turbina Francis. ....	54
<b>Figura 23:</b> Curvas características de par mecánico .....	55
<b>Figura 24:</b> Curvas de caudal para los diferentes tipos de turbinas Francis .....	55
<b>Figura 25:</b> Curva de rendimiento en función de la velocidad de giro. ....	56
<b>Figura 26:</b> Colinas de rendimientos .....	57
<b>Figura 27:</b> Curvas de rendimiento, H y N constantes para distintas turbinas. ....	58
<b>Figura 28:</b> Triangulo de velocidades en admisión y velocidad de embalamiento .....	59

<b>Figura 29:</b> Preselección del motor para ser utilizado como generador. ....	64
<b>Figura 30:</b> Relación experimental entre $\sin\theta_g$ del generador y $\sin\theta_m$ del motor, en función de la potencia nominal.....	65
<b>Figura 31:</b> Diseño de central hidroeléctrica. ....	69
<b>Figura 32:</b> Esquema de la distribución de la tubería de fuerza. ....	70
<b>Figura 33:</b> Ensamble del Grupo de Generación. ....	80



## LISTA DE GRÁFICOS

<b>Gráfico 1:</b> Doble masa – Grupo 1 .....	13
<b>Gráfico 2:</b> Doble masa – Grupo 2.....	14
<b>Gráfico 3:</b> Doble masa – Grupo 3.....	15
<b>Gráfico 4:</b> Doble masa – Grupo 4.....	15
<b>Gráfico 5:</b> Precipitación Areal – Bocatoma Laguna de Mamacocha .....	19
<b>Gráfico 6:</b> Caudal Anual Histórico Laguna Mamacocha. ....	21
<b>Gráfico 7:</b> Doble Masa- Laguna Mamacocha.....	21
<b>Gráfico 8:</b> Laguna Mamacocha Corregido (1951-1973) .....	23
<b>Gráfico 9:</b> Caudales Medios Anuales – Laguna .....	24
<b>Gráfico 10:</b> Doble Masa – Laguna Mamacocha (1951-2011).....	25
<b>Gráfico 11:</b> Caudal Medias Mensuales- Laguna Mamacocha Corregida y Extendida (1965-2011).....	27
<b>Gráfico 12:</b> Variación Mensual de los Caudales Medios al 75% y 95% de persistencia en la cuenca del Rio Mamacocha – Punto de Captación Laguna Mamacocha... 28	28
<b>Gráfico 13:</b> Curva de duración mensual – En el punto de captación .....	29
<b>Gráfico 14:</b> Comparación de la Oferta total y demanda .....	32
<b>Gráfico 15:</b> Comparación de la demanda CH Mamacocha y la demanda atendida CH Mamacocha. ....	32
<b>Gráfico 16:</b> Costos de inversión para plantas energía hidroeléctrica en función de la capacidad y de la planta para sitios no desarrollados.....	84

## CAPITULO I

### 1. GENERALIDADES

#### 1.1. 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.

En el marco de desarrollo de proyectos hidroeléctricos, se identificó un potencial aprovechamiento hidroeléctrico en la cuenca del río Mamacocha, que es tributario de la cuenca del río Colca – Majes y se ubica en la margen derecha del afluente principal.

El proyecto consiste en el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Mamacocha para la generación de energía, mediante una captación en la laguna Mamacocha a una altura de 1700 m.s.n.m, con la derivación de las aguas de rebose, su conducción en forma paralela al río Mamacocha, con una suave pendiente que le permita mantener altura, para posteriormente aprovechar la topografía de la zona, generando un salto de aproximadamente de 340 m para generar 20 MW de potencia.

En el presente proyecto se realiza la evaluación para determinar la disponibilidad del río Mamacocha en el punto de captación del proyecto C. H. Mamacocha y además los parámetros de diseño del proyecto. El estudio ha sido realizado recogiendo información de

diversas fuentes tanto a nivel local como regional, incluyendo una recopilación de información pluviométrica, caudales directos del río Mamacocha, topografía satelital, entre otros.

## **1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

El Perú afronta una mayor demanda en producción de energía, donde el Balance Nacional de Energía al año 2017 indica que el consumo de energía eléctrica en el país creció 5.68% respecto al año anterior, esto debido al crecimiento económico, industrial y poblacional acelerado; se hace necesario el desarrollo de proyectos de energías renovables que garanticen la continuidad del crecimiento económico, sostenibles en el tiempo y respetuosos con el medio ambiente.

El proyecto de diseño hidroeléctrico de Mamacocha, que utiliza las aguas de pasada en el rebose de la laguna Mamacocha, serán utilizadas para generar energía limpia, este embalse natural está ubicado en el distrito de Ayo, provincia de Castilla y que permitirá generar energía eléctrica con un salto hidráulico de 340 m y un caudal asegurado según los estudios hídricos de 6.9 m<sup>3</sup>/s y donde se generará una potencia instalada de 20 MW.

## **1.3. OBJETIVOS**

### **1.3.1. Objetivo General**

- Realizar el Estudio y Diseño de una Central Hidroeléctrica de 20 MW de Potencia Instalada en el Distrito Ayo, Provincia Castilla, Región Arequipa.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Obtener y verificar los parámetros de diseño de la Central Hidroeléctrica mediante el estudio hidrológico y geográfico de la cuenca del Río Mamacocha.
- Realizar la implementación de sistemas y componentes de la Central Hidroeléctrica.
- Seleccionar los componentes mecánicos de la Central Hidroeléctrica de mayor relevancia.
- Seleccionar los componentes eléctricos principales de la central hidroeléctrica.
- Realizar la evaluación económica de la central hidroeléctrica.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

El sector eléctrico peruano está formado por las empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres. Tales empresas conforman el Comité de Operaciones Económicas del Sistema-COES, el cual tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar el desarrollo de la planificación del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Como resultado de la operación del SEIN en el 2017 se presentaron los datos de producción de electricidad, potencia instalada y efectiva, utilización de los recursos hídricos de las centrales hidroeléctricas, consumo de combustible de las centrales termoeléctricas, valorización de las transferencias de energía y potencia, estadísticas de fallas, operación del sistema de transmisión y equipamiento de las empresas integrantes y no integrantes del COES. La demanda de energía durante el año 2017 en el COES fue de 48 993.3 GW.h, la cual creció en 1.5% respecto al año anterior, que fue 48 288.5 GW.h. La máxima demanda de potencia fue 6 595.6 MW, 1.59% superior a aquella del año 2016, que fue 6 492.4 MW. La potencia efectiva de las unidades generadoras a diciembre 2017 suma 11 958.35 MW. El 56.84% corresponde a centrales termoeléctricas, seguidas por las centrales hidroeléctricas, con una participación de capacidad efectiva del 40.3%, por las centrales eólicas con el 2.03% y centrales solares con 0.80%.

#### **1.5. UBICACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto está ubicado en el distrito de Ayo, provincia de Castilla, departamento de Arequipa, el cual aprovechará las aguas del rebose de la laguna Mamacocha para generar energía eléctrica. Esta laguna se ubica aproximadamente a 1700 m.s.n.m. y constituye un importante elemento cultural y turístico para la zona.

**Figura 1:** Mapa de Ubicación de la Central Hidroeléctrica

Fuente: <https://es.wikipedia.org>

## 1.6. JUSTIFICACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA

### 1.6.1. Justificación social

El proyecto permitirá el desarrollo sostenible de Ayo y de las demás localidades que se encuentran en el área de influencia del proyecto, la estrategia de responsabilidad social incluye, el apoyo al desarrollo cultural de la zona con un enfoque en la identificación de sitios arqueológicos, y el impulso al emprendimiento local a través de una asociación de mujeres y la mejora de las infraestructuras de agua potable y aguas servidas. El proyecto brindara apoyo a la escuela primaria, salud poblacional desde infraestructura y operaciones, garantizando un total cuidado ambiental. Como estrategia de gestión se enfocará en la provisión de energía eléctrica y en el apoyo al desarrollo tecnológico de las actividades agrícolas y ganaderas.

### 1.6.2. Justificación económica

En la ejecución de proyectos energéticos hidráulicos los costos son elevados, pero tienen una gran rentabilidad a largo plazo y eso está determinado por la larga vida útil del proyecto.

Debemos indicar que el costo de ejecución de estos tipos de proyecto por cada KW instalado está en un intervalo 1500-25000 US\$/ KW, por consiguiente, el precio de la inversión a ejecutarse bordea los 52 MMUS\$, con una disponibilidad de 95% con una generación de energía hidráulica de 142.00 GWh/año, con un costo de beneficio de 35 US\$/KWh, podemos indicar la recuperación promedio del proyecto en un tiempo de 11 años.

### **1.7. ALCANCES**

En esta investigación, se pretende dar un modelo básico estructurado que sirva de guía para el proceso de implementación y diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas; identificando los puntos principales de una estructura de control y automatización en el mercado energético. Del mismo modo, el estudio nos proporcionara una estructura básica de como diseñar un proyecto de automatización a pequeña escala, que puede servir de modelo con ciertos cambios en otras industrias de automatización de mediano y pequeño nivel.

### **1.8. LIMITACIONES DEL PROYECTO**

En el desarrollo del presente proyecto tendremos las siguientes limitaciones:

- El diseño del presente proyecto hidroeléctrico no será al detalle en componentes infraestructura civil, compuertas, sistemas de automatización.
- En el presente proyecto no se plantea un pormenorizado de costos directos e indirectos.
- Los planos de diseño del presente proyecto no se realizan al detalle ni con tolerancias.

## CAPITULO II

### 2. ESTUDIO HÍDRICO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

El presente estudio de aprovechamiento hídrico fue realizado por la empresa Cesel Ingenieros, por encargo de C.H. Mamacocha, a través de la empresa Pöyry Energy Business Group, presentado en enero 2013; esta información es requerida para determinar la disponibilidad hídrica del Rio Mamacocha en el punto de captación y los criterios de diseño del presente proyecto (Cesel Ingenieros, 2012).

#### 2.1.EVALUACIÓN HIDROLÓGICA

La caracterización hidrológica del Proyecto de la Central Hidroeléctrica Mamacocha consta de dos partes principales, la primera se refiere a la descripción general de la cuenca del rio Mamacocha ámbito del proyecto, y la segunda al análisis y tratamiento de la información hidrometeorológica disponible en la cuenca. En la primera parte se incluyen ítems que se refieren a la ubicación del proyecto y accesibilidad. En la segunda parte se consideran aspectos sobre el análisis de las variables meteorológicas y la disponibilidad hídrica que incluye ítems sobre la disponibilidad a nivel mensual, usos y demandas hídricas, y consideraciones sobre el balance hídrico.

## 2.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CUENCA Y DEL RECURSO PRINCIPAL

### 2.2.1. Ubicación del proyecto

La captación o bocatoma del proyecto de la central hidroeléctrica Mamacocha, se halla localizada en la cuenca del río Mamacocha a 5.0 Km aguas arriba de la confluencia con el río Colca, en la coordenada 8 264 700.00 Norte y 795 420.00 Este (Datum WGS 84, Zona 18S), con una elevación de 1700.00 m.s.n.m. Las coordenadas de captación y devolución del caudal del río Mamacocha las encontramos en la siguiente tabla N° 1.

**Tabla 1:** Ubicación de los puntos de captación y devolución del caudal.

	Coordenadas UTM		Altitud
	Norte (N)	Este (E)	Z (m.s.n.m)
<b>Captación</b>	<b>8 264 700.00</b>	<b>79 5420.00</b>	<b>1700.00</b>
<b>Devolución</b>	<b>8 261 112.00</b>	<b>796 455.43</b>	<b>1340.00</b>

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

### 2.2.2. Demarcación geográfica

La cuenca del río Mamacocha, es parte de la cuenca del río Camaná y está situada en la costa del sur del Perú, en la vertiente del Pacífico y forma parte de la Región Arequipa.

Limita por el Norte con la cuenca del río Apurímac, por el sur con la cuenca del río Colca, por el Este con la cuenca del río Molloco y el Oeste con la cuenca del río Ocoña.

El río Colca-Majes y Camaná tiene una longitud de 397 Km., con pendiente promedio de 1.2%, tiene forma ensanchada en su sector superior y alargada en el inferior. Como casi todos los ríos de la costa es de fondo profundo y quebrado y de fuertes pendientes. Por la zona discurren varias quebradas y ríos que finalmente desembocan en el río Majes entre ellas tenemos los ríos Ayo y Mamacocha, por la margen derecha del río Colca.

El proyecto se emplaza en el ámbito de la laguna Mamacocha, donde la cuenca de interés corresponde al río Mamacocha, que es alimentada por las subcuencas de los ríos Andagua, Orcopampa y Chilcaymarca en la parte alta de la cuenca principal.

En la parte alta de la cuenca se observa una red de drenaje superficial muy densa con gran cantidad de pequeñas lagunas como, por ejemplo: Las lagunas Huisca Huisca, Umascocha, Arcata y Corococha. El cauce principal de la cuenca se dirige de N a SO y aproximadamente en 3 700 m.s.n.m., cambia su dirección de N a SE.

Siguiendo el recorrido, las aguas del río Andagua alimentan a la laguna Pumajallo cuyo desagüe es el río Challahuire por la margen derecha y otros pequeños tributarios por la

margen izquierda alimentan a la laguna de Chachas. Saliendo de la laguna de Chachas, después de un corto recorrido del agua superficial el río desaparece por debajo del relleno volcánico. En las laderas los pequeños tributarios se infiltran sin entregar el agua al cauce principal. Aproximadamente 15 Km., aguas debajo de la laguna de Chachas, todos los tributarios forman la laguna de Mamacocha en la que se observa agua permanente y a la salida de la cual se forma el río Mamacocha que desemboca en el río Colca por la margen derecha.

El proyecto consiste en el aprovechamiento de las aguas de la cuenca del río Mamacocha para la generación de energía, mediante una captación en la laguna Mamacocha (1 700 m.s.n.m.) que abastecerá a la futura C.H. Mamacocha, con la derivación de las aguas de rebose y su conducción en forma paralela al río Mamacocha (margen izquierda), con una suave pendiente que le permitirá mantener altura, para posteriormente aprovechar la topografía de la zona, generando un salto de 340.0 m., aproximadamente. La devolución de las aguas será hacia el río Mamacocha, metros antes de la confluencia del río Colca. El área de la cuenca es 2634.56 Km<sup>2</sup> con una longitud del cauce hasta la laguna de 115.30 Km.

El comportamiento hidrológico de una cuenca depende entre otros factores de sus características físicas y morfológicas propias, las cuales condicionan la respuesta de la cuenca a diversos eventos hidrometeorológicos que se producen en ella.

La cuenca de la laguna Mamacocha está caracterizada por un régimen completamente distinto al pluviométrico y al de otras subcuencas del río Colca, presentando un retraso en la aparición de avenidas de 2 a 3 meses respecto a la ocurrencia de lluvias. Esto es debido a la presencia de muchas lagunas en la parte superior de la cuenca y a los depósitos volcánicos que condicionan la rápida infiltración del agua precipitada (Cesel Ingenieros, 2012).

### **2.2.3. Demarcación Administrativa**

La entidad administrativa que regula el uso de los recursos hídricos en la cuenca del río es la Administración Local de ALA Camaná – Majes que depende de la Autoridad Nacional del Agua –ANA, adscrita al Ministerio de agricultura (Cesel Ingenieros, 2012).

## **2.3.HIDROLOGÍA**

### **2.3.1. Fuentes de agua superficial**

Las principales fuentes de agua en la cuenca de la laguna Mamacocha presentan un módulo anual de 10.62 m<sup>3</sup>/s. En la cuenca del río Mamacocha se distinguen cuatro tipos de fuentes

de agua superficial (lagunas), manantiales y escurrimiento superficial (ríos y riachuelos) que se originan ya de anteriores fuentes o en afloramientos de agua subterránea.

Entre los principales tenemos:

- Ríos quebradas: Chilcaymarca, Orcopampa, Ocoruro, Andagua y Challahuire.
- Lagunas: Huisca Huisca, Umascocha, Arcata, Corococho, Pumajallo, Chachas y Mamacocho.
- Glaciares: Huajrahuire y Coropuna (Cesel Ingenieros, 2012).

### **2.3.2. Fuentes de agua Subterránea**

El uso de aguas subterráneas en la cuenca no es intenso, salvo los manantiales y ojos de agua que proveen recursos hídricos a pequeñas poblaciones y a la ganadería altoandina de la zona. Las aguas del río Mamacocho tienen una particularidad importante, provienen de un río subterráneo que recorre muchos kilómetros. En su recorrido atraviesa depósitos de roca volcánica constituidos por piedras de todo tamaño que se denomina cangrejales. En la historia geológica se observa que antes de la laguna Mamacocho existieron varias lagunas, probablemente 3 o 4, que ahora están cubiertas por los “cangrejales”. Estos actúan como filtros naturales y eficaces, en el trayecto las aguas de escorrentía que son drenadas hacia el fondo de la quebrada también son filtradas de tal manera que en épocas secas y húmedas las aguas de la laguna Mamacocho y del río Mamacocho ubicado a la salida son siempre cristalinas (Cesel Ingenieros, 2012).

### **2.3.3. Precipitación Pluvial**

Las lluvias en la cuenca se distribuyen con montos que varían en acumulado multianual de 419.5 mm. en Orcopampa a 88.2 mm. en Ayo.

### **2.3.4. Parámetros climatológicos**

Los parámetros climatológicos de precipitación, temperatura, humedad relativa, evaporación, insolación y viento, son los de importancia. La información climatológica de la cuenca está a cargo del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI), institución que tiene a cargo la red de estaciones.

En resumen, tenemos información de una característica climática sobre el distrito de Orcopampa, cuya información es de la estación Meteorológica Manto, operada por la Compañía de Minas Buenaventura (Buenaventura). Dicha estación se encuentra ubicada en

las inmediaciones de la planta de procesos a 3 800.00 m.s.n.m. Los valores registrados en forma horaria y automática por la estación son: temperatura del aire, humedad relativa, precipitación, evaporación, radiación neta, velocidad y dirección del viento.

De acuerdo con los registros de la estación Manto, el área de estudio presenta una temperatura mensual media entre 5.4°C y 8.9°C, sin una variación anual significativa y con una temperatura promedio anual de 7.4°C. La humedad atmosférica varía entre 30 y 75 % como valores promedio durante el año, con el valor promedio máximo en el mes de febrero y el mínimo en el mes de julio. El valor de humedad promedio a lo largo del periodo de registro es de 48%.

La información de la estación Manto ha registrado un promedio anual para la velocidad del viento de 1,9 m/s con una dirección predominante suroeste (SO) (Cesel Ingenieros, 2012).

### 2.3.5. Precipitación

En la cuenca Mamacocha se encuentran 3 estaciones (Orcopampa, Andagua y Chachas) y alrededor de ella 11 estaciones entre pluviométricas y meteorológicas.

Según los registros de precipitación total mensual y anual, mostrados en el siguiente cuadro, se observa que las estaciones muestran una precipitación anual con una mayor concentración en el periodo de diciembre a marzo (Cesel Ingenieros, 2012).

**Tabla 2:** Ubicación de los puntos de captación y devolución del caudal.

ESTACION	ENE (mm)	FEB (mm)	MAR (mm)	ABR (mm)	MAY (mm)	JUN (mm)	JUL (mm)	AGO (mm)	SET (mm)	OCT (mm)	NOV (mm)	DIC (mm)	SUMA TOTAL (mm)
ANDAGUA	83.50	96.00	69.60	13.70	3.00	1.20	2.00	3.50	6.00	8.00	9.50	39.30	335.30
CHACHAS	59.10	70.40	50.30	8.90	1.20	1.30	0.90	2.60	2.40	4.40	5.70	21.70	228.90
ORCOPAMPA	96.60	103.50	84.20	27.30	4.50	1.20	2.80	4.40	8.10	11.00	24.10	51.70	419.40
AYO	26.00	28.70	20.70	2.10	0.50	0.30	0.40	0.50	1.40	1.30	1.20	5.00	88.10
CHOCO	63.70	78.00	46.00	9.50	1.40	0.70	1.10	2.80	1.60	4.10	6.00	24.30	239.20
MACHAHUAY	67.20	92.30	53.50	7.20	2.50	1.50	1.00	2.10	5.20	2.50	6.60	19.10	260.70
HUAMBO	70.00	79.80	61.50	13.20	1.60	1.60	1.00	2.60	3.40	5.20	5.30	25.10	270.30
PULLHUAY	135.40	164.90	129.10	28.90	4.10	2.50	2.30	6.30	8.00	10.20	25.80	48.30	565.80
SANTO TOMAS	189.20	166.20	159.30	51.00	4.70	8.30	2.80	4.40	18.70	38.40	58.40	127.00	828.40
YAURI	184.20	175.20	125.40	59.90	7.00	3.80	2.80	9.60	20.50	41.00	60.90	119.60	809.90
CHINCHAYLLAPA	155.40	148.00	148.10	46.20	9.60	4.20	5.40	14.00	14.60	27.20	22.40	63.30	658.40
SALAMANCA	77.20	99.80	66.90	11.70	1.40	1.40	2.90	4.60	4.00	5.70	7.70	27.00	310.30
LA CALERA	140.30	126.30	98.70	38.30	7.10	1.00	2.20	3.40	13.70	21.90	31.50	72.50	556.90
JANACANCHA	181.60	172.00	144.90	45.50	8.30	4.80	3.90	8.90	17.10	31.70	50.60	108.80	778.10

**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

## 2.4. ANÁLISIS Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN HIDROMETEOROLÓGICA E HIDROMÉTRICA

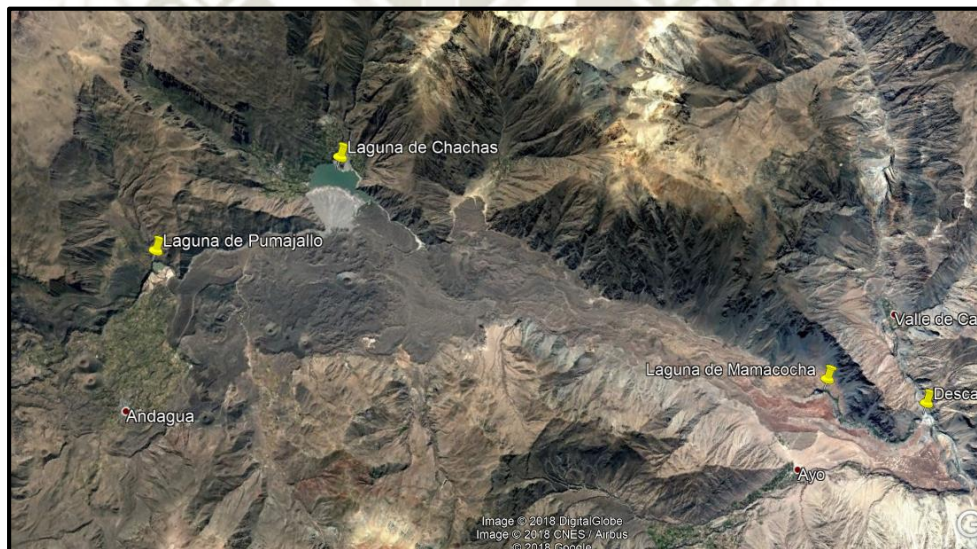
### 2.4.1. Análisis de la Variables Meteorológicas

El área de influencia del estudio está orientada a determinar la disponibilidad hídrica superficial en la cuenca del río Mamacocha para la generación de energía, mediante una captación en la laguna Mamacocha con derivación de las aguas de rebose.

La C.H. Mamacocha se ubica en la región Arequipa, en la provincia Castilla. La zona del proyecto se ubica en el distrito de Ayo en la margen derecha del río colca.

Para el presente estudio ha sido necesaria la obtención de series mensuales de información pluviométrica e hidrométrica de calidad y extensión para permitir el análisis de su consistencia (Cesel Ingenieros, 2012).

**Figura 2:** Ubicación de la cuenca del río Mamacocha.



**Fuente:** Google Earth.

### 2.4.2. Tratamiento de la Información Hidrometeorológica e Hidrométrica

El presente estudio de aprovechamiento hídrico para fines de uso productivo hidroeléctrico se requiere de información hidrometeorológica e hidrométrica, principalmente para determinar la disponibilidad hídrica mensual en el punto de captación del proyecto.

Así mismo se ha recopilado y tratado estadísticamente la información pluviométrica histórica de 14 estaciones dentro del ámbito de la cuenca del río Mamacocha con el fin de elaborar el mapa de isoyetas anual y estimar por medio del método Thiessen la precipitación del área de la cuenca del río Mamacocha.

### 2.4.3. Precipitación

Se dispone de 14 estaciones pluviométricas ubicadas dentro y alrededor de la cuenca con información histórica de precipitación que van desde 1951 hasta el 2011 con numerosos periodos vacíos. La mayoría de estaciones es operada por SENAMHI y se encuentran distribuidos de manera no homogénea dentro y fuera de la cuenca presentando importantes áreas sin cobertura.

Se han seleccionado un periodo de análisis de 1951-2011 que tiene una longitud de 61 años. En este periodo tenemos estaciones con registros muy antiguos y que se encuentran fuera de servicio. Así como también estaciones con registros completos (Cesel Ingenieros, 2012).

**Tabla 3.** Historico de Precipitaciones de 14 Estaciones pluviométricas 1951-2011

N°	ESTACION	ALTITUD (msnm)	LATITUD (S)	LONGITUD (W)	FUENTE	PERIODO DE REGISTRO
1	ANDAGUA	3528	-15.49	-72.35	Senamhi	1951 - 2011
2	CHACHAS	3130	-15.5	-72.27	Senamhi	1964 - 2011
3	ORCOPAMPA	3801	-15.26	-72.34	Senamhi	1951 - 2011
4	AYO	1956	-15.68	-72.27	Senamhi	1951 - 2011
5	CHOCO	3192	-15.57	-72.12	Senamhi	1964 - 2011
6	MACHAHUAY	3150	-15.65	-72.5	Senamhi	1967 - 2011
7	HUAMBO	3500	-15.73	-72.1	Senamhi	1964 - 2011
8	PULLHUAY	3113	-15.15	-72.77	Senamhi	1965 - 2011
9	SANTO TOMAS	3253	-14.4	-72.09	Senamhi	1964 - 2011
10	CHINCHAYLLAPA	4497	-14.92	-72.73	Senamhi	1965 - 2010
11	SALAMANCA	3303	-15.5	-72.83	Senamhi	1964 - 2011
12	LA CALERA	4540	-15.28	-72.02	Senamhi	1964 - 1979
13	JANACANCHA	4299	-15.18	-71.77	Senamhi	1963 - 2011
14	YAURI	3927	-14.82	-71.42	Senamhi	1964 - 2011

Fuente: Cesel Ingenieros, 2012

### 2.4.4. Tratamiento de la información

Con el fin de analizar la variación espacial y temporal de las lluvias en la zona que cubra la cuenca del rio Mamacocha como área de la zona de estudio se debe de verificar la calidad de la información disponible.

Lo primero a realizarse es un análisis gráfico de las series temporales lo que permitirá detectar las homogeneidades en la data, y luego como un segundo paso realizar el análisis de doble masa que nos permitirá verificar los quiebres en los acumulados de cada estación que corroborará las no homogeneidades del análisis gráfico. Como último paso es el análisis estadístico o de consistencia donde se verificará si las series temporales de las estaciones presentan o no saltos en las medias y desviaciones estándar resultando significativo o no significativo en las hipótesis planteadas.

Luego si es necesario debe corregirse la información no homogénea mediante la ecuación correspondiente (Cesel Ingenieros, 2012).

#### 2.4.5. Análisis Gráfico

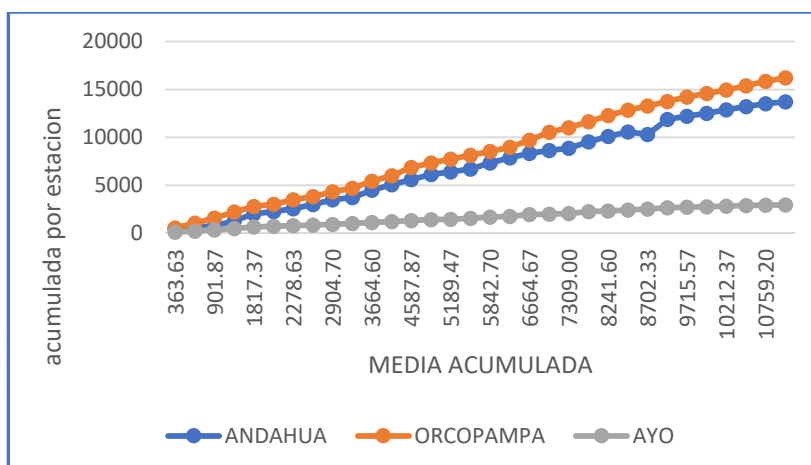
En el primer análisis de la información ha consistido la evaluación de los histogramas históricos de las 14 estaciones donde se aprecian las diferentes longitudes de cada una de las series, observándose regularidades y salto aparentes. De las estaciones consideradas al observar los histogramas se encontró saltos o periodos dudosos en las series anuales de precipitaciones totales mensuales en las siguientes (Cesel Ingenieros, 2012):

Andagua	: Entre los años 1951 – 1982
Chachas	: Entre los años 1964 – 2002
Orcopampa	: Entre los años 1951 – 1982
Ayo	: Entre los años 1996 – 2002
Choco	: Entre los años 1964 – 2002
Machahuay	: Entre los años 1967 – 2002
Pullhuay	: Entre los años 1965 – 2001
Santo Tomas	: Entre los años 1964 – 1972
Chinchayllapa	: Entre los años 1967 – 1999
Salamanca	: Entre los años 1965 – 1975
Janacancha	: Entre los años 1963 – 1992
Yauri	: Entre los años 1964 – 1978
Huambo	: Entre los años 1964 – 1983

#### 2.4.6. Análisis de Doble Masa

El análisis de doble masa consiste en comparar el comportamiento de cada serie pluviométrica con el resto de series, una serie frente al promedio de las demás. Con el fin de permitir la realización del análisis de doble masa que se efectúan a nivel anual, se completa vacíos de algunos meses mediante el correspondiente promedio multimensual. Para el grupo 1, conformado por Andagua, Orcopampa y Ayo (periodo 1951 – 1982). Se aprecian quiebres en las estaciones de Andagua y Orcopampa (ver Gráfico 1) (Cesel Ingenieros, 2012).

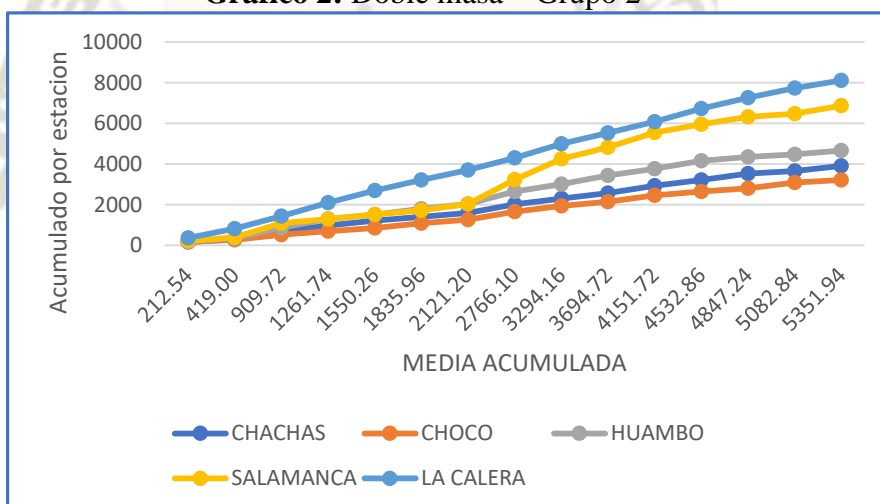
**Gráfico 1: Doble masa – Grupo 1**



**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

Para el grupo 2 conformado por: Chachas, Choco, Huambo, Salamanca y La calera (periodo 1965 – 1979). Se aprecian quiebres en las estaciones de Chachas, Choco, Huambo y Salamanca.

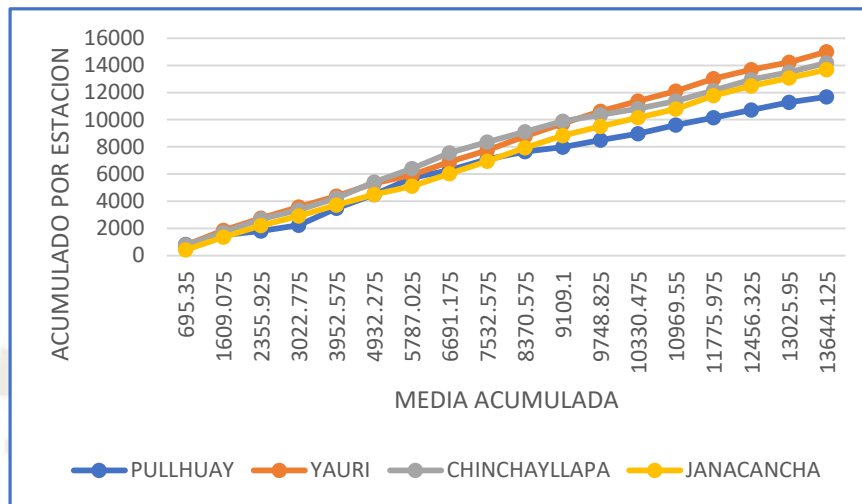
**Gráfico 2: Doble masa – Grupo 2**



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

Para el grupo 3, integrado por: Pullhuay, Yauri, Chinchayllapa y Janacancha (periodo 1992 – 2009). Se aprecian quiebres en las estaciones de Pullhuay y Chinchayllapa (ver siguiente Gráfico).

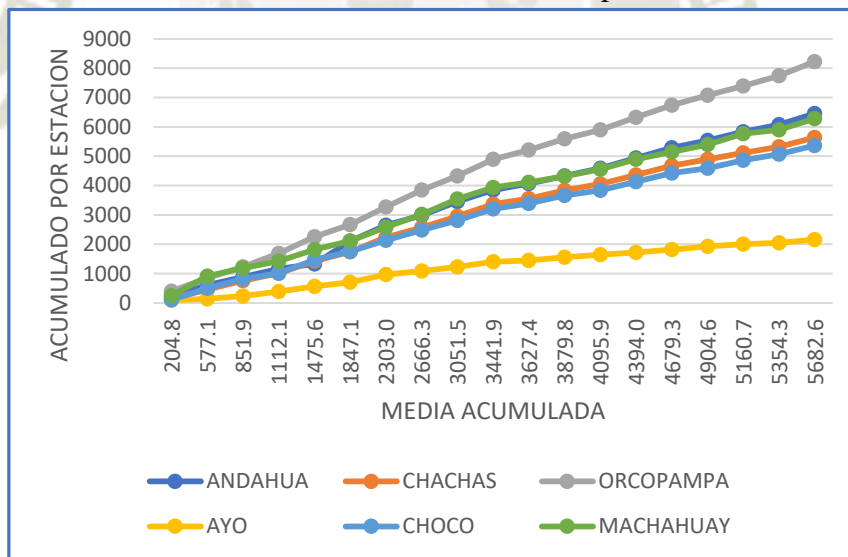
**Gráfico 3: Doble masa – Grupo 3**



**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

Para el Grupo 4, integrado por: Andagua, Chachas, Orcopampa, Ayo, Choco y Machahuay (periodo 1993-2011). Se aprecian quiebres en las estaciones de Chachas, Choco, Ayo y Machahuay (ver siguiente gráfico).

**Gráfico 4: Doble masa – Grupo 4**



**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

En resumen, se han detectado quiebres y saltos sospechosos de no homogeneidad en las series de Andagua, Chachas, Orcopampa, Ayo, Choco, Machahuay, Huambo, Pullhuay, Santo Tomas, Yauri, Chinchayllapa, Salamanca y Janacancha a las cuales se les efectuara el análisis de saltos (cambio) de media y desviación estándar. (como se muestra en la siguiente Tabla).

La estación pluviométrica de La Calera según el análisis gráfico y de doble masa no presenta quiebres o saltos sospechosos, con el análisis doble masa para periodos comunes de información, confirman resultado del análisis gráfico.

**Tabla 4.** Historico de Precipitaciones de 14 Estaciones pluviométricas 1951-2011.

MUESTRAS		
ESTACION	M1	M2
ANDAGUA	1951 - 1982	1984 - 2011
CHACHAS	64-77,97-02	1978 - 1995
ORCOPAMPA	1951 - 1982	1983 - 2011
AYO	1951 - 1981	1996 - 2002
CHOCO	1964 - 2002	2003 - 2011
MACHAHUAY	67-72,93-02	2003 - 2011
HUAMBO	1964 - 1963	1984 - 2011
PULLHUAY	1965 - 2001	2002 - 2011
SANTO TOMAS	1964 - 1972	1999 - 2011
CHINCHAYLLAPA	1967 - 1999	2000 - 2009
SALAMANCA	1965 - 1975	1976 - 2011
JANACANCHA	1963 - 1992	1993 - 2011
YAURI	1964 - 1978	1987 - 2011

Fuente: Cesel Ingenieros, 2012

#### 2.4.7. Análisis Estadístico

De acuerdo a los resultados de los análisis realizados (ver cuadro anterior), se procede a efectuar el análisis estadístico de cambios tanto en la media como en la desviación estándar.

#### 2.4.8. Ajuste Estadístico de Series

Las series históricas de precipitación total de escala mensual son consideradas series simples e independientes de datos, por cuanto se trata de una sola serie de observaciones con el tiempo de cambio conocido, es decir que se trata de una población de datos con distribución normal.

Para realizar el ajuste estadístico de las series de datos de precipitación mensual se ha efectuado la prueba de chi-cuadrado, cuyos resultados para las 14 estaciones se ajustan a una distribución normal, con un nivel de significancia del 5%.

#### 2.4.9. Análisis de Saltos y Tendencias

El análisis estadístico de presencia de “saltos y tendencias” de la información pluviométrica a escala mensual, se realiza mediante los estadísticos “T” de Student para la comprobación de variaciones en la media y “F” de Fischer en la evaluación de variancias. Estos test prueban si dos series de datos corresponden a una misma población. Se ha asumido periodos

consistentes e inconsistentes luego de la correspondiente evaluación de los histogramas (análisis gráfico y de doble masa).

Los estadísticos Tc y Fc (calculados) están dados por las siguientes expresiones matemáticas:

$$Tc = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{S \sqrt{\frac{1}{n_1} - \frac{1}{n_2}}}$$

$$S = \sqrt{\frac{\left(\frac{S_1}{n_1}\right)^2 + \left(\frac{S_2}{n_2}\right)^2}{n_1 + n_2 - 2}}$$

$$S_1 = \frac{1}{n_1 - 1} \sum_{n_1+1}^{n_2} (Xi - X_1)^2$$

$$S_2^2 = \frac{1}{n_2 - 1} \sum_{n_1+1}^{n_2} (Xi + n_1 - X_2)^2$$

$$Fc = \frac{S_1^2}{S_2^2}; (n_1 + n_2 - 2) \text{ grados de libertad}$$

Siendo:  $n_1, n_2$  = Medias de los periodos inconsistentes, respectivamente.

Donde:

$Xm_1, Xm_2$ : Medias de los periodos consistente e inconsistente, respectivamente.

$S_1, S_2$ : Desviaciones típicas de los periodos consistente e inconsistente, respectivamente.

Al 95% de significancia estadística.

Para probar la consistencia del valor medio se utilizó la prueba T de student y de manera similar para probar la consistencia de la variancia se utilizó la prueba F de Fisher según las expresiones matemáticas mostradas. Los resultados se muestran en el cuadro siguiente.

**Tabla 5.** Desviación estándar y media por análisis de doble Masa.

ESTACION	MUESTRAS		DESVACION ESTANDAR		MEDIA	
	M1	M2	Fcalculado	Ftabulado	Tcalculado	Ttabulado
ANDAGUA	1951 - 1982	1984 - 2011	3.84	1.88	2.51	2.00
CHACHAS	64-77 a 97-02	1978 - 1995	2.30	2.40	2.99	2.03
ORCOPAMPA	1951 - 1982	1983 - 2011	1.57	1.86	2.48	2.00
AYO	1951 - 1981	1996 - 2002	1.17	2.42	4.01	2.03
CHOCO	1964 - 2002	2003 - 2011	4.61	3.06	0.13	2.02
MACHAHUAY	67-72,93-02	2003 - 2011	2.56	3.22	2.43	2.07
HUAMBO	1964 - 1963	1984 - 2011	4.49	2.02	0.32	2.02
PULLHUAY	1965 - 2001	2002 - 2011	6.90	2.85	1.21	2.02
SANTO TOMAS	1964 - 1972	1999 - 2011	4.60	2.91	0.81	2.09
CHINCHAYLLAPA	1967 - 1999	2000 - 2009	2.12	2.87	2.15	2.02
SALAMANCA	1965 - 1975	1976 - 2011	16.15	2.12	2.93	2.02
JANACANCHA	1963 - 1992	1993 - 2011	3.11	2.11	0.39	2.01
YAURI	1964 - 1978	1987 - 2011	2.99	2.17	0.77	2.03

**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

#### 2.4.10. Resumen de los análisis estadísticos.

De la evaluación realizada a la información pluviométrica y que resume el cuadro anterior, se ha encontrado inconsistencia (medias muestrales diferentes) en las estaciones de Andagua, Chachas, Orcopampa, Ayo, Choco, Machahuay, Huambo, Pullhuay, Santo tomas, Yauri, Chinchayllapa, Salamanca y Janacancha.

Cuando encontramos que los parámetros de media y desviaciones estándar de las muestras de las series de tiempo, resultan estadísticamente diferentes, se corrigen los valores de las muestras.

En la mayoría de las estaciones, las correcciones se realizarán en la muestra “M1”, solo en la estación de Ayo la corrección se realizará en la muestra “M2”.

#### 2.4.11. Corrección de Datos

En el caso que las medidas y desviaciones estándar presentan cambios estadísticamente significativos, se procede a corregir las series mediante una ecuación que permite conservar los parámetros del periodo más confiable.

$$X' = \{(x - m1)/S1\} * S2 + m2 \dots \dots (1)$$

$$X' = \{(x - m2)/S2\} * S1 + m1 \dots \dots (2)$$

En donde:

X' = valor corregido

X = valor a ser corregido

La ecuación 1 se emplea cuando el precio corregido es el primero y la ecuación 2 cuando el corregido es el segundo.

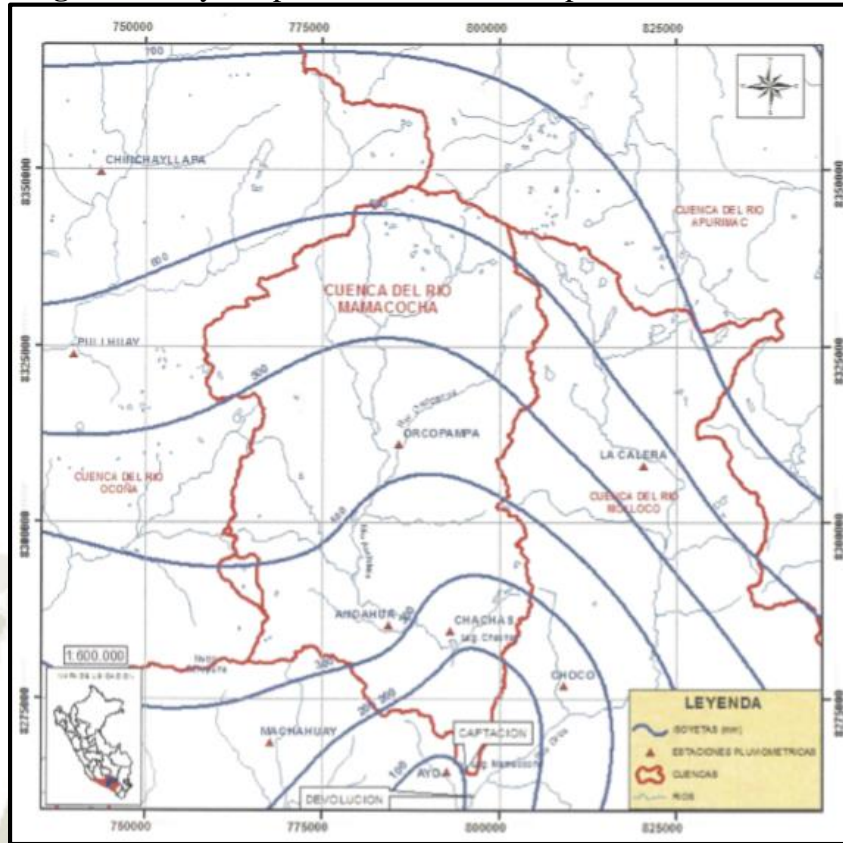
Las correcciones a realizar, que son a nivel de valores de precipitación anual, involucran también cambios proporcionales en los meses correspondientes al año concernido, lo que determina a su vez cambios en los parámetros estadísticos de los valores multimensual.

#### 2.4.12. Análisis de Doble Masa de a Información Consistente

Se realiza el análisis de doble masa de las series anuales de precipitación para verificar la consistencia. Se ha considerado la estación base al promedio de las 14 estaciones.

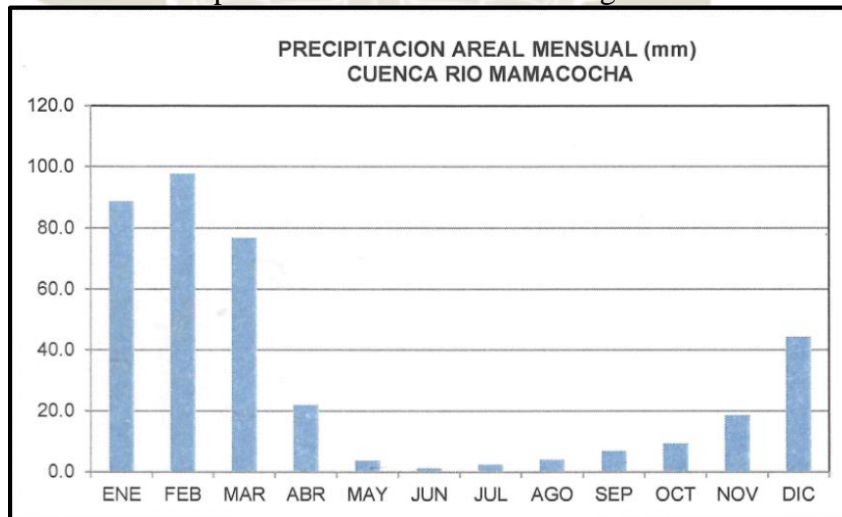
Según los gráficos de doble masa, no existen cambios resaltantes en las líneas generadas de las acumulaciones, confirmando la consistencia de la información pluviométrica del entorno de la cuenca del río Mamacocha y sobre el área de estudio.

**Figura 3:** Isoyetas promedio anuales del periodo 1965 – 2011.



**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

**Gráfico 5:** Precipitación Areal – Bocatoma Laguna de Mamacocha



**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

### 2.4.13. Hidrométrica

La hidrometría se encarga de medir, registrar, calcular y analizar los volúmenes de agua que circulan en una sección de un río, canal o tubería en la unidad de tiempo.

La cuenca en estudio, corresponde al Río Mamacocha, que es afluente del Río Colca.

Para el presente estudio, en la parte baja de la cuenca del Río Mamacocha se desea estimar el caudal en el punto de captación (1 700.00 m.s.n.m.) que se ubica en la Laguna Mamacocha en el distrito de Ayo, cuya área de drenaje es de 2 634.56 km<sup>2</sup>.; a 4.0 kilómetros aguas abajo de la bocatoma (Laguna Mamacocha), se construirá la central hidroeléctrica Mamacocha de 20.0 MW, que dispondrá del caudal captado (aguas de rebose) de la laguna de Mamacocha para su aprovechamiento hidro energético con un salto aproximado de 340.0m. las aguas turbinadas se devolverán al Río Mamacocha a unos 100.0m., aguas arriba del Río Colca.

Las estaciones hidrométricas en las cuencas hidrográficas del país, están ubicadas generalmente en la parte inferior de la cuenca húmeda y muy pocos a nivel de subcuencas. El servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI), perteneciente al ministerio del Ambiente, administra la mayor parte de las estaciones en las tres regiones hidrográficas del Perú.

En la cuenca del Río Mamacocha, en la actualidad no se dispone de secciones de control hidrométrico. Entre 1950 - 1974 se contaban con dos estaciones hidrométricas denominadas Mamacocha Tingo y Mamacocha desagüe que fueron clausuradas en 1956 y 1974, respectivamente.

Para el presente estudio, solo contamos con la información de la estación Hidrométrica Mamacocha desagüe que el SENAMHI la denomina Laguna Mamacocha, que se ubica en el Río Mamacocha a la salida de la Laguna Mamacocha.

#### **a) Análisis de la Consistencia de la Información Hidrométrica**

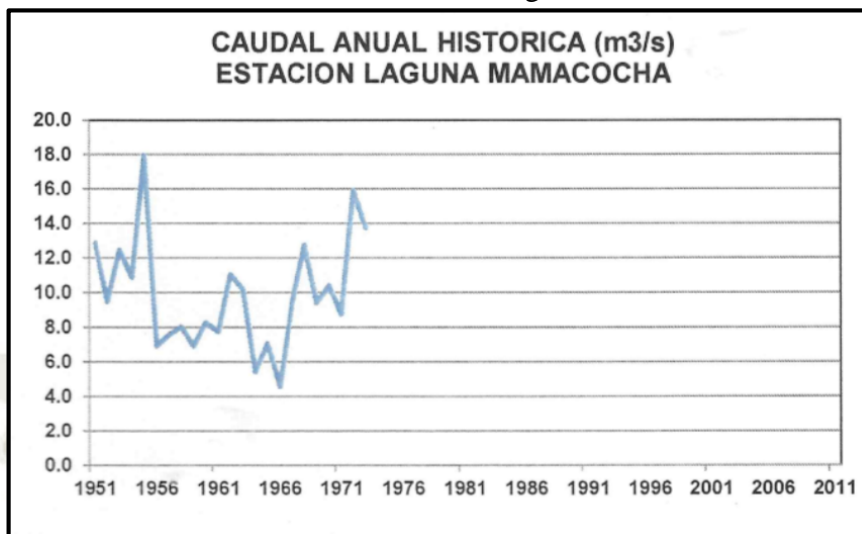
El análisis de consistencia de los caudales históricos medios mensuales, se ha realizado similarmente con la misma metodología descrita en el análisis de la información pluviométrica.

#### **b) Análisis Gráfico**

En el primer análisis de la información ha consistido en la evaluación del histograma histórico de la estación hidrométrica Laguna de Mamacocha donde se aprecia la longitud de la serie, observándose irregularidades y saltos aparentes.

De la estación considerada, al observar el histograma, se encontró saltos o periodos dudosos en la serie anual de caudales en la estación.

**Gráfico 6:** Caudal Anual Histórico Laguna Mamacochoa.



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

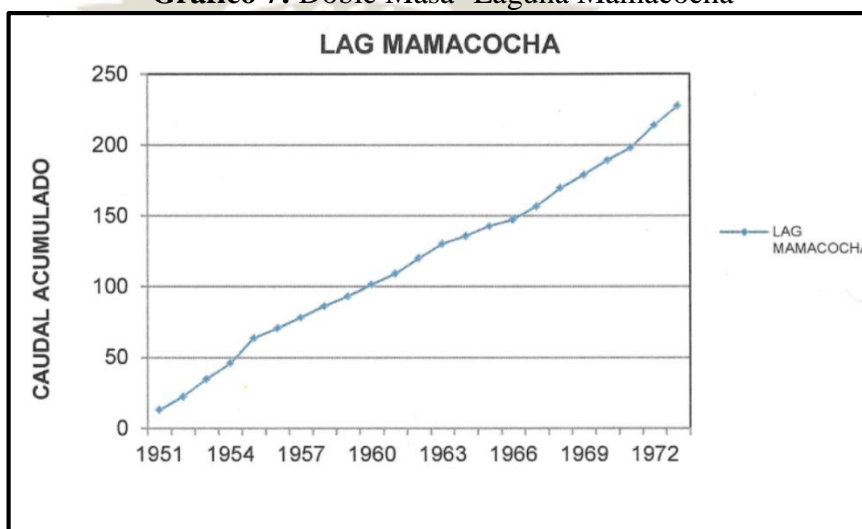
**c) Análisis de Doble Masa**

El análisis de doble masa consiste en comparar el comportamiento de cada serie hidrométrica con el resto de series, una serie frente al promedio de los demás.

Con el fin de permitir la realización del análisis de doble masa, que se efectúan a nivel anual, se completa vacíos de algunos meses mediante el correspondiente promedio multimensual.

En resumen, se han detectado quiebres a saltos sospechosos de no homogeneidad en las series de la Laguna de Mamacochoa a las cuales se les efectuara el análisis de saltos (cambios) de media y desviación estándar.

**Gráfico 7:** Doble Masa- Laguna Mamacochoa



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

Con el análisis de doble masa para periodos comunes de información, confirman los resultados del análisis gráfico.

#### **d) Análisis estadístico**

De acuerdo a los resultados de los análisis realizados (cuadro anterior) se procede a efectuar el análisis estadístico de cambios tanto en la media como en desviación estándar.

#### **e) Ajuste Estadístico de Series**

Las series históricas de precipitación total a escala mensual son consideradas series simples e independientes de datos, por cuanto se trata de una sola serie de observaciones con el tiempo de cambio conocido; es decir que se trata de una población de datos con distribución normal.

Para realizar el ajuste estadístico de las series de datos de caudales mensuales, se ha efectuado la prueba de chi – cuadrado, cuyo resultado para la estación Laguna Mamacocha se ajusta a una distribución normal, con un nivel de significancia del 5%.

#### **f) Análisis de Saltos y Tendencias**

Para probar la consistencia del valor medio se utilizó la prueba T de Student y de manera similar para probar la consistencia de la variancia se utilizó la prueba F de Fisher.

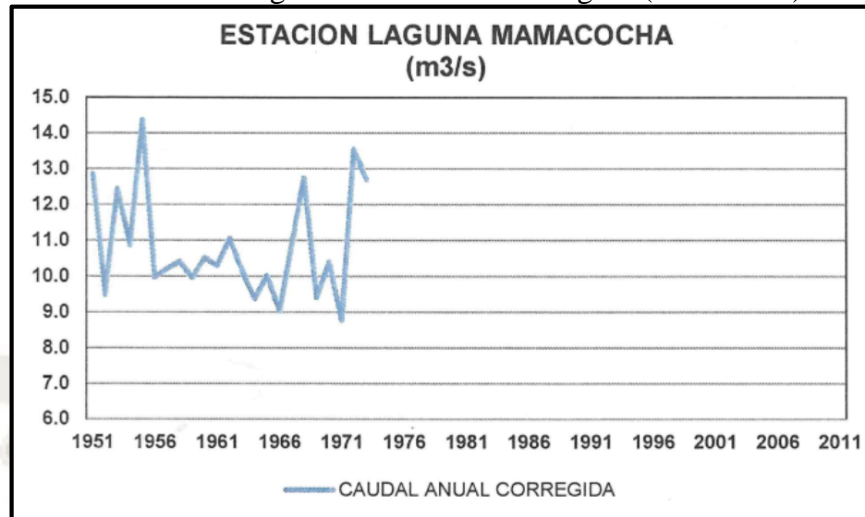
De la evaluación realizada a la información hidrométrica y que resume el cuadro anterior, se han encontrado inconsistencias (medias muestrales diferentes) en la estación Laguna Mamacocha.

Cuando encontramos que los parámetros de media y desviaciones estándar de las muestras de las series de tiempo, resultan estadísticamente diferentes, se corrigen los valores de las muestras. La corrección se realizará en la muestra “M1”.

#### **g) Corrección de Datos**

Las correcciones a realizar, son a nivel de valores de caudales anual, involucran también cambios proporcionales en los meses correspondientes al año concernido, lo que determina a su vez cambios en los parámetros estadísticos de los valores multimensual. (como se muestra en la siguiente Grafica).

**Gráfico 8:** Laguna Mamacocha Corregido (1951-1973)



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

#### **h) Extensión de los caudales mensuales de la Laguna Mamacocha**

La complementación y extensión de la información hidrométrica se realizará con el fin de obtener una serie completa y de un periodo uniforme.

La información de caudales medias mensuales corregidas en la estación Laguna Mamacocha es un periodo no tan considerable con 24 años de información mensual (1951-1974). La extensión de esta información se realizará correlacionando con las estaciones pluviométricas consistentes que se encuentran tanto dentro como fuera del ámbito de la cuenca del río Mamacocha y así obtener un registro hidrométrico final desde 1951 a 2011.

Para la generación de caudales se tiene como herramienta principalmente el análisis de correlación, que consiste en el cálculo de una medida del grado de correlación y la realización de pruebas, para determinar si es aceptable el grado de asociación correlativo.

El coeficiente de correlación “r”, es el estadístico que permite medir el grado de asociación de dos variables (lineales, potencial o polinómica) relacionados.

Se correlacionó los datos históricos mensuales comunes que se tiene entre la estación hidrométrica Laguna de Mamacocha y las diferentes estaciones pluviométricas (incluyendo la precipitación del área de la cuenca Laguna Mamacocha – ALM) del mismo mes por medio de regresiones lineales simples. La única correlación aceptable se logró en el mes de enero con la estación de Choco ( $r = -0.65$ ). Las correlaciones se parametrizaron para los meses de diciembre, enero, febrero y marzo, en donde los datos de precipitaciones mensual son constantes.

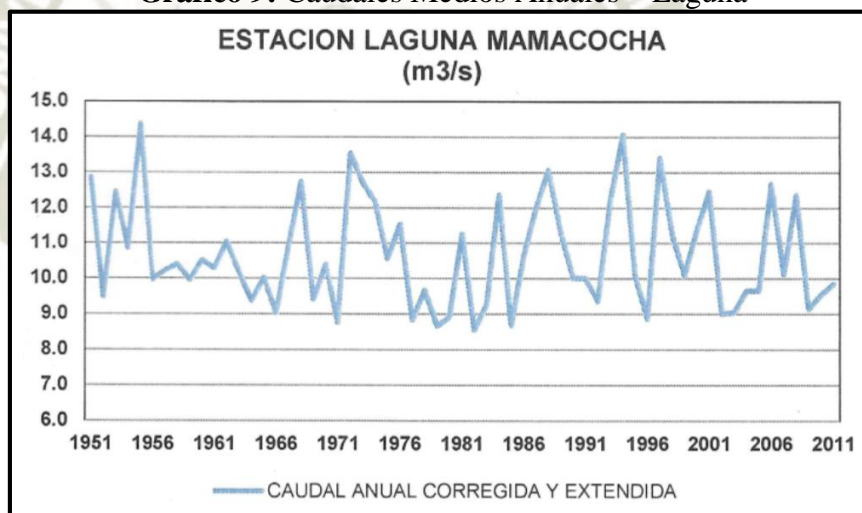
Luego se procedió a correlacionar con desfases de un mes, dos meses a doce meses entre la estación hidrométrica Laguna Mamacocha y las estaciones pluviométricas (incluye la precipitación del área de la cuenca-ALM). Con esto se obtuvo buenas correlaciones con las estaciones pluviométricas de Santo Tomas, La Calera, Huambo, Pullhuay y Machaguay, especialmente en los meses de enero y febrero.

De ambas correlaciones (mensual y por desfase) se seleccionó los mejores ajustes para cada mes y se probó la bondad de ajuste con la prueba “t” de Student, que utiliza el número de datos comunes usados y el coeficiente de correlación.

Finalmente, a cada regresión se le calculó su estadístico (t – Student) a fin de verificar su significancia, dando como resultado que todos los coeficientes de correlación de Pearson son significativos para el tamaño de la muestra con un nivel de significancia de 95%.

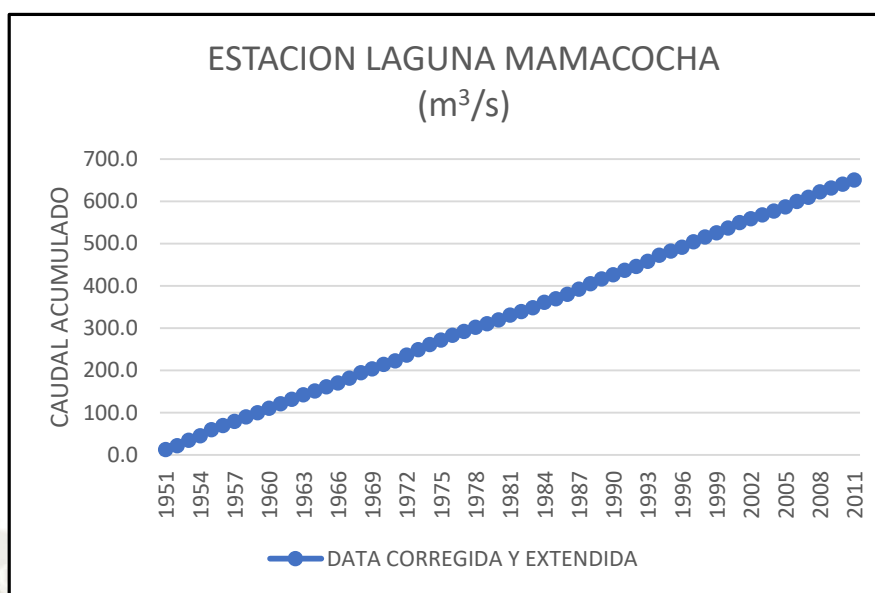
En los siguientes gráficos se aprecia un comportamiento homogéneo, que es constatado en los gráficos de histograma y de doble masa donde no presentan quiebres significativos.

**Gráfico 9:** Caudales Medios Anuales – Laguna



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

**Gráfico 10:** Doble Masa – Laguna Mamacocha (1951-2011)



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

**Tabla 6.** Caudal Mensual Corregida y Extendida–Estación Laguna Mamacocha (1951-2011).

AÑOS	ENE (mm)	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	CAUDAL ACUMULADO
1951	6.3	6.4	12.6	28.0	18.5	16.8	14.0	12.7	12.0	11.3	8.9	6.8	12.9	12.9
1952	5.1	4.8	10.1	20.5	15.1	12.4	10.6	9.2	7.1	6.9	6.2	5.5	9.5	22.3
1953	5.4	5.2	7.1	33.3	26.3	17.7	13.2	12.7	9.8	7.0	6.3	5.3	12.4	34.8
1954	5.2	4.2	5.9	24.8	14.5	14.7	13.4	18.7	8.1	8.1	6.5	6.2	10.9	45.6
1955	4.5	1.8	9.8	44.1	27.1	19.8	23.9	10.8	9.2	7.5	6.2	5.7	14.2	59.8
1956	8.5	7.1	7.4	13.7	18.5	14.2	11.7	9.9	8.9	7.1	6.5	5.9	10.0	69.8
1957	5.5	5.4	5.0	4.4	5.6	21.3	36.1	11.0	9.0	7.4	6.3	5.8	10.2	80.0
1958	5.4	4.8	4.4	5.9	15.7	18.2	18.6	13.9	11.7	11.1	9.9	5.4	10.4	90.4
1959	5.8	4.4	5.6	6.2	13.9	19.3	17.9	15.2	10.6	7.3	7.0	6.3	10.0	100.4
1960	5.0	4.7	9.8	19.6	17.1	15.5	13.9	12.3	10.6	7.8	5.1	4.7	10.5	110.9
1961	4.7	4.4	6.6	20.4	21.0	19.3	17.3	9.5	5.9	5.1	4.6	4.5	10.3	121.2
1962	3.4	6.7	15.7	17.7	17.3	16.1	15.0	14.0	9.3	6.4	5.7	5.4	11.1	132.2
1963	8.3	4.8	10.9	17.4	16.2	15.4	14.4	11.9	6.9	5.8	5.2	4.7	10.2	142.4
1964	7.6	7.5	7.4	10.5	18.7	13.2	10.1	9.1	8.5	7.1	6.0	6.5	9.4	151.7
1965	8.8	8.9	8.1	8.5	11.3	12.9	12.6	10.9	10.5	10.0	9.3	8.4	10.0	161.7
1966	10.9	10.2	9.4	9.1	6.4	8.3	10.3	10.7	9.6	8.7	7.7	7.0	9.0	170.8
1967	4.6	3.4	3.4	7.6	25.1	20.9	14.5	13.4	11.6	9.8	8.1	8.8	10.9	181.7
1968	3.8	4.7	9.2	28.2	30.2	21.5	16.3	11.4	8.4	7.6	6.2	5.3	12.7	194.4
1969	5.4	4.8	3.8	12.6	22.9	15.2	11.6	9.0	7.9	7.5	6.4	5.8	9.4	203.8
1970	5.9	5.6	6.1	18.7	21.0	15.0	12.4	10.5	9.7	8.0	6.6	5.4	10.4	214.3
1971	4.7	4.2	3.7	14.2	16.4	13.0	11.1	9.6	8.9	7.8	6.1	5.6	8.8	223.0
1972	4.3	4.1	8.7	45.2	31.4	16.6	12.3	9.8	9.0	7.8	7.0	6.2	13.5	236.6
1973	5.9	5.4	14.0	31.7	22.6	15.4	12.4	10.5	9.2	8.8	8.8	7.6	12.7	249.3

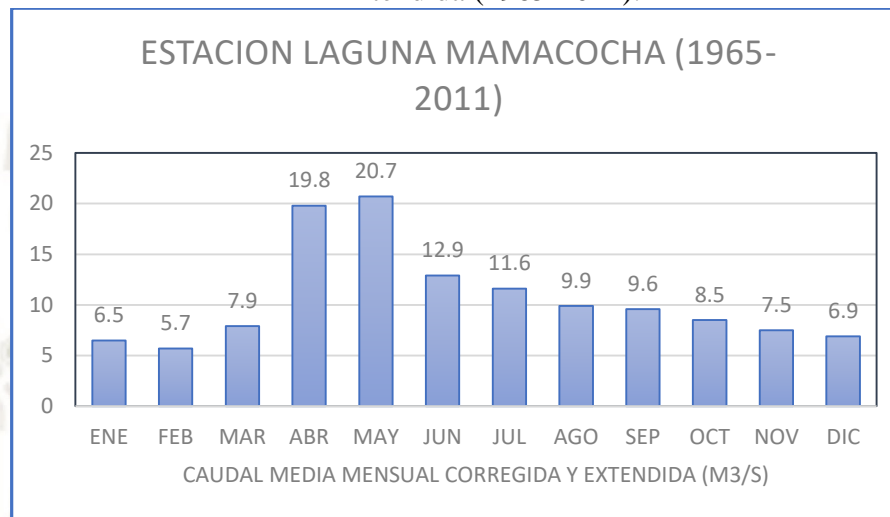
1974	7.5	7.3	20.4	26.0	18.7	10.4	12.4	10.6	9.6	8.6	7.5	7.0	12.2	261.4
1975	7.3	5.5	9.0	17.7	19.5	13.8	8.1	7.0	11.2	10.0	9.2	8.7	10.6	272.0
1976	4.2	7.4	6.1	21.5	21.7	12.6	14.0	11.9	11.2	10.0	9.2	8.7	11.5	283.5
1977	6.9	4.6	5.2	5.4	12.6	12.1	14.7	12.5	9.5	8.4	7.3	6.8	8.8	292.4
1978	4.6	6.1	9.3	22.8	22.4	9.3	9.0	7.8	7.6	6.8	5.4	4.8	9.7	302.0
1979	7.6	2.1	5.8	8.3	14.2	16.7	14.0	11.8	7.3	6.5	5.1	4.5	8.7	310.7
1980	7.0	4.2	9.7	8.9	14.5	13.0	13.2	11.2	7.8	6.9	5.6	4.9	8.9	319.6
1981	6.9	7.2	5.0	33.3	28.3	9.4	5.3	4.8	10.2	9.1	8.1	7.6	11.3	330.9
1982	6.8	5.4	5.6	7.4	13.7	10.6	15.3	12.9	7.7	6.9	5.5	4.9	8.6	339.4
1983	5.9	6.0	4.1	15.6	18.3	12.2	13.0	11.0	7.7	6.9	5.5	4.9	9.3	348.7
1984	8.0	4.0	10.3	27.0	24.7	16.9	8.3	7.2	11.9	10.6	9.9	9.5	12.4	361.0
1985	6.6	7.3	2.3	6.3	13.1	10.6	10.5	9.0	11.0	9.8	9.0	8.5	8.7	369.7
1986	4.7	6.9	9.0	24.7	23.4	9.4	7.9	6.9	10.1	9.0	8.0	7.5	10.6	380.3
1987	5.0	7.0	20.3	25.5	23.9	9.1	15.3	12.9	7.7	6.8	5.5	4.8	12.0	392.3
1988	8.0	5.4	17.3	42.3	33.4	11.1	6.1	5.4	8.4	7.5	6.3	5.7	13.1	405.4
1989	7.8	5.3	10.4	12.0	16.3	11.2	15.3	12.9	12.5	11.2	10.6	10.2	11.3	416.7
1990	8.9	5.4	4.4	12.0	16.3	10.6	15.3	12.9	10.0	8.9	7.9	7.4	10.0	426.7
1991	7.6	6.5	6.5	21.0	21.4	13.0	11.0	9.4	7.4	6.6	5.2	4.5	10.0	436.7
1992	7.8	5.4	7.5	12.9	16.8	11.9	10.5	9.0	9.1	8.1	6.9	6.4	9.4	446.1
1993	8.5	6.9	5.6	31.8	27.4	13.9	13.1	11.1	8.4	7.5	6.3	5.7	12.2	458.3
1994	3.7	6.2	11.3	36.8	30.3	10.6	15.3	12.9	11.8	10.5	9.8	9.4	14.1	472.3
1995	7.5	3.5	5.3	24.4	23.3	16.8	9.0	7.8	7.3	6.5	5.0	4.4	10.1	482.4
1996	8.2	6.9	5.7	14.2	17.6	11.3	5.5	4.9	9.5	8.5	7.4	6.8	8.9	491.2
1997	4.9	6.1	9.0	41.5	32.9	14.7	12.2	10.4	8.8	7.8	6.6	6.1	13.4	504.7
1998	6.7	6.9	8.8	28.9	25.8	9.8	9.8	8.4	8.8	7.9	6.7	6.1	11.2	515.9
1999	7.6	3.6	7.5	13.5	17.1	16.8	9.8	8.5	10.6	9.5	8.6	8.1	10.1	526.0
2000	5.1	6.3	7.6	23.8	23.0	12.7	14.8	12.5	9.1	8.1	7.0	6.4	11.4	537.3
2001	5.9	5.6	8.3	27.9	25.3	13.6	11.3	9.7	11.9	10.6	9.9	9.4	12.5	549.8
2002	7.3	4.7	5.3	7.7	13.9	14.8	11.4	9.7	9.7	8.7	7.6	7.1	9.0	558.8
2003	7.4	5.2	6.7	13.6	17.2	11.1	9.8	8.4	8.8	7.8	6.6	6.0	9.1	567.8
2004	5.4	5.0	6.2	18.2	19.8	13.0	9.1	7.8	9.3	8.3	7.2	6.7	9.7	577.5
2005	7.2	5.9	5.7	12.3	16.5	10.2	14.0	11.8	9.6	8.5	7.4	6.9	9.7	587.2
2006	5.5	5.3	10.1	26.4	24.4	15.7	11.6	9.9	12.2	10.9	10.3	9.8	12.7	599.8
2007	5.6	4.8	6.4	15.5	18.3	14.2	11.7	9.9	10.2	9.1	8.1	7.6	10.1	610.0
2008	4.6	7.0	8.5	34.7	29.1	9.2	14.6	12.3	8.5	7.6	6.4	5.8	12.4	622.3
2009	7.4	5.2	4.4	10.4	15.4	13.4	8.6	7.4	10.8	9.6	8.8	8.3	9.1	631.5
2010	6.7	6.3	8.2	15.3	18.2	11.9	10.3	8.9	8.6	7.7	6.5	5.9	9.5	641.0
2011	6.6	7.1	7.9	9.2	14.7	7.9	9.5	8.2	13.2	11.7	11.2	10.9	9.8	650.8
<b>MEDIA</b>	<b>6.3</b>	<b>5.6</b>	<b>8.1</b>	<b>19.7</b>	<b>19.9</b>	<b>13.7</b>	<b>12.7</b>	<b>10.4</b>	<b>9.5</b>	<b>8.3</b>	<b>7.2</b>	<b>6.6</b>	<b>10.7</b>	<b>661.5</b>

Fuente: Cesel Ingenieros, 2012

Para el análisis de persistencia de las descargas medias mensuales de la información extendida de la estación hidrométrica Laguna Mamacocha, se agrupa la información generada desde 1965 a 2011.

El caudal disponible en el punto de la estación hidrométrica Laguna Mamacocho, será el caudal que requerirá la central hidroeléctrica Mamacocho para un aprovechamiento hidroeléctrico con una persistencia al 75%.

**Gráfico 11:** Caudal Medias Mensuales- Laguna Mamacocho Corregida y Extendida (1965-2011).



Fuente: Cesel Ingenieros 2012

**i) Análisis de Persistencia de los Caudales Medios Mensuales Generados – Bocatoma Central Hidroeléctrica Mamacocho**

Para el análisis de persistencia de caudales en la estación hidrométrica Laguna Mamacocho (1965-2010), se ha empleado el método de Weibull que es universalmente utilizado para este tipo de análisis.

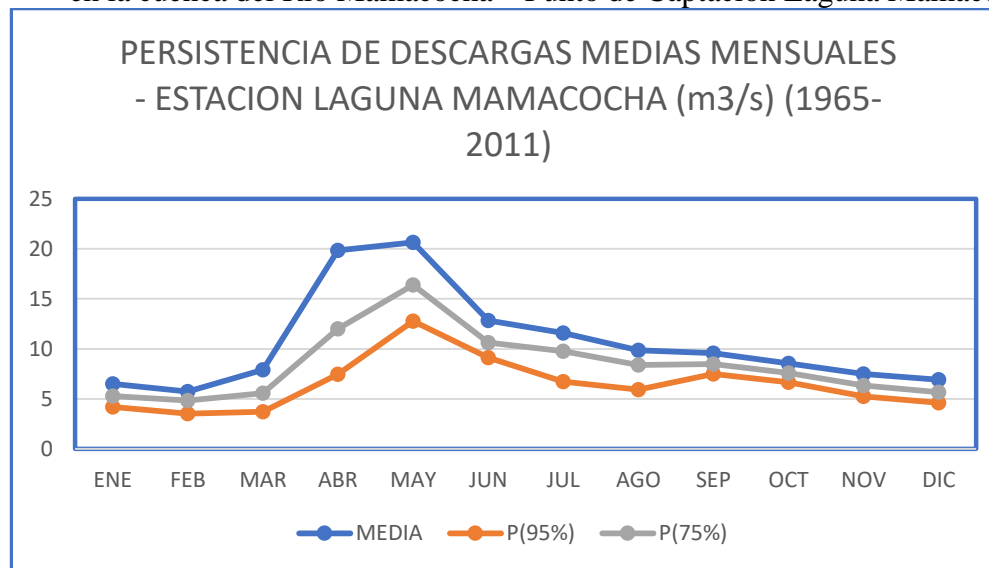
Se ha realizado el análisis de persistencia al 75% y 95% de probabilidad, los cuales se muestra en el siguiente cuadro y grafica; donde se aprecia la disponibilidad hídrica de los caudales medios mensuales al 75% y 95% de persistencia.

**Tabla 7.** Variación Mensual de los Caudales Medios al 75% y 95% de persistencia en la cuenca del Rio Mamacocho – Punto de Captación Laguna Mamacocho

LAGUNA MAMACOCHA	MESES												MEDIA ANUAL
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
MEDIA (m3/s)	6.49	5.72	7.92	19.84	20.66	12.85	11.58	9.86	9.58	8.54	7.48	6.92	10.62
P(95%) (m3/s)	4.20	3.53	3.73	7.45	12.76	9.13	6.74	5.92	7.48	6.66	5.27	4.63	6.46
P(75%) (m3/s)	5.30	4.83	5.59	12.00	16.38	10.63	9.77	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67	8.42

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

**Gráfico 12:** Variación Mensual de los Caudales Medios al 75% y 95% de persistencia en la cuenca del Rio Mamacocha – Punto de Captación Laguna Mamacocha



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

## 2.5. DISPONIBILIDAD HÍDRICA

### 2.5.1. Disponibilidad Hídrica

Para el presente estudio, la disponibilidad hídrica se ha obtenido a partir del análisis de persistencia de caudales medios mensuales extendidos en la laguna Mamacocha.

La parte baja de la cuenca del río Mamacocha, es un caso atípico de la cuenca de la costa y de la sierra, en especial a otras subcuencas del río Colca, presentando un retraso de avenidas de 2 a 3 meses respecto a la ocurrencia de las lluvias.

Esto es debido en gran parte a los depósitos volcánicos que condicionan la rápida infiltración del agua precipitada.

El caudal extendido en el punto de captación (Laguna Mamacocha), vendría a ser la oferta hídrica en situación natural de la CH Mamacocha. Por lo tanto, la disponibilidad hídrica es igual al 75% de persistencia del caudal del río Mamacocha en el punto de captación laguna Mamacocha. (Tabla 8)

**Tabla 8.** Disponibilidad Hídrica en el Punto de Capitación del proyecto CH Mamacocha ( $m^3/s$  y  $hm^3$ ).

Fuente	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Bocatoma	$m^3/s$	5.30	4.83	5.59	12.00	16.38	10.63	9.77	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67	266.02
P(75%)	$hm^3$	14.20	11.69	14.96	31.11	43.88	27.55	26.18	22.50	22.02	20.31	16.42	15.20	

**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

La disponibilidad hídrica promedio en el punto de captación bocatoma es de 8.42 m<sup>3</sup>/s y con un volumen anual de 266.02 hm<sup>3</sup>.

### 2.5.2. Análisis de Persistencia mensual de Probabilidad de Ocurrencia de caudales

Es una curva que expresa que porcentaje de tiempo el caudal es superior a un determinado valor. Para su obtención se ordenan todos los datos de caudales medios mensuales de mayor a menor, y se van calculando los distintos puntos de la curva. En abscisas se indica el porcentaje de días en que el caudal ha sido igual o superior y en ordenadas se indica dicho valor (ver la siguiente Tabla).

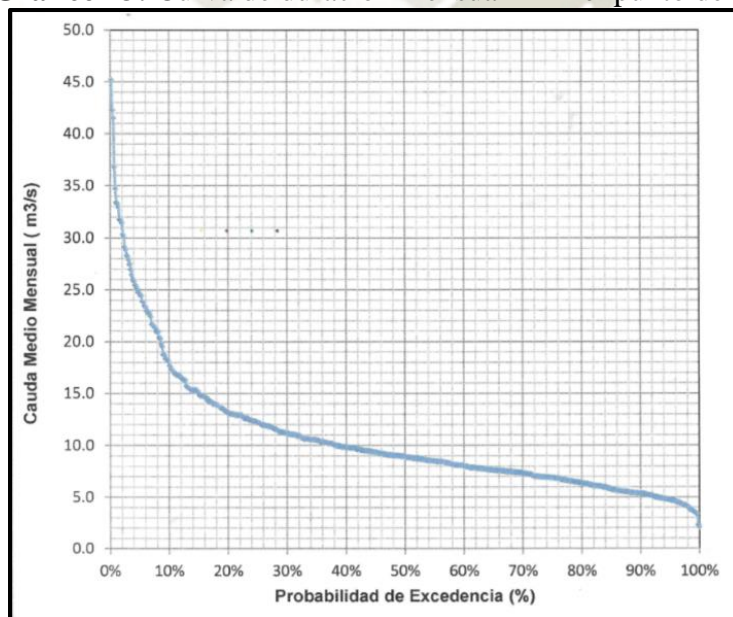
**Tabla 9.** Probabilidad del Caudal por m<sup>3</sup>/s – Laguna Mamacocha

<b>PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA %</b>	<b>25%</b>	<b>50%</b>	<b>75%</b>	<b>90%</b>	<b>95%</b>
<b>Caudal (m<sup>3</sup>/s)</b>	12.23	8.92	6.88	5.38	4.74

**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

Al 75% de persistencia el caudal en el punto de captación laguna Mamacocha es de 6.88 m<sup>3</sup>/s y al 95 % es de 4.74 m<sup>3</sup>/s no cubre la disponibilidad hídrica para que el proyecto CH Mamacocha opere a plena capacidad.

**Gráfico 13:** Curva de duración mensual – En el punto de captación



**Fuente:** Cesel Ingenieros, 2012

### 2.5.3. Demanda de Agua Futura

Actualmente en la zona del proyecto no existe obra de infraestructura de captación comprometida entre la bocatoma de CH Mamacocha y la devolución del proyecto, donde la demanda futura dependerá únicamente de los caudales requeridos por la CH Mamacocha y el caudal ecológico requerido para sostener la fauna y flora en el tramo a afectado. La central hidroeléctrica será diseñada para utilizar 6.90 m<sup>3</sup>/s. dicho caudal se puede garantizar, de acuerdo a los registros de caudales medios mensuales del río Mamacocha. En este caso cuyo comportamiento es diferente a un ciclo hidrológico normal donde los caudales de avenidas se presentan a partir del mes de abril, durante los meses de estiaje, y las mayores restricciones se registran en épocas de avenidas.

El cuadro que a continuación muestra representa la demanda futura mensual de agua en el punto de captación del proyecto CH Mamacocha.

**Tabla 10.** Demanda hídrica futura mensual de agua requerida para el proyecto CH Mamacocha en m<sup>3</sup>/s.

Usuario	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CH Mamacocha	m <sup>3</sup> /s	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
Caudal Ecológico	m <sup>3</sup> /s	0.65	0.57	0.79	1.98	3.10	1.93	1.74	1.48	1.44	1.28	1.12	0.69
<b>Total</b>	<b>m<sup>3</sup>/s</b>	<b>8.15</b>	<b>8.07</b>	<b>8.29</b>	<b>9.48</b>	<b>10.60</b>	<b>9.43</b>	<b>9.24</b>	<b>8.98</b>	<b>8.94</b>	<b>8.78</b>	<b>8.62</b>	<b>8.19</b>

Fuente: Cesel Ingenieros, 2012

## 2.6. BALANCE HÍDRICO

### 2.6.1. Consumo Actual

El caudal generado al 75% de persistencia en el punto de captación laguna Mamacocha, es la disponibilidad hídrica que ofrece el río en ese punto en situación natural, por lo que el caudal vendría ser la precipitación efectiva o escorrentía directa de la cuenca del río Mamacocha en la bocatoma.

Entonces, la disponibilidad hídrica de la CH Mamacocha dependerá del aporte de agua superficial en el punto de control de la bocatoma laguna de Mamacocha al 75% de persistencia.

El siguiente cuadro resume la disponibilidad hídrica promedio mensual de la unidad hidrográfica.

**Tabla 11.** Disponibilidad Hídrica Mensual en m<sup>3</sup>/s

USUARIO	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Mamacocha Caudal (75%)	m3/s	5.30	4.83	5.59	12.00	16.38	10.30	9.77	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67
Otras fuentes	m3/s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	m3/s	5.30	4.83	5.59	12.00	16.38	10.30	9.77	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67

Fuente: Cesel Ingenieros, 2012

### 2.6.2. Demanda Hídrica Actual en Situación Actual y Futura

**Tabla 12.** Demanda Hídrica Actual y Futura

Usuario	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Oferta - total	m3/s	5.30	4.83	5.59	12.00	16.38	10.63	9.77	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67
Q Mamacocha (75%)	m3/s	5.30	4.83	5.59	12.00	16.38	10.63	9.77	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67
Demanda - Total	m3/s	8.15	8.07	8.29	9.48	10.60	9.43	9.24	8.98	8.94	8.78	8.62	8.19
CH Mamacocha	m3/s	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50
Caudal Ecologico	m3/s	0.65	0.57	0.79	1.98	3.10	1.93	1.74	1.48	1.44	1.28	1.12	0.69
Excedentes	m3/s	-2.85	-3.24	-2.70	2.52	5.78	1.20	0.53	-0.58	-0.44	-1.20	-2.28	-2.52
Demanda atendida	m3/s	5.30	4.83	5.59	9.48	10.60	9.43	9.24	8.40	8.50	7.58	6.34	5.67
	%	65.07	59.86	67.36	100.00	100.00	100.00	100.00	93.54	95.07	86.36	73.50	69.27

Fuente: Cesel Ingenieros, 2012

### 2.6.3. Balance Hídrico en Situación Actual y Futura

**Tabla 13.** Demanda atendida CH Mamacocha al 75 % de persistencia en m3/s.

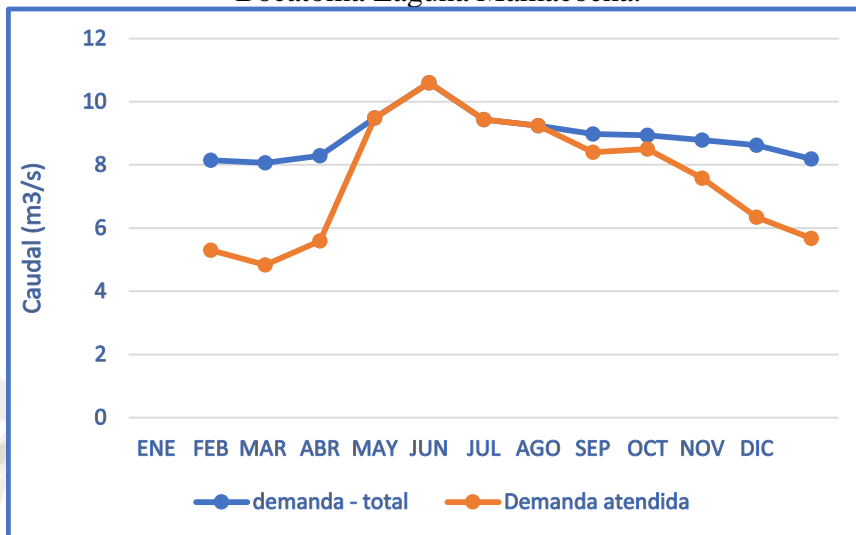
Demanda atendida CH Mamacocha	Unidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
	m3/s	4.65	4.26	4.79	7.5	7.5	7.5	7.5	6.92	7.06	6.3	5.22	4.98
	%	62.04	56.80	63.91	100.00	100.00	100.00	100.00	92.26	94.13	84.04	69.53	66.44
Total	Hm <sup>3</sup>	12.46	10.3	12.84	19.44	20.09	19.44	20.09	18.53	18.3	16.88	13.52	13.35
<b>TOTAL 195.24 Hm<sup>3</sup></b>													

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

Según el balance hídrico, en los meses de agosto a diciembre y de enero a marzo se registran déficit hídrico y en los meses de abril a julio muestra superávit de recurso hídrico. La oferta hídrica total es de 266.02 Hm<sup>3</sup>, mientras tanto la demanda hídrica total anual es de 280.73 Hm<sup>3</sup>, llegando a un balance hídrico anual resultante de negativo de 14.71 Hm<sup>3</sup>, indicando que hay déficit en la cuenca del río Mamacocha (como se muestra en las siguientes graficas). Como se indica en el balance hídrico y en el cuadro, la demanda hídrica del proyecto C. H. Mamacocha es atendida al 100 % desde abril a julio, para luego descender desde 92.26 %

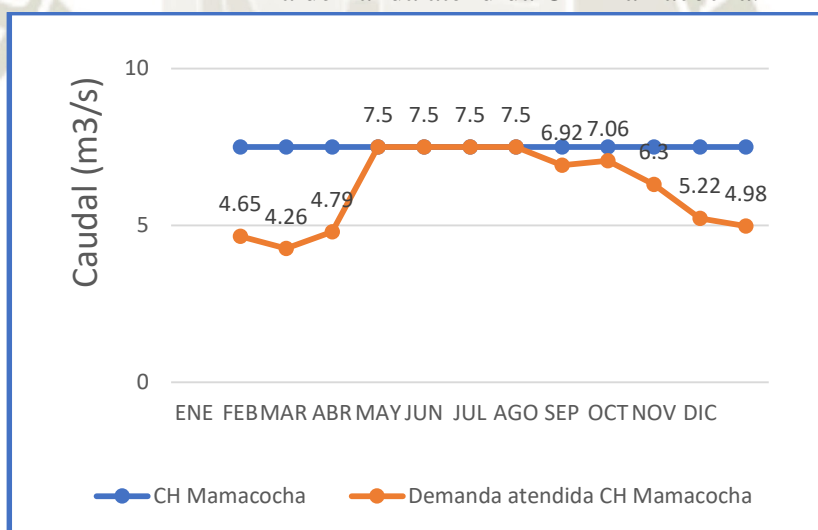
en agosto a 56.80 % en febrero, donde la demanda atendida de la C. H. Mamacocha es la más baja (ver gráfico siguiente).

**Gráfico 14:** Comparación de la Oferta total y demanda total-  
Bocatoma Laguna Mamacocha.



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

**Gráfico 15:** Comparación de la demanda CH Mamacocha y  
la demanda atendida CH Mamacocha.



**Fuente:** Cesel Ingenieros 2012

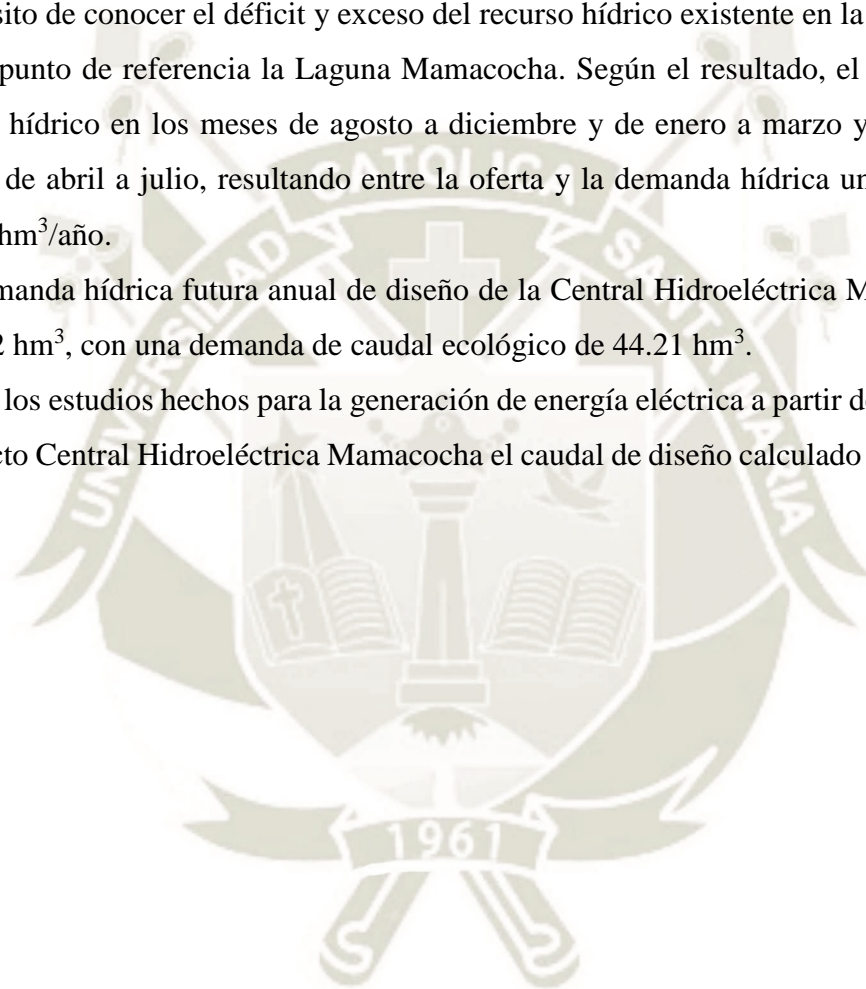
**Conclusiones:**

El análisis de la persistencia de la serie de caudales en la bocatoma Laguna de Mamacocho, que consta de 564 valores, muestra que el caudal al 50 % de la persistencia mensual es de  $8.92 \text{ m}^3/\text{s}$ ; al 75% de la persistencia es de  $6.68 \text{ m}^3/\text{s}$  y al 95% de persistencia es de  $8.47 \text{ m}^3/\text{s}$ .

El balance hídrico se ha desarrollado a nivel de la cuenca del río Mamacocho, con el propósito de conocer el déficit y exceso del recurso hídrico existente en la cuenca, teniendo como punto de referencia la Laguna Mamacocho. Según el resultado, el balance presenta déficit hídrico en los meses de agosto a diciembre y de enero a marzo y superávit en los meses de abril a julio, resultando entre la oferta y la demanda hídrica un déficit anual de  $14.71 \text{ hm}^3/\text{año}$ .

La demanda hídrica futura anual de diseño de la Central Hidroeléctrica Mamacocho, es de  $236.52 \text{ hm}^3$ , con una demanda de caudal ecológico de  $44.21 \text{ hm}^3$ .

Según los estudios hechos para la generación de energía eléctrica a partir de la captación del proyecto Central Hidroeléctrica Mamacocho el caudal de diseño calculado sería de  $6.9 \text{ m}^3/\text{s}$ .



## CAPITULO III

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

El agua que fluye desde un nivel superior a otro inferior posee una determinada energía cinética susceptible de ser convertida en trabajo. Un sistema hídrico requiere de un caudal de agua y una distancia vertical, a lo largo del cual cae (diferencia de altura) para producir potencia útil. Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como la que absorbe, pues una parte de dicha energía se pierde en el sistema mismo en forma de fricción, calor, ruido, etc.

La transformación de la energía potencial del agua en energía mecánica se realiza a través de turbinas hidráulicas que utilizan la energía potencial de una masa de agua en un desnivel existente entre dos secciones de un canal a cielo abierto, aguas arriba y aguas abajo, la potencia mecánica producida en el eje de la turbina se puede utilizar directamente para realizar trabajo o para producir energía eléctrica, conectando el eje de la turbina a un generador.

El rendimiento global de la instalación es una fracción de la potencia que se puede obtener, teniendo en cuenta las inevitables pérdidas de energía (mecánica, hidráulica y eléctrica).

Una instalación hidroeléctrica está formada por conductos y componentes hidráulicos (sistema de captación de agua, tomas de agua, sistema de canalización y de restitución, casa de máquinas) y por componentes electromecánicos (turbina, generador, sistemas de mando).

El agua procedente de los sistemas de toma de agua es conducida, a través de canales o conductos al desarenador, cámara de carga, que determina el nivel del canal a cielo abierto superior, necesario en función del salto útil para la central. Desde este punto, el agua es canalizada a las turbinas a través de conductos forzados y al pasar por las paletas móviles (ubicadas en el rotor), que generan el movimiento rotacional.

En el siguiente cuadro se muestra la clasificación de las Mini centrales hidroeléctricas (M.C.H) según la potencia de acuerdo a dos organismos internacionales.

**Tabla 14.** Clasificación de Micro Centrales Hidroeléctricas según la potencia

REGION	INSTITUCION	MICRO CENTRAL	MINI CENTRAL	PEQUEÑA CENTRAL
Mundial	ONUDI (1)	< 100 kW	101 - 2000 kW	2000 - 10000 kW
Latinoamérica	OLADE (2)	< 50 kW	51 - 500 kW	500 - 5000 kW

**Fuente:** ONUDI – OLADE

Según la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), denomina a las centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 5 MW dentro de la generación a pequeña escala, también hace la siguiente clasificación:

**Tabla 15.** Magnitud de Centrales Hidroeléctricas

MAGNITUD DE LAS CENTRALES	POTENCIA
Pequeñas centrales	P < 5000 kW
Minicentrales	P < 500 kW
Microcentrales	P < 50 kW
Picocentrales	P < 5 kW

**Fuente:** ONUDI - OLADE

Entre las ventajas de las instalaciones a pequeña escala, pueden mencionarse las siguientes:

- Son muy variadas y su central es muy sencilla
- Necesitan un limitado recurso hídrico para producir energía eléctrica
- Producen energía eléctrica cerca del usuario
- Ocupan sitio y gracias a su estructura compacta, son poco fáciles de transportar, incluso en lugares inaccesibles.

Este tipo de generación de energía a pequeña escala generalmente es utilizada para suministrar energía eléctrica a las redes, así como también en sistemas aislados donde no llega la red, y en algunos casos proveen de electricidad a pequeñas industrias y comunidades rurales.

### 3.2. TURBOMÁQUINAS

“Turbo” o “Turbinis” es de origen latino y significa “algo que gira”. Una turbomáquina es un aparato que altera el movimiento de un fluido no confinado de tal forma que se transmite un torque a un rotor o se desarrolla un empuje propulsor. Las turbinas extraen trabajo útil de la energía del fluido, mientras que las bombas hacen lo contrario, es decir agregan energía a los fluidos (Shames, 1995).

Si a su paso a través de la turbina o bomba el fluido no se confina en ningún momento, puede considerarse al aparato como una turbomáquina, caso contrario se conoce como una máquina de desplazamiento positivo (Shames, 1995).

En el caso de la **turbina**, el ensamble de los álabes que se encuentran unidos al eje se conoce como **rotor**, mientras que en las **bombas** se conoce como **impulsor**.

A continuación, se mencionan los dispositivos incluidos aquí.

- a. Bombas y turbinas, son turbomáquinas en la cual el fluido es un líquido.
- b. Compresor, transmite energía a un gas con el fin de obtener una alta presión, pero con velocidad baja.
- c. Ventilador, causa el movimiento de un gas con un pequeño cambio en la presión.
- d. Soplador, imparte una velocidad y una presión sustanciales a un gas.

**Figura 4:** Principales Turbomáquinas



**Fuente:** Internet

### 3.3. TURBINAS HIDRÁULICAS

En el proceso de transformación de la energía de un fluido en energía mecánica o viceversa, se emplean diferentes tipos de máquinas, que pueden clasificarse del siguiente modo (Alberto Mejia, 2011):

- a. **Máquinas gravimétricas:** Utilizan la variación de energía geodésica del fluido, a ellas pertenecen por ejemplo las ruedas hidráulicas.
- b. **Máquinas hidrostáticas:** También llamadas de desplazamientos positivos o volumétricos, aprovechan fundamentalmente las variaciones de la energía de presión del fluido. Se construyen en dos variantes: Reciprocantes y Rotativas. Por ejemplo, las máquinas de vapor, los motores de combustión interna de ciclo Otto y Diesel, las bombas de embolo, las bombas de engranajes, etc.
- c. **Maquinas rotodinámicas o turbomáquinas:** Aprovechan las variaciones de energía cinética que el fluido experimenta a su paso por la máquina.

De acuerdo a lo anterior, una turbina hidráulica viene a ser una turbomáquina, en la cual el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua a fluir a través de un sistema de álabes rotativos (Fernandez Diez, 2008).

En este sistema denominado rodete, puede ocurrir una simple desviación del flujo de agua, o en otros casos, una desviación y una aceleración de este flujo.

### 3.4. CLASIFICACIÓN DE LAS TURBINAS HIDRÁULICAS

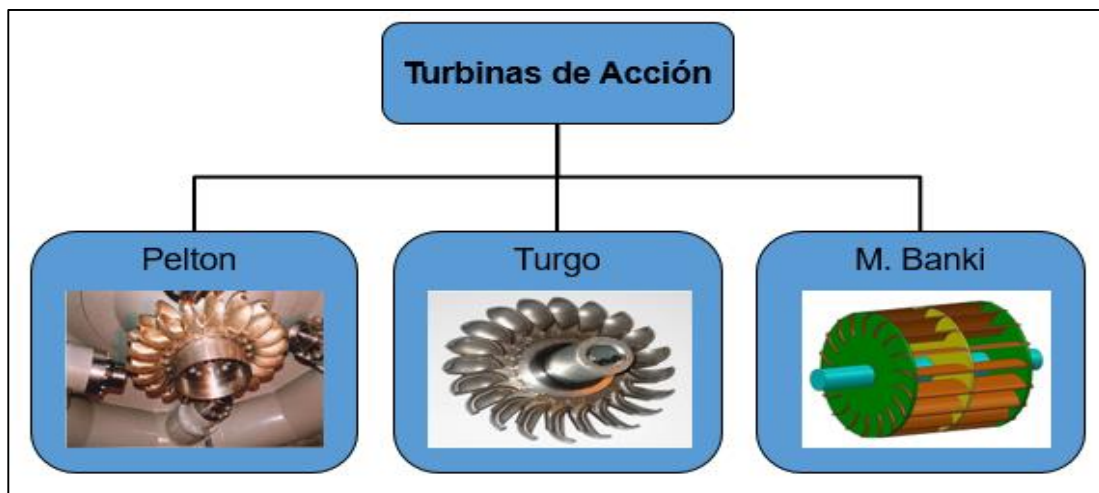
#### 3.4.1. Según la variación de la presión estática a través del rodete

##### a. Turbinas de acción o impulso:

Se utiliza cuando la presión estática permanece constante entre la entrada y la salida del rodete. Es decir, cuando el agua sale del distribuidor a la presión atmosférica y llega al rodete con la misma presión; en estas turbinas toda la energía potencial de salto se transmite al rodete en forma de energía cinética (Alberto Mejia, 2011), que se desarrolla en la boquilla.

En las turbinas de acción, el empuje y la acción del agua coinciden.

**Figura 5:** Tipos de Turbinas hidráulicas de acción.



**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

Si se ignoran la fricción y la gravedad, el chorro no experimenta ningún cambio en su velocidad respecto a los álabes del rotor sobre el que se mueve y el fluido emerge del rotor con la misma presión que tenía cuando entró a este (Fernandez Diez, 2008).

La característica fundamental de este tipo de turbinas consiste en que la expansión de presión ocurre en la boquilla y no en los álabes del rotor.

A continuación, se mencionan las turbinas de acción o impulso:

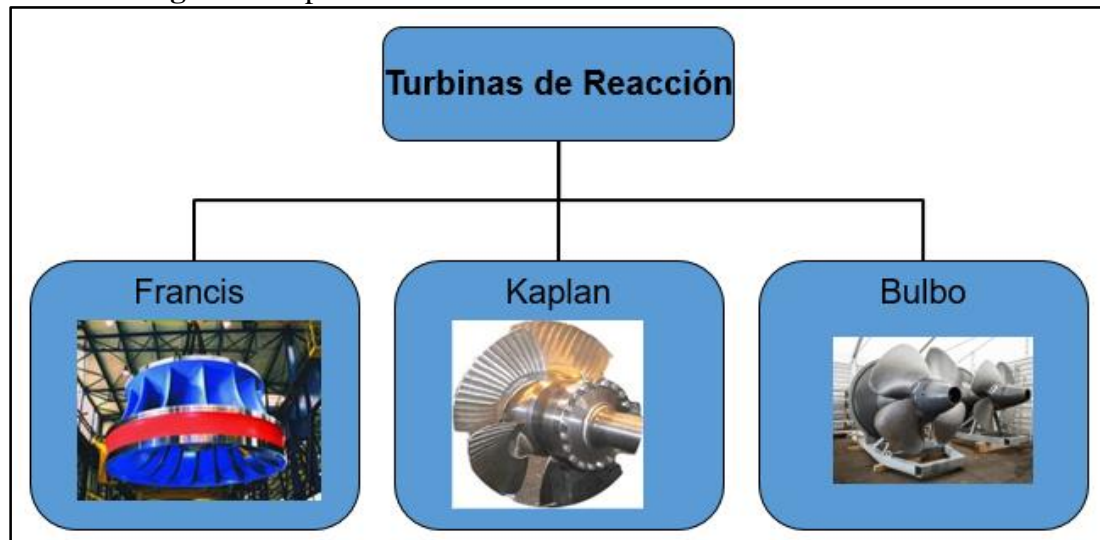
- a. Turbinas Pelton de 1 o más inyectores
- b. Turbinas Turgo
- c. Turbinas Michell Banki

**b. Turbinas de reacción o sobrepresión:**

Cuando la presión estática va disminuyendo entre la entrada y la salida del rodete, a medida que atraviesa los alabes, 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 de salto se transforma una parte en energía cinética y la otra en energía de presión (Fernandez Diez, 2008).

En las turbinas de reacción, el empuje y la acción del agua son opuestos.

**Figura 6:** Tipos de Turbinas Hidráulicas de Reacción.



**Fuente:** Pedro Fernández Díez, 2008

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 del eje en giro.

Si se ignoran la fricción y la gravedad, la velocidad del fluido en relación a los álabes del rotor, no es constante, como si lo es en el caso de una turbina de acción. En lugar de esto, la velocidad se incrementará a lo largo de los álabes del rotor, de manera que este parcialmente actúa como una boquilla (Fernandez Díez, 2008).

A continuación, se mencionan las turbinas de reacción.

- a. Bomba funcionando como turbina.
- b. Turbinas Francis, en sus variantes: lenta, normal y rápida.
- c. Turbina Deriaz.
- d. Turbina Kaplan y de Hélice.
- e. Turbinas axiales en sus variantes: Tubular, Bulbo y Generador periférico.

El patrón de flujo requerido para que el fluido ingrese en forma apropiada al rotor se desarrolla mediante el uso de álabes estacionarios conocidos como álabes directores (Distribuidor), los cuales se localizan en el exterior de la periferia del rotor.

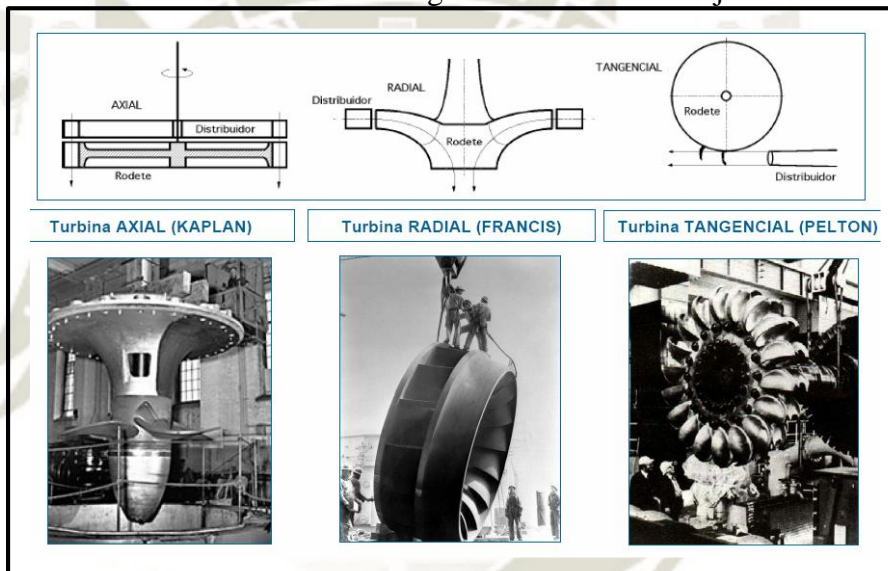
Debido a que el rotor de una turbina de reacción se encuentra siempre llena de fluido, a diferencia de lo que ocurre con una turbina de acción, donde solo algunos álabes están en contacto directo con el fluido en un momento dado, es evidente que, para la misma salida de energía, la turbina de reacción tiene un rotor menor que el de la turbina de acción.

### 3.5. SEGÚN LA DIRECCIÓN DEL FLUJO A TRAVÉS DEL ÁLABE

Este tipo de clasificación determina la forma geométrica del rodete (Fernandez Diez, 2008):

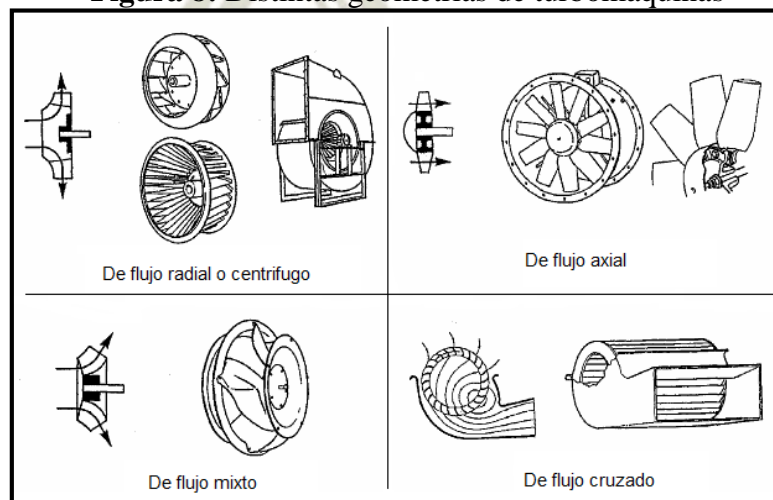
- Turbinas de flujo tangencial: El agua entra lateral o tangencialmente contra los alabes del rodete (Pelton).
- Turbinas de flujo radial: El agua entra perpendicularmente al eje, siendo centrifugas cuando el agua va de adentro hacia afuera (bombas) y centrípetas cuando el agua va de afuera hacia dentro, (Turbina Francis).
- Turbinas de flujo axial: El agua entra paralelamente al eje (Kaplan).
- Turbinas de flujo semi-axial: Es la combinación de la axial y la radial.

**Figura 7:** Clasificación de turbinas según la dirección de flujo a través del álabe



**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

**Figura 8:** Distintas geometrías de turbomáquinas



**Fuente:** José Gonzales Pérez y Julián Martínez, 2006

### 3.6.SEGÚN EL GRADO DE ADMISIÓN DEL RODETE

Considerando la alternativa de que los álabes del rodete estén sometidos parcial o simultáneamente a la acción del flujo de agua:

- a. Turbinas de admisión parcial (Pelton)
- b. Turbinas de admisión total (Francis, Kaplan)

### 3.7. VELOCIDAD ESPECÍFICA DE REVOLUCIONES DE POTENCIA PARA SELECCIÓN DE UNA TURBINA HIDRÁULICA

**Número de revoluciones específico de potencia  $N_s$ :** Es el número específico de revoluciones a que giraría una turbina para que, con un salto de 1 metro, genere una potencia de 1 HP o 1 kW (Fernandez Diez, 2008).

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H_n^{5/4}} \dots\dots\dots (Ec.1)$$

Donde:

$N_s$ : Número de revoluciones específico de potencia

$N$ : Número de revoluciones (RPM)

$P$ : Potencia (HP)

$H_n$ : Altura neta (m)

Se define  $N_s$  como el número de revoluciones de una turbina de 1 HP o kW de potencia y altura o salto de 1 m, tiene el mismo rendimiento hidráulico que otra turbina semejante de potencia (HP) o (kW), bajo un salto ( $H_n$ ) en metros, girando a  $N$  rpm (Fernandez Diez, 2008).

**Número de revoluciones específico de caudal  $N_q$ :** Es el número específico de revoluciones por minuto a la que giraría una turbina para evacuar  $Q= 1 \text{ m}^3/s$ , bajo un salto de  $H= 1\text{m}$ , con el máximo rendimiento posible.

Su expresión se puede deducir de las relaciones de semejanza de turbinas entre caudales y revoluciones por minuto (Fernandez Diez, 2008).

$$N_q = \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \dots\dots\dots (Ec.2)$$

Donde:

$N_q$ : Número específico de revoluciones de caudal

$N$ : Número de revoluciones (rpm)

$Q$ : Caudal ( $\text{m}^3/s$ )

H: Altura (m)

El  $N_q$  es el más usado, porque los datos del problema generalmente suelen ser, el caudal  $Q$  y el salto neto de  $H$ , y no la potencia.

Para calcular  $N_s$  es preciso determinar previamente la potencia fijando un rendimiento global que no se conoce, y que varía en cada salto con el caudal y con la velocidad.

La ventaja de  $N_q$  frente al  $N_s$ , radica en que no se basa en hechos hipotéticos, sino sobre datos que se pueden determinar exactamente antes de construir la turbina. (Fernandez Diez, 2008)

Estas velocidades específicas son de gran importancia para elegir el tipo de turbina, como se muestra en la tabla 16.

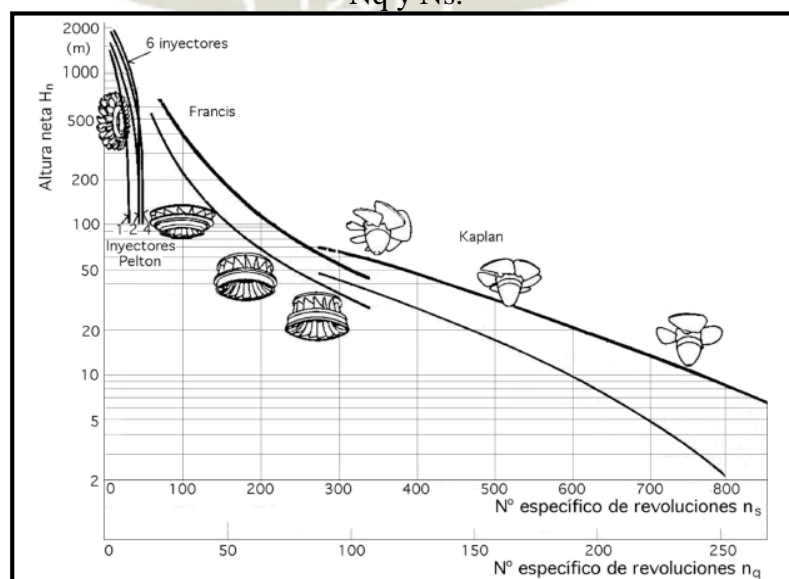
**Tabla 16.** Valores de  $N_q$  y  $N_s$  para diversos tipos de turbinas.

$2 < N_s < 30$	Pelton de un inyector	$0.6 < N_q < 9$
$30 < N_s < 60$	Pelton de varios inyectores	$9 < N_q < 18$
$60 < N_s < 200$	Francis lenta	$18 < N_q < 60$
$N_s = 200$	Francis normal	$N_q = 60$
$200 < N_s < 450$	Francis rápida	$60 < N_q < 140$
$450 < N_s < 500$	Francis de varios rodets, y T. hélice	$140 < N_q < 152$
$500 < N_s < 1350$	T. hélice y Kaplan	$152 < N_q < 400$

**Fuente:** Fernández Diez, 2008

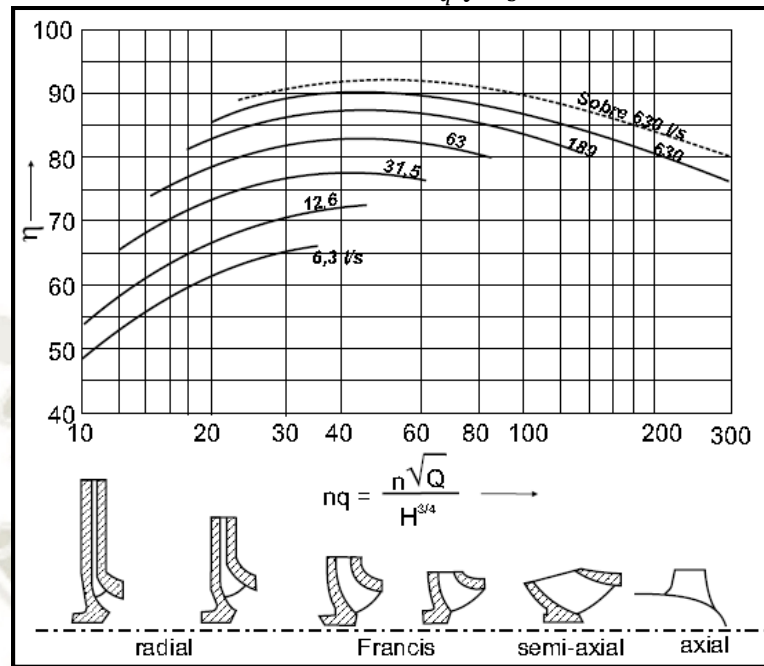
En la Figura 9, se puede seleccionar los tipos de impulsores de los diferentes tipos de turbinas, de acuerdo al  $N_s$ .

**Figura 9:** Campo de aplicación de los diferentes tipos de impulsores de turbinas en base a  $N_q$  y  $N_s$ .



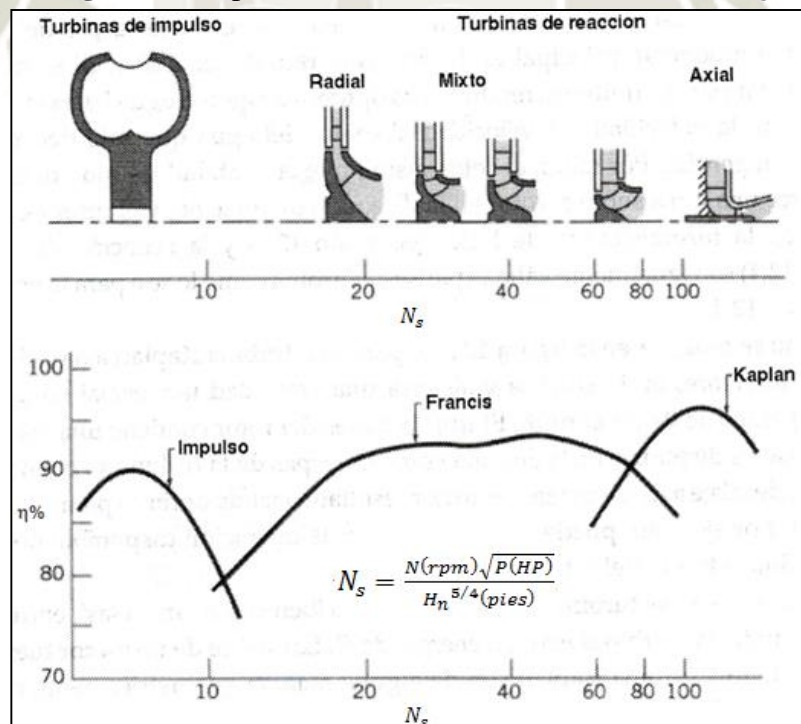
**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

**Figura 10:** Campo de aplicación de los diferentes tipos de impulsores de turbinas en base a  $N_q$  y  $N_s$ .



**Fuente:** Centro de entrenamiento de productos KSB, (2002) 1° Edición, “Manual de Entrenamiento, Selección y Aplicación de Bombas Centrifugas”, KSB Compañía Sudamericana de Bombas

**Figura 11:** Tipos de rotores de turbinas de acuerdo a  $N_s$



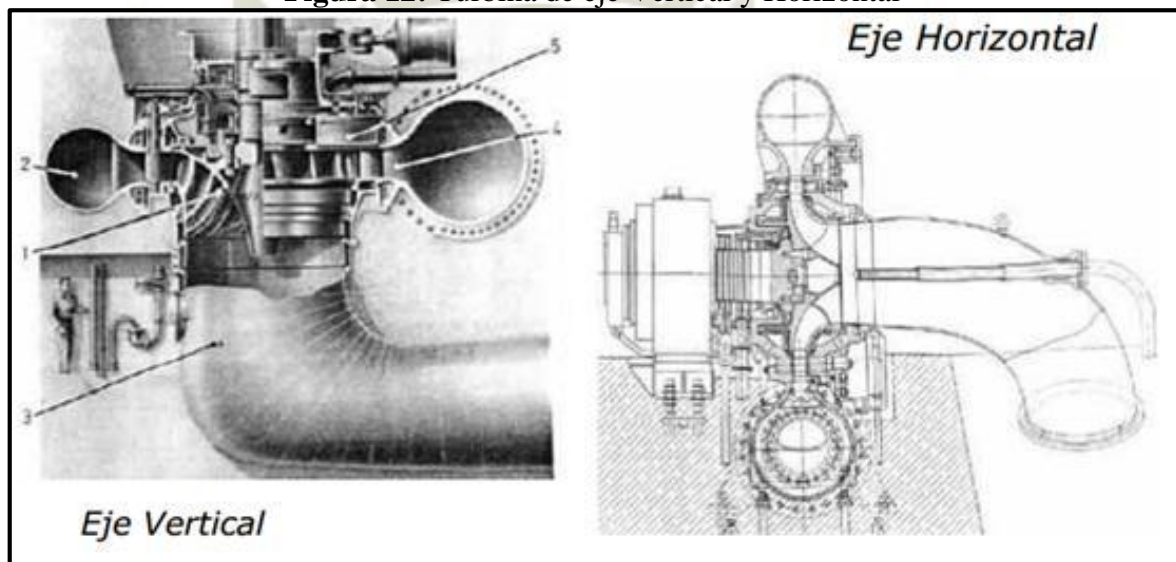
**Fuente:** Pedro Fernández Díez, 2008

### 3.8. TURBINA FRANCIS

La turbina Francis es básicamente lo contrario a una bomba centrífuga, ya que tienen los mismos parámetros que determinan la forma de los diagramas de velocidad y por lo tanto el rendimiento.

Otra diferencia está en que la turbina Francis cuenta con un distribuidor para poder regular el ángulo de ataque al rotor y con este la potencia, mientras que la bomba no cuenta con este equipo ya que no es necesario regular nada, pero de ser necesario se le puede acoplar un distribuidor o un guiador para conseguir la potencia necesaria, siempre y cuando su funcionamiento sea de una bomba operando como turbina.

**Figura 12:** Turbina de eje Vertical y Horizontal



**Fuente:** Web Site Faeitch2012

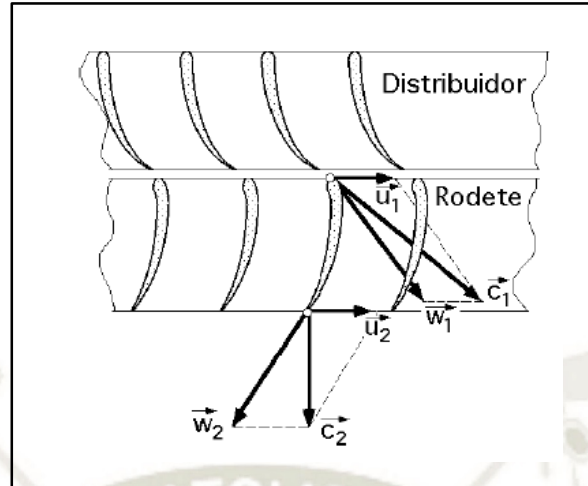
<https://faeitch2012.wordpress.com/2012/01/31/hello-world/>

### 3.9. TRIANGULO DE VELOCIDADES EN LAS TURBINAS HIDRAULICAS

El triángulo de velocidades de una turbina representa una parte muy importante porque nos indica la dirección y la magnitud de ingreso y salida del agua a los álabes, o la salida del agua del distribuidor e ingreso también a los álabes.

Para entender el movimiento del agua en las turbinas hidráulicas, se utiliza una nomenclatura universal que define los triángulos de velocidades, a la entrada y a la salida del rodete (álabe) de la forma siguiente (Fernandez Diez, 2008).

**Figura 13:** Nomenclatura de los triángulos de Velocidades



**Fuente:** Pedro Fernández Díez, 2008

Siendo:

$u$ : Es la velocidad tangencial de arrastre o periférica

$c$ : Es la velocidad absoluta del agua

$w$ : Es la velocidad tangente al alabe o relativa

$\alpha$ : Es el ángulo absoluto que forman las velocidades  $u$  y  $c$

$\beta$ : Es el ángulo del álabe que forman las velocidades  $u$  y  $w$ , siendo (entrada, bomba) y (salida, turbina)

El subíndice 0 es el referente a la entrada del agua en la corona directriz o distribuidor

El subíndice 1 es el referente a la entrada del agua en el rodete

El subíndice 2 es el referente a la salida del agua del rodete

El subíndice 3 es el referente a la salida de agua del tubo de aspiración

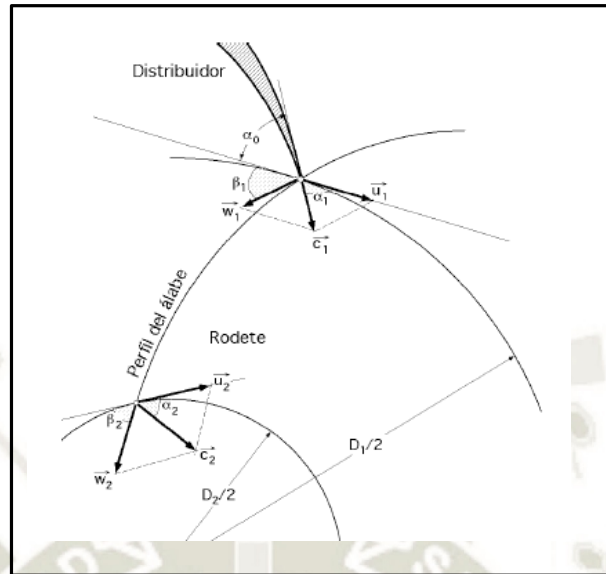
El agua entra al distribuidor con una velocidad  $c_0$  y sale con una velocidad  $c_1$ , encontrándose con el rodete que, si se considera en funcionamiento o servicio normal, se mueve ante ella con una velocidad tangencial  $u_1$

El agua que sale del distribuidor a la bomba operando como turbina e ingresa en el rodete con una velocidad absoluta  $c_1$  y un ángulo  $\alpha_1$ , como se ve en la Figura 14.

La velocidad relativa forma un ángulo  $\beta_1$  (ángulo del álabe a la entrada), con una velocidad tangencial  $u_1$ , la velocidad relativa a lo largo del álabe es en todo momento tangente al mismo (Fernandez Díez, 2008).

**Nota:** Se consigue la condición máxima de rendimiento en las turbinas cuando  $\alpha_2 = 90^\circ$  es decir a la salida del rodete.

**Figura 14:** Triangulo de velocidades a la entrada y a la salida



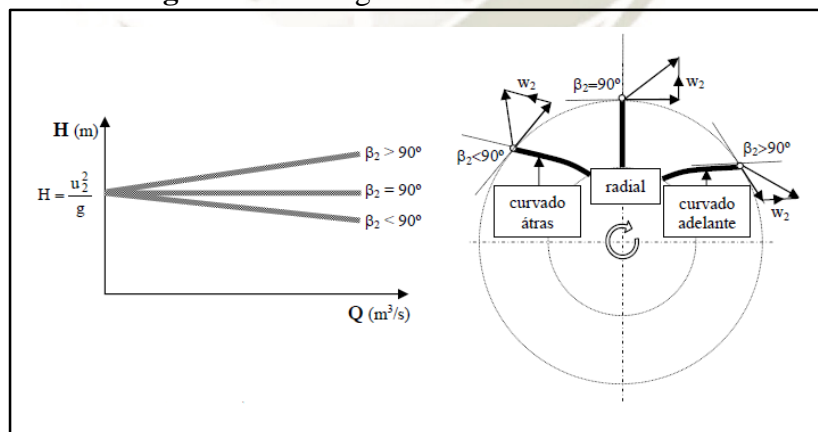
**Fuente:** Pedro Fernández Diez-2008

### 3.10. EFECTO DEL ÁNGULO DE SALIDA DEL ALABE

La altura de elevación de una bomba es proporcional al caudal, su valor a caudal nulo es  $u_2^2/g$ , y puede tener una pendiente positiva, nula o negativa en función al valor de ángulo de salida del álabe  $\beta_2$ .

Cuando  $\beta_2 = 90^\circ$  se tiene un álabe radial, con  $\beta_2 > 90^\circ$  el álabe está curvado hacia adelante, y con  $\beta_2 < 90^\circ$  el álabe está curvado hacia atrás (Fernandez Diez, 2008).

**Figura 15:** Triangulo de velocidades en una turbina

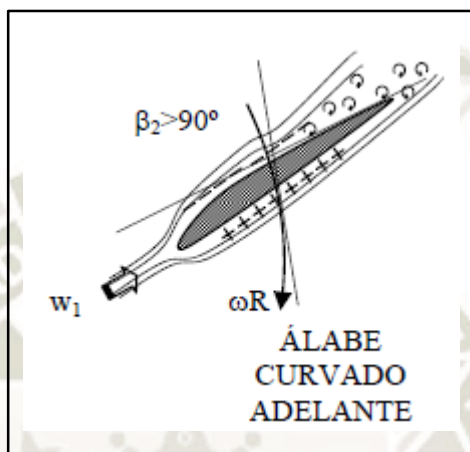


**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

Al usar un determinado ángulo de salida del álabe, depende de los efectos disipativos generados por la estela turbulenta que se inicia en el punto de desprendimiento localizado en la cara de succión, y la resistencia al giro provocada por el reparto de presiones entre la cara de presión y de succión (Gonzales Perez & Martinez de la Calle, 2006).

En un **álabe curvado adelante**, la velocidad tangencial del álabe va en sentido contrario al crecimiento de la estela, con lo que ocupa gran parte del volumen entre álabes; además el reparto de presiones entre la cara de presión y de succión, genera una sustentación en sentido contrario al giro, con lo que el momento resistente del giro de los álabes es alto (Gonzales Perez & Martinez de la Calle, 2006).

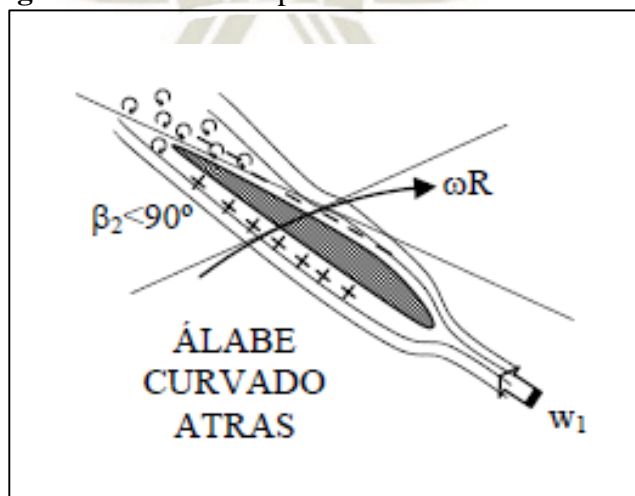
**Figura 16:** Alabe Curvado Adelante.



**Fuente:** José Gonzales Pérez & Julián Martines de la Calle, 2006

En un **álabe curvado atrás**, la velocidad tangencial del álabe va en el mismo sentido que el crecimiento de la estela, con lo que esta queda “comprimida” en la cara de succión y ocupa muy poco volumen entre álabes; además el reparto de presiones entre la cara de presión y de succión, genera una sustentación en el mismo sentido al del giro, con lo que el momento resistente del giro de los álabes es bajo (Gonzales Perez & Martinez de la Calle, 2006).

**Figura 17:** Efecto disipativo del álabe curvado atrás.



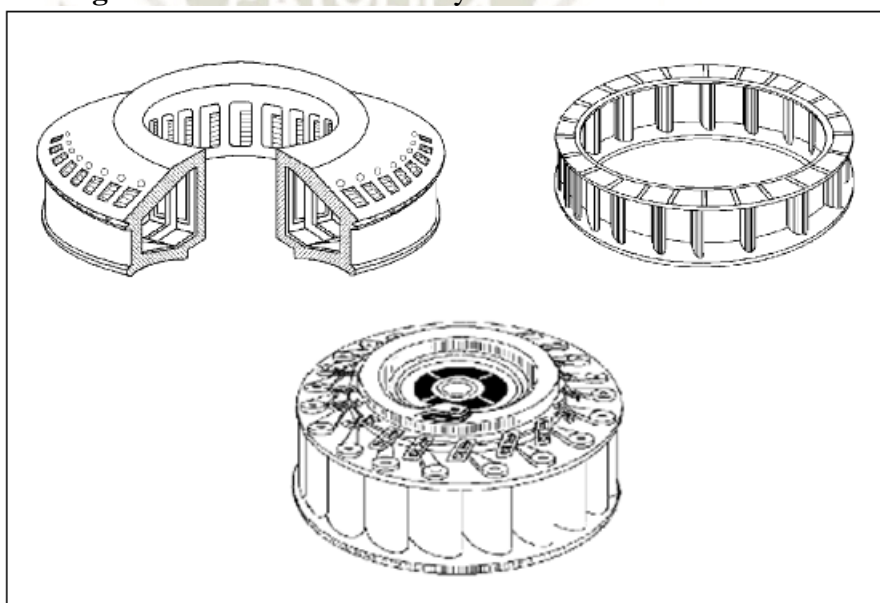
**Fuente:** José Gonzales Pérez & Julián Martines de la Calle, 2006

### 3.11. EL DISTRIBUIDOR

La turbina hidráulica esta acoplada rígidamente a un alternador. Este debe girar a una velocidad fija condicionada por la frecuencia y el número de polos del generador. Sin embargo, la potencia absorbida por el generador varía según la demanda de energía eléctrica del sistema al que está conectado (Maldonado Ruiz, 2012).

Debido a este motivo las turbinas constan de un distribuidor capaz de regular el ángulo de ingreso de agua al rodete, y así modificar convenientemente el caudal, que dará como resultado una variación de la potencia de acuerdo a la demanda de energía eléctrica. En pocas palabras, el distribuidor es capaz de aumentar o disminuir la potencia hidráulica.

**Figura 18:** Diferentes formas y directrices de distribuidores.



**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

Para calcular la potencia hidráulica de una turbina podemos usar la siguiente fórmula:

$$P = \frac{\gamma x Q \times h}{102} \dots\dots\dots (Ec.3)$$

Donde:

*P*:Potencia Hidráulica KW

*γ*: Peso específico del agua: (1000 *kgf/m*<sup>3</sup>)

*Q*: Caudal (*m*<sup>3</sup>/*s*)

*h*: Altura (m)

De esta ecuación lo único que podemos modificar es el caudal, ya que los otros valores son constantes, la variación del caudal tiene como consecuencia la variación de la potencia (Fernandez Diez, 2008).

Para hallar la altura con la presión, podemos usar la siguiente fórmula:

$$P = \gamma \times h \dots\dots\dots (Ec.4)$$

Donde:

P: Presión (Pa)

$\gamma$ :Peso específico del agua (1000 kgf/m<sup>3</sup>)

h: Altura (m)

$$Q = A \times V \dots\dots\dots (Ec.5)$$

Donde:

Q: Caudal (m<sup>3</sup>/s)

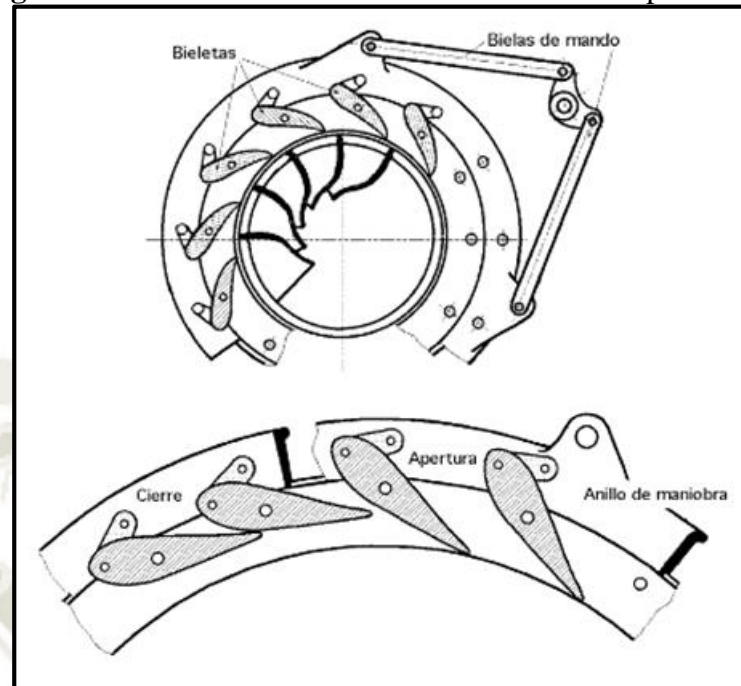
A: Área de paso del fluido (m<sup>2</sup>)

V: Velocidad de paso (m/s)

El caudal depende del área de paso y de la velocidad. En las turbinas de reacción, el agua tiene acceso al rotor por su área circunferencial lateral, por un área normal a la dirección radial.

Se debe modificar la velocidad radial que pasa por el área  $A_0$  para modificar el caudal. La variación de la velocidad radial se logra cambiando la dirección de la velocidad absoluta de entrada, lo que se consigue con los alabes del distribuidor.

El distribuidor de las turbinas de reacción está constituido por un sistema de álabes pivotantes que circula por los álabes de la turbina, dispuestos en forma de persiana que puede abrirse o cerrarse según las necesidades de la turbina, con la ayuda de un servomotor.

**Figura 19:** Directrices de distribuidores con álabes pivotantes.

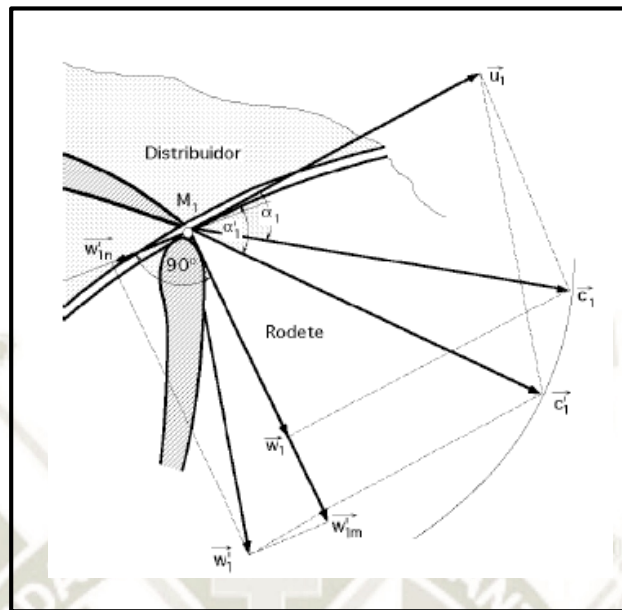
**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

El distribuidor tiene las siguientes funciones (Fernandez Diez, 2008):

- Regula el caudal según exigencias de la potencia
- Convierte parcialmente la energía estática en energía dinámica, para que así pueda atacar a los álabes de la turbina y tenga lugar la transferencia energética.
- Dirige la velocidad absoluta del fluido  $C_1$  según la dirección determinada por  $\alpha_1$  que da lugar a una componente radial  $W_1$  de acuerdo con las exigencias del caudal, y a una  $U_1$  tangencial necesaria para la transferencia de energía del agua a los álabes de la turbina.

Las bombas funcionando como turbinas no necesitan de un distribuidor, puesto que se hace la selección adecuada de la bomba para el aprovechamiento del caudal, pero en caso se necesite de un distribuidor, se le puede acoplar uno, el cual solo podría ser un distribuidor de álabes fijos, es decir que no puede cambiar de dirección como si lo puede hacer el distribuidor de una turbina, en este caso el caudal de ingreso a la bomba operando como turbina tiene que ser constante para que el distribuidor cumpla su función.

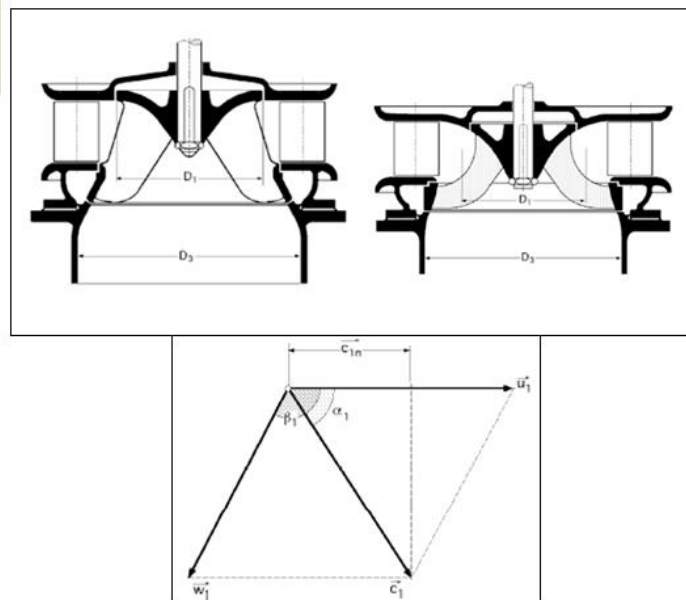
**Figura 20:** Triangulo de velocidades a la entrada del rodete al modificar las directrices del distribuidor.



**Fuente:** Pedro Fernández Díez, 2008

Rodetes rápidos: Permiten obtener elevadas velocidades. Donde  $\beta_1 > 90^\circ$ , ( $\alpha_1 < 45^\circ$ ) con valores de  $n_s$  comprendidos entre 225 y 500 RPM.

**Figura 21:** Dirección del ángulo  $\alpha_1$ , y  $D_1$  respecto a  $D_3$ .



**Fuente:** Pedro Fernández Díez, 2008

**a. Pérdidas hidráulicas del fluido real:**

Como el fluido pasa a través del impulsor de la bomba, se somete a las pérdidas por fricción y choque. Debido a estas pérdidas la transferencia de energía ideal desde el impulsor al fluido no se logra.

La carga dinámica total generada por la bomba es siempre inferior a la de las condiciones ideales debido a la fricción.

Con el fin de que la bomba funcionando como turbina opere en condiciones de flujo óptimo, un aumento de presión actúa en estos equipos, por lo tanto, las pérdidas por fricción y choque deben agregarse a la altura ideal (Fernandez Diez, 2008).

Las pérdidas hidráulicas adicionales que se producen en una bomba debido a que en la parte posterior hay fuga de líquido y que se da desde el lado de alta presión al lado de baja presión generan un by-pass, reduciendo el flujo total de bombeo, a estas pérdidas se denomina pérdidas volumétricas y la eficiencia que le corresponde es la eficiencia volumétrica (Fernandez Diez, 2008).

Pérdidas similares existen en el modo turbina, es decir pequeñas cantidades de líquido de by-pass aparecen en el impulsor de la bomba operando como turbina y no contribuyen en nada a la transferencia de energía. Para mantener la altura óptima y mayor eficiencia en estos equipos reversibles, se debe de aumentar el fluido para compensar el flujo de by-pass (Fernandez Diez, 2008).

En base a lo expuesto podemos concluir que una bomba que opera como turbina requiere una altura neta que este comprendida entre un 30% y 150% mayor que para el modo bomba a fin de que la turbina pueda operar con un rendimiento máximo. En otras palabras, para un sitio dado (condiciones de caudal-altura) se deberá seleccionar una bomba más pequeña en el modo turbina, que para las mismas condiciones en el modo bomba. (Fernandez Diez, 2008)

**3.12. POTENCIA DE LA TURBINA**

Conociendo la potencia en el eje de la maquina primaria, es posible seleccionar un motor que irá a operar como generador, a través de la siguiente fórmula:

$$P = \frac{\gamma \times Q \times H \times \eta}{102} \dots\dots\dots (Ec. 6)$$

$$P_E = P \times \eta_{tr} \times \eta_G \dots\dots\dots (Ec. 7)$$

$$\eta_{GR} = \eta \times \eta_{tr} \times \eta_G \dots\dots\dots (Ec. 8)$$

Donde:

$P_E$ : Potencia Eléctrica en los bornes del generador (kw)

$P$  : Potencia al eje de la turbina, (kw)

$Q$  : Qudal de la turbina, ( $m^3/s$ )

H: Altura (m)

$\gamma$  : Peso específico del agua, ( $1000 \text{ kgf}/m^3$ )

$\eta$  : Eficiencia de la turbina, (adimensional)

$\eta_{tr}$  : Eficiencia de la transmisión, (adimensional)

$\eta_G$  : Eficiencia del generador, (adimensional)

$\eta_{GR}$ : Eficiencia del grupo de generación, (adimensional)

### 3.13. CURVAS: CARACTERÍSTICAS DE LAS TURBINAS FRANCIS

Para llegar a conocer bien las particularidades del funcionamiento de un determinado tipo de turbina, es necesario realizar con ella un gran número de ensayos, que abarquen la totalidad de las condiciones posibles de trabajo, que vienen determinadas por la variabilidad del salto, de la carga (par resistente), de la velocidad, etc.

Para cada valor del grado de admisión  $\alpha$ , que se obtiene variando la posición de las directrices móviles del distribuidor en las turbinas de reacción, se realizan, (con ayuda de un freno y a diferentes velocidades), una serie de medidas procurando mantener constante el valor de salto neto (Fernández Díez, 1996).

Con ayuda de las tablas de valores obtenidas en laboratorio, se pueden construir las familias de curvas definidas por las siguientes ecuaciones, mediante el ensayo elemental, para un grado de apertura del distribuidor  $\alpha$ , determinado:

$$Q = f1(N, \alpha)$$

$$T = f2(N, \alpha)$$

$$P = f3(N; \alpha)$$

Donde:

$Q$  : Caudal

T: Par mecánico

P: Potencia mecánica o al eje

N: Velocidad de Giro (RPM)

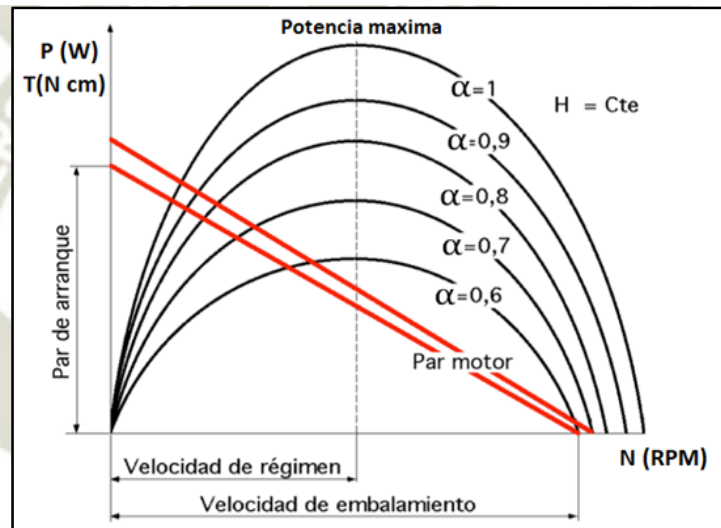
$\alpha$ : Angulo del distribuidor (%)

En las que se toman los valores de  $\alpha$  como parámetros, y los de las velocidades de rotación  $N$  como variables independientes.

### 3.13.1. Curvas de potencia (P)

Parten todas de un origen común, Figura 22, cuando  $N = 0$  y tienen una forma casi parabólica, con un máximo que se corresponde para cada valor de  $\alpha$  con el rendimiento óptimo. Los puntos de corte con el eje de velocidades se corresponden con las velocidades de embalamiento, distintas para cada valor de  $\alpha$ , estando en ese momento sometida la turbina, únicamente, al freno impuesto por las resistencias pasivas, tanto mecánicas como hidráulicas (Fernández Díez, 1996).

**Figura 22:** Curva característica de potencia para turbina Francis.

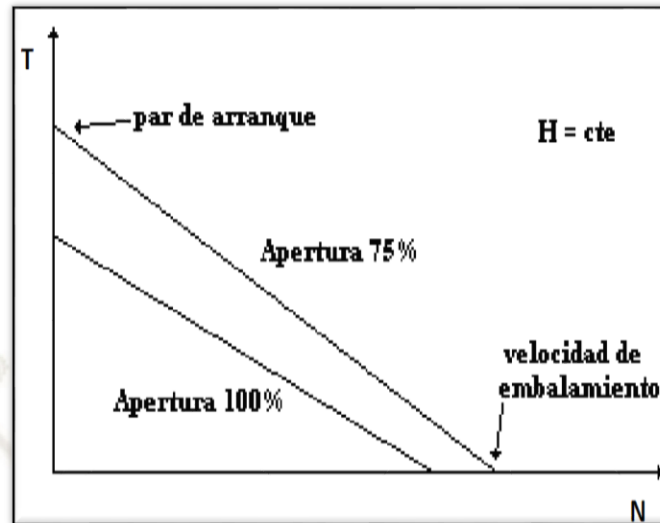


**Fuente:** Fernández Díez., 1996

### 3.13.2. Curvas de par mecánico (T)

Aunque poco utilizadas, por los constructores de turbinas, son de gran utilidad en el estudio de la regulación y del acoplamiento mecánico de la turbina y el alternador. Estas son rectas, siendo la ordenada en el origen el par de arranque, y la abscisa de ordenada nula la velocidad de embalamiento. El par de arranque de las turbinas hidráulicas es aproximadamente el doble que el de régimen, excepto para las turbinas hélice; esta propiedad es de gran interés, por cuanto permite el arranque en carga cuando el par resistente en el arranque es mayor que el de régimen (Fernández Díez, 1996).

**Figura 23:** Curvas características de par mecánico

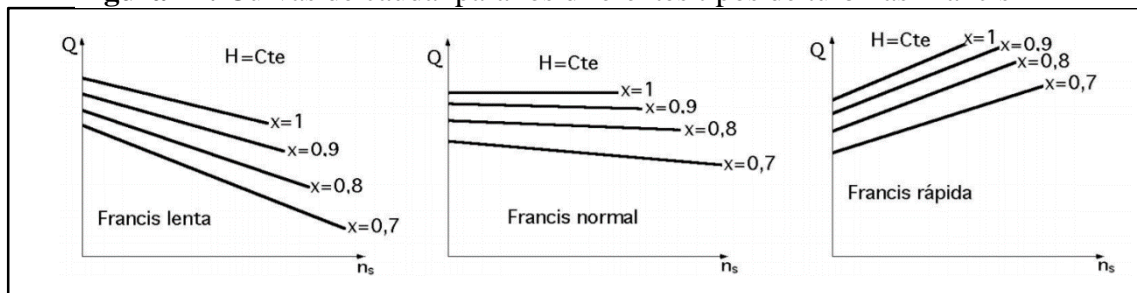


**Fuente:** Carlos J. Renedo Estébanez, 1997

### 3.13.3. Curvas de caudal (Q)

Las curvas de caudal tienen forma lineal, el caudal varía con respecto a la velocidad específica, La inclinación de estas curvas tiende a ser decreciente para las turbinas Francis lentas y normales, sin embargo, para las turbinas Francis rápidas sus curvas son crecientes, lo cual significa que a velocidad constante y salto variable, la capacidad de absorción de la rueda es tanto mayor cuanto menor sea el salto, lo que constituye una gran ventaja para saltos pequeños (Fernández Díez, 1996).

**Figura 24:** Curvas de caudal para los diferentes tipos de turbinas Francis



**Fuente:** Fernández Díez., 1996

### 3.13.4. Curvas de rendimiento en función de la velocidad de giro ( $\eta$ )

El rendimiento puede obtenerse a partir de la relación entre la potencia hidráulica y la mecánica según la siguiente relación:

$$\eta = \frac{P}{P_h}$$

Donde:

P: Potencia mecánica o al eje (W)

$P_h$ : Potencia hidráulica (W)

$\eta$  : Eficiencia (%)

La potencia al eje desarrollada por la turbina viene dada por:

$$P = \omega T$$

Donde:

P: Potencia mecánica o al eje [W]

$\omega$ : Velocidad angular [rad/s]

T: Par mecánico [N m]

La potencia hidráulica, es la potencia que dispone el fluido para ceder a la turbomáquina, el cual viene dada por:

$$P_h = \rho g Q H = \gamma Q H$$

Donde:

$P_h$ : Potencia hidráulica (W)

$\rho$  : Densidad del fluido (kg/m<sup>3</sup>)

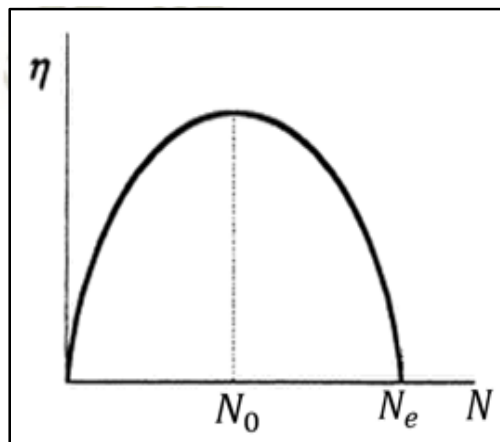
$g$  : Aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>)

$\gamma$  : Peso específico del fluido (N/m<sup>3</sup>)

$Q$ : Caudal (en m<sup>3</sup>/s)

“El rendimiento es máximo cuando para una velocidad de giro óptimo  $N_0$  para una altura constante a la que se realiza el ensayo” (Viedma Robles & Zamora Parra, 1997).

**Figura 25:** Curva de rendimiento en función de la velocidad de giro.



**Fuente:** Viedma Robles & Zamora Parra ,2018

Las velocidades de embalamiento están relacionadas con la óptima, en general por relaciones es la siguiente:

$$N_e \approx 2.0 N_0$$

Donde:

$N_e$ : Velocidad de giro de embalamiento (RPM)

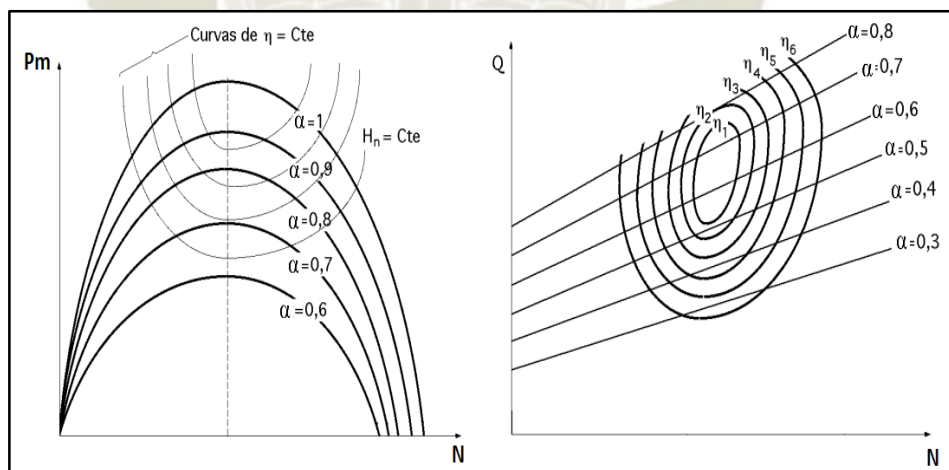
$N_0$ : Velocidad de giro óptima (RPM)

### 3.13.5. Curvas de colina

La mayor o menor proximidad de las curvas en colina da una idea sobre el campo de aplicación de la turbina ensayada. Cuando estas curvas estén muy próximas, el rendimiento variará mucho al modificar las condiciones de funcionamiento, por lo que será conveniente utilizar la turbina en aquellas zonas en donde las curvas se encuentren muy distanciadas, pues de este modo, el rendimiento variará poco al modificar las condiciones de funcionamiento (Fernández Díez, 1996).

Las curvas en colina, o en concha, se obtienen a partir de una serie de ensayos elementales. Al ser constante el salto neto, el rendimiento será una función simultánea de las variables P y N, o de las Q y N, es decir:  $\eta = F1 (P, N)$ ;  $\eta = F2 (Q, N)$ .

**Figura 26:** Colinas de rendimientos



**Fuente:** Fernández Díez., 1996)

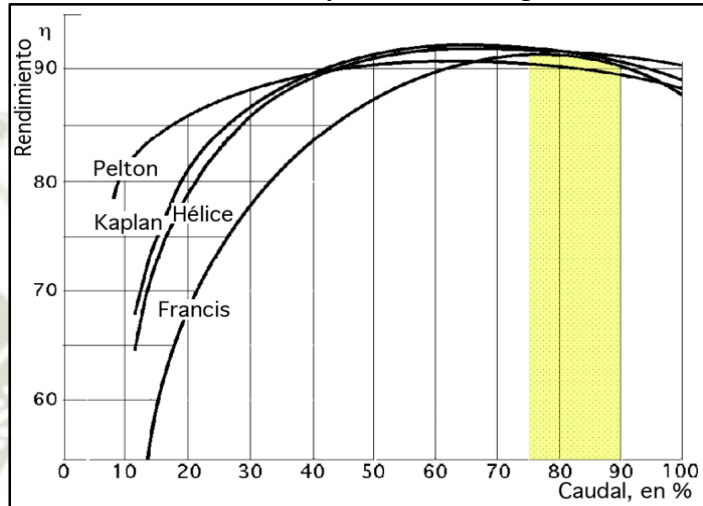
### 3.13.6. Curvas de rendimiento para H y N constantes ( $\eta$ )

La forma habitual de funcionamiento de las turbinas industriales es suministrar, en cada instante, la potencia que la exige el alternador, manteniendo al mismo tiempo constante la frecuencia y, por lo tanto, el número de revoluciones. Este es el motivo de que sea interesante estudiar las variaciones del rendimiento al variar la potencia o el caudal, manteniendo

constantes el salto H y la velocidad N, consiguiéndose rendimientos máximos del orden del 90% (Fernández Díez, 1996).

Para el caso de la micro generación, el rendimiento de las turbinas va entre 60% y 80% (Sepúlveda, 2012).

**Figura 27:** Curvas de rendimiento, H y N constantes para distintas turbinas.



**Fuente:** Fernández Díez, 1996

### 3.14. VELOCIDAD SINCRONA Y DE EMBALAMIENTO

#### Velocidad sincrónica.

La turbina va acoplada a un alternador que ha de generar energía eléctrica a una determinada frecuencia, que en el Perú es de 60 Hz, y dependiendo del país, esta puede variar entre 50 y 60 Hz.

La relación entre la velocidad del alternador (N), con el número de pares de polos (p) y con la frecuencia (f) de la corriente en ciclos por segundo, es la siguiente (Fernández Díez, 2008).

$$N = \frac{60 \times f}{p} \dots\dots\dots (Ec. 9)$$

Las velocidades que cumplen la condición anterior se llaman velocidades sincrónicas, así una turbina acoplada directamente a un alternador ha de tener una velocidad sincrónica de:

**Tabla 17.** Velocidad de sincronismo de los generadores.

Número de polos	FRECUENCIA		Número de polos	FRECUENCIA	
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz
2	3000	3600	16	375	450
4	1500	1800	18	333	400
6	1000	1200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	277
14	428	540	28	214	257

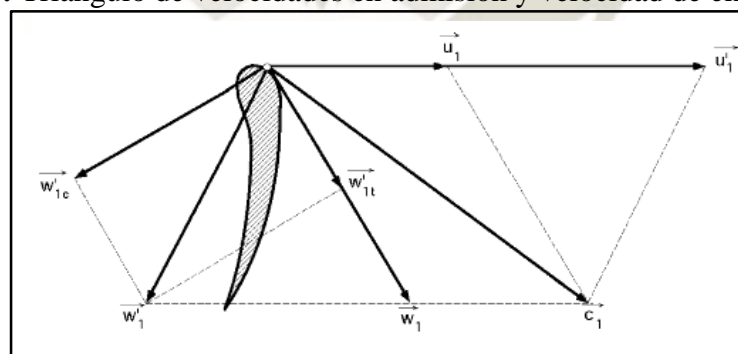
**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

**Velocidad de embalamiento.**

Se entiende por velocidad de embalamiento a la acción en que a la turbina se le ha retirado la carga y se encuentra con el distribuidor abierto. Si se supone a la turbina en régimen estacionario (funcionamiento normal), y por cualquier circunstancia desaparece la carga y el regulador no actúa, la turbina se acelera y funciona a la velocidad de régimen.

Normalmente está velocidad suele ser entre 1.8 a 2.2 veces la velocidad de régimen estacionario, según sea el tipo de turbina, ya que cuando gira a este tipo de velocidad, la velocidad relativa de entrada del agua en la turbina es tangente al alabe de entrada (Fernandez Diez, 2008).

**Figura 28:** Triangulo de velocidades en admisión y velocidad de embalamiento



**Fuente:** Pedro Fernández Diez, 2008

Al retirarse la carga sin actuar el regulador, la velocidad  $c_1$  sigue igual en magnitud y en dirección, pero  $u_1$  aumenta hasta  $u'_1$ , con lo que  $w_1$  se convierte en  $w'_1$ , y ya no es tangente al alabe de entrada (Fernandez Diez, 2008).

Como  $w'_1$  se puede descomponer en  $w'_{1t}$  tangente al álabe y en  $w'_{1c}$  perpendicular a  $w'_{1t}$ , que se conoce como componente de choque, ya que el agua golpea contra la cara posterior de los álbes al desviarse la velocidad relativa, la cual se opone al movimiento produciendo

un frenado que impide que la velocidad de embalamiento alcance valores excesivos (Fernandez Diez, 2008), siendo:

$$\begin{aligned} N_{m\acute{a}x} < 1.8 N & \quad , \text{ Para turbinas de acci3n (Pelton)} \\ N_{m\acute{a}x} < 2 N & \quad , \text{ Para turbinas de reacci3n (Francis)} \\ N_{m\acute{a}x} < 2.2 \text{ a } 2.4 N & \quad , \text{ Para turbinas h3lice (Kaplan)} \\ N_{m\acute{a}x} < 1.53 N & \quad , \text{ Para bombas operando como turbinas} \end{aligned}$$

### 3.15. MOTOR EL3CTRICO COMO GENERADOR DE INDUCCI3N

Las máquinas de inducci3n trifásicas que giran a velocidad as3ncrona con una velocidad menor a la velocidad s3ncrona operan como motor y se convierte en generador cuando giran a una velocidad ligeramente mayor a la velocidad s3ncrona (Huaman Hernandez, 2012). Esto causa que la potencia mecánica se convierta en potencia el3ctrica activa.

La máquina de inducci3n es robusta y requiere de muy poco mantenimiento. Sin embargo, su velocidad no es tan fácil de controlar como en un motor de CD, además de que requieren de una corriente de arranque grande, t3picamente de 6 a 8 veces la corriente de plena carga. (Huaman Hernandez, 2012).

Cuando el estator de una máquina de inducci3n trifásica se conecta a una fuente de potencia trifásica de frecuencia  $f$ , un conjunto trifásico de corrientes el3ctricas fluye por los devanados del estator y se establece un campo magn3tico giratorio.

Estas corrientes trifásicas suministran la potencia reactiva necesaria para establecer el campo magn3tico giratorio, as3 como la potencia activa consumida por el motor.

La velocidad del campo magn3tico giratorio está determinada totalmente por la frecuencia de la fuente de potencia trifásica y es conocida como la velocidad s3ncrona.

Cuando existe un movimiento relativo entre el campo magn3tico del rotor y el estator, se inducen voltajes en los devanados (o barras conductoras) del rotor. La frecuencia de los voltajes inducidos en el rotor depende de la velocidad relativa entre el campo magn3tico del estator y el rotor (Huaman Hernandez, 2012).

La interacci3n de corrientes del rotor con el campo magn3tico del estator, produce un par que acelera el rotor en direcci3n de rotaci3n del campo magn3tico.

Conforme la velocidad del rotor se aproxime a la velocidad del campo magn3tico del estator, los voltajes y corrientes inducidos se aproximan a cero.

El motor de inducci3n se caracteriza por (Fernandez Diez, 2008):

- Toma de la red la corriente de magnetizaci3n, la cual es inductiva o reactiva.
- Como todo motor el3ctrico necesita mayor corriente de armadura (más potencia

eléctrica), para mantener girando mayor carga mecánica montada en su eje.

- La respuesta física de este motor al aumento de carga, es la disminución de su velocidad. En variación es síncrona, y con carga disminuye la cantidad porcentual “s” llamada deslizamiento.

Para el uso de estos motores de inducción como generadores en sistemas autónomos, es decir aislados de la red, se ha utilizado el método de autoexcitación con condensadores conectados a los bornes de la máquina, los cuales entregan la corriente eléctrica magnetizante o de excitación.

### 3.16. DESLIZAMIENTO

Es la relación de velocidades entre el campo magnético producido por corrientes inyectadas en el estator, y la velocidad mecánica del rotor (Llivicura, s.f.).

$$s = \frac{N_s - N}{N_s} \times 100\% \dots\dots\dots(\text{Ec. 10})$$

Donde:

s :Deslizamiento (%)

$N_s$ :Velocidad síncrona del campo magnético (rpm)

N : Velocidad del rotor (rpm)

A la velocidad del campo magnético se le denomina velocidad síncrona de la máquina, y el deslizamiento indica que tan cerca se encuentra la máquina de esta velocidad. Si el rotor de la máquina gira a una velocidad mayor que la síncrona (velocidad del campo magnético) el deslizamiento se hace negativo y la máquina eléctrica funciona como generador, cuando el rotor gira a una velocidad menor que la síncrona (velocidad del campo magnético) el deslizamiento es positivo y la máquina funciona como motor, que suele estar comprendido entre 1% para los motores grandes y 8% para motores pequeños.

Si se tiene en cuenta el campo magnético de variación s en el régimen del motor, se tiene (Jimenez Ordoñez, 2016):

- La potencia mecánica interna es positiva. Es decir, se transmite energía mecánica al eje.
- La potencia en el entre hierro es positiva, lo que indica un par electromagnético positivo.
- Si la potencia en el entre hierro es positiva, significa que se transfiere energía en el sentido estator rotor.

En el régimen de generador, al ser deslizamiento negativo, se tiene (Jimenez Ordoñez, 2016):

- La potencia mecánica interna se hace negativa, la maquina absorbe potencia mecánica por el eje.
- La potencia en el entrehierro se hace negativa, por lo que el par electromagnético cambia de signo respecto al comportamiento como motor.
- Si la potencia en el entrehierro se hace negativo, la transferencia de energía se hace del rotor al estator.

### 3.17. POTENCIAS

En los circuitos de corriente alterna, se presentan generalmente tres tipos de potencia, los cuales se dividen y clasifica en el Cuadro siguiente:

**Tabla 18.** Velocidad de sincronismo de los generadores.

Potencia Aparente (S)	Potencia Reactiva o Imaginaria (Q)	Potencia Activa o Real (P)
<b>Voltio Amperio (VA)</b>	<b>Voltio Amperio Reactivo (VAR)</b>	<b>Watt (W)</b>
Es la potencia que se toma de la red. Es la suma vectorial de la potencia activa y reactiva. El voltaje y la intensidad tienen que estar en fase para alcanzar el valor máximo. Corriente alterna monofásica $S = V \times I$ Corriente alterna trifásica $S = \sqrt{3} \times V \times I$	Es la potencia que se usa para producir el campo magnético, aparece en los circuitos de corriente alterna, cuando existen bobinas y condensadores. No realiza trabajo útil, razón por la cual interesa reducirla al máximo. Es la parte de la corriente que no está en fase con la tensión, y se manifiesta como corriente magnetizante de los motores de inducción o asíncronos, transformadores, etc. Corriente alterna trifásica $Q = V \times I \times \sin \phi$	Es la salida de potencia del motor, para realizar un trabajo útil en el circuito, (Trabajo mecánico). Corriente alterna monofásica $P = V \times I \times \cos \phi$ Corriente alterna trifásica $P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi$
La combinación de estas potencias nos da el triángulo de potencias, siendo $\phi$ el factor de potencia.		

**Fuente:** Fernández Diez., 2008

Para la realización de la medida de potencia hay que distinguir si es de corriente alterna o continua, ya que en la continua se podría decir que toda la potencia es activa.

### 3.18. FACTOR DE POTENCIA ( $\cos \phi$ )

Es la relación de la potencia activa o real  $P$ , respecto a la potencia aparente  $S$ , suministrada por un generador o consumida por una carga.

La combinación de cargas aplicada a una fuente de corriente alterna, pueden ser resistivas, capacitivas o inductivas, que detallaremos a continuación.

**Tabla 19.** Combinación de cargas aplicadas a una fuente de CA.

Combinación de cargas aplicadas a una fuente de CA		
Resistivas	Capacitivas	Inductivas
<p>No causan desfasaje entre <math>V</math> y <math>I</math>, <math>\cos \phi = 1</math></p> <p>Ejemplo: Lámparas, hornos, planchas, calefactores</p>	<p>Tiene un FP <math>\cos \phi &lt; 1</math></p> <p>Ejemplo: Condensadores, Corrector del FP, Líneas de transmisión largas.</p>	<p>La carga inductiva pura tiene un FP <math>\cos \phi = 0</math></p> <p>La carga inductiva combinada con la resistiva tiene una FP en atraso <math>&lt; 1</math></p> <p>Ejemplo: Motores asíncronos, balastos, etc.</p>

Fuente: Fernández Diez, 2008

### 3.19. SELECCIÓN DEL MOTOR COMO GENERADOR DE INDUCCIÓN (GI)

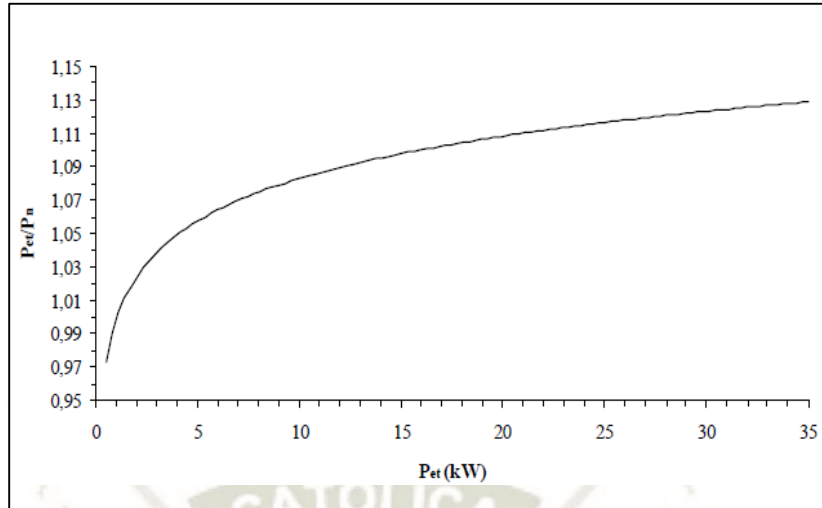
Conociendo la potencia en el eje de la maquina primaria, es posible seleccionar un motor que irá a operar como generador, a través de la Ecu. 11 líneas más abajo.

#### 3.19.1. Selección del generador de inducción

Antes de hacer la selección de condensadores para la autoexcitación de la máquina, es necesario realizar una preselección del motor que será utilizado como generador.

Para realizar está preselección nos basaremos en la potencia al eje de la bomba funcionando como turbina, que abastecerá de energía al generador, esto lo realizaremos con la Figura 29. que fue obtenida experimentalmente con diversos motores.

**Figura 29:** Preselección del motor para ser utilizado como generador.



**Fuente:** Fernández Diez, 2008

Ingresando con la potencia del eje, podemos conocer la relación entre  $P_{et}/P_n$ , de la fig. anterior y podemos calcular la potencia nominal de un motor asíncrono con la siguiente ecuación.

$$P_n = \frac{P_{et}}{P_{et}/P_n} \dots\dots\dots (Ec. 11)$$

Donde:

$P_n$  : Potencia nominal del motor de inducción (kW)

$P_{et}$  : Potencia del eje de la turbina (kW)

$P_{et}/P_n$  : Relación experimental Obtenida por la Figura.

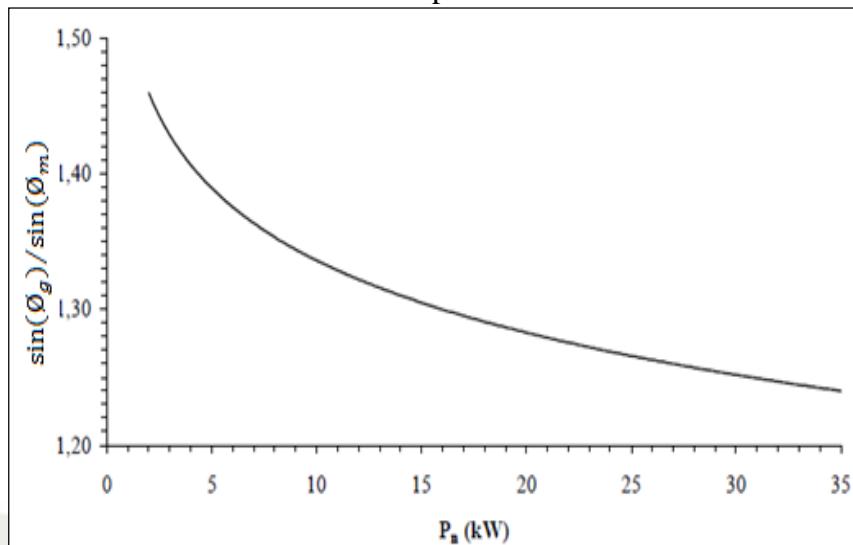
Si está  $P_n$  no coincide con las potencias de los catálogos de motores, se debe entonces escoger una potencia próxima superior a la calculada.

### 3.19.2. Selección de condensadores para la auto excitación

La capacitancia para la auto excitación del generador puede ser estimada con base en las informaciones obtenidas de la placa del motor, como son:

- Potencia nominal del motor (catalogo)
  - Eficiencia del motor
  - Factor de potencia del motor
  - Tensión de fase del motor
- a. Conocida la potencia nominal del motor que será utilizada como generador, se determina la relación entre  $\frac{\sin(\theta_g)}{\sin(\theta_m)}$ , de 6 polos a 60 Hz de la siguiente Figura.

**Figura 30:** Relación experimental entre  $\sin \theta_g$  del generador y  $\sin \theta_m$  del motor, en función de la potencia nominal.



**Fuente:** Fernández Diez, 2008

Conocida esta relación, se calcula la potencia eléctrica del motor de inducción usando la siguiente ecuación.

$$P_{elm} = \frac{P_n}{\eta_m} \dots\dots\dots (Ec. 12)$$

Donde:

$P_{elm}$  = Potencia eléctrica absorbida por el motor de inducción (kW)

$P_n$  = Potencia nominal del motor (kw)

$\eta_m$  = Rendimiento del motor a plena carga

- b. Se calcula ahora la energía reactiva absorbida por el motor de inducción, a través de la siguiente ecuación.

$$Q_m = P_{elm} \times \tan(\cos^{-1} \theta_m) \dots\dots\dots (Ec. 13)$$

Donde:

$Q_m$  = Potencia reactiva absorbida por la máquina operando como motor (kVAr)

$\theta_m$  = Angulo de fase del motor, se determina con el factor de potencia.

$P_{elm}$  = Potencia eléctrica absorbida por la máquina operando como motor (kW)

- c. La energía reactiva necesaria para excitar la máquina, cuando esté operando como generador, puede ser calculada por la siguiente ecuación.

$$Q_g = \frac{\sin(\theta_g)}{\sin(\theta_m)} \times Q_m \dots\dots\dots (Ec. 14)$$

Donde:

$Q_g$  = Energía Reactiva necesaria para la auto excitación del motor como generador de inducción (kVAr)

$\frac{\sin(\theta_g)}{\sin(\theta_m)}$  = Relación experimental extraída de la Fig. N° 21.

$Q_m$  = Potencia reactiva absorbida por la máquina operando como motor (kVAr)

d. La capacitancia necesaria para la auto excitación del generador operando a plena carga, se puede determinar a través de la siguiente ecuación.

$$C = \frac{Q_g}{3 \times V^2 \times 2 \times \pi \times F} \times 10^9 \dots\dots\dots (Ec. 15)$$

Donde:

C = Capacitancia necesaria para la autoexcitación ( $\mu F / Fase$ )

$Q_g$  = Energía Reactiva necesaria para la auto excitación del motor como generador de inducción (kVAr)

V = Tensión de línea, (V)

f = Frecuencia (Hz)

La frecuencia usada en la ecuación anterior es de 60 Hz, Para determinar la capacitancia de auto-excitación del generador, a frecuencia de 60 Hz, es necesario un ajuste utilizando la siguiente ecuación:

$$C_{60} = C_{50} \times \left(\frac{50}{60}\right)^2 \dots\dots\dots (Ec. 16)$$

Donde:

$C_{60}$  = Capacitancia a 60 Hz ( $\mu F / fase$ )

$C_{50}$  = Capacitancia a 50 Hz ( $\mu F / fase$ )

$P_n$  = Potencia nominal del motor encontrada en los catálogos (kW)

### 3.19.3. Determinación de la potencia eléctrica y rendimiento del generador de inducción

La potencia eléctrica generada por el motor funcionando como generador de inducción, puede ser calculada por la siguiente ecuación.

$$P_e = \frac{\cos(\theta_g)}{\eta_m \times \cos(\theta_m)} \times P_n \dots\dots\dots (Ec. 17)$$

Donde:

$P_e$  : Potencia eléctrica que la máquina de inducción (kW)

$P_n$  : Potencia nominal del motor encontrada en los catálogos (kW)

$\cos(\varnothing_m)$  : Factor de potencia operando como motor a plena carga

$\cos(\varnothing_g)$  : Factor de potencia operando como generador a plena carga

$\eta_m$  : Eficiencia del motor a plena carga

El factor de potencia de un motor de inducción puede ser calculada en función a la relación  $\sin \varnothing_g / \sin \varnothing_m$ , determinada a través de la Figura.

Para hallar el ángulo de fase usamos la siguiente formula

$$\sin(\varnothing_g) = \frac{\sin(\varnothing_g)}{\sin(\varnothing_m)} \times \sin(\varnothing_m) \dots \dots \dots (Ec.18)$$

Calculamos ahora la potencia del eje necesaria para accionar la máquina de inducción, a través de la siguiente ecuación.

$$P_{eg} = P_{elg} + P_n \times \left( \frac{1}{\eta_m} - 1 \right) \dots \dots \dots (Ec.19)$$

Donde:

$P_{eg}$ : Potencia del eje del generador (kW)

$P_{elg}$ : Potencia eléctrica generada por la máquina de inducción (kW)

$P_n$  : Potencia nominal del motor de inducción (kW)

$\eta_m$  : Rendimiento del motor de inducción

Obtenida la potencia eléctrica y del eje, calculamos el rendimiento del generador de inducción, a través de la siguiente ecuación.

$$\eta_g = \frac{P_{elg}}{P_{eg}} \dots \dots \dots (Ec. 20)$$

Donde:

$\eta_g$  : Rendimiento del generador de inducción

$P_{elg}$ : Potencia eléctrica del generador de inducción (kW)

$P_{eg}$ : Potencia del eje del generador (kW)

## CAPITULO IV

### 4. DISEÑO DEL PROYECTO

#### 4.1. INTRODUCCIÓN

El presente proyecto es una central hidroeléctrica de agua fluuyente y son centrales hidráulicas que no tienen zona de almacenaje del agua, por lo que necesitan un caudal del río de paso para generar energía. Puede tener el inconveniente de que en época de sequía no genera energía. Previamente en los anteriores capítulos se adjuntó el estudio hidrológico de la zona para tener en cuenta cualquier cambio de clima y/o inconvenientes sobre el suministro de agua. Para la determinación de los cálculos y ecuaciones se utilizó como guía en libro: Centrales Hidroeléctricas (Villanueva Ure, 2010).

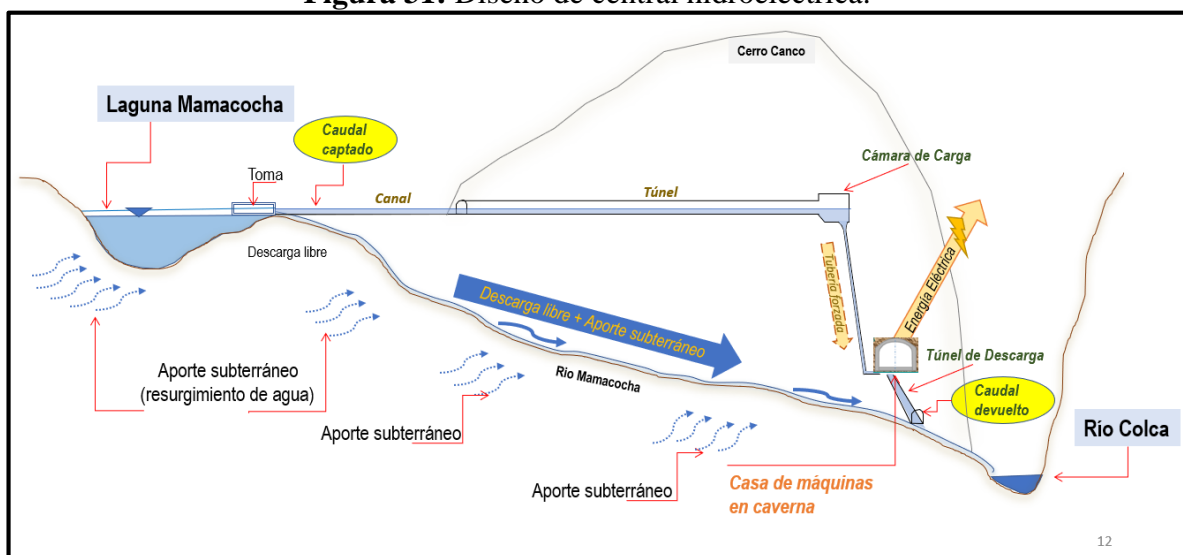
El flujo de agua recorre todos los componentes de una central hidroeléctrica y las diferentes partes de cada central hidroeléctrica obtiene una importancia diferente, destacando entre todas las presas de embalse. En este embalse por medio de los rebosantes podremos conducir y filtrar el caudal de agua de la laguna hacia la turbina recorriendo anteriormente por el canal, túnel, la cámara de carga y la tubería de presión para finalmente salir por el túnel de descarga.

Hay que tomar en cuenta que en el recorrido del flujo de agua existirán pérdidas en la tubería de fuerza, pérdidas por accesorios, pérdidas por codos, etc. Una vez que el caudal de agua llega a la sala de máquinas donde se encuentra la turbina, esta convierte toda la energía

cinética del agua en energía mecánica y la transmite al eje de la turbina que va acoplado directamente al eje del generador. Usualmente se utilizan generadores síncronos para realizar un diseño, fabricación y calculo más simple.

#### 4.2. DISEÑO Y SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS, SISTEMAS Y COMPONENTES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

**Figura 31:** Diseño de central hidroeléctrica.

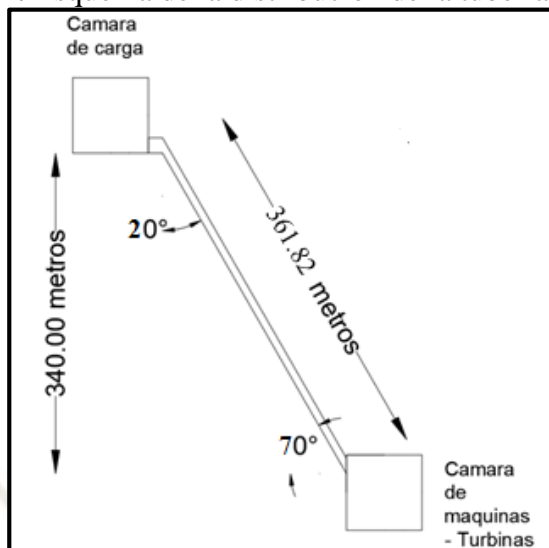


Fuente: Elaboración propia

##### 4.2.1. Selección y diseño del diámetro de tubería de fuerza

La central hidroeléctrica del presente proyecto considerado de caverna tiene un canal de conducción de 1300 m. y un túnel de conducción del agua de aproximadamente una longitud 2200 m hasta la cámara de carga. Una vez que llegue a la cámara de carga pasa a la tubería de fuerza con una inclinación de 60° y una longitud de tubería de 392.60 m. hasta llegar a la válvula de globo para que después ingrese a las turbinas hidráulicas. La Figura 32 nos muestra la disposición de la tubería de fuerza.

**Figura 32:** Esquema de la distribución de la tubería de fuerza.



**Fuente:** Elaboración propia

#### 4.2.2. Costo por pérdidas energéticas

##### 4.2.2.1. Pérdidas por fricción en la tubería

$$h_f = \left( f * \frac{L}{D} \right) * \frac{8 * Q^2}{\pi^2 * D^4 * g}$$

Donde:

$h_f$ : Altura de pérdidas (m. c. a.)

$f$ : factor de fricción (adimensional)

$L$ : Longitud de tubería (m)

$D$ : Diámetro de tubería (m)

$Q$ : Caudal ( $m^3/s$ )

$g$ : Aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ )

$$h_f = \left( 0.015 * 3 * \frac{L}{D} \right) * \frac{8 * Q^2}{\pi^2 * D^4 * 9.81 \frac{m}{s^2}}$$

$$h_f = 0.003718 * \frac{L * Q^2}{D^5}$$

##### 4.2.2.2. Pérdidas por accesorios en la tubería

$$h_m = Km * \frac{v^2}{2 * g}$$

Donde:

$h_m$ : Pérdidas por accesorios (m. c. a.)

$K_m$ : Coeficiente de pérdida que depende del tipo de accesorio (adimensional)

$v$ : Velocidad dentro de la tubería (m/s)

$g$ : Aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>)

#### 4.2.2.3. Potencia Perdida

$$P = \frac{\gamma_{H_2O} * Q * (h_f + h_m) * n}{102}$$

$P$ : Potencia de pérdidas (kW)

$n$ : Eficiencia total (%)

#### 4.2.2.4. Costo de energía perdida anualizada (SE)

$$SE = E * \frac{\text{Costo energía por KW.hr}}{\text{Costo energía por KW.hr}} = (P * t) * \frac{\text{Costo energía por KW.hr}}{\text{Costo energía por KW.hr}}$$

$$SE = \frac{\gamma_{H_2O} * Q * (h_f + h_m) * n}{102} * t * FP$$

$t$ : Tiempo de funcionamiento al año (hrs)

$FP$ : Factor de planta (%)

$n$ : Eficiencia total (%)

- Eficiencia de generador: 95%
- Eficiencia de la turbina: 92%
- Factor de planta: 82%

$$S.E = \frac{1000 \frac{Kgf}{m^3} * Q * 0.003718 \frac{L * Q^2}{D^5} * 0.92 * 0.95}{102} * 8760 \frac{hr}{año} * 0.82 * 0.11 \frac{US\$}{KW.hr}$$

$$SE = 25.1727 * \frac{L * Q^3}{D^5} \frac{US\$}{año}$$

#### 4.2.3. Costo de la tubería

##### 4.2.3.1. Espesor de la tubería

$$e = \frac{P * D}{2 * S} = \frac{\gamma_{H_2O} * H * D}{2 * S}$$

Donde:

$\gamma_{H_2O}$ : Peso específico del agua (kgf/m<sup>3</sup>)

$P$ : Presión máxima (kgf/m<sup>2</sup>)

$H$ : Presión máxima en m. c. a (m)

$S$ : Esfuerzo permisible del acero ( $\text{kgf}/\text{m}^2$ )

$D$ : Diámetro de tubería (m)

#### 4.2.3.2. Peso de tubería

$$W = V * \gamma_{ac}$$

$\gamma_{ac}$ : Peso específico del acero ( $\text{kgf}/\text{m}^3$ )

$V$ : Volumen de la tubería ( $\text{m}^3$ )

$W$ : Peso total de tubería (kgf)

$L$ : Longitud de tubería (m)

$$W = (\pi * D * e * L) * \gamma_{ac} = \left( \pi * D * \frac{\gamma_{H_2O} * H * D}{2 * S} * L \right) * \gamma_{ac}$$

$$W = \frac{\pi * \gamma_{H_2O} * H * D^2 * L * \gamma_{ac}}{2 * S}$$

- $Sy_{A36} = 25.3$  ( $\text{kgf}/\text{mm}^2$ )
- $FS = 1.8$
- $S = 14.0$  ( $\text{kgf}/\text{mm}^2$ )

$$W = \frac{\pi * \gamma_{H_2O} * H * D^2 * L * \gamma_{ac}}{2 * S} = \frac{\pi * 1000 * H * D^2 * L * 7850}{2 * 14000000}$$

$$W = 0.8808 H * D^2 * L \text{ (Kg)}$$

#### 4.2.3.3. Valor presente anualizado

$$i = 14\%, n = 40 \text{ años}$$

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$a = \frac{0.14(1+0.14)^{40}}{(1+0.14)^{40} - 1} = 0.1407$$

#### 4.2.3.4. Costo total de tubería anualizado (ST)

$$S.T = W * \frac{\text{Costo tubería}}{\text{por Kg}} * a$$

$$S.T = [0.8808 * H * D^2 * L * (\text{Kg})] * 15 \frac{\text{US\$}}{\text{Kg}} * 0.1407$$

$$ST = 1.8589 H * D^2 * L \frac{\text{US\$}}{\text{año}}$$

#### 4.2.4. Costo total

$$S = ST + SE$$

$$S = 1.8589H * D^2 * L + 25.1727 \frac{L * Q^3}{D^5}$$

$$\frac{dS}{dD} = 1.8589H * D^2 * L + 25.1727 \frac{L * Q^3}{D^5}$$

$$3.7178 H * D * L - 125.8635 \frac{L * Q^3}{D^6} = 0$$

$$D = \sqrt[7]{33.8542 \frac{Q^3}{H}}$$

#### 4.2.5. Golpe de ariete

##### 4.2.5.1. Diámetro y espesor tentativo

$$4.3. Q_{\text{Diseño}} = 6.9 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$4.4. H \approx 346.35 \text{ m}$$

$$4.5. H_{\text{Bruta}} = 346.35 \text{ m}$$

$$D \approx \sqrt[7]{33.8542 \frac{Q^3}{H}} = \sqrt[7]{33.8542 \frac{(6.9 \frac{\text{m}^3}{\text{seg}})^3}{346.35 \text{ m}}} \approx 1.6414 \text{ m}$$

$$e \approx \frac{\gamma_{H_2O} \cdot H \cdot D}{2 \cdot S} = \frac{1000 \frac{\text{kgf}}{\text{m}^3} * 346.35 \text{ m} * 1.6414 \text{ m}}{2 * 14000000 \frac{\text{kgf}}{\text{m}^2}} * 1000 = 20.30 \text{ mm} \approx \frac{7}{8} \text{ pulg}$$

$$h_f \approx 0.003718 \frac{L \cdot Q^2}{D^5} = 0.003718 \frac{361.82 \text{ m} \cdot \left(\frac{6.9 \text{ m}^3}{\text{s}}\right)^2}{(1.6414 \text{ m})^5} \approx 5.37 \text{ m. c. a.}$$

*Estamos asumiendo dos codos de 70° y dos valvulas compuertas totalmente abiertas para el calculo de las perdidas por accesorios.*

$$h_m \approx (0.55 + 0.55 + 0.3 + 0.3) * \frac{\left(3.26 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2 * 9.81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}} = 0.92 \text{ m. c. a.}$$

\* Dejaremos el cuadro de selección de estos factores en los anexos

$$n_{tuberia} \approx \frac{Hb - (h_f + h_m)}{Hb} = \frac{346.35m - (5.37 + 0.92)}{346.35 m} \approx 0.9817$$

$$H_{neta} = 346.35 * 0.9817 = 340.04 m$$

#### 4.5.1.1. Celeridad de la onda elástica

$$C = \frac{\sqrt{\frac{E_o}{\rho_0}}}{\sqrt{1 + \frac{E_o * D_{ext}}{E * e}}} = \frac{\sqrt{\frac{2 * 10^9 N/m^2}{1000 Kg/m^3}}}{\sqrt{1 + \frac{2 * 10^9 N/m^2 * (1.6414 + 2 * 0.02030)m}{2.1 * 10^{11} N/m^2 * 0.02030 m}}} = 1057.29 m/s$$

$E_o$ : Módulo de elasticidad del fluido ( $N/m^2$ )

$E$ : Módulo de elasticidad del material ( $N/m^2$ )

$\rho_0$ : Densidad del fluido ( $kg/m^3$ )

$e$ : Espesor de la tubería (m)

$D_{ext}$ : Diámetro de exterior de tubería (m)

#### 4.5.1.2. Sobrepresión por golpe de ariete

$$V = \frac{4Q}{\pi D^2} = \frac{4 * 6.9m^3/s}{\pi * (1.6414m)^2} = 3.26 m/s$$

$V$ : Velocidad del fluido (m/s)

$Q$ : Caudal ( $m^3/s$ )

$D$ : Diámetro interno de tubería (m)

$$\Delta P = \rho_0 * C * \Delta V$$

$\Delta P$ : Sobrepresión por golpe de ariete (m.c.a. o Pa)

$\rho_0$ : Densidad del fluido ( $kg/m^3$ )

$C$ : Celeridad de onda elástica (m/s)

$\Delta V$ : Variación de la velocidad del fluido (m/s)

$$\Delta P = \rho_0 * C * \Delta V = 1000 \frac{kg}{m^3} * 1057.29 \frac{m}{s} * \left(0 - 3.26 \frac{m}{s}\right)$$

$$\Delta P = 3446765.4 Pa = 351.48 m.c.a.$$

Para un Tiempo de cierre ( $t_c$ ) de 10 segundos:

$$X_o = \frac{t_c * C}{2} = \frac{10 * 1057.29 m/s}{2} = 5286.45 m$$

$$\Delta P' = \frac{L}{X_0} \Delta P$$

$\Delta P'$ : Sobrepresión rea (m)

$X_0$ : Longitud de tubería equivalente que recorrería la onda elástica durante  $t_c$  (m)

$\Delta V$ : Variación de la velocidad del fluido (m/s)

$$\Delta P' = 351.48 \text{ m.c.a.} * \frac{361.82 \text{ m}}{5286.45 \text{ m}} = 24.05 \text{ m.c.a.}$$

#### 4.5.2. Selección de la tubería

$$H_{max} = H_b - (h_f + h_m) + \Delta P'$$

$$H_{max} = 346.35 \text{ m.c.a.} - (5.37 \text{ m.c.a.} + 0.92 \text{ m.c.a.}) + 24.05 \text{ m.c.a.}$$

$$H_{max} = 364.11 \text{ m.c.a.} \approx 3.5682 \text{ Mpa}$$

$$D = \sqrt[7]{33.8542 \frac{Q^3}{H}} = \sqrt[7]{33.8542 \frac{\left(\frac{6.9 \text{ m}^3}{\text{seg}}\right)^3}{364.11 \text{ m}}} = 1.6297 \text{ m}$$

$$e \approx \frac{\gamma_{H_2O} \cdot H \cdot D}{2 \cdot S} = \frac{1000 \frac{\text{kgf}}{\text{m}^3} * 364.11 \text{ m} * 1.6339 \text{ m}}{2 * 14000000 \frac{\text{kgf}}{\text{m}^2}} = 0.02119 \text{ m} = 21.19 \text{ mm}$$

Entonces escogemos un tamaño de tubería estándar. Escogemos el tamaño de:

Diámetro exterior: DE = 1625.6 mm

Espesor = 7/8" = 22.23 mm

Diámetro interno: DI = 1581.14 mm

\*El catálogo de selección de la tubería se adjuntará en los anexos

##### 4.5.2.1. Comprobación del espesor

Para comprobar el espesor de la tubería nos regiremos a la norma ASME B31.3.

Utilizaremos la siguiente formula.

$$t > \frac{P * D}{2 * (S * E * W + P * Y)}$$

Donde:

$P$ : Presión interna de la tubería (Mpa)

*D: Diametro exterior (mm)*

*S: Esfuerzo admisible a la temperatura de diseño (Mpa)*

*E: Factor de calidad (adimensional)*

*W: Factor de reduccion de junta soldada (adimensional)*

*Y: Coeficiente Y (adimensional)*

$$t > \frac{P * D}{2 * (S * E * W + P * Y)}$$

$$t > \frac{3.5682 \text{ Mpa} * 1633.9 \text{ mm}}{2 * (250\text{Mpa} * 1 * 1 + 3.5682 \text{ Mpa} * 0.4)}$$

$$t > 11.59\text{mm}$$

*Entonces estamos correctos ya que nuestro espesor escogido estandar el mayor*

$$22.23 \text{ mm} > 11.59 \text{ mm}$$

Una vez que el espesor cumple con la norma, pasamos a comprobarla por el método de factor de seguridad según indica la norma ASME B31.3. Utilizaremos la siguiente formula.

$$F.S < 0.75$$

$$F.S = \frac{\sigma p}{S}$$

$$\sigma p = \frac{P * D}{2 * (t - c)} - Y * P$$

*Donde:*

*F.S : Factor de seguridad (adimensional)*

*σp: Esfuerzo circuferencial (Mpa)*

*S: Esfuerzo del material a la temperatura de trabajo (Mpa)*

*P: Presion interna (Mpa)*

*D: Diametro exterior de la tuberia(mm)*

*t: Espesor de la tuberia (mm)*

*Y: Coeficiente Y (adimensional)*

$c$ : Espesor adicional por corrosión (mm)

Entonces realizamos el procedimiento del cálculo.

$$\sigma_p = \frac{P \cdot D}{2(t - c)} - Y \cdot P$$

$$\sigma_p = \frac{3.5682 \text{ Mpa} \cdot 1633.9 \text{ mm}}{2 \cdot (22.23 \text{ mm} - 2 \text{ mm})} - 0.4 \cdot 3.5682 \text{ Mpa} = 142.66 \text{ Mpa}$$

$$F.S = \frac{\sigma_p}{S} = \frac{142.66 \text{ Mpa}}{250 \text{ Mpa}} = 0.57, F.S < 0.75, \text{Entonces si cumple.}$$

\*En esta ecuación el Factor de seguridad no representa la resistencia de la tubería, si no representa el dimensionamiento es el adecuado. Quiere decir que la tubería no es muy esbelta para el diseño.

#### 4.6. DISEÑO DE LA CÁMARA DE CARGA

En este diseño lo más importante es la altura mínima, lo cual nos permite cerciorarnos que la tubería de fuerza siempre tendrá el caudal necesario para alimentar a la turbina. También nos ayuda a evitar la entrada de aire a la tubería. Procedemos al cálculo con la siguiente formula.

$$H_{min} = C \cdot V \cdot \sqrt{D}$$

Donde:

$H_{min}$ : Altura minima que debe tener la camara de carga (m)

$C$ : Coeficiente que depende de la salida de la tuberia (adimensional)

$D$ : Diametro interior (m)

$$H_{min} = C \cdot V \cdot \sqrt{D}$$

$$H_{min} = 0.7 \cdot (3.26 \text{ m/s}) \cdot \sqrt{1.6339 \text{ m}} = 2.91 \text{ m}$$

Luego para poder determinar las siguientes medidas de la cámara de carga, será a puro criterio.

$$v = Q \cdot T$$

$$A = \frac{v}{ht}$$

$$L = \frac{A}{w}$$

Donde:

$v$ : Volumen de la cámara de carga ( $m^3$ )

$Q$ : Caudal de diseño ( $m^3/s$ )

$A$ : Área de la cámara de carga ( $m^2$ )

$ht$ : Altura total de la cámara de carga (m)

$w$ : Ancho de la cámara de carga (m)

Suponiendo que un llenado de la cámara de carga de 15 segundos, obtenemos las siguientes medidas.

$$V = Q \cdot T = 6.9 \frac{m^3}{s} \cdot 15 s = 103 m^3$$

A la altura mínima le debemos de sumar el diametro de tubería y medio metro

En cada extremo para evitar el golpe de ariete.

$$ht = 0.5 + 2.89 + 1.625 m + 0.5 = 5.5356 m$$

Entonces tendríamos un Área de:

$$A = \frac{V}{ht} = \frac{103 m^3}{5.5356 m} = 18.60 m^2 ; \text{ahora calculamos la longitud}$$

$$L = \frac{A}{w} = \frac{18.60 m^2}{4.0 m} = 4.65 m$$

\*El ancho de la cámara es propio criterio de diseño dependiendo del diseño.

## 4.7. SELECCIÓN DEL TIPO DE TURBINA HIDRÁULICA

### 4.7.1. Potencia al eje

- Eficiencia de turbina:92%
- Eficiencia de tubería:98%

$$P_{eje} = \frac{\gamma_{H_2O} * Q * H_n * n}{102}$$

$$P_{eje} = \frac{1000 \frac{Kgf}{m^3} * 6.9 \frac{m^3}{s} * 340.04 m * 0.98 * 0.92}{102} = 20739.24 KW = 20.74 MW$$

$$P_{eje} = 27811.77 CV$$

### 4.7.2. Potencia eléctrica

- Eficiencia de turbina: 92%
- Eficiencia de tubería: 98%

- Eficiencia de generador: 96%

$$P_{eje} = \frac{\gamma_{H_2O} * Q * H_n * \eta}{102}$$

$$P_{electrica} = \frac{1000 \frac{Kgf}{m^3} * 6.9 \frac{m^3}{s} * 340.04m * 0.98 * 0.92 * 0.96}{102} = 20MW$$

#### 4.8. SELECCIÓN DE LA TURBINA HIDRAULICA

Con una H neta de 333.78 m, para turbinas Francis, según criterio de:

- *Morozov*:  $Ns \leq \frac{2220}{Hn^{0.57}} = 80.05$
- *Schapov*:  $Ns \leq \frac{2420}{\sqrt{Hn}} - 80 = 51.23$
- *Eguiazarov*:  $Ns \leq \frac{5000}{Hn^{\frac{3}{4}}} = 63.14$
- *USBR*:  $Ns \leq \frac{2334}{\sqrt{Hn}} = 126.57$

$$Ns = \frac{N\sqrt{P}}{Hn^{5/4}}$$

*Ns*: Numero específico de revoluciones de potencia

*N*: Revoluciones por minuto (RPM)

*P*: Potencia de turbina(CV)

*Hn*: Salto neto(m)

- Para dos turbinas Francis, la potencia de cada una es P=13904.23 CV, tomando el promedio del criterio de Morozov y USBR

$$N = \frac{Ns * Hn^{5/4}}{\sqrt{P}} = \frac{103.31 * (340.04 \text{ m. c. a.})^{5/4}}{\sqrt{13905.88 \text{ CV}}} = 1279.25 \text{ RPM}$$

- Para un generador sincrónico de 3 pares de polos

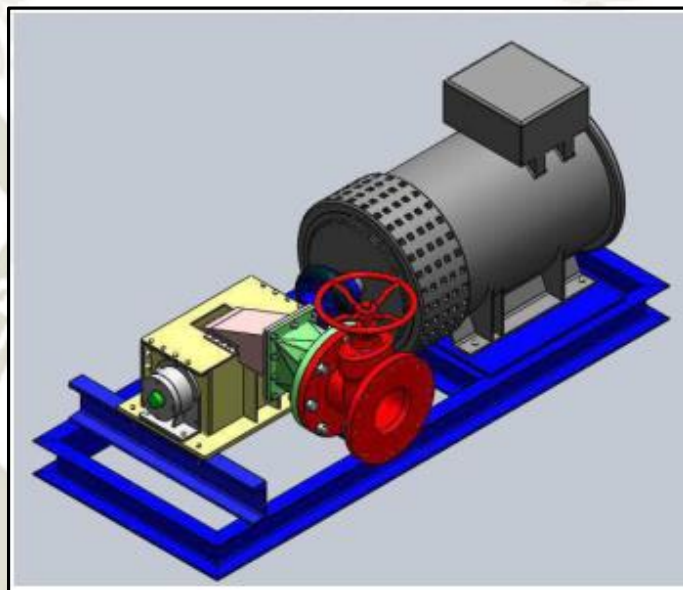
$$N = \frac{60 * f}{P} = \frac{60 * 60Hz}{3} = 1200 \text{ RPM}$$

$$Ns = \frac{N\sqrt{P}}{Hn^{5/4}} = \frac{1200 \text{ RPM} * \sqrt{13905.88 \text{ CV}}}{(340.04)^{5/4}} = 96.90$$

Con los datos anteriores nos dirigimos a la Tabla 16 donde según el Ns corresponde una turbina Francis lenta, luego la Tabla 17 nos indica el número de polos que son 3 pares, 1200 RPM para una frecuencia de 60 Hz.

Con los datos de caudal y altura cotizamos grupos de generación hidráulica a diferentes proveedores internacionales. Se tomó en cuenta con las empresas las cotizaciones de los sistemas principales como son la turbina hidráulica, generador, válvula globo, gobernador, la excitatriz y sistema de automatización. Según Anexo del fabricante Figura 33, Tabla 20, la Empresa Deyang Dongsen Hydropower Equipment Co. Ld, con fecha 26 de noviembre de 2018, nos dio la cotización correspondiente del sistema de generación hidráulica que es la más adecuada para nuestras condiciones del proyecto.

**Figura 33:** Ensamble del Grupo de Generación.



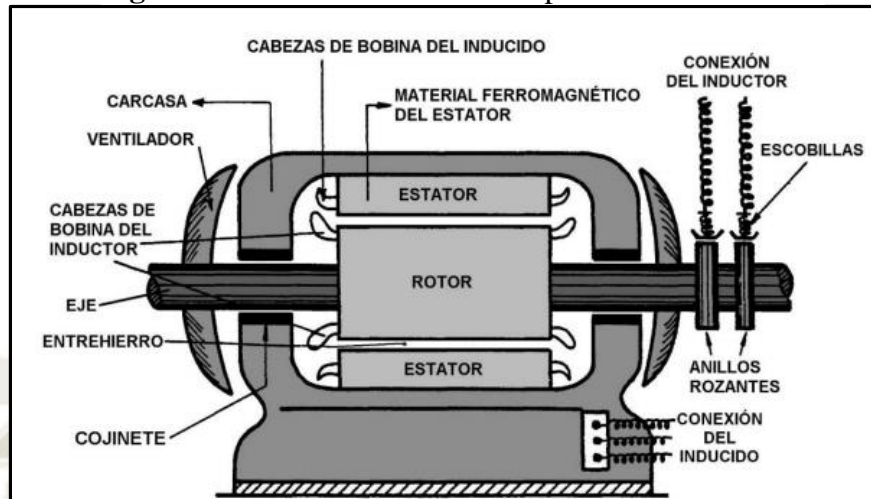
**Fuente:** Empresa Deyang Dongsen Hydropower Equipment Co. Ld,

**Tabla 20:** Selección de los sistemas de generación de la Central Hidroeléctrica Mamacocha 2x10 MW.

ITEM	NOMBRE	TIPO	CANTIDAD
1	Turbina Francis	HLD38 Lb-LJ-120	2
2	Generador	SF10-8/2860	2
3	Valvula	HD743H-40DN1200	2
4	Governador	WT-5000	2
5	Excitatriz	WKL2	2
6	Componete Automatizacion	-	2

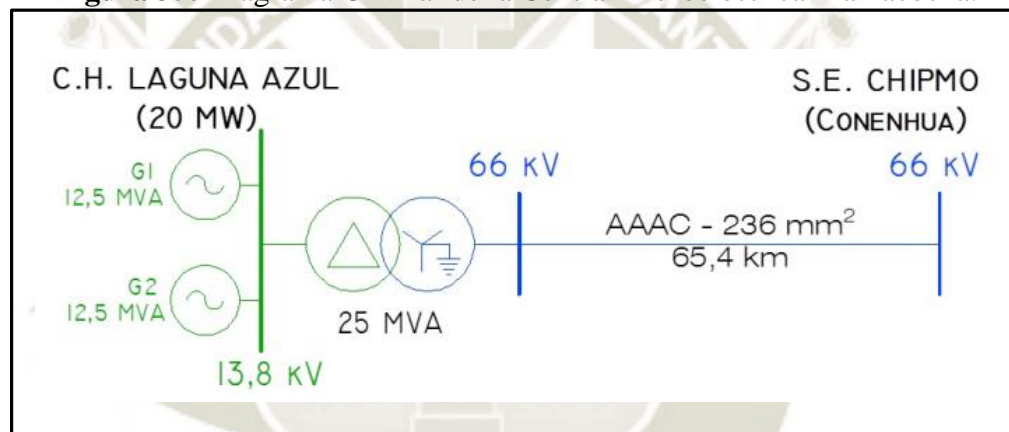
**Fuente:** Empresa Deyang Dongsen Hydropower Equipment Co. Ld.

**Figura 34:** Modelo de Alternador para la Central.



**Fuente:** Empresa Deyang Dongsen Hydropower Equipment Co. Ld,

**Figura 35:** Diagrama Unifilar de la Central Hidroeléctrica Mamacochoa.



**Fuente:** Elaboración propia

#### 4.9. CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

- Forma constructiva (s/ IEC 34 -7)	IM -7311
- Protecciones (s/ IEC 34 -5)	IP -23
- Sistema de refrigeración (s/ IEC-46)	IC-01
- Potencia aparente	$P_b = 25 \text{ MVA}$
- Factor de Potencia	$\cos\phi = 0.85$
- Tensión en línea	$U = 13.8 \text{ Kv}$
- Numero de fase	$m = 3$
- Conexión	Estrella
- Velocidad de giro	$N = 1200 \text{ r.p.m.}$
- Velocidad de embalamiento	$N_\infty = 2160 \text{ r.p.m.}$
- Pares de polos	$p = 3; 2p = 6$

- Rendimiento a plena carga

$\eta = 92.00 \%$

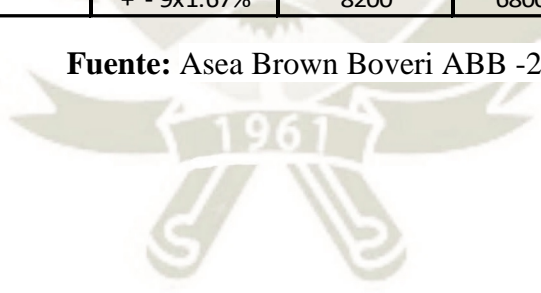
#### 4.10. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

El transformador de potencia tiene características técnicas para una potencia nominal de 12 MVA cada uno, con una relación de transformación de 13.8/66 KV. El transformador es de la Marca Asea Brown Boveri -ABB modelo ABB120 según la Tabla 21.

**Tabla 21:** Modelos de Transformadores de Potencia marca ABB.

<b>LARGE DISTRIBUTION TRANSFORMERS ABB</b>							
<b>Typical datas for 13.8/66 KV transformer with off-lod or on-lod tap changer</b>							
<b>Model Transformer</b>	<b>Rated power kVA</b>	<b>Tap-changer</b>	<b>No-Lod Loss W</b>	<b>Load Loss W</b>	<b>Impedance %</b>	<b>Total Weight Kg</b>	<b>Oil Kg</b>
ABB 40	4000	+ - 2x2.5%	3500	25000	6.35	6250	1210
		+ - 9x1.67%	3800	25500	6.35	1000	2780
ABB50	5000	+ - 2x2.5%	4200	29000	6.35	7500	1440
		+ - 9x1.67%	4500	31000	6.35	12100	3220
ABB60	6000	+ - 2x2.5%	4900	35000	7.15	9300	1670
		+ - 9x1.67%	5000	39000	7.15	13400	3620
ABB80	8000	+ - 2x2.5%	6000	45000	7.15	13200	2750
		+ - 9x1.67%	6200	45000	7.15	15400	3960
ABB100	10000	+ - 2x2.5%	7000	56000	8.35	15300	3140
		+ - 9x1.67%	7200	56000	8.35	18100	4760
ABB120	12000	+ - 2x2.5%	8100	65000	8.35	17200	3480
		+ - 9x1.67%	8200	68000	8.35	20600	5090

**Fuente:** Asea Brown Boveri ABB -2018



## CAPITULO V

### 5. COSTOS DEL PROYECTO

#### 5.1. COSTOS UNITARIOS

Los costos unitarios del proyecto hidroeléctrico de los sistemas y equipos y maquinas en el presente se muestran en el siguiente Tabla 22.

**Tabla 22.** Costos Unitarios de los componentes principales de la Central Hidroeléctrica.

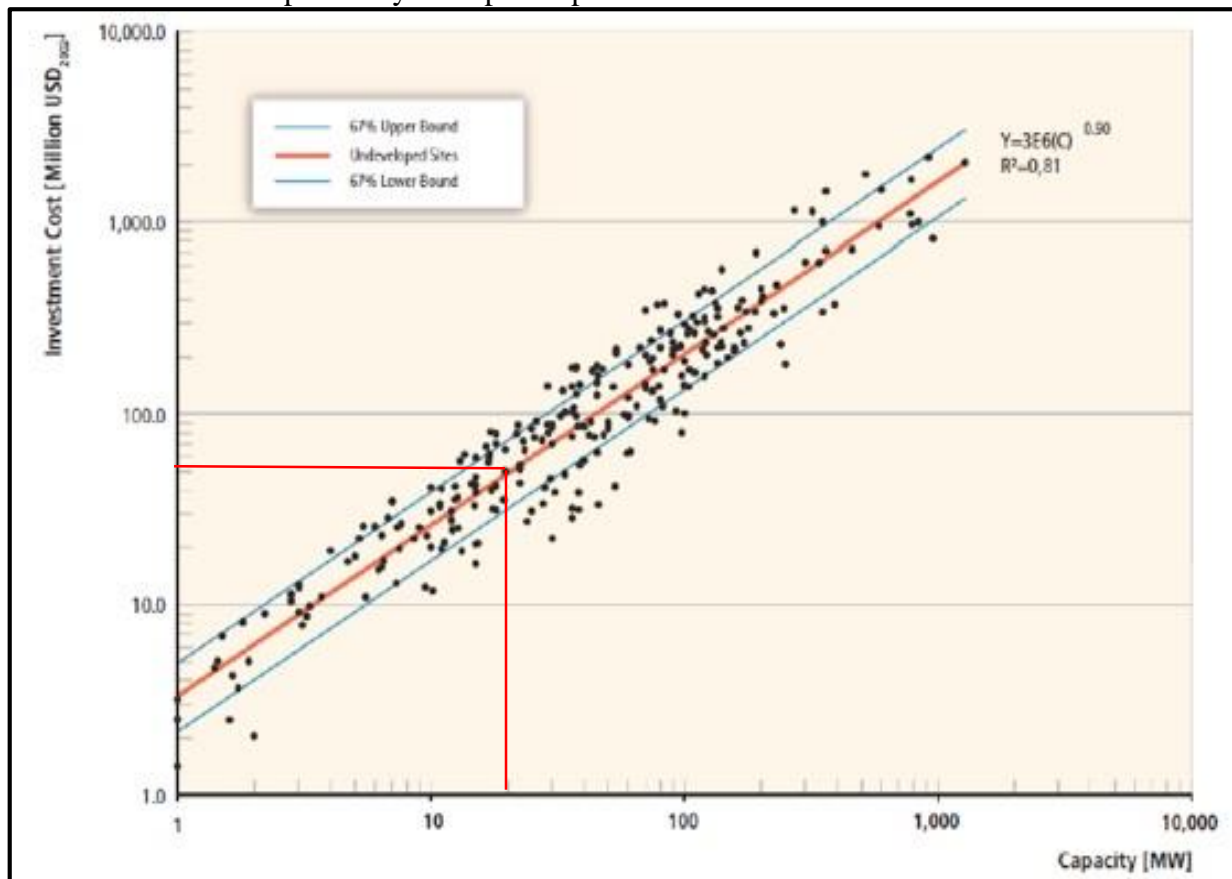
SISTEMAS, MÁQUINAS Y EQUIPOS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	Unidad	Metrado	P.Unitario (US\$)	P.Parcial (US\$)	Sub Total (US\$)
<b>A. SUMINISTRO ELECTROMECANICO SALA DE MÁQUINAS</b>					3,666,582.00
1. Turbina Francis Horizontal 1200 RPM-10MW	U	2	769,982.22	1,539,964.44	
2. Generador 1200 RPM-6.6KV-10 MW	U	2	458,322.75	916,645.50	
3. Valvula Principal Esferica Diametro DN660 mm PN50	U	2	146,663.28	293,326.56	
4. Sistema de excitacion	U	2	54,998.73	109,997.46	
5. Sistema de proteccion	U	2	54,998.73	109,997.46	
6. Transformador seco de distribucion interior 6.6/0.4-0.23kV, 250 KVA	U	1	696,650.58	696,650.58	
<b>B. SISTEMAS AUXILIARES</b>					188,047.00
1. Panel de distribucion e iluminacion Casa de Maquinas/Salas/Entrada Tunel	U	2	11,791.00	23,582.00	
2. UPS y Sistemas de Transferencias de Datos Scada con auxiliares no W2W	U	1	22,545.00	22,545.00	
3. Cables Electricos monopolares XLPE 6.6kV-Casa de maquinas-Soporteria	Global	1	37,818.00	37,818.00	
<b>C. GRUPOS GENERADORES DE EMERGENCIA DIESEL</b>					80,639.00
1. Grupo electrogeno 130KW	Global	1	35,450.00	35,450.00	
2. Panel de tranferencia y Cables Fuerza/FO a Portal para control de GE	Global	1	28,400.00	28,400.00	
3. Grupo electrogeno de 30kW	Global	1	16,789.00	16,789.00	
<b>D. SISTEMA ENFRIAMIENTO DE AGUA</b>					130,355.00
1. Sistema de agua de refrigeracion de Cojinetes	U	1	12,455.00	12,455.00	
2. Sistema de agua de refrigeracion de Estator	U	2	39,300.00	78,600.00	
3. Sistema de refrigeracion del Transformador Principal	U	1	39,300.00	39,300.00	
<b>SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO Y VENTILACIÓN</b>					129,938.00
1. Sistema de Ventilacion de Caverna-Casa de Maquinas	Global	1	98,340.00	98,340.00	
2. Sistema de aire acondicionado de Sala de Control Casa y Bocatoma	Global	1	19,588.00	19,588.00	
3. Sistema de Extraccion de Sala de baterias	Global	1	12,010.00	12,010.00	
<b>E. SUMINISTRO SUBESTACIÓN MAMACOCHA</b>					1,184,936.00
1. Transformador 20/25MVA 66/13.8kV(con aceite mineral)	U	1	441,000.00	441,000.00	
2. Tablero de control, proteccion y medicion de Linea 66kV	U	1	52,780.00	52,780.00	
3. Equipo Hibrido PASS M00 66kV	U	1	162,500.00	162,500.00	
4. Cables . de control, energia y baja tension	Global	1	129,315.00	129,315.00	
<b>F. SUMINSTRÓ SUBESTACIÓN CHIPMO</b>					1,180,721.00
1. Modulo hibrido Pass M00 BIL 550kV			155,500.00	311,000.00	
2. Tablero de control, proteccion y medicion de Linea 66kV	U	2	58,167.00	58,167.00	
3. Tablero de proteccion de barras 66kV	U	1	48,538.00	48,538.00	
4. Transformador de tension 66kV	U	1	9,330.00	27,990.00	
5. Banco de Baterias y cargador	U	3	28,000.00	28,000.00	
6. Tablero AC/DC SSAA	U	1	16,000.00	16,000.00	
<b>G. GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (10%)</b>					366,685.20
<b>COSTO TOTAL US\$</b>					<b>6 797 965.20</b>

Fuente: Elaboración propia

## 5.2. COSTO GENERAL DEL PROYECTO

El costo total del proyecto de la central hidroeléctrica US\$ 52 000 00.00, donde se costos directos e indirectos como terrenos, obras civiles, obras electromecánicas, montaje, administrativos y otros. Sustentado en el Grafico N°16.

**Gráfico 16:** Costos de inversión para plantas energía hidroeléctrica en función de la capacidad y de la planta para sitios no desarrollados.



Fuente: Hall et al., 2003

## 5.3.CALCULO DEL ROI

El ROI es un indicador que permite saber cuánto dinero la empresa perdió o ganó con las inversiones hechas (Canal de conducción, túnel, tubería, casa de máquinas, subestación, otros). De esta forma, puedes saber cuáles inversiones valen la pena y cómo optimizar aquellas que ya están funcionando para que tengan un rendimiento todavía mejor.

La métrica es importante porque permite que evalúes cómo ciertas iniciativas contribuyen con los resultados de la empresa.

De la misma forma, con base en el ROI, es posible planificar metas basadas en resultados tangibles y entender si está valiendo la pena o no invertir en determinados canales.

1. Costos totales del proyecto en funcionamiento son: US\$ 52 000 000.00
2. Costos de venta de energía a costo marginal al COES: 60 US\$/MW-HR
3. Costos de operación de una Central Hidráulica: 20 US\$/MW-HR donde se incluye costos directos e indirectos.
4. Vida Útil de la Central Hidroeléctrica 40 años

Ganancia en 40 de años de vida útil de la Central Hidroeléctrica de Mamacocha

Ganancia = 40 Años\* 40 US\$/MW-HR\* 0.85\*8760 HORAS/AÑO\*20 MW

Ganancia = 238 272 000 US\$

$$\text{ROI} = \frac{\text{GANANCIA} - \text{INVERSION}}{\text{INVERSION}} = \frac{\text{US\$ } 238\,272\,000 - \text{US\$ } 52\,000\,000}{\text{US\$ } 52\,000\,000} = 3.58$$

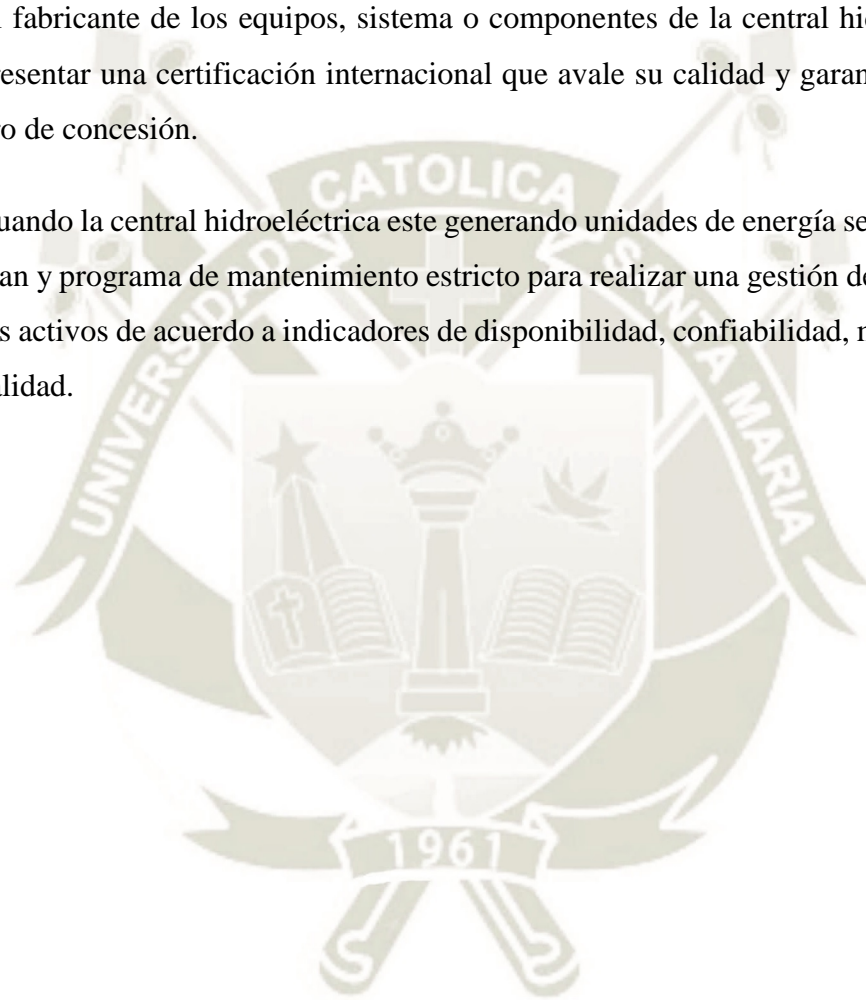
Este proyecto hidroeléctrico es rentable porque el indicador nos da un valor de 3.58.

## CONCLUSIONES

1. Las características técnicas principales de la Central Hidroeléctrica son: Potencia instalada igual 20 MW que consta de dos turbinas Francis lenta de posición horizontal, eficiencia total del 92%, velocidad de sincronismo de 1200 rpm, Ns de 96.90, caudal de diseño  $6.9 \text{ m}^3/\text{s}$ , salto neto 340.04 m.
2. La tubería de fuerza de la central hidroeléctrica que corresponde a un componente principal debe fabricarse en forma espiral o en forma helicoidal formando cilindros, debe tener como mínimo una resistencia a la fluencia de  $28 \text{ Kg/mm}^2$ , resistencia a la rotura como mínimo de  $90 \text{ Kg/mm}^2$ .
3. Entre los principales componentes de la central hidroeléctrica los rodetes deben ser fabricados acero inoxidable AISI 304, un eje pasante en el rodete de acero inoxidable AISI 431, de 55 mm de diámetro en su parte más ancha y 675 mm. de largo.
4. Se seleccionó dos generadores síncronos para turbinas hidráulicas Francis, sus principales características son: potencia de 10 MW, tensión de 220/440V, 60Hz, 1200 rpm y de 3 pares de polos.
5. El costo del grupo de generación de la central hidroeléctrica es US\$ 6 797 965.20, donde se incluye costos de diseño, fabricación, montaje y puesta en marcha con los protocolos de funcionamiento.

## RECOMENDACIONES

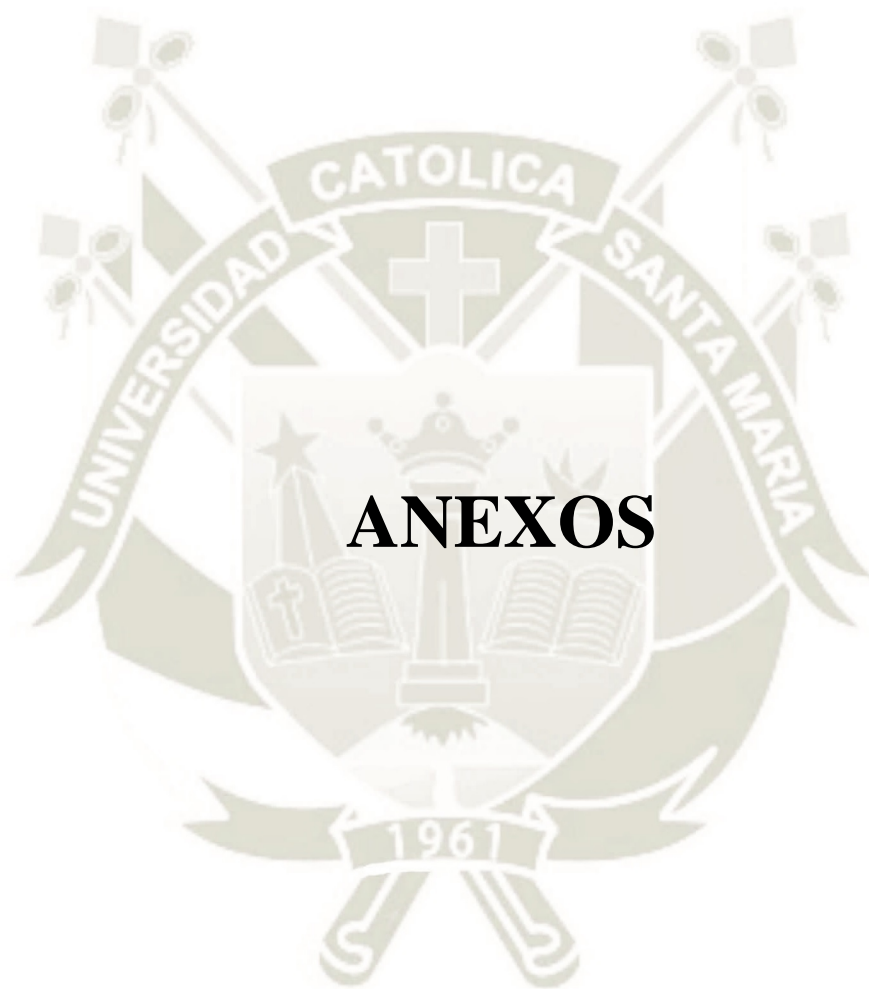
1. Se recomienda que el proyecto de la central hidroeléctrica antes de la puesta en funcionamiento se debe comprobar que potencia efectiva este de acuerdo a la potencia instalada, realizar de acuerdo a los protocolos internacionales
2. El fabricante de los equipos, sistema o componentes de la central hidroeléctrica debe presentar una certificación internacional que avale su calidad y garantía para la buena pro de concesión.
3. Cuando la central hidroeléctrica este generando unidades de energía se debe plantear un plan y programa de mantenimiento estricto para realizar una gestión de manutención de los activos de acuerdo a indicadores de disponibilidad, confiabilidad, mantenibilidad de calidad.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Alberto Mejia, J. C. (Octubre de 2011). Diseño de una turbina hidraulica basada en el tornillo de Arquimedes. Ciudad Universitaria, El Salvador.
2. Cesel Ingenieros. (2012). Estudio de aprovechamiento hidrico CH Mamacocha. Lima, Peru.
3. Fernández Díez, P. (1996). *Turbinas hidráulicas*. España: Departamento de Ingeniería Electrica y Energética. Universidade de Cantabria, Espanha.
4. Fernandez Diez, P. (2008). *Biblioteca sobre Ingeniería Energetica*. Obtenido de Biblioteca sobre ingenieria energetica: <http://es.pfernandezdiez.es/libro/?id=10>
5. Gonzales Perez, J., & Martinez de la Calle, J. (2006). *Turbomaquinas, Scribd*. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/74799645/10-TURBOMAQUINAS>
6. Huaman Hernandez, M. (2012). Plantas Mnielectricas usando bombas y Motores de Induccion Controlados Electronicamente. Lima, Peru.
7. Jimenez Ordoñez, J. (Junio de 2016). Estimacionde los Parametros del circuito Equivalente de motor de induccion Trifasico, en baja tension mediante normas UNE. Jaen, España.
8. Llivicura, P. (s.f.). *Motor Asincronico, Monografias.com*. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos82/motores-asincronicos/motores-asincronicos2.shtml>
9. Maldonado Ruiz, S. (2012). *Maquinas Hidraulicas II, MultiJaguaje Documents*. Obtenido de <https://documents.tips/documents/mh-ii-cap1.html>
10. Sepúlveda, L. A. (2012). *Diseño de rodete de turbina hidráulica tipo Pelton*. Santiago de Chile.
11. Shames, I. (1995). *Mecanica de Fluidos*. Colombia: McGraw Hill.
12. Viedma Robles, A., & Zamora Parra, B. (1997). Teoría de Máquinas Hidráulicas. España: Servicio de publicaciones Universidad de Murcia.
13. Villanueva Ure, R. (2010). *CentralesHidroelectricas*. Lima,Peru: Editorial Universitaria UNI.

14. J. M. Chapallaz, P. Eichenberger, G. Fischer, (1992) – “Manual on Pumps Used as Turbines”. A Publication of Deutsches Zentrum fur Entwicklungs technologien GATE – A Division of the Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit (GTZ)
15. F. Coz, T. Sanchez, B. Viani, J. Segura, L. Rodriguez, H. Miranda, E. Castromonte, J. Guerra, L. Quiroz, J. Gaitán, L. Moreno, I. Muñoz, (1995) – “Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas” Intermediate Technology Development Group, ITDG – Perú
16. R. Mateus, A. Carvalho – “Análise Comparativa de Metodologias para Seleção de bombas funcionando como turbina”, Artigo Técnico do Instituto de Recursos Naturais da Universidade Federal de Itajubá – Brasil
17. D. Madeiros, A. Rezek, A. Viana – Artigo técnico “Microcentral hidroeléctrica Boa Esperanza, estudo da geração de 89nergía hidrelétrica através do uso de bombas funcionando como turbinas e geradores de indução”
18. Wolfgang Muller, (1987) – “Electrotecnia de Potencia”. Una Publicación de Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit (GTZ)
19. Centro de entrenamiento de productos KSB, (2002) 1º Edición, “Manual de Entrenamiento, Selección y Aplicación de Bombas Centrifugas”, KSB Compañía Sudamericana de Bombas
20. Iberdrola, Endesa, Sevillana de Electricidad, Unión Fenosa. – “Centrales Hidroeléctricas II, Turbinas Hidráulicas”
21. Manuel Polo Encinas, (1976) – “Turbomáquinas Hidráulicas”
22. Celso Penche.- (1998) – “Manual de Pequeña Hidráulica”, DG XVII Dirección general de energía de la Comisión Europea.
23. Faviana Gama Viana – “Artigo do desenvolvimento social”
24. Giraldo Carpio, (2006) – “Máquinas Eléctricas”



ANEXO N° 01

Tabla de Análisis de doble masa - Grupo 1

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

GRUPO 1				
AÑOS	ANDAGUA	ORCOPAMPA	AYO	MEDIA
1951	447.9	533.9	109.1	363.63
1952	624	1027.2	219.1	623.43
1953	757.7	1593.7	354.2	901.87
1954	1293.9	2205.5	485.1	1328.17
1955	1999.8	2797.2	655.1	1817.37
1956	2235.1	3017.8	725	1992.63
1957	2559.7	3486.9	789.3	2278.63
1958	2986.2	3822.9	847.9	2552.33
1959	3489.8	4323.9	900.4	2904.70
1960	3730.7	4683.4	1002.4	3138.83
1961	4479.5	5410.4	1103.9	3664.60
1962	5071	5982.2	1207.4	4086.87
1963	5599.3	6853.2	1311.1	4587.87
1964	6133.5	7330.5	1404.4	4956.13
1965	6404.5	7723.1	1440.8	5189.47
1966	6709.8	8129.2	1529.9	5456.30
1967	7323.4	8541.3	1663.4	5842.70
1968	7859	8983.9	1762.2	6201.70
1969	8341.9	9703.8	1948.3	6664.67
1970	8641	10538.6	1994.4	7058.00
1971	8876.6	10998.5	2051.9	7309.00
1972	9539.4	11646.5	2255	7813.63
1973	10115	12288.7	2321.1	8241.60
1974	10578.7	12833.4	2402.5	8604.87
1975	10306.9	13288.2	2511.9	8702.33
1976	11881.5	13760.3	2649.8	9430.53
1977	12222.3	14218.8	2705.6	9715.57
1978	12513.9	14574.9	2757.4	9948.73
1979	12887.8	14940.1	2809.2	10212.37
1980	13222.6	15375.4	2869.6	10489.20
1981	13502.4	15862.9	2912.3	10759.20
1982	13718.3	16228	2964.8	10970.37

**Tabla de Análisis de doble masa - Grupo 2**

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

GRUPO 2					
CHACHAS	CHOCO	HUAMBO	SALAMANCA	LA CALERA	MEDIA
144.5	169.6	186.9	198.40	363.3	212.54
286.1	263.7	334.4	390.70	820.1	419.00
674.4	514.5	853.9	1082.20	1423.6	909.72
969	683.7	1279	1290.50	2086.5	1261.74
1201	843.9	1514.9	1507.80	2683.7	1550.26
1389.6	1083.6	1785.1	1709.00	3212.5	1835.96
1588	1249.4	2031.7	2033.20	3703.7	2121.20
2011.6	1652.4	2642.7	3220.80	4303	2766.10
2294.3	1934.4	2997.6	4251.00	4993.5	3294.16
2559.4	2139	3424.3	4819.40	5531.5	3694.72
2928.8	2446.4	3765.5	5545.50	6072.4	4151.72
3211.4	2636.8	4150	5945.70	6720.4	4532.86
3526.4	2795.6	4339.9	6311.70	7262.6	4847.24
3650.9	3078.2	4474.1	6478.10	7732.9	5082.84
3905.2	3209.7	4658.4	6875.20	8111.2	5351.94



**Tabla de Análisis de doble masa - Grupo 3**

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

GRUPO 3					
AÑOS	PULLHUAY	YAURI	CHINCHAYLLAPA	JANACANCHA	MEDIA
1992	808.2	774.9	774.1	424.20	695.35
1993	1506.5	1855	1703.9	1370.90	1609.08
1994	1796.9	2748.9	2677.9	2200.00	2355.93
1995	2232.7	3582.9	3370.9	2904.60	3022.78
1996	3484.4	4375.1	4240.5	3710.30	3952.58
1997	4506.8	5311.1	5416.4	4494.80	4932.28
1998	5711.3	5932.4	6399.8	5104.60	5787.03
1999	6297.3	6893.6	7550	6023.80	6691.18
2000	7080.3	7753.6	8349.7	6946.70	7532.58
2001	7647.7	8776.1	9123.1	7935.40	8370.58
2002	7989.7	9731.8	9883.6	8831.30	9109.10
2003	8496.5	10623.6	10366.4	9508.80	9748.83
2004	8971.5	11382.3	10814.7	10153.40	10330.48
2005	9600.9	12110.9	11370.6	10795.80	10969.55
2006	10157.2	13028.1	12149.8	11768.80	11775.98
2007	10715.9	13679.9	12949.9	12479.60	12456.33
2008	11283.7	14241.4	13491.9	13086.80	13025.95
2009	11693.8	15013.9	14184	13684.80	13644.13



**Tabla de Análisis de doble masa - Grupo 4**

Fuente: Cesel Ingenieros 2012

GRUPO 4							
AÑOS	ANDAHUA	CHACHAS	ORCOPAMPA	AYO	CHOCO	MACHAHUAY	MEDIA
1993	233.8	148.4	402.1	91.4	106.6	246.2	204.8
1994	605.4	458.7	843.1	140.2	499.3	916.1	577.1
1995	883.7	762.5	1231.7	236.2	815.8	1181.6	851.9
1996	1158.2	1014.1	1681.4	389.5	1006.2	1423	1112.1
1997	1324.1	1426	2251.8	563.1	1473.5	1814.9	1475.6
1998	2097.4	1745.9	2673.5	699.7	1749	2116.9	1847.1
1999	2641.1	2230	3267.7	962	2135	2581.9	2303.0
2000	2987.7	2574.3	3849.5	1085	2488.1	3012.9	2666.3
2001	3457.5	2949.6	4324.9	1227.9	2813	3536.2	3051.5
2002	3848.6	3371.7	4888.6	1403.2	3201.5	3937.5	3441.9
2003	4063.8	3546.6	5212.1	1448.9	3388.9	4104.3	3627.4
2004	4325.7	3831.6	5593.9	1560.5	3656.2	4310.8	3879.8
2005	4588.4	4054.2	5893	1646	3840.5	4553.4	4095.9
2006	4940	4359.2	6325.4	1717.7	4129.3	4892.3	4394.0
2007	5288	4670.7	6737.4	1814.2	4419.6	5145.6	4679.3
2008	5539.2	4898.6	7072.9	1926.4	4591.4	5398.9	4904.6
2009	5832.8	5108.7	7394.9	1997.4	4861.8	5768.6	5160.7
2010	6071.2	5313.4	7735.2	2046.8	5066.7	5892.6	5354.3
2011	6449.1	5630.2	8221.2	2158.3	5362.6	6274.3	5682.6

**ESTACIONES PLUVIOMETRICAS CONSISTENTES (CORREGIDAS Y EXTENDIDAS)**

ESTACION: ANDAHUA  
CUENCA: RIO MAMACOCHA  
REGION: AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1951-2011

LATITUD: 15°29'37" S  
LONGITUD: 72°20'57" W  
ELEVACION: 3528  
FUENTE: SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951	84.9	140.8	95.7	4	0	0	0	1.3	0	0	11.5	10
1952	41.3	34.9	66.4	0	0	2.1	0.5	0	13.4	0	0	50.9
1953	28	53.7	31.3	10.4	0	0	0	0	3.2	0	52	9.3
1954	56.3	179.9	75.6	4.3	29.2	0	0	0	0	0	11.6	36.4
1955	150.7	103.1	145	0	2.8	0	0	0	1.7	13.5	19	44.2
1956	39.7	197.8	2.2	0	0	0	0	0	0	0	2	0
1957	19.2	96.2	114.2	9.1	0	18.3	0	0	8.2	0	2	20.2
1958	51	146.8	127.3	0	0	0	0	0	0	0	7.1	5.1
1959	11.4	168.4	71.1	12.2	0	0	0	0	0	0	10.5	103.1
1960	87.9	23.5	84.4	13.6	0	0	0	0	18.1	0	0	15.1
1961	178.5	138.3	46.6	27.1	0	0	0	0	0	10.4	29.7	71.1
1962	169.5	77.4	79	65.8	0	0	0	3.9	14.1	0	0	11.8
1963	95.8	124.9	70.7	6.3	4.1	0	0	0	29.5	13.1	12.9	32.1
1964	66.8	42.8	87.1	25	31.8	0	0	9.2	0	0	23.5	106.1
1965	31.4	132.8	48.5	14.8	0	0	0	0	15.7	0	0	14.8
1966	29.8	97.3	68.6	5.9	9	0	0	0	0	19.8	23.9	21.2
1967	92.7	151.1	126.3	0	8.8	0	0	1.8	23.6	0	0	28.6
1968	140	94.7	141.1	0	0	0	0	0	0	0	9.2	8.1
1969	111.8	64.8	112.7	10.2	0	0	0	0	2.5	0	12.5	51.5
1970	81.8	101.7	57.4	0	8.2	0	0	0	0	10	0.9	12.4
1971	79.8	91.1	22.7	4.1	0	0	0	0	0	7.1	2	33
1972	125.9	77.5	147.6	7.9	0	0	0	0	15.7	29.2	0	54.2
1973	102.3	85	108.2	28.3	0	0	0	9.8	46.5	0	10	23.3
1974	109.7	104	66.2	13.4	0	0	0	47	5.5	0	0	10.4
1975	141.1	220.3	85.8	2.4	0	0	0	0	0	0	0	41.8
1976	149.6	73.8	47.2	9.4	21.9	0	5.4	3.4	57.2	0	0	45
1977	44.7	113.7	95	0	0	0	0	0	0	8.6	10.6	20.9
1978	78.3	11	76.5	59.3	0	0	4.9	0	0	0	38.6	0
1979	33.1	32.5	123.3	2.1	0	0	0	0	2.1	54.2	0	63.2
1980	45.3	45.5	147.5	12.3	0	0	0	3.2	0	13.9	1.2	21.6
1981	44.7	75.6	25	43.1	0	0	0	16.7	0	0	9	48.4
1982	23	57.5	46.6	27.4	0	0	0	0	20.3	10	7.7	37.4
1983	52.6	73.3	37.9	0.6	0.1	0	0	0.2	5	0	0.8	77.3
1984	79.1	174.8	83.5	4.5	0	2.4	0	0	0	19.1	52.6	28.6
1985	95.1	126.8	63.8	3.8	6.2	5.3	0	0	0	0	30.8	29.8
1986	122.6	90.2	20.4	13.6	8.2	0	0	10.6	0	0	13.5	122.6
1987	120.2	6.9	24.7	4.6	0	0	17.1	0	0	13.1	11.3	42.8
1988	95.1	68.7	68.7	19.4	28.1	0	0	0	2.4	0	0	99.6
1989	105.2	169.3	13	40.8	0	4.6	0	0	0	0	3.6	0
1990	30.2	13.2	36.4	12	4	22.2	0	5.4	0	3.2	62.6	55.5
1991	67.2	22.9	132.8	0	0	19.8	0	0	0	7.8	2.4	3.8
1992	95.1	112.9	83.8	15.2	0	0	0	6.2	0	6.2	0	39.2
1993	72.2	25.3	30.7	27	6.8	0	0	14.6	0	20.4	4.2	32.6
1994	131	124.6	40.4	28.8	0	0	0	0	0	0	0	46.8
1995	75.6	12.2	123.3	0	1.4	0	0	0	1	1.8	45.8	17.2
1996	35.8	124.6	24.5	22.9	5.4	0	0	0	0	2	0	59.3
1997	89.3	130.8	65.1	10.9	0	0	0	34.2	45.1	0	5	85.5
1998	162.6	73.1	51.9	3.1	0	0	0	0	0	0	30.1	152.5
1999	74.1	207.7	130.8	0	0	0	0	0	16.6	44	0	70.5
2000	113.3	75.2	46.7	1.4	0	1.8	0	0	0	55.7	0	52.5
2001	82.4	236.5	95.8	22.4	3.5	0	0	3.8	5.4	11.6	0	8.4
2002	14.3	96.3	116.4	39.2	5.8	0	44	0	0	1.2	30	43.9
2003	40.2	76	69.3	6.4	7.7	0	0	2.1	0	0	0	13.5
2004	90.5	97.6	48.3	0	0	0	12.6	0.1	1.7	0	0	11.1
2005	66.9	72.4	45.4	15.1	0	0	0	0	14	0	0.7	48.2
2006	117.8	142.8	50.5	0.9	1.6	0	0	0	0.9	18.4	13.8	4.9
2007	85.5	124.7	98.1	21.1	0.4	0	0	0	0	0.2	0.8	17.2
2008	152.3	48.6	14.7	0.5	0	1.1	0	3.5	0	1.3	0	29.2
2009	76.9	101.4	68.2	25.4	0.2	0	9.9	0	0.4	0	3.5	7.7
2010	39.2	106.8	27.5	13.1	4.3	0	0	0	0	15	0	32.5
2011	75.1	145.3	12.3	50.2	7.9	0	0	0	0	0	9	78.1
MEDIA	82.0	99.0	71.6	13.5	3.4	1.3	1.5	2.9	6.1	6.7	10.3	38.7

ESTACION:CHACHAS  
CUENCA:RIO MAMACOCHA  
REGION:AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1964-2011

LATITUD:15°29'56" S  
LONGITUD:72°16'02" W  
ELEVACION:3130  
FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	123.1	82.0	41.6	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3	1.7	51.2
1965	3.5	73.3	13.9	6.1	0.0	0.0	0.6	0.0	10.5	2.7	0.0	3.0
1966	8.2	48.2	18.5	0.0	11.8	0.0	0.0	0.0	0.0	10.5	6.9	7.6
1967	77.6	64.6	93.5	15.0	2.1	0.6	0.9	0.0	4.9	3.6	2.3	9.0
1968	80.8	40.0	67.6	0.0	0.6	0.6	0.0	0.0	0.0	3.2	19.7	0.0
1969	48.7	42.2	44.8	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	22.8
1970	60.0	46.9	19.6	0.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	9.8
1971	45.6	53.7	15.1	5.3	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	28.0
1972	59.0	66.7	110.6	8.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	1.9	0.0	47.1
1973	56.5	58.2	45.5	24.4	0.0	0.0	0.0	4.9	14.0	0.0	0.8	0.5
1974	75.2	50.5	10.3	7.9	0.0	6.1	0.0	29.6	0.0	0.0	0.0	13.6
1975	56.4	118.0	55.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.1
1976	88.1	56.1	8.5	0.0	0.0	8.8	1.4	0.0	27.9	0.0	0.0	14.1
1977	21.7	92.7	79.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	0.0	13.0
1978	52.9	13.3	41.2	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1	2.8
1979	8.9	16.5	141.3	0.0	0.0	0.0	1.3	0.0	3.4	40.7	0.0	42.2
1980	15.8	27.0	88.4	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	10.1	0.0	2.5
1981	44.4	79.0	15.0	49.8	0.0	0.0	0.0	9.8	2.6	0.0	6.4	21.2
1982	26.1	60.8	59.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.9	26.9
1983	12.7	29.0	44.8	1.5	0.3	0.1	0.0	0.7	0.0	0.0	0.4	14.1
1984	25.3	128.1	93.5	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	5.6	0.5	0.4
1985	59.6	120.5	11.8	0.0	4.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	8.0	50.9
1986	86.3	80.2	20.7	9.2	0.0	0.0	0.0	13.8	0.0	0.0	19.0	26.9
1987	111.1	18.0	20.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1988	117.5	34.2	59.0	32.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	47.8
1989	90.0	59.4	62.0	2.5	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0
1990	71.6	82.1	59.4	10.7	0.8	3.6	0.0	7.5	0.0	0.0	14.9	82.4
1991	79.5	30.0	32.0	0.0	0.0	38.5	0.0	0.0	0.0	0.0	13.6	0.0
1992	71.6	82.1	59.4	10.7	0.0	0.0	0.0	6.0	0.0	0.8	0.4	9.3
1993	47.8	29.7	20.5	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	0.0	24.4	0.0	16.7
1994	114.7	116.2	38.5	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0
1995	69.6	82.1	105.7	15.2	0.7	0.0	0.0	0.0	1.8	0.2	28.5	0.0
1996	34.2	131.1	21.5	15.7	1.2	0.0	0.0	1.3	0.0	0.0	21.6	25.0
1997	68.6	68.8	42.2	1.6	0.0	0.0	0.0	31.4	17.5	0.0	4.0	55.8
1998	89.2	33.3	22.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.4	63.4
1999	23.4	130.4	104.5	22.2	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	27.6	0.0	19.6
2000	98.2	47.7	36.6	4.3	1.1	0.1	0.0	0.0	0.0	25.4	0.4	31.5
2001	45.6	125.8	53.1	16.4	4.2	0.0	0.0	0.6	4.7	6.5	0.6	8.3
2002	47.1	73.2	75.3	25.7	0.0	0.0	23.9	0.0	0.0	1.5	23.0	26.8
2003	32.1	48.2	64.6	5.5	8.8	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	11.6
2004	83.1	97.4	69.4	3.2	0.0	0.0	6.2	0.7	0.9	0.0	0.0	24.1
2005	32.4	68.5	46.2	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	10.6	0.0	1.2	59.5
2006	88.7	129.8	60.9	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.5	8.5	8.8	4.0
2007	58.4	138.1	73.0	24.1	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	15.9
2008	134.3	40.7	19.1	0.0	0.0	0.7	0.0	1.2	0.0	4.1	0.0	27.8
2009		70.7	64.2	13.8	0.0	0.0	6.5	0.0	0.5	0.0	4.2	4.0
2010	37.7	83.3	36.8	10.4	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	25.2
2011	72.5	123.8	16.2	39.6	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	52.4
MEDIA	60.8	70.7	50.1	8.9	1.1	1.3	0.9	2.5	2.4	4.4	5.6	22.3

ESTACION:ORCOPAMPA  
CUENCA:RIO MAMACOCHA  
REGION:AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1951-2011

LATITUD:15°15'39" S  
LONGITUD:72°20'20" W  
ELEVACION:3801

FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951	110	107.5	90.9	13.6	2.4	0	0	16.7	0	10.6	25.4	67.7
1952	142.2	119.2	51.8	4.6	0	1.5	5.9	4.2	17.6	0.8	2.5	62.1
1953	124.2	114.3	100.1	24.5	0	0	0	0	7.1	10.8	62.7	27
1954	38.5	170.3	103.2	38.5	25.7	1.2	0	1.7	5	1.1	52.2	69.6
1955	109.9	106.2	155.6	5.4	3.7	0	0	0	0.6	9.1	36.5	63.9
1956	45.5	90.6	20.8	0.1	0	0	0	0	11.5	7.1	6.2	13.3
1957	66.2	94.3	103.5	26.8	5.4	7.5	0	8.8	5.4	11.7	2.9	60.4
1958	67.9	93.5	59.4	3.8	3	0	2.1	0	2.6	25.6	12.8	16.2
1959	31.3	157.9	48.5	24.2	15	2.9	0	0	3.3	5	4.2	126.1
1960	128.8	38.3	4.3	21.3	0	0	0	4.7	26.4	23.4	15.3	43.4
1961	115.7	131.4	70.8	43.7	30.5	0	0	4.9	14.4	18.1	72.5	96.8
1962	134.2	73.1	106.3	102.2	2.1	0	0	0	21.2	7.9	15.2	12.9
1963	141.3	154.9	205.7	76.2	2	0	0	0	20.5	43.8	12.7	56.5
1964	55.7	95	66.8	9.6	22.2	0	0	2.9	5	2.9	60.7	78.7
1965	40.2	128.7	44	11.8	4.7	0	0	0	27.5	0	3	72.3
1966	58.7	62.5	99.6	3.4	32.1	0	0	0	3.4	10.8	23.3	49.2
1967	89	97.4	78.5	25.7	18.1	0	8.4	2.1	4.2	8.4	15.6	0
1968	65.6	96.6	66.4	40.8	0	2.9	19.2	3.6	1	1.6	3.9	70.3
1969	41.7	95.2	60.8	25.1	4.9	26.4	12.4	16.1	8	27.8	134.3	140.6
1970	131.3	220.7	192.8	91	8	0	0	0	6.2	8	18	8.8
1971	154.3	119.1	41.2	2.3	0	0	0	0	0	3.9	2.5	62.5
1972	144.2	84.3	151.9	25.1	0	0	0	0	38.7	18.2	16.6	56.7
1973	148.4	69.6	181.4	47.2	3.7	0	1.2	11	25.4	1	19.4	22.9
1974	169.8	96	27.1	58.4	0	14.2	0	31.2	4.3	0	0	52.4
1975	136.8	113.5	74.7	25.2	3.7	1.1	0	0	6	4.4	1.1	15.3
1976	106.1	118.9	70.5	2.8	9.7	1.1	4.2	3.7	35.9	1.1	0	41.5
1977	42.6	145.1	102.4	3.4	1.1	0	3.3	0	6.5	6	38.7	35.5
1978	70.7	33.4	24.1	42	0	0	7	0	2.6	2	66.3	55
1979	17.5	27.3	105.8	7.1	0	0	6.2	0	0	23.4	11.3	111.5
1980	67.2	28.3	95	34	3.2	0	2	4.3	11.9	82.5	7.1	30.7
1981	103.7	111.6	20.7	43.2	0	0	0	40.7	16.7	8.9	14.4	47.8
1982	53.3	42	39.9	28.2	0	0	0	2.5	35.3	25	71.2	12.8
1983	28.2	46.5	29.8	45.4	12.4	2.4	0	0	17.8	0	1.2	34.8
1984	130.3	220	146.8	25.4	0	1	0	0	0	33.2	57.9	44.8
1985	5.8	115.5	138.3	52.8	12.9	5.8	0	0	2.7	0	38.4	54.4
1986	122.1	123.4	99.6	60.2	0.4	0	0	9.2	0.2	0	3.3	102.3
1987	138.7	35.2	93.1	19.4	0	0	9.3	8.4	0	7.2	13.3	3.3
1988	212.3	46	93.1	30.5	20.7	0	0	0	0	0	0	92.5
1989	97.8	121.9	83.5	43.5	8.2	0	0	0	0	0	0	4
1990	58.5	115.5	93.1	17.7	0	0	0	10	0	10	149.5	25
1991	91.8	67.7	158.4	9.4	0	0	0	2	3.1	4.1	65.2	40.9
1992	45	18	5	0	0	0	0	12.2	0	0	0	48.8
1993	94.7	64.6	77.5	19.4	10.9	0	0	12	9.8	47.5	15	50.7
1994	161.5	165	55.5	26.1	4.6	0	0	0	0	0	3.1	25.2
1995	52.2	33.8	154.8	19.7	0	0	0	0	12.5	14.3	57.9	43.4
1996	69.5	149.3	79.6	42.5	11.3	0	0	3.5	1.2	3.9	35.4	53.4
1997	111.9	140.8	62.9	8.3	4.1	0	0	21.4	30	4.7	46.2	140.1
1998	134.6	72	76.3	2.3	0	0	0	0	0	0	58.2	78.3
1999	63.6	195.5	181.9	56.7	0	0	0	0	17.2	35	2.6	41.7
2000	155.1	144.6	96.8	32.4	4.2	0	0	2.7	2.1	66.5	0.5	77
2001	138.4	165.1	70.7	47.5	5.2	0	0	5.1	7.2	12.4	1.7	22.1
2002	68	141.2	95.2	49.4	5	0	43.4	0	3	13.8	43.6	101.1
2003	78.3	115.5	65.2	12	6.3	0	0	0	1	0	0.6	44.6
2004	140.8	115.3	54	14.3	0	0	9.8	0	7.7	1.1	0	38.8
2005	60.6	64.8	51.1	12.3	0	0	0	0	13.3	2.5	4.5	90
2006	129.7	121.6	93.8	5.4	0	0	0	0	5.6	9.9	43.7	22.7
2007	83.9	145.5	105.3	29.8	4.4	0	0	0	0	6	14.6	22.5
2008	166.1	51	44.5	0	0	0	0	3	1.9	6.7	2.8	59.5
2009	74.8	112.3	65.1	31.3	0	0	6	0	9.1	0	6.8	16.6
2010	83.4	109.2	59.9	7.8	3.4	0	0	0	0	5.8	13.4	59.4
2011	102.4	155.6	51	44.3	10	0	0.8	1.7	0	1.7	11	107.5
MEDIA	95.94	105.07	84.37	27.49	5.33	1.11	2.31	4.10	8.52	11.43	24.90	52.88

ESTACION:AYO  
CUENCA:RIO AYO  
REGION:AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1951-2011

LATITUD:15°40'45" S  
LONGITUD:72°16'13" W  
ELEVACION:1956  
FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951	27.1	24	27.7	0	1.2	0	0	0.4	0.7	1.9	14.4	11.7
1952	55.9	44	3.8	1	0	0	0	0	4.7	0	0	0.6
1953	24.1	56.3	43.7	0	0	0	0	0	5.4	0	0	5.6
1954	5.5	60	23.3	0	1	0	0	0	0	0	3.5	37.7
1955	57.3	39.8	64.4	0	0	0	0	0	0	0	0	8.5
1956	11.5	47.4	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1957	14.4	31.6	11.6	0	0	0.6	0	0	1.4	0	0	4.7
1958	10.2	23.1	24.7	0	0	0	0	0	0	0	0.6	0
1959	0.6	28.9	3.6	2.8	0	0.3	0	0	0	0	0	16.3
1960	21.4	34	23.3	3.6	0	0	0	0	0	2.3	0	17.5
1961	35.4	27.2	5.2	15.8	2.2	0	0	0.2	2	0	0	13.4
1962	31.6	26.9	13.4	31	0	0	0	0	0	0	0	0.6
1963	44.1	23.2	11.7	10.5	0	0	0	0	14	0	0	0.2
1964	6.4	4	36.2	5.4	0	0	0	0.6	0	0	7.5	33.2
1965	6.3	6.8	21	0	0	0	0	0	1.1	1.2	0	0
1966	0.7	16.1	8.8	0	0	0	0	0	0	17.6	15.9	30
1967	54.4	25.1	39.2	2	0.1	0	0.4	0	6.2	0	0	6.1
1968	35.1	17.7	39.3	0	3.5	0	0	0	0	0.7	2.5	0
1969	131	23.9	18.6	2.5	0	0	0	0	0	0	0	10.1
1970	19.2	15.2	6.3	3	0.6	0	0	0	0	1.6	0	0.3
1971	17.5	19	1.2	0.5	0	0	0	0	0	3.1	0	16.2
1972	48.8	44.3	82	6.3	0	0	0	0	1.1	12	0	8.6
1973	22	11.4	19.6	7.6	0	0	0	1.3	2.9	0	0	1.3
1974	26.6	3.4	23.3	3	0	0.6	0	20.3	0	0	0	4.2
1975	33	37.7	25.3	8.4	0.2	0.3	0	0	0	0.2	0.2	4.1
1976	58.4	24.9	32.4	0	0	0	3.1	0.6	16.7	0	0	1.8
1977	6.9	40.5	1.9	0	0	0	0	0	0	0	2.6	3.9
1978	17.2	0.9	23.3	0	0	0	0	0	0	0	10.5	0
1979	9.1	0.2	27.1	0	0	0	0	0	0	6.3	4	5.1
1980	3.3	34	19.2	1.5	0	0	0	0	0	0	0	2.4
1981	10.3	24.7	7.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1982	5.8	22.1	9.4	0	0	0	0	0	7.2	2.9	3.8	1.3
1983	3.3	11.9	4.9	0.4	0	0	0	0	0.3	0	0	2.2
1984	1.2	63.3	49.5	0	0	0	0	0	0	1	8.1	0
1985	27.1	47.8	35.8	1.5	8.9	5.6	0	0	0	0	0.7	7
1986	26.6	38	6.8	5	4.4	0	0	1.4	0	0	0	29.2
1987	24.6	34	23.3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
1988	69.9	8.9	45.8	14.5	0	0	0	0	0	0	0	0
1989	10	25.5	8.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1990	27.1	34	23.3	0	3.4	9.3	0	0	0	0	0	14.3
1991	10.1	15.2	12.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	99.9	9.7	10.1	0	0	0	0	0.1	0	0	0	3.7
1993	27.1	34	23.3	0	0	0	0	0	0	3.3	0	3.8
1994	39.3	8.5	0.7	0	0	0	0	0	0	0	0	0.3
1995	7.8	34	29.1	0	0.4	0	0	0	9.4	1.5	0.8	13
1996	8	60.7	12.4	0	0	0	0	0	0	0	0	0.5
1997	9.2	78.2	11	0	0	0	0	0.6	0	0	0	1.3
1998	55.1	0.5	0.8	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8
1999	6.9	93.6	60.7	1.2	0	0	0	0	15.4	1.9	0	2.7
2000	31.1	5.8	10.6	0	1.2	0	0	0	0	3	0	1.7
2001	10.3	32.6	27.2	1.1	0	0	0	0	0	0	0	0.8
2002	11.2	24.1	35.3	6	0.2	0	7.2	0	0	0	7.3	10.5
2003	5.1	25.7	12.1	0	2.8	0	0	0	0	0	0	0
2004	9.7	90.2	2.9	0	0	0	6.5	0	0	0	0	2.3
2005	4.6	35.5	23.3	1.5	0	0	0	0	4.8	0	0	15.8
2006	19	30.3	16.1	0	0	0	0	0	0	4.5	1.8	0
2007	23.8	43.7	10.6	11.9	0	0	0	0	0	0	0	6.5
2008	99.2	8	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	13	18.6	36.4	2	0	0	1	0	0	0	0	0
2010	13.5	24.6	5	5.3	0	0	0	0	0	0.5	0	0.5
2011	21.2	42.6	23.3	10.5	0	0	0	0	0	0	0	14
MEDIA	25.7	29.8	20.9	2.8	0.5	0.3	0.3	0.4	1.5	1.1	1.4	6.3

ESTACION:CHOCO  
CUENCA:RIO COLCA  
REGION:AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1964-2011

LATITUD:15°34'1" S  
LONGITUD:72°7'1" W  
ELEVACION:3192  
FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	27.5	17.9	64.1	8.9	3.7	19.2	0.0	0.5	0.0	0.0	26.8	9.8
1965	38.1	58.0	17.7	7.8	8.7	0.0	4.2	22.7	15.8	9.3	18.2	9.3
1966	17.4	88.4	14.6	4.1	9.8	3.9	5.7	0.6	9.3	0.7	9.8	10.0
1967	41.0	56.0	35.1	15.8	12.1	3.4	7.4	4.1	8.6	13.9	30.6	19.3
1968	124.6	29.5	26.4	2.0	2.1	1.6	0.0	2.2	0.0	2.6	4.2	14.2
1969	76.4	48.2	17.3	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	60.1
1970	109.3	82.3	4.9	10.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0	24.0
1971	68.4	75.2	15.3	11.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	6.4	0.0	31.2
1972	97.1	73.1	86.6	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	20.8	0.0	28.5
1973	54.9	79.8	73.6	21.4	0.0	0.0	0.0	3.9	11.4	0.0	0.0	17.1
1974	95.9	57.1	8.8	10.2	0.0	0.0	0.0	30.5	0.0	0.0	0.0	23.4
1975	43.9	119.9	64.8	8.9	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2
1976	121.7	17.4	40.1	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	0.0	0.0	29.0
1977	53.2	90.2	59.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
1978	110.2	69.9	42.9	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.1	0.5
1979	36.5	30.1	68.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	14.6	40.9
1980	50.9	30.4	36.9	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	25.6
1981	53.5	65.3	22.0	59.7	0.0	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	17.5	29.2
1982	55.3	83.7	16.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0
1983	77.1	93.5	14.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.6
1984	26.1	85.2	110.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.7	0.0	0.0
1985	61.0	27.6	45.3	9.9	1.3	0.8	0.0	0.0	0.0	12.3	15.0	75.5
1986	108.2	155.6	34.7	7.6	1.0	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	4.7	29.3
1987	101.5	47.9	19.2	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0
1988	24.5	127.5	72.7	7.1	2.5	0.0	0.2		0.0	0.3	0.3	15.0
1989	30.8	128.9	38.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
1990	1.9	7.5	62.2	2.9	2.6	17.9	0.0	4.8	0.0	0.0	13.8	104.8
1991	34.7	82.4	127.0	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.0
1992	30.5	45.9	21.0	0.1	0.1	0.0	0.0	18.8	0.0	0.0	0.0	11.5
1993	13.2	80.8	6.9	2.7	1.7	0.0	0.0	9.3	0.0	25.4	4.1	36.2
1994	133.2	161.2	11.0	3.5	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6
1995	39.2	66.2	132.2	0.0	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	31.4	6.9
1996	21.2	54.7	85.9	9.2	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	34.6	12.9
1997	104.1	78.8	60.9	1.0	0.2	0.0	0.0	23.2	4.5	1.3	0.1	74.0
1998	58.4	70.8	26.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.7	84.9
1999	36.7	126.3	91.1	19.5	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	4.9	0.0	25.3
2000	99.2	68.3	47.8	15.7	0.8	1.0	0.0	0.0	2.3	20.4	0.0	39.6
2001	77.1	98.2	51.5	38.8	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8	1.9	6.3
2002	43.1	105.4	80.1	20.8	2.1	0.0	24.8	0.0	0.0	0.0	14.1	21.1
2003	41.9	60.4	51.6	7.1	10.4	0.0	0.0	4.0	0.0	0.0	0.0	12.0
2004	91.3	92.4	41.4	18.4	0.0	0.0	4.8	0.4	0.6	0.0	0.0	18.0
2005	45.9	37.3	42.5	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	0.0	0.0	46.5
2006	88.7	135.5	49.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.2	0.0	1.5
2007	86.4	87.2	85.6	17.3	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.3	3.9	9.3
2008	109.8	31.4	11.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	1.2	0.0	16.2
2009	39.7	146.4	56.9	12.8	0.0	0.0	3.8	0.0	1.1	0.0	1.1	8.6
2010	57.6	87.8	20.2	12.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	0.0	23.3
2011	62.0	121.4	11.5	56.2	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	35.9
MEDIA	62.9	76.8	46.4	9.5	1.4	1.0	1.1	2.8	1.5	4.0	6.4	24.0

ESTACION:MACHAHUAY  
CUENCA:  
REGION:AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1967-2011

LATITUD:15°38'43" S  
LONGITUD:72°30'8" W  
ELEVACION:3150  
FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	76.0	59.0	114.9	9.9	0.1	0.0	0.0	14.3	0.2	3.3	12.5	37.9
1965	3.4	116.8	34.3	10.4	0.1	0.0	0.0	0.0	114.0	0.2	1.5	1.0
1966	26.9	115.9	20.3	0.7	0.4	0.0	0.8	0.0	0.3	1.2	0.4	0.0
1967	42.9	131.2	99.0	38.7	0.0	1.2	0.9	1.6	4.7	0.8	0.0	0.0
1968	94.5	53.8	50.6	3.1	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	15.2
1969	22.3	26.2	52.2	9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.0	5.3	25.2
1970	122.5	71.7	38.5	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	7.2	6.6	0.0	9.5
1971	30.6	53.7	6.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	46.2
1972	119.9	103.4	136.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.2	22.3	0.0	13.1
1973	59.2	103.4	154.5	23.2	0.0	0.0	0.0	5.3	21.0	0.0	8.8	9.3
1974	169.9	94.1	15.1	20.0	0.0	5.9	0.0	35.4	0.0	0.0	0.0	19.7
1975	63.7	154.0	118.5	4.8	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.6
1976	137.5	154.6	47.7	6.7	6.2	0.0	0.0	0.0	20.7	0.0	0.0	15.9
1977	29.7	88.0	29.2	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	4.2	3.2	10.3	18.2
1978	36.2	18.0	18.9	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	28.1	25.6
1979	24.0	7.0	93.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	26.3
1980	14.0	23.0	51.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.4	14.0	40.5
1981	23.0	115.0	82.0	42.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0
1982	55.6	21.9	9.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.1	31.1	5.9
1983	15.2	21.6	26.8	1.2	0.7	0.0	0.0	3.5	7.4	0.0	0.9	0.6
1984	85.1	182.5	125.5	2.4	0.0	16.7	0.0	0.0	0.0	0.0	42.1	15.4
1985	4.0	147.1	39.5	17.8	32.4	0.0	0.0	0.0	3.7	3.5	7.0	60.5
1986	64.5	112.9	31.7	6.9	25.6	0.0	0.0	7.2	0.0	0.0	25.0	78.2
1987	71.6	19.4	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	0.0	0.0
1988	186.2	48.7	64.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	47.3
1989	64.7	205.2	73.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	0.0
1990	85.1	109.0	64.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	41.6	50.4
1991	33.9	9.3	31.2	14.3	0.0	47.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.5
1992	38.9	73.3	104.6	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	0.0	0.1	0.1	16.5
1993	70.3	48.8	37.1	0.0	0.0	0.6	0.0	3.6	0.0	10.9	0.0	0.0
1994	238.6	177.8	7.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	7.9
1995	36.7	4.0	91.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.7	0.0	24.6	21.7
1996	31.8	89.3	16.0	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.9	6.0
1997	61.2	62.0	42.2	2.8	0.0	0.0	0.0	25.4	26.2	0.0	1.1	41.3
1998	79.4	63.7	17.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.4	35.6
1999	47.0	132.6	84.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	20.8	0.0	23.0
2000	117.9	75.5	58.9	5.1	4.9	0.5	0.0	0.0	0.0	5.9	0.0	17.9
2001	67.5	180.7	80.6	4.9	0.0	0.0	0.0	2.2	2.4	2.4	0.0	3.6
2002	47.2	98.5	57.5	21.6	0.3	0.0	17.3	0.0	0.0	0.0	6.9	18.8
2003	13.2	61.3	58.6	4.5	9.9	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8
2004	67.2	83.1	24.4	0.0	0.0	0.0	13.1	0.9	0.0	0.0	2.1	15.7
2005	54.0	91.6	50.5	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	9.6	0.0	1.3	33.3
2006	44.9	193.7	85.1	2.0	2.0	0.0	0.0	3.2	3.0	3.5	1.5	0.0
2007	52.5	116.1	60.0	16.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9	5.6
2008	181.1	52.0	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.0
2009	111.8	139.8	72.9	27.2	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0
2010	33.8	57.0	9.0	16.8	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	3.2
2011	77.7	229.6	7.6	21.1	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	42.3
MEDIA	67.4	91.6	54.7	7.3	2.4	1.5	1.0	2.4	5.1	2.5	6.7	19.5

ESTACION: HUAMBO  
CUENCA:  
REGION: AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1967-2011

LATITUD: 15°44'1" S  
LONGITUD: 71°6'1" W  
ELEVACION: 3500  
FUENTE: SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	33.5	24.3	94.4	23.2	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	11.4	36.2	94.9
1965	28.2	97.9	46.0	21.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.1	0.0	0.0	4.9
1966	9.9	95.6	59.7	0.0	28.1	0.0	0.0	0.0	0.0	7.7	8.5	0.0
1967	80.7	128.5	124.2	29.2	0.0	0.0	0.9	0.0	4.6	2.1	1.9	13.0
1968	81.0	71.0	136.9	0.8	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	24.4	14.8
1969	32.7	49.2	55.4	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	25.1	70.7
1970	49.6	95.5	68.6	25.8	4.8	0.0	0.0	0.0	0.2	6.4	0.0	16.4
1971	65.9	65.3	64.9	10.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	0.0	45.5
1972	131.0	115.7	114.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	25.0	0.0	36.9
1973	50.4	95.7	118.8	6.4	0.0	0.0	0.0	14.1	18.2	0.0	0.0	3.7
1974	138.1	97.7	35.3	11.4	0.3	6.0	0.0	37.0	1.3	0.0	0.0	14.2
1975	68.9	116.3	72.1	6.4	10.1	0.7	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	26.4
1976	115.6	81.3	59.3	9.7	0.0	0.0	2.4	0.0	28.3	0.0	0.0	24.7
1977	33.4	109.6	53.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	15.1	11.2
1978	131.3	9.4	22.3	2.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	30.7	4.1
1979	28.8	43.5	105.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26.6	0.0	22.9
1980	43.6	38.4	64.1	0.0	2.6	0.0	0.0	0.0	1.0	27.4	7.0	12.9
1981	49.8	111.9	24.1	19.9	0.0	0.0	0.0	16.0	0.0	0.0	2.7	35.5
1982	35.5	56.4	36.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	15.5	28.2	30.9
1983	5.0	26.6	54.4	50.6	0.0	0.0	0.0	0.5	10.8	0.0	0.0	50.1
1984	59.9	124.3	106.9	0.0	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0	11.2	35.4	18.6
1985	71.3	87.5	37.4	5.8	0.0	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	60.1
1986	132.2	39.7	23.6	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	92.0
1987	84.1	20.7	20.6	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	42.8	0.0	0.0
1988	171.3	49.7	42.3	4.0	0.0	6.6	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	57.2
1989	55.6	131.7	43.3	36.6	0.0	34.1	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	0.0
1990	11.6	6.4	37.5	50.4	0.0	13.4	0.0	8.6	0.0	0.0	0.5	41.3
1991	46.4	15.4	63.2	11.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.2	1.5
1992	61.4	78.7	52.1	6.4	0.4	0.0	0.0	2.0	0.0	0.3	0.0	35.6
1993	81.6	27.2	73.4	2.2	0.0	0.0	0.0	9.9	0.4	10.2	3.8	1.5
1994	92.5	57.0	37.7	21.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5
1995	63.9	3.0	105.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7
1996	26.4	103.1	44.9	11.7	0.0	0.0	0.0	0.5	21.4	0.0	10.2	13.6
1997	64.0	72.1	82.6	0.0	0.0	0.0	0.0	29.5	0.0	0.0	0.4	64.3
1998	84.7	56.4	28.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	22.0	19.6	67.2
1999	55.8	167.2	105.3	25.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.3	0.0	23.9
2000	142.0	68.4	60.4	35.0	2.3	0.2	0.0	0.1	0.9	0.4	0.0	13.4
2001	72.1	152.7	70.2	18.0	1.2	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	6.1
2002	37.7	124.8	83.1	30.0	0.0	0.0	25.8	0.0	0.0	0.0	13.5	28.8
2003	42.4	72.9	42.5	0.0	11.8	0.0	0.0	2.1	0.9	0.0	0.0	7.0
2004	82.5	101.3	63.9	0.0	0.0	0.0	8.3	0.0	18.0	0.0	0.0	24.2
2005	47.9	71.0	32.6	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	0.0	50.1
2006	93.0	115.9	93.6	6.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	4.5
2007	50.5	112.2	76.8	15.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	9.4
2008	186.5	31.5	21.6	0.0	0.0	0.8	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	7.6
2009	32.5	104.4	68.5	39.6	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	5.0	1.0	9.7
2010	69.4	81.7	51.0	21.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.5
2011	92.8	169.7	6.9	52.3	6.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	42.6
MEDIA	69.3	78.7	62.2	13.4	1.6	1.6	1.0	2.5	3.4	5.3	6.0	26.5

ESTACION:PULLHUAY

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA

LATITUD:15°9'1" S

CUENCA:

(mm)

LONGITUD:72°46'1" W

REGION:AREQUIPA

PERIODO: 1964-2011

ELEVACION:3113

FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	111.9	212.8	240.7	6.8	56.0	0.1	0.0	0.1	1.3	72.2	0.0	46.8
1965	44.1	236.9	99.4	27.5	0.8	0.0	4.7	0.0	18.2	5.7	0.3	29.0
1966	34.0	88.6	88.6	6.4	39.1	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	55.0	43.3
1967	70.9	304.5	119.4	26.7	1.6	1.6	10.2	10.3	3.3	4.4	2.5	9.1
1968	187.1	31.7	142.4	0.5	15.7	16.0	0.0	12.2	10.4	20.7	32.9	20.5
1969	9.9	185.3	144.9	32.4	4.0	3.1	2.5	10.6	21.6	0.0	25.3	44.9
1970	305.8	39.2	26.7	13.0	35.4	0.0	0.0	2.8	14.5	18.7	10.0	25.9
1971	291.7	167.2	84.6	46.9	0.0	2.4	0.0	0.0	0.8	4.9	2.1	50.5
1972	196.6	38.4	238.1	35.1	0.0	0.0	0.0	0.0	26.0	41.0	5.4	63.9
1973	120.3	166.8	350.2	45.0	2.1	0.0	3.1	5.5	16.7	0.9	11.0	45.6
1974	213.9	226.7	67.9	55.0	11.1	15.7	0.0	80.2	0.0	0.0	1.4	36.9
1975	192.1	225.5	452.2	94.7	0.0	0.2	0.0	0.2	0.5	0.5	44.0	92.9
1976	115.5	231.8	131.4	14.2	6.6	0.0	5.4	5.3	73.3	0.0	1.7	16.2
1977	14.2	237.5	123.4	0.0	0.0	0.0	3.1	0.0	14.9	0.0	20.6	7.3
1978	90.5	65.7	5.7	86.1	0.0	0.0	7.6	0.0	0.0	13.0	31.1	80.7
1979	60.2	76.7	184.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	64.7	0.0	17.1
1980	76.1	102.8	193.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.7	0.0	26.6
1981	107.9	265.7	95.9	62.5	0.0	0.0	0.0	50.8	0.0	10.0	22.0	128.1
1982	76.7	136.6	74.5	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	75.7	0.0	99.1	0.0
1983	29.0	231.6	46.2	71.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	10.1	0.0	29.4
1984	160.9	238.1	128.6	11.7	0.0	2.3	0.0	2.3	0.0	33.8	71.2	89.8
1985	126.7	169.4	175.0	14.2	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.1
1986	116.8	211.4	119.6	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	0.0	0.0	0.0	94.9
1987	183.3	230.5	7.5	0.0	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1988	171.0	67.9	74.1	44.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	118.1
1989	139.3	163.1	186.2	35.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1990	128.7	159.7	124.9	31.7	0.0	65.1	0.0	0.0	0.0	0.0	32.1	0.0
1991	259.8	81.8	90.3	15.6	0.4	0.0	0.1	0.0	0.2	19.7	392.2	54.7
1992	172.5	48.7	283.6	15.0	2.1	0.0	0.0	15.0	0.0	0.0	0.0	61.8
1993	222.2	208.5	66.5	31.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.5
1994	84.8	7.6	205.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	103.7	0.0
1995	131.7	45.5	62.9	0.0	33.1	0.0	0.0	20.4	29.3	0.0	53.4	80.6
1996	137.5	226.9	179.9	17.2	0.0	0.0	0.0	65.1	11.7	3.4	0.0	125.8
1997	269.1	236.7	115.4	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	40.3
1998	109.3	193.5	194.5	80.3	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	63.1	30.6	71.1
1999	137.3	67.0	112.4	28.8	9.2	0.0	0.0	0.4	4.3	83.4	1.1	70.1
2000	116.5	230.9	155.5	52.7	5.1	1.4	0.0	3.1	2.0	9.7	5.2	6.9
2001	55.9	177.1	118.3	32.9	0.3	0.0	37.6	1.5	1.3	16.6	14.2	51.3
2002	73.8	133.5	79.0	3.7	2.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	49.8
2003	120.2	174.8	79.8	23.9	0.0	0.0	12.0	0.1	12.8	12.2	0.0	71.0
2004	101.0	133.0	113.7	18.7	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7	0.0	5.8	80.1
2005	167.8	194.8	152.0	15.4	0.0	0.0	0.0	0.0	5.4	14.4	62.3	17.3
2006	116.7	178.6	160.1	47.9	0.5	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	4.2	48.2
2007	240.3	163.2	88.8	8.7	0.7	3.1	0.0	3.6	0.0	3.4	0.0	46.9
2008	130.8	246.6	102.5	46.1	0.9	0.0	13.7	0.0	0.0	3.8	14.4	9.0
2009	94.8	105.8	79.4	38.6	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	86.6
2010	169.4	310.6	63.3	32.3	3.2	0.5	0.0	0.0	0.0	0.7	10.6	63.9
2011	189.8	287.0	77.4	90.8	3.8	0.0	0.0	1.3	0.0	5.0	21.6	74.5
MEDIA	134.9	165.9	131.4	28.4	5.1	2.4	2.2	6.2	7.9	11.5	25.0	48.3

ESTACION: SANTO TOMAS

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA

LATITUD:14°23'58" S

CUENCA:

(mm)

LONGITUD:72°5'19" W

REGION:AREQUIPA

PERIODO: 1964-2011

ELEVACION:3253.00

FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	198.4	181.7	184.4	17.9	22.4	0.0	0.0	0.0	7.8	56.6	55.5	77.3
1965	172.8	341.3	96.8	23.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.0	47.5	141.2
1966	157.7	179.3	144.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	87.6	56.2	145.2
1967	49.1	229.6	467.6	40.4	16.3	0.0	7.7	17.2	37.8	36.1	11.2	110.1
1968	161.2	98.0	29.8	0.0	0.0	26.3	0.0	3.7	40.8	57.3	159.2	174.6
1969	79.8	75.0	96.4	48.9	1.2	0.1	5.1	15.3	39.4	2.4	2.5	105.2
1970	231.8	212.2	215.4	60.1	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1971	222.6	191.2	80.5	66.7	0.0	2.5	0.0	1.3	3.1	9.4	14.3	152.9
1972	241.5	169.3	208.5	78.8	10.7	0.0	10.3	7.9	27.9	38.7	44.2	114.1
1973	422.3	164.5	243.9	19.0	1.5	1.2	0.8	0.1	10.7	0.2	102.4	54.4
1974	343.1	184.8	138.0	73.3	0.0	5.8	0.2	2.3	7.4	63.4	88.3	84.0
1975	219.1	142.1	144.1	56.1	3.1	13.4	0.0	0.0	0.3	36.6	152.2	111.5
1976	137.0	182.8	190.2	23.6	2.0	8.3	2.3	0.7	45.3	6.0	2.2	141.8
1977	112.1	166.8	140.0	40.2	2.3	0.0	1.1	1.3	2.5	65.7	97.0	152.6
1978	229.6	189.3	185.7	107.9	0.3	29.7	0.1	0.1	28.5	20.0	6.1	165.2
1979	129.3	135.1	95.7	61.1	0.5	5.9	1.1	0.8	16.9	34.0	90.5	37.0
1980	239.4	102.2	212.3	9.1	0.0	73.1	14.2	1.1	2.9	34.0	2.3	28.0
1981	106.9	254.1	134.8	14.3	1.1	0.2	0.0	3.3	9.5	3.1	18.9	127.6
1982	124.0	226.0	203.7	104.7	0.1	2.7	0.0	0.0	1.8	1.3	207.7	118.5
1983	80.9	123.0	173.6	93.5	0.2	0.2	0.1	0.2	0.4	50.3	71.6	171.2
1984	255.7	174.5	173.1	47.6	2.0	0.5	1.2	0.3	37.9	26.2	118.3	200.8
1985	31.1	186.6	43.6	76.1	24.0	0.0	0.1	1.8	42.5	17.2	32.3	187.6
1986	219.8	173.0	244.7	35.1	7.2	0.0	0.0	0.0	17.4	18.0	11.2	103.0
1987	539.0	43.2	164.5	43.5	0.0	2.0	15.0	11.0	4.0	12.0	48.1	124.3
1988	453.9	75.2	196.5	96.7	14.6	77.7	0.2	0.5	10.2	44.0	12.0	63.5
1989	259.2	205.0	242.2	35.3	1.0	91.4	0.1	0.3	55.7	58.4	9.2	156.2
1990	89.7	228.1	122.7	6.7	9.2	0.0	0.3	3.9	61.7	5.2	3.7	182.2
1991	148.6	115.2	47.4	34.9	2.6	2.8	0.0	0.0	4.7	71.7	151.4	111.4
1992	177.3	122.1	91.4	22.3	0.2	0.1	1.1	5.0	13.8	54.2	126.8	162.8
1993	123.2	221.2	128.4	108.0	23.6	0.0	0.3	65.4	5.2	65.2	278.3	161.7
1994	284.6	122.4	140.9	45.5	3.2	0.0	0.2	0.0	44.6	66.9	4.9	51.8
1995	114.5	197.9	204.3	82.8	2.9	0.1	0.0	0.2	15.5	56.7	0.6	14.1
1996	126.5	165.8	148.2	51.8	0.2	0.0	0.1	1.7	35.6	23.0	15.5	121.6
1997	220.9	92.8	156.0	81.9	1.2	0.1	0.6	3.2	6.0	1.8	23.9	158.6
1998	214.9	193.4	127.4	10.1	0.0	19.9	0.2	0.2	8.3	63.8	30.2	183.4
1999	177.0	162.1	164.5	45.9	0.3	0.0	0.0	0.0	45.6	66.9	0.0	86.4
2000	179.8	190.7	158.5	25.2	3.4	10.1	4.8	0.0	21.0	42.9	0.0	155.1
2001	199.5	215.9	274.0	46.3	11.2	0.0	0.0	0.0	7.9	29.6	1.3	72.7
2002	115.9	180.3	119.2	25.6	9.8	6.0	14.0	0.0	31.8	76.0	71.9	103.7
2003	154.0	175.8	173.2	54.4	0.0	2.4	0.0	13.5	10.8	33.9	40.3	113.3
2004	140.7	149.6	121.3	22.4	0.0	0.0	34.0	18.4	15.6	60.2	112.0	250.0
2005	126.0	121.0	169.0	49.7	0.0	0.0	0.0	0.0	9.7	54.6	69.4	159.0
2006	251.2	197.4	140.6	108.1	0.0	2.6	0.0	6.9	13.1	71.3	87.6	150.4
2007	145.6	92.0	168.1	53.2	7.7	0.0	8.9	0.0	4.9	27.9	56.3	195.7
2008	205.4	126.4	100.8	13.1	8.2	3.1	0.0	0.0	10.8	106.2	21.2	168.5
2009	91.2	152.4	121.5	73.5	3.7	0.0	3.0	0.0	0.0	22.5	112.8	105.5
2010	198.3	175.2	136.9	82.8	23.8	0.0	0.7	0.0	3.3	42.2	58.5	166.4
2011	190.1	191.5	205.3	95.8	11.7	0.4	4.8	18.6	56.3	34.3	72.0	126.2
MEDIA	189.4	166.6	159.8	50.3	5.0	8.1	2.8	4.3	18.5	38.8	58.3	126.0

ESTACION:YAURI  
CUENCA:  
REGION:CUSCO

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1964-2011

LATITUD:14°49'1" S  
LONGITUD:71°25'1" W  
ELEVACION:3927  
FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	201.3	192.3	141.8	64.4	0.0	0.0	0.0	0.0	10.9	15.3	36.4	127.2
1965	96.9	121.9	132.2	44.7	0.0	0.0	3.8	0.0	21.2	25.2	39.1	241.1
1966	103.0	228.4	77.0	9.8	26.3	0.0	0.0	0.0	11.3	137.4	54.2	137.7
1967	74.5	105.5	192.7	47.2	12.8	0.0	11.3	20.9	35.8	102.0	28.7	122.2
1968	253.2	100.9	105.1	14.7	0.0	4.7	13.7	16.5	11.0	74.1	135.4	94.8
1969	229.1	163.0	79.4	55.4	0.0	0.0	5.4	11.2	22.3	42.4	57.9	126.7
1970	202.6	193.5	43.5	71.4	0.0	0.0	0.0	6.0	76.3	11.0	21.4	158.3
1971	186.1	303.7	119.3	53.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0	10.8	6.4	127.4
1972	193.3	180.0	144.4	33.9	0.0	0.0	16.2	8.6	25.4	53.1	64.3	163.4
1973	300.6	300.5	207.3	155.7	13.0	0.0	2.8	4.9	57.7	20.7	59.3	87.4
1974	236.4	240.7	178.5	60.6	2.5	17.7	0.0	109.6	26.8	22.1	11.6	42.7
1975	170.5	226.3	131.3	127.6	33.4	8.0	0.0	0.0	0.0	9.2	44.4	101.8
1976	203.8	192.8	125.9	27.9	12.5	39.5	0.0	33.6	81.4	1.7	24.9	75.7
1977	65.1	229.9	90.4	0.0	2.1	0.0	9.2	0.0	15.2	73.1	62.4	59.8
1978	274.5	52.4	59.1	36.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	71.5	156.7
1979	174.7	100.6	124.7	41.9	4.1	0.5	0.0	0.5	6.1	51.3	67.6	73.8
1980	221.7	102.4	135.0	99.1	14.1	1.6	1.8	0.2	4.5	88.1	52.1	144.5
1981	240.2	145.6	52.7	66.6	1.3	0.0	0.0	10.0	25.8	46.5	46.9	180.5
1982	146.1	217.6	181.6	97.6	0.0	0.0	0.0	0.3	20.1	35.1	261.6	158.7
1983	114.4	184.8	170.2	99.8	3.0	0.0	0.0	0.1	21.2	28.3	33.3	139.1
1984	240.6	163.5	65.9	59.3	2.5	0.0	0.0	22.8	1.0	60.0	167.7	143.7
1985	85.1	217.3	80.4	102.9	0.8	0.1	0.0	10.3	25.9	13.5	26.3	37.4
1986	195.9	236.2	201.5	104.4	9.3	0.0	0.0	5.8	24.6	1.5	14.5	108.5
1987	230.0	11.1	25.7	21.0	0.0	11.0	20.4	10.3	20.5	39.0	53.2	116.6
1988	295.9	176.2	124.7	55.4	7.5	4.3	6.8	0.0	6.3	24.3	13.7	116.6
1989	180.7	66.3	126.8	3.7	2.3	9.3	0.0	3.8	1.3	1.6	64.8	88.8
1990	102.6	140.6	68.8	83.9	2.0	0.2	0.7	8.5	28.8	75.4	46.1	77.9
1991	184.5	176.2	39.3	34.1	15.8	47.0	0.0	0.0	55.9	39.0	53.2	116.6
1992	184.5	176.2	124.7	55.4	7.5	8.0	0.0	45.3	0.0	59.8	75.6	37.8
1993	269.3	107.2	133.6	116.5	5.5	0.0	0.8	15.0	7.7	93.7	173.7	157.1
1994	205.6	221.6	191.1	56.6	16.7	0.0	0.0	0.0	22.2	13.1	66.4	100.6
1995	165.8	141.2	209.4	81.7	2.7	0.0	0.0	2.8	13.0	51.6	37.6	128.2
1996	160.4	187.8	109.2	96.9	16.9	0.0	0.0	20.3	13.6	31.0	51.1	105.0
1997	246.5	209.7	116.4	66.7	3.2	0.0	0.0	26.2	38.4	14.6	91.7	122.6
1998	217.1	150.4	89.8	13.8	0.0	2.5	0.0	3.6	0.8	48.3	47.0	48.0
1999	141.6	229.3	159.1	125.5	3.6	0.0	0.0	0.8	47.8	52.9	45.3	155.3
2000	160.7	194.6	161.8	41.1	4.2	5.6	0.0	12.7	6.2	78.5	26.8	167.8
2001	265.9	230.6	254.9	99.5	32.0	0.9	4.3	4.8	4.2	32.2	25.8	67.5
2002	111.4	294.3	148.0	67.6	24.7	0.5	16.7	0.0	40.5	56.0	53.2	142.8
2003	171.1	230.0	193.3	36.9	5.7	0.8	0.0	5.5	34.8	11.1	73.4	129.2
2004	215.7	166.5	84.5	48.4	0.0	1.8	10.7	17.7	25.6	25.7	56.7	105.4
2005	114.3	176.5	123.2	43.1	1.1	0.0	0.0	4.8	5.6	55.9	41.9	162.2
2006	295.0	119.9	175.6	45.8	1.4	5.4	0.0	9.7	18.6	59.1	64.1	122.6
2007	129.7	133.6	108.1	58.6	4.6	0.0	3.4	0.0	16.3	36.3	43.5	117.7
2008	197.9	107.5	72.5	1.2	4.9	5.8	0.0	0.0	0.2	43.4	24.8	103.3
2009	102.0	164.6	102.2	44.5	5.5	0.0	1.4	0.0	2.0	43.8	172.6	133.9
2010	172.6	165.7	114.9	32.0	13.6	0.0	0.0	0.0	1.7	16.2	36.0	176.7
2011	127.0	248.2	138.8	73.7	10.0	0.0	1.9	0.0	36.1	16.9	74.9	140.0
MEDIA	184.5	175.5	125.8	60.0	6.9	3.7	2.7	9.4	20.3	40.5	60.4	119.8

ESTACION: CHINCHAYLLAPA  
CUENCA:  
REGION:AREQUIPA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA  
(mm)  
PERIODO: 1964-2011

LATITUD:14°55'1" S  
LONGITUD:72°44'1" W  
ELEVACION:4497.00  
FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	126.5	107.7	134.2	67.8	5.0	0.0	0.0	0.4	3.4	2.4	11.9	131.0
1965	65.7	111.4	54.1	32.6	6.6	0.0	12.8	43.0	28.0	51.7	6.3	76.4
1966	39.4	194.2	143.9	46.1	18.8	0.9	0.0	21.2	6.3	3.0	12.3	32.4
1967	54.9	144.4	185.8	36.7	6.1	0.3	10.7	4.3	33.6	29.6	3.4	35.2
1968	181.8	102.3	157.2	5.4	12.5	8.9	5.6	10.8	11.2	38.4	44.7	78.8
1969	74.9	67.6	197.8	189.1	15.4	0.0	39.2	7.3	12.7	14.9	41.8	46.7
1970	231.5	174.4	104.8	37.6	17.1	6.5	4.8	5.5	25.4	25.9	19.6	54.1
1971	183.1	123.8	100.1	37.2	12.6	3.4	0.0	5.3	0.0	8.4	4.4	132.7
1972	150.8	203.7	171.2	62.3	2.2	1.0	0.0	3.2	22.2	46.1	25.2	66.9
1973	178.1	122.8	176.2	67.6	15.9	0.0	4.0	13.4	27.7	3.2	40.4	57.1
1974	256.9	102.0	70.7	90.4	4.5	14.9	0.0	61.7	6.1	10.6	15.7	43.8
1975	169.7	117.4	194.1	17.3	17.9	5.3	0.0	0.0	4.5	25.2	7.5	84.0
1976	217.9	107.7	129.6	20.3	16.0	4.3	7.3	14.7	48.6	14.5	0.0	61.4
1977	25.8	220.2	186.0	4.4	0.0	0.0	17.7	0.0	27.4	7.5	0.0	0.0
1978	164.8	99.0	15.3	59.4	0.0	0.0	7.1	0.0	7.6	27.7	52.1	26.0
1979	20.9	58.1	217.0	49.1	0.0	17.9	4.1	0.0	6.1	90.7	0.0	33.9
1980	85.5	62.6	106.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	37.5	14.5	43.6
1981	122.1	166.5	58.9	67.4	0.0	0.0	0.0	60.1	14.5	18.9	32.7	61.9
1982	12.7	97.9	116.8	24.1	0.0	10.3	0.0	6.8	46.7	82.3	114.8	0.0
1983	162.7	151.7	23.9	41.1	0.0	0.0	0.0	3.2	39.2	5.1	0.0	53.6
1984	145.3	231.1	137.3	18.2	8.5	0.0	0.0	5.8	14.6	63.4	75.7	100.8
1985	17.8	186.6	240.8	140.9	32.8	4.5	0.0	0.0	24.1	0.0	60.2	98.6
1986	219.9	159.0	250.4	43.2	2.5	28.4	28.4	20.4	14.2	29.4	0.0	168.0
1987	258.9	142.1	138.2	0.0	0.0	4.3	9.2	13.5	0.0	26.7	29.0	12.3
1988	282.2	106.4	230.5	42.2	37.5	0.2	0.0	3.3	0.0	100.9	0.0	105.3
1989	134.2	133.1	237.8	51.0	42.5	1.1	0.0	2.5	10.3	41.9	0.1	7.4
1990	116.1	17.5	208.0	107.3	2.4	0.3	0.0	73.1	5.8	44.0	11.1	116.1
1991	152.9	184.3	150.3	122.5	14.9	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1992	152.4	142.1	138.1	24.7	0.3	8.0	5.8	38.0	6.2	61.1	2.1	57.2
1993	130.3	56.2	153.3	55.5	40.9	20.2	2.5	35.3	29.5	21.1	52.7	145.5
1994	316.8	251.8	138.2	12.9	7.3	4.5	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.9
1995	271.5	98.9	74.7	1.8	4.2	0.0	0.0	0.0	10.1	6.4	61.4	51.3
1996	151.1	241.8	69.5	97.5	19.9	2.3	0.0	21.0	32.9	7.4	11.5	46.9
1997	289.8	207.8	73.5	33.7	7.4	0.0	0.0	119.9	43.3	31.0	19.2	86.7
1998	280.6	148.3	98.1	10.1	0.0	5.8	0.0	8.2	0.0	22.9	36.0	170.0
1999	110.9	238.7	279.7	76.1	0.0	12.8	12.6	1.8	41.1	47.0	14.9	59.2
2000	264.6	145.2	99.7	87.0	10.3	5.5	0.5	16.8	2.6	67.7	18.2	81.6
2001	169.1	218.7	262.6	54.8	22.8	5.8	2.6	10.9	10.3	2.2	7.8	5.8
2002	84.6	202.6	221.7	58.6	0.0	3.3	35.3	6.6	0.0	12.5	51.1	84.2
2003	99.5	142.3	161.7	14.8	18.7	0.0	0.0	2.9	8.8	1.6	0.0	33.1
2004	127.3	122.6	92.3	8.2	0.0	4.3	15.3	6.0	6.5	0.0	2.4	63.4
2005	149.8	128.5	114.7	36.4	0.0	0.0	0.0	1.8	12.3	2.6	3.8	106.0
2006	118.7	181.9	329.9	10.6	10.3	3.1	0.0	0.7	7.7	23.7	59.1	33.5
2007	241.1	203.5	194.9	27.9	0.0	0.0	0.0	9.5	3.9	7.9	44.0	67.4
2008	244.8	120.2	57.1	15.8	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	29.4	0.0	70.5
2009	174.2	285.6	108.9	19.7	0.0	0.0	15.1	0.0	16.2	21.7	29.3	21.4
2010	117.4	100.9	99.6	24.7	12.8	0.1	1.8	0.0	6.4	10.9	1.7	69.5
2011	82.0	132.2	187.4	88.8	4.4	7.1	4.9	0.0	3.9	52.6	24.8	89.3
MEDIA	154.8	147.2	147.8	46.7	9.5	4.1	5.3	13.7	14.3	26.7	22.2	64.7

ESTACION:SALAMANCA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA

LATITUD:15°30'1" S

CUENCA:

(mm)

LONGITUD:72°50'1" W

REGION:AREQUIPA

PERIODO: 1964-2011

ELEVACION:3303

FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	58.2	131.8	51.3	19.0	1.0	0.0	0.0	13.2	0.0	130.4	5.0	95.2
1965	46.2	134.2	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	23.3	0.0	3.0	7.7
1966	48.6	6.7	42.9	7.7	7.9	1.0	16.9	39.2	2.2	18.0	3.6	39.0
1967	90.8	123.0	90.7	29.8	1.4	0.0	2.3	3.1	1.8	0.4	2.1	12.4
1968	56.0	32.5	44.9	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	8.4	0.0	35.8	56.6
1969	46.6	75.4	71.7	13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0
1970	119.9	72.7	35.9	0.0	5.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5
1971	61.9	50.5	37.8	27.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	88.5
1972	152.5	85.3	182.3	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	28.8	1.7	16.7
1973	95.0	92.7	154.1	64.4	0.0	0.0	0.0	3.4	13.6	0.0	10.7	8.2
1974	140.3	99.8	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	51.5	1.8	0.0	5.5	16.1
1975	18.8	116.3	175.6	22.4	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.5
1976	132.4	101.3	95.4	0.0	0.0	0.0	16.9	7.4	46.5	0.0	0.0	0.3
1977	89.5	150.7	66.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.4	25.8	25.4
1978	54.6	26.6	38.4	9.6	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	10.3	19.6	3.9
1979	34.3	98.9	188.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	75.7	0.0	0.0
1980	89.5	110.6	58.2	9.0	0.0	0.0	14.8	0.0	0.0	32.1	27.0	0.0
1981	25.2	195.8	23.4	54.1	0.0	0.0	0.0	9.9	0.0	0.0	3.7	102.4
1982	19.4	62.5	35.0	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	14.3	13.9	29.9
1983	25.3	26.4	35.9	13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	12.7	0.0	0.0	23.1
1984	65.4	281.0	94.7	4.1	0.0	7.3	0.0	5.4	0.0	10.8	44.2	10.7
1985	89.5	139.1	58.3	27.9	0.9	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	19.8	20.2
1986	97.9	101.3	55.5	4.0	15.3	0.0	0.0	9.4	0.0	0.0	10.9	111.1
1987	141.1	33.0	16.5	0.0	0.0	2.0	19.2	0.0	0.0	6.4	0.0	0.6
1988	151.0	93.5	68.6	9.8	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.9
1989	61.9	117.8	71.0	2.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	6.4	9.9	0.0
1990	9.0	45.8	60.3	0.0	0.0	23.2	0.0	0.0	3.8	0.0	57.9	109.1
1991	80.1	16.6	62.8	16.0	0.0	16.5	0.0	0.0	0.0	10.6	0.0	5.2
1992	36.5	119.0	80.0	0.7	0.0	0.0	0.0	23.3	0.0	0.1	0.1	11.4
1993	89.3	63.2	43.1	5.9	0.0	0.0	0.0	12.1	0.1	5.7	0.0	19.1
1994	123.1	140.7	43.5	7.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.3
1995	81.6	110.6	111.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	0.0	27.4	47.7
1996	31.5	115.4	45.0	3.7	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	7.6	5.4
1997	99.4	98.7	27.9	0.9	0.0	0.0	0.0	49.6	23.6	0.0	0.0	75.8
1998	159.9	113.7	41.2	5.2	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	9.8	55.7
1999	77.3	137.0	165.3	18.2	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	28.9	0.0	11.4
2000	138.1	90.1	65.0	3.3	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	8.3	0.0	11.5
2001	53.1	195.7	136.3	13.6	0.0	0.0	0.0	0.4	3.8	4.4	0.7	0.6
2002	41.2	103.3	85.1	57.4	1.0	0.0	24.2	0.0	0.0	0.0	15.2	23.7
2003	45.8	72.5	37.3	7.7	10.6	0.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	22.8
2004	78.7	100.2	33.6	0.9	0.0	0.0	18.6	0.2	0.0	0.0	0.0	19.1
2005	56.2	50.2	41.5	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	27.0	0.0	0.0	42.7
2006	46.9	106.1	76.1	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.3	1.9	0.3
2007	78.4	131.6	93.0	11.9	1.4	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	1.0	16.1
2008	164.8	52.2	17.4	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	14.1
2009	61.5	144.9	45.6	24.2	0.8	0.0	16.4	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4
2010	39.2	127.8	42.5	16.5	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.9
2011	83.6	126.0	16.8	27.2	3.6	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	1.8	47.5
MEDIA	76.8	100.4	66.6	11.8	1.4	1.4	2.8	4.8	4.0	8.3	7.6	28.4

ESTACION:LA CALERA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA

LATITUD:15°17'1" S

CUENCA:

(mm)

LONGITUD:72°11" W

REGION:AREQUIPA

PERIODO: 1964-2011

ELEVACION:4540

FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963												
1964	123.1	101.1	125.3	23.8	0.4	0.0	1.1	2.2	2.5	10.7	55.0	88.0
1965	51.0	164.0	7.4	13.0	5.0	0.0	5.0	1.3	16.3	15.1	4.8	80.4
1966	52.0	108.7	99.1	5.8	34.5	0.0	0.0	0.0	1.6	29.2	72.1	53.8
1967	123.9	157.0	143.2	60.2	7.9	0.0	1.0	0.9	29.6	25.3	8.3	46.2
1968	187.7	97.9	161.4	0.0	25.1	8.3	5.2	7.7	7.6	50.6	38.1	73.3
1969	109.1	130.2	63.0	36.5	0.0	1.2	4.6	4.0	31.7	42.1	74.4	100.4
1970	164.5	118.6	124.8	14.7	19.2	0.0	2.2	6.3	11.4	16.1	8.3	42.7
1971	97.1	152.4	77.5	29.5	2.6	0.0	0.0	2.5	0.0	7.9	11.8	109.9
1972	185.9	120.0	49.9	48.9	1.9	0.0	0.6	0.1	30.3	35.6	29.3	96.8
1973	246.4	107.4	136.9	76.7	5.5	0.4	2.0	2.5	25.2	13.4	38.1	36.0
1974	175.5	135.3	72.7	79.2	2.5	5.6	0.8	3.2	2.7	4.4	2.2	53.9
1975	127.4	121.9	132.2	29.9	20.8	3.3	0.0	10.5	5.2	11.9	4.6	73.2
1976	151.6	137.2	150.1	10.6	16.2	1.8	21.6	6.3	55.9	6.2	4.9	85.6
1977	50.0	193.3	140.0	6.0	4.1	0.0	2.7	0.0	8.2	35.4	66.5	36.0
1978	160.1	34.0	61.4	59.7	0.0	5.2	2.5	0.0	5.3	14.0	43.8	84.3
1979	68.4	22.2	104.6	33.0	5.6	0.5	0.8	3.2	16.5	21.9	30.8	70.7
1980	71.9	52.8	147.0	8.5	4.8	2.2	0.4	7.9	3.1	47.5	10.4	33.1
1981	226.1	144.7	55.8	19.9	0.2	0.1	0.0	4.2	22.5	18.3	12.0	60.5
1982	62.5	92.6	86.9	95.7	0.0	0.2	0.1	10.2	22.1	57.3	170.7	45.4
1983	114.4	85.5	27.2	62.3	0.0	0.4	0.3	1.1	16.0	17.7	5.8	68.4
1984	186.2	192.7	42.4	29.0	0.1	0.4	0.5	0.9	11.9	44.9	162.9	93.0
1985	55.8	191.3	131.3	94.8	2.6	0.3	2.2	1.2	31.8	3.8	24.9	54.2
1986	171.7	134.0	154.7	94.8	1.7	0.0	8.3	3.2	25.2	8.6	5.5	161.9
1987	176.8	24.7	150.9	5.1	0.2	0.3	0.8	7.7	0.6	17.3	18.7	43.7
1988	283.1	52.9	154.8	96.0	6.0	1.5	0.1	0.6	0.6	24.7	1.0	90.1
1989	91.4	180.7	107.6	0.0	12.0	10.9	1.3	0.4	13.4	9.9	10.1	49.7
1990	91.8	33.5	133.5	20.7	4.6	0.0	0.1	1.3	17.8	26.5	82.4	75.1
1991	148.4	144.3	84.2	63.4	16.7	0.2	1.1	7.7	0.3	20.0	66.2	43.7
1992	97.4	73.8	108.0	12.2	12.9	0.1	5.5	0.2	1.8	35.0	8.4	65.4
1993	216.6	71.6	148.3	96.6	0.3	0.0	0.3	0.1	15.0	79.3	52.6	103.5
1994	248.6	184.4	80.7	25.8	6.7	0.0	8.7	1.0	1.9	1.3	24.2	51.3
1995	170.3	94.6	83.6	14.4	5.5	0.1	0.0	0.0	3.4	15.4	27.7	53.4
1996	105.8	197.1	29.6	45.3	38.4	0.0	0.2	0.1	21.3	12.2	19.5	54.0
1997	278.1	158.7	88.0	21.8	9.5	0.0	1.9	13.2	31.0	9.0	45.5	118.9
1998	198.3	109.1	71.3	7.7	0.2	0.7	0.5	0.8	0.1	10.1	41.7	142.3
1999	100.9	198.5	128.0	51.4	0.6	0.0	6.6	2.1	52.8	27.2	11.4	49.9
2000	166.2	166.6	111.7	11.7	12.2	1.7	1.8	3.0	4.7	47.7	5.1	76.0
2001	192.2	191.4	128.3	64.0	10.2	0.0	1.3	23.2	11.3	9.8	3.0	43.3
2002	64.8	173.8	68.2	93.1	0.5	0.3	7.5	0.3	0.5	36.0	36.0	111.5
2003	101.9	122.2	87.2	21.7	9.0	0.5	0.0	1.1	8.2	5.3	17.5	43.9
2004	130.7	136.7	108.0	11.5	0.1	0.0	1.9	0.5	22.2	5.5	4.6	84.1
2005	93.6	96.9	21.4	19.2	5.8	0.0	0.1	0.1	18.0	22.4	9.2	86.3
2006	182.9	166.0	155.3	26.0	4.4	0.2	0.1	1.5	15.4	24.7	52.7	60.1
2007	114.1	150.6	127.3	6.0	0.0	0.1	0.1	1.2	1.4	12.7	15.6	86.0
2008	235.1	85.2	122.1	1.4	2.9	0.1	0.0	10.0	0.9	14.8	8.3	63.7
2009	81.4	198.2	8.6	57.4	0.7	0.0	1.1	2.1	6.6	11.3	39.5	48.6
2010	112.4	70.9	24.4	22.2	5.1	0.0	1.2	1.2	0.9	13.8	18.1	78.4
2011	74.3	161.4	136.8	96.6	7.3	0.0	2.5	4.8	13.6	9.9	30.0	123.2
MEDIA	140.0	125.8	99.2	38.0	6.9	1.0	2.2	3.4	13.5	21.7	32.0	72.8

ESTACION:JANACANCHA

PRECIPITACION MENSUAL HISTORICA

LATITUD:15°11'1" S

CUENCA:

(mm)

LONGITUD:71°46'1" W

REGION:AREQUIPA

PERIODO: 1963-2011

ELEVACION:4299

FUENTE:SANAMHI

AÑOS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1951												
1952												
1953												
1954												
1955												
1956												
1957												
1958												
1959												
1960												
1961												
1962												
1963	235.1	201.8	117.6	38.3	25.1	0.0	0.0	2.7	30.1	34.6	54.2	113.9
1964	97.2	117.1	131.9	31.8	37.0	0.0	0.0	12.5	3.4	11.9	68.2	131.9
1965	90.3	182.8	134.3	24.8	1.1	0.0	6.8	0.0	33.9	11.8	17.5	144.5
1966	109.6	140.5	116.4	12.0	42.4	0.0	0.6	3.4	9.2	44.7	63.1	95.2
1967	105.0	147.0	232.7	43.1	22.8	2.0	29.4	5.6	40.1	33.0	13.7	56.8
1968	229.5	115.3	88.2	17.3	16.2	5.4	10.3	9.7	23.3	54.7	53.0	54.1
1969	142.9	153.1	89.9	53.4	1.0	4.1	3.1	6.2	14.9	19.0	97.1	134.1
1970	129.4	180.8	158.5	14.2	5.7	0.0	9.7	1.2	25.5	36.5	11.7	108.7
1971	139.4	214.7	119.7	31.8	17.0	0.9	0.0	0.8	0.0	7.5	22.5	160.8
1972	223.8	151.7	245.0	55.3	8.1	0.3	0.4	0.6	38.6	48.6	30.0	130.9
1973	199.4	179.0	189.8	84.3	5.8	0.0	4.5	9.9	27.2	16.3	64.8	116.4
1974	301.7	221.1	76.2	66.5	0.0	18.2	2.7	38.3	6.0	3.9	24.5	110.2
1975	180.0	248.7	189.6	20.7	21.6	0.6	0.0	2.2	8.4	37.4	9.0	205.0
1976	177.9	147.7	215.7	59.8	15.1	2.4	3.3	10.1	70.5	2.0	1.1	65.2
1977	46.5	264.1	155.0	6.7	4.7	0.0	2.7	0.0	31.7	26.2	107.8	103.7
1978	298.1	59.2	58.5	44.7	0.0	7.0	1.1	1.2	7.7	44.3	90.1	84.9
1979	141.9	63.8	175.4	24.0	2.2	0.0	0.0	9.3	0.0	47.7	78.2	121.2
1980	123.8	74.7	250.8	26.6	0.0	0.0	9.6	2.5	2.8	66.8	9.1	86.8
1981	163.0	210.8	62.3	24.2	2.0	0.0	0.0	57.1	11.1	28.8	67.7	98.3
1982	131.9	98.7	181.7	108.6	0.0	0.0	0.0	4.2	48.8	79.1	208.4	53.6
1983	150.0	153.0	157.1	70.3	0.0	0.0	0.0	0.0	73.9	39.0	10.0	86.6
1984	248.4	290.7	267.5	26.5	9.9	1.5	1.9	8.7	0.4	86.7	181.9	153.9
1985	34.3	305.4	148.8	91.1	9.6	27.3	0.0	18.1	27.0	0.0	64.0	158.3
1986	231.4	201.2	162.9	92.2	9.9	0.0	0.0	12.4	4.2	10.9	28.3	168.9
1987	344.1	54.4	39.0	39.0	0.0	6.2	13.4	19.6	0.6	47.2	14.9	49.6
1988	238.4	115.7	233.6	87.1	21.2	0.0	0.0	0.0	0.0	49.7	0.0	101.8
1989	154.1	225.3	236.5	0.0	25.5	17.1	0.0	2.4	5.2	10.7	22.3	21.7
1990	173.0	42.3	75.6	39.9	16.2	47.6	2.9	12.2	18.2	64.5	135.3	206.5
1991	145.6	164.7	147.5	62.7	18.1	28.9	3.9	1.2	6.6	28.5	99.9	81.8
1992	127.5	89.6	38.1	11.9	0.0	8.8	1.6	63.3	3.4	42.9	37.3	138.5
1993	231.3	103.8	158.0	106.4	8.8	4.7	1.2	14.3	7.8	68.8	132.5	109.1
1994	295.2	223.1	93.3	56.1	2.5	1.5	0.6	0.8	10.0	1.3	33.3	111.4
1995	119.6	141.0	203.5	17.4	12.6	1.3	0.6	4.0	18.7	14.7	55.5	115.7
1996	224.3	256.6	99.7	48.6	4.2	7.1	0.0	13.9	9.8	11.5	27.4	102.6
1997	206.3	202.5	90.4	19.0	9.8	0.0	0.0	34.5	67.5	4.0	53.1	97.4
1998	225.3	120.0	93.5	13.4	0.0	1.1	0.0	6.8	0.0	2.2	35.8	111.7
1999	169.7	289.8	174.8	57.6	8.3	17.6	0.0	2.1	36.8	54.9	10.4	97.2
2000	247.7	216.9	167.2	22.2	15.7	2.6	0.8	13.4	7.7	69.2	33.6	125.9
2001	306.9	300.6	193.0	71.7	13.2	1.9	11.6	9.5	14.7	17.9	8.3	39.4
2002	105.8	219.8	132.6	88.4	10.9	3.4	20.2	0.0	14.8	85.5	90.5	124.0
2003	137.1	133.5	183.3	32.9	1.5	3.6	0.4	1.0	12.4	11.2	41.0	119.6
2004	197.8	187.1	91.5	50.3	0.0	1.1	22.5	12.4	6.3	8.9	6.8	59.9
2005	111.8	143.8	114.7	47.5	0.0	0.0	0.0	1.5	8.9	18.1	25.1	171.0
2006	240.4	206.1	265.5	46.4	2.2	0.2	2.4	1.6	15.8	34.8	81.6	76.0
2007	161.1	145.1	158.2	30.5	7.8	0.0	1.6	0.0	9.2	12.7	81.8	102.8
2008	196.9	129.8	77.2	2.2	1.7	0.0	0.0	0.6	0.5	35.4	12.9	150.0
2009	108.2	179.9	99.2	68.9	4.9	0.0	5.6	0.0	9.8	12.7	53.2	55.6
2010	223.0	134.0	55.9	31.4	4.6	0.0	2.4	0.0	5.1	25.9	15.1	107.6
2011	245.0	256.6	111.4	88.9	6.4	0.0	6.4	2.6	8.9	12.2	18.8	140.4
MEDIA	181.0	171.5	144.1	45.1	9.3	4.6	3.8	8.9	17.1	31.4	51.1	109.4

ANEXO N° 02

Tabla de Quantz para la determinación del número específico en función de la altura neta

Fuente: Motores Hidraulicos L. Quantz

TURBINA		$n_s$ (unitario)	H (m) Máx. admisible
P E L T O N	De 1 chorro	10 - 13	1800 - 1300
		13 - 20	1300 - 550
		20 - 30	550 - 300
MICHELL BANKI		29 - 220	400 - 80
F R A N C I S	Lenta	60 - 125	350 - 150
	Normal	125 - 175	150 - 120
		175 - 225	120 - 80
Rápida	225 - 350	80 - 35	
	350 - 450	35 - 20	
KAPLAN y de Hélice		350 - 600	35 - 18
		600 - 800	18 - 12
		800 - 1000	12 - 5

ANEXO N° 03

**TABLA PARA LA DETERMINACION DEL NUMERO ESPECIFICO EN  
FUNCION DE LA ALTURA NETA.**

Fuente: Centrales Hidroeléctricas. G. Zoppetti

TURBINA		$n_s$ (unitario)	H (m) Máx. admisible
P E L T O N	De 1 chorro	Hasta 18	> 800
		18 - 25	800 - 400
		26 - 35	400 - 100
	De 2 chorros	26 - 35	800 - 400
		36 - 50	400 - 100
	De 4 chorros	51 - 72	400 - 100
F R A N C I S	Muy lenta	55 - 70	400 - 200
	Lenta	70 - 120	200 - 100
	Media (normal)	120 - 200	100 - 50
	Veloz (rápida)	200 - 300	50 - 25
	Ultra rápida (expres)	300 - 450	25 - 15
HELICE MUY VELOZ		400 - 500	Hasta 15
K A P L A N	Lenta	270 - 500	50 - 15
	Veloz	500 - 800	15 - 5
	Muy veloz	800 - 1100	< 5



ANEXO N° 04

**TABLA DE STOLL PARA LA DETERMINACION DEL NUMERO ESPECIFICO  
EN FUNCION A LA ALTURA NETA.**

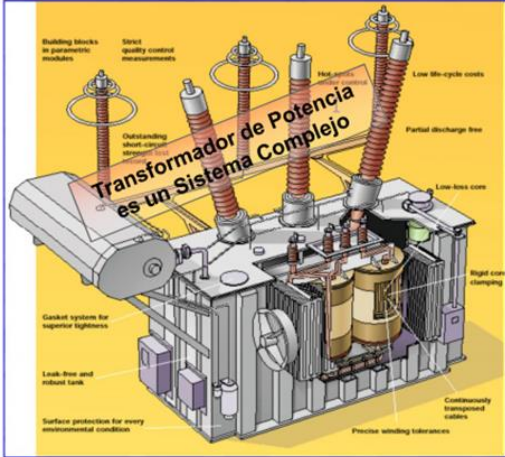
Fuente: Aprovechamiento hidroeléctricos y de Bombeo. H. Gardea

TURBINA		$n_s$ (unitario)	H (m) máx. admisible
P E L T O N	De 1 chorro	4 – 35	2 200
	De 2 chorros	17 – 50	--
	De 3 chorros	20 – 60	--
	De 4 chorros	24 – 70	--
	De 6 chorros	30 – 85	150
MICHELL BANKI		29 – 220	400 – 80
F R A N C I S	Lenta	70	380
		100	220
		150	110
	Normal	200	80
		250	60
	Rápida	300	45
		350	35
	Ultra rápida	400	30
450		25	
KAPLAN y de Hélice		300	70
		500	40
		800	10
		1000	6

ANEXO N° 05

TRANSFORMADOR DE LA MARCA ABB MODELO 1250 CON POTENCIA  
NOMINAL DE 25 MVA

**SISTEMAS Y COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA**  
Transformador de Potencia - Desempeño General y Valor Global



**Transformador de Potencia:**

- núcleo
- devanados
- aislamiento
- conexión
- cuba
- conservador de aceite
- accesorios
  - boquillas
  - cambiador de tomas
  - radiadores
  - moto ventiladores
  - termómetros, indicadores de nivel, relé Buchholz, válvula de alivio de presión, relé de presión súbita, respiradores de aire, etc.
  - transformador de corriente de boquilla
  - descargadores de sobretensión
  - panel de mando, control y protecciones
  - sensores y sistema de monitoreo

**ABB**

**ABB Blumenau - Brasil  
Productos**



**Transformadores de distribución inmersos en líquido aislante**

- Potencia
  - Desde 5 hasta 10.000kVA
- Clase de tensión
  - Hasta 36kV
- Tipos de líquidos aislantes
  - Aceite mineral (parafínico y nafténico)
  - Aceite sintético silicón
  - Aceite Vegetal BIOTEMP
- Normas para fabricación y pruebas
  - IEC
  - ANSI
  - IRAM
  - NBR
  - Distribuidoras de Electricidad
  - EPC / Industrias

**ABB**

ANEXO N° 06

SELECCIÓN DE TUBERÍA DE CARGA

**Fuente:** Catalogó de fabricantes de tubería de acero Colvaco, imagen rescatada de [www.covalco.mx](http://www.covalco.mx)

Dimensiones y Pesos Tubería acero con y sin costura convencionales de acuerdo a fórmula peso específico 7850 Kg/m <sup>3</sup>							
Nominal Diameter	Diametro exterior Outside Diameter		Espesor de pared Wall thickness		Cédula Schedule / Designation	Peso Weight	
	in	in	mm	in		mm	Lb/ft
64	64.000	1,625.6	0.375	9.53		255.08	379.59
			0.406	10.31		276.03	410.77
			0.438	11.13		297.63	442.93
			0.469	11.91		318.54	474.04
			0.500	12.70		339.43	505.13
			0.562	14.27		381.15	567.21
			0.625	15.88		423.46	630.17
			0.688	17.48		465.68	693.00
			0.750	19.05		507.14	754.71
			0.812	20.62		548.53	816.30
			0.875	22.23		590.50	878.76
			0.938	23.83		632.38	941.09
			1.000	25.40		673.52	1002.31
			1.062	26.97		714.57	1063.40
			1.125	28.58		756.21	1125.36
1.188	30.18		797.75	1187.19			
1.250	31.75		838.56	1247.91			



ANEXO N° 07

SELECCIÓN DE TURBINA

Fuente: Deyang Dongfeng Hydropower Equipment Co. Ltd.

2\*10mw 水轮发电机组报价单

2\*10mw hydro turbine generator set quotation

水头 water head : 334.5m 设计流量 water flow: 3.45m<sup>3</sup>/s 频率 Frequency: 60Hz

品名 Name	规格型号 type	数量 quantity (set)	单价 unit price	合价 shanghai FOB price
Francis hydro turbine 水轮机	francis hydro turbine: HLD381b-LJ-120,	2	\$117,647	\$235,294
Generator 发电机	generator: SF10-8/2860	2	\$323,529	\$647,059
Valve 阀门	valve HD743H-40DN1200	2	\$22,059	\$44,118
Governor 调速器	governor: WT-5000	2	\$26,471	\$52,941
Thyristor excitation device 可控硅励磁装置	Thyristor excitation device WKL2	2	\$29,412	\$58,824
Automation component 自动化原件	Automation component	2	\$14,706	\$29,412
合计 total			\$533,824	\$1,067,647

delivery time : 6 months

payment method: T/T (30% advance payment and 70% on delivery).

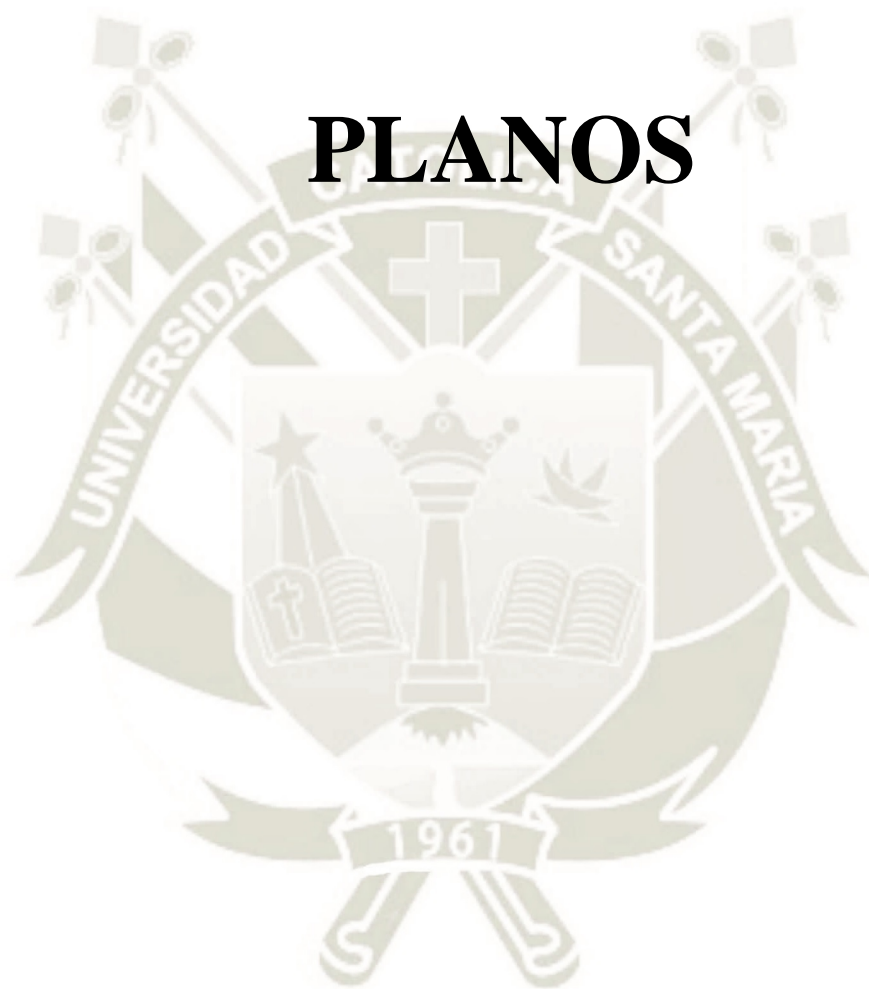
Ocean Transport

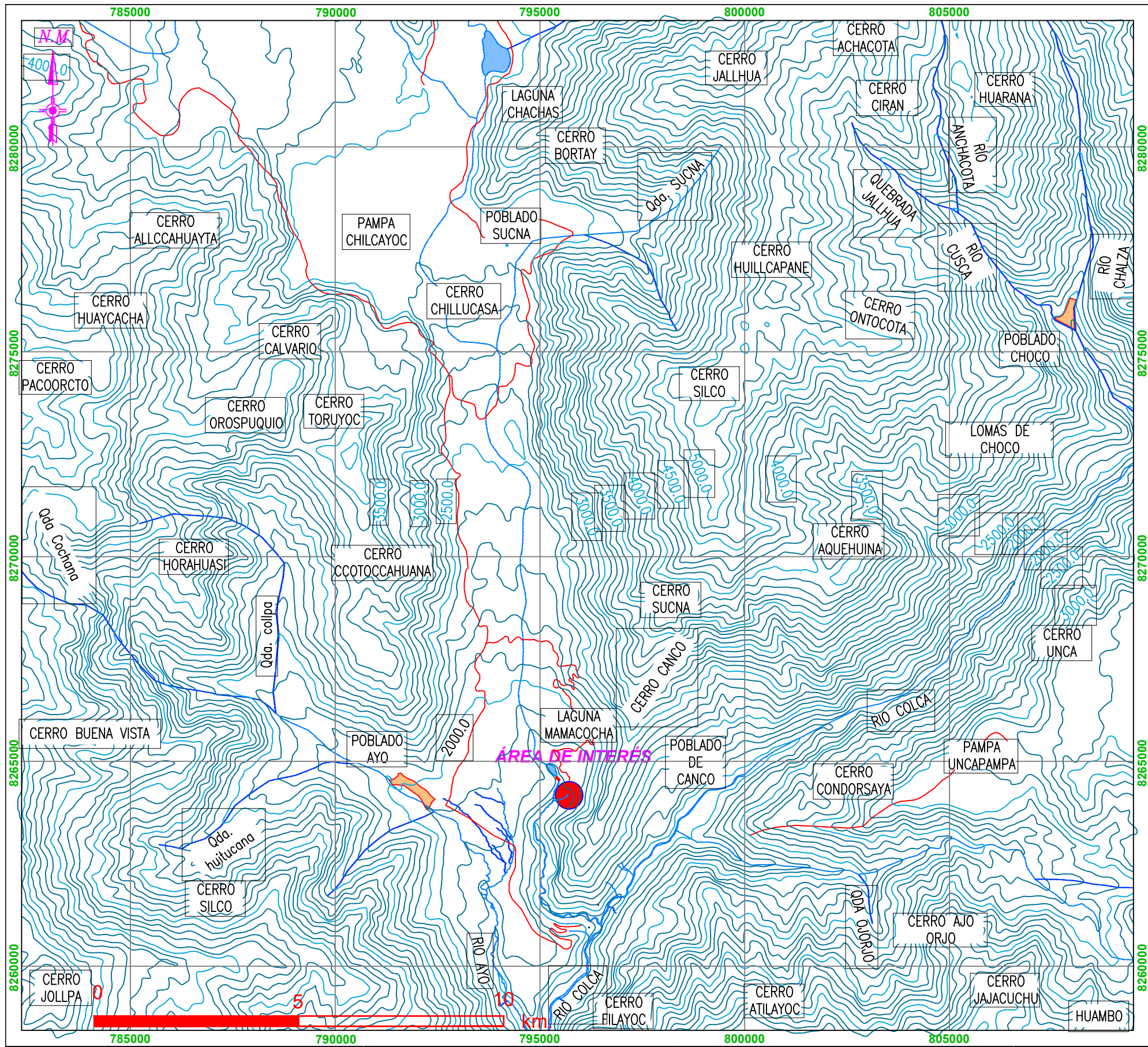


Deyang Dongfeng Hydropower Equipment Co., Ltd.

Data: Nov.26<sup>th</sup>.2018

# PLANOS





DEPARTAMENTO DE AREQUIPA



PLANO DE LOCALIZACIÓN

DISEÑO: R. J. M. T  
 DIBUJÓ: R. J. M. T  
 REVISÓ: A.N.M.P.  
 APROBÓ: A. L. G.

COMPONENTE: PLANO DE UBICACIÓN  
 SISTEMA DE COORDENADAS: PLANAS  
 CARTA NACIONAL DE IGN: 32 r (Huambo)

DATUM: WGS84  
 PROYECCION: UTM  
 ZONA UTM: 18s  
 CUADRICULA: L

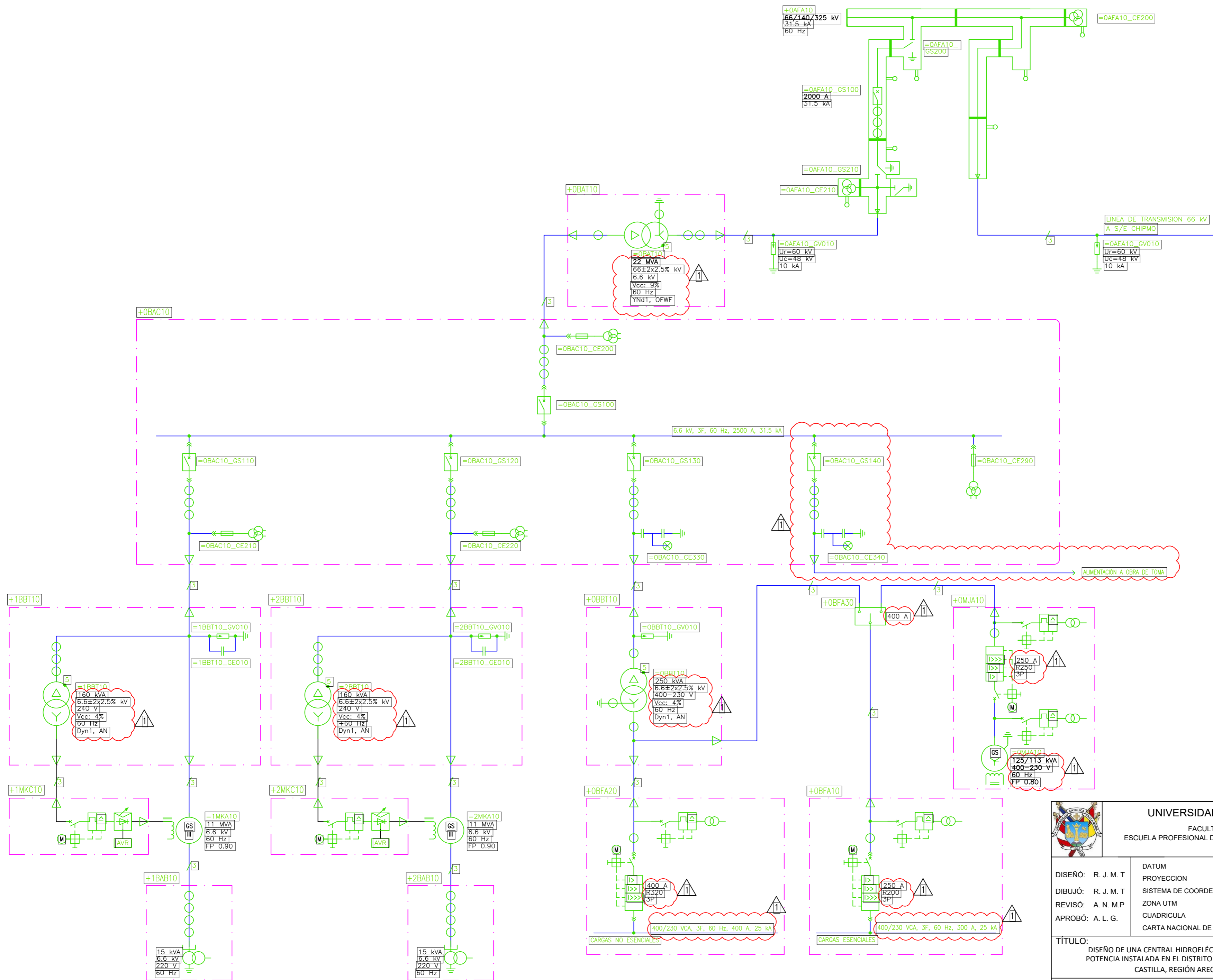
DEPARTAMENTO: AREQUIPA  
 PROVINCIA: CASTILLA  
 DISTRITO: AYO

TÍTULO:  
 DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA



UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA  
 FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS  
 ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA,  
 MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA

ESCALA: 1 / 100,000  
 FECHA: AGOSTO DEL 2018  
 N° PLANO: P - 0 1



 <b>UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA</b> FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA			
DISEÑO: R. J. M. T	DATUM: WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA	
DIBUJÓ: R. J. M. T	PROYECCION: UTM	PROVINCIA: CASTILLA	
REVISÓ: A. N. M. P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO	
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM: 18s	ESCALA: 1 / 2,000	
	CUADRICULA: L		
	CARTA NACIONAL DE IGN: 32 r (Huambo)		
TÍTULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018	
COMPONENTES: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL		Nº PLANO: P - 0 2	

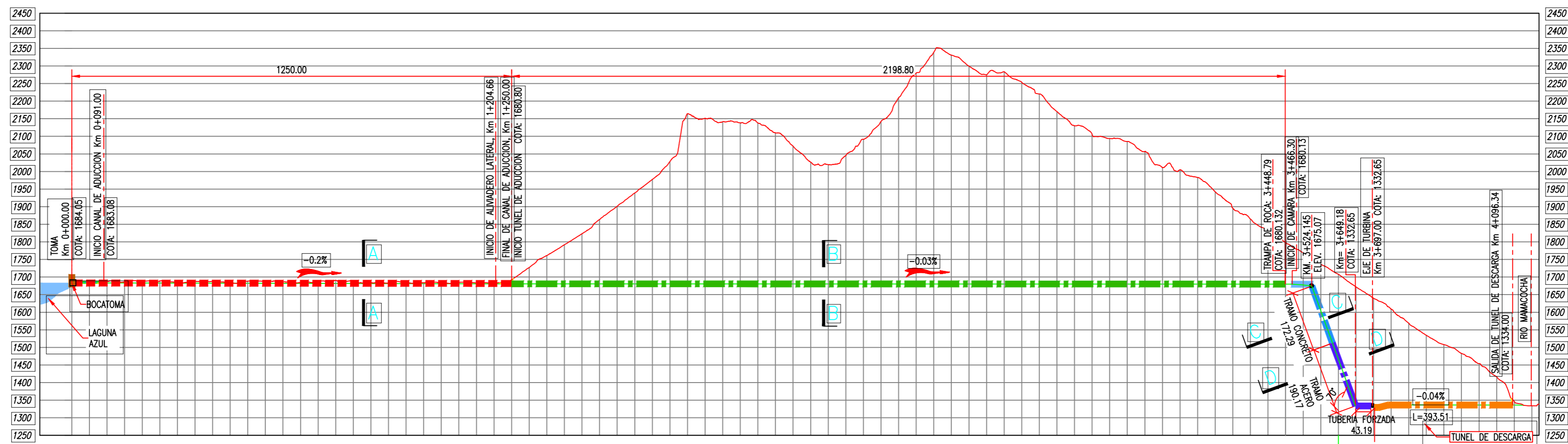
	AIRE ACONDICIONADO
	BRIDA
	CLAPETAS ANTIRRETORNO
	COJINETE
	CONTINUACION
	DOSIFICADOR TIPO 1
	DOSIFICADOR TIPO 2
	ENFRIADOR DE AGUA CHILLER
	HIDRANTE DE DOBLE SALIDA
	GABINETE DE MANGUERA
	DETECTOR TERMICO
	BOQUILLA ATOMIZADORA HIDRAULICA
	INTERCAMBIADOR DE CALOR DE PLACAS, SUMERGIDO
	PLACA OSMOSIS INVERSA
	REDUCCION CONCENTRICA
	SISTEMA DE DILUVIO POR ROCIADORES PARA TRANSFORMADOR

	UNIDAD MANEJADORA DE AIRE
	VALVULA ALMO DE PRESION
	VALVULA DE DILUVIO
	VALVULA COMPUERTA
	VALVULA DE TRES VIAS
	ACOPLAMIENTO DE MANGUERA
	VALVULA MANUAL
	VALVULA MOTORIZADA
	VALVULA REGULABLE MANUAL
	VALVULA UNIDIRECCIONAL
	VALVULA TIPO GLOBO
	VALVULA MARIPOSA
	VALVULA MARIPOSA MOTORIZADA
	ACTUADOR ELECTRICO
	VALVULA UNIDIRECCIONAL (AIRE)
	VENTILADOR / EXTRACTOR
	MANOMETRO
	PRESOSTATO
	FLUJOSTATO
	TRANSMISOR DE TEMPERATURA
	INDICADOR DE TEMPERATURA
	TRANSMISOR DE NIVEL

	BOMBA CENTRIFUGA
	BOMBA SUMERGIBLE
	COMPRESOR DE PISTON
	COMPRESOR DE TORNILLO
	PURGADOR MANUAL DE CONDENSADO
	PURGADOR AUTOMATICO DE CONDENSADO
	FILTRO
	FILTRO CON PURGADOR MANUAL DE CONDENSADO
	FILTRO CON PURGADOR AUTOMATICO DE CONDENSADO
	ENFRIADOR POSTERIOR Y DESECADOR DE AIRE (AFTER COOLER)
	TANQUE RECEPTOR DE PRESION HORIZOTAL
	TANQUE RECEPTOR DE PRESION VERTICAL
	ACUMULADOR DE PRESION (ACEITE-AIRE, AGUA-AIRE)
	ACUMULADOR DE PRESION POR RESORTE
	ACUMULADOR DE PRESION CON GAS CARGADO
	ACUMULADOR DE PRESION POR CONTRAPESO
	BOTELLON DE GAS

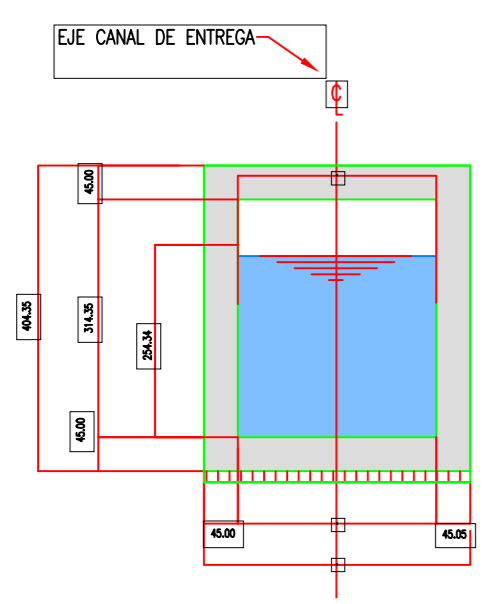
	TABLERO DE CONTROL PARA INCENDIO
	PULSADOR MANUAL DE ALARMA
	ABORTADOR DE ALARMA
	EXTINTOR DE CO2 PORTATIL
	EXTINTOR DE POLVO QUIMICO SECO PORTATIL (ABC)
	EXTINTOR POLVO QUIMICO SECO SOBRE RUEDAS (ABC)
	DETECTOR FOTOELECTRICO (HUMO) (AREA DE COBERTURA)
	DETECTOR VELOCIMETRICO (TEMPERATURA) (AREA DE COBERTURA)
	DETECTOR INFRARROJO (LLAMA) (AREA DE COBERTURA)
	ALARMA VISUAL Y AUDIBLE
	INDICACION LUMINICA ESCAPE
	CLAPETA CONTRAFUEGO EN DUCTO DE VENTILACION
	LIMITE DE ZONA - RESISTENTE AL FUEGO
	NUMERO DE ZONA CONTRA INCENDIO
	GABINETE DE HIDRANTES

	<b>UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA</b>		
	FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA		
DISEÑO: R. J. M. T	DATUM WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA	
DIBUJÓ: R. J. M. T	PROYECCION UTM	PROVINCIA: CASTILLA	
REVISÓ: A. N. M. P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO	
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM 18s	ESCALA: 1 / 2,000	
	CUADRICULA L		
	CARTA NACIONAL DE IGN 32 r (Huambo)		
TÍTULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018	
COMPONENTES: SIMBOLOGÍA MECÁNICA		Nº PLANO: P - 0 3	

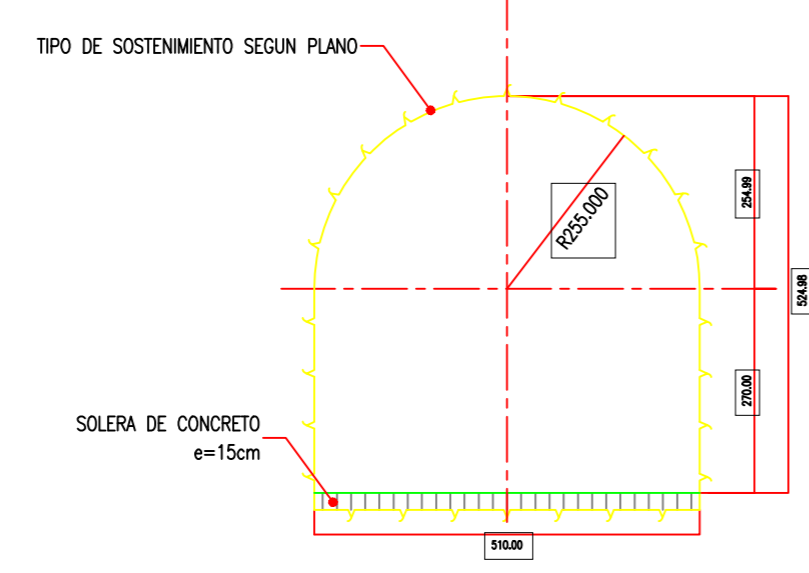


PROGRESIVA
NIVEL DE TERRENO
NIVEL DE LA RASANTE

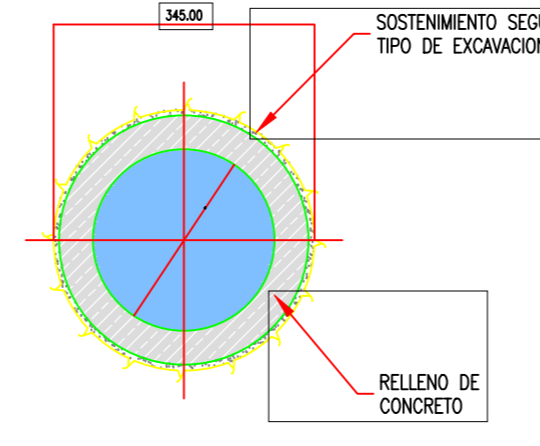
0+000	1687.99	1684.05
0+050	1688.00	1683.12
0+100	1688.22	1683.06
0+150	1685.77	1682.96
0+200	1687.57	1682.86
0+250	1688.97	1682.76
0+300	1685.30	1682.66
0+350	1687.06	1682.56
0+400	1687.85	1682.46
0+450	1684.64	1682.36
0+500	1688.39	1682.26
0+550	1686.96	1682.16
0+600	1686.08	1682.06
0+650	1684.19	1681.96
0+700	1687.63	1681.86
0+750	1690.85	1681.76
0+800	1687.18	1681.66
0+850	1684.45	1681.56
0+900	1682.85	1681.46
0+950	1683.58	1681.36
1+000	1683.78	1681.26
1+050	1682.44	1681.16
1+100	1685.01	1681.06
1+150	1683.21	1680.96
1+200	1683.39	1680.86
1+250	1692.19	1680.76
1+300	1727.72	1680.74
1+350	1761.26	1680.72
1+400	1791.79	1680.70
1+450	1823.05	1680.68
1+500	1863.64	1680.66
1+550	1901.11	1680.64
1+600	1939.03	1680.62
1+650	1977.64	1680.60
1+700	2028.46	1680.58
1+750	2164.31	1680.56
1+800	2151.22	1680.54
1+850	2138.17	1680.52
1+900	2138.23	1680.48
1+950	2109.91	1680.46
2+000	2072.13	1680.44
2+050	2026.59	1680.42
2+100	2019.40	1680.40
2+150	2045.19	1680.38
2+200	2091.50	1680.36
2+250	2209.73	1680.34
2+300	2279.83	1680.32
2+350	2339.00	1680.30
2+400	2330.92	1680.28
2+450	2275.23	1680.26
2+500	2283.50	1680.24
2+550	2253.53	1680.22
2+600	2220.30	1680.20
2+650	2170.25	1680.18
2+700	2129.89	1680.16
2+750	2105.89	1680.14
2+800	2093.93	1680.12
2+850	2085.59	1680.10
2+900	2066.90	1680.08
2+950	2011.03	1680.06
3+000	2004.92	1680.04
3+050	1983.01	1680.02
3+100	1942.49	1680.00
3+150	1895.52	1679.98
3+200	1864.90	1679.96
3+250	1834.56	1679.94
3+300	1797.93	1679.92
3+350	1768.88	1679.90
3+400	1736.25	1679.88
3+450	1707.93	1677.63
3+500	1672.05	1663.77
3+550	1639.99	1466.37
3+600	1608.79	1333.47
3+650	1588.83	1329.55
3+700	1554.45	1336.39
3+750	1507.92	1336.35
3+800	1482.79	1336.33
3+850	1463.93	1336.31
3+900	1416.25	1336.29
3+950	1346.69	1336.27
4+000	1336.25	1336.25



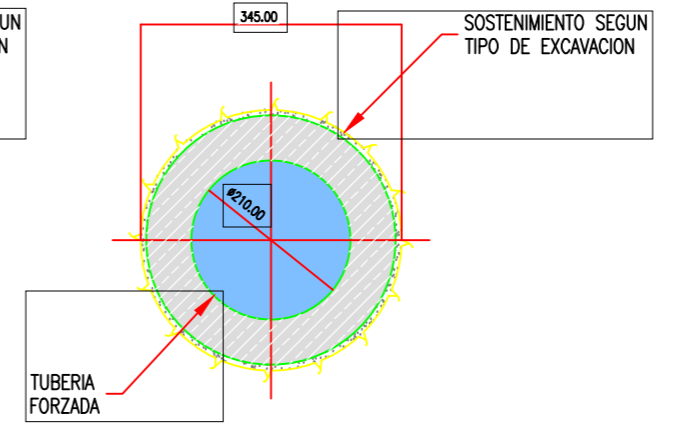
SECCION A-A



SECCION B-B



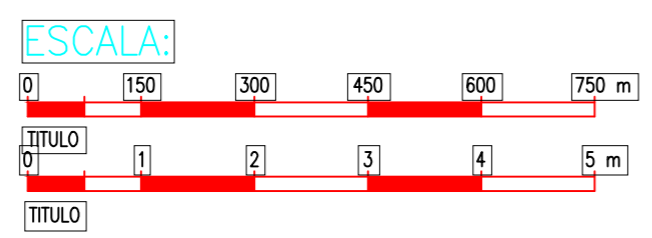
SECCION C-C



SECCION D-D

**LEYENDA:**

	BOCATOMA
	CANAL TECHADO
	CANAL ABIERTO
	TUNEL
	CAMARA DE CARGA
	PIQUE CON REVESTIMIENTO DE HORMIGON
	PIQUE CON BLINDAJE DE ACERO
	CASA DE MAQUINA
	TUNEL DE DESCARGA

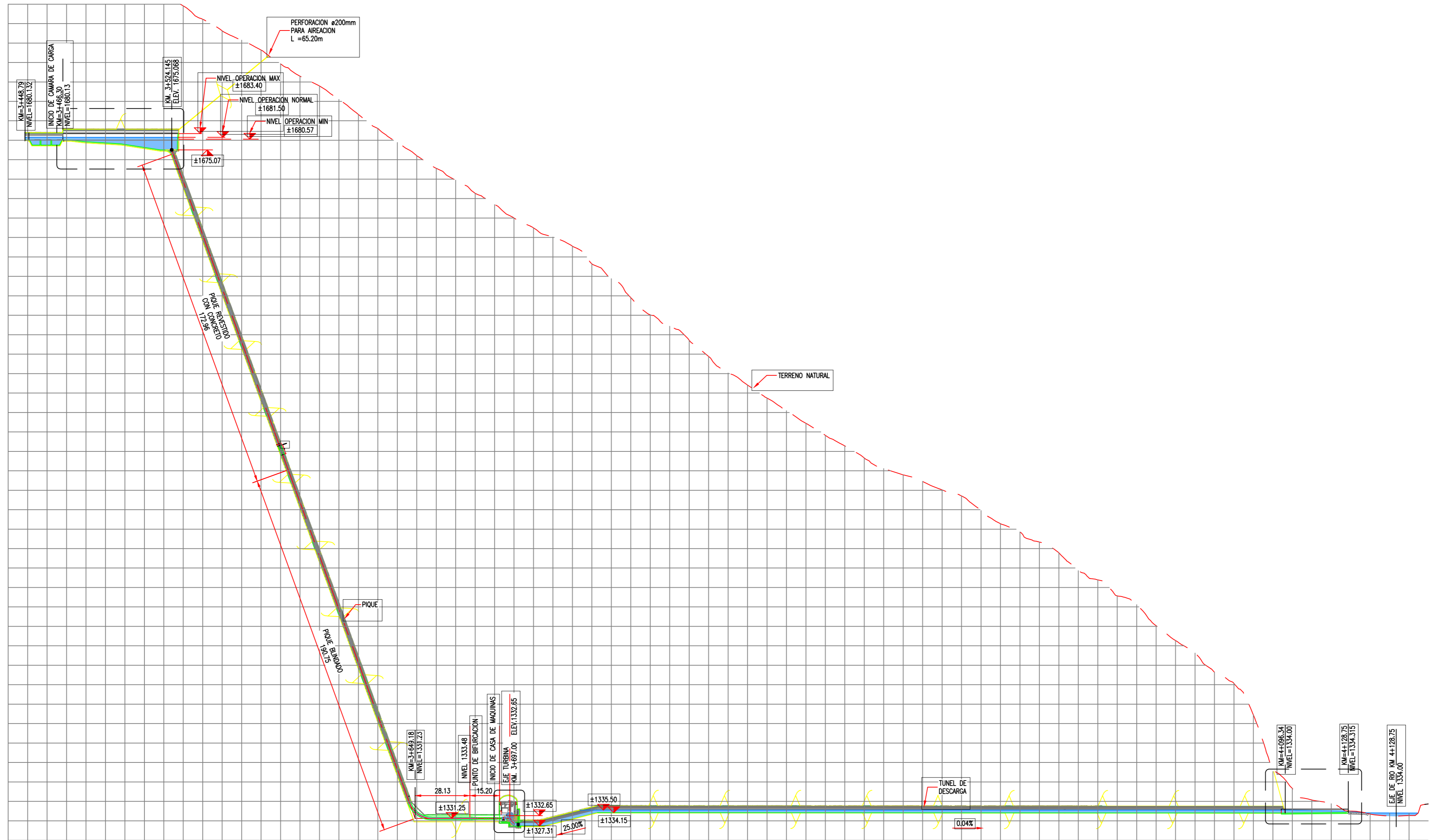


- NOTAS GENERALES:**
1. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
  2. LOS NIVELES SE ENCUENTRAN EN METROS.
  3. LA UBICACION DEFINITIVA DEL INGRESO AL TUNEL SER DETERMINADO SEGUN LA PROGRESIVA OBSERVADO.
- EL DATUM GEODESICO ES UNIVERSAL TRANSVERSA MERCATOR WGS84 ZONA S-18

**UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA**  
 FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS  
 ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA

DISEÑO: R. J. M. T	DATUM: WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA
DIBUJÓ: R. J. M. T	PROYECCION: UTM	PROVINCIA: CASTILLA
REVISÓ: A. N. M.P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM: 18s	ESCALA: 1 / 10,000
	CUADRICULA: L	
	CARTA NACIONAL DE IGN: 32 r (Huambo)	
TÍTULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018
COMPONENTES: ESTRUCTURAS CIVILES PERFIL LONGITUDINAL		Nº PLANO: P - 0 4

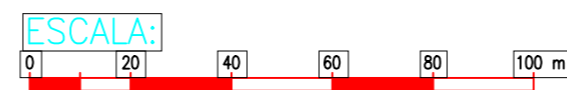




**PERFIL LONGITUDINAL DE PIQUE HASTA TUNEL DE DESCARGA**

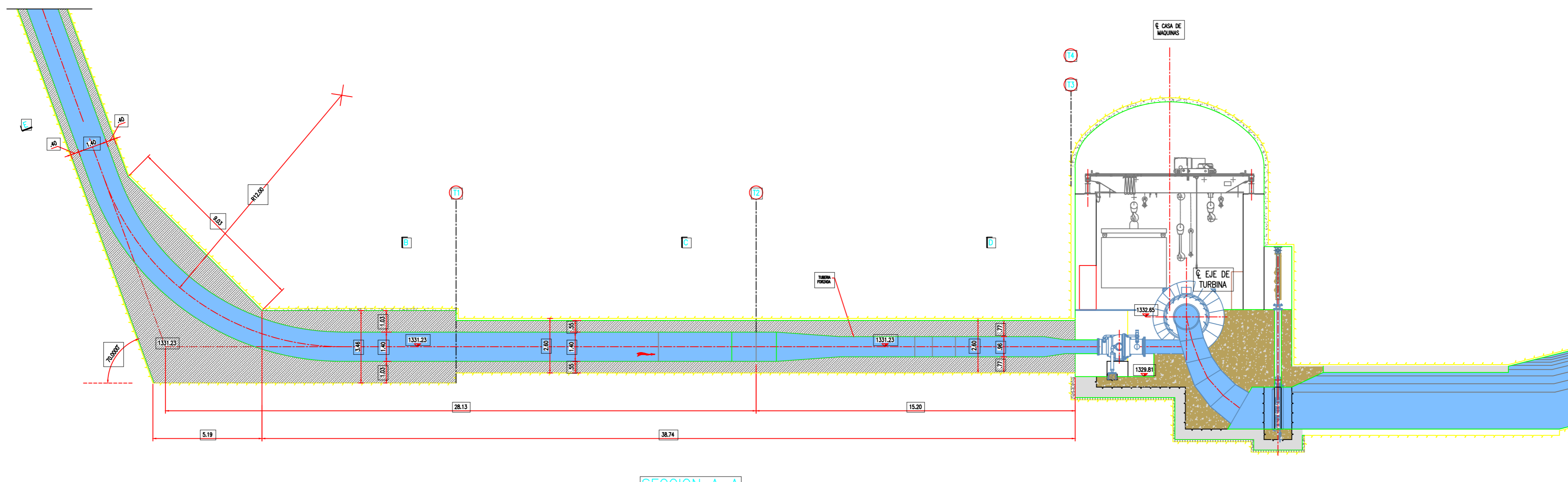
**NOTAS GENERALES:**

1. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
2. LOS NIVELES SE ENCUENTRAN EN METROS.
3. CUALQUIER MODIFICACION AL DISEÑO SE HARÁ DE ACUERDO A LAS CONDICIONES DE OBRA CON APROBACION DE LA INSPECCION TECNICA DE OBRA.
4. EL DATUM GEODESICO ESTA REFERIDO AL SISTEMA WGS 84 ZONA 18 S.
5. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
6. EL TUBO DE ASPIRACION DEBERA SER ORIENTADO AL TERRENO DE AYO.

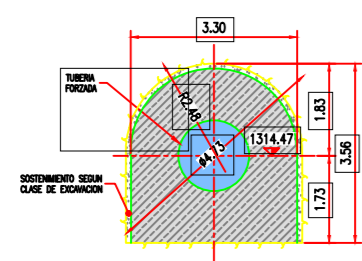


**UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA**  
 FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS  
 ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA

DISEÑO: R. J. M. T	DATUM: WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA
DIBUJO: R. J. M. T	PROYECCION: UTM	PROVINCIA: CASTILLA
REVISÓ: A. N. M.P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM: 18s	ESCALA: 1 / 1,500
	CUADRICULA: L	
	CARTA NACIONAL DE IGN: 32 r (Huambo)	
TÍTULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018
COMPONENTES: TUNEL DE PRESION Y CAMARA DE CARGA PERFIL LONGITUDINAL		Nº PLANO: P - 06

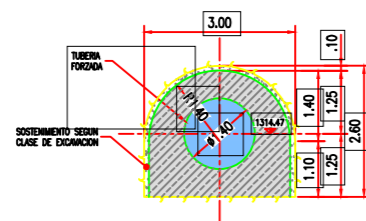


SECCION A-A



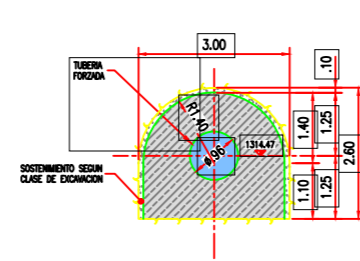
SECCION B-B

ESCALA 1:50



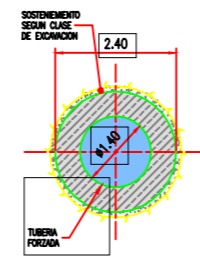
SECCION C-C

ESCALA 1:50



SECCION D-D

ESCALA 1:50



SECCION E-E

ESCALA 1:50

COORDENADAS			
PUNTO	NORTE	ESTE	ELEVACION
T1	8261571.546	796316.026	1331.23
T2	8261557.473	796318.505	1331.23
T3	8261543.709	796315.450	1331.23
T4	8261545.583	796326.086	1331.23

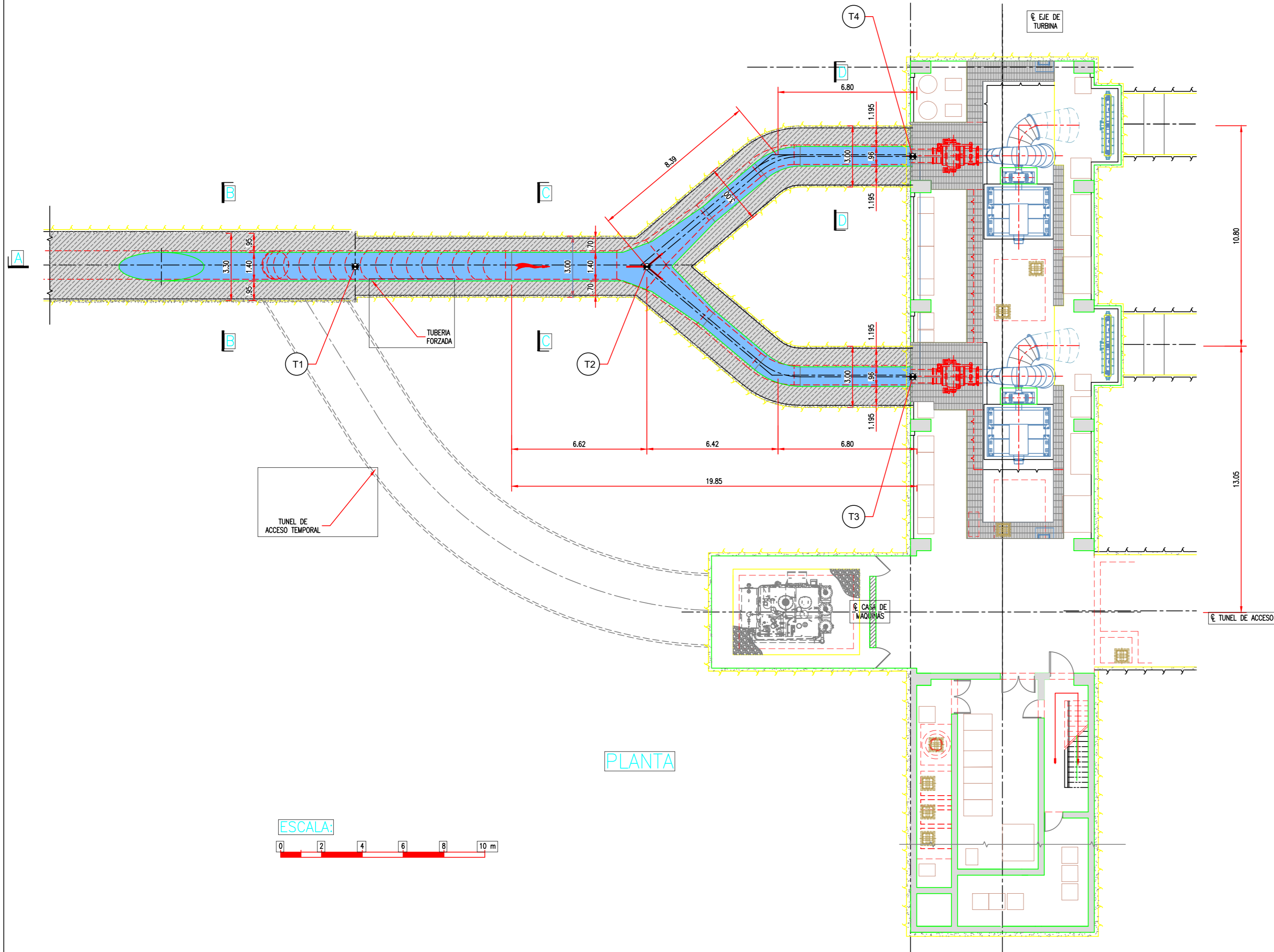
LEYENDA:

- 1er CONCRETO
- 2do CONCRETO
- SHOTCRETE
- RELLENO DE CONCRETO

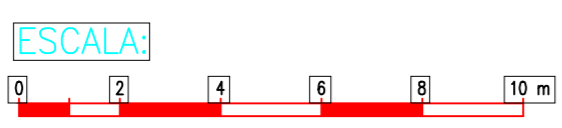
NOTAS GENERALES:

1. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
2. LOS NIVELES SE ENCUENTRAN EN METROS.
3. EL SOLADO EN CONCRETO SERA C12/15 Y ESTRUCTURAS DE CONCRETO C25/30.

<b>UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA</b> FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA			
DISEÑO: R. J. M. T	DATUM WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA	
DIBUJÓ: R. J. M. T	PROYECCION UTM	PROVINCIA: CASTILLA	
REVISÓ: A. N. M.P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO	
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM 18s	ESCALA: 1 / 150	
	CUADRICULA L		
	CARTA NACIONAL DE IGN 32 r (Huambo)		
TITULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018	
COMPONENTES: CASA DE MAQUINA EN CAVERNA PIQUE DE PRESION, TUBERIA FORZADA Y BIFURCACION - SECCIONES		N° PLANO: P-07	



PLANTA

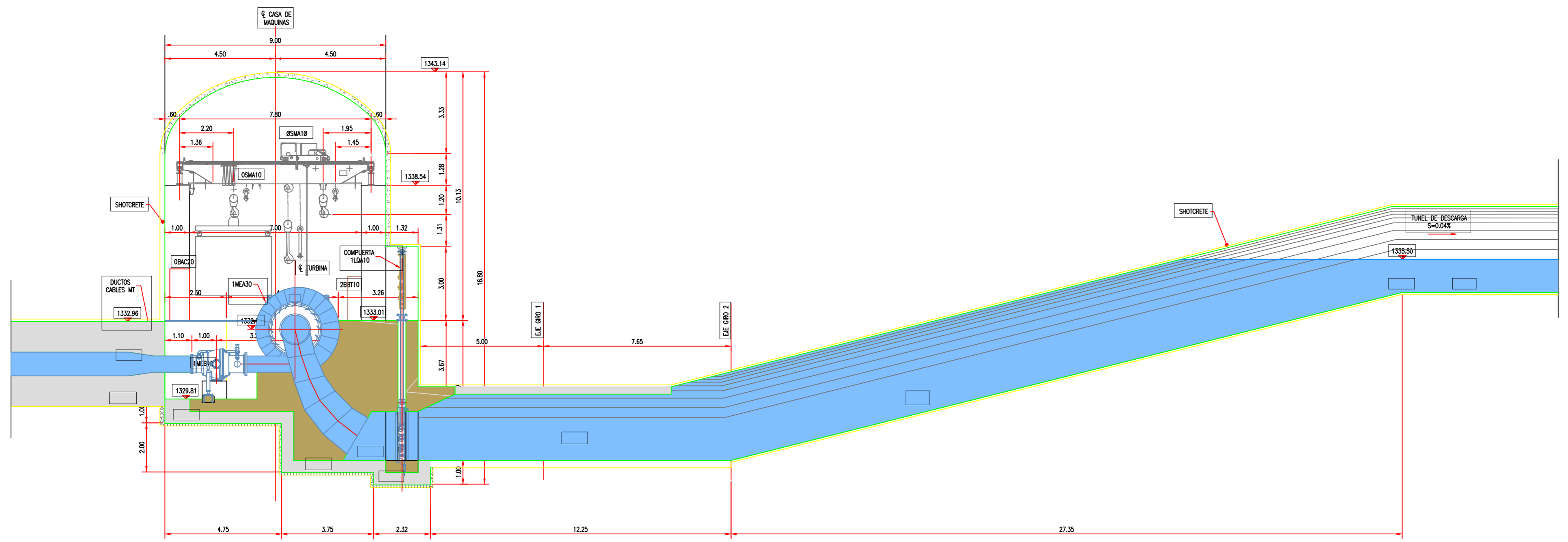


COORDENADAS			
PUNTO	NORTE	ESTE	ELEVACION
T1	8261571.546	796316.026	1331.23
T2	8261557.473	796318.505	1331.23
T3	8261543.709	796315.450	1331.23
T4	8261545.583	796326.086	1331.23

- LEYENDA:**
- 1er CONCRETO
  - 2do CONCRETO
  - SHOTCRETE
  - RELLENO DE CONCRETO

- NOTAS GENERALES:**
1. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
  2. LOS NIVELES SE ENCUENTRAN EN METROS.
  3. EL SOLADO EN CONCRETO SERA C12/15 Y ESTRUCTURAS DE CONCRETO C25/30.

	<b>UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA</b> FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA	
	DISEÑO: R. J. M. T DIBUJO: R. J. M. T REVISÓ: A. N. M.P APROBÓ: A. L. G.	DATUM WGS84 PROYECCION UTM SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS ZONA UTM 18s CUADRICULA L CARTA NACIONAL DE IGN 32 r (Huambo)
TÍTULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018
COMPONENTES: ESTRUCTURAS CIVILES PIQUE DE PRESION, TUBERIA FORZADA Y BIFURCACION - PLANTA		Nº PLANO: <b>P-08</b>



SECCION B-B

LEYENDA:

- 1er CONCRETO
- 2do CONCRETO
- SOLADO
- SHOTCRETE
- RELLENO DE CONCRETO

NOTAS GENERALES:

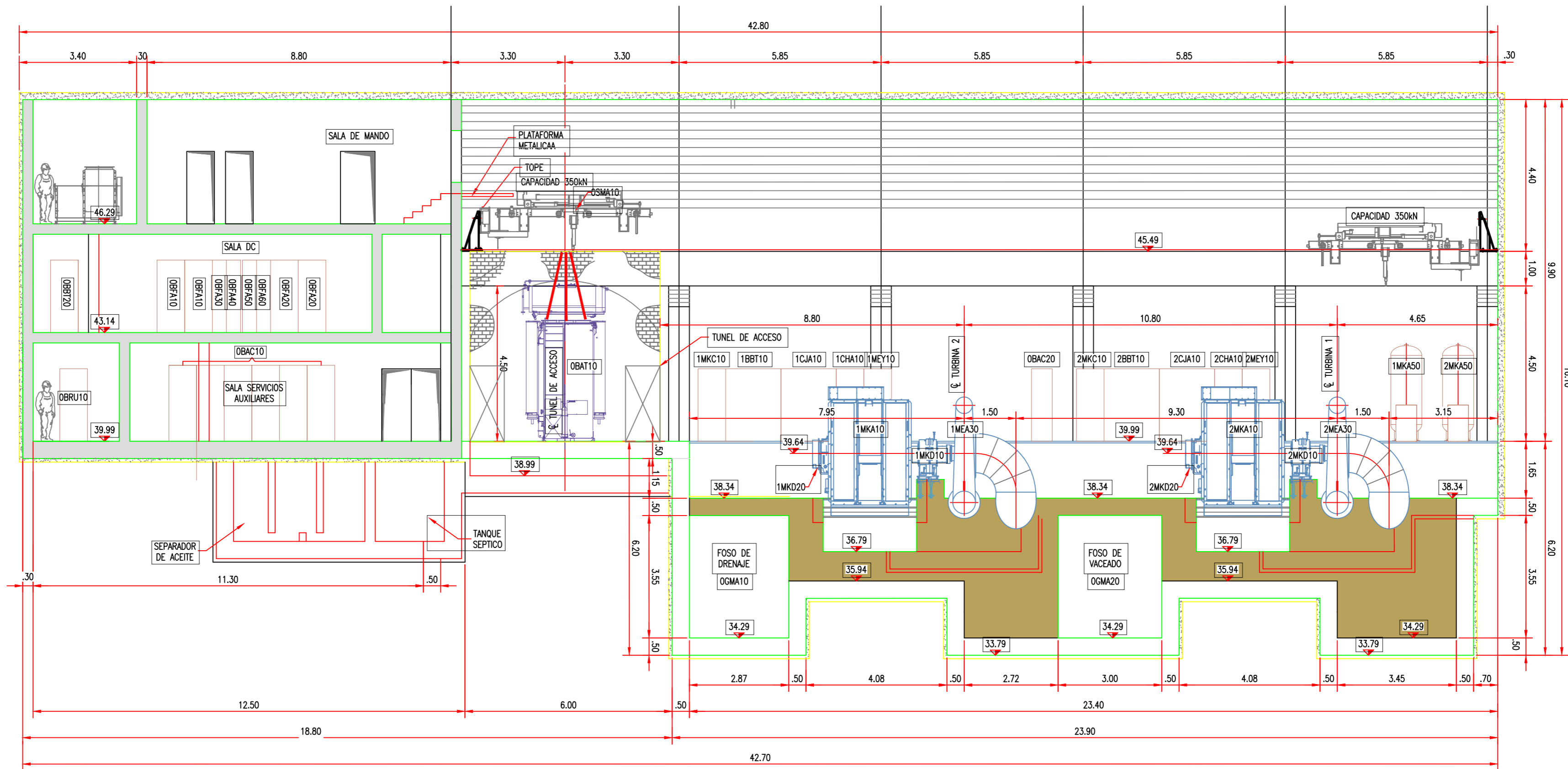
1. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
2. LOS NIVELES SE ENCUENTRAN EN METROS.
3. EL SOLADO EN CONCRETO SERA C12/15 Y ESTRUCTURAS DE CONCRETO C25/30.

ESCALA:



UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA  
 FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS  
 ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y  
 MECATRONICA

DISEÑO: R. J. M. T	DATUM WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA
DIBUJÓ: R. J. M. T	PROYECCION UTM	PROVINCIA: CASTILLA
REVISÓ: A. N. M.P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM 18s	ESCALA: 1 / 125
	CUADRICULA L	
	CARTA NACIONAL DE IGN 32 r (Huambo)	
TÍTULO: DISEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		FECHA: AGOSTO DEL 2018
COMPONENTES: CASA DE MAQUINAS EN CAVERNA SECCION B - B		Nº PLANO: P - 09



**LEYENDA:**

- 1er CONCRETO
- 2do CONCRETO
- SOLADO
- SHOTCRETE
- RELLENO DE CONCRETO

**NOTAS GENERALES:**

1. LAS DIMENSIONES ESTAN EN METROS, SALVO INDICACION CONTRARIA.
2. LOS NIVELES SE ENCUENTRAN EN METROS.
3. EL SOLADO EN CONCRETO SERA C12/15 Y ESTRUCTURAS DE CONCRETO C25/30.

**ESCALA:**



<b>UNIVERSIDAD CATOLICA DE SANTA MARIA</b> FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERIAS ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA, MECANICA ELECTRICA Y MECATRONICA			
DISEÑO: R. J. M. T	DATUM: WGS84	DEPARTAMENTO: AREQUIPA	
DIBUJO: R. J. M. T	PROYECCION: UTM	PROVINCIA: CASTILLA	
REVISÓ: A. N. M.P	SISTEMA DE COORDENADAS PLANAS	DISTRITO: AYO	
APROBÓ: A. L. G.	ZONA UTM: 18s	<b>ESCALA: 1 / 100</b>	
	CUADRICULA: L		
	CARTA NACIONAL DE IGN: 32 r (Huambo)		
<b>TÍTULO:</b> DICEÑO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 20 MW DE POTENCIA INSTALADA EN EL DISTRITO DE AYO, PROVINCIA CASTILLA, REGIÓN AREQUIPA		<b>FECHA:</b> AGOSTO DEL 2018	
<b>COMPONENTES:</b> CASA DE MAQUINAS EN CAVERNA SECCION A - A		<b>Nº PLANO:</b> P - 10	