

UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADEMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA Y APLICADAS



INGENIERIA ELECTRICA

TEMA:

**“ESTUDIO PARA LA REPOTENCIACION DE LA PEQUEÑA CENTRAL
HIDROELECTRICA ANGAMARCA, UBICADO EN LA PROVINCIA DE
COTOPAXI, CANTON PUJILI, PARROQUIA ANGAMARCA”**

Tesis de grado previa la obtención del título de:

INGENIERO ELECTRICO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

AUTORES:

**WLADIMIR PATRICIO TAIPE PAZ
MARCO ANTONIO BASSANTES ESPINEL**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. OSCAR MALLITASIG

LATACUNGA - SEPTIEMBRE


2013



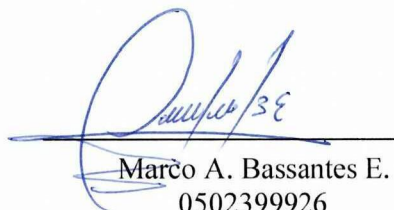
DECLARACION

Nosotros Wladimir Patricio Taibe Paz con CI.0502497159 y Marco Antonio Bassantes Espinel con CI. 0502399926, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos a la Universidad Técnica de Cotopaxi, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Wladimir P. Taibe P.
0502497159



Marco A. Bassantes E.
0502399926

AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS

En calidad de Tutor de la Tesis de Grado cuyo tema es “ESTUDIO PARA LA REPOTENCIACION DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA ANGAMARCA, UBICADO EN LA PROVINCIA DE COTOPAXI, CANTON PUJILI, PARROQUIA ANGAMARCA”. Correspondiente a la carrera de Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia de la Universidad Técnica de Cotopaxi Certifico: que he procedido a la revisión del documento en referencia, habiendo ejercido las funciones asignadas a mi persona con la asesoría desde el anteproyecto hasta la culminación de la investigación; estando en conformidad con el trabajo efectuado por los señores Wladimir Patricio Taipe Paz y Marco Antonio Bassantes Espinel y solicito tribunal para la defensa pública.



Ing. Oscar Mallitásig

DIRECTOR DE TESIS

AGRADECIMIENTOS

A Dios por llenar mi vida de dicha y bendiciones, a mi mamita del cielo la Virgen de las Mercedes por todas las ayudas y las peticiones intercedidas.

A La Universidad Técnica de Cotopaxi y a los profesores de la carrera por haberme implantado los conocimientos necesarios para ser un bueno profesional.

Al Ing. Oscar Mallitásig por su paciencia y guía durante el proceso de elaboración del presente proyecto.

A mis Padres, a mis Hermanos por la compañía y apoyo que me han brindado siempre, como también el apoyo incondicional de mi esposa y la comprensión de mi hijo.

Por ultimo a todas aquellas personas que durante la elaboración de este proyecto lograron convertirlo en una realidad.

Mil Gracias...

Wladimir

Primero antes que nada, quiero agradecer a mi Dios y a la Virgen Santísima por estar conmigo en cada paso que doy, por guiar mi vida encaminada a seguir luchando y superándome día a día para alcanzar mis metas y sueños.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y sus docentes, por recibirme en sus aulas y formarme como persona y profesional.

Al Ing. Oscar Mallitásig por su apoyo incondicional en la elaboración de este proyecto.

A mi Padre que estoy seguro que desde el cielo me estará mirando y compartiendo la alegría inmensa que hoy invade mi corazón al escalar un peldaño más en vida.

A mi madre que con su apoyo, esfuerzo y sacrificio siempre estuvo pendiente de cada uno de mis pasos en esta etapa de mi vida.

A cada uno de mis hermanos que de una u otra forma siempre estuvieron apoyándome y pendientes de mí.

En fin un inmenso agradecimiento aquellas personas que fueron un soporte durante todo el proceso de estudio, que no necesito nombrar porque tanto ellas como yo sabemos que desde lo más profundo de mi corazón les agradezco haberme brindado todo el apoyo, colaboración, animo pero sobre todo su cariño y amistad.

Marco Antonio

DEDICATORIA

Queremos dedicar esta tesis:

A mis Padres Juan y Nelly quienes han sido ejemplo de constancia y sacrificio, dedicando su vida al bienestar de sus hijos.

A mis hermanos Sebastián y Jessenia por mirarme con un ejemplo para ellos y que de maneras indistintas demuestran siempre su aprecio, apoyo y preocupación.

A mi Esposa e Hijo por haber enfrentado momentos difíciles y disfrutar los logros de cada uno.

A todos mis amigos, por ayudar a que la vida sea siempre llevadera de aventuras y desventuras.

Wladimir

A mi familia que gracias a su apoyo incondicional pude concluir esta carrera.

A mi Padre César que siempre fue una inspiración para seguir adelante a pesar de las adversidades que se presenten en el diario vivir.

A mi madre Rosa que desde el inicio de esta carrera siempre fue mi soporte, brindándome los recursos necesarios para cumplir mis objetivos como persona y estudiante.

A mis Hermanos Eugenia, Augusto, Mayra, Elsa, Paulina, Carlos, Eduardo, Cecilia y Mónica, por estar siempre apoyándome.

A todas las personas que llegaron a mi vida y a las que ya no están también, por llenarme de alegrías y hacerme comprender el significado de la vida.

Marco Antonio

APROBACION DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de Miembros del Tribunal de Grado aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes: Wladimir Patricio Taipe Paz y Marco Antonio Bassantes Espinel con el título de Tesis: “ESTUDIO PARA LA REPOTENCIACION DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA ANGAMARCA, UBICADO EN LA PROVINCIA DE COTOPAXI, CANTON PUJILI, PARROQUIA ANGAMARCA” han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Defensa de Tesis.


Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, 05 de Agosto del 2013

Para constancia firman:



Ing. Franklin Medina
PRESIDENTE



Ing. Xavier Proaño
OPOSITOR



Dr. Marcelo Bautista
MIEMBRO

INDICE GENERAL

	Pág.
DECLARACION	ii
AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
DEDICATORIA	vi
APROBACION DEL TRIBUNAL DE GRADO	vii
INDICE GENERAL	viii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xxi
PRESENTACION	xxii
INTRODUCCION	1
JUSTIFICACION	2
OBJETIVO GENERAL	3
Objetivos específicos	3
ANTECEDENTES	4
CAPITULO I	
ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION	
1.1. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA	5
1.2. FACTORES DE ESTUDIO	7
1.2.1. HIDROLOGIA Y MEDICION DEL SITIO	7
1.2.2. INFORMACION NECESARIA PARA EL ESTUDIO HIDROLOGICO	7
1.2.3. MEDICION DEL CAUDAL	8
1.2.3.1. Método de la disolución salina	8
1.2.3.2. Método del recipiente	8
1.2.3.3 Método del flotador	9
1.2.3.4. Método utilizado correntómetro	10
1.2.3.5. Métodos de la sección de control y regla graduada.	10

1.2.3.6. Método del vertedero de pared delgada	11
1.2.4. DETERMINACION DEL CAUDAL DE DISEÑO	12
1.2.5. CURVA DE DURACION DE CAUDALES	12
1.2.6. CURVA DE DURACION DE POTENCIAS	13
1.2.7. EVALUACION DEL RECURSO HIDROENERGETICO	14
1.2.7.1. ENERGIA A PARTIR DEL AGUA	14
1.2.7.2. MEDICION DEL SALTO	16
1.2.7.2.1 Utilizando una manguera de nivelación	18
1.2.7.2.2 Método de la manguera y manómetro	18
1.2.7.2.3 Método del nivel de carpintero y tablas	19
1.2.7.2.4 Método del Altimetro	20
1.2.7.2.5 Método del eclímetro	20
1.2.7.2.6 Método del nivel del ingeniero	21
1.2.8. DETERMINACION DE LA ALTURA NETA	22
1.3 OBRA CIVIL	
1.3.1 INTRODUCCION	23
1.3.2. BOCATOMA	24
1.3.2.1. DESARENADOR	24
1.3.2.2. CAMARA DE CARGA	25
1.3.2.3. ALIVIADERO	25
1.3.2.4. TUBERIA FORZADA	25
1.3.2.5. Válvulas	26
1.3.2.6. Soportes y Anclajes	26
1.3.2.7. Casa de máquinas	26
1.4. EQUIPOS ELECTRICOS Y ELECTROMECHANICOS	
1.4.1. INTRODUCCION	27
1.4.2. TURBINA HIDRAULICA DE LA PCH	27
1.4.2.1. Turbina Francis.	28
1.4.2.2. Determinación de la eficiencia de la turbina	28
1.4.2.3. Potencia mínima de la turbina	29
1.4.2.4. Potencia máxima de la turbina	30
1.4.2.5. Regulación de la velocidad por medio del caudal de agua en la turbina.	30

1.4.2.6. Control de caída de velocidad	31
1.4.3. EL GENERADOR.	32
1.4.3.1. Partes del generador	32
1.4.3.2. Valores típicos de los parámetros del generador	33
1.4.3.3. Sistema de excitación	33
1.4.3.4. Bobina de excitación o de Campo	33
1.4.3.5. Principios de gobernación	34
1.4.3.6. Estructura del sistema de gobernación.	35
1.4.4 EQUIPOS AUXILIARES	36
1.4.5 SISTEMA DE MANDO Y CONTROL	36
1.4.6 LINEAS DE TRANSMISION	37
1.4.7 TRANSFORMADOR PRINCIPAL	37
1.4.7.1. Arrollamiento Primario	37
1.4.7.2. Arrollamiento Secundario	38
1.4.7.3. Núcleo	38

CAPITULO 2

DESCRIPCION DE LA PCH ANGAMARCA

2.1 VIA DE ACCESO	39
2.2 CARACTERISTICAS	39
2.3 BOCATOMA EN EL RIO ANGAMARCA	40
2.4 CONDUCCION A SUPERFICIE LIBRE	42
2.5 RESERVORIO DE REGULACION DIARIA Y TANQUE DE CABECERA	44
2.6 CONDUCTO DE BAJA PRESION	45
2.7 TUBERIA DE PRESION	46
2.8 CASA DE MAQUINAS	48
2.9 EQUIPO MECANICO	49
2.9.1 Regulador de velocidad	49
2.10 EQUIPOS ELECTRICOS	50
2.10.1 EQUIPO DE 13,8 kV	
2.10.1.1 Nivel de aislamiento	50

2.10.1.2 Sistema de Barras	50
2.10.2 APARATOS	
2.10.2.1 Interruptores de generador	51
2.10.2.2 Seccionadores principales	51
2.10.2.3 Seccionadores bajo carga	51
2.10.2.4 Aparatos de protección	52
2.10.2.5 Transformadores de Corriente	52
2.10.2.6 Transformadores de voltaje	52
2.10.2.7 Cables Principales del equipo de 13,8 kV	53
2.10.3 SERVICIOS AUXILIARES	53
2.10.3.1 Celdas de servicios auxiliares	54
2.10.4 SERVICIOS AUXILIARES DE C.C.	54
2.11 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL GENERADOR	
2.11.1 DATOS DEL GENERADOR	55
2.11.1.1 Descripción de Los Generadores	56
2.11.1.2 Características principales	56
2.11.1.3 Frenos	57
2.11.1.4 Sistema de excitación automático	57
2.11.1.5 Regulación de Tensión	57
2.11.2 TRANSFORMADOR	57
2.11.2.1 Características eléctricas	58
2.11.2.2 Accesorios del transformador	58
2.12 EQUIPOS DE MANDO, MEDICION, PROTECCION Y SEÑALIZACION	59
2.12.1 MANDO DE LOS GRUPOS	
2.12.1.1 Arranque	59
2.12.1.2 Parada	60
2.12.1.3 Sincronización de Generadores	60
2.12.1.4 Mando del sistema principal de los servicios auxiliares	62
2.12.1.5 Interbloqueos	62
2.12.2 EQUIPOS DE MEDICION	62
2.12.2.1 Mediciones del grupo	
2.12.2.1.1 Instrumentos indicadores de los grupos	62

2.12.2.1.2 Instrumentos registradores de los grupos	63
2.12.2.2 Mediciones de los servicios auxiliares	63
2.12.3 PROTECCION	
2.12.3.1 Protección de los grupos generador – turbina	64
2.12.3.2 Protección del transformador principal	65
2.12.3.3 Protección del transformador auxiliar	66
2.12.4 SENALIZACION	66
2.13 LINEA DE TRANSMISION	66
2.13.1 Voltaje de Transmisión	67
2.14 LINEA DE 13,8 kV.	67
2.15 IMPACTO AMBIENTAL	
2.15.1 Potenciales Impactos del Ambiente hacia el Proyecto	67
2.15.2 Potenciales Impactos del Proyecto hacia el Ambiente	68
2.15.3 Medidas Correctoras	69

CAPITULO 3

REDIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL

3.1 ANALISIS DE LA INFORMACION	70
3.2 DESCRIPCION GENERAL DE LA CUENCA	70
3.3 METEOROLOGIA	71
3.4 SEDIMENTOLOGIA	72
3.4.1 Carga de Suspensión y Fondo	72
3.4.2 ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE AGUA	73
3.5 HIDROLOGIA	74
3.5.1 CAUDAL	
3.5.1.1 Datos Base	75
3.5.1.2 Caudal Ecológico	76
3.5.1.3 Obtención del caudal de la estación de interés	77
3.5.1.3.1 Análisis de la Curva de Duración de Caudales	79
3.5.2 ALTURA NETA	80
3.5.3 FACTOR DE EFICIENCIA	81
3.6 REPOTENCIACION DE LA PCH ANGAMARCA MEDIANTE LA	

UTILIZACION DEL SOTWARE PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS	82
3.6.1 Turbina	82
3.6.2 NUEVO GENERADOR	82
3.6.3 CUADRO REFERENTE	84
3.6.4 PRODUCCION ENERGETICA	87
3.6.4.1 CALCULO DE LA POTENCIA	87
3.6.4.2 CALCULO DE LA ENERGIA	88
3.7 CONTRUCCION DE LA LINEA ZUMBAHUA – CENTRAL ANGAMARCA A 13.8 kV	89
3.8 POSIBILIDAD DE RESERVORIO	93
3.9 CONSUMO DEL SECTOR	94
3.10 EVALUACION ECONOMICA	
3.10.1 CALCULO DE COSTOS Y BENEFICIOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PCH ANGAMARCA	95
3.10.2 CALCULO DE BENEFICIO	
3.10.2.1 Precio de Venta de Energía	96
3.10.2.2 Potencia Remunerable e Ingreso por Energía	97
3.10.2.3 Costo Variables de Operación y Mantenimiento	97
3.10.2.4 Valor Residual	97
3.10.2.5 Resultados del TIR y del VAN	98
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFIA	102
ANEXOS	104
ANEXO I: Lluvias mensuales y pluviograma de los años en el sector	105
ANEXO II: Sólidos de suspensión en la toma del río Angamarca	106
ANEXO III: Sólidos de fondo en la toma del río Angamarca	107
ANEXO IV: Levantamiento topográfico de la zona	108
ANEXO V: Caudal mensual del río Angamarca	109
ANEXO VI: Software para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	110

ANEXO VII: Resultados del Software para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.	111
ANEXO VIII: Valores de Potencia en kW con Caudales Disponibles	114
ANEXO IX: Valores de Energía en kWh/año con Potencias Disponibles	115
ANEXO X: Reportes generales de generación de la PCH Angamarca	116
ANEXO XI: Evaluación económica para la Repotenciación de la Pequeña Central Hidroeléctrica “Angamarca”	122
ANEXO XII: Evaluación económica para la Construcción de la Línea Zumbahua – Central Angamarca	127
ANEXO XIII: Precio Referencial Transformador de 2.5 MVA	132

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Esquema General de una PCH	5
Figura 1.2 Método de la solución de Sal	8
Figura 1.3 Método del recipiente	9
Figura 1.4 Área de sección transversal de la corriente	9
Figura 1.5 Regla graduada en una sección de control.	10
Figura 1.6 Lectura de caudal para diversos tipos de vertedero.	11
Figura 1.7 Gráfico caudal vs. altura para 3 tipos de vertedero	11
Figura 1.8 Curva de duración de Caudales	13
Figura 1.9 Curva depuración de potencias.	13
Figura 1.10 Salto, distancia vertical a lo largo de lo que cae el agua	14
Figura 1.11 Altura neta aprovechada en la turbina	16
Figura 1.12 Método de la manguera de nivelación para medir el salto de agua.	18
Figura 1.13 Método de manguera y manómetro para medir el salto.	19
Figura 1.14 Método con nivel de carpintero para medir el salto.	20
Figura 1.15 Uso del eclímetro	20
Figura 1.16 Nivel del ingeniero	21
Figura 1.17 Capacidad de conducción en túneles de presión con $n_1 = 0.012$	23
Figura 1.18 Componentes de la PCH	24
Figura 1.19 Desarenador	24
Figura 1.20 Cámara de carga	25
Figura 1.21 Aliviadero	25
Figura 1.22 Tubería de presión	26
Figura 1.23 Conversión de energía hidráulica en eléctrica	27
Figura 1.24 Turbina Francis con cámara espiral	28
Figura 1.25 Rendimiento de la turbina Francis	29
Figura 1.26 Esquema de un regulador de velocidad	31
Figura 1.27 Representación esquemática de la máquina sincrónica	32
Figura 1.28 Partes del generador	32
Figura 1.29 Esquema del sistema de excitación	34
Figura 1.30 Diagrama general del gobernador.	35

Figura 1.31 Estructura del transformador	38
Figura 2.1 Esquema General del Proyecto Hidroeléctrico Angamarca	39
Figura 2.2 Vista lateral azud	41
Figura 2.3 Muro lateral del desripador	41
Figura 2.4 Vista frontal Bocatoma	42
Figura 2.5 Conducción a superficie libre	43
Figura 2.6 Conducción a canal abierto	44
Figura 2.7 Vista Lateral del Reservorio	45
Figura 2.8 Vista del Vertedero	45
Figura 2.9 Conducto de baja presión	46
Figura 2.10 Pendiente de la tubería de presión	47
Figura 2.11 Tubería de presión	47
Figura 2.12 Ingreso frontal a la casa de máquinas	48
Figura 2.13 Turbina Tipo Francis	49
Figura 2.14 Transformador auxiliar	54
Figura 2.15 Generador	55
Figura 2.16 Transformador principal	58
Figura 2.17 Tablero de control del generador 2	60
Figura 2.18 Tablero de sincronización	61
Figura 2.19 Medidor de la Energía	63
Figura 2.20 Tablero de protecciones del grupo turbina - generador	65
Figura 3.1 Descripción Zona de estudio	70
Figura 3.2 Hidrograma de caudales máximos, medios y mínimos	76
Figura 3.3 Caudales ecológico	77
Figura 3.4 Curva de caudales	79

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas de acuerdo a la potencia generada	6
Tabla 1.2 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas según su tipo	6
Tabla 1.3 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas de acuerdo a su caída	6
Tabla 1.4 Medición de la caída y sus métodos.	17
Tabla 1.5 Rango de caudales para las turbinas hidroeléctricas.	27
Tabla 1.6 Eficiencia de las turbina para el 100% del caudal nominal.	29
Tabla 1.7 Valores de reactancia del generador	33
Tabla 2.1 Caudales	40
Tabla 2.2 Azud	40
Tabla 2.3 Desripiador	41
Tabla 2.4 Bocatoma y Desarenador	42
Tabla 2.5 Sección 1 Conducción a canal abierto	43
Tabla 2.6 Sección 2 Conducción a túnel cerrado	43
Tabla 2.7 Sección 3 Conducción a canal abierto	44
Tabla 2.8 Reservorio	44
Tabla 2.9 Vertedero de excesos	45
Tabla 2.10 Características de la tubería de baja presión	46
Tabla 2.11 Características de la tubería de presión	47
Tabla 2.12 Casa de máquinas	48
Tabla 2.13 Características del equipo mecánico	49
Tabla 2.14 Características del transformador auxiliar	53
Tabla 2.15 Datos del generador	55
Tabla 2.16 Características del transformador elevador	58
Tabla 3.1 Parámetros meteorológicos	71
Tabla 3.2 Sólidos de suspensión y fondo del río Angamarca	72
Tabla 3.3 Análisis Físico y Químico del agua del río Angamarca	73
Tabla 3.4 Cuantificación de caudales del río Angamarca	75
Tabla 3.5 Disponibilidad de información, estación H397	75
Tabla 3.6 Promedio de Caudales.	76

Tabla 3.7 Caudal Ecológico	77
Tabla 3.8 Probabilidad de los caudales del río Angamarca	78
Tabla 3.9 Parámetros fundamentales	82
Tabla 3.10 Parámetros del Generador	83
Tabla 3.11 Parámetros del nuevo generador	83
Tabla 3.12 Tabla comparativa para equipamiento de la Central	86
Tabla 3.13 Parámetros para el cálculo de la Potencia	87
Tabla 3.14 Probabilidad de ocurrencia de la potencia instalada	88
Tabla 3.15 Probabilidad de Ocurrencia de la Energía	89
Tabla 3.16 Redes de Distribución con tramos de los sectores de concentración de carga	90
Tabla 3.17 Flujo de potencia Transformadores	91
Tabla 3.18 Voltaje en Nodos	91
Tabla 3.19 Cargabilidad en las líneas	92
Tabla 3.20 Posibilidad de Reservorio	93
Tabla 3.21 Consumo del Sector	94
Tabla 3.22 Valor estimado para la Repotenciación	95
Tabla 3.23 Inversión Total	95
Tabla 3.24 Valor estimado para la Construcción de la Línea	96
Tabla 3.25 Inversión Total	96
Tabla 3.26 Ingreso de venta de Energía	97
Tabla 3.27 Costos por Operación y mantenimiento	97
Tabla 3.28 Valor residual para la Repotenciación	98
Tabla 3.29 Valor residual construcción de la Línea	98
Tabla 3.30 Resumen de cálculos de evaluación económica para la Repotenciación	99
Tabla 3.31 Resumen de cálculos de la evaluación económica para la construcción de la nueva Línea	99

TEMA: “ESTUDIO PARA LA REPOTENCIACION DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA ANGAMARCA, UBICADO EN LA PROVINCIA DE COTOPAXI, CANTON PUJILI, PARROQUIA ANGAMARCA”.

Autores:

Wladimir Patricio Taipe Paz

Marco Antonio Bassantes Espinel

RESUMEN

Debido a la desatención de las pequeñas centrales hidroeléctricas y también al déficit de energía en pequeñas zonas del país, con el presente trabajo investigativo se ambiciona presentar un estudio que permita conocer la disponibilidad del recurso hídrico que tiene la pequeña central hidroeléctrica Angamarca con el fin de evaluar la potencia actual instalada y revisar el dimensionamiento de los equipos electromecánicos que componen dicha central, lo cual permitirá verificar el potencial hidroenergético actual de la central a demás la posibilidad de repotenciar los grupos de generación, transformadores, controles existentes para analizar la factibilidad de conservar el diseño inicial de la central o bien instalar equipos nuevos de dimensiones similares. En búsqueda de encontrar la mejor opción para realizar este trabajo se ha realizado varios tipos de observaciones, mediciones y cálculos los cuales han permitido que mediante la comparación con el Software PCH, se obtenga resultados que encuadran en su gran mayoría con los equipos originalmente instalados. En base a lo expuesto se puede concluir que la repotenciación de la central hidroeléctrica Angamarca es técnicamente factible y económicamente rentable. Por consiguiente este estudio será un instrumento que permita analizar la posibilidad de repotenciar la PCH Angamarca y servir de guía para repotenciar pequeños proyectos hidroeléctricos similares.

Ing. Oscar Mallitásig

Director de Tesis



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
Latacunga – Ecuador

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de docente del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi, yo Msc. Sonia Jimena Castro Bungacho con CI: 050197472-9 CERTIFICO que he realizado la respectiva revisión del ABSTRACT, con el tema: **“ESTUDIO PARA LA REPOTENCIACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA ANGAMARCA, UBICADO EN LA PROVINCIA DE COTOPAXI, CANTÓN PUJILÍ, PARROQUIA ANGAMARCA”** cuyos autores son: Marco Antonio Bassantes Espinel, Wladimir Patricio Taipe Paz y director de Tesis Ing. Oscar Mallitasig.

Latacunga, 01 de Julio del 2013

Msc. Sonia Jimena Castro Bungacho
CI: 050197472-9

TOPIC: "REPOWERING STUDY OF SMALL HYDRO ANGAMARCA CENTRAL LOCATED IN THE COTOPAXI PROVINCE, PUJILI CITY, ANGAMARCA PARISH ".

Authors:

Wladimir Patricio Taipe Paz
Marco Antonio Bassantes Espinel

ABSTRACT

Due to the neglect of small hydro and energy deficit in small areas of the country, This research work is to present a study that allows to know the availability of water resources that the small hydroelectric Angamarca in order to evaluate and review current installed electromechanical equipment that make up the center, allowing to verify the current hydropower potential central therefore the possibility of refurbishing the generating sets, transformers, controls to analyze the feasibility to preserve the original design of the plant or install new equipment with similar dimensions. What pursues of finding the best option to make this work it has carried out several types of observations, measurements and calculations which have allowed the comparison with the Software PCH, It obtained results that mostly fall into the equipment originally installed. Based to the work it can be concluded that the repowering of hydroelectric Angamarca is technically feasible and economically viable. Therefore, this study will be a tool to analyze the possibility of repowering the PCH Angamarca and provide guidance for repowering small similar and hydroelectric projects.

PRESENTACION

El presente Trabajo de Grado, hace un recorrido por los pasos a seguir para determinar el recurso hídrico disponible así como la factibilidad técnica y económica de la Repotenciación de la Pequeña Central Hidroeléctrica Angamarca; siendo esta un aporte importante para el desarrollo de la zona en la que se encuentra este proyecto.

A través de este análisis se presenta el resultado sobre la investigación realizada:

En el capítulo 1: Se redacta las bases teóricas-técnicas haciendo referencia a la información básica de campo sobre la PCH Angamarca.

En el Capítulo 2: Se describe una síntesis sobre la descripción de la PCH Angamarca, como Vías de Acceso, Conducción del Río, Equipo Mecánico, Equipo Eléctrico e Impacto Ambiental.

En el Capítulo 3: Se presenta el análisis y resultados del área desglosando cada uno de los objetivos planteados, adicional se exponen los aspectos relacionados con las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos.

INTRODUCCION Y OBJETIVOS

INTRODUCCION

Ecuador, por su posición geoparcial presenta recursos renovables y alternativos, debido a su situación privilegiada desde el punto de vista hidrológico tiene un gran potencial para desarrollar proyectos que impliquen aprovechamientos hidráulicos; los cuales permiten poner en marcha a estas Pequeñas Centrales.

Estas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) aprovechan la caída de agua desde cierta altura, en donde la energía potencial por efecto de la acción de la gravedad se convierte en energía cinética. El agua pasa por las turbinas a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de un generador. Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros d consumo, en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos, electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona.

Este tipo de energía tiene la cualidad de ser renovable, pues no agota la fuente primaria al explotarla, y es limpia, ya que no produce sustancias contaminantes de ningún tipo al medio ambiente.

El ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL, encargado de la planificación y desarrollo del sector eléctrico del país, hasta marzo de 1999, dedicó gran parte de su esfuerzo en llevar a cabo estudios del potencial hídrico de un elevado porcentaje de cuencas hidrográficas para la construcción de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas, las cuales constituyen como base para la electrificación de las zonas más aisladas y de vital importancia para el desarrollo del país.

JUSTIFICACION

El Ministerio de Energía ha implementado grandes obras de generación eléctrica, el desarrollo y expansión del sistema de transmisión (SIN); obras que se consideran como un tema de vital importancia para el país, han provocado la desatención de desarrollar e impulsar al crecimiento de estas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Nuestro país enfrenta serios problemas de abastecimiento energético, la disponibilidad de energía para satisfacer su demanda creciente junto a la dificultad de la electrificación en las zonas rurales y la necesidad de brindar aportes al desarrollo socio económico, hacen de este proyecto una necesidad y una oportunidad.

Partiendo de esta información el proyecto ubicado en la provincia de Cotopaxi, en el cantón Pujilí en el sector de Angamarca; aprovecha la cantidad de agua del caudal que en el sitio se genera, tratando de garantizar el flujo de agua disponible para el período de llegada al canal de conducción, que este a su vez trata de garantizar el caudal mínimo necesario, para poder satisfacer junto a la caída y la eficiencia del equipo la demanda de potencia en las diferentes temporadas del año.

La PCH no afecta a nadie, ya que se considera una forma de energía limpia y relativamente silenciosa.

Con la elaboración de este presente proyecto y de los datos técnicos obtenidos del estudio realizado, se propondrá soluciones técnico prácticas para el desarrollo de la PCH Angamarca.

OBJETIVO GENERAL

- Presentar un formato de estudio que permita conocer la disponibilidad del recurso hídrico existente en la zona, con el fin de evaluar la potencia actual instalada para repotenciar la PCH Angamarca.

Objetivos específicos

- Disponer de un registro que permita describir los componentes actuales instalados en la PCH Angamarca.
- Analizar las condiciones hidrológicas con la que contamos en el sector utilizando información existente y métodos estadísticos.
- Establecer alternativas para mejorar el desempeño de cada uno de los principales equipos acoplados a la PCH Angamarca.

ANTECEDENTES

En el año 1982, el desaparecido Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL contrató la realización de los estudios a nivel de factibilidad avanzada de un grupo de proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad, identificados en los estudios de evaluación del potencial hidroeléctrico de las cuencas hidrográficas a nivel Nacional.

Uno de los proyectos con potencia instalable entre 5 y 50 MW fue el denominado Angamarca. Proyecto que fue estudiado por las firmas consultoras nacional IDCO – ADCE con la asesoría técnica de la firma Brasileira HIDROSERVICE.

Posteriormente, conociendo el potencial hídrico que posee la zona las organizaciones deciden la instalación de la PCH en la zona.

El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Electrificación y Energías Renovables continúa tratado de asegurar la calidad y continuidad del servicio debido a la gran demanda por incremento de usuarios y por las industrias asentadas en cada localidad que día a día incrementan su actividad.

CAPITULO I

ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION

1.1. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA

La PCH depende directamente de la hidrología, desvía una parte del caudal natural del río mediante una toma y a través de canales se lleva hasta la central donde será turbinado para producir energía eléctrica, una vez turbinada esta agua es devuelta nuevamente al río. Estas centrales son reconocidas internacionalmente como Energías Renovables No Convencionales (ERNC), ya que su impacto al medio ambiente es casi nulo y los recursos utilizados no se ven afectados (el agua es devuelta en su totalidad).

Está hidrocentral produce electricidad de manera confiable y barata durante muchos años, su alta eficiencia de operación asociado al alto costo hacen de la misma una fuente importante en el país.

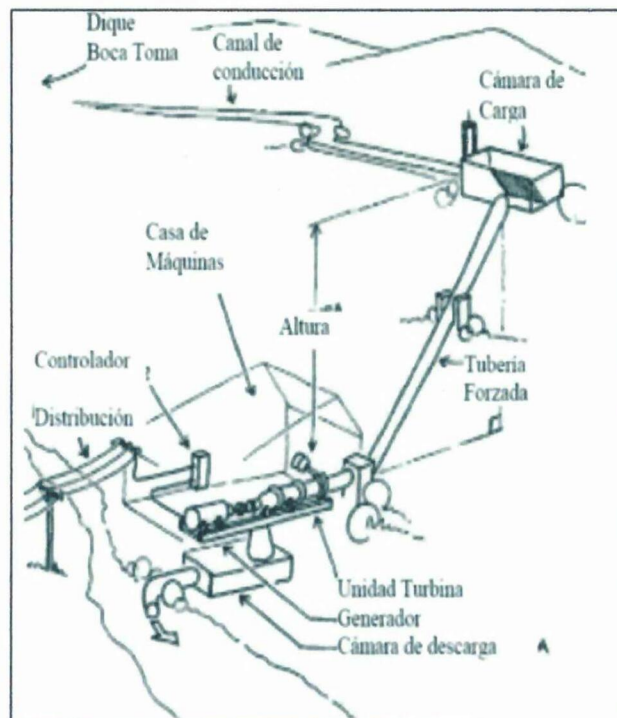


Figura 1.1 Esquema General de una PCH

Fuente: Investigación directa

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) las centrales se clasifican de la siguiente manera:

a) De acuerdo a la potencia generada

POTENCIA [kW]	TIPO
0 – 50	Microcentral
50 – 500	Mini Central
500 – 5000	Pequeña Central

Tabla 1.1 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas de acuerdo a la potencia generada

Fuente: Investigación directa

b) Según su tipo

TIPO	Aplicaciones
Microcentral	Uso familiar y aplicaciones mecánicas, para una red eléctrica comunal (sistema aislado)
Mini Central	Para varias comunidades aledañas
Pequeña Central	Para una pequeña ciudad y comunidades aledañas, además de conexión a la red.

Tabla 1.2 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas según su tipo

Fuente: Investigación directa

c) De acuerdo a la caída

TIPO	BAJA (metros)	MEDIA(metros)	ALTA(metros)
Micro	$H < 15$	$15 < H < 50$	$H > 50$
Mini	$H < 20$	$20 < H < 100$	$H > 100$
Pequeña	$H < 25$	$25 < H < 130$	$H > 130$

Tabla 1.3 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas de acuerdo a su caída

Fuente: Investigación directa

1.2. FACTORES DE ESTUDIO

1.2.1. HIDROLOGIA Y MEDICION DEL SITIO

La importancia de determinar el recurso hídrico en pequeña escala permite cuantificar la cantidad de agua de la cuenca que se puede aprovechar ya que junto con la caída y la eficiencia del equipo electromecánico pueda satisfacer la demanda de potencia y energía durante las diferentes temporadas del año.

1.2.2. INFORMACION NECESARIA PARA EL ESTUDIO HIDROLOGICO

El estudio comienza con la recolección de la información básica necesaria existente que permita desarrollar el trabajo, casos son las zonas aisladas, los datos hidrológicos son escasos y en este tipo de proyectos muchas veces se necesita datos de cuencas pequeñas, donde la información es mucho más menor.

Se debe tener registro de las variaciones de caudal a lo largo del año, el cual se obtiene del tipo de mediciones hechas a diario en las estaciones de aforo ubicadas en el cauce del río. Un registro de aforo de varios años resultaría ser de mucha utilidad ya que determinará las variaciones estacionales del caudal.

Adicional para el estudio hidrológico se puede simplificar, siguiendo los siguientes parámetros:

- Mediciones de caudales (caudal máximo, mínimo, promedio)
- Medición de la velocidad de la corriente de agua.
- Relación entre niveles y caudales.
- Observación de sedimentos transportados.

Se prosigue construyendo la curva de duración de caudales, la curva de frecuencia de aparición de caudales y los volúmenes de sedimentos para los análisis pertinentes.

1.2.3. MEDICION DEL CAUDAL

La medición del caudal es muy importante ya que el propósito es predecir el caudal y sus respectivas variaciones durante el año.

El caudal es un valor único que sirve para verificar que el análisis hidrológico no sea incorrecto como resultado de errores o cambios en la cuenca.

Para la elaboración del análisis correspondiente se utilizarán los siguientes métodos:

1.2.3.1. Método de la disolución salina

Se basa en el cambio de la conductividad del agua al cambiar el grado de concentración de la sal ($\text{Siemens}=\text{ohm}^{-1}$), se disuelve una masa (M) de la sal en un balde de agua para luego verter esta solución en la corriente de agua; la cual, dándole el tiempo necesario para diluirse provocaremos un incremento de la conductividad que puede ser medido con un conductímetro.

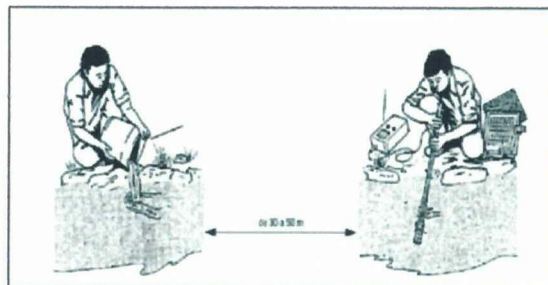


Figura 1.2 Método de la solución de Sal

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.2.3.2. Método del recipiente

Este método es muy simple de medir el caudal. Todo el caudal es desviado hacia un balde o barril y se anota el tiempo que se toma llenarlo. El volumen del envase se conoce y el resultado del caudal se obtiene simplemente dividiendo este volumen por el tiempo de llenado.

La desventaja de éste método es que todo el caudal debe ser canalizado en un envase. A menudo es necesario construir una pequeña presa temporal. Este método resulta práctico para canales pequeños.

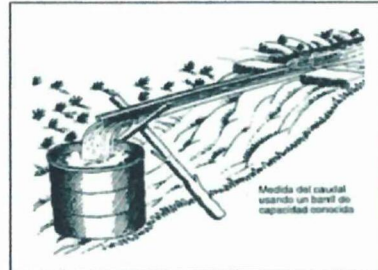


Figura 1.3 Método del recipiente

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.2.3.3. Método del flotador

Se dibuja el perfil de la sección del lecho del río y se establece una sección promedio para una longitud conocida de corriente como se indica en la Figura 1.4. Utilizamos una serie de flotadores, podría ser una serie de pedazos de madera, para medir el tiempo que se demoran en recorrer una longitud preestablecida del río.

Multiplicando el área de la sección promedio por la velocidad del caudal promediada y corregida, se obtiene un estimado del valor del volumen del agua que fluye. Las imprecisiones de este método son obvias.

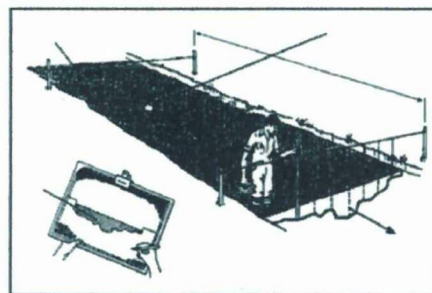


Figura 1.4 Área de sección transversal de la corriente

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.2.3.4. Método utilizado correntómetro

También llamados molinetes, consiste en un mango con una hélice o copas conectadas al final. La hélice rota libremente y la velocidad de rotación está relacionada con la velocidad del agua. Un contador mecánico registra el número de revoluciones del propulsor que se ubica a la profundidad deseada. Otros aparatos más sofisticados utilizan impulsos eléctricos. Con este medidor es posible tomar muchas lecturas en una corriente y calcular la velocidad media.

Generalmente estos aparatos son usados para medir velocidades de 1.2 a 5 m/s con un error probable de 2%.

1.2.3.5. Métodos de la sección de control y regla graduada.

Es similar al método del vertedero. Se diferencia en que las características físicas de la sección son utilizadas para controlar la relación entre el tirante del agua y el caudal. El tirante del agua se refiere a la profundidad de está en la sección, una sección de control se ubica donde un cambio dado en el caudal se traduce en un cambio apreciable en el tirante del agua en la sección de control.

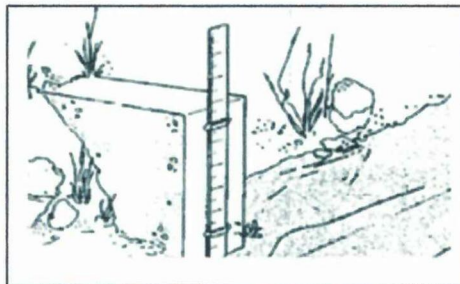


Figura 1.5 Regla graduada en una sección de control.

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

El medidor, típicamente un listón de madera graduado, deberá estar situado donde sea factible leerlo y no esté expuesto a daños.

1.2.3.6. Método del vertedero de pared delgada

Los vertederos son generalmente estructuras temporales y son diseñados de modo que la descarga volumétrica pueda ser leída directamente o determinada por una simple lectura de la diferencia de altura entre el nivel de agua antes del vertedero de pared delgada y además evitar que el sedimento se acumule tras ellos.

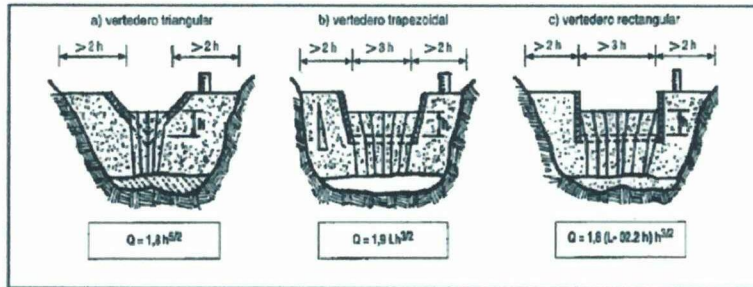


Figura 1.6 Lectura de caudal para diversos tipos de vertedero.

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

Existen 3 tipos de vertedero de uso más frecuentes:

- El vertedero triangular, que mide descargas pequeñas con mayor precisión.
- Vertedero trapezoidal, llamado Cipoletti. Este puede compensar la contracción en los bordes con caudales reducidos.
- Vertedero rectangular, que permite medir descargas mayores y su ancho puede ser cambiado para diferentes caudales.

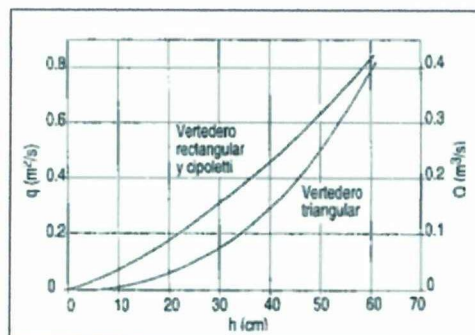


Figura 1.7 Gráfico caudal vs. altura para 3 tipos de vertedero

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.2.4. DETERMINACION DEL CAUDAL DE DISEÑO

Es importante determinar el caudal de diseño para el análisis correspondiente ya que nos ayuda a definir el equipamiento que se encuentra instalado en la PCH, de tal forma que la turbina instalada sea la adecuada de acuerdo a la hidrología. Los aparatos que realizan estas mediciones se las menciono anteriormente.

La curva de duración de caudales, proporciona una valiosa información gráfica, donde se puede apreciar el volumen del agua existente, y en base a ese volumen se determina el valor del caudal de diseño y el caudal ecológico.

Con referencia al caudal ecológico es el volumen de agua que siempre debe permanecer en el río para su cauce natural. Para determinar el cauce ecológico se utiliza la norma propuesta por el CONELEC, que es el 10% del caudal medio anual.

1.2.5. CURVA DE DURACION DE CAUDALES

La Curva de Duración de Caudales es un procedimiento de representación gráfica que simboliza la frecuencia acumulada de ocurrencia de un caudal determinado.

Los caudales se disponen en orden descendente, usando intervalos de clase si el número de valores es muy grande. Si N es el número de datos, P la probabilidad de excedencia, teniendo la siguiente ecuación:

$$P = \frac{m}{N} \times 100$$

(Ecu. 1.1)

Siendo m el número de veces que se presenta en ese tiempo el caudal. Si se dibuja el caudal contra el porcentaje de tiempo en que éste es excedido o igualado se tiene una gráfica como la mostrada en la figura 1.8.

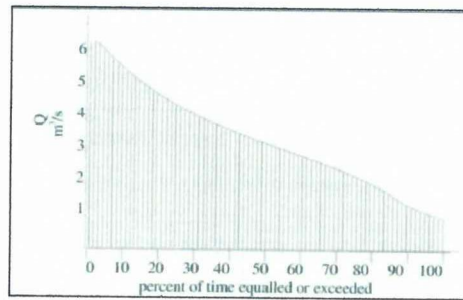


Figura 1.8 Curva de duración de Caudales

Fuente: www.cecuc.es

El mayor caudal registrado tiene menor probabilidad de ocurrencia y el mínimo registrado la mayor probabilidad. Por medio de esta gráfica se determina, selecciona y evalúa el potencial hidroeléctrico de un río.

1.2.6. CURVA DE DURACION DE POTENCIAS

Una vez obtenida la curva de duración de caudal, dependerá del proyectista decidir sobre el caudal de diseño. La curva de duración de potencias indica cuantas veces en un determinado tiempo se repite una potencia con respecto a su caudal.

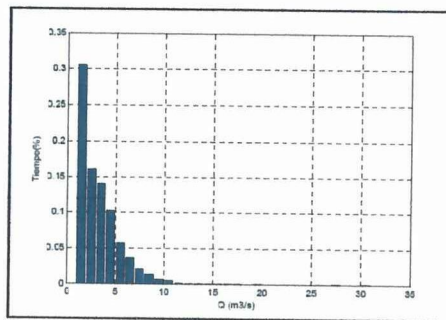


Figura 1.9 Curva de duración de potencias.

Fuente: Investigación directa

Si multiplicamos potencial por duración se obtendrá la energía generada en un año con diferentes caudales de diseño.

$$Energía = Pot - duración \times 8760 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

(Ecu. 1.2)

Es importante conocer la cantidad de energía (kWh) al año que se podría generar utilizando uno u otro valor de caudal dependiendo de la demanda requerida, está asegura la compra de toda la energía generada; es decir se busca un caudal para producir un máximo de kWh al año sin importar el tiempo que esto ocurra.

1.2.7. EVALUACION DEL RECURSO HIDROENERGETICO

Al obtener parámetros como la caída neta, el caudal, el rendimiento de la turbina y del generador, es posible obtener la potencia que se puede alcanzar del aprovechamiento hídrico, además la escogencia de la potencia de diseño está condicionada por factores como el costo de la obra y el de la energía producida, las medidas ambientales y los parámetros operacionales de las turbinas y el generador, entre los cuales se debe realizar una optimización de beneficios.

1.2.7.1. ENERGIA A PARTIR DEL AGUA

Una PCH requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura conocida como salto para producir potencia útil. Se trata de tomar energía en forma de caudal que conjuntamente con una altura entrega energía mecánica en el eje para transformarla en electricidad (Figura 1.10).

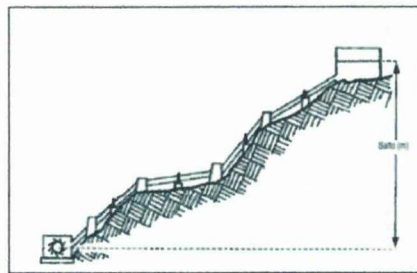


Figura 1.10 Salto, distancia vertical a lo largo de lo que cae el agua

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

La potencia disponible es igual al salto disponible multiplicado por el caudal y también multiplicado por el factor de 10, obteniendo la ecuación fundamental de potencia hidráulica, por lo tanto se tiene la siguiente expresión:

$$P_{dis} = g * h_{dis} * Q$$

(Ecu. 1.3)

Entonces:

La potencia hidráulica que puede generar una central hidroeléctrica en kW, viene dada por la siguiente expresión:

$$P = 9.81 * Q * H * \eta$$

(Ec.1.4)

Dónde:

P = Es la potencia hidráulica kW

Q = Es el caudal en m^3/s

g = Aceleración de gravedad expresada en m/s^2

H = Es la altura en m

η = Factor de eficiencia de la central en porcentaje (%), que es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de la energía:

$$\eta = R_t * R_g$$

(Ecu. 1.5)

Dónde:

R_t = Rendimiento de la turbina

R_g = Rendimiento del generador

Una de las formas de aprovechar el recurso hidroenergético consiste en construir una presa que crea a su vez un embalse aprovechable en generación, regadío y control de crecientes; estas obras requieren de mayor profundidad en su diseño y de mayor tecnología.



1.2.7.2. MEDICION DEL SALTO

La capacidad de generación de energía mediante el empleo de agua está determinada por el salto o caída (energía potencial) que se pueda obtener y del caudal disponible debido a que el salto depende de la topografía del terreno y el caudal de las características del río o arroyo que se va a utilizar.

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

Por lo general se requiere al menos 1% de error en los sitios que serán considerados., puesto que la caída Figura 1.11 es un parámetro importante en el diseño del sistema.

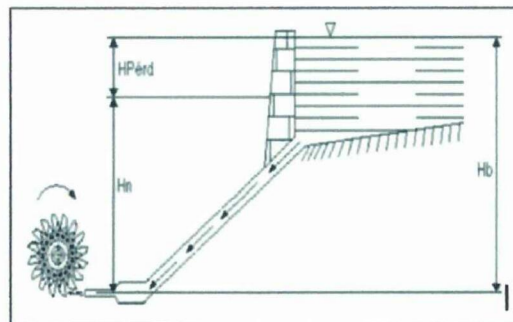


Figura 1.11 Altura neta aprovechada en la turbina

Fuente: Investigación directa

La exactitud de las mediciones depende del método a escoger y de la habilidad con la cual son usados. Algunos métodos son más exactos si se usan en sitios con pequeñas caídas, pero al medir caídas altas son inexactos. Otros, cuando se aplican en sitios con caídas altas, son exactos. Siempre se escoge el método dependiendo del equipo de medición disponible.

Método	Ventajas y Limitaciones	Precisión	Observación
Manguera de Nivelación	Agotador para celdas altas. Rápido para pequeñas celdas	Aprox. 5%	Es recomendable hacerlo entre dos personas.
Manguera y Manómetro	Rápido, seguro. Da la posibilidad de medir la tubería de presión a la vez. Peso: Ligero Costo: Bajo	(< 5%)	Calibrar Instrumentos
Nivel de carpintero y tablas	Inapropiado para pendientes suaves y largas Lento	Aprox. 5 % en pendientes pronunciadas Poca precisión en pendientes suaves (1:10) (10 - 20%)	Usar solo para caídas muy pequeñas cuando no se dispone de otro método
Altímetros	Usado en caídas altas y medidas (> 40m) rápido.	Probabilidad de grandes errores (30%)	Necesita calibración de instrumentos y destreza
Eclímetro	Rápido. Peso: Liviano Costo: Moderado	Buena 5%	Recomendable en terrenos despejados. Usado en todos los lugares especialmente donde los otros métodos son muy lentos.
Nivel del Ingeniero	Rápido. Costo: Alto	No es bueno	No es bueno en lugares con demasiados árboles.
Mapa	Solo para caídas altas. No necesita viajar al lugar. Peso: Liviano Costo: Bajo	Aceptable para prefactibilidad	Se necesita destreza para leer planos.

Tabla 1.4 Medición de la caída y sus métodos.

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

Nunca se debe abandonar el sitio sin antes verificar los resultados obtenidos, debido a que si existen errores, y estos pueden ser corregidos en el lugar. Los métodos descritos aquí son los que se detallan a continuación:

1.2.7.2.1. Utilizando una manguera de nivelación

Recomendado para lugares con pequeños saltos; es económico preciso y poco propenso a errores. En la Figura 1.12 se muestra el principio del método. Se recomienda eliminar las burbujas ya que podrían llevar a errores, es necesario realizar dos o tres pruebas separadas para estar seguros de que los resultados finales sean correctos y confiables.

La precisión de este método puede ser sorprendente, incluso cuando la estatura de una persona es utilizada como altura referencial. El equipo para este procedimiento es:

- Una manguera de nylon de 4 a 10 mm. de diámetro, transparente o con extremos transparentes, llena de agua antes de ascender.
- Dos listones graduados, con marcas o también puede pegarse una cinta métrica en los listones de madera o usar un solo listón graduado con una marca fija.
- Hoja de papel y lápiz para tomar datos.

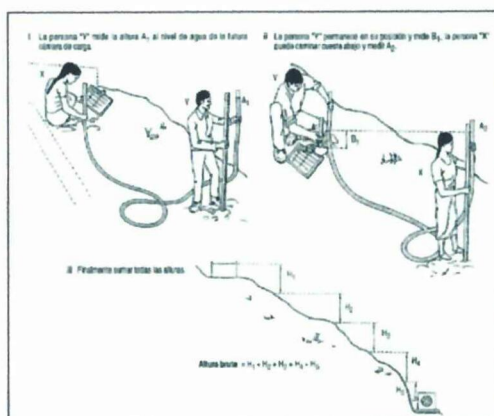


Figura 1.12 Método de la manguera de nivelación para medir el salto de agua.

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.2.7.2.2. Método de la manguera y manómetro

Es probablemente el mejor de los métodos simples disponibles, pero tiene dos posibles errores como la mala calibración del manómetro y la presencia de burbujas.

Esté método puede ser usado tanto para caídas altas como bajas, pero necesita manómetro con diferente escala.

El equipo para este procedimiento es:

- Manguera plástica transparente se sugiere con diámetro entre 6 y 8 mm.
- Manómetro de presión, debe ajustarse bien a la manguera para evitar pérdidas de agua.
- Hoja de resultados.

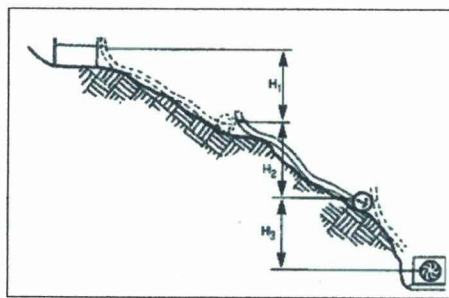


Figura 1.13 Método de manguera y manómetro para medir el salto.

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

El procedimiento es el siguiente:

- Calibrar el manómetro
- Cuando se esté tomando las mediciones, anotar las medidas de presión para transformarla a su magnitud de altura.
- Sumar todas las alturas.

1.2.7.2.3. Método del nivel de carpintero y tablas

En principio este método es idéntico a la de la manguera de nivelación. La diferencia es que la horizontalidad es establecida no por niveles de agua, sino por un nivel de carpintero o de burbuja colocado en una tabla de madera recta y fija. La Figura 1.14 muestra el principio.

En pendientes suaves este método es muy lento, pero en pendientes fuertes es apropiado, especialmente si se trata de pequeñas caídas.

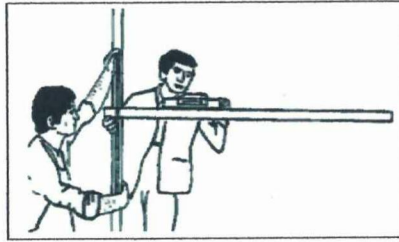


Figura 1.14 Método con nivel de carpintero para medir el salto.

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.2.7.2.4. Método del Altimetro

El altímetro es un instrumento de medición fácil de usar pero relativamente costoso. Mide la presión atmosférica, la cual está directamente relacionada con la altura sobre el nivel del mar, aunque varía ligeramente debido al clima, la temperatura y a la humedad relativa. Como estas variaciones pueden ser muy significativas para la evaluación del salto, a fin de obtener resultados aceptables es necesario tomar varias lecturas durante el día y luego estimar el valor final.

1.2.7.2.5. Método del eclímetro

Este método mide el Angulo de inclinación de la ladera (pendiente). Debido a que este método demanda medir la longitud lineal a lo largo de la pendiente, tiene la ventaja de medir la longitud de la tubería de presión.

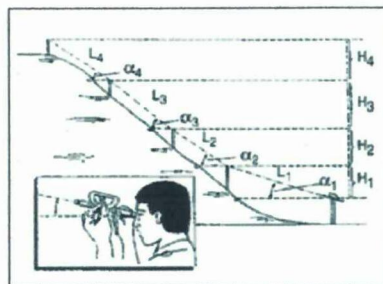


Figura 1.15 Uso del eclímetro

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

Primero se colocan dos estacas o transportadores de igual longitud sobre la pendiente, a una distancia visible una de la otra y tanto permita la cinta métrica. Se calibra el clinómetro colocándolo sobre la primera estaca y se mide el ángulo al observar el extremo de la otra estaca. La altura es el resultado del producto de la distancia entre estacas y el seno del ángulo medido.

$$H_1 = L_1 * \text{sen}\alpha$$

(Ec.1.6)

La caída neta es la sumatoria de todas las mediciones calculadas.

$$H = H_1 + H_2 + \dots + H_n$$

(Ec.1.7)

1.2.7.2.6. Método del nivel del ingeniero

El nivel del ingeniero es capaz de registrar 1mm. de precisión; pero es caro y pesado, requiere operadores diestros. Por lo general, los errores se producen por las largas series de cálculos que hay que efectuar.

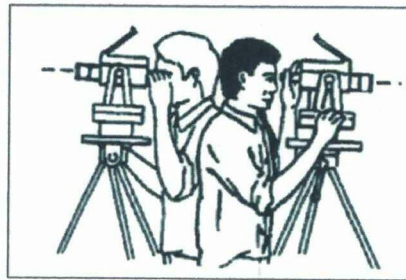


Figura 1.16 Nivel del ingeniero

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

Debido a que un método común, los equipos que emplean se alquilan fácilmente. Con él las distancias pueden ser medidas simultáneamente, pero no es apropiado para lugares escarpados o con muchos árboles.

1.2.8. DETERMINACION DE LA ALTURA NETA

La altura neta (H_n) es igual a la altura bruta menos las pérdidas de carga. La altura bruta (H_b) es la diferencia entre el centro de gravedad del volumen útil del embalse y el nivel de restitución del caudal turbinado. Las pérdidas de carga (ΔH), son ocasionadas por:

- Pérdidas en la toma
- Pérdidas en el caudal de desviación y
- Pérdidas en la tubería forzada.

Las pérdidas de carga se pueden considerar en una primera estimación, entre el 5% y el 10% del salto bruto, la altura bruta se determina de la siguiente relación:

$$H_n = H_B - \Delta H \quad (\text{Ec.1.8})$$

Dónde:

H_n = Altura neta *m*

H_B = Altura bruta *m*

ΔH = pérdidas de carga *m*

Para calcular la pérdida que se produce en la tubería forzada se aplica la siguiente ecuación:

$$\Delta H = n * L \quad (\text{Ec.1.9})$$

Dónde:

ΔH = pérdidas que se produce en la tubería en *m*

n = coeficiente de rugosidad en este caso 0.012

L = longitud de la tubería *m*

Para determinar el diámetro de la tubería se aplicara la relación mostrada en la gráfica siguiente:

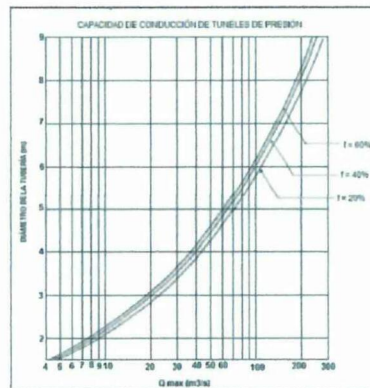


Figura1.17 Capacidad de conducción en túneles de presión con $n_1 = 0.012$.

Fuente: Investigación directa

1.3. OBRA CIVIL

1.3.1. INTRODUCCION

Éste tipo de centrales se construyen en zonas aisladas, que en la actualidad no representan gran importancia para el sistema de interconexión nacional ya que su área de influencia es muy reducida.

En sí la obra civil es aquel aprovechamiento en el que se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río. De acuerdo al sitio establecido la PCH se ha tomado principalmente los siguientes elementos:

- Bocatoma
- Desarenador
- Cámara de carga.
- Aliviadero
- Tubería forzada.
- Casa de Máquinas

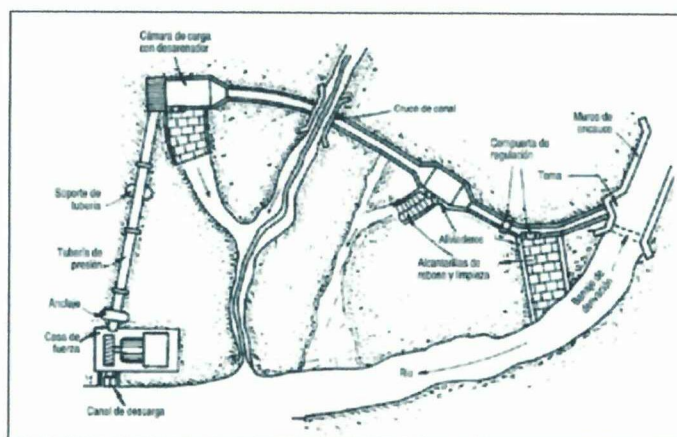


Figura 1.18 Componentes de la PCH

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.3.2. BOCATOMA

Es la obra hidráulica cuya función es regular y captar un determinado caudal de agua del río aprovechando la fuerza de gravedad, cumpliendo las siguientes funciones:

- Garantizar la captación de la cantidad constante de agua.
- Impedir hasta donde sea posible, el ingreso de materiales sólidos y flotantes, haciendo que estos sigan el curso del río facilitando la limpieza.

1.3.2.1. DESARENADOR

En la Figura 1.19 se muestra el diseño simple que se utilizó. El cual es un tanque de mayor dimensión a la obra de conducción, en el que las partículas en suspensión pierden velocidad y son decantadas por gravedad, cayendo al fondo.

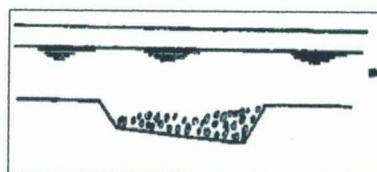


Figura 1.19 Desarenador

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.3.2.2. CAMARA DE CARGA

Es un tanque en el que la velocidad del agua es cercana a cero, empalma con la tubería a presión, y debe evitar el ingreso de sólidos y de burbujas de aire a la tubería de presión, y amortiguar el golpe de ariete; además, debe garantizar el fácil arranque del grupo turbina-generator y tiene un volumen de reserva en caso de que las turbinas lo soliciten.

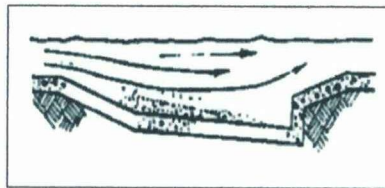


Figura 1.20: Cámara de carga

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.3.2.3. ALIVIADERO

Se usa para eliminar el caudal de exceso en la bocatoma y el tanque de carga, regresándolo al curso natural. Adicionalmente está combinado con compuertas de control que provee una manera de variar el caudal.

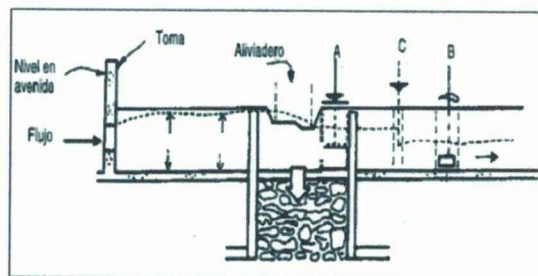


Figura 1.21: Aliviadero

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.3.2.4. TUBERIA FORZADA

Es la tubería que transporta el caudal de diseño a la turbina; se apoya en anclajes que soportan la presión de agua y la dilatación por los cambios de temperatura.

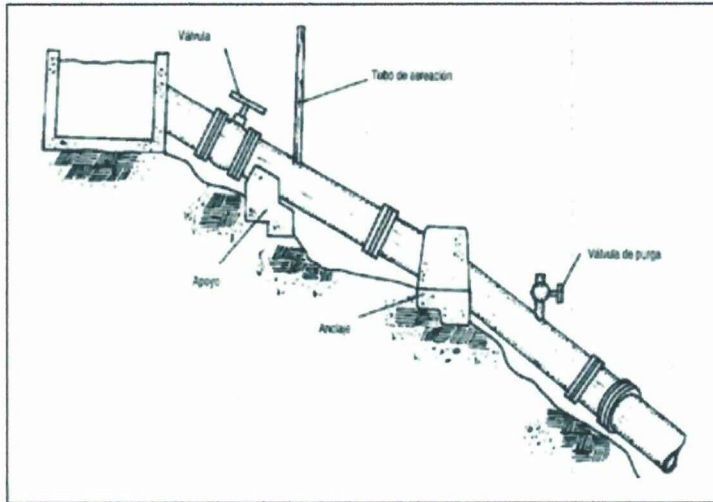


Figura 1.22: Tubería de presión

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

1.3.2.5. Válvulas

Las válvulas controlan el flujo del agua a través de la tubería. Se colocan válvulas tipo mariposa o compuerta.

1.3.2.6. Soportes y Anclajes

Los anclajes, bloques de apoyo y bloques de retención son ubicados para contrarrestar el movimiento de la tubería. Estos se encuentran ubicados al suelo original. El área de soporte está calculada para soportar la tubería sin exceder la carga segura que soporta el suelo.

1.3.2.7. Casa de máquinas

Es el sitio donde se encuentra la turbina, los generadores, los equipos auxiliares, las válvulas de admisión y los aparatos de maniobra, regulación y protección; allí se transforma la energía hidráulica en mecánica, y ésta en eléctrica; en la casa de máquinas está la conexión al sistema de transmisión.

1.4. EQUIPOS ELECTRICOS Y ELECTROMECHANICOS

1.4.1. INTRODUCCION

En este punto se hace referencia a los equipos instalados en la PCH dando algunas reglas preliminares de su selección. Para el análisis correspondiente sobre los equipos instalados se toma en cuenta los parámetros de diseño mencionados anteriormente.

1.4.2. TURBINA HIDRAULICA DE LA PCH

Esta máquina permite transformar la energía hidráulica en energía eléctrica mediante el aprovechamiento del recurso hídrico existente en la zona.

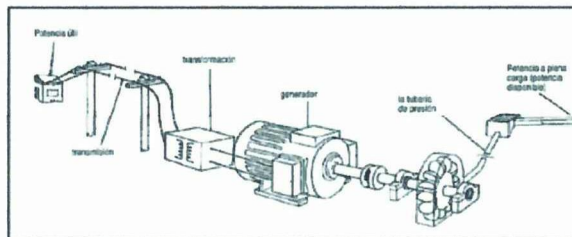


Figura 1.23: Conversión de energía hidráulica en eléctrica

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

Cada tipo de turbina tiene un rango de funcionamiento con el caudal máximo y un caudal mínimo. Los rangos de caudales máximos para cada turbina, se aprecian en la tabla 1.5 en base a la velocidad sincrónica.

TIPO DE TURBINA	Velocidad específica	Q [m ³ /s]	H [m]
PELTON 1 CHORRO	30	0.05 - 50	30 - 1800
PELTON 2 CHORROS	30-50		
PELTON 4 CHORROS	30-50		
PELTON 6 CHORROS	50-70		
MICHELL BANKI	40- 160	0.025 - 5	1-200
FRANCIS LENTA	60-150	1 - 500	2 -750
FRANCIS NORMAL	150-250		
FRANCIS RAPIDA	250-450		
FRANCIS EXTRARAPIDA	450-600		
KAPLAN	300-800	2 - 100	5 -80

Tabla 1.5 Rango de caudales para las turbinas hidroeléctricas.

Fuente: Investigación directa

1.4.2.1. Turbina Francis.

Estas turbinas son de reacción de flujo radial y admisión total, el agua entra alrededor de toda la periferia de la rueda, que permanece todo el tiempo llena de agua que actúa sobre la rueda y que se encuentra a una presión mayor que la atmósfera.

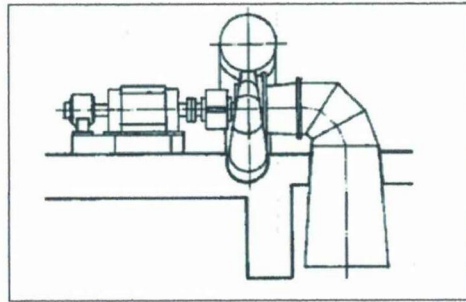


Figura 1.24: Turbina Francis con cámara espiral

Fuente: Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas OLADE

Se encastran fuertemente en hormigón para evitar vibraciones, especialmente a régimen bajo, la carcasa es de cámara en espiral. Dado que es una turbina de reacción el agua sale a una velocidad elevada, por lo que se encuentra instalado a la salida de estas un difusor que reduce gradualmente su velocidad para que llegue en unas condiciones más moderadas al canal de salida.

El rodete es una pieza troncocónica formada por un conjunto de paletas fijas (alabes), cuya disposición da lugar a la formación de unos canales hidráulicos por los que se descarga el agua turbinada.

Las turbinas Francis dan un amplio aprovechamiento, abarcando caudales desde 150 l/s hasta 40.000 l/s en saltos entre 2 y 250 m. Su rango de funcionamiento es aceptable, pudiendo turbinar a partir del 40% del caudal nominal de la turbina.

1.4.2.2. Determinación de la eficiencia de la turbina

De acuerdo a la turbina instalada en la central, esta turbina permite una gran flexibilidad de funcionamiento, al ser capaz de turbinar desde el 40% hasta el 105% del caudal nominal con rendimientos óptimos. Tiene un rendimiento alto, superior al

93% en condiciones de diseño, permitiendo una alta variación de caudales en su funcionamiento.

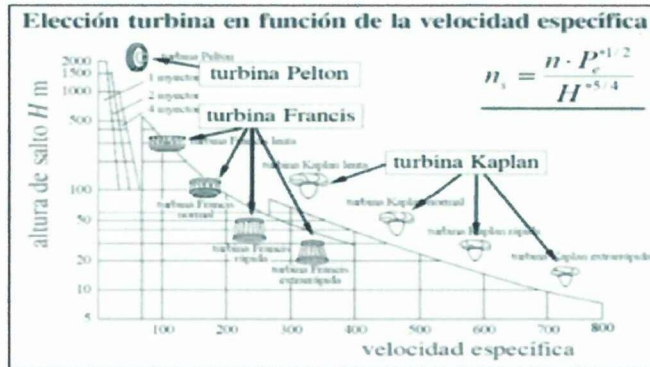


Figura 1.25 Rendimiento de la turbina Francis

Fuente: Investigación directa

Además el rendimiento se define como la relación entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominal. Las turbinas se diseñan para trabajar con el caudal nominal y un rendimiento máximo.

En la siguiente tabla se describe el rango de eficiencia de turbinas para el 100% del caudal nominal.

TIPO DE TURBINA	EFICIENCIAS [%]	η [%] (Diseño)
PELTON	80 - 95	90%
MICHELL	70 - 85	85%
FRANCIS	80 - 97	93%
KAPLAN	80 - 97	90%

Tabla 1.6: Eficiencia de las turbina para el 100% del caudal nominal.

Fuente: Investigación directa

1.4.2.3. Potencia mínima de la turbina

Es la mínima potencia que puede entregar la turbina en condiciones de operación normal, de tal manera que no afecte a la vida útil de la turbina como a los componentes mecánicos.

El valor de la potencia mínima de la turbina es dada por el fabricante, que normalmente es igual al 25% de la potencia aparente.

$$P_{\min} = P_{\max} * 0.25$$

(Ec.1.10)

Dónde:

P_{mín} = Potencia mínima de la turbina

P_{máx} = Potencia máxima de la turbina

1.4.2.4. Potencia máxima de la turbina

Es la potencia máxima que puede entregar la turbina en condiciones normales de operación normal y está relacionada con el máximo esfuerzo mecánico que puede soportar los componentes de la turbina.

El valor de la potencia máxima de la turbina es dada por el fabricante, que normalmente es igual a la potencia activa nominal del generador.

$$P_{\max} = S * fp$$

(Ec.1.11)

Dónde:

P_{máx} = Potencia máxima de la turbina

S = Potencia Aparente de la unidad en MVA

fp = Factor de potencia

1.4.2.5. Regulación de la velocidad por medio del caudal de agua en la turbina.

Para obtener una velocidad constante del grupo generador cuando existe una demanda variable, es necesario que en todo momento la potencia disponible al ingreso sea igual a la potencia eléctrica de salida, más las pérdidas internas del grupo como se muestra en la Ecuación 1.12



$$\text{Potencia de ingreso} = \text{potencia de salida} + \text{pérdidas}$$

(Ec.1.12)

Esta regulación se puede realizar de forma manual o automática, el flujo se controla por medio de los alabes en las turbinas de reacción, Francis o Kaplan y por la válvula de aguja o el deflector de chorro en las turbinas de impulso, Peltón.

En la figura 1.26 se muestra en el diagrama de un grupo turbina-generador que permite comprender generalmente de este sistema.

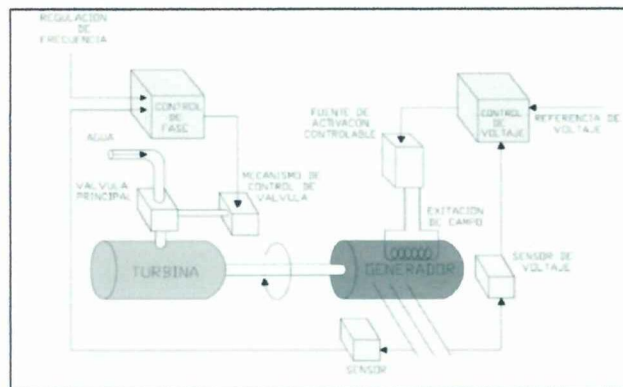


Figura 1.26: Esquema de un regulador de velocidad.

Fuente: Investigación directa

1.4.2.6. Control de caída de velocidad

Este dispositivo, vinculado estrechamente al equipo estabilizador, se conoce también como dispositivo de estatismo permanente, control del grado de estatismo, control de caída relativa de vacío a plena carga o control de velocidad inherente.

Tiene como misión, prefijar la repartición de la carga entre dos o más grupos acoplados en paralelo, permite ajustar la caída de velocidad desde el valor cero hasta el 6 %, aproximadamente, de la velocidad de régimen a plena carga; el valor usualmente ajustado, está comprendido entre el 2% y el 4 %, dependiendo de las fluctuaciones de carga previstas en el sistema.

1.4.3. EL GENERADOR.

Uno de los principales elementos dentro de la PCH es el Generador Hidráulico, el cual pertenece al grupo de dispositivo llamado máquina eléctrica rotativa por lo que el análisis se concentra en este tipo específico. La mayoría de los generadores tiene una eficiencia de 93% a 98.5%.

Esta máquina sincrónica es un convertidos electromecánico de energía con una pieza giratoria denominada rotor o campo, cuya bobina se excita mediante la inyección de una corriente continua y una pieza fija denominada estator por cuyas bobinas circula corriente alterna.

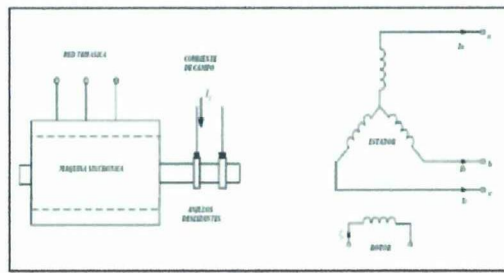


Figura 1.27 Representación esquemática de la máquina sincrónica

Fuente: Investigación directa

1.4.3.1. Partes de un generador

Éstos se hallan formados por varios elementos, sin embargo, las partes principales son: el estator, la carcasa, la base, el rotor, la caja de conexiones, las tapas y los cojinetes. No obstante, un motor puede funcionar solo con el estator y el rotor.

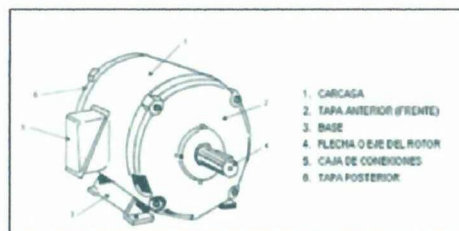


Figura 1.28: Partes del generador

Fuente: Investigación directa

1.4.3.2. Valores típicos de los parámetros del generador

En la siguiente tabla se detallan los valores típicos de las reactancias en eje directo y eje en cuadratura. Los valores están en (pu) para generadores hidráulicos.

Parámetro		Unidades Hidráulicas
Reactancia Sincrónica	X_d	0.6-1.5
	X_q	0.4-1.0
Reactancia transitoria	X'_d	0.2-0.5
	X'_q	-
Reactancia subtransitoria	X''_d	0.15-0.35
	X''_q	0.2-0.45
Constante de tiempo transitorio	T'_{d0}	1.5-9s
	T'_{q0}	-
Constante de tiempo subtransitoria	T''_{d0}	0.01-0.05
	T''_{q0}	0.01-0.09
Reactancia de fuga estator	X_l	0.1-0.2
Resistencia del estator	R_l	0.002-0.02

Tabla 1.7 Valores de reactancia del generador

Fuente: Investigación directa

1.4.3.3. Sistema de excitación

Se encarga de suministrar la energía para generar el campo magnético rotativo en el rotor. Prácticamente llega a ser un pequeño generador con una bobina girando en un campo magnético estático. Inicialmente la excitatriz recibe la alimentación eléctrica de un banco de baterías de 125 VCD para producir el campo magnético, que inducirá un voltaje en el bobinado rotativo de la excitatriz que se encuentra en movimiento gracias a la inyección de agua en la turbina de la Unidad Generadora.

1.4.3.4. Bobina de excitación o de Campo

Produce el campo magnético giratorio para el generador principal, para lo cual recibe la alimentación de voltaje DC desde la excitatriz. Se encuentra en el eje giratorio que está acoplado a la turbina del generador y su bobinado forma un conjunto de polos.

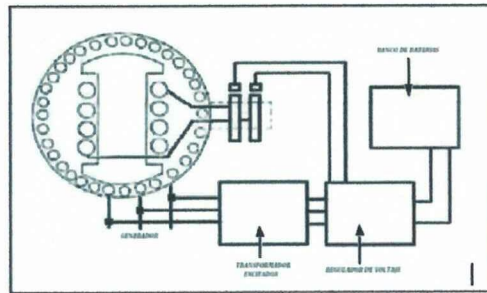


Figura 1.29 Esquema del sistema de excitación

Fuente: Investigación directa

A partir de estas consideraciones se presenta a continuación una lista para especificar el generador:

- a) Tipo de turbina, su potencia de entrada y su eficiencia.
- b) Calcular la potencia a suministrar a los consumidores.
- c) Descripción de la línea de transmisión.
- d) Estimar sus factores de potencia.
- e) Continuidad de trabajo.
- f) Características de frecuencia, voltaje y velocidad.
- g) Velocidad relacionada con la turbina.
- h) Los kVA, kW, factor de potencia y su eficiencia.
- i) Medio de trabajo, humedad, altitud, temperatura ambiente, polvo.
- j) Equipo de monitoreo como medidores de frecuencia, de voltaje, de corriente, de potencia.
- k) Regulador de voltaje AVR.
- l) Sistema de gobernador.
- m) Protecciones: sobre velocidad, baja velocidad, sobrecarga, cortocircuito.
- n) Expectativa de vida de los componentes y posibilidad de reemplazarlo.

1.4.3.5. Principios de gobernanación

El gobernador, es un sistema de control asociado a la unidad generadora que permite mantener constante la velocidad en la máquina. En un grupo turbina-generador, el gobernador recibe información de frecuencia y potencia demandada, los cuales provienen del sistema de potencia, donde se compara con valores de referencia, si

estas comparaciones son cero es indicativo que el gobernador no debe originar cambios en las condiciones de operación dado que la máquina está en la velocidad deseada.

El gobernador indirectamente permite mantener la frecuencia constante y satisfacer la carga, la expresión que relaciona la velocidad sincrónica con la frecuencia viene dada por:

$$Velocidad = \frac{120 * Frecuencia}{Numero - de - polos} = \frac{120 * F}{N}$$

(Ec.1.13)

Como se dijo anteriormente, el gobernador de una turbina es un equipo para el control y ajuste de la potencia de salida de la turbina y debe cumplir con dos propósitos principales como mantener la velocidad de rotación estable y constante de la unidad Turbina-Generador para cualquier cambio de carga en la red eléctrica manteniendo fija las condiciones de conducción del agua.

1.4.3.6. Estructura del sistema de gobernación.

En principio la estructura del gobernador es similar a la indicada en la figura 1.30, esta consta de un regulador que tiene como función detectar las variaciones tanto de frecuencia como de potencia en la unidad, de forma tal de originar una señal de corrección la cual es enviada a un accionador para corregir la desviación, el conjunto regulador-accionador es llamado unidad controladora o controlador, ya que allí se efectúa el proceso de control y pueden ser mecánico-hidráulico o electro-hidráulico.



Figura 1.30: Diagrama General del Gobernador.

Fuente: Investigación directa

El accionador está constituido por equipos mecánicos que se encargan de mover la otra estructura importante del gobernador llamada servomotor, el cual se encarga de amplificar los cambios de admisión determinados por el controlador, para así mover las paletas y alabes en la turbina.

1.4.4. EQUIPOS AUXILIARES

Dentro de los equipos auxiliares se tiene los equipos de interrupción y seccionamiento, transformador de servicios auxiliares, transformador de protección y medida, equipos de medición, batería de condensadores, malla de puesta a tierra, alimentación de corriente continua, respecto entre otros.

- a) Interruptores automáticos: las características principales que deberán ser analizadas son la potencia de cortocircuito (poder de corte), voltaje nominal, corriente nominal, nivel de aislamiento, tipo de mando.
- b) Para los seccionadores las características básicas de cortocircuito, nivel de aislamiento.
- c) Para el transformador de servicios auxiliares (demanda presente y reservas) a fin de determinar las características principales.
- d) Transformador de voltaje; voltaje nominal, nivel de aislamiento.
- e) Alimentación de corriente continua y sus cargadores para los equipos de mando, alarma y control.
- f) Puesta a tierra de la PCH.

1.4.5. SISTEMA DE MANDO Y CONTROL

La extensión y características del automatismo, dependerá del tipo de funcionamiento de la PCH, podrá disponer de un simple mando de acuerdo a como está conformada la PCH con todas las funciones de mando y control.

Además se analizará la solución que se adapte mejor a cada paso, teniendo en cuenta los imperativos de explotación y costo. Desde este punto es importante considerar la simplicidad y la eficacia se requiere de los siguientes:

- a) Tablero de la turbina.
- b) Tablero del generador y transformador con sus respectivos aparatos de medida y protección.
- c) Tablero de excitación.
- d) Tablero de bajo voltaje.
- e) Tablero de servicios auxiliares
- f) Tablero de puesta a tierra.
- g) Equipos de protección.

1.4.6. LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión son dimensionadas, entonces, el principal objetivo es saber los parámetros del calibre del conductor, pérdidas de potencia en las líneas. Luego de determinar algunos criterios y características de la línea:

- a) La máxima variación de voltaje permisible con y sin carga.
- b) La máxima pérdida de potencia.
- c) Estabilidad estructural.
- d) Línea aérea.
- e) El voltaje de transmitir, transformadores de elevación y reducción.
- f) Factor de potencia de la carga.
- g) Espaciamiento de las partes o torres para la línea.

1.4.7. TRANSFORMADOR PRINCIPAL

El transformación es una maquina estática, cuya función es la de cambiar los parámetros de la energía eléctrica. Es decir, permite transmitir energía eléctrica desde el sistema con una tensión dada a otro sistema con una determinada tensión deseada.

Está constituida por diferentes partes las cuales son:

- 1.4.7.1. Arrollamiento Primario:** En este se aplica la tensión que se va a reducir o ampliar, dicho arrollamiento genera un campo magnético que induce una corriente eléctrica en el secundario.

1.4.7.2. Arrollamiento Secundario: Hace referencia al bobinado que se ve inducido por el campo magnético producido por el arrollamiento primario, adoptando de esta forma una corriente eléctrica cuando se cierra el circuito a través de sus extremos.

1.4.7.3. Núcleo: Es un armazón hecho de un metal ferroso y es por donde circulan las líneas de flujo magnético que produce el bobinado primario.

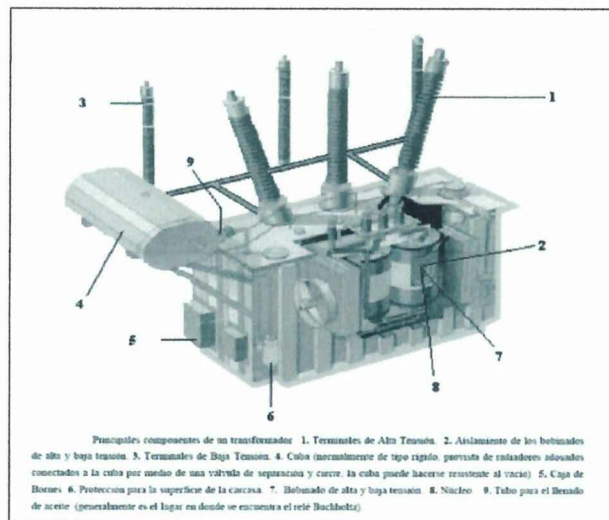


Figura 1.31: Estructura del transformador

Fuente: Investigación directa

El voltaje de transmisión corresponde necesariamente al secundario del transformador, la operación inmediata consiste en las características importantes que se consideran a continuación:

- a) Potencia nominal;
- b) Voltaje Nominal y regulación de voltaje;
- c) Frecuencia;
- d) Relación de transformación;
- e) Condiciones de implantación;
- f) Tipo de refrigeración;
- g) Tensión y corriente de cortocircuito.

CAPITULO 2

DESCRIPCION DE LA PCH ANGAMARCA

2.1 VIA DE ACCESO

Las facilidades de acceso a la zona han mejorado notablemente debido al mantenimiento que se las realiza en las vías. Desde la sierra se parte de la carretera Latacunga – Pujilí – Quevedo. Al ascender la cordillera occidental, en el sector de Apagua, el carretero desvía hacia la parroquia de Angamarca, la que se conecta con el Corazón, cabecera cantonal del cantón Pangua, hasta llegar a la zona de Pihuapungu.

2.2 CARACTERISTICAS

El proyecto corresponde al esquema hidroeléctrico identificado y estudiado en la cuenca del río Angamarca. Más o menos a la altura de la cota 2659.60 m.s.n.m. el cauce del río cuenta con un caudal relativamente alto de manera que se obtiene una altura de caída considerable.



Figura 2.1 Esquema General del Proyecto Hidroeléctrico Angamarca

Fuente: Investigación directa

Estas características determinan la conveniencia de captar las aguas del río Angamarca mediante una bocatoma a través de un túnel con flujo a superficie libre hasta un reservorio de regulación diaria unido a un tanque de cabecera. Desde allí partirá un corto tramo inicial de conducción forzada a baja presión, que luego se convertirá en la tubería de presión propiamente dicha.

Al final del blindaje metálico habrá una bifurcación que alimentará dos grupos turbo-generador de 187 kVA cada uno, alojados en la casa de máquinas, el flujo turbinado regresara mediante un desfogue hacia el río Angamarca.

El diagrama topográfico del proyecto Angamarca se presenta en el ANEXO IV. Este diagrama indica la toma de ingreso, el desarenador y la longitud del canal que va hacia la casa de máquinas.

Con el objeto de mantener un ordenamiento lógico en la presentación de las obras de este proyecto, se las describirá en el sentido desde aguas arriba hacia aguas abajo, considerando como punto inicial la captación del río.

2.3 BOCATOMA EN EL RIO ANGAMARCA

El caudal que se capta del río Angamarca es especial porque constituye el caudal total que se turбина en la central.

La descripción de la captación del río Angamarca se presenta a continuación:

Q firme	$3.6 \text{ m}^3 / \text{s}$
Q medio	$7.8 \text{ m}^3 / \text{s}$
QT 10años	$190 \text{ m}^3 / \text{s}$ (Para obra de desvío)
QT 100años	$290 \text{ m}^3 / \text{s}$ (Para obra de excedencia)

Tabla 2.1 Caudales

Fuente: Investigación directa

Longitud total de la cresta vertiente	12.00 m
Ancho del canal	3.20 m
Fondo del azud	1.23 m
Altura del azud desde el fondo del río	2.18 m

Tabla 2.2 Azud

Fuente: Investigación directa



Figura 2.2 Vista lateral azud

Fuente: Investigación directa

Muro lateral desde la rejilla	3.00 m
Compuerta del desripiador	1.27 x 1.30 m
Profundidad	2.76 m
Longitud del canal después de la compuerta	18.00 m
Ancho del canal	1.67 m
Profundidad del canal	0.33 m

Tabla 2.3 Desripiador

Fuente: Investigación directa



Figura 2.3 Muro lateral del desripiador

Fuente: Investigación directa

Reja gruesa de admisión	1.70 x 1.20 m ; vanos de 0.12 m
Canal rectangular de conducción	2.04 m
Vertedero lateral de excesos	
• Ancho de cresta libre	1.49 m
• Profundidad	2.48 m
• Longitud de la cresta libre	6.39 m
Ancho del canal en la sección del vertedero	0.87 m
Compuerta del desarenador	1.32 x 1.30 m
Profundidad del canal en la sección del vertedero	1.26 m
Longitud del canal del vertedero	25 m
Compuerta de control y admisión general, plana de:	1.10 x 1.20 m

Tabla 2.4 Bocatoma y Desarenador

Fuente: Investigación directa



Figura 2.4 Vista frontal Bocatoma

Fuente: Investigación directa

2.4 CONDUCCION A SUPERFICIE LIBRE

El sistema de conducción transporta el agua a ser turbinada desde el final del desarenador hasta la entrada al reservorio de regulación.

La conducción se realiza en la mayor parte de su longitud a canal abierto y un corto tramo en túnel. A continuación se detallan los aspectos más característicos:

Abscisas	0+000 a 0+460
Longitud	460 m
Ancho	0.86 m
Borde	0.20 m
Profundidad	0.85 m
Velocidad de flujo	1.38 m / s

Tabla 2.5 Sección 1 Conducción a canal abierto

Fuente: Investigación directa



Figura 2.5 Conducción a superficie libre

Fuente: Investigación directa

Abscisas	0+460 a 0+800
Longitud	340 m
Ancho	1.12 m
Borde	0.20 m
Profundidad	0.96 m
Velocidad de flujo	1.38 m / s

Tabla 2.6 Sección 2 Conducción a túnel cerrado

Fuente: Investigación directa

Abscisas	0+800 a 0+930
Longitud	130 m
Ancho	1.21 m
Borde	0.20 m
Profundidad	1.00 m
Velocidad de flujo	1.38 m / s

Tabla 2.7 Sección 3 Conducción a canal abierto

Fuente: Investigación directa



Figura 2.6 Conducción a canal abierto

Fuente: Investigación directa

2.5 RESERVORIO DE REGULACION DIARIA Y TANQUE DE CABECERA

Las condiciones establecen que la central trabaja consumiendo un caudal casi constante. En el tanque de cabecera se encuentra una rejilla fina para protección de las turbinas y una compuerta plana para interrumpir la alimentación a la tubería de presión y proporcionar la sumergencia adecuada a la entrada al conducto de baja presión para evitar la formación de vórtices o la intrusión de aire. La descripción de sus características consta a continuación:

Volumen útil de agua	673 m ³
Longitud útil	29.00 m
Ancho del reservorio	2.90 m
Profundidad útil	3 capas (1 + 2.14 + 4.86) m

Tabla 2.8 Reservorio

Fuente: Investigación directa



Rejilla de ingreso a tubería de baja presión = 1.62 x 4.86 m

Figura 2.7 Vista Lateral del Reservorio

Fuente: Investigación directa

Longitud vertedero de excesos	3.28 m
Profundidad del canal de descarga del vertedero de excesos	1.30 m
Ancho del canal	1.10 m

Tabla 2.9 Vertedero de excesos

Fuente: Investigación directa



Figura 2.8 Vista del Vertedero

Fuente: Investigación directa

2.6 CONDUCTO DE BAJA PRESION

El conducto de baja presión sirve para conducir los caudales del reservorio de regulación diaria hacia la tubería de presión propiamente dicha.

Esta solución se presentó por la imposibilidad de construir un canal en el tramo del conducto de baja presión. Entre el conducto de baja presión y la tubería de presión se encuentra la chimenea de equilibrio. Los rasgos más importantes se enuncian a continuación:

Tramo	Inicial
Sección Circular	1.92 m de diámetro
Pendiente	0%
Longitud	7.32 m

Tabla 2.10 Características de la tubería de baja presión

Fuente: Investigación directa



Figura 2.9 Conducto de baja presión

Fuente: Investigación directa

2.7 TUBERIA DE PRESION

La tubería se encuentra instalada a cielo abierto y está fabricada de chapa de acero lisa, soldada eléctricamente con doble costura. En todos los cambios de dirección del eje de la tubería se han previsto la ubicación de anclajes de hormigón armado.

Entre los bloques de anclaje se han distribuido apoyos intermedios para que la tubería trabaje como una viga continua sin deformaciones excesivas.



Figura 2.10 Pendiente de la tubería de presión

Fuente: Investigación directa

Junto al eje de la tubería se encuentra a todo lo largo del trazado una vía peatonal de 1.00 m la cual sirve para la inspección y mantenimiento. En los extremos, paralelo a la tubería se hallan cuencas de drenaje.

Longitud del eje	43.94 m	
Diámetro optimo	1.92 m	
Material	Acero ASTM A 201- grado B	
Espesor	Variable, desde 8 mm hasta 34 mm .	
Apoyos	Tipo silla	
Presión máxima	A la entrada de la válvula esférica	= 35.14 kg / cm ²
Presión mínima	A la entrada de la válvula esférica	= 23.19 kg / cm ²

Tabla 2.11 Características de la tubería de presión

Fuente: Investigación directa



Figura 2.11 Tubería de presión

Fuente: Investigación directa

2.8 CASA DE MAQUINAS

El piso principal de la casa de máquinas se encuentra sobre una plataforma en la cota 2596.1 m.s.n.m., nivel que guarda armonía con la profundidad del pozo de descarga de las turbinas, el eje de distribución y las cotas crecientes del río Angamarca.

Una creciente con un periodo de retorno de 1000 años frente a la casa de máquinas corresponde a un caudal de $420 \text{ m}^3 / \text{s}$. El nivel máximo de esta creciente en la casa de máquinas alcanzará la cota 2590.1 m.s.n.m, la que comparada con la cota 2596.1 m.s.n.m. del piso principal, permite asegurar la protección contra una eventual inundación de la casa de máquinas.

Las características más principales se presentan a continuación:

Tipo	Superficial o a cielo abierto
Longitud	31.80 m
Ancho	20.60 m
Cubierta	Metálica, con techo de asbesto
Puente grúa	70 toneladas

Tabla 2.12 Casa de máquinas

Fuente: Investigación directa



Figura 2.12 Ingreso frontal a la casa de máquinas

Fuente: Investigación directa

2.9 EQUIPO MECANICO

La central para valorizar la casa de máquinas en su interior se encuentran 2 unidades de tipo Francis las cuentan con las siguientes características.

Potencia	143 kW
Cabeza	46.7 m
Velocidad	900Rpm
Descarga	0.41 m ³ / s
Fecha de fabricación	1894
Tipo de turbina	HL 110-WJ-42
Fabricación	China

Tabla 2.13 Características del equipo mecánico

Fuente: Investigación directa



Figura 2.13 Turbina Tipo Francis

Fuente: Investigación directa

2.9.1 Regulador de velocidad

Para el caso del regulador previsto, conforme a la del equipo instalado en la central, este es electrohidráulico, en cuanto a la velocidad y calidad de respuesta es de tipo PID, esto es proporcional, integral y derivativo.

El regulador para el rechazo total de carga, hará que la unidad tenga un frenado y no gire libremente, hace que su velocidad no exceda las 900 Rpm de su velocidad nominal.

2.10 EQUIPOS ELECTRICOS

El proyecto dispone de dos unidades generadoras de 187 kVA cada una, equipada con un sistema de regulación de velocidad y de voltaje.

Cabe indicar que la central está aislada. Se interconecta a la subestación Quevedo, a través de un circuito en línea - aérea de 13,8 kV, formando una barra a este voltaje y utilizando un solo transformador de elevación.

2.10.1 EQUIPO DE 13,8 kV

2.10.1.1 Nivel de aislamiento

Todo el equipo incluyendo los succionadores bajo carga, transformadores de medida, aisladores, etc., están diseñados para soportar una tensión de impulso de por lo menos 110 kV.

2.10.1.2 Sistema de Barras

Se utilizan barras de cobre desnudas a partir de los bornes del generador, pasando por las celdas, hasta la de la salida de los cables de 13,8 kV principales.

Estos sistemas de barra están dimensionados con los valores siguientes:

- Corriente nominal: 3 090 A
- Soportes cubiertos de barra y cubículos 30°C

Se colocaron barras encapsuladas de fases separadas para las derivaciones a los transformadores auxiliares y para otros equipos apartados.

Las celdas de los aparatos de 13,8 kV están construidos con perfiles de acero, en cada celda se suministra una regleta de bornes para facilitar la conexión al exterior con un mínimo de cables múltiples de control.



2.10.2 APARATOS

2.10.2.1 Interruptores de generador

Los interruptores del generador están acoplados con interruptores de aire - comprimido, teniendo las principales características:

• Tensión nominal	13,8 kV
• Corriente nominal	2 000 A
• Corriente máxima de corta duración (3 s)	50 kA
• Capacidad de interrupción nominal	50 kA
• Capacidad de cierre	125 kA
• Frecuencia	60 Hz
• Tiempo de interrupción nominal aprox.	80 ms
• Tiempo de cierre nominal, aproximado	120 ms

2.10.2.2 Seccionadores principales

Los seccionadores principales tienen las siguientes características:

• Corriente nominal	2 000 A
• Nivel de aislamiento, impulso/60 Hz	110/50 kV
• Corriente máxima de corta duración (3 s)	50 kA

2.10.2.3 Seccionadores bajo carga

Estos seccionadores se utilizan en las derivaciones a los transformadores de servicios auxiliares y están previstos para efectuar las maniobras de apertura y cierre bajo carga, independientes del valor del factor de potencia.

• Corriente nominal	1 250 A
• Nivel de aislamiento impulso 60/Hz	110/50 kV
• Corriente máxima de corta duración(3 s)	60 kA

2.10.2.4 Aparatos de protección

En cada grupo se instalaron tres pararrayos y tres capacitores de protección para los valores nominales siguientes:

- Pararrayos :
 - Tensión nominal 15 kV
 - Tensión mínima de descarga a 60 Hz 25 kV

- Capacitores:
 - Tensión Nominal 15 kV
 - Capacidad 0.25uF

2.10.2.5 Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente en los puntos neutros y en los lados de línea de los generadores están montados en el recorrido de las barras.

- Corriente nominal primaria 3000 A
- Corriente nominal secundaria 5 A
- Número de núcleos 3

2.10.2.6 Transformadores de voltaje

Los transformadores de tensión es de tipo seco, moldeado en resina sintética, estos transformadores tienen conjuntos que están divididos de la siguiente manera:

- Un conjunto está destinado para la alimentación del regulador de tensión.
- Un conjunto de dos arrollamientos secundarios para el circuito general de medición y para los sistemas de protección del generador.
- Un conjunto con dos arrollamientos secundarios para la sincronización y para el relé de protección de falla a tierra del circuito en arranque.

2.10.2.7 Cables principales del equipo de 13,8 kV

Los cables tienen un revestimiento de polietileno reticulado los cuales interconectan el transformador principal instalado al exterior.

Tipo: Cable monopolar, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), de 90°C.

- Tensión nominal del sistema 13,8 kV
- Tensión máxima de servicio 15 kV
- Frecuencia nominal 60 Hz
- Tensión nominal del cable (entre fases) 22 kV
- Espesor del aislamiento 8,0 mm
- Corriente nominal por fase 3 600 A
- Factor de carga 100 %
- Duración de falla 1,0 s
- Temperatura máxima del conductor en servicio continuo, con la corriente nominal y con 30°C de temperatura ambiente de base 65 °C
- Neutro del generador: puesto a tierra a través de transformador de distribución.

2.10.3 SERVICIOS AUXILIARES

La concepción general se detalla a continuación:

Tipo	S – 30 / 0.4 Th
Fases	3
Potencia nominal	30 kVA
Frecuencia	60 Hz.
Tensión nominal	440 / 400V
Sistema de enfriamiento	ONAN
Grupo de conexión	Yyn0
Peso	304 Kg.
Voltaje de impedancia	4.16%

Tabla 2.14 Características del transformador auxiliar

Fuente: Investigación directa



Figura 2.14 Transformador auxiliar

Fuente: Investigación directa

2.10.3.1 Celdas de servicios auxiliares

Los servicios auxiliares están instalados en dos celdas acoplados de la siguiente manera:

- a) El sistema principal a 440 V conformado por un juego de barras los cuales alimentan los tableros de control de motores y del transformador de alumbrado, a través de los disyuntores 52-1, 52-2, 52-3, y 52-4.
- b) Una alimentación desde el disyuntor 52-3 a un transformador de 400 / 220-115 voltios para luego ir al tablero que es de alumbrado y tomacorriente generales.

2.10.4 SERVICIOS AUXILIARES DE C.C.

Las baterías y sus respectivos rectificadores están dimensionados para alimentar toda la carga de C.C. de la Central.

Los rectificadores están alimentados por el tablero de servicios auxiliares esenciales. La tensión utilizada es de 220V CA a 125 V CC, y es utilizada para:

- Tablero de control de unidad 1.
- Tablero de control de unidad 2.
- Protección y control de línea a Quevedo y electrificación rural.
- Protección y control de unidades 1 y 2.

- Iluminación de emergencia.
- Cargador de baterías.
- La tensión a 48 V CC, es utilizada para telecomunicaciones.

2.11 CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL GENERADOR

2.11.1 DATOS DEL GENERADOR

Teniendo como base las características del generador, cuyos datos obtenidos en el área indican:



Figura 2.15 Generador

Fuente: Investigación directa

Type	SFW 150 – 8 / 740
Potencia	150 kW en el eje
Voltaje	440 V
Corriente	246.05 A
Rotación	900 rpm.
Cos θ	0.8
Condiciones Técnicas	GB 755 – 87

Tabla 2.15 Datos del generador

Fuente: Investigación directa

2.11.1.1 Descripción de Los Generadores

- Número de polos

$$p = \frac{120 \cdot f}{n} = \frac{120 \cdot 60}{900} = 8 \text{ polos}$$

- Potencia Aparente

$$P = \sqrt{3} \cdot 440 \cdot 246.05 \cdot \cos 0.8$$

$$P = 187.5 \text{ kVA}$$

La PCH cuenta con (2) generadores, sincrónicos trifásicos, tipo convencional con una potencia de 150 kW en el eje a 900 rpm, acoplados directamente mediante bridas a las turbinas hidráulicas tipo Francis, con equipo de excitación estática y regulación de tensión, ventilación de sistema cerrado con enfriadores aire y con todos los accesorios.

2.11.1.2 Características principales

- | | |
|---------------------------------------|------------------|
| • Potencia aparente nominal | 187 kVA |
| • Factor potencia (cos fi) | 0.80 (inductivo) |
| • Frecuencia nominal | 60 Hz. |
| • Velocidad nominal de rotación | 900 r.p.m. |
| • Velocidad de embalamiento, aprox. | 1800 r.p.m. |
| • Máximo desbalance continuo de carga | 10% |

El sentido de giro de los generadores es como el de las agujas del reloj, mirando al generador desde encima. Los límites de temperatura para los generadores y sus máquinas auxiliares están establecidos para la clase de aislamiento "E/B" con el generador funcionando a la máxima potencia continua garantizada y el factor de potencia nominal.

Todas las partes de los generadores, las máquinas auxiliares y dispositivos están diseñados y construidos de manera que soporten con seguridad los esfuerzos de la operación con la velocidad de enalamiento máximo y serán capaces de resistir los esfuerzos debido a cortocircuitos.

2.11.1.3 Frenos

Cada uno de los generadores posee frenos accionados por aceite, de capacidad para conseguir parar las piezas rotativas del generador y de la turbina dentro de un tiempo máximo de 5 minutos, a partir del 20% de la velocidad nominal, sin que se produzcan sobrecalentamientos perjudiciales en el anillo de frenado del rotor o en las zapatas del freno.

2.11.1.4 Sistema de excitación automático.

El sistema de excitación es estático del tipo “sin escobillas”, autoexcitado conectado a los terminales del generador, efectuándose el control de estos por un generador de impulsos comandado por el regulador automático de voltaje.

2.11.1.5 Regulación de tensión

El equipo de regulación de tensión controla con sus señales el puente de tiristores del sistema de excitación y consecuentemente la excitación del generador.

El regulador de tensión produce por sí mismo el voltaje de referencia y reacciona continuamente y de manera prácticamente instantánea para corregir cualquier cambio de voltaje del generador y mantener dicho voltaje constante

2.11.2 TRANSFORMADOR

El transformador se encuentra ubicado en la plataforma exterior, en la extremidad de la casa de máquinas, está provisto para la operación con su neutro en el lado de alta tensión puesto directamente a tierra.

2.11.2.1 Características eléctricas

Las características principales del transformador son:

Tipo	S – 315 / 15 Th
Fases	3
Potencia nominal	315 kVA
Frecuencia	60 Hz.
Tensión nominal	13,8 kV +/- 2x2.5% / 440V
Tensión nominal secundaria	440 V
Sistema de enfriamiento	ONAN
Grupo de conexión	Ynd 11
Peso	1720 Kg.
Voltaje de impedancia	4.54%

Tabla 2.16 Características del transformador elevador

Fuente: Investigación directa



Figura 2.16 Transformador principal

Fuente: Investigación directa

2.11.2.2 Accesorios del transformador

La vida útil de los accesorios será comparable con la vida del equipo. Los accesorios del transformador son los siguientes:

- Relé Buchholz.
- Indicador de nivel de aceite.
- Termómetro.
- Válvula de descarga de sobrepresión.
- Otras válvulas y grifos para:
 - Drenaje de los tanques del transformador, etc.
 - Pureza de aire de los tanques del transformador y del conservador del relé Buchholz.

2.12 EQUIPOS DE MANDO, MEDICION, PROTECCION Y SEÑALIZACION

El mando de los equipos electromecánicos de la Central se encuentra centralizado en un tablero en la sala de mando, desde donde se puede efectuar las siguientes funciones, con una sola persona:

- Arranque y parada normal de los grupos.
- Puesta en paralelo de los grupos.
- Regulación de tensión y velocidad de los grupos.
- Comando del interruptor principal de los generadores.
- Parada de emergencia de los grupos comando del seccionador y disyuntor de la alimentación al transformador de servicios auxiliares.

2.12.1 MANDO DE LOS GRUPOS

2.12.1.1 Arranque

El procedimiento de arranque manual del grupo hasta llegar a velocidad sincrónica, puede llevarse a cabo efectuando ordenadamente todas las operaciones comprendidas en la secuencia del arranque, siempre que cada operación sea completada antes de realizar la siguiente. Antes de un arranque deben ser cumplidas las siguientes condiciones:

- Compuerta de entrada a la tubería abierta.
- Selección para la regulación de tensión en la posición.
- Freno mecánico del grupo en posición de reposo.

2.12.1.2 Parada

Durante el ciclo de parada se aplicarán los frenos mecánicos cuando el grupo haya alcanzado una velocidad aproximadamente de 20% de la de régimen, la excitación, desexcitación y regulación de voltaje y todos los demás controles se efectuarán desde el tablero local del grupo.



Figura 2.17 Tablero de control del generador 2.

Fuente: Investigación directa

2.12.1.3 Sincronización de generadores.

La sincronización de los generadores con la red se hará a través del interruptor principal del generador en el nivel de 13,8 kV.

- La sincronización podrá ser automática o manual.

Para la puesta en paralelo automática se prevé para cada grupo de sincronización automático que efectúe las siguientes funciones:

- Adaptación de la frecuencia del generador a la frecuencia de la red.
- Adaptación de la tensión del generador a la tensión de la red.
- Mando de cierre para el interruptor.

El sincronizador para la puesta en paralelo automática permite los ajustes siguientes:

- Ajuste de la diferencia de frecuencia máxima admisible.
- Ajuste de la diferencia de la tensión máxima admisible.
- Ajuste del tiempo prefijado para el mando de cierre, de modo que pueda ser adaptado al tiempo de cierre del interruptor.
- Ajuste con alcance amplio de los intervalos y de la duración de los impulsos de regulación tanto para la frecuencia como para la tensión.

La sincronización manual de los generadores se efectuará por la regulación de la velocidad y la tensión a mano.



Figura 2.18 Tablero de sincronización

Fuente: Investigación directa

En este caso la llave de sincronización debe encontrarse en la posición de puesta en paralelo manual, poniendo en servicio los instrumentos de sincronización, se cuenta con 2 instrumentos para los dos generadores conteniendo:

- Voltímetro.
- Amperímetro.
- Sincronoscopio.

2.12.1.4 Mando del sistema principal de los servicios auxiliares

En el tablero de mando se encuentra el mando de la alimentación del sistema principal de 440V y el mando del interruptor de alimentación desde el transformador de servicios auxiliares, con indicación de posición.

2.12.1.5 Interbloqueos

Todo el sistema de mando se encuentra diseñado en atención a los interbloqueos necesarios para evitar maniobras inadmisibles.

2.12.2 EQUIPOS DE MEDICION

Las mediciones previstas para cada generador y para la salida hacia la subestación a 13,8kV, están indicadas a continuación:

2.12.2.1 Mediciones del grupo

2.12.2.1.1 Instrumentos indicadores de los grupos

Estos instrumentos están concentrados, por grupo, en el tablero de la sala de mando. Cada grupo está predestinado con la siguiente instrumentación:

- Potencia activa del generador.
- Potencia reactiva del generador.
- Corriente de generador (1 instrumento por fase).
- Tensión del generador.
- Corriente de excitación.
- Tensión de excitación.

2.12.2.1.2 Instrumentos registradores de los grupos

Estos instrumentos se encuentran ubicados en los tableros de la sala de mando. Se destinó para cada generador un registrador para la potencia activa y para la potencia reactiva.

- Contadores

Estos instrumentos están colocados en los tableros de la sala de mando, los cuales realizan la medición de:

- Energía activa (kWh).
- Energía reactiva (kVARH) de dos posiciones: Reactiva y capacitiva.
- Horas de servicio (h).



Figura 2.19 Medidor de la Energía

Fuente: Investigación directa

2.12.2.2 Mediciones de los servicios auxiliares

Para los sistemas auxiliares se montó en la sala de mando la instrumentación siguiente:

- Sistema de 440 V C.A. en el lado secundario del transformador auxiliar de 30 kVA:
- Corriente de fase.
- Tensión.
- Contadores de energía activa.

2.12.3 PROTECCION

2.12.3.1 Protección de los grupos generador – turbina

Se tiene las siguientes protecciones:

- a) Protección de sobrevelocidad del grupo: 12G.- Destinada para la protección contra fallas en el sistema de regulación de la turbina que ocasionan un incremento inadmisibles de la velocidad del grupo.
- b) Protección de baja impedancia: 21G.- Relés montados en cada fase y destinados a proporcionar protección de respaldo contra fallas de cortocircuito del generador y transformador principal.
- c) Protección de potencia inversa: 32G.- Destinada para la protección del generador contra su motorización en el caso de falla de suministro de fuerza motriz por parte de la turbina.
- d) Dispositivos de protección de los cojinetes: 38 CEG, 38 CG1, 38 CG2 y 38 CTU. Destinado para la protección de los cojinetes en el caso de temperaturas inadmisibles de las partes metálicas y del aceite lubricante, además en el caso del nivel mínimo en el depósito de aceite respectivo.
- e) Protección contra pérdida de excitación: 40.- Destinada para la protección contra marcha asincrónica del generador por falta de excitación.
- f) Protección de desequilibrio de carga: 46 G.- Destinada para la protección contra cargas desequilibradas del generador.
- g) Protección térmica: 49G.- Se proveerá un relé con características térmicas contra sobrecarga del generador.
- h) Protección de sobretensión del generador: 59. Destinada para la protección del generador contra sobrevoltajes peligrosas.
- i) Protección de falla a tierra del estator: 64N. Destinada para la protección contra fallas a tierra del estator y del sistema de 13,8 kV galvánicamente conectado con el estator. Por lo menos el 95% del bobinado del estator debe encontrarse dentro del alcance de la protección.
- j) Protección de falla a tierra del sistema de 13,8 kV: 64B. Destinada para la protección del sistema, cuando el interruptor principal del generador, esté abierto, contra fallas a tierra.

- k) Protección de falla a tierra del rotor. 64E. Destinada para la protección contra fallas a tierra del roto y del circuito de excitación, galvánicamente conectado con el rotor.
- l) Protección de falla del regulador de velocidad: 81F. Destinada para la protección de respaldo a la protección de sobrevelocidad del grupo.
- m) Protección diferencial del generador: 87G. Destinada para la protección contra fallas de cortocircuito en el interior del generador.
- n) Protección por desbalance de voltaje: 60. esta protección tiene por objeto sacar la unidad de servicio cuando se ha fundido un fusible de los transformadores de potencia que alimentan al sistema de excitación o a los circuitos de protección.
- o) Protección diferencial del transformador principal y cables del generador de 13,8 kV: 87T. Este sistema está destinado a proteger el conjunto generador-transformador principal-cables 13,8 kV.



Figura 2.20 Tablero de protecciones del grupo turbina – generador

Fuente: Investigación directa

2.12.3.2 Protección del transformador principal.

Protección del transformador principal: 23 TR, 26 TR, 97TR, 99 TR. Estas protecciones son: Termostato de aceite, imagen térmica, relé Buchholz, dispositivo de control del nivel de aceite.

2.12.3.3 Protección del transformador auxiliar.

Protección de sobrecorrientes del transformador auxiliar 51A. Se realizará con interruptor.

2.12.4 SENALIZACIÓN

Todas las anomalías en el funcionamiento de los equipos electromecánicos de la central, están señalados individualmente en los paneles del tablero de control, ubicado en la sala de mando de la central, mediante luces intermitentes y auditivas.

Se trata de los siguientes grupos de señalización:

- Grupo de alarmas para las turbinas y los sistemas auxiliares de éstos.
- Grupos de alarmas para los generadores, transformador principal, equipo de 13,8 kV, grupos y todos los sistemas auxiliares de éstos.
- Grupos de alarmas para las líneas.
- Grupo de alarmas para los diversos servicios auxiliares de la Central.

2.13 LINEA DE TRANSMISION

La línea de transmisión va desde la central Angamarca, hasta la subestación Quevedo. A continuación se da un resumen de las características principales de la línea de transmisión:

- Línea de transmisión es de 13,8 kV de voltaje nominal y de 43.6 Km. de longitud.
- Esta línea es de simple circuito.
- El conductor utilizado en la línea de transmisión es de tipo ACSR, 397.5 MCM, clave BRANT (3/0).
- La línea de transmisión va en estructura autosoportantes de acero galvanizado.

2.13.1 Voltaje de Transmisión

El voltaje de transmisión escogido es de 13,8 kV.

2.14 LINEA DE 13,8 kV.

Además de la línea de transmisión a 13,8 kV que se conecta con la S/E Quevedo la cual se encuentra aislada, se prevé de una línea que sirve para los principales centros de consumo (área de influencia de la zona). Cabe indicar, que una de estas líneas la que se conecta con la población del Corazón, está construida cerca de la presa para el suministro normal de energía eléctrica que requiere:

- El Corazón.
- Moraspungo.
- Facundo Vela.
- San Luis.
- Pinllopata.
- Angamarca.
- Musullacta.
- Silagato.
- Simiagtu.
- Salinas.
- Quinsaloma.

2.15 IMPACTO AMBIENTAL

2.15.1 Potenciales Impactos del Ambiente hacia el Proyecto

Dos impactos negativos han sido identificados para el proyecto hidroeléctrico Angamarca:

- Reducción de la vida útil del proyecto; y
- Destrucción total o parcial de obras

El primer caso se relaciona con la carga total anual de sólidos que en el río Angamarca y sus tributarios pueden acarrear y acumular en la obra de toma y reservorio, con la consecuente reducción en la capacidad de aducción y del período de vida útil del sistema por disminución de la capacidad de almacenamiento de agua. Tiene dos fuentes principales: la erosión y los movimientos de masa.

El impacto por destrucción total o parcial de obras está relacionado específicamente con los fenómenos naturales y sísmicos que pueden darse en la subcuenca del proyecto.

2.15.2 Potenciales Impactos del Proyecto hacia el Ambiente

Los impactos ambientales que el proyecto generará se relacionan básicamente con la alteración del caudal, aguas debajo de las tomas y el transvase hasta la descarga en el río Angamarca, la inestabilidad de taludes, como consecuencia de la sustracción de vegetación y movimientos de la tierra (canal de conducción, reservorio y caminos de acceso), son evidentemente los que mayores medidas de control deben tener. Adicionalmente, el inadecuado manejo de los suelos de las subcuencas puede constituir un problema para la conservación de los recursos naturales y, por ende, afectar la calidad y cantidad del recurso para la generación eléctrica.

Las acciones propuestas para controlar el proceso degradatorio e la cuenca se deberán dar a través del establecimiento de prácticas adecuadas de manejo de los suelos y de los cultivos, especialmente con la protección de aquellas áreas que aún se mantiene con vegetación y preferentemente con bosque primario.

Para prevenir y controlar los impactos inevitables a producirse, se recomiendan medidas tendientes al manejo adecuado de las excedentes de materiales y áreas inestables, revegetalización y obras de tipo compensatorio para los moradores que serían afectados por la obra existente.

En conclusión, la PCH Angamarca genera impactos moderados y de fácil control con la aplicación de medidas correctoras, por lo que ambientalmente es viable.

2.15.3 Medidas Correctoras

El impacto potencial provocado por la erosión y la sedimentación es un impacto inducido y está relacionado con el uso y manejo del agua, suelo y vegetación por parte de la población. Por tanto, los factores que provocan son susceptibles de ser controlados a través de un uso adecuado de los recursos naturales. El impacto ocasionado por los fenómenos naturales torrenciales y sísmicos, dada la naturaleza de los agentes de impacto, no son controlables y únicamente podrían ser mitigados a través de los planes de contingencia de la Defensa Civil y del diseño de la obra en sí.

Con el fin de mitigar y reducir los impactos hacia el proyecto por los agentes controlables del medio ambiente, se plantea la aplicación de un Plan de Manejo de Áreas Críticas, cuyo carácter es integral y cubre la gama de atributos ambientales frágiles que favorecen y aceleran la erosión o propician condiciones para que se dé lugar a movimientos en masa con efectos de sedimentación.

En el área de proyecto existen instituciones estatales y privadas que se hallan trabajando con las poblaciones y comunidades, habiendo iniciado acciones de desarrollo social, manejo de recursos naturales y control de la erosión. Con el fin de no duplicar esfuerzos, se plantea como estrategia el trabajo conjunto de todas las entidades involucradas en este interés común, permitiendo el fortalecimiento institucional y optimizando los recursos humanos y económicos.

CAPITULO 3

REDIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL

3.1 ANALISIS DE LA INFORMACION

El interés central del presente estudio es consolidar el conocimiento de los caudales medios y mínimos, así como las posibles alternativas para el aumento de la producción energética en la PCH.

Complementariamente también se han analizado regionalmente algunos aspectos como lluvia, temperatura, humedad, atmósfera los cuales nos permiten disponer de valores característicos, útiles tanto para las condiciones de trabajo a cielo abierto como para la operación de los equipos.

3.2 DESCRIPCION GENERAL DE LA CUENCA

La zona de estudio comprende parcialmente áreas de los cantones de Pangua y Pujilí de la provincia de Cotopaxi.

Estas cuencas hidrográficas se originan en la parte central de la sierra ecuatoriana, y pertenecen a la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, dentro de los meridianos $78^{\circ}43'11''\text{O}$ y $79^{\circ}11'05''\text{O}$, entre los paralelos $01^{\circ}00'45''\text{S}$ y $01^{\circ}43'11''\text{S}$.

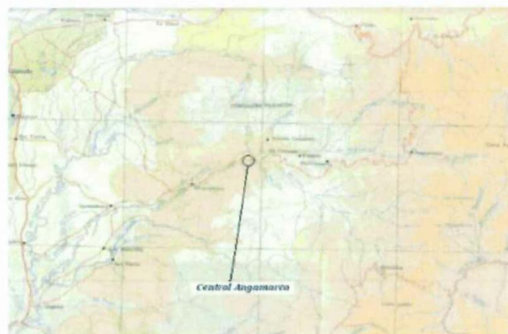


Figura 3.1 Descripción Zona de estudio

Fuente: EIA ANGAMARCA



3.3 METEOROLOGÍA

La región inferior de las cuencas de drenaje, incluida la zona de la obra, se caracteriza por tener un clima tropical, megatérmico, muy húmedo. Tropical, porque se registra un solo período lluvioso de diciembre a mayo y una estación seca marcada de junio a noviembre; megatérmico, porque sus temperaturas medias son superiores a 22°C; y muy húmedo porque las lluvias anuales son superiores a 2.000mm, pudiendo a veces alcanzar 4.000mm, con humedad relativa de alrededor del 90%.

En la tabla 3.1 se presenta algunos valores característicos obtenidos de un análisis regional de la cuenca hidrográfica Angamarca, complementados con otras estaciones de fuera de la misma.

Parámetros meteorológicos	Sitio del bocatoma	Casa de máquinas
Temperatura media (°C)	22	23
Temperatura máxima (°C)	33.5	34.5
Temperatura mínima (°C)	10	11.5
Humedad relativa (%)	90	90
Lluvia año medio (mm/año)	2.450	2.300
Lluvia año seco (mm/año)	1.850	1.650
Lluvia año húmedo (mm/año)	3.100	2.850
Lluvia máxima diaria	150	150

Tabla 3.1 Parámetros Meteorológicos

Fuente: INAMHI

De los registros de vientos máximos de las estaciones analizadas se obtiene la ocurrencia de ráfagas de entre 30 a 50 Km/h.

En la gráfica del ANEXO I se detalla las lluvias mensuales de los años secos, medias y húmedas en la zona desde 1992 a 2009 para ello se tomaron los valores más bajos por mes.

Los valores relevantes son los que tenemos en la toma ya que es el caudal que utilizaremos para la generación, la época de canales altos es de enero a mayo y para la definición de crecidas en la época seca (útil para ciertos períodos de la construcción como desvío de los ríos, etc.) se identifica como:

- 3 meses secos continuos en la toma: julio y agosto.
- 3 meses secos continuos en la casa de máquinas: junio, julio y agosto.

3.4 SEDIMENTOLOGIA

Para el análisis de los sólidos de suspensión y arrastre por el fondo, se calcularon con la información en la cuenca del período 1992-2009. Las cuantificaciones de este informe están ajustadas a la verdadera producción de sólidos pues se basan en información registrada en las mismas cuencas.

3.4.1 Carga de Suspensión y Fondo

La información pertinente se la tomó del anexo II adquirido para la suspensión de sólidos y del anexo III para los del fondo los cuales detallan los caudales del río Angamarca presentando los siguientes resultados:

Sitio	Suspensión (ton/año)	Fondo (ton/año)	Total (ton/año)
Bocatoma Angamarca	39300	96000	135300

Tabla 3.2 Sólidos de suspensión y fondo del río Angamarca

Fuente: INAMHI

3.4.2 ANALISIS DE CALIDAD DE AGUA

En tabla 3.3 se pueden observar los resultados de las muestra de agua tomada con anterioridad en el sitio de la toma, las cuales fueron analizadas en el laboratorio a fin de contar con la línea base de los diferentes parámetros que determinan la calidad del agua. Estos datos son importantes para determinar el estado del agua del río.

ANALISIS FISICO - QUIMICO DEL AGUA			
PARAMETRO			ANGAMARCA EN
DESCRIPCION			EL PUENTE
ESTADO DEL TIEMPO			
FECHA DE TOMA			
FECHA DE ENSAYO		UNIDADES	MAY/1993
TEMPERATURA DEL AGUA		°C	17
TEMPERATURA AMBIENTAL		°C	
TEMPERATURA DEL ENSAYO		°C	17
COLOR		Unidades de color	120
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA		Micromhos/cm	80
TURBIEDAD		NTU	24
P.H.		Unidades de PH	7.65
ANHIDRIDO CARBONICO		mg/l (p.p.m.)	7.65
ALCALINIDAD A LA FENOLFTALEINA		mg/l (p.p.m.)	4
ALCALINIDAD TOTAL COMO	CaCO ₃	mg/l (p.p.m.)	0
DUREZA TOTAL COMO	CaCO ₃	mg/l (p.p.m.)	40
DUREZA POR CALCIO COMO	CaCO ₃	mg/l (p.p.m.)	25
DUREZA POR MAGNESIO COMO	CaCO ₃	mg/l (p.p.m.)	15
CARBONATOS	CO ₃	mg/l (p.p.m.)	0
BICARBONATOS	CO ₃ H	mg/l (p.p.m.)	55
HIDROXIDOS	OH	mg/l (p.p.m.)	0
BORO	B	mg/l (p.p.m.)	
FLUOR	F	mg/l (p.p.m.)	
CLORUROS	CL	mg/l (p.p.m.)	4
CALCIO	Ca	mg/l (p.p.m.)	10
MAGNESIO	Mg	mg/l (p.p.m.)	4
SULFATOS	SO ₄	mg/l (p.p.m.)	8
NIERRO	Fe	mg/l (p.p.m.)	0
MANGANESO	Mn	mg/l (p.p.m.)	0
COBRE	Co	mg/l (p.p.m.)	0.08
SILICE COMO	SiO ₂	mg/l (p.p.m.)	21
NH ₄ +		mg/l (p.p.m.)	
NH ₃ -		mg/l (p.p.m.)	
NITRATOS COMO	NO ₃	mg/l (p.p.m.)	0.22
NITRITOS COMO	NO ₂	mg/l (p.p.m.)	0.06
SOLIDOS EN SUSPENSION		mg/l (p.p.m.)	30
SOLIDOS TOTALES DISUELTOS		mg/l (p.p.m.)	50
SOLIDOS TOTALES FIJOS		mg/l (p.p.m.)	57
SOLIDOS TOTALES VOLATILES		mg/l (p.p.m.)	23
SOLIDOS TOTALES		mg/l (p.p.m.)	80
INDICE DE SATURACION (langelier)		mg/l (p.p.m.)	-1.7
INDICE DE ESTABILIDAD		mg/l (p.p.m.)	11.06
OXIGENO DISUELTO		mg/l (p.p.m.)	85
D.B.O		mg/l (p.p.m.)	
FOSFATO TOTAL		mg/l (p.p.m.)	
METAFOSFATO		mg/l (p.p.m.)	
ORTOFOSFATO COMO	PO ₄	mg/l (p.p.m.)	
LECTURA LIMNIMETRICA		m.	

Tabla 3.3 Análisis Físico y Químico del agua del río Angamarca

Fuente: INAMHI

De acuerdo a la información adquirida se realiza los siguientes comentarios:

- **Corrosión**

El índice de saturación tiene signos negativos en la muestra lo que caracteriza a que el agua es corrosiva.

El índice de estabilidad es también mayor a 6.0 lo que caracteriza que el agua es corrosiva para las tuberías (si el índice es menor de 6.0 el agua es formadora de depósitos).

- **Hormigones**

Las concentraciones de sulfatos y cloruros son bajas en un rango de 5 y 16 mg/lt que está bajo las normas de máximo 250 mg/lt.

En cuanto al PH también está dentro de las normas, se registra un rango de 7.1 y 6.6. Consecuentemente el agua es adecuada para este fin.

3.5 HIDROLOGIA

Las cuantificaciones de caudales medios, mínimos y máximos se basan en registros de la cuenca misma, obtenidos en el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrológico INAMHI con lo que se dispone de información analizada para el período de 1992 – 2009.

En el presente capítulo contiene los detalles de las metodologías con las que se obtuvieron las series de caudales mensuales medios, caudal ecológico, curva de caudales, análisis probabilística de crecida, análisis de potencia y energía.

Para las cuantificaciones de los caudales medios captados se consideró la capacidad de conducción máxima de $25.93 \text{ m}^3 / \text{s}$ y mínima de $2.6 \text{ m}^3 / \text{s}$ del río Angamarca. El resumen de aquella serie se presenta a continuación:

Sitio	Q medio (m^3/s)	Q medio (90%)	Q(T=50)	Q(T=100)
Toma río Angamarca	8.7	7.8	6.7	2.6

Tabla 3.4 Cuantificación de caudales del río Angamarca

Fuente: Investigación directa

3.5.1 CAUDAL

3.5.1.1 Datos Base

Corresponde al río Angamarca y pertenecen al registro de caudales mensuales medios del período 1992-2009, de manera intermitente e irregular.

TABLA DE CAUDALES MENSUALES MEDIOS (m^3/s)													
SITIO : RÍO ANGAMARCA EN LA TOMA													
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIO
1992	7.01	12.63	16.47	14.70	10.11	7.34	6.28	5.71	5.28	4.95	4.70	4.92	8.31
1993	7.10	10.99	10.04	16.92	11.85	9.36	6.13	4.92	5.16	6.10	7.16	6.35	8.48
1994	15.68	18.02	15.61	13.88	14.80	8.94	5.58	4.48	3.98	6.91	4.21	6.57	9.85
1995	16.66	21.62	17.85	10.71	11.77	8.76	5.34	4.01	3.59	4.30	3.63	3.69	9.26
1996	6.08	10.76	13.48	13.22	7.45	5.03	4.16	3.42	4.24	5.99	4.12	3.42	6.76
1997	6.95	11.47	14.15	17.05	13.34	11.39	5.61	3.77	3.79	3.65	4.76	7.20	8.56
1998	10.02	13.03	14.81	14.00	9.64	8.08	5.75	4.44	4.09	4.51	3.54	5.29	8.07
1999	9.70	11.28	13.73	19.21	17.38	7.91	6.44	4.82	3.98	4.57	3.35	4.37	8.88
2000	6.94	8.73	17.90	15.23	11.76	8.56	5.03	4.09	5.74	5.20	3.32	3.15	7.96
2001	6.99	14.42	12.89	18.18	13.51	7.80	5.26	4.03	3.78	4.28	4.72	5.87	8.45
2002	4.80	19.98	20.55	18.58	9.21	5.94	4.97	4.17	4.14	3.31	4.17	5.07	8.65
2003	9.43	11.02	17.23	13.89	12.10	7.82	6.00	5.43	4.34	3.95	3.99	4.40	8.25
2004	13.51	17.69	16.50	19.66	12.90	7.33	6.00	4.15	3.82	3.76	3.65	3.58	9.32
2005	7.67	13.78	16.45	14.94	16.03	9.03	5.74	4.43	3.35	3.22	2.63	2.69	8.29
2006	5.54	13.88	13.15	15.69	11.82	5.61	4.21	3.08	2.68	2.80	3.71	2.94	7.06
2007	4.86	16.36	12.41	14.76	11.43	9.18	8.35	7.34	6.97	6.78	6.45	6.51	9.22
2008	7.83	16.73	22.03	17.88	13.21	7.68	6.30	5.75	6.50	6.35	6.30	6.82	10.24
2009	8.89		19.62	25.93	12.54	7.95		4.78	4.59	4.48	4.33	4.31	

NOTAS : (*) La tabla es resumen de los caudales medios diarios "registrados+extendidos" de la estación Angamarca en Pihupungo

Tabla 3.5 Disponibilidad de información, estación H397

Fuente: INAMHI

Además con la serie de caudales medios mensuales se establecieron caudales máximos, medios y mínimos presentados en el siguiente hidrograma (Figura 3.3)

	Enr.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
MAX.	8.65	14.26	15.83	16.36	12.27	7.98	5.71	4.60	4.45	4.73	4.35	4.84
MEDIA	16.66	21.62	22.03	25.93	17.38	11.39	8.35	7.34	6.97	6.91	7.16	7.20
MÍN.	4.80	8.73	10.04	10.71	7.45	5.03	4.16	3.08	2.68	2.80	2.63	2.69

Tabla 3.6 Promedio de Caudales (m^3 / s)

Fuente: Investigación directa

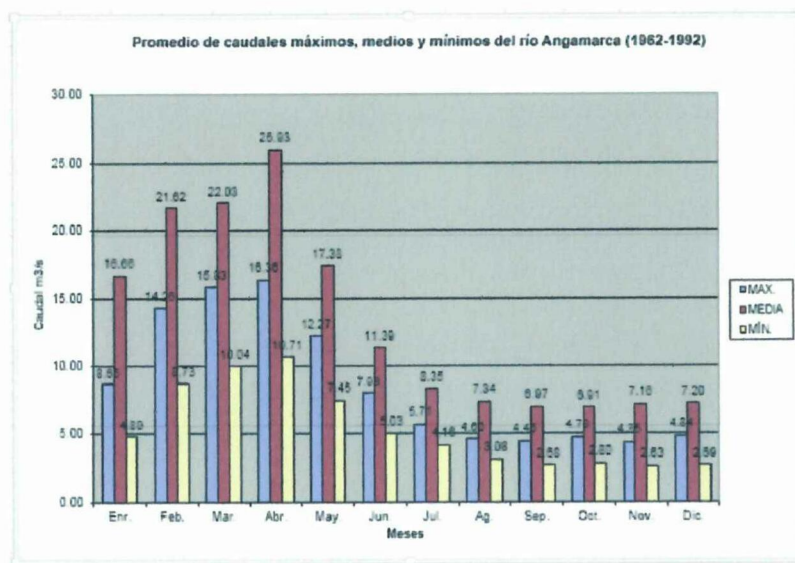


Figura 3.2 Hidrograma de caudales máximos, medios y mínimos (m^3 / s)

Fuente: Investigación directa

3.5.1.2 Caudal Ecológico

Con el objeto de tratar de aprovechar el recurso hídrico para la producción de energía eléctrica y como las normas ambientales lo enuncian se les debe dar al centro poblado afecta directamente al menos el 10% del caudal de diseño tomado para preservar la vida subacuática en el tramo comprendido entre la captación y la casa de máquinas.

Regulación (CONELEC)

$$Q_{Ec.} = Q_{medio} (m^3 / s) * 10\%$$

Año	Historial	Q. Ecológico m^3 / s	Año	Historial	Q. Ecológico m^3 / s
1992	8.34	0.83	2001	8.48	0.85
1993	8.51	0.85	2002	8.74	0.87
1994	9.89	0.99	2003	8.27	0.83
1995	9.33	0.93	2004	9.38	0.94
1996	6.78	0.68	2005	8.33	0.83
1997	8.59	0.86	2006	7.09	0.71
1998	8.10	0.81	2007	9.28	0.93
1999	8.90	0.89	2008	10.28	1.03
2000	7.97	0.80	2009	9.74	0.97

Tabla 3.7 Caudal Ecológico (m^3 / s)

Fuente: Investigación directa

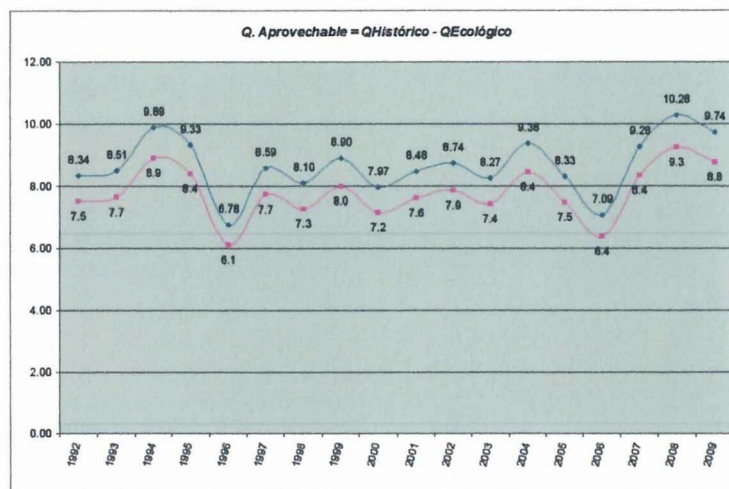


Figura 3.3 Caudales histórico ecológico (m^3 / s)

Fuente: Investigación directa

3.5.1.3 Obtención del Caudal de la Estación de Interés

Para efecto de estudio realizado se tomó la tabla de caudales mensuales de la estación de los años 1992-2009, para un dato real del caudal aprovechable se resto el caudal ecológico (ANEXO V).

En la siguiente tabla se presenta los valores de duración de los caudales mensuales de la estación "Angamarca" con su probabilidad de ocurrencia:

Q (m ³ / s)	Frecuencia de Valores	P%=(n/M)x100	P%
23.3	1	0.49	0.49
18.8	6	2.94	3.43
16.8	4	1.96	5.39
15.8	6	2.94	8.33
15.2	4	1.96	10.29
14.7	4	1.96	12.25
13.8	5	2.45	14.71
13.0	8	3.92	18.63
12.3	8	3.92	22.55
11.9	5	2.45	25.00
11.3	5	2.45	27.45
10.5	8	3.92	31.37
9.5	6	2.94	34.31
8.5	6	2.94	37.25
7.9	6	2.94	40.20
7.3	4	1.96	42.16
7.0	5	2.45	44.61
6.6	6	2.94	47.55
6.1	10	4.90	52.45
5.6	12	5.88	58.33
5.1	11	5.39	63.73
4.7	9	4.41	68.14
4.3	10	4.90	73.04
4.0	11	5.39	78.43
3.8	11	5.39	83.82
3.5	10	4.90	88.73
3.3	9	4.41	93.14
3.1	6	2.94	96.08
2.7	5	2.45	98.53
2.4	3	1.47	100.00

Tabla 3.8 Probabilidad de los caudales del río Angamarca

Fuente: Investigación directa

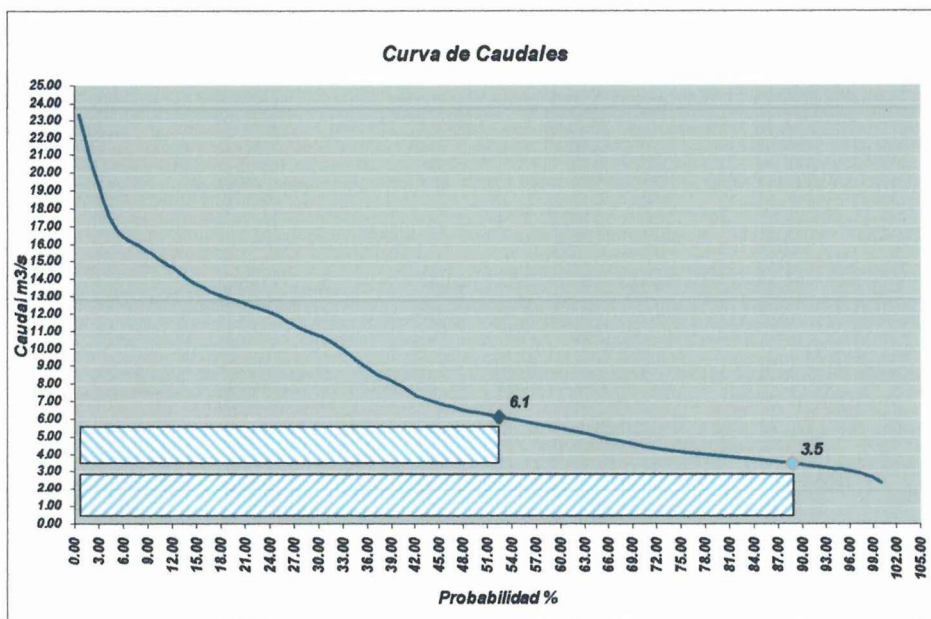


Figura 3.4 Curva de caudales (m^3/s)

Fuente: Investigación directa

3.5.1.3.1 Análisis de la Curva de Duración de Caudales

La gráfica anterior nos ayuda a tener una idea clara de la situación hidrológica en la zona de interés, la cual se detalla a continuación:

- El caudal que tiene la probabilidad del 52% de ocurrencia es $6.1 m^3/s$.
- El caudal que tiene la probabilidad del 93% de ocurrencia es $3.3 m^3/s$.

De acuerdo a estos parámetros y haciendo referencia al caudal medio $7.8 m^3/s$ mensual tomado, el aprovechamiento más óptimo para la producción de energía en la central se lo tomará entre el caudal medio y el caudal que tiene el 93% de probabilidad de ocurrencia.

Con respecto a lo mencionado anteriormente para este presente estudio respetando el caudal ecológico se hace énfasis en escoger el caudal de:

$$Q = 5.5 m^3/s$$

3.5.2 ALTURA NETA

De acuerdo al estudio realizado en el área de interés la capacidad de generación se determinó por el salto o caída (energía potencial), el mismo que depende de la topografía del terreno, obteniendo el siguiente resultado:

○ Nivel altura inicial	=	2659.60 m
○ Nivel altura final	=	2596.10 m
		63.50 m
Altura Bruta	=	63.50 m

De acuerdo al análisis realizado se toma referencia desde la captación hasta el punto de inicio de la conducción para la altura perdida obteniendo:

○ Nivel altura normal	=	2659.60 m
○ Nivel desde la conducción	=	2640.04 m
		19.56 m
Altura Perdida	=	19.56 m

La altura neta de acuerdo a la ecuación 1.8 obtuvimos el siguiente resultado:

$$H_{neta} = 63.50 - 19.56 \text{ m}$$

$$H_{neta} = 43.94 \text{ m}$$

Además a esta altura según la ecuación 1.9 también se le resta las pérdidas por fricción ya que tenemos una conducción por túnel $L = 51.26 \text{ m}$.

Dónde:

$$Tubería_{presión} = 0.012 \times L = 0.6151 \text{ m}$$

$$H_{neta} = 43.94 \text{ m} - 0.6151 \text{ m}$$

$$H_{neta} = 43.32 \text{ m}$$

3.5.3 FACTOR DE EFICIENCIA

El factor es igual al rendimiento de los diferentes equipos que intervienen en la producción de la energía, los cuales se detallan a continuación:

De acuerdo a la tabla descrita en el capítulo 1, (tabla 1.6) con respecto a la eficiencia de la turbina se tiene:

$$\eta_T = 0.93$$

El rendimiento del generador está en un rango del 90% al 96% para condiciones normales. Para el cálculo pertinente se asume un rendimiento de:

$$\eta_G = 0.93$$

Con los datos adquiridos se realiza el respectivo cálculo para la eficiencia, utilizando la ecuación 1.5 donde:

$$\eta = R_t * R_g$$

$$\eta = 0.93 \times 0.93$$

$$\eta = 0.8649$$

3.6 REPOTENCIACION DE LA PCH ANGAMARCA MEDIANTE LA UTILIZACION DEL SOFTWARE PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Una vez obtenido los parámetros requeridos (tabla 3.9); procedemos al ingreso de los mismos en el Software para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas diseñado por nuestro Asesor (ANEXO V), el cual nos ayudará a la obtención de los componentes necesarios para el nuevo equipamiento, así como también para el análisis de la potencia y energía que podemos generar.

Parámetros de Diseño	
Caudal de diseño	5.5 m ³ / s
Altura Neta	43.32 m
Eficiencia del generador	93%
Eficiencia de la turbina	93%
Velocidad sincrónica	900
Nro. de Turbinas	2

Tabla 3.9 Parámetros fundamentales

3.6.1 TURBINA

En base a la velocidad específica como resultado arrojado por el programa, la PCH debe tener instalada 2 turbinas de tipo FRANCIS RAPIDAS, que de acuerdo al levantamiento realizado son semejantes a las que se encuentran instaladas en la PCH Angamarca.

3.6.2 NUEVO GENERADOR

Para la obtención del nuevo generador ha implantarse en la PCH se tomaron los siguientes parámetros:

- El factor de potencia.- valor suscrito en la placa 0.8.
- El voltaje terminal es el nivel de voltaje a la salida del generador, en base al fabricante el cual es 440V.

- Los valores de reactancia sincrónicas son proporcionadas por el fabricante, si no se cuenta con estos valores según teoría los valores de reactancia en eje directo están entre 0.6 a 1.5 p.u y los de la reactancia en eje de cuadratura están entre 0.4 y 1 p.u; en este caso se tomó un valor de 1.5 en eje directo y 0.6 en eje de cuadratura.
- El valor de la potencia máxima de la turbina es proporcionado por el fabricante, normalmente es igual a la potencia aparente nominal multiplicada por el factor de potencia.
- El valor de la potencia mínima de la turbina es proporcionado por el fabricante, normalmente es igual al 25% de la potencia aparente de la turbina.

Características del generador	
Factor de potencia	0.8
Voltaje Terminal en kV	0.44
Xd'' reactancia en eje directo p.u	1.5
Xq'' reactancia en eje de cuadratura p.u	0.6
Potencia máxima en MW	1.19456
Potencia mínima en MW	0.3733

Tabla 3.10 Parámetros del generador

Fuente: Investigación directa

PARAMETROS DEL NUEVO GENERADOR	
Potencia nominal [kW]	1,194.556
Numero de fases	3
Factor de potencia nominal	0.8
Conexión del estator	Estrella
Voltaje nominal de salida [kV]	0.44
Velocidad sincrónica nominal [RPM]	900
Rango de ajuste de voltaje a condiciones normales [%]	+/- 5
Frecuencia nominal [Hz]	60
Clase de aislamiento (estator/rotor)	F/F
Clase de calentamiento (estator/rotor)	B
Número de polos	8

Tabla 3.11 Parámetros del nuevo generador

Fuente: Software de PCH's

3.6.3 CUADRO REFERENTE

De acuerdo a los resultados obtenidos en el software de Pequeñas Centrales (ANEXO VI), para realizar el análisis correspondiente de los elementos necesarios para la repotenciación, hacemos una comparación de las actuales condiciones con las nuevas condiciones ha implantarse en la PCH Angamarca.

	<i>Actuales Cond.</i>	<i>Nueva Cond.</i>
PARÁMETROS DE LAS TURBINAS		
Potencia [kW]	143	143
Velocidad [RPM]	900	900
Tipo de turbina	Francis	Francis
PARÁMETROS DEL GENERADOR		
Potencia nominal [kW]	150	1,194
Numero de fases	3	3
Factor de potencia nominal	0.8	0.8
Conexión del estator	Estrella	Estrella
Voltaje nominal de salida [kV]	0,44	0,44
Velocidad sincrónica nominal [RPM]	900	900
Frecuencia nominal [Hz]	60	60
Clase de aislamiento (estator/rotor)	G	F/F
Clase de calentamiento (estator/rotor)	B	B
Número de polos	8	8
PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL		
Potencia nominal [kVA]	315	2,389
Número de devanados	2	2
Número de fases	3	3
Voltaje primario [kV]	0,44	0,44
Voltaje secundario[kV]	13,8	13,8
Intercambiador de taps en el lado de alta [%]	+/- 2 x 2,5%	+/- 2 x 2,5%
Medio de aislamiento	ONAN	Aceite
Grupo de conexión vectorial	Ynd11	Dyn1
frecuencia [Hz]	60	60
PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR AUXILIAR		
Potencia nominal [kVA]	30	30
Número de devanados	2	2
Número de fases	3	3

Voltaje primario [kV]	0,44 / 0,40	0,44
Voltaje secundario[kV]	0,22 / 0,11	0,22
Taps en vacio en el lado de bajo voltaje	-	+/- 2 x 2,5%
Medio de aislamiento	ONAN	Aceite
Grupo de conexión vectorial	Yyn0	Dyn1
frecuencia [Hz]	60	60
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL		
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL NIVEL DE VOLTAJE [V]	220	220
Voltaje nominal secundario [V]	220	220
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0,44	0,44
Voltaje nominal secundario [V]	0,44	0,44
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13,8	13,8
Voltaje nominal secundario [V]	13,8	13,8
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE NIVEL DE VOLTAJE [V]	220	220
Voltaje nominal[V]	220	220
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0,44	0,44
Voltaje nominal[kV]	0,44	0,44
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13,8	13,8
Voltaje nominal [kV]	13,8	13,8
DISYUNTOR		
DISYUNTOR NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0,44	0,44
Tipo	Interior, extraíble	Interior, extraíble
Voltaje nominal[kV]	0,44	0,44
Voltaje máximo de servicio [kV]	0,44 +/- 5%	0,462
Número de polos	3	3
Frecuencia [Hz]	60	60
Tipo de actuación	Tripolar	Tripolar
DISYUNTOR NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13,8	13,8
Tipo	Interior, extraíble	Interior, extraíble
Voltaje nominal[V]	13,8	13,8
Voltaje máximo de servicio [kV]	13,8 +/- 5%	14,49
Número de polos	3	3
Frecuencia [Hz]	60	60
SECCIONADORES		
SECCIONADORES NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0,44	0,44
Tipo	Interior, extraíble	Interior, extraíble
Frecuencia [Hz]	60	60
Voltaje nominal[kV]	0,44	0,44

Voltaje máximo de servicio [kV]	0,44 +/- 5%	0,462
Tipo de mando	Automático	Automático
Tipo de accionamiento	Tripolar	Tripolar
SECCIONADORES NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13,8	13,8
Tipo	Interior extraíble	Interior extraíble
Frecuencia [Hz]	60	60
Voltaje nominal[kV]	13,8	13,8
Voltaje máximo de servicio [kV]	13,8 +/- 5%	14,49
Tipo de mando	Manual	Manual / Autom.
PARARRAYOS		
Tipo	Oxido de Zinc	Oxido de Zinc
Conexión	Línea a tierra	Línea a tierra
Voltaje nominal de operación del sistema[kV]	13,8	13,8
Voltaje máximo del sistema [kV]	15	14.49
Frecuencia [Hz]	60	60
clase	Estación	Estación
RECTIFICADOR/CARGADOR		
Número de fases	3	3
Voltaje de alimentación [V]	220 V	220 V +/- 10%
frecuencia [Hz]	60 Hz	60 Hz +/- 5%
Voltaje de salida [V c.c.]	125 V c.c	125 V c.c +/- 1%
Tipo	Voltaje autorreg.	Voltaje autorreg.
BANCO DE BATERÍAS		
Tipo	Plomo – ácido	Plomo - ácido
Voltaje nominal del Banco [V c.c.]	125 V c.c	125 V c.c
Número de celdas	60	60
Tipo de Batería	Sellada	Sellada
Tiempo de descarga	10 h	10 h

Tabla 3.12 Tabla comparativa para equipamiento de la Central

Fuente: Software PCH Ing. Mallitásig Oscar

De acuerdo a las nuevas condiciones se aprovecha las 2 turbinas instaladas tipo Francis así como los otros elementos suscritos en la tabla 3.12, pero se hace necesario implantar 2 generadores de 1,19 MW c/u con un transformador de 2,5 MVA para mejorar su equipamiento ya que la situación hidrológica presentada facilita la capacidad de generación.

3.6.4 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

El análisis de la producción energética de la PCH Angamarca se ve influenciada por las condiciones de mercado del sistema en el cual opera, por las características hidrológicas del río en que se ubica y por las probabilidades de falla de los equipos electromecánicos.

Por esta razón el presente estudio consiste en proyectar a futuro lo que se podría generar de acuerdo al promedio de los caudales estimados mensualmente así como de los nuevos elementos ha instalarse, los cuales se desea aprovechar.

3.6.4.1 CALCULO DE LA POTENCIA

Para el estudio de la potencia y energía se tomó en cuenta los siguientes parámetros establecidos en este capítulo:

Parámetros	Resultados
Caudal de diseño	5.5 m ³ / s
Altura Neta	43.32 m
Eficiencia	0.8649

Tabla 3.13 Parámetros para el cálculo de la Potencia

De acuerdo a los parámetros obtenidos en la tabla (3.13) y utilizando la ecuación (1.4) de referencia del capítulo I, la potencia que tendríamos es de:

$$P = 9.81 * Q * H * \eta$$

$$P = 9.81 * 5.5 * 43.32 * 0.8649$$

$$P = 2,021.56 \text{ kW}$$

Del cuadro representado (Anexo VII) se hace un análisis, el cual se refiere a la potencia máxima que puede entregar la PCH, por tal motivo lo aconsejable es tratar de aprovechar el recurso cuando sea posible siempre que las condiciones lo permitan.

#	Potencia Kw	Frecuencia %	#	Potencia Kw	Frecuencia %
1	8,564.05	0.49	4	2,683.16	42.16
6	6,891.67	3.43	5	2,554.51	44.61
4	6,156.56	5.39	6	2,407.49	47.55
6	5,807.38	8.33	10	2,242.09	52.45
4	5,568.47	10.29	12	2,058.31	58.33
4	5,384.69	12.25	11	1,874.53	63.73
5	5,053.89	14.71	9	1,709.13	68.14
8	4,759.85	18.63	10	1,562.11	73.04
8	4,520.94	22.55	11	1,451.85	78.43
5	4,355.54	25.00	11	1,378.33	83.82
5	4,135.00	27.45	10	1,286.45	88.73
8	3,840.96	31.37	9	1,194.56	93.14
6	3,473.40	34.31	6	1,121.05	96.08
6	3,124.22	37.25	5	992.40	98.53
6	2,903.69	40.20	3	882.13	100.00

Tabla 3.14 Probabilidad de ocurrencia de la potencia instalada

Fuente: Investigación directa

La curva de potencia nos ayuda a conocer la cantidad de energía que puede ser aprovechada por la PCH obteniendo que:

- La potencia que tiene la posibilidad del 52% de ocurrencia es 2,242 kW.
- La potencia que tiene la posibilidad del 93% de ocurrencia es 1,194 kW.

3.6.4.2 CALCULO DE LA ENERGIA

El estudio realizado anteriormente se basa principalmente en obtener la potencia, tratando de asegurar una producción energética mensual de energía.

Para el respectivo resultado se utilizó la ecuación (1.2) la cual con el valor de la potencia calculada anteriormente podremos generar una energía de:

$$\text{Energía} = \text{Pot} \cdot \text{duración} \times 8760 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right]$$

$$\text{Energía} = 17,708,865.6 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Además procedemos a realiza el cálculo de la energía con la probabilidad de la potencia (tabla 3.14), que ha continuación se muestra:

Potencia kWh / año	Frecuencia %	Potencia kWh/ año	Frecuencia %
75,021,091.69	0.49	23,504,462.20	42.16
60,371,050.18	3.43	22,377,535.93	44.61
53,931,471.50	5.39	21,089,620.20	47.55
50,872,671.62	8.33	19,640,714.99	52.45
48,779,808.55	10.29	18,030,820.32	58.33
47,169,913.88	12.25	16,420,925.65	63.73
44,272,103.47	14.71	14,972,020.45	68.14
41,696,271.99	18.63	13,684,104.71	73.04
39,603,408.92	22.55	12,718,167.91	78.43
38,154,503.72	25.00	12,074,210.04	83.82
36,222,630.11	27.45	11,269,262.70	88.73
33,646,798.63	31.37	10,464,315.36	93.14
30,427,009.29	34.31	9,820,357.50	96.08
27,368,209.42	37.25	8,693,431.23	98.53
25,436,335.81	40.20	7,727,494.42	100.00

Tabla 3.15 Probabilidad de Ocurrencia de la Energía

Fuente: Investigación directa

De los valores adquiridos de energía se hace un estudio minucioso con el fin de determinar la energía garantizable o firme del proyecto, que de acuerdo a la tabla 3.15 se ha obtenido que:

- La energía con una probabilidad del 52% de ocurrencia es:19 GWh/año
- La energía con una probabilidad del 93% de ocurrencia es:10 GWh/año

3.7 CONSTRUCCION DE LA LINEA ZUMBAHUA – CENTRAL ANGAMARCA A 13.8 kV

Se ha establecido la modalidad de concentrar la carga en nodos específicos del alimentador principal en base de los cuales se establecen los siguientes tramos que se indican en la tabla 3.16

TRAMO	VOLTAJE (Kv)	CONDUCTOR	TIPO	LONGITUD KM
S/E Sn Rafael – Zumbahua	13.8	3/0 AWG	ACSR	40
Zumbahua – Pilalo	13.8	3/0 AWG	ACSR	19.5
Pilalo – La Esperanza	13.8	3/0 AWG	ACSR	8.7
La Esperanza – Central El Estado	13.8	3/0 AWG	ACSR	3.4
Central El Estado – Guayacan	13.8	3/0 AWG	ACSR	10
Guayacan – Guasaganda	13.8	3/0 AWG	ACSR	10
Guasaganda – Pucayacu	13.8	3/0 AWG	ACSR	10
Guayacan – Fabrica F Oriental	13.8	3/0 AWG	ACSR	10
Fabrica de Fideos Oriental – La Mana	13.8	3/0 AWG	ACSR	5
La Mana – Central Quinsaloma	13.8	3/0 AWG	ACSR	20
Central Quinsaloma – Moraspungo	13.8	3/0 AWG	ACSR	6.37
Moraspungo – El Corazón	13.8	3/0 AWG	ACSR	21.42
El Corazon – Central Angamarca	13.8	3/0 AWG	ACSR	10

Tabla 3.16 Redes de Distribución con tramos de los sectores de concentración de carga

Fuente: Tesis Ing. Vicente Quishpe

La eficiencia y eficacia de esta línea está ligada directamente con la capacidad de generación de la Central Angamarca, la misma que presenta una capacidad instalada de 375 kVA en generación, pero tiene aislado un transformador de 315 kVA lo que limita la capacidad de generación en esta central y provoca que el transformador se sobrecargue fácilmente, es por eso que uno de los casos fue aislar a la Central Angamarca y su carga mediante el seccionamiento de la línea El Corazón – Angamarca, generando mejores condiciones de operación para este transformador.

	Nodo	Tipo	Tipo	P	Q	I	Cargabilidad
	Nombre	Nombre		MW	Mvar	kA	%
1	S/E SAN RAFAEL	TRAFO 1	Transformador 2 dev	-10,298	-3,64	0,45	107,62
2	S/E SAN RAFAEL	TRAFO 1	Transformador 2 dev	10,298	4,656	0,09	107,6
3	BARRA ESTADO	TRAFO 2	Transformador 2 dev	-1,6	-1,683	0,096	92,12
4	EL ESTADO	TRAFO 2	Transformador 2 dev	1,6	1,813	0,32	92,12
5	B QUINSALOMA	TRAFO 3	Transformador 2 dev	-0,78	-0,394	0,036	85,11
6	QUINSALOMA	TRAFO 3	Transformador 2 dev	0,78	0,434	1,116	85,03
7	ANGAMARCA	TRAFO 4	Transformador 2 dev	-0,3	-0,286	0,017	130,18
8	B ANGAMARCA	TRAFO 4	Transformador 2 dev	0,3	0,31	0,057	130,44

Tabla 3.17 Flujo de potencia Transformadores

Fuente: Tesis Ing. Vicente Quishpe

De acuerdo a tabla 3.17 se puede observar que el transformador tiene el 130% de cargabilidad, por lo tanto es importante poner énfasis en los sistemas de ventilación y refrigeración de este transformador.

Para mejorar el nivel de confiabilidad del sistema se planea la construcción de la línea Zumbahua – Central Angamarca a 13.8 kV de aproximadamente 25 km. Calibre 3/0 tipo ACSR con el objetivo de formar una red tipo anillo aprovechando la distancia no muy extensa entre la Central eléctrica y el sector.

ID	Nodo	U	u	Angulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen
	Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar
362	S/E SAN RAFAEL	14,117	102,3	-3,1	8,1	3,451	0	0
672	S/E SAN RAFAEL	72,45	105	0	0	0	8,649	4,471
908	ZUMBAHUA	13,065	94,68	-4	2,54	1,4	0	0
914	PILALO	13,755	99,68	-3,1	0,05	0,03	0	0
923	ESPERANZA	14,06	102,09	-2,6	0,04	0,02	0	0
122	EL ESTADO	4,368	105	-0,5	0	0	1,6	0,89
140	BARRA ESTADO	14,212	102,99	-2,6	0	0	0	0
917	GUAYACAN	13,96	101,3	-3,4	0	0	0	0
1262	GUASAGANDA	13,737	99,55	-3,9	0,15	0,064	0	0
1354	PUCAYACU	13,55	98,19	-4,3	0,5	0,213	0	0
920	F ORIENTAL	13,999	101,44	-3,5	0,135	0,058	0	0
308	LA MANA	14,034	101,69	-3,5	0,013	0,006	0	0
311	QUINSALOMA	0,462	105	-1,2	0	0	0,78	0,454
1009	B.QUINSALOMA	14,167	102,66	-3,5	0	0	0	0
859	MORASPUNGO	14,015	101,56	-3,8	0,15	0,064	0	0
864	EL CORAZON	13,616	98,67	-4,7	0,5	0,213	0	0
1103	B ANGAMARCA	4,368	105	1,1	0	0	1,6	0,718
1070	ANGAMARCA	14,257	103,31	-1,1	0,23	0,098	0	0

Tabla 3.18 Voltaje en Nodos

Fuente: Tesis Ing. Vicente Quishpe

Los voltajes en los nodos presentan mejor regulación y el nodo Zumbahua está cerca del límite de regulación establecido con 94,68%, este valor se puede considerar dentro de los límites de regulación en sectores rurales.

De acuerdo a la cargabilidad de la línea entre Angamarca y Zumbahua que se presenta en la tabla 3.19, la línea a incorporar presenta una baja cargabilidad de 9,57% no implica problema alguno.

Elemento	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
TRAF0 1	-10,323	-3,449	0,445	157,6	106,29	0	0,7965
TRAF0 2	-1,6	-1,421	0,088	121,1	84,34	0	0,1092
TRAF0 3	-0,78	-0,536	0,039	126,7	92,92	0	0,0484
TRAF0 4	-0,3	-0,765	0,037	93,7	279,85	0	0,1124
RAFAZUM	-1,89	0,382	0,091	175,5	26,81	0,3333	0,3809
ANGAMARCA - ZUMBAHUA	-0,047	-0,651	0,031	78,2	9,76	0,0234	0,0155
ZUMB/PILA	-0,604	-1,131	0,06	102,2	19,16	0,0713	0,0759
PILA/ESPE	-0,725	-1,237	0,062	103,6	19,73	0,0338	0,0368
ESPE/ESTA	-0,799	-1,293	0,064	104,6	20,17	0,0136	0,0146
ESTA/GUAYA	-0,776	-0,105	0,033	154,1	10,42	0,0109	0,009
GUAYA/GUASA	-0,656	-0,278	0,03	138,3	9,64	0,0093	0,0052
GUASA-PUCA	-0,5	-0,213	0,024	137,8	7,47	0,0056	0,0009
GUAYA/ORIEN	-0,111	0,173	0,009	218,9	2,73	0,0008	-0,0046
ORIEN/MANA	-0,096	-0,261	0,012	91,7	3,7	0,0007	-0,0019
MANA-QUINSA	-0,11	-0,265	0,012	94	3,79	0,0028	-0,0093
QUINSA-MORAS	-0,662	-0,278	0,03	138,1	9,45	0,0057	0,0028
MORAS-CORA	-0,5	-0,213	0,023	136,9	7,37	0,0116	0,0009
ANGAMARCA - ZUMBAHUA	0,07	0,667	0,03	258,3	9,57	0,0234	0,0155

Tabla 3.19 Cargabilidad en las líneas

Fuente: Tesis Ing. Vicente Quishpe

Los resultados obtenidos con esta solución son muy interesantes tanto en la cargabilidad de las líneas, como en la regulación de voltaje en los nodos del sistema, los niveles de cargabilidad del transformador se reducen eliminando problemas de sobrecarga, en conclusión se puede considerar la construcción de esta línea siempre y cuando se repotencie la PCH Angamarca ya que ahí se podrá aprovechar mejor esta línea siendo una solución eficiente para el futuro e incluso mejorando la confiabilidad del sistema.

3.8 POSIBILIDAD DE RESERVORIO

Se planifica en tercera estancia la posibilidad de poder realizar un reservorio, el cual de acuerdo a la longitud del terreno se podría obtener:

Volumen útil de agua	3402 m ³
Longitud útil	70.00 m
Ancho del reservorio	10.00 m
Profundidad promedio	4.86 m

Tabla 3.20 Nuevo reservorio

Fuente: Investigación directa

Utilizando el volumen útil de la tabla 3.20 me permitiría generar en época de estiaje, asumiendo que el reservorio se encuentra lleno sin ingreso de agua a este y de acuerdo al caudal necesario para los grupos de generación, tendríamos:

$$Q = 5.5 \frac{m^3}{seg} = \frac{3402m^3}{5.5 \frac{m^3}{seg}} = 618.54seg \left| \frac{1 \text{ min}}{60seg} \right| = 10.30 \text{ min}$$

Con el resultado obtenido, tendríamos una central de pasada con una pequeña regulación horaria de 10 minutos que no justifica el cambio de la concepción inicial de la central de pasada.

A su vez, el hecho de que a sus alrededores existen construcciones y viviendas que durante años han sido pobladas por personas que no aceptarían vender y el alto pago por el desalojo, hacen que esta posibilidad se vuelve insostenible, por lo que no se tomara en cuenta para el análisis económico.

3.9 CONSUMO DEL SECTOR

Los niveles de generación nos da una pauta para entender el comportamiento del consumo, ya que durante los últimos años se ha tenido una variación de incremento entre los 6.4% anuales de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación 2008-2020.

Lo importante en este caso es conocer los niveles de generación como también el consumo del sector para su respectiva conclusión. En la siguiente tabla se puede apreciar la generación y la demanda del sector facilitadas por ELEPCO S.A desglosada del Anexo IX:

REPORTE GENERAL DE GENERACION 2012			
MES	ANGAMARCA	D. MAXIMA	
	GENERACIÓN kWh	(kW)	kWh
ENERO	45,779.00	127.00	85,680.00
FEBRERO	41,868.00	129.00	77,952.00
MARZO	42,398.00	117.00	80,832.00
ABRIL	42,985.00	165.00	83,808.00
JULIO	52,393.00	154.00	99,360.00
AGOSTO	53,837.00	157.00	101,952.00
PROMEDIO	46,543.33	141.50	88,264.00
CRECIMIENTO DE CONSUMO		0.06	0.06
PROYECCION DE ENERGIA EN EL 2013		149.99	93,559.84

Tabla 3.21 Consumo promedio y proyectado

Fuente: ELEPCO S.A

Aprovechando la información adquirida según la tabla 3.21 sobre el consumo promedio del sector al que hacemos referencia, tenemos que la PCH Angamarca no satisface la demanda actual por lo que es necesario implantar los nuevos equipos, ya que el resultado de estas inclusiones nos ayudaran ha tener una energía objetiva la cual pretende aplicar para satisfacer la demanda actual y futura; permitiéndonos mejorar el sistema de transmisión con la finalidad de evaluar la energía generada sin dificultad desde el centro de generación.

3.10 EVALUACION ECONOMICA

3.10.1 CALCULO DE COSTOS Y BENEFICIOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PCH ANGAMARCA

La evaluación económica del proyecto se basará en el método de análisis beneficio/costo, es decir se comparara todos los beneficios con todos los costos que se incurren a lo largo de la vida útil del proyecto. Para que el proyecto sea factible, los beneficios deben ser mayores que los costos.

A continuación se hace un desglose del presupuesto referencial que se hace necesario para el mejoramiento de la PCH Angamarca de acuerdo a lo planteado anteriormente:

PRECIO REFERENCIAL PARA LA REPOTENCIACIÓN		
ITEMS	DESCRIPCIÓN	VALOR
1	Desarrollo y Gestión del Proyecto	76,200.00
3	Trabajos varios	10,000.00
4	Mitigación del Impacto Ambiental	25,000.00
5	Generadores y componentes de la casa de maquinas	468,100.00
6	Transformador de 2.5 MVA	57,000.00
7	Instalación, montaje, transporte e imprevistos	163,000.00
8	IVA (12%)	95,916.00
	TOTAL PROYECTO	895,216.00

Tabla 3.22 Valor estimado para la repotenciación

Fuente: Investigación directa

Obra Civil	Generadores, transformador y componentes de la casa de maquinas	Mitigación Impacto Ambiental	Costo Inversión (US\$)
\$ 345,116.00	\$ 525,100.00	\$25,000.00	895,216.00

Tabla 3.23 Inversión Total

Fuente: Investigación directa

PRECIO REFERENCIAL PARA CONTRUCCION DE LA LINEA ZUMBAHUA - ANGAMARCA		
ITEMS	DESCRIPCIÓN	VALOR
1	Total Materiales	438,002.59
3	Mano de Obra y Transporte de materiales	65,703.39
5	Diseño Eléctrico	1,000.00
6	SUBTOTAL (MATERIAL Y MANO DE OBRA)	504,705.98
7	IVA (12%)	60,564.72
	TOTAL PROYECTO	565,270.70

Tabla 3.24 Valor estimado para la Construcción de la Línea

Fuente: Tesis Ing. Vicente Quishpe

Obra Civil	Nueva Línea 3/0	Mitigación Impacto Ambiental	Costo Inversión (US\$)
\$ 127,268.11	\$ 438,002.59	\$ 0.00	565,270.70

Tabla 3.25 Inversión Total

Fuente: Investigación directa

Para la construcción de la línea de 13,8 kV de media tensión trifásico tendrá una longitud aproximada de 25 km calibre 3/0 tipo ACSR, se considera el montaje de la línea sobre estructuras en pórtico para algunos tramos y en otras estructuras CP2-CP-CR-CR2 con sus respectivos elementos y accesorios.

3.10.2 CALCULO DE BENEFICIO

3.10.2.1 Precio de Venta de Energía

La regulación 009/06 concerniente a precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales determina que el precio de venta de energía es de 5.8 centavos de dólar, el cual está establecido para centrales hidráulicas con capacidad menor a 5MW.

3.10.2.2 Potencia Remunerable e Ingreso por Energía

La necesidad de saber el valor económico por la energía generada se hace referencia a la regulación 009/006 del CONELEC. La cual presenta un plan de producción que garantiza el cumplimiento anual de la potencia instalada, además con el valor estimado de 0.058 ctvs. por cada kWh se obtiene el beneficio siguiente:

Potencia Instalada (kW)	Energía (kWh/año)	Ingreso por Energía (Usd. \$)
1.194,56	10.464.435,60	606.932,04

Tabla 3.26 Ingreso de venta de Energía

Fuente: Investigación directa

3.10.2.3 Costo Variables de Operación y Mantenimiento

Para los costos de la Pequeña Central Hidroeléctrica Angamarca se ha llegado a estimar un valor del 4% de la energía generada. Los valores operativos están estimados en base a datos empíricos realizados en proyectos similares. Estos costos incluyen todos los rubros para la operación, mantenimiento, reparación y seguros.

Ingreso por Energía (Usd. \$)	Costo de Operación y Mantenimiento
606.932,04	24.277,28

Tabla 3.27 Costos por Operación y mantenimiento

Fuente: Investigación directa

3.10.2.4 Valor Residual

Una forma adecuada de depreciación es considerar que el bien pierda su valor anualmente de manera uniforme, desde su valor inicial en el año de su instalación

hasta cero en el último año de su vida útil. El valor residual se establece bajo la siguiente consideración importante; la vida útil de la obra civil es 50 años y la de los equipos 25 años para un período de 25 años.

$$VR_n = Vi - Vi \frac{P}{N}$$

VALOR RESIDUAL REPOTENCIACION

OBRA CIVIL		EQUIPOS DE LA CASA DE MAQUINAS		TOTAL
Costo Inversión (US\$)	Valor residual (US\$)	Costo Inversión (US\$)	Valor residual (US\$)	Valor residual (US\$)
345,116.00	172,558.00	525,100.00	0,00	172,558.00

Tabla 3.28 Valor residual para la Repotenciación

Fuente: Investigación directa

VALOR RESIDUAL CONSTRUCCION LINEA ZUMBAHUA - ANGAMARCA

OBRA CIVIL		NUEVA LÍNEA 3/0		TOTAL
Costo Inversión (US\$)	Valor residual (US\$)	Costo Inversión (US\$)	Valor residual (US\$)	Valor residual (US\$)
\$ 127,268.11	63,634.06	438,002.59	0,00	63,634.06

Tabla 3.29 Valor residual para la Construcción de la Línea

Fuente: Investigación directa

3.10.2.5 Resultados del TIR y del VAN

Luego de la determinación de los ingresos por venta de la energía, costos de inversión y demás parámetros que intervienen para la evaluación económica del proyecto (Anexos VII), se determinaron los índices económicos que ayudaron a interpretar si la repotenciación de la PCH así como la construcción de la Línea Zumbahua –Central Angamarca es rentable o no. En la tabla 3.30 y tabla 3.31 se presenta los resultados obtenidos:

REPOTENCIACION	
<i>Vida Útil a 50 Años obra civil y 25 Años equipos e la casa de máquinas</i>	
Q. diseño	5.5 m ³ / s
Tasa de Descuento	8%
Beneficio / Costo	5.24
VAN (Valor actual neto)	4,807,943,92
TIR (Tasa interna de Retorno)	22,3%
Valor del kWh	0.01 cts.

Tabla 3.30 Resumen de cálculos de evaluación económica para la Repotenciación

CONSTRUCCION DE LA NUEVA LINEA	
<i>Vida Útil a 50 Años obra civil y 25 Años equipos e la casa de máquinas</i>	
Tasa de Descuento	8%
Beneficio / Costo	7.15
VAN (Valor actual neto)	5,097,537.38
TIR (Tasa interna de Retorno)	23,2%
Valor del kWh	0.01 cts.

Tabla 3.31 Resumen de cálculos de la evaluación económica para la construcción de la nueva Línea

Debido a que la finalidad es invertir en el mejoramiento de nuestra PCH Angamarca con opción a que brinde una mayor rentabilidad, para nuestro análisis se toma en cuenta la tasa de descuento establecida en Septiembre del 2013 por el Banco Central del Ecuador el cual es el 8,17% con una inflación anual del 3.03%. En base a los resultados obtenidos y resumidos en las tablas 3.30 y 3.31 analizando el escenario sobre la vida útil de la obra civil y de los equipos de la casa de máquinas se ha concluido que ambos proyectos son rentables.

CONCLUSIONES

1. El presente trabajo permitió estudiar el potencial hidroenergético en la cuenca pasando por Repotenciar los grupos generador, transformador existentes, ya que permitirá mejorar los niveles de voltaje en el sector y sus zonas aledañas.
2. La curva de duración de caudales presentado, facilita una valiosa información gráfica, ya que se puede visualizar el volumen de agua existente y así determinar el caudal aprovechable para los elementos ha instalarse.
3. Para los parámetros de diseño ingresados en el programa, con un caudal del $5.5 \text{ m}^3 / \text{s}$ y una altura bruta de 43.32m la turbina Francis Rápida es la mejor opción, a su vez el caudal de agua de la Central Angamarca con referencia a la Central Estado son muy parecidos por tanto se considera la instalación de generación y transformación presentes en la central El Estado cuya capacidad instalada es 2,13 MW y un transformador de 2,5 MVA.
4. En base a todo lo expuesto, los resultados obtenidos como producción energética y análisis económico en el caso de una Repotenciación de la PCH con la implementación de la línea Zumbahua – Central Angamarca se puede concluir que ambos proyectos son técnicamente factibles y económicamente rentables.
5. Se debería dar más atención a las pequeñas centrales hidroeléctricas implantadas en el país, para que al menos, cubran el déficit de energía que tiene el país y se deje de depender de la termoelectricidad e importación de energía.
6. No es recomendable suspender esta central pues la interconexión a nivel de 13,8kV entrega voltajes bajos en el punto de conexión de la carga de Angamarca, si se implanta las nuevas condiciones ha esta Central nos permitiría subir el nivel de voltaje mejorando la calidad de producto.

RECOMENDACIONES

1. Siempre que se realice un estudio de una determinada área, se recomienda analizar el caudal ecológico para evitar posibles alteraciones en el ecosistema.
2. El país cuenta con apenas 7 plantas hidroeléctricas, en teoría una planta hidroeléctrica tiene una vida útil de aproximadamente 13 años y si no se construyen o no se da prioridad a las pequeñas centrales existentes el riesgo de apagones permanecerá latente. La confiabilidad del sistema eléctrico es baja, a esto se suma el alto valor de la energía térmica o de energía importada.
3. Para la determinación del caudal aprovechable se debe partir de una base de datos de caudales históricos registrados superiores a 10 años.
4. Efectuar aforos del río para contar con un registro de medición del caudal, la frecuencia de medición puede ser semanal o mensual debido a que el INAMHI ya no cuenta con registros actualizados.
5. Determinar el volumen útil asociado a la PCH Angamarca para construir una curva de caudal seguro con datos los datos de aforo registrados para determinar el caudal que garantiza una potencia firme.
6. Las mejoras expuestas para el mejoramiento de la PCH Angamarca solo son factibles si el Beneficio es mayor que el Costo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ANUARIOS METEOROLÓGICO E HIDROLÓGICO DEL INAMHI (1965-1999)
- [2] REGULACIÓN N. CONELEC – 009/03 “Precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”. www.conelec.gov.ec
- [3] INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROUP ITDG PERÚ – OLADE. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas (Guía para desarrollo y proyectos) www.itdg.org.pe
- [4] OLADE. 1988 , Apuntes para un Manual Técnico de Diseño, Estandarización y Fabricación de Equipos para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – Turbinas Pélton. 1ra. ed. Lima: Asociación Gráfica Educativa.
- [5] BLANK J. ANTHONY, MCGRAW – HILL, Ingeniería Económica,
- [6] DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION ELEPCO SA., Latacunga
- [7] KAREN BEATRIZ QUINTERO BETIN, Colombia 2009 “Metodología de Diseño de Obras Hidráulicas en estudios de Pre-Factibilidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas”, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Nacional de Colombia.
- [8] BR. MONRO H., HENDRIX A., Caracas 2008 “Recuperación de una Pequeña Central Hidroeléctrica caso de Estudio: Planta Choroní Estado Aragua” Universidad Central de Venezuela.
- [9] 3HC. S.A. “Diseño y Fabricación De Turbinas Hidráulicas desde 0.5 kW” Lima – Perú www.turbinas3hc.com
- [10] VILLAGRAN Juan 2007, “Metodología para la Rehabilitación y Reparación de PCH”, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito.

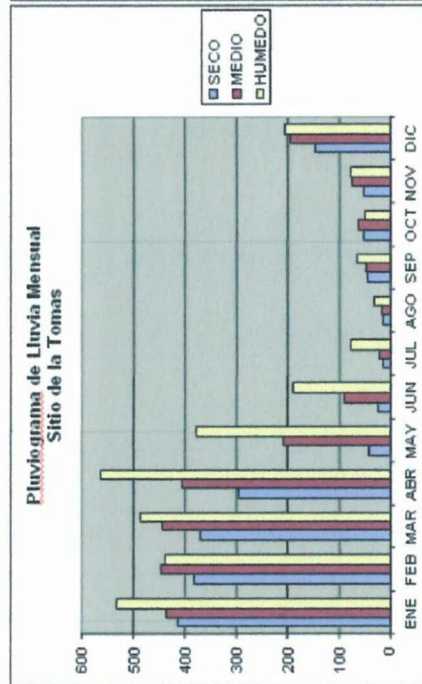
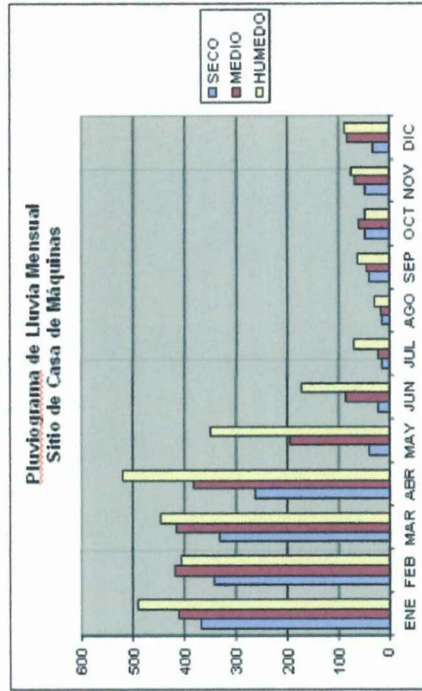
- [11] CALERO Fabián 2007 “Estudio técnico - económico de la implementación del Centro de Control de la Centrales Hidroeléctricas Illuchi 1 y 2”, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- [12] MALLITÁSIG Oscar 2008, “Modelación y Diseño Digital para Micro-Centrales de Generación Hidroeléctrica”, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- [13] DELGADO Víctor 2007, "Guía para el Diseño de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- [14] ALVARADO Paola 2009, "Afectación Ambiental y Socioeconómico de la Construcción de una Central Hidroeléctrica en la Zona de Impacto: Caso del Proyecto hidroeléctrico Angamarca, Universidad San Francisco de Quito.
- [15] QUISHPE Vicente 2009, "Estudio y Planificación del Sistema de Distribución Eléctrica del Cantón la Mana Jurisprudencia de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi (ELEPCO SA.) utilizando el programa Neplan". Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- [16] Energías minihidráulica, Proyecto RES & RUE Dissemination. www.ceu.es
- [17] PLAN MAESTRO DE ELICTRIFICACIÓN 2008-2020
- [18] MERCANTI, Julio Aníbal, 1987, Micro y Minicentrales Hidroeléctricas en el Desarrollo Rural de Misiones", Centro Regional de Desarrollo de Micro Aprovechamientos Hidroeléctricos.
- [19] MERCANTI, Julio Aníbal, 1987. "Sistematización y estandarización de Obras Civiles".Informe de Avance, Centro Regional de Desarrollo de Micro Aprovechamientos Hidroeléctricos, Misiones, Argentina.

ANEXOS

ANEXO I

LLUVIAS MENSUALES Y PLUVIOGRAMA DE LOS AÑOS EN EL SECTOR DE ANGAMARCA

LLUVIAS MENSUALES DE LOS AÑOS SECOS / MEDIO / HUMEDO (mm/mes)														
SITIO	AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL mm/año
TOMAS	SECO	413	382	370	294	43	24	15	13	44	53	52	147	1850
	MEDIO	436	446	443	406	209	91	22	17	48	62	74	196	2450
	HUMEDO	531	438	486	564	379	190	77	32	67	50	80	206	3100
CASA DE MAQUINAS	SECO	368	341	330	262	38	21	14	12	39	47	46	32	1650
	MEDIO	409	418	416	382	197	85	21	18	45	59	69	83	2300
	HUMEDO	489	403	447	519	349	174	71	29	61	48	74	88	2850



ANEXO III

SÓLIDOS DE FONDO EN LA TOMA DEL RÍO ANGAMARCA

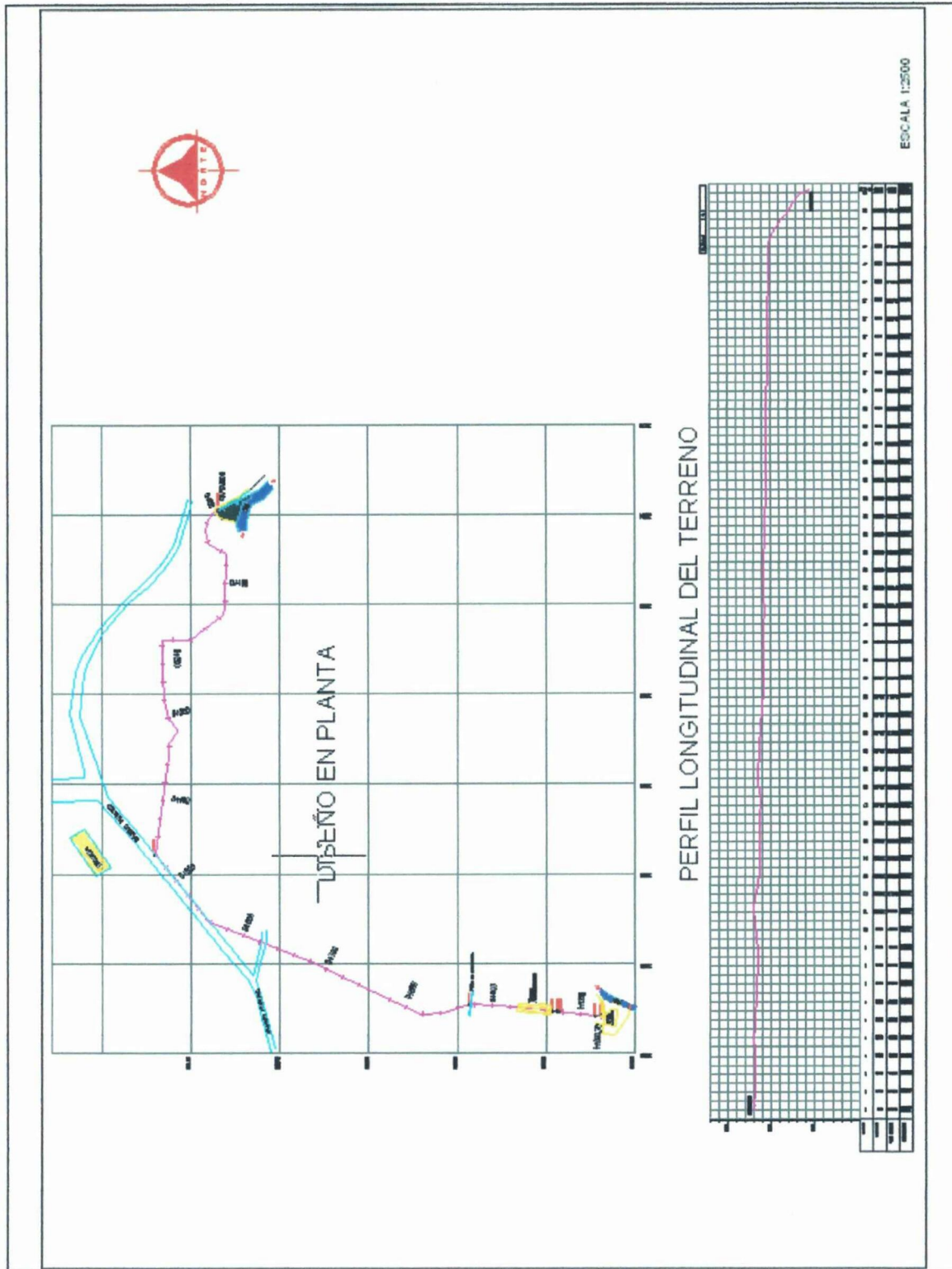
CALCULO DEL ARRASTRE DE FONDO RÍO ANGAMARCA EN LA TOMA							
Q1	P	(Q1)q	P	n	n	Gs	Gs
m ³ /s	%	m ³ /s	%	Días	(x10 ³ seg)	Kg/seg	Ton
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
15.2	0.2						
16.9	0.15	16.05	0.05	18.25	1576.8	0.5	788
18	0.12	17.45	0.03	10.95	946.08	1.5	1419
19.4	0.09	18.7	0.03	10.95	946.08	4.5	4257
20.4	0.07	19.9	0.02	7.3	630.72	9.2	5803
21.7	0.05	21.05	0.02	7.3	630.72	15.5	9776
23.9	0.03	22.8	0.02	7.3	630.72	22	13876
25.5	0.02	24.7	0.01	3.65	315.36	31	9776
28.5	0.01	27	0.01	3.65	315.36	41	12930
50.9	0.0001	39.7	0.0099	3.6135	312.2064	120	37465
77	1E-05	63.95	9E-05	0.03285	2.83824	230	653
SUMA ANUAL { Ton / Año }							96000

NOTAS :

- Las columnas (1) y (2) se obtienen de la curva de duración general con caudales medios diarios para la estación Angamarca en Pihuapungo. Son valores crecientes de caudal partiendo de un valor para el cual no existe arrastre y llegando hasta la máxima crecida registrada.
- La columna (3) es la semisuma del valor actual de caudal y el anterior
- La columna (4) resta el valor anterior de probabilidad del actual.
- La columna (5) es el equivalente en días de la columna (4)
- La columna (6) es el equivalente en segundos de la columna (5)
- La columna (7) se obtiene de la curva Gs-vs-Q1 en el Gráfico No 14 al que se ingresa con el valor de la columna (3).
- La columna (8) es el volumen total de arrastre que se obtiene multiplicando la columna (6) por la (7).

ANEXO IV

LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO DE LA ZONA



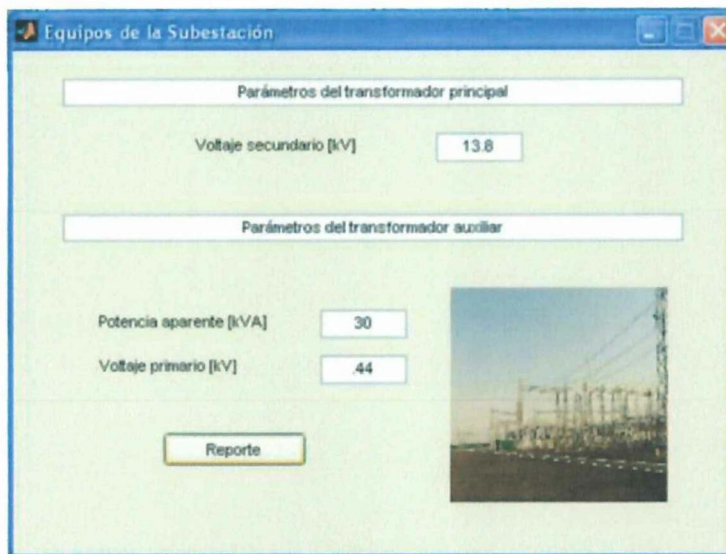
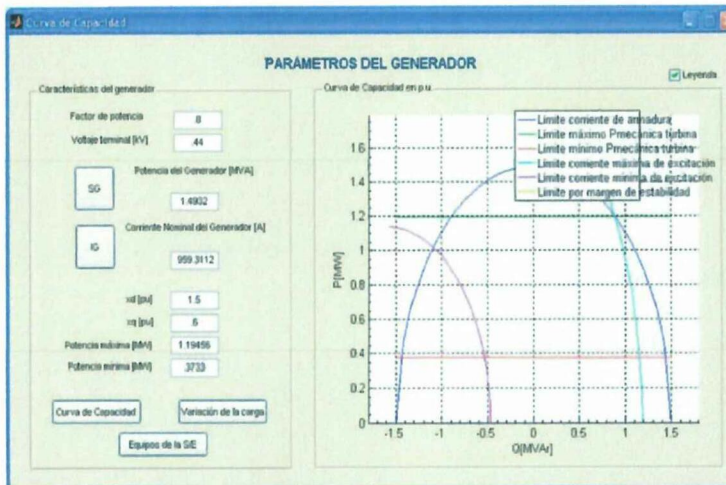
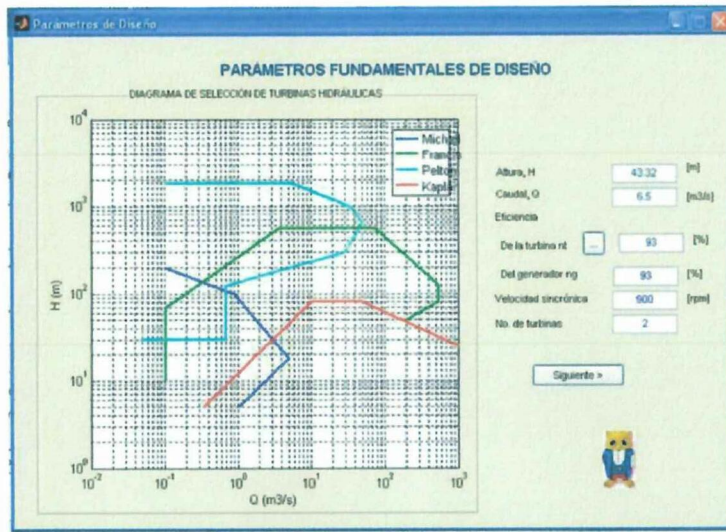
ANEXO V

CAUDAL MENSUAL DEL RIO ANGAMARCA

AÑO	Enr.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Media
1993	6.4	9.9	9.0	15.2	10.7	8.4	5.5	4.4	4.6	5.5	6.4	5.7	7.7
1994	14.1	16.2	14.0	12.5	13.3	8.0	5.0	4.0	3.6	6.2	3.8	5.9	8.9
1995	15.0	19.5	16.1	9.6	10.6	7.9	4.8	3.6	3.2	3.9	3.3	3.3	8.4
1996	5.5	9.7	12.1	11.9	6.7	4.5	3.7	3.1	3.8	5.4	3.7	3.1	6.1
1997	6.3	10.3	12.7	15.3	12.0	10.3	5.0	3.4	3.4	3.3	4.3	6.5	7.7
1998	9.0	11.7	13.3	12.6	8.7	7.3	5.2	4.0	3.7	4.1	3.2	4.8	7.3
1999	8.7	10.2	12.4	17.3	15.6	7.1	5.8	4.3	3.6	4.1	3.0	3.9	8.0
2000	6.2	7.9	16.1	13.7	10.6	7.7	4.5	3.7	5.2	4.7	3.0	2.8	7.2
2001	6.3	13.0	11.6	16.4	12.2	7.0	4.7	3.6	3.4	3.9	4.2	5.3	7.6
2002	4.3	18.0	18.5	16.7	8.3	5.3	4.5	3.8	3.7	3.0	3.8	4.6	7.9
2003	8.5	9.9	15.5	12.5	10.9	7.0	5.4	4.9	3.9	3.6	3.2	4.0	7.4
2004	12.2	15.9	14.9	17.7	11.6	6.6	5.4	3.7	3.4	3.4	3.3	3.2	8.4
2005	6.9	12.4	14.8	13.4	14.4	8.1	5.2	4.0	3.0	2.9	2.4	2.4	7.5
2006	5.0	12.5	11.8	14.1	10.6	5.0	3.8	2.8	2.4	2.5	3.3	2.6	6.4
2007	4.4	14.7	11.2	13.3	10.3	8.3	7.5	6.6	6.3	6.1	5.8	5.9	8.4
2008	7.0	15.1	19.8	16.1	11.9	6.9	5.7	5.2	5.9	5.7	5.7	6.1	9.3
2009	8.0	-	17.7	23.3	11.3	7.2	-	4.3	4.1	4.0	3.9	3.9	8.8
MEDIA	7.8	12.8	14.2	14.7	11.0	7.2	5.1	4.1	4.0	4.3	3.9	4.4	7.8
MAX.	15.0	19.5	19.8	23.3	15.6	10.3	7.5	6.6	6.3	6.2	6.4	6.5	9.3
MIN.	4.3	7.9	9.0	9.6	6.7	4.5	3.7	2.8	2.4	2.5	2.4	2.4	6.1

ANEXO VI

SOFTWARE PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS



ANEXO VII**RESULTADOS DEL SOFTWARE PARA PEQUEÑAS CENTRALES
HIDROELECTRICAS****PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL**

Potencia nominal [kVA]	2,389.112
Número de devanados	2
Número de fases	3
Voltaje primario [kV]	0.44
Voltaje secundario[kV]	13.8
Intercambiador de taps en el lado de alta [%]	+/- 2x2.5%
Medio de aislamiento (Norma IEC 296)	aceite
Máxima impedancia, en la base propia del transformador[%]	7
Máximo voltaje soportado al impulso en el primario (BIL)[kV]	95
Máximo voltaje soportado al impulso en el secundario (BIL)[KV]	110
Grupo de conexión vectorial	Dyn1
frecuencia [Hz]	60
Máximo voltaje soportado al impulso de bushings secundarios (BIL) [kV]	110
Máximo voltaje soportado al impulso de bushings primario y del neutro[kV]	95

PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR AUXILIAR

Potencia nominal [kVA]	30
Número de devanados	2
Número de fases	3
Voltaje primario [kV]	0.44
Voltaje secundario[kV]	0.22
Taps en vacío en el lado de bajo voltaje	+/- 2x2,5%
Máxima impedancia, en la base propia del transformador[%]	4.5
Máximo voltaje soportado al impulso en el primario (BIL)[kV]	No cumple rangos
Máximo voltaje soportado al impulso en el secundario (BIL)[KV]	30
Medio de aislamiento	Aceite
Grupo de conexión vectorial	Dyn11
frecuencia [Hz]	60

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL NIVEL DE VOLTAJE [V]	220
Voltaje nominal secundario [V]	120
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	10
Clase de precisión	0.2
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0.44
Voltaje nominal secundario [V]	120
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	10

Clase de precisión	0.2
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13.8
Voltaje nominal secundario [V]	120
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	110
Clase de precisión	0.2

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE NIVEL DE VOLTAJE [V]	220
Voltaje nominal[V]	220
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	10
Relación de transformación [A]	100
Clase de precisión	0.2
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0.44
Voltaje nominal[kV]	0.44
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	10
Relación de transformación [A]	2000
Clase de precisión	0.2
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13.8
Voltaje nominal [kV]	13.8
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	110
Relación de transformación [A]	100
Clase de precisión	0.2

DISYUNTOR

DISYUNTOR NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0.44
Tipo	Interior, Extraíble
Voltaje nominal[kV]	0.44
Voltaje máximo de servicio [kV]	0.462
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	95
Número de polos	3
Frecuencia [Hz]	60
Tipo de actuación	Tripolar
DISYUNTOR NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13.8
Tipo	Interior,Extraíble
Voltaje nominal[V]	13.8
Voltaje máximo de servicio [kV]	14.49
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	110
Número de polos	3
Frecuencia [Hz]	60
Tipo de actuación	Tripolar

SECCIONADORES

SECCIONADORES NIVEL DE VOLTAJE [kV]	0.44
Tipo	Interior, Extraíble

Frecuencia [Hz]	60
Voltaje nominal[kV]	0.44
Voltaje máximo de servicio [kV]	0.462
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	95
Tipo de mando	Man. y automat
Tipo de accionamiento	tripolar
SECCIONADORES NIVEL DE VOLTAJE [kV]	13.8
Tipo	Interior,Extraíble
Frecuencia [Hz]	60
Voltaje nominal[kV]	13.8
Voltaje máximo de servicio [kV]	14.49
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	110
Tipo de mando	Man. y Automát.
Tipo de axionamiento	tripolar

PARARRAYOS

Tipo	Óxido de zinc
Conexión	línea a tierra
Voltaje nominal de operación del sistema[kV]	13.8
Voltaje máximo del sistema [kV]	14.49
Voltaje de operación continua[kV]	87.841
Voltaje nominal de descarga [kV]	109.801
Corriente nominal de descarga [KA]	10
Frecuencia [Hz]	60
clase	Estación
Máximo voltaje soportado al impulso (BII) [kV]	110

RECTIFICADOR/CARGADOR

Número de fases	3
Voltaje de alimentación [V]	220 V +/- 10%
frecuencia [Hz]	60 Hz +/- 5%
Voltaje de salida [V c.c.]	125 V c.c. +/- 1%
Tipo	Volt. Autoregul.

BANCO DE BATERÍAS

Tipo	Plomo - ácido
Voltaje nominal del Banco [V c.c.]	125 V c.c.
Número de celdas	60
Voltaje nominal de flotación de cada celda [V c.c.]	2.1 V c.c.
Voltaje de descarga de cada celda	1.70 V c.c.
Voltaje nominal de igualación de cada celda	2.33 V c.c.
Tipo de Batería	sellada
Tiempo de descarga	10 h

ANEXO VIII

VALORES DE POTENCIA EN KW CON CAUDALES DISPONIBLES

AÑO	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	TOTAL KW
1993	2,348.68	3,635.50	3,321.23	5,587.14	3,919.88	3,086.29	2,027.81	1,627.54	1,706.93	2,017.88	2,368.53	2,100.58	2614.01
1994	5,186.95	5,861.02	5,163.79	4,581.51	4,885.84	2,957.35	1,845.87	1,481.89	1,316.59	2,285.83	1,392.67	2,173.36	3271.06
1995	5,511.13	7,151.90	5,904.78	3,542.87	3,893.52	2,887.81	1,766.47	1,326.51	1,187.57	1,422.44	1,200.80	1,220.65	3085.54
1996	2,011.27	3,559.41	4,459.19	4,373.18	2,464.46	1,663.93	1,376.13	1,131.34	1,402.59	1,981.49	1,362.90	1,131.34	2243.10
1997	2,289.06	3,794.28	4,680.82	5,640.14	4,412.88	3,767.82	1,855.79	1,247.12	1,253.73	1,207.42	1,574.61	2,381.76	2842.95
1998	3,314.62	4,310.33	4,899.15	4,631.20	3,188.91	2,672.87	1,902.10	1,468.75	1,352.97	1,481.91	1,171.03	1,749.93	2679.48
1999	3,208.76	3,731.43	4,541.89	6,354.67	5,749.31	2,616.63	2,130.35	1,594.46	1,316.59	1,511.76	1,108.18	1,446.60	2942.47
2000	2,295.75	2,887.89	5,921.32	5,038.09	3,890.21	2,831.65	1,663.93	1,352.97	1,898.79	1,720.16	1,098.26	1,042.02	2636.75
2001	2,312.29	4,770.14	4,264.02	6,013.95	4,469.11	2,580.24	1,740.01	1,333.13	1,250.43	1,415.83	1,561.38	1,941.80	2804.36
2002	1,587.84	6,809.39	6,797.95	6,146.27	3,046.67	1,964.95	1,644.08	1,379.44	1,369.51	1,094.95	1,379.44	1,677.16	2891.47
2003	3,119.45	3,645.42	5,699.69	4,594.82	4,002.68	2,586.86	1,984.80	1,796.25	1,435.67	1,306.66	1,187.57	1,455.52	2734.62
2004	4,469.11	5,851.86	5,458.20	6,503.53	4,267.32	2,424.77	1,984.80	1,372.82	1,263.66	1,243.81	1,207.42	1,184.26	3102.63
2005	2,537.24	4,558.43	5,441.66	4,942.16	5,302.73	2,987.13	1,898.79	1,465.45	1,108.18	1,065.18	870.00	889.85	2755.57
2006	1,832.63	4,591.51	4,350.02	5,190.26	3,910.06	1,855.79	1,392.67	1,018.86	886.54	926.24	1,227.27	972.55	2346.20
2007	1,607.69	5,411.89	4,105.23	4,882.61	3,781.05	3,036.75	2,762.18	2,428.07	2,305.68	2,242.83	2,133.66	2,153.51	3070.93
2008	2,590.17	5,634.29	7,287.53	5,914.71	4,369.87	2,540.55	2,084.04	1,902.10	2,150.20	2,100.58	2,084.04	2,256.06	3401.18
2009	2,940.81	-	6,490.30	8,577.65	4,148.24	2,629.86	-	1,581.23	1,518.37	1,481.99	1,432.37	1,425.75	3222.66
													2873.23

ANEXO IX

VALORES DE ENERGIA EN KWH/AÑO CON POTENCIAS DISPONIBLES

AÑO	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total kWh/año
1993	1.691,051	2.143,053	2.381,288	4.028,941	2.622,388	2.228,328	1.460,020	1.171,627	1.228,988	1.452,875	1.705,342	1.512,419	24.138,523
1994	3.734,803	4.005,806	3.717,900	3.305,886	3.525,008	2.129,295	1.329,023	1.067,029	947,941	1.645,798	1.002,722	1.594,818	27.975,659
1995	3.968,015	4.806,018	4.251,445	2.591,867	2.803,334	2.086,423	1.271,861	955,087	655,053	1.024,158	884,500	878,870	26.315,771
1996	1.448,111	2.391,924	3.210,615	3.148,689	1.774,413	1.198,026	980,813	814,563	1.039,867	1.426,675	981,286	814,563	19.209,546
1997	1.655,325	2.549,756	3.370,193	4.080,904	3.177,270	2.712,827	1.336,188	897,924	902,688	888,343	1.133,719	1.714,889	24.380,986
1998	2.386,526	2.896,540	3.527,388	3.304,467	2.906,019	1.924,464	1.389,513	1.057,502	974,141	1.074,175	843,144	1.259,952	22.943,631
1999	2.310,308	2.507,519	3.270,159	4.575,365	4.139,502	1.883,974	1.533,855	1.148,009	947,941	1.088,465	797,890	1.040,830	25.243,819
2000	1.652,943	1.940,860	4.263,354	3.627,423	2.800,952	2.038,788	1.189,026	974,141	1.387,131	1.238,516	790,745	750,255	22.642,935
2001	1.684,682	3.205,534	3.070,081	4.300,040	3.217,760	1.887,774	1.252,807	959,850	900,306	1.019,394	1.124,182	1.388,094	24.000,688
2002	1.140,246	4.441,510	4.884,521	4.425,314	2.193,603	1.414,767	1.183,736	983,185	986,049	788,363	993,185	1.207,553	24.665,051
2003	2.246,002	2.149,722	4.103,776	3.308,267	2.681,932	1.662,538	1.429,057	1.293,287	1.033,885	940,786	855,053	1.047,975	23.452,089
2004	3.217,760	3.832,448	3.829,907	4.682,544	3.072,473	1.745,832	1.429,057	988,431	909,833	885,543	869,340	852,871	26.525,842
2005	1.626,811	3.063,263	3.917,988	3.588,352	3.817,964	2.150,731	1.367,131	1.055,121	797,890	766,927	626,403	640,684	23.589,288
2006	1.318,486	3.085,493	3.132,017	3.736,985	2.815,243	1.336,188	1.002,722	733,583	638,312	666,893	883,634	700,238	20.050,784
2007	1.157,536	3.636,792	2.955,767	3.515,481	2.722,354	2.186,457	1.988,771	1.748,213	1.680,088	1.614,835	1.536,236	1.590,527	26.273,058
2008	1.884,900	3.719,042	5.247,022	4.288,580	3.146,308	1.829,193	1.500,510	1.369,513	1.548,145	1.512,419	1.500,510	1.624,362	29.130,533
2009	2.117,386	-	4.673,017	6.175,909	2.986,730	1.883,901	-	1.138,462	1.083,229	1.067,029	1.031,303	1.026,539	23.203,125
													24.337,161

ANEXO X

REPORTES GENERALES DE GENERACION PCH ANGAMARCA 2012

CENTRALES HIDROELECTRICAS ANGAMARCA										CUADRO GENERAL									
REPORTES MENSUAL DE GENERACION										NUMERO DE OPERACIONES									
MESENERO-2012										MESENERO-2012									
ANGAMARCA					NUEVO GENERADOR					ANGAMARCA					ANGAMARCA				
DIAS	G1 (kWh)	G2 (kWh)	TOTAL (kWh)	D. MAXIMA (kW)	kWh	GENERADOR	DIAS	G1	G2	DIAS	G1	G2	DIAS	G1	G2	LECTURA kWh			
1	1,448.00	0.00	1,448.00	105.00	2,520.00	28,560.00	1	24	0	1	0	0	1	3075.2	1.0				
2	1,357.00	0.00	1,357.00	105.00	2,520.00	28,560.00	2	24	0	2	0	0	2	3077.9	2.7				
3	1,436.00	0.00	1,436.00	124.00	2,976.00	28,560.00	3	24	0	3	0	0	3	3078.8	0.9				
4	1,454.00	0.00	1,454.00	115.00	2,760.00	28,560.00	4	24	0	4	0	0	4	3079.7	0.9				
5	1,539.00	0.00	1,539.00	118.00	2,832.00	28,560.00	5	24	0	5	0	0	5	3080.7	1.0				
6	1,435.00	0.00	1,435.00	112.00	2,688.00	28,560.00	6	24	0	6	1	0	6	3081.9	1.2				
7	1,405.00	0.00	1,405.00	112.00	2,688.00	28,560.00	7	24	0	7	0	0	7	3082.7	0.8				
8	1,473.00	0.00	1,473.00	114.00	2,736.00	28,560.00	8	24	0	8	0	0	8	3083.7	1.0				
9	1,411.00	0.00	1,411.00	120.00	2,688.00	28,560.00	9	24	0	9	0	0	9	3084.7	1.0				
10	1,465.00	0.00	1,465.00	126.00	3,024.00	28,560.00	10	24	0	10	0	0	10	3085.5	0.8				
11	1,458.00	0.00	1,458.00	115.00	2,760.00	28,560.00	11	24	0	11	0	0	11	3086.4	0.9				
12	1,498.00	0.00	1,498.00	114.00	2,736.00	28,560.00	12	24	0	12	0	0	12	3087.1	0.7				
13	1,575.00	0.00	1,575.00	118.00	2,832.00	28,560.00	13	24	0	13	0	0	13	3088.2	1.1				
14	1,518.00	0.00	1,518.00	111.00	2,664.00	28,560.00	14	24	0	14	0	0	14	3088.9	0.7				
15	1,489.00	0.00	1,489.00	115.00	2,760.00	28,560.00	15	24	0	15	0	0	15	3090.0	1.1				
16	1,463.00	0.00	1,463.00	127.00	3,048.00	28,560.00	16	24	0	16	0	0	16	3090.7	0.7				
17	1,454.00	0.00	1,454.00	112.00	2,688.00	28,560.00	17	24	0	17	0	0	17	3091.5	0.8				
18	1,392.00	0.00	1,392.00	109.00	2,616.00	28,560.00	18	24	0	18	2	0	18	3092.4	0.9				
19	1,491.00	0.00	1,491.00	112.00	2,688.00	28,560.00	19	24	0	19	0	0	19	3093.3	0.9				
20	1,526.00	0.00	1,526.00	102.00	2,448.00	28,560.00	20	24	0	20	0	0	20	3094.3	1.0				
21	1,444.00	0.00	1,444.00	106.00	2,544.00	28,560.00	21	24	0	21	0	0	21	3095.3	1.0				
22	1,490.00	0.00	1,490.00	115.00	2,760.00	28,560.00	22	24	0	22	0	0	22	3096.2	0.9				
23	1,527.00	0.00	1,527.00	125.00	3,000.00	28,560.00	23	24	0	23	0	0	23	3097.2	1.0				
24	1,536.00	0.00	1,536.00	122.00	2,928.00	28,560.00	24	24	0	24	0	0	24	3098.2	1.0				
25	1,487.00	0.00	1,487.00	108.00	2,592.00	28,560.00	25	24	0	25	0	0	25	3099.1	0.9				
26	1,563.00	0.00	1,563.00	127.00	3,048.00	28,560.00	26	24	0	26	0	0	26	3100.1	1.0				
27	1,580.00	0.00	1,580.00	122.00	2,928.00	28,560.00	27	24	0	27	0	0	27	3101.1	1.0				
28	1,459.00	0.00	1,459.00	109.00	2,616.00	28,560.00	28	24	0	28	0	0	28	3102.0	0.9				
29	1,495.00	0.00	1,495.00	115.00	2,760.00	28,560.00	29	24	0	29	0	0	29	3102.9	0.9				
30	1,462.00	0.00	1,462.00	119.00	2,856.00	28,560.00	30	24	0	30	0	0	30	3104.1	1.2				
31	1,449.00	0.00	1,449.00	116.00	2,784.00	28,560.00	31	24	0	31	0	0	31	3104.8	0.7				
TOTAL			45,779.00		86,680.00	886,360.00	TOT.	744	0	TOT.	3	0	TOTAL		30.6				
D. Max				127.00															
E.max			1,580.00		3,048														

ELEPCO S.A.											
CENTRALES HIDROELECTRICAS ANGAMARCA					CUADRO GENERAL						
REPORTE MENSUAL DE GENERACION					NUMERO DE OPERACIONES						
MES:FEBRERO-2012					MES:FEBRERO-2012						
DIAS	ANGAMARCA		TOTAL	D. MAXIMA (kW)	NUEVO GENERADOR kWh	ANGAMARCA		G1	G2		
	G1 (kWh)	G2 (kWh)				G1	G2				
1	1,447.00	0.00	1,447.00	117.00	2,908.00	0	24	0	1	3106.7	1.0
2	1,518.00	0.00	1,518.00	111.00	2,664.00	0	24	0	2	3106.5	0.8
3	1,527.00	0.00	1,527.00	106.00	2,520.00	0	24	0	3	3107.4	0.9
4	1,421.00	0.00	1,421.00	111.00	2,664.00	0	24	0	4	3106.4	1.0
5	1,447.00	0.00	1,447.00	115.00	2,760.00	0	24	0	5	3109.5	1.1
6	1,440.00	0.00	1,440.00	129.00	3,096.00	0	24	0	6	3110.3	0.8
7	1,432.00	0.00	1,432.00	101.00	2,424.00	0	24	0	7	3111.5	1.2
8	1,430.00	0.00	1,430.00	119.00	2,956.00	0	24	0	8	3112.7	1.2
9	1,546.00	0.00	1,546.00	117.00	2,908.00	0	24	0	9	3113.9	1.2
10	1,460.00	0.00	1,460.00	103.00	2,472.00	0	24	0	10	3115.2	1.3
11	1,458.00	0.00	1,458.00	102.00	2,448.00	0	24	0	11	3116.5	1.3
12	1,409.00	0.00	1,409.00	114.00	2,736.00	0	24	0	12	3117.8	1.3
13	1,122.00	0.00	1,122.00	120.00	2,880.00	0	15	0	13	3118.6	0.8
14	1,491.00	0.00	1,491.00	114.00	2,736.00	0	24	0	14	3119.8	1.2
15	1,530.00	0.00	1,530.00	124.00	2,976.00	0	24	0	15	3121.2	1.4
16	1,542.00	0.00	1,542.00	115.00	2,760.00	0	24	0	16	3122.5	1.3
17	1,526.00	0.00	1,526.00	114.00	2,736.00	0	24	0	17	3123.7	1.2
18	1,412.00	0.00	1,412.00	102.00	2,448.00	0	24	0	18	3124.9	1.2
19	1,428.00	0.00	1,428.00	106.00	2,544.00	0	24	0	19	3126.3	1.4
20	1,375.00	0.00	1,375.00	96.00	2,352.00	0	24	0	20	3127.7	1.4
21	1,407.00	0.00	1,407.00	106.00	2,544.00	0	24	0	21	3129.0	1.3
22	1,447.00	0.00	1,447.00	111.00	2,664.00	0	24	0	22	3130.0	1.0
23	1,490.00	0.00	1,490.00	104.00	2,496.00	0	24	0	23	3131.0	1.0
24	1,399.00	0.00	1,399.00	120.00	2,880.00	0	24	0	24	3131.9	0.9
25	1,361.00	0.00	1,361.00	114.00	2,736.00	0	24	0	25	3132.8	0.9
26	1,466.00	0.00	1,466.00	109.00	2,616.00	0	24	0	26	3133.6	0.8
27	1,478.00	0.00	1,478.00	112.00	2,688.00	0	24	0	27	3134.3	0.7
28	1,443.00	0.00	1,443.00	119.00	2,856.00	0	24	0	28	3135.0	0.7
29	1,396.00	0.00	1,396.00	116.00	2,784.00	0	24	0	29	3135.7	0.7
TOTAL			41,868.00		77,952.00		687		TOT.		31.0
D. Max				129.00		3,096					
E. max			1,546.00								

CENTRALES HIDROELECTRICAS ANGAMARCA				CUADRO GENERAL					
REPORTE MENSUAL DE GENERACION				NUMERO DE OPERACIONES					
MES: MARZO 2012				MES: MARZO 2012					
DIAS	ANGAMARCA		D. MAXIMA (kW)	NUEVO GENERADOR	ANGAMARCA		DIAS	ANGAMARCA	
	G1 (kWh)	G2 (kWh)			G1	G2		G1	G2
TOTAL (kWh)			kWh	kWh	ANGAMARCA		DIAS	ANGAMARCA	
					G1	G2		G1	G2
1	1,391.00	0.00	112.00	2,688.00	28,560.00	0	1	0	0
2	1,394.00	0.00	105.00	2,520.00	28,560.00	0	2	0	0
3	1,331.00	0.00	112.00	2,688.00	28,560.00	0	3	0	0
4	1,368.00	0.00	110.00	2,640.00	28,560.00	0	4	0	0
5	1,427.00	0.00	109.00	2,616.00	28,560.00	0	5	0	0
6	1,433.00	0.00	114.00	2,736.00	28,560.00	0	6	1	0
7	1,377.00	0.00	117.00	2,808.00	28,560.00	0	7	0	0
8	1,360.00	0.00	116.00	2,784.00	28,560.00	0	8	0	0
9	1,392.00	0.00	117.00	2,808.00	28,560.00	0	9	0	0
10	1,336.00	0.00	111.00	2,664.00	28,560.00	0	10	0	0
11	1,405.00	0.00	111.00	2,664.00	28,560.00	0	11	0	0
12	1,384.00	0.00	110.00	2,640.00	28,560.00	0	12	0	0
13	1,401.00	0.00	105.00	2,520.00	28,560.00	0	13	0	0
14	1,380.00	0.00	112.00	2,688.00	28,560.00	0	14	0	0
15	1,230.00	0.00	88.00	2,112.00	28,560.00	0	15	0	0
16	1,340.00	0.00	115.00	2,760.00	28,560.00	0	16	0	0
17	1,358.00	0.00	106.00	2,544.00	28,560.00	0	17	0	0
18	1,408.00	0.00	111.00	2,664.00	28,560.00	0	18	2	0
19	1,439.00	0.00	112.00	2,688.00	28,560.00	0	19	0	0
20	1,437.00	0.00	110.00	2,640.00	28,560.00	0	20	0	0
21	1,385.00	0.00	110.00	2,640.00	28,560.00	0	21	0	0
22	1,403.00	0.00	112.00	2,688.00	28,560.00	0	22	0	0
23	1,430.00	0.00	111.00	2,664.00	28,560.00	0	23	0	0
24	1,256.00	0.00	101.00	2,424.00	28,560.00	0	24	0	0
25	1,329.00	0.00	101.00	2,424.00	28,560.00	0	25	0	0
26	1,382.00	0.00	102.00	2,448.00	28,560.00	0	26	0	0
27	1,385.00	0.00	106.00	2,544.00	28,560.00	0	27	0	0
28	1,389.00	0.00	106.00	2,592.00	28,560.00	0	28	0	0
29	1,322.00	0.00	110.00	2,640.00	28,560.00	0	29	0	0
30	1,276.00	0.00	96.00	2,304.00	28,560.00	0	30	0	0
31	1,250.00	0.00	108.00	2,592.00	28,560.00	0	31	0	0
TOTAL		42,398.00		80,832.00	885,360.00		TOT.	744	3
D. Max			117.00						
E.max		1,439.00		2,808					

ELEPCO S.A.														
CENTRALES HIDROELECTRICAS ANGAMARCA						CUADRO GENERAL								
REPORTE MENSUAL DE GENERACION						NUMERO DE OPERACIONES								
MES: ABRIL - 2012						MES: ABRIL - 2012								
DIAS	ANGAMARCA		TOTAL	D. MAXIMA (KW)	NUEVO GENERADOR	DIAS	ANGAMARCA		DIAS	ANGAMARCA		DIAS	ANGAMARCA	
	G1 (KWh)	G2 (KWh)					G1	G2		G1	G2		G1	G2
1	1,331.00	0.00	1,331.00	102.00	2,448.00	1	24	0	1	0	0	1	3162.3	1.0
2	1,332.00	0.00	1,332.00	108.00	2,592.00	2	24	0	2	0	0	2	3163.2	0.9
3	1,346.00	0.00	1,346.00	102.00	2,448.00	3	24	0	3	0	0	3	3164.0	0.8
4	1,360.00	0.00	1,360.00	100.00	2,400.00	4	24	0	4	0	0	4	3164.6	0.6
5	1,443.00	0.00	1,443.00	104.00	2,486.00	5	24	0	5	0	0	5	3165.3	0.7
6	1,441.00	0.00	1,441.00	99.00	2,352.00	6	24	0	6	0	0	6	3166.1	0.8
7	1,455.00	0.00	1,455.00	108.00	2,592.00	7	24	0	7	0	0	7	3166.8	0.7
8	1,482.00	0.00	1,482.00	101.00	2,424.00	8	24	0	8	0	0	8	3167.5	0.7
9	1,418.00	0.00	1,418.00	112.00	2,688.00	9	24	0	9	0	0	9	3168.3	0.8
10	1,340.00	0.00	1,340.00	100.00	2,400.00	10	24	0	10	0	0	10	3169.2	0.9
11	1,375.00	0.00	1,375.00	102.00	2,448.00	11	24	0	11	0	0	11	3170.0	0.8
12	1,413.00	0.00	1,413.00	102.00	2,448.00	12	24	0	12	0	0	12	3170.7	0.7
13	1,131.00	0.00	1,131.00	130.00	3,120.00	13	18	0	13	1	1	13	3171.4	0.7
14	1,328.00	0.00	1,328.00	106.00	2,544.00	14	24	0	14	0	0	14	3172.4	1.0
15	1,340.00	0.00	1,340.00	102.00	2,448.00	15	24	0	15	0	0	15	3173.2	0.8
16	1,413.00	0.00	1,413.00	121.00	2,904.00	16	24	0	16	0	0	16	3174.3	1.1
17	1,381.00	0.00	1,381.00	113.00	2,712.00	17	24	0	17	0	0	17	3175.1	0.8
18	1,360.00	0.00	1,360.00	117.00	2,808.00	18	24	0	18	0	0	18	3175.8	0.7
19	1,388.00	0.00	1,388.00	117.00	2,808.00	19	24	0	19	0	0	19	3176.5	0.7
20	1,464.00	0.00	1,464.00	100.00	2,400.00	20	24	0	20	0	0	20	3177.4	0.9
21	1,354.00	0.00	1,354.00	106.00	2,544.00	21	24	0	21	0	0	21	3178.3	0.9
22	1,472.00	0.00	1,472.00	109.00	2,616.00	22	24	0	22	0	0	22	3179.1	0.8
23	1,384.00	0.00	1,384.00	106.00	2,544.00	23	24	0	23	0	0	23	3180.1	1.0
24	998.00	0.00	998.00	148.00	3,552.00	24	16	0	24	1	1	24	3181.0	0.9
25	1,334.00	0.00	1,334.00	106.00	2,544.00	25	24	0	25	0	0	25	3181.9	0.9
26	1,691.00	0.00	1,691.00	162.00	3,888.00	26	24	0	26	0	0	26	3182.7	0.8
27	1,654.00	0.00	1,654.00	149.00	3,576.00	27	24	0	27	0	0	27	3183.6	0.9
28	1,723.00	0.00	1,723.00	156.00	3,744.00	28	24	0	28	0	0	28	3184.4	0.8
29	1,802.00	0.00	1,802.00	140.00	3,360.00	29	24	0	29	0	0	29	3185.0	0.6
30	1,802.00	0.00	1,802.00	165.00	3,960.00	30	24	0	30	0	0	30	3185.2	0.2
TOTAL			42,965.00		83,808.00	TOT.	706		TOT.	2		TOTAL	239	
D. Max				165.00										
E. max					3,960									

CENTRALES HIDROELECTRICAS ANGAMARCA										CUADRO GENERAL									
REPORTES MENSUAL DE GENERACION										NUMERO DE OPERACIONES									
MES: JULIO 2012										MES: JULIO 2012									
DIAS	ANGAMARCA			D. MAXIMA (kW)	NUEVO GENERADOR kWh	HORAS DE TRABAJO MES: JULIO 2012			DIAS			ANGAMARCA			CONSUMO SER. AUX. MES: JULIO 2012				
	G1 (kWh)	G2 (kWh)	TOTAL (kWh)			ANGAMARCA G1	ANGAMARCA G2	DIAS	ANGAMARCA G1	ANGAMARCA G2	DIAS	ANGAMARCA G1	ANGAMARCA G2	DIAS	LECTURA	KWh			
1	1,667.00	74.00	1,741.00	142.00	3,408.00	28,560.00	24	3	1	24	3	1	3241.1	1.0					
2	1,727.00	0.00	1,727.00	129.00	3,096.00	28,560.00	24	0	2	24	0	2	3241.8	0.7					
3	1,754.00	0.00	1,754.00	129.00	3,096.00	28,560.00	24	0	3	24	0	3	3242.7	0.9					
4	1,780.00	0.00	1,780.00	126.00	3,024.00	28,560.00	24	0	4	24	0	4	3243.9	1.2					
5	1,774.00	34.00	1,808.00	148.00	3,562.00	28,560.00	24	2	5	24	2	5	3244.8	0.9					
6	1,786.00	0.00	1,786.00	128.00	3,072.00	28,560.00	24	0	6	24	0	6	3245.7	0.9					
7	1,701.00	0.00	1,701.00	130.00	3,120.00	28,560.00	24	0	7	24	0	7	3246.6	0.9					
8	1,606.00	71.00	1,677.00	154.00	3,696.00	28,560.00	24	2	8	24	2	8	3247.5	0.9					
9	1,678.00	0.00	1,678.00	136.00	3,240.00	28,560.00	24	0	9	24	0	9	3248.5	1.0					
10	1,637.00	0.00	1,637.00	129.00	3,096.00	28,560.00	24	0	10	24	0	10	3249.3	0.8					
11	740.00	918.00	1,658.00	149.00	3,576.00	28,560.00	11	12	11	12	12	11	3250.0	0.7					
12	0.00	1,707.00	1,707.00	147.00	3,528.00	28,560.00	0	24	12	0	24	12	3251.1	1.1					
13	0.00	1,696.00	1,696.00	134.00	3,216.00	28,560.00	0	24	13	0	24	13	3252.0	0.9					
14	0.00	1,599.00	1,599.00	133.00	3,192.00	28,560.00	0	24	14	0	24	14	3252.7	0.7					
15	0.00	1,639.00	1,639.00	153.00	3,672.00	28,560.00	0	24	15	0	24	15	3253.6	0.9					
16	585.00	1,073.00	1,658.00	123.00	2,952.00	28,560.00	16	6	16	6	18	16	3254.7	1.1					
17	1,666.00	0.00	1,666.00	126.00	3,024.00	28,560.00	17	24	17	24	0	17	3255.4	0.7					
18	1,616.00	0.00	1,616.00	128.00	3,072.00	28,560.00	18	24	18	24	0	18	3256.2	0.8					
19	1,602.00	0.00	1,602.00	116.00	2,784.00	28,560.00	19	24	19	24	0	19	3257.0	0.8					
20	1,722.00	0.00	1,722.00	123.00	2,952.00	28,560.00	20	24	20	24	0	20	3257.8	0.8					
21	1,614.00	0.00	1,614.00	127.00	3,048.00	28,560.00	21	24	21	24	0	21	3258.6	0.8					
22	1,686.00	0.00	1,686.00	151.00	3,624.00	28,560.00	22	24	22	24	0	22	3259.4	0.8					
23	1,662.00	0.00	1,662.00	137.00	3,288.00	28,560.00	23	24	23	24	0	23	3260.4	1.0					
24	1,627.00	0.00	1,627.00	126.00	3,024.00	28,560.00	24	24	24	24	0	24	3261.2	0.8					
25	1,667.00	0.00	1,667.00	128.00	3,072.00	28,560.00	25	24	25	24	0	25	3262.0	0.8					
26	1,106.00	586.00	1,702.00	131.00	3,144.00	28,560.00	26	18	26	18	6	26	3262.8	0.8					
27	0.00	1,736.00	1,736.00	137.00	3,288.00	28,560.00	0	24	27	0	24	27	3263.9	1.1					
28	0.00	1,668.00	1,668.00	133.00	3,192.00	28,560.00	28	0	28	0	24	28	3264.7	0.8					
29	0.00	1,623.00	1,623.00	128.00	3,072.00	28,560.00	29	0	29	0	24	29	3265.4	0.7					
30	0.00	1,649.00	1,649.00	120.00	2,680.00	28,560.00	30	0	30	0	24	30	3266.2	0.8					
31	0.00	1,726.00	1,726.00	140.00	3,360.00	28,560.00	31	0	31	0	24	31	3266.9	0.7					
TOTAL			52,393.00		99,360.00	885,360.00	492	259	TOT.	492	259	TOT.	TOTAL	26.8					
D. Max				154.00															
E.max					3,696														

ANEXO XI

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA REPOTENCIACION DE LA
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA "ANGAMARCA"**

**VIDA ÚTIL DE 50 AÑOS PARA LA OBRA CIVIL Y 25 AÑOS PARA LOS
EQUIPOS DE LA CASA DE MÁQUINAS, PARA UN PERÍODO DE 25 AÑOS**

• *Flujo de caja interna*

FLUJO DE CAJA INTERNO (DOLARES)								
AÑO	BENEFICIOS			COSTOS			Costo Total	Flujo de Caja
	Valor energía	Valor residual	Beneficio Total	Inversión	Inflación Anual 3.03%	Operación y Mantenimiento		
1	0,00		0,00	895,216.00			895,216.00	-895,216.00
2	606,932.04		606,932.04			24,277.28	24,277.28	582,654.76
3	606,932.04		606,932.04		728.32	25,005.60	25,005.60	581,926.44
4	606,932.04		606,932.04		750.17	25,755.77	25,755.77	581,176.27
5	606,932.04		606,932.04		772.67	26,528.44	26,528.44	580,403.60
6	606,932.04		606,932.04		795.85	27,324.29	27,324.29	579,607.75
7	606,932.04		606,932.04		819.73	28,144.02	28,144.02	578,788.02
8	606,932.04		606,932.04		844.32	28,988.34	28,988.34	577,943.70
9	606,932.04		606,932.04		869.65	29,857.99	29,857.99	577,074.05
10	606,932.04		606,932.04		895.74	30,753.73	30,753.73	576,178.31
11	606,932.04		606,932.04		922.61	31,676.34	31,676.34	575,255.70
12	606,932.04		606,932.04		950.29	32,626.63	32,626.63	574,305.41
13	606,932.04		606,932.04		978.80	33,605.43	33,605.43	573,326.61
14	606,932.04		606,932.04		1,008.16	34,613.60	34,613.60	572,318.44
15	606,932.04		606,932.04		1,038.41	35,652.00	35,652.00	571,280.04
16	606,932.04		606,932.04		1,069.56	36,721.56	36,721.56	570,210.48
17	606,932.04		606,932.04		1,101.65	37,823.21	37,823.21	569,108.83
18	606,932.04		606,932.04		1,134.70	38,957.91	38,957.91	567,974.13
19	606,932.04		606,932.04		1,168.74	40,126.64	40,126.64	566,805.40
20	606,932.04		606,932.04		1,203.80	41,330.44	41,330.44	565,601.60
21	606,932.04		606,932.04		1,239.91	42,570.36	42,570.36	564,361.68
22	606,932.04		606,932.04		1,277.11	43,847.47	43,847.47	563,084.57
23	606,932.04		606,932.04		1,315.42	45,162.89	45,162.89	561,769.15
24	606,932.04		606,932.04		1,354.89	46,517.78	46,517.78	560,414.26
25	606,932.04	172,558.00	779,490.04		1,395.53	47,913.31	47,913.31	731,576.73
TOTAL			14,738,926.96					13,007,929.90

- *Relación Beneficio / Costo*

FLUJO DE CAJA INTERNO (DOLARES)						
AÑO	BENEFICIOS			COSTOS		
	Beneficio	Factor del Valor Anual	Beneficio Actualizado	Costo Total	Factor del Valor Anual	Costo Actualizado
1	0,00	0.9259	0,00	895,216.00	0.9259	828,880.49
2	606,932.04	0.8573	520,322.84	24,277.28	0.8573	20,812.91
3	606,932.04	0.7938	481,782.65	25,005.60	0.7938	19,849.44
4	606,932.04	0.735	446,095.05	25,755.77	0.7350	18,930.49
5	606,932.04	0.6806	413,077.95	26,528.44	0.6806	18,055.26
6	606,932.04	0.6302	382,488.57	27,324.29	0.6302	17,219.77
7	606,932.04	0.5835	354,144.85	28,144.02	0.5835	16,422.04
8	606,932.04	0.5403	327,925.38	28,988.34	0.5403	15,662.40
9	606,932.04	0.5003	303,648.10	29,857.99	0.5003	14,937.95
10	606,932.04	0.4632	281,130.92	30,753.73	0.4632	14,245.13
11	606,932.04	0.4289	260,313.15	31,676.34	0.4289	13,585.98
12	606,932.04	0.3971	241,012.71	32,626.63	0.3971	12,956.04
13	606,932.04	0.3677	223,168.91	33,605.43	0.3677	12,356.72
14	606,932.04	0.3405	206,660.36	34,613.60	0.3405	11,785.93
15	606,932.04	0.3153	191,365.67	35,652.00	0.3153	11,241.08
16	606,932.04	0.2919	177,163.46	36,721.56	0.2919	10,719.02
17	606,932.04	0.2703	164,053.73	37,823.21	0.2703	10,223.61
18	606,932.04	0.2503	151,915.09	38,957.91	0.2503	9,751.16
19	606,932.04	0.2317	140,626.15	40,126.64	0.2317	9,297.34
20	606,932.04	0.2146	130,247.62	41,330.44	0.2146	8,869.51
21	606,932.04	0.1987	120,597.40	42,570.36	0.1987	8,458.73
22	606,932.04	0.184	111,675.50	43,847.47	0.1840	8,067.93
23	606,932.04	0.1703	103,360.53	45,162.89	0.1703	7,691.24
24	606,932.04	0.1577	95,713.18	46,517.78	0.1577	7,335.85
25	779,490.04	0.1460	113,805.55	47,913.31	0.1460	6,995.34
		TOTAL	5,942,295.31		TOTAL	1,134,351.39

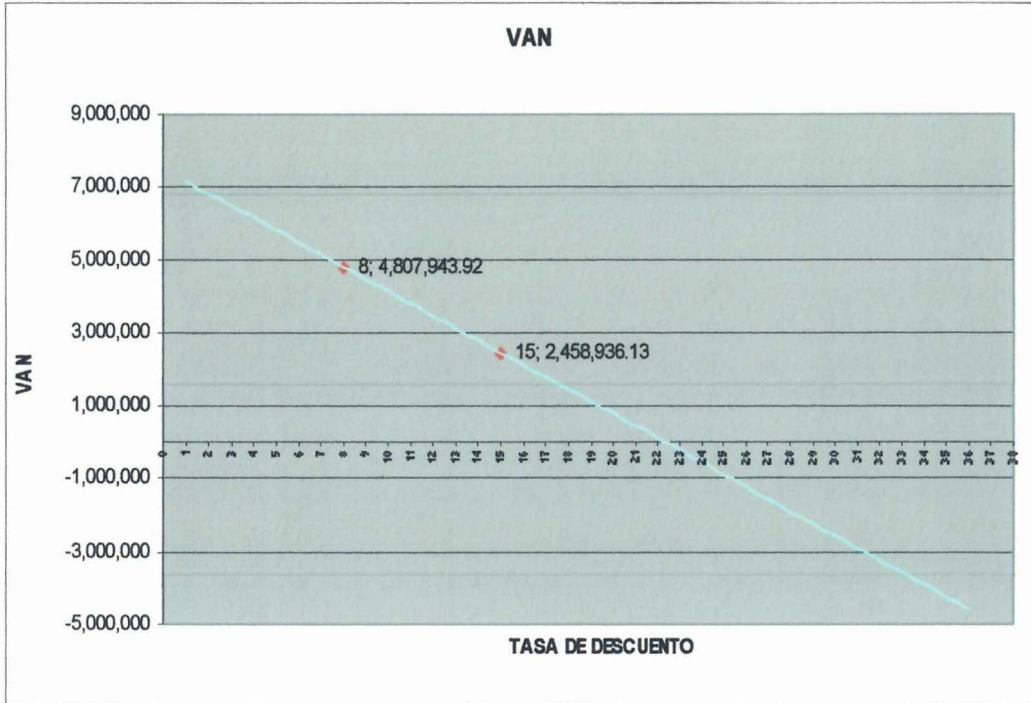
LA RELACION B/C = 5.24

- *Valor Actual Neto*

FLUJO DE CAJA INTERNO (DOLARES)					
AÑO	FLUJO DE CAJA	TASA 15%		TASA 8%	
		Factor del valor anual	VAN	Factor del valor anual	VAN
1	-895,216.00	0.8696	-778,479.83	0.9259	-828,880.49
2	582,654.76	0.7562	440,603.53	0.8573	499,509.93
3	581,926.44	0.6575	382,616.64	0.7938	461,933.21
4	581,176.27	0.5718	332,316.59	0.7350	427,164.56
5	580,403.60	0.4972	288,576.67	0.6806	395,022.69
6	579,607.75	0.4323	250,564.43	0.6302	365,268.80
7	578,788.02	0.3759	217,566.42	0.5835	337,722.81
8	577,943.70	0.3269	188,929.79	0.5403	312,262.98
9	577,074.05	0.2843	164,062.15	0.5003	288,710.15
10	576,178.31	0.2472	142,431.28	0.4632	266,885.79
11	575,255.70	0.215	123,679.97	0.4289	246,727.17
12	574,305.41	0.1869	107,337.68	0.3971	228,056.68
13	573,326.61	0.1625	93,165.57	0.3677	210,812.19
14	572,318.44	0.1413	80,868.60	0.3405	194,874.43
15	571,280.04	0.1229	70,210.32	0.3153	180,124.60
16	570,210.48	0.1069	60,955.50	0.2919	166,444.44
17	569,108.83	0.0929	52,870.21	0.2703	153,830.12
18	567,974.13	0.0808	45,892.31	0.2503	142,163.93
19	566,805.40	0.0703	39,846.42	0.2317	131,328.81
20	565,601.60	0.0611	34,558.26	0.2146	121,378.10
21	564,361.68	0.0531	29,967.61	0.1987	112,138.67
22	563,084.57	0.0462	26,014.51	0.1840	103,607.56
23	561,769.15	0.0402	22,583.12	0.1703	95,669.29
24	560,414.26	0.0349	19,558.46	0.1577	88,377.33
25	731,576.73	0.0304	22,239.93	0.1460	106,810.20
		VAN:	2,458,936.13	VAN:	4,807,943.92

VAN = 4,807,943.92

- *Tasa Interna de Retorno*



TIR = 22,3%

- *Valor de Venta del kWh*

AÑO	Costo	Factor del valor anual	Costo	Miles Kwh Vendidos	Factor del valor anual	Miles Kwh vendidos en valor actual
	Total					
1	895,216.00	0.9259	828,880.49	0,00	0.9259	0,000.00
2	24,277.28	0.8573	20,812.91	10,464,315.36	0.8573	8,971,057.56
3	25,005.60	0.7938	19,849.44	10,464,315.36	0.7938	8,306,573.53
4	25,755.77	0.7350	18,930.49	10,464,315.36	0.7350	7,691,271.79
5	26,528.44	0.6806	18,055.26	10,464,315.36	0.6806	7,122,013.03
6	27,324.29	0.6302	17,219.77	10,464,315.36	0.6302	6,594,611.54
7	28,144.02	0.5835	16,422.04	10,464,315.36	0.5835	6,105,928.01
8	28,988.34	0.5403	15,662.40	10,464,315.36	0.5403	5,653,869.59
9	29,857.99	0.5003	14,937.95	10,464,315.36	0.5003	5,235,296.97
10	30,753.73	0.4632	14,245.13	10,464,315.36	0.4632	4,847,070.87
11	31,676.34	0.4289	13,585.98	10,464,315.36	0.4289	4,488,144.86
12	32,626.63	0.3971	12,956.04	10,464,315.36	0.3971	4,155,379.63
13	33,605.43	0.3677	12,356.72	10,464,315.36	0.3677	3,847,728.76
14	34,613.60	0.3405	11,785.93	10,464,315.36	0.3405	3,563,099.38
15	35,652.00	0.3153	11,241.08	10,464,315.36	0.3153	3,299,398.63
16	36,721.56	0.2919	10,719.02	10,464,315.36	0.2919	3,054,533.65
17	37,823.21	0.2703	10,223.61	10,464,315.36	0.2703	2,828,504.44
18	38,957.91	0.2503	9,751.16	10,464,315.36	0.2503	2,619,218.13
19	40,126.64	0.2317	9,297.34	10,464,315.36	0.2317	2,424,581.87
20	41,330.44	0.2146	8,869.51	10,464,315.36	0.2146	2,245,642.08
21	42,570.36	0.1987	8,458.73	10,464,315.36	0.1987	2,079,259.46
22	43,847.47	0.1840	8,067.93	10,464,315.36	0.1840	1,925,434.03
23	45,162.89	0.1703	7,691.24	10,464,315.36	0.1703	1,782,072.91
24	46,517.78	0.1577	7,335.85	10,464,315.36	0.1577	1,650,222.53
25	-172,558.00	0.1460	-25,193.47	10,464,315.36	0.1460	1,527,790.04
	TOTAL		1,102,162.58		TOTAL	102,018,703.31

VALOR DEL KWH = 0.01 ctvs.

ANEXO XII

**EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA
ZUMBAHUA – CENTRAL ANGAMARCA**

- Flujo de caja interna*

FLUJO DE CAJA INTERNO (DOLARES)								
AÑO	BENEFICIOS			COSTOS			Costo Total	Flujo de Caja
	Valor energía	Valor residual	Beneficio Total	Inversión	Inflación Anual 3.03%	Operación y Mantenimiento		
1	0,00		0,00	565,270.70			565,270.70	-565,270.70
2	606,932.04		606,932.04			24,277.28	24,277.28	582,654.76
3	606,932.04		606,932.04		728.32	25,005.60	25,005.60	581,926.44
4	606,932.04		606,932.04		750.17	25,755.77	25,755.77	581,176.27
5	606,932.04		606,932.04		772.67	26,528.44	26,528.44	580,403.60
6	606,932.04		606,932.04		795.85	27,324.29	27,324.29	579,607.75
7	606,932.04		606,932.04		819.73	28,144.02	28,144.02	578,788.02
8	606,932.04		606,932.04		844.32	28,988.34	28,988.34	577,943.70
9	606,932.04		606,932.04		869.65	29,857.99	29,857.99	577,074.05
10	606,932.04		606,932.04		895.74	30,753.73	30,753.73	576,178.31
11	606,932.04		606,932.04		922.61	31,676.34	31,676.34	575,255.70
12	606,932.04		606,932.04		950.29	32,626.63	32,626.63	574,305.41
13	606,932.04		606,932.04		978.80	33,605.43	33,605.43	573,326.61
14	606,932.04		606,932.04		1,008.16	34,613.60	34,613.60	572,318.44
15	606,932.04		606,932.04		1,038.41	35,652.00	35,652.00	571,280.04
16	606,932.04		606,932.04		1,069.56	36,721.56	36,721.56	570,210.48
17	606,932.04		606,932.04		1,101.65	37,823.21	37,823.21	569,108.83
18	606,932.04		606,932.04		1,134.70	38,957.91	38,957.91	567,974.13
19	606,932.04		606,932.04		1,168.74	40,126.64	40,126.64	566,805.40
20	606,932.04		606,932.04		1,203.80	41,330.44	41,330.44	565,601.60
21	606,932.04		606,932.04		1,239.91	42,570.36	42,570.36	564,361.68
22	606,932.04		606,932.04		1,277.11	43,847.47	43,847.47	563,084.57
23	606,932.04		606,932.04		1,315.42	45,162.89	45,162.89	561,769.15
24	606,932.04		606,932.04		1,354.89	46,517.78	46,517.78	560,414.26
25	606,932.04	63,634.06	670,566.10		1,395.53	47,913.31	47,913.31	622,652.79
TOTAL			14,630,003.02					13,228,951.26

- *Relación Beneficio / Costo*

FLUJO DE CAJA INTERNO (DOLARES)						
AÑO	BENEFICIOS			COSTOS		
	Beneficio	Factor del Valor Anual	Beneficio Actualizado	Costo Total	Factor del Valor Anual	Costo Actualizado
1	0,00	0.9259	0,00	565,270.70	0.9259	523,384.14
2	606,932.04	0.8573	520,322.84	24,277.28	0.8573	20,812.91
3	606,932.04	0.7938	481,782.65	25,005.60	0.7938	19,849.44
4	606,932.04	0.735	446,095.05	25,755.77	0.7350	18,930.49
5	606,932.04	0.6806	413,077.95	26,528.44	0.6806	18,055.26
6	606,932.04	0.6302	382,488.57	27,324.29	0.6302	17,219.77
7	606,932.04	0.5835	354,144.85	28,144.02	0.5835	16,422.04
8	606,932.04	0.5403	327,925.38	28,988.34	0.5403	15,662.40
9	606,932.04	0.5003	303,648.10	29,857.99	0.5003	14,937.95
10	606,932.04	0.4632	281,130.92	30,753.73	0.4632	14,245.13
11	606,932.04	0.4289	260,313.15	31,676.34	0.4289	13,585.98
12	606,932.04	0.3971	241,012.71	32,626.63	0.3971	12,956.04
13	606,932.04	0.3677	223,168.91	33,605.43	0.3677	12,356.72
14	606,932.04	0.3405	206,660.36	34,613.60	0.3405	11,785.93
15	606,932.04	0.3153	191,365.67	35,652.00	0.3153	11,241.08
16	606,932.04	0.2919	177,163.46	36,721.56	0.2919	10,719.02
17	606,932.04	0.2703	164,053.73	37,823.21	0.2703	10,223.61
18	606,932.04	0.2503	151,915.09	38,957.91	0.2503	9,751.16
19	606,932.04	0.2317	140,626.15	40,126.64	0.2317	9,297.34
20	606,932.04	0.2146	130,247.62	41,330.44	0.2146	8,869.51
21	606,932.04	0.1987	120,597.40	42,570.36	0.1987	8,458.73
22	606,932.04	0.184	111,675.50	43,847.47	0.1840	8,067.93
23	606,932.04	0.1703	103,360.53	45,162.89	0.1703	7,691.24
24	606,932.04	0.1577	95,713.18	46,517.78	0.1577	7,335.85
25	670,566.10	0.1460	97,902.65	47,913.31	0.1460	6,995.34
		TOTAL	5,926,392.42		TOTAL	828,855.04

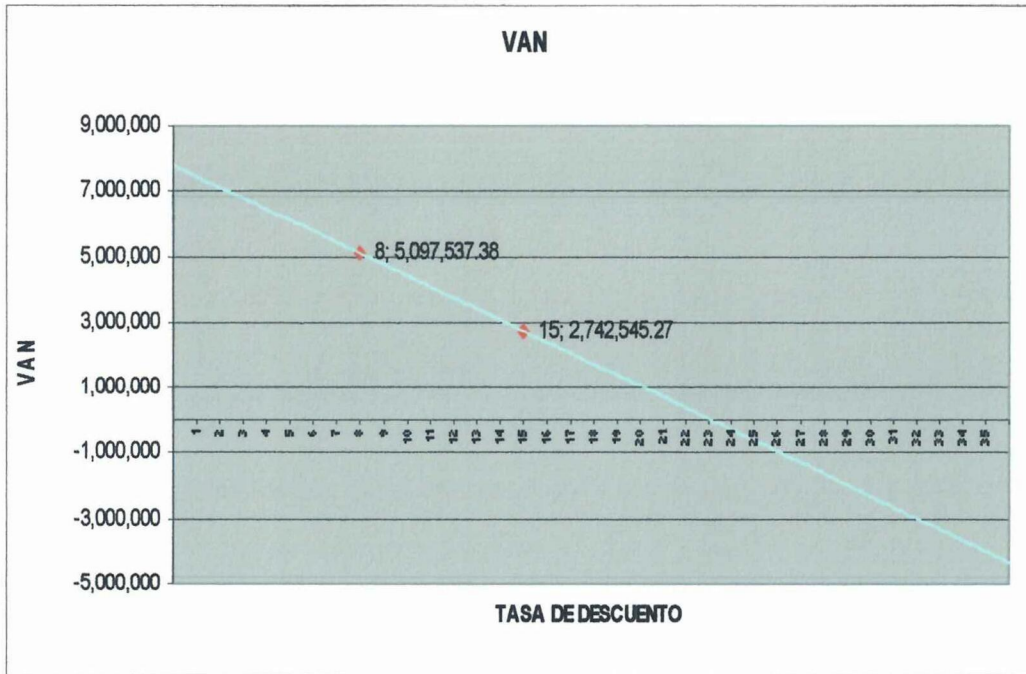
LA RELACION B/C = 7.15

- *Valor Actual Neto*

FLUJO DE CAJA INTERNO (DOLARES)					
AÑO	FLUJO DE CAJA	TASA 15%		TASA 8%	
		Factor del valor anual	VAN	Factor del valor anual	VAN
1	-565,270.70	0.8696	-491,559.40	0.9259	-523,384.14
2	582,654.76	0.7562	440,603.53	0.8573	499,509.93
3	581,926.44	0.6575	382,616.64	0.7938	461,933.21
4	581,176.27	0.5718	332,316.59	0.7350	427,164.56
5	580,403.60	0.4972	288,576.67	0.6806	395,022.69
6	579,607.75	0.4323	250,564.43	0.6302	365,268.80
7	578,788.02	0.3759	217,566.42	0.5835	337,722.81
8	577,943.70	0.3269	188,929.79	0.5403	312,262.98
9	577,074.05	0.2843	164,062.15	0.5003	288,710.15
10	576,178.31	0.2472	142,431.28	0.4632	266,885.79
11	575,255.70	0.215	123,679.97	0.4289	246,727.17
12	574,305.41	0.1869	107,337.68	0.3971	228,056.68
13	573,326.61	0.1625	93,165.57	0.3677	210,812.19
14	572,318.44	0.1413	80,868.60	0.3405	194,874.43
15	571,280.04	0.1229	70,210.32	0.3153	180,124.60
16	570,210.48	0.1069	60,955.50	0.2919	166,444.44
17	569,108.83	0.0929	52,870.21	0.2703	153,830.12
18	567,974.13	0.0808	45,892.31	0.2503	142,163.93
19	566,805.40	0.0703	39,846.42	0.2317	131,328.81
20	565,601.60	0.0611	34,558.26	0.2146	121,378.10
21	564,361.68	0.0531	29,967.61	0.1987	112,138.67
22	563,084.57	0.0462	26,014.51	0.1840	103,607.56
23	561,769.15	0.0402	22,583.12	0.1703	95,669.29
24	560,414.26	0.0349	19,558.46	0.1577	88,377.33
25	622,652.79	0.0304	18,928.64	0.1460	90,907.31
		VAN:	2,742,545.27	VAN:	5,097,537.38

$$VAN = 5,097,537.38$$

- *Tasa Interna de Retorno*



TIR = 23,2%

- *Valor de Venta del kWh*

AÑO	Costo	Factor del valor anual	Costo	Miles Kwh Vendidos	Factor del valor anual	Miles Kwh vendidos en valor actual
	Total					
1	565,270.70	0.9259	523,384.14	0,00	0.9259	0,000.00
2	24,277.28	0.8573	20,812.91	10,464,345.60	0.8573	8,971,083.48
3	25,005.60	0.7938	19,849.44	10,464,345.60	0.7938	8,306,597.54
4	25,755.77	0.7350	18,930.49	10,464,345.60	0.7350	7,691,294.02
5	26,528.44	0.6806	18,055.26	10,464,345.60	0.6806	7,122,033.62
6	27,324.29	0.6302	17,219.77	10,464,345.60	0.6302	6,594,630.60
7	28,144.02	0.5835	16,422.04	10,464,345.60	0.5835	6,105,945.66
8	28,988.34	0.5403	15,662.40	10,464,345.60	0.5403	5,653,885.93
9	29,857.99	0.5003	14,937.95	10,464,345.60	0.5003	5,235,312.10
10	30,753.73	0.4632	14,245.13	10,464,345.60	0.4632	4,847,084.88
11	31,676.34	0.4289	13,585.98	10,464,345.60	0.4289	4,488,157.83
12	32,626.63	0.3971	12,956.04	10,464,345.60	0.3971	4,155,391.64
13	33,605.43	0.3677	12,356.72	10,464,345.60	0.3677	3,847,739.88
14	34,613.60	0.3405	11,785.93	10,464,345.60	0.3405	3,563,109.68
15	35,652.00	0.3153	11,241.08	10,464,345.60	0.3153	3,299,408.17
16	36,721.56	0.2919	10,719.02	10,464,345.60	0.2919	3,054,542.48
17	37,823.21	0.2703	10,223.61	10,464,345.60	0.2703	2,828,512.62
18	38,957.91	0.2503	9,751.16	10,464,345.60	0.2503	2,619,225.70
19	40,126.64	0.2317	9,297.34	10,464,345.60	0.2317	2,424,588.88
20	41,330.44	0.2146	8,869.51	10,464,345.60	0.2146	2,245,648.57
21	42,570.36	0.1987	8,458.73	10,464,345.60	0.1987	2,079,265.47
22	43,847.47	0.1840	8,067.93	10,464,345.60	0.1840	1,925,439.59
23	45,162.89	0.1703	7,691.24	10,464,345.60	0.1703	1,782,078.06
24	46,517.78	0.1577	7,335.85	10,464,345.60	0.1577	1,650,227.30
25	-63,634.06	0.1460	-9,290.57	10,464,345.60	0.1460	1,527,794.46
	TOTAL		812,569.12		TOTAL	102,018,998.12

VALOR DEL KWH = 0.01 ctvs.

ANEXO XIII

PRECIO REFERENCIA DEL TRANSFORMADOR DE 2.5 MVA

Notificación realizada por el Asesor Técnico



Un precio referencial para un TRANF. TRIFASICO 2500KVA 480V 13800V DY11 es 57.000 USD más IVA.

Saludos cordiales,

Alejandro Escobar.
Asesor Técnico Comercial Servicios y Proyectos
ECUATRAN S.A.
PBX: (593) 3 2754188 / 3 2745189 / Ext. 207
Fax: (593) 3 2754086
Cell: 0994264198
E-mail: serviciocliente@ecuatran.com
www.ecuatran.com
http://www.ecuatran.com/catalogo_mantenimiento