

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

SELECCION DE COMPONENTES DE UNA MICROCENTRAL HIDROELECTRICA PARA LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE ECJ

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO MECANICO

HUGO IVAN PAREDES ARROBA

DIRECTOR: INGENIERO OSCAR IVAN ZAMBRANO OREJUELA

QUITO, NOVIEMBRE 2006

DECLARACION

Yo, Hugo Iván Paredes Arroba, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes de este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Hugo Iván Paredes Arroba

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Iván Paredes Arroba, bajo mi supervisión.

**ING. OSCAR IVAN ZAMBRANO OREJUELA
DIRECTOR DEL PROYECTO**

AGRADECIMIENTO

A la Mamita del cielo, la Virgen Dolorosa, por todas las ayudas y las peticiones intercedidas.

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

A los Ingenieros Danilo Díaz y Victor Fiallo por facilitarme la información y criterios necesarios para el presente estudio.

A todos mis profesores de la carrera que han sabido animarme e instruirme para ser un buen Ingeniero Mecánico, a los profesores y estudiantes que colaboran con el Laboratorio de Energías Alternativas; a las señoras secretarias de la Carrera, entre ellas a la señora Glorita, señora Adrianita, señora Jaqueline; a los Zumbaburros, a los chicos del taller de

proyectos electrónicos, a todos mis amigos y en general a los compañeros que se esfuerzan para que Ingeniería Mecánica sea la mejor Carrera del mundo.

A mis padres por todo el apoyo durante mis estudios.

A mi familia y a mi enamorada por la paciencia y ánimo durante el proceso de la elaboración de mi tesis.

DEDICATORIA

A ese amigo, principio y fin de todas las cosas, que sigue dando su vida en una cruz: el Maestro Jesús de la Unidad, Jesús del Amor.

A mi familia, en especial a mi mamita y a mi ñaño, por todo su esfuerzo en llenarse de amor y amar a quienes les rodeamos. A mi papá y a mis tíos, en especial a mi Tío Edgar.

A las personas de *Las Tierras*, a la gente de la OMMU, a los jóvenes de la OMMU y en general a todas las personas que de alguna u otra manera, a pesar de sus limitaciones, creen y se esfuerzan por lograr un mundo más justo.

CONTENIDO

CAPITULO 1 PREAMBULO Y JUSTIFICACION.....	1
1.1 ENERGIA- DESARROLLO DE LA SOCIEDAD.....	1
1.1.1 ENERGIAS RENOVABLES.....	2
1.1.1.1 Energía Solar.....	3
1.1.1.2 Energía Eólica.....	3
1.1.1.3 Energía Hidráulica.....	4
1.1.1.4 Biomasa.....	4
1.1.1.5 Otros.....	4
1.2 GESTION AMBIENTAL.....	5
1.2.1 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	5
1.3 GRANJAS INTEGRALES.....	6
1.3.1 GRANJA INTEGRAL.....	6
1.3.1.1 Cooperativas agrícolas sustentables.....	6
1.4 LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE “EN COMUNIDAD CON JESUS (ECJ)”.....	7
1.4.1 DESCRIPCION DE LA COOPERATIVA.....	7
1.4.2 SISTEMA DE GESTION AMBIENTAL EN LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE EN COMUNIDAD CON JESUS.....	12
1.4.2.1 Política Ambiental.....	12
1.4.3 ENERGIA EN LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE ECJ.....	13
1.4.3.1 Análisis de posibilidades energéticas en la Cooperativa.....	14
1.4.3.2 Importancia del presente proyecto desde el punto de vista de la Ingeniería Mecánica.....	14
CAPITULO 2 RECOLECCION DE INFORMACION BASICA.....	16
2.1 ANALISIS DE LA DEMANDA ENERGETICA.....	16
2.1.1 INTRODUCCION.....	16
2.1.2 CALCULO DE LA DEMANDA ENERGETICA DOMESTICA SEGUN LA NORMA DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.....	17
2.1.2.1 Conceptos importantes que maneja la norma.....	17
2.1.2.2 Observaciones al procedimiento de cálculo según la norma.....	18
2.1.2.2 Demanda en el alumbrado publico.....	21
2.2 COSTOS RELACIONADOS A LA GENERACION HIDROELECTRICA.....	21
2.2.1 INVERSION INICIAL DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	21
2.2.2 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	22
2.2.3 PRECIO DE LA ENERGIA EN EL MERCADO.....	22

2.2.4	VENTAJA GEOGRAFICA DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONOMICO DE LA VENTA DE ENERGÍA DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA EN LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE ECJ.....	23
2.3	RECONOCIMIENTO BASICO DEL LUGAR.....	24
2.3.1	DESCRIPCION GEOGRAFICA BASICA.....	24
2.3.2	ESTUDIO GEOLOGICO BÁSICO DEL TIPO DE SUELO.....	28
2.3.2.1	El sector llano.....	28
2.3.2.2	En las laderas.....	29
2.4	RECOPIACION DE DATOS HIDROLOGICOS.....	29
2.4.1	INTRODUCCION.....	29
2.4.2	CAUDAL ECOLOGICO.....	30
2.4.3	RECURSO HIDRICO PARA FINES DOMESTICOS.....	30
2.4.4	IMPACTO AMBIENTAL DE UNA REPRESA.....	31
2.5	DETERMINACION DEL LUGAR DONDE SE COLOCARA LA CASA DE MAQUINAS.....	31
2.5.1	INTRODUCCION.....	31
2.5.1	DISPONIBILIDAD DE ESPACIO.....	32
2.5.2	IMPACTO AMBIENTAL.....	32
2.5.3	CAPACIDAD DE OFERTA ENERGETICA.....	33
2.5.4	DEMANDA ENERGETICA DE LA COOPERATIVA AGRICOLA ECJ.....	33
2.5.5	CRITERIO DE COSTO DE LA IMPLANTACION.....	33
2.5.6	PROPUESTAS DE LUGAR A COLOCARSE LA CASA DE MAQUINAS.....	33
2.5.6.1	Propuesta 1.....	34
2.5.6.2	Propuesta 2.....	34
2.5.6.3	Propuesta 3.....	35
2.6	INSTITUCIONES QUE PROMOCIONAN EL USO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN EL ECUADOR.....	36
2.7	ASPECTOS VARIOS.....	37
2.7.1	GENERACION ELECTRICA.....	37
2.7.2	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	37
2.7.3	USO DEL AGUA.....	38
2.7.4	ÁREA DE PROTECCION CIUDADANA.....	38

CAPITULO 3 TEORIA DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS.....40

3.1	MECANICA DE FLUIDOS.....	40
3.1.1	ECUACION DE BERNOULLI.....	40
3.1.2	LEY DE LA CONTINUIDAD.....	42
3.1.3	PERDIDAS DE CARGA POR ROZAMIENTO.....	43
3.1.3.1	Pérdidas de carga mayores.....	43
3.1.3.2	Pérdidas de cargas menores.....	44
3.1.3.3	GOLPE DE ARIETE.....	45
3.2	ENERGIA.....	45
3.2.1	ENERGIA POTENCIAL.....	45
3.2.2	ENERGIA CINÉTICA.....	46
3.2.3.2	ENERGIA HIDROELECTRICA.....	46
3.2.4	POTENCIA DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	48
3.3	COMPONENTES DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	49
3.4	OBRAS DE CAPTACION	51
3.4.1	TOMA DE INGRESO Y BARRAJE DE DERIVACIÓN.....	51
3.4.1.1	Bocatoma.....	51
3.4.2	DESARENADOR Y CAMARA DE CARGA.....	52
3.4.2.1	Decantación.....	53
3.4.3	CANAL DE DESVIO.....	55
3.4.3.1	Sedimentación y basuras en el canal.....	55
3.4.3.2	Velocidad del agua.....	56
3.4.3.3	Filtración y durabilidad.....	56

3.5	OBRAS DE DERIVACION O CONDUCCION.....	56
3.5.1	TUBERIA DE PRESION.....	57
3.5.1.1	Introducción.....	57
3.5.1.2	Teoría de cilindros de pared delgada.....	58
3.5.1.3	Características de materiales para tuberías de presión.....	59
3.5.2	APOYO DE LA TUBERÍA DE PRESION.....	60
3.6	COMPONENTES DE LA SALA DE MAQUINAS.....	60
3.6.1	TURBINAS HIDRAULICAS.....	60
3.6.1.1	Introducción.....	60
3.6.1.2	Potencia de una turbina.....	61
3.6.1.3	Tipos de turbinas.....	62
3.6.1.3.1	Turbinas de Acción.....	62
3.6.1.3.2	Turbinas de Reacción.....	62
3.6.1.4	Turbina Pelton.....	64
3.6.1.4.1	Componentes de la turbina Pelton.....	64
3.6.1.5	Turbina Michell-Banki.....	67
3.6.1.5.1	Componentes de la turbina Michell-Banki.....	68
3.6.1.6	Proceso de selección de la turbina.....	70
3.6.1.6.1	Dimensionamiento preliminar de una turbina de acción.....	72
3.6.1.6.2	En una Turbina Pelton.....	75
3.6.1.6.3	Para una Turbina Michell- Banki.....	75
3.6.2	REGULADOR DE VELOCIDAD.....	77
3.6.2.1	Introducción.....	77
3.6.2.2	Reguladores de caudal.....	78
3.6.2.3	Reguladores de carga.....	78
3.6.3	GENERADORES ELECTRICOS.....	80
3.6.3.1	Introducción.....	80
3.6.3.2	Generadores de corriente continua.....	81
3.6.3.3	Generadores de corriente alterna.....	81
3.6.4	TRANSFORMADOR Y TABLERO DE CONTROL.....	83

CAPITULO 4 SELECCION Y DISEÑO DE COMPONENTES DE LA MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.....84

4.1	RECOMENDACIONES CON LAS OBRAS DE CAPTACION.....	84
4.1.1	BOCATOMA.....	84
4.1.2	ALIVIADEROS.....	86
4.1.3	DESARENADOR Y CAMARA DE CARGA.....	89
4.1.3.1	Número de desarenadores y lugares a colocarse.....	89
4.1.3.2	Cámara de carga.....	89
4.1.3.3	Cálculo del ancho del desarenador.....	90
4.1.3.4	Cálculo del largo del desarenador.....	91
4.1.4	CANAL DE DESVIO.....	91
4.2	DISEÑO Y SELECCION DE LAS OBRAS DE DERIVACION.....	92
4.2.1	TUBERIA DE PRESION.....	92
4.2.1.1	Selección del diámetro de la tubería.....	92
4.2.1.2	Selección del espesor de tubería.....	96
4.2.2	APOYOS Y ANCLAJES.....	98
4.3	SELECCION DE LOS COMPONENTES DE LA SALA DE MAQUINAS.....	99
4.3.1	SELECCION DE LA TURBINA.....	99
4.3.1.1	Análisis de la velocidad específica de potencia N_s	99
4.3.1.2	Resultados del análisis de la velocidad específica de potencia N_s	102
4.3.1.2.1	Turbina que gire a 1800 RPM.....	102
4.3.1.2.2	Turbina que gire a 1500 RPM.....	103
4.3.1.2.3	Turbina que gire a 1200 RPM.....	103
4.3.1.2.4	Turbina que gire a 900 RPM.....	104
4.3.2.1.5	Turbina que gire a 720 RPM.....	105

4.3.1.3	Determinación del radio nominal para turbinas Michell Banki y Pelton y del radio interno y ancho para turbinas Michell Banki.....	105	
4.3.2	SELECCION DEL TIPO DE REGULADOR DE VELOCIDAD.....	109	
4.3.3	SELECCIÓN DEL GENERADOR.....	109	
4.3.4	OTROS COMPONENTES.....	109	
4.3.5	COTIZACION DE LOS COMPONENTES DE LA SALA DE MAQUINAS.....	109	
CAPITULO 5 ANALISIS ECONOMICO Y FINANCIERO.....		112	
5.1	COSTOS DE IMPLANTACIÓN DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	112	
5.1.1	COSTOS UNITARIOS RELACIONADOS CON LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA.....	112	
5.1.1.1	Costos unitarios básicos relacionados con obras civiles y obras de derivación.....	112	
5.1.1.2	Otros costos unitarios calculados.....	113	
5.2	INVERSION INICIAL NECESARIA PARA LAS PROPUESTAS DE MICROCENTRALES	113	
5.2.1	INVERSION INICIAL DE LA PRIMERA PROPUESTA DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.....	113	
5.2.2	INVERSION INICIAL DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.....	115	
5.2.3	INVERSION INICIAL DE LA TERCERA PROPUESTA DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.....	116	
5.3	EVALUACION ECONOMICA DE LA PRIMERA PROPUESTA	118	
5.3.1	INFORMACION PARA DETERMINAR EL ANALISIS ECONOMICO.....	118	
5.3.2	INGRESO ANUAL POR LA VENTA DE ENERGIA.....	119	
5.3.3	COSTO POR DEPRECIACION ANUAL Y VALOR EN LIBROS (RESIDUAL) AL TERMINO DE LA EVALUACION DEL PROYECTO.....	119	
5.3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA PRIMERA PROPUESTA.....	120	
5.3.5	ANALISIS FINANCIERO DE LA PRIMERA PROPUESTA.....	122	
5.3.5.1	Amortizaciones, pagos de interés del préstamo de la primera propuesta.....	122	
5.4	EVALUACION ECONOMICA DE LA SEGUNDA PROPUESTA	123	
5.4.1	INFORMACION PARA DETERMINAR EL ANALISIS ECONOMICO DE LA SEGUNDA PROPUESTA.....	123	
5.4.2	INGRESO ANUAL POR LA VENTA DE ENERGIA.....	124	
5.4.2	COSTOS POR DEPRECIACIÓN ANUAL Y VALOR EN LIBROS (RESIDUAL) AL TERMINO DE LA EVALUACION DEL PROYECTO.....	125	
5.4.4	ANALISIS ECONOMICO.....	125	
5.4.5	ANALISIS FINANCIERO.....	127	
5.4.5.1	Amortizaciones, pagos de interés del préstamo de la segunda propuesta.....	127	
5.4.5.2	Flujo de fondos totalmente neto financiero.....	128	
5.5	EVALUACION ECONOMICA DE LA TERCERA PROPUESTA	130	
5.5.1	INFORMACION PARA DETERMINAR EL ANALISIS ECONOMICO DE LA TERCERA PROPUESTA.....	130	
5.5.2	INGRESO ANUAL POR LA VENTA DE ENERGIA.....	131	
5.5.3	COSTOS POR DEPRECIACION ANUAL Y VALOR EN LIBROS (RESIDUAL) AL TERMINO DE LA EVALUACION DEL PROYECTO.....	131	
5.5.4	ANALISIS ECONOMICO.....	131	
5.5.5	ANALISIS FINANCIERO.....	133	
5.5.5.1	Amortizaciones, pagos de interés del préstamo de la tercera propuesta.....	133	
5.5.5.2	Flujo de fondos totalmente neto financiero.....	134	
CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		136	
6.1	CONCLUSIONES.....	136	6.2
	RECOMENDACIONES.....	138	

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Análisis de posibilidades energéticas de la Cooperativa ECJ.....	15
Tabla 2.1 Determinación de la demanda de diseño de la cooperativa agrícola ECJ.....	20
Tabla 2.2 Propuesta 1 de pequeña central hidroeléctrica.....	34
Tabla 2.3 Propuesta 2 de pequeña central hidroeléctrica.....	35
Tabla 2.4 Propuesta 3 de pequeña central hidroeléctrica.....	36
Tabla 3.1 Rangos recomendados de Ns para diferentes tipos de turbinas.....	72
Tabla 3.2 Rangos recomendados de Ns para turbinas Pelton con algunos números de chorros.....	72
Tabla 3.3 Cualidades de cada tipo de regulador de carga.....	79
Tabla 3.4 Velocidades angulares síncronas del rotor de un generador en función de la frecuencia estandarizada y del número de Polos.....	82
Tabla 4.1 Selección de diámetro de tubería de acero para la primera propuesta.....	93
Tabla 4.2 Selección de diámetro de tubería de PVC o Poliestireno para la primera propuesta.....	93
Tabla 4.3 Selección de diámetro de tubería de hierro dúctil para la primera propuesta.....	93
Tabla 4.4 Selección de diámetro de tubería de acero para la segunda propuesta.....	94
Tabla 4.5 Selección de diámetro de tubería de PVC o Poliestireno para la segunda propuesta.....	94
Tabla 4.6 Selección de diámetro de tubería de hierro dúctil para la segunda propuesta.....	94
Tabla 4.7 Selección de diámetro de tubería de acero para la tercera propuesta.....	95
Tabla 4.8 Selección de diámetro de tubería de PVC o Poliestireno para la tercera propuesta.....	95
Tabla 4.9 Selección de diámetro de tubería de hierro dúctil para la tercera propuesta.....	95

Tabla 4.10 Espesores mínimos necesarios para una tubería de acero a diferentes alturas de caída de agua.....	97
Tabla 4.11 Espesores mínimos necesarios para una tubería de hierro dúctil a diferentes alturas de caída de agua.....	97
Tabla 4.12 Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 1800 RPM en el eje de la turbina....	100
Tabla 4.13 Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 1500 RPM en el eje de la turbina....	100
Tabla 4.14 Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 1200 RPM en el eje de la turbina....	101
Tabla 4.15 Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 900 RPM en el eje de la turbina.....	101
Tabla 4.16 Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 720 RPM en el eje de la turbina.....	101
Tabla 4.17 Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 1800 RPM de giro de la turbina.....	102
Tabla 4.18 Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 1500 RPM de giro de la turbina.....	103
Tabla 4.19 Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 1500 RPM de giro de la turbina.....	104
Tabla 4.20 Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 900 RPM de giro de la turbina.....	104
Tabla 4.21 Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 720 RPM de giro de la turbina.....	105
Tabla 4.22 Dimensionamiento básico de las turbinas, en las tres propuestas a 1800 RPM.....	106
Tabla 4.23 Dimensionamiento básico de las turbinas, en las tres propuestas a 1500 RPM.....	106
Tabla 4.24 Dimensionamiento básico de las turbinas, en las tres propuestas a 1200 RPM.....	107
Tabla 4.25 Dimensionamiento básico de las turbinas, en las tres propuestas a 900 RPM.....	107
Tabla 4.26 Dimensionamiento básico de las turbinas, en las tres propuestas a 720 RPM.....	108
Tabla 4.27 Datos principales de la cotización para la primera propuesta.....	110
Tabla 4.28 Datos principales de la cotización para la segunda propuesta.....	110
Tabla 4.29 Datos principales de la cotización para la tercera propuesta.....	111
Tabla 5.1 Costos unitarios principales relacionados con las obras civiles de la pequeña hidroeléctrica.....	112
Tabla 5.2 Otros costos unitarios calculados relacionados con las obras civiles de la pequeña hidroeléctrica.....	113
Tabla 5.3 Inversión inicial de la primera propuesta.....	114
Tabla 5.4 Inversión inicial de la segunda propuesta.....	115
Tabla 5.5 Inversión inicial de la tercera propuesta.....	117
Tabla 5.6 Información para el análisis económico de la primera propuesta.....	118
Tabla 5.7 Flujo de fondos totalmente neto de la primera propuesta.....	121
Tabla 5.8 Amortizaciones, pago de interés, en función del ingreso anual por venta de energía.....	122
Tabla 5.9 Información para el análisis económico de la primera propuesta.....	124
Tabla 5.10 Flujo de fondos totalmente neto de la segunda propuesta.....	126
Tabla 5.11 Amortizaciones, pago de interés, en función del ingreso anual por venta de energía.....	127
Tabla 5.12 Flujo de fondos totalmente neto financiero de la segunda propuesta.....	129
Tabla 5.13 Información para el análisis económico de la tercera propuesta.....	130
Tabla 5.14 Flujo de fondos totalmente neto de la tercera propuesta.....	132
Tabla 5.15 Amortizaciones, pago de interés, en función del ingreso anual por venta de energía.....	133

Tabla 5.16 Flujo de fondos totalmente neto financiero de la tercera propuesta.....	135
--	-----

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico 1.1 Ubicación geográfica de la Cooperativa Agrícola ECJ.....	9
Gráfico 1.2 Riachuelo Alpatola que cruza por el terreno de la Cooperativa.....	10
Gráfico 1.3 Sembrío de papas en la Cooperativa agrícola sustentable ECJ.....	11
Gráfico 2.1 Vista Aérea del proyecto: Cooperativa Agrícola Sustentable ECJ.....	25
Gráfico 2.2 Riachuelo Alpatola cruzando por la Cooperativa Agrícola.....	26
Gráfico 2.3 Ruta del Riachuelo Alpatola.....	27
Gráfico 3.1 Fluido que pasa por tres puntos de tubería A, B y C.....	40
Gráfico 3.2 Flujo por tubería con diferentes secciones.....	43
Gráfico 3.3. Esquema del proceso de generación hidroeléctrica.....	47
Gráfico 3.4 Algunos componentes principales de una pequeña central hidroeléctrica.....	50
Gráfico 3.5 Esquema de la casa de máquinas (componentes).....	51
Gráfico 3.6 Ejemplo de un desarenador.....	55
Gráfico 3.7 Cilindro de paredes delgadas.....	58
Gráfico 3.8 Turbina de acción tipo.....	62
Gráfico 3.9 Turbina de reacción tipo Francis.....	63
Gráfico 3.10 Turbina de reacción tipo Kaplan.....	63
Gráfico 3.11 Turbina de acción tipo Michell-Banki.....	64
Gráfico 3.12 Detalle de un inyector de una turbina Pelton.....	65
Gráfico 3.13 Rodete de una turbina Pelton.....	66
Gráfico 3.14 Detalles de un cangilón.....	66
Gráfico 3.15 Carcasa y rodete de una turbina Pelton.....	67
Gráfico 3.16 Esquema del rotor y del álabe directriz de una turbina Michell- Banki.....	68
Gráfico 3.17 Rodete y carcasa de una turbina Michell-Banki.....	69
Gráfico 3.18 Diagrama para selección rápida del tipo de turbina.....	70
Gráfico 3.19 Esquema básico y dimensiones principales de una turbina Michell-Banki.....	76
Gráfico 3.20 Esquema del perfil del inyector y del álabe directriz.....	77
Gráfico 3.21 Generador eléctrico conectado con un acople directo a una turbina hidráulica.....	80
Gráfico 3.22 Esquema de transformación de energía en un generador eléctrico.....	81
Gráfico 4.1 Esquema del bocatoma.....	84
Gráfico 4.2 Esquema de las obras civiles de la toma de derivación.....	85
Gráfico 4.3 Esquema de los lugares a construir aliviaderos en la propuesta 1.....	86
Gráfico 4.4 Esquema de los lugares a construir aliviaderos de la propuesta 2.....	87
Gráfico 4.5 Esquema de los lugares a construir aliviaderos de la propuesta 3.....	88
Gráfico 4.6 Cámara de carga.....	90
Gráfico 4.7 Esquema del desarenador.....	91
Gráfico 5.1 Tiempo del proyecto versus saldo adeudado de la primera propuesta.....	123
Gráfico 5.2 Tiempo versus saldo adeudado de la segunda propuesta.....	128
Gráfico 5.3 Tiempo versus saldo adeudado de la tercera propuesta.....	134

RESUMEN

El presente trabajo consiste en el estudio preliminar para la implantación de una microcentral hidroeléctrica en la Cooperativa Agrícola Sustentable ECJ con el fin de abastecer de energía a los moradores del lugar.

Se inicia con la investigación de requisitos que debe cumplir cualquier fuente energética para la Cooperativa; determinando entre los más importantes: al respecto al medio ambiente, autonomía energética (independencia energética) con respecto al exterior de la Cooperativa, y al factor económico. Después de un análisis se sugiere que la generación energética sea utilizando las fuentes hidráulicas.

Posteriormente se ha recogido información específica del lugar; como características climatológicas, geográficas, alturas y caudales disponibles del riachuelo existente en el lugar. También se ha establecido la potencia de diseño en base al cálculo de la demanda eléctrica de la Cooperativa. Con este análisis de información se han realizado tres propuestas de microcentrales hidroeléctricas.

Se ha investigado teoría relacionada con microcentrales hidroeléctricas, incluyendo información de obras civiles, como obras de captación, canales de derivación, tuberías de presión, etc. y sistemas electromecánicos, como turbinas, generadores, etc. Posteriormente se ha seleccionado y dimensionado, los principales componentes de las microcentrales hidroeléctricas para las tres propuestas.

Finalmente se presenta un análisis económico y financiero sobre las tres propuestas para determinar sus respectivas factibilidades y sugerir la más adecuada, tomando en cuenta lo anteriormente descrito, características, requisitos, costos, etc.

PRESENTACION DEL PROYECTO

El Ecuador tiene una gran cantidad de recursos energéticos, entre ellos los hidráulicos, que según fuentes de información, su aprovechamiento es escaso. Sin embargo existe déficit de energía en el país.

El estudio plantea como una solución acertada para el problema energético: la implantación de microcentrales hidroeléctricas, lo cual no solo ayudará con el problema del déficit energético, sino que además reduciría el costo de la energía, y favorecería a la preservación del medio ambiente al ser una fuente muy poco contaminante.

Un claro ejemplo de ello es la Cooperativa Agrícola Sustentable ECJ, en donde se ha realizado el estudio del presente proyecto y en el cual se ha demostrado la posibilidad de implantación de sistemas de microhidrogeneración con rentabilidad económica.

El estudio ha sido elaborado con el fin de establecer los recursos, componentes, características de obras civiles, como canales de derivación, tuberías de presión; características de los componentes electromecánicos, como tipo y tamaño de turbina, de generadores, etc; costos, tiempo, etc. para la implantación de un sistema de generación hidroeléctrica para dicha Cooperativa. Se han seguido todos los procedimientos técnicos para establecer la demanda energética de la Cooperativa, la selección de los principales componentes del sistema y los análisis económicos respectivos.

El presente documento puede servir como modelo para otros lugares con características y necesidades similares. De esta manera, se ha aportado al desarrollo tecnológico y consecuentemente a mejorar la calidad de la implantación de pequeñas centrales hidroeléctricas.

CAPITULO 1 PREAMBULO Y JUSTIFICACION

1.1 ENERGIA- DESARROLLO DE LA SOCIEDAD

Desde el comienzo de la humanidad el hombre ha necesitado de energía para poder realizar sus diversas labores. Se podría deducir que el desarrollo de la sociedad conlleva a la generación y uso de mayor cantidad de energía. A su vez, la existencia de energía utilizable fomenta el desarrollo de la sociedad.

El crecimiento y desarrollo de una sociedad humana organizada involucra que exista una buena planificación integrada de recursos, incluyendo los recursos energéticos. Al no existir una proyección de este tipo puede surgir en el futuro problemas con cualquiera de los aspectos relacionados con la energía, como el económico, social, ambiental, etc.

Una buena planificación energética conduce a que el uso y la generación de la energía se integren de una manera sostenible con otras actividades de la sociedad. La generación de energía no debería provocar impactos negativos en otros aspectos de desarrollo de la sociedad y tendría que producir un desarrollo sostenible con los mismos.

En la actualidad, la principal fuente directa de energía en el mundo es el petróleo, que, lamentablemente, tiene entre sus desventajas la contaminación y la dependencia energética con los países productores de crudo. Consecuentemente existe el paradigma de asociar la generación de energía con estas desventajas. Es necesario explotar las fuentes renovables de energía, que tienen estas desventajas menos influyentes.

El petróleo es un recurso no renovable, es decir, es un recurso limitado, y aunque existen todavía muchas reservas de petróleo, estas cada vez son más inaccesibles y consecuentemente su explotación es muy costosa, tanto económica como ambiental y social. Solo cabe notar las verdaderas razones que originaron “La guerra en Irak” relacionadas con el petróleo y los conflictos que tienen las petroleras con grupos humanos de la Amazonía del Ecuador.

El factor ambiental es otra desventaja del petróleo. El calentamiento global y el cambio climático en los últimos años son una muestra muy clara del gran daño ocasionado al medio ambiente originado por el uso de derivados del petróleo. Aunque el uso eficiente de los recursos hidrocarburíferos ha producido grandes ahorros de contaminantes a la atmósfera existen compuestos como el CO₂ que no pueden ser eliminados con la eficiencia energética ¹.

Para poder enfrentar a los problemas ambientales, de dependencia energética y de suficiencia energética de acuerdo a la demanda, es necesario impulsar la generación de energía con fuentes de energías limpias y renovables, junto con el uso eficiente de la energía a nivel mundial; siendo para ello el principal inconveniente la falta de voluntad política y los grandes intereses económicos relacionados con el petróleo y sus derivados.

1.1.1 ENERGÍAS RENOVABLES

Debido a las desventajas del uso de recursos hidrocarburíferos la sociedad ha tomado cada vez más conciencia de la necesidad del uso de energías limpias y renovables. Gracias a los esfuerzos de los sectores energéticos y ambientales, ciertos sectores políticos de la humanidad han impulsado el uso de energías renovables.

En ciertos países desarrollados los “sellos verdes”, relacionados con el cuidado al medio ambiente, con el uso eficiente de la energía y el uso de energías renovables mueve miles de millones de dólares por año. El “mercado del carbono” ha provocado que el cuidado medioambiental ya no sea solo una actividad idealista sino también un gran negocio.²

El Ecuador tiene la gran ventaja de poseer un inmenso potencial energético no utilizado en energías renovables. Sin embargo una gran cantidad de energía utilizada en el país proviene del petróleo y sus derivados. Esto incita a pensar que el petróleo puede ser desplazado lentamente por las energías renovables y ser utilizado solo en casos imprescindibles y complementarios.

1.1.1.1 Energía Solar

El Ecuador tiene la fortuna de estar en el centro del planeta y consecuentemente tener un aproximado de 12 horas de sol diarias. Además de tener la garantía de los rayos solares que caen perpendicularmente a la superficie de la tierra alrededor del medio día. Muchos países del primer mundo tienen un gran nivel de aprovechamiento solar, aunque no

¹ AGUIRRE JOSE. Energía eólica Villonaco. Memorias del seminario internacional: Tecnologías Limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos. Quito 2005

² EL COMERCIO. ¿Petróleo? Ahora negociamos con CO₂. 27 de febrero del 2005. Sección E. Quito

tengan mucha cantidad de sol con respecto a los países ecuatoriales. Esta idea da a pensar que se puede aprovechar en grandes cantidades la energía solar en el país.

La energía solar puede ser aprovechada para usos térmicos con colectores solares para calentar fluidos (principalmente agua), climatizar, refrigerar, etc. Esto podría aportar grandemente al país si se toma en cuenta que gran parte de la energía utilizada de la nación tiene que ver con fines térmicos.

Los paneles solares fotovoltaicos aprovechan la energía solar para generar energía eléctrica, siendo a veces la mejor alternativa en sectores muy lejanos de la red nacional interconectada. Cabe recalcar que la inversión inicial de este tipo de energía es bastante costosa.

1.1.1.2 Energía Eólica

Consiste en el aprovechamiento de la energía del viento para convertirla en energía mecánica o eléctrica. El viento posee una energía cinética que a través de sistemas electromecánicos puede ser aprovechada con diversos fines, incluyendo la generación eléctrica.

Existen ciertas zonas en el Ecuador donde se puede aprovechar este tipo de energía en cantidades considerables. Solo basta nombrar el proyecto realizado por Enerloja (empresa perteneciente al Consejo Provincial de Loja) en donde existe un parque eólico de más de 15 MW y se tiene la intención de incrementar el potencial ³.

1.1.1.3 Energía Hidráulica

Consiste en el aprovechamiento de la energía de caudales de agua para uso de energía mecánica o eléctrica. Este tipo de energía también es muy abundante en nuestro país debido a que existe una extensa región montañosa muy pronunciada. Y aunque la energía hidráulica abastece aproximadamente el 50 % de la demanda nacional eléctrica, esta solo es aproximadamente el 8 % del potencial hidroeléctrico del país ⁴.

1.1.1.4 Biomasa

Los residuos orgánicos se pueden aprovechar con fines energéticos. Esta fuente energética puede resultar bastante atractiva si se considera que muchos desechos

³ AGUIRRE JOSE. Energía eólica Villonaco. Memorias del seminario internacional: Tecnologías Limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos. Quito 2005

⁴ DIEGO PEREZ. Panorama energético de América Latina y el Caribe.

DANIEL SATUE. Tecnologías energéticas eficientes y renovables en el Ecuador. Memorias del seminario internacional: Tecnologías Limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos. Quito 2005

orgánicos, que desde otra perspectiva, se pueden convertir de basura a fuentes energéticas. Nuevamente el Ecuador tiene un gran potencial debido a que entre sus principales actividades está la agropecuaria, teniendo muchos desechos relacionados con esta actividad.

1.1.1.5 Otros

Existen otras fuentes renovables de energía que pueden resultar ventajosas según el caso como la energía geotérmica, mareomotriz.

Inclusive se conoce nuevos sistemas de almacenamiento de energía, que son muy eficientes, como el hidrógeno.

1.2 GESTION AMBIENTAL

El objetivo principal de la gestión ambiental consiste en la disminución de impactos ambientales negativos por parte de entidades que realizan diversas acciones. Se debe realizar un monitoreo de todas las fuentes que generan algún tipo de impacto ambiental, se analizan los datos comparando con normas o estándares preestablecidos, y se aplican las acciones correspondientes para disminuir el impacto ambiental negativo.

El Ministerio de Medio Ambiente se halla empeñado en fomentar la gestión ambiental a nivel nacional, lamentablemente por falta de recursos y políticas de Estado, la acción del Ministerio no es contundente. Las normativas, leyes, con respecto al tema, impuestos por este organismo se cumplen en forma limitada por falta de control.

1.2.1 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Toda actividad realizada sobre el medio genera un impacto ambiental, sin embargo no todos los impactos ambientales son negativos, esto se puede comprobar al verificar que la naturaleza esta en constante actividad.

Las actividades del hombre también pueden ser planificadas para que tengan un impacto ambiental positivo o por lo menos disminuir la gravedad del impacto ambiental negativo.

Para lograr esto se debe realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de las actividades a realizarse. Se incorpora en la planificación diversos criterios para disminuir o eliminar las consecuencias negativas con el medio; en ciertos casos

comparando con normas, ordenanzas, procedimientos, normativas, etc. de la actividad específica.

1.3 GRANJAS INTEGRALES

1.3.1 GRANJA INTEGRAL

Las comunidades, organizaciones, sociedades, etc. humanas siempre han tendido a depender política, económica, energéticamente, etc. de otras. Sin embargo, también han existido grupos sociales que buscan satisfacer sus necesidades lo más independiente posible de otros grupos.

Inclusive en la producción agrícola básica se ha empezado a crear dependencia con los productores de semillas, de abonos, de insecticidas, etc. Más, últimamente, se ha desarrollado el modelo de la granja integral como un sistema de producción eficiente y autónomo, en donde se planifica el cultivo de los diversos tipos de plantas y la crianza de animales, de tal forma que los excedentes generados por un sector son aprovechados por otros. Así se logra el máximo aprovechamiento de recursos al diversificar planificadamente la producción.

La mayoría de granjas integrales son planificadas para que estén produciendo permanentemente, por lo que en el modelo de la granja integral también entran criterios de agricultura orgánica, incluyendo conceptos de desarrollo sustentable; caso contrario, se pueden ver afectados aspectos muy importantes para la producción como el agua, la tierra, etc.

1.3.1.1 Cooperativas agrícolas sustentables

Si el sistema de producción es grande, la sustentabilidad involucra más factores. Aún así, se puede crear o diseñar sistemas de producción autónomos con respeto al medio ambiente, así se puede llegar a la existencia de haciendas integrales o cooperativas sustentables (pequeñas ciudades sustentables) y hasta ciudades inteligentes. La ciudad inteligente debe ser planificada con los mismos criterios de sustentabilidad y autonomía

que una granja integral pero a mayor escala; en este caso la sustentabilidad involucra importantes factores como lo social, económico, tecnológico y hasta espiritual.

Existen algunos ejemplos de haciendas integrales o cooperativas agrícolas sustentables en el mundo, que han dado excelentes resultados; solo basta mencionar a Conquerucom ⁵, que a través de una misión Salesiana en Salinas de Bolívar – Ecuador ha logrado transformar toda la región. De igual manera los Kibutz ⁶ de Israel, que soportan una gran cantidad de producción del país judío.

1.4 LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE “EN COMUNIDAD CON JESUS (ECJ)”⁷

1.4.1 DESCRIPCION DE LA COOPERATIVA

A unos 43 Km. del lado oriental de la ciudad de Quito- Ecuador, se desarrolla el proyecto de vida comunitaria: Cooperativa “En comunidad con Jesús ECJ”, que consiste en una cooperativa agrícola sustentable, que se desarrolla con criterios sustentables de autogestión, de autonomía económica, autonomía energética, etc. La cooperativa albergará a 300 personas en un área aproximada de 200 hectáreas. Tiene como principal finalidad el fomento de valores comunitarios como la unidad en la familia, el cooperativismo entre vecinos, basándose en criterios del evangelio; y está abierto a cualquier persona o familia que desee participar del proyecto.

Las principales actividades económicas de la cooperativa estarían relacionadas con la agropecuaria, agroindustria y otras que ayuden a la autogestión de la cooperativa. La producción agropecuaria será para consumo interno de la cooperativa, y el sobrante será para venta externa, tomando en cuenta que deben haber criterios de autonomía alimenticia, energética y, dentro de lo posible, tecnológica. Es necesario utilizar en el proyecto los criterios de desarrollo sustentable.

El proyecto se halla a una altura de 3700 metros sobre el nivel del mar y se encuentra ubicado por el sector intermedio entre Pifo y Papallacta denominado Potrero de Alpatola (ver gráfico 1.1 y Anexo A). La geografía del lugar es como un pequeño valle alargado atravesado por un riachuelo. Por el costado occidental cruza la antigua carretera a

⁵ Conquerucom.- Consorcio de queseras rurales comunitarias. Consiste en una asociación de familias campesinas que con apoyo técnico han creado la marca de quesos El Salinerito.

⁶ Kibutz.- Granjas tecnificadas del país Judío muy conocidas por su gran organización y apoyo a la economía israelí.

⁷ Proyecto EN COMUNIDAD CON JESUS, mayo 2005.

Papallacta y el antiguo oleoducto del Sote; paralelamente se encuentra la quebrada Carihuaycu perfilada por la cordillera Yanahurco (que también se encuentra al sur del sector).

Al lado oriental se encuentra la zona de Peñas Blancas y a 4 Km. se encuentran las lagunas de Boyeros y de Yuyos de donde salen dos acequias que confluyen en una sola, que cruza por la zona del proyecto. A 1 Km. del lado oriental de las lagunas se encuentra la cordillera oriental, la cual constituye un “dibortium acuarum”. Esto consiste en que toda el agua proveniente de lluvia que cae al lado oriental de la cordillera confluye en cauces que desembocan en el océano Atlántico (ver gráfico 1.1 y Anexo A). Toda el agua proveniente de lluvia que cae en el lado occidental de esta cordillera confluye en cauces que desembocan en el océano Pacífico. Hacia el lado oriental de esta cordillera se encuentra una serie de lagunas que son monitoreadas por la Empresa Metropolitana de Alcantarillado y Agua Potable EMAAP. A 6 km hacia el lado Nororiental se encuentra la laguna de Nunalviro.

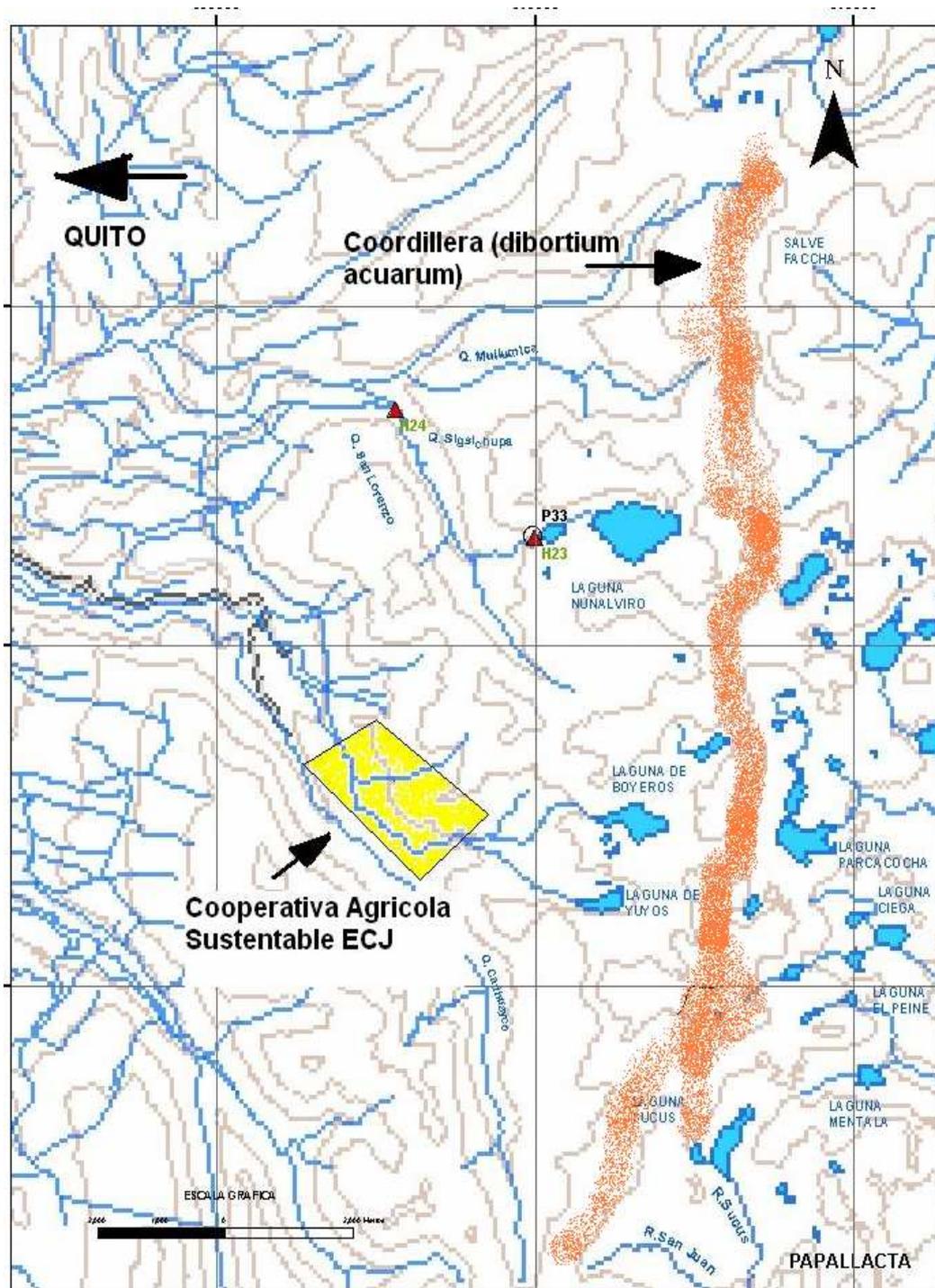


Gráfico 1.1 Ubicación geográfica de la Cooperativa Agrícola ECJ. Fuente EMAAP-Quito

La existencia de un riachuelo en el sector es bastante beneficioso para el consumo, el uso doméstico, el riego y para la generación hidroeléctrica. El riachuelo ingresa a la zona del proyecto por el lado sur oriental a una altura aproximada de 3750 metros sobre el nivel del mar y sale por el lado noroccidental a una altura aproximada de 3630 m.s.n.m., teniendo aproximadamente 120 metros de altura con un recorrido longitudinal aproximado de 2200

metros. Gracias a esta característica de la zona se está analizando la posibilidad de generar energía hidroeléctrica a baja escala.(Ver gráfico 1.2)



Gráfico 1.2 Riachuelo Alpatola que cruza por el terreno de la Cooperativa.

En muchos lugares cercanos se sabe que hay fuentes de agua subterránea, por lo que se podría suponer que en la zona del proyecto también existe este recurso. La zona es bastante húmeda y es muy común que exista neblina o “heladas”, por lo que no existe un buen aprovechamiento del sol. Existe mucha vegetación tipo páramo y por el área de las acequias existe árboles Polilephys⁸. La tierra es bastante fértil y se puede cultivar con facilidad papas; de allí viene el nombre Papallacta que significa “Tierra de las papas”. (Ver gráfico 1.3)

⁸ Polilephys.- Árboles pequeños comunes en la zonas de páramo, vulgarmente conocidos como árboles de papel.



Gráfico 1.3 Sembrío de papas en la Cooperativa agrícola sustentable ECJ.

El proyecto está abierto a todas las personas interesadas que cumplan los reglamentos de la organización. Hasta el momento la mayoría de gente que participa del proyecto es de clase media, con niveles de estudio universitarios, en su mayoría con actividades profesionales en la ciudad de Quito. Al momento existen 4 familias que ya viven en la zona del proyecto, pero se espera que participen 50 (300 personas). A futuro se deberá tomar en cuenta que muchas de las familias tendrán a sus hijos estudiando en las ciudades cercanas al proyecto.

Se prevee que mientras se siga desarrollando el proyecto se realice una mayor producción y actividad agropecuaria, llegando inclusive a la actividad agroindustrial. El ecoturismo y agroturismo podrán ser una excelente actividad con mucho futuro por la belleza de la zona.

El municipio del distrito metropolitano de Quito tiene un especial interés en el desarrollo planificado y sustentable de la ciudad de Quito. Este proyecto de cooperativa esta siendo presentado a dicha entidad, siendo bastante atractivo por su planificación, autonomía y los diversos criterios de desarrollo sustentable y sostenible.

Al ser un proyecto de desarrollo social, se involucran muchas actividades técnicas relacionadas con planificación agropecuaria, hidráulica, medioambiental, química, ingeniería civil, eléctrica, electrónica, sistemas informáticos, economía, etc. Para la Ingeniería Mecánica resulta atractivo el proyecto por las necesidades agroindustriales, de construcción y de energía, entre otros, en donde es necesario el diseño, planificación o construcción de sistemas relacionados con esta ingeniería.

1.4.2 SISTEMA DE GESTION AMBIENTAL EN LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE EN COMUNIDAD CON JESUS

Debido a que la cooperativa está siendo implantada según los criterios de cuidado al medio ambiente, existe la necesidad de controlar los mismos. La cooperativa se desarrolla bajo un Sistema de Gestión Ambiental. Cada proyecto o actividad que involucre a la cooperativa deberá ser implantado según los criterios de la política ambiental de este sistema.

1.4.2.1 Política Ambiental

En el proyecto se ha establecido la siguiente política ambiental que a la vez cubre criterios de medio ambiente, relaciones comunitarias y seguridad:

“Durante la ejecución del proyecto “En Comunidad con Jesús”, se asume el compromiso de que el desarrollo de sus actividades se ejecutarán, protegiendo al medio ambiente, velando por la seguridad del personal, contratistas y seguridades vecinas. Los niveles directivos consideran esta política una prioridad, aseguran su difusión, comprensión y cumplimiento por parte de toda la comunidad. El cumplimiento de la política ambiental se regirá por los siguientes principios :

- Cumplir con la legislación ecuatoriana aplicable a este caso, las normas de la cooperativa y códigos industriales relacionados con el impacto ambiental generado.
- Implantar un sistema de gestión ambiental, relaciones comunitarias y seguridad industrial que asegure el cumplimiento de esta política.
- Minimizar, prevenir y mitigar el impacto de todas sus actividades, que formen parte del proyecto, para lo cual se persigue minimizar las emisiones al aire, reducir el consumo del agua y el efluente al agua mediante la aplicación económicamente mas viable de la mejor tecnología disponible, adoptando el principio de prevenir la contaminación del agua, suelo y aspectos bióticos y antrópicos
- Mantener, revisar y modificar, los objetivos y metas ambientales con la finalidad de mejorar la conducta ambiental.
- Tomar en cuenta los asuntos ambientales y los puntos de vista de las partes interesadas, los empleados y la comunidad local en desiciones estratégicas que afecten al ambiente.

- **Revisar periódicamente el cumplimiento de la política ambiental, los objetivos y metas propuestos.”⁹**

1.4.3 ENERGIA EN LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE ECJ

Se ha puesto como requisito de la cooperativa la autonomía energética, es decir, la energía que se va a utilizar dentro de la cooperativa deberá tener origen dentro del área de la cooperativa. Se deberá evaluar las posibilidades de generación energética dentro de la zona del proyecto y a su vez se debe evaluar que esa energía generada conlleve lo menos posible a la dependencia tecnológica.

El uso y la generación de la energía deben ser desarrollada con criterios de desarrollo sustentable. Todas las actividades energéticas deberán ser planificadas y analizadas para que no produzcan impactos ambientales negativos comparando con normas técnicas, estándares, etc. El cuidado del medio ambiente es otro requisito relacionado con el uso y la generación de la energía.

Finalmente se debe analizar la economía con la energía. La generación, transporte y uso energético deben ser lo más económicas posibles. En las diversas formas de energía que se pueda utilizar, económicamente debe ser lo más accesible y rentable a la vez.

1.4.3.1 Análisis de posibilidades energéticas en la Cooperativa

Existen algunas fuentes probables de generación para la Cooperativa ECJ; en la tabla 1.1 se resume las características de las posibilidades energéticas.

La generación hidroeléctrica constituye la mejor opción debido a que existe el recurso hídrico disponible, además de existir una pendiente suficiente para la caída de agua. Existe información sobre alturas y caudales. Su proceso de generación eléctrica no produce grandes impactos negativos al medio, si se toman en cuenta ciertos criterios. Su gran desventaja consiste en su alta inversión inicial, pero a largo plazo es una buena opción a ser considerada. No genera dependencia energética hacia el medio externo; por lo que se afirma que la realización de un estudio de generación hidroeléctrica sería muy conveniente.

1.4.3.2 Importancia del presente proyecto desde el punto de vista de la Ingeniería Mecánica

⁹ Proyecto EN COMUNIDAD CON JESUS, mayo 2005.

La importancia de este proyecto radica en la búsqueda de soluciones a las necesidades energéticas de la cooperativa, tomando como fuente específica a la hidráulica debido a su disponibilidad. Es justificable el estudio de prefactibilidad del proyecto de micro generación hidroeléctrica para la determinación de la demanda y oferta energética, análisis de costos, determinación de las especificaciones técnicas junto con la selección de los componentes principales de una pequeña central hidroeléctrica a instalarse en la cooperativa, etc.

CAPITULO 2 RECOLECCION DE INFORMACION BASICA

2.1 ANALISIS DE LA DEMANDA ENERGETICA

2.1.1 INTRODUCCION

Para poder determinar la demanda energética es necesario analizar las principales actividades relacionadas con el uso eléctrico de las personas que participan en el proyecto. Se debe adquirir información de todos los artefactos y actividades energéticas. Para esto se supondrán solo labores domésticas y la energía necesaria para ello.

El cálculo de la demanda energética se hará en base al uso eléctrico relacionado con actividades domésticas y también con alumbrado público. No se tomarán en cuenta actividades relacionadas a la agroindustria, pues no se conoce en cuanto tiempo esta actividad empiece a utilizar energía eléctrica, sin embargo el sistema generador de energía será seleccionado con la opción de crecimiento de consumo energético según la norma a utilizarse.

Para establecer la demanda eléctrica residencial de la cooperativa se utilizarán las normas de diseño de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito SA: Sección A-11 - Parámetros de diseño (ver Anexo B). Se puede utilizar criterios de la norma para poder establecer la demanda energética doméstica de la cooperativa aunque la determinación de la potencia de diseño está enfocada al diseño de sistemas de distribución eléctrica.

Como se describió en el primer capítulo, hasta el momento los participantes del proyecto son familias de clase media, con títulos universitarios, con trabajos profesionales en la ciudad.

Una gran cantidad de potencia eléctrica será utilizada en los sistemas domésticos térmicos como la calefacción, calentamiento de agua, etc., debido a que el clima es bastante frío, pues la zona es de tipo páramo. Si la energía generada es energía eléctrica, se

deberá planificar estratégicamente a futuro el aprovechamiento de otro tipo de energía, cuya transformación directa sea la térmica, como el uso de madera, energía solar (arquitectura solar), climatización solar, calentamiento solar de fluidos, biogás, etc. El ahorro de la energía eléctrica que se use para fines térmicos puede ser utilizada en el futuro para otras actividades de agroindustria.

2.1.2 CALCULO DE LA DEMANDA ENERGETICA DOMESTICA SEGUN LA NORMA DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.¹⁰

2.1.2.1 Conceptos importantes que maneja la norma.

Consumidor de máximas posibilidades.- Es el consumidor que posee la mayor cantidad de artefactos y consecuentemente utiliza la mayor cantidad de potencia energética eléctrica.

Consumidor representativo.- Consumidor cuya potencia energética eléctrica utilizada es la carga promedio.

Factor de frecuencia de uso FFUn.- Es el factor que determina la incidencia de carga correspondiente al consumidor de máximas posibilidades sobre aquel que tiene condiciones promedio. Nótese en el cálculo que se supone que todos los usuarios tendrán calefactores, pero no necesariamente todos tendrán el número supuesto del consumidor de máximas posibilidades.

Carga instalada por consumidor representativo CIR.- Es el producto de la carga o potencia utilizada por los artefactos específicos correspondientes por el factor de frecuencia de uso.

Factor de simultaneidad.- Expresado en porcentaje y supuesto en base al criterio del diseñador en función de la forma de utilización de los aparatos eléctricos. Los artefactos que más se usan como las luces tendrán un factor de simultaneidad alto, mientras que los que menos se utilizan como lavadoras, bombas de agua, etc. tendrán un factor de simultaneidad bajo.

Demanda máxima unitaria DMU.- Es el valor máximo de potencia que en un intervalo de 15 minutos es suministrada por la red a un consumidor individual, determina la incidencia de la carga considerada en la demanda coincidente durante el período de máxima solicitud que tiene lugar para consumidores residenciales en el intervalo entre las 19 y 21 horas.

¹⁰ La sección A-11 de la Norma de Distribución Eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito S.A. se encuentra completa en el Anexo B del presente documento.

Demanda máxima unitaria proyectada DMUp.- Es un valor que indica la proyección de la demanda en 10 años. Para esto se utiliza la tabla del apéndice A11-C de la norma de distribución eléctrica indicada para determinar el valor índice acumulativo “Ti”.

Valor índice acumulativo “Ti”.- Valor relacionado con el crecimiento de artefactos eléctricos en 10 años. Para determinar el valor es necesario utilizar la tabla del apéndice A11 D de la norma de distribución eléctrica indicada.

Demanda de diseño DD.- Es el producto de la demanda máxima unitaria proyectada multiplicada por N usuarios (en el caso de la cooperativa agrícola es de 50) dividido para el factor de diversidad FD. El factor de diversidad se encuentra en el apéndice A11 D tomando en cuenta que son 50 usuarios (50 familias)

2.1.2.2 Observaciones al procedimiento de cálculo según la norma (ver anexo B)
De la norma de distribución eléctrica de la empresa eléctrica Quito S.A. se utilizará la sección A-11-Parámetros de diseño y se señalará los pasos más importantes.

-El tipo de usuario que corresponde a la mayoría de familias que participarán en el proyecto según el tamaño de los domicilios será de tipo B, debido a que la gran mayoría de casas a construirse corresponden a las viviendas de área mínima de lote de 300 metros cuadrados y un frente mínimo de 14 metros.

-Se hará una tabla en donde se indique los principales artefactos utilizados y los usos y potencias respectivas. En la primera columna se detallará el número de referencia, en la columna 2 se detallará la descripción del artefacto, en la columna 3 la cantidad de artefactos, en la columna 4 la potencia de los artefactos correspondientes.

-En el apéndice A11-B, hoja 2 se anotan las cargas tipo de los artefactos más usuales.

-Se debe recalcar que en este cuadro se colocan los valores del consumidor de máximas posibilidades, es decir el usuario que tenga la mayor cantidad de artefactos eléctricos.

-Entre los artefactos escogidos se pone un especial énfasis al calentador de agua, al calefactor y a la bomba de agua. El clima del lugar obliga a que se utilice calefactores permanentemente, consecuentemente en el cálculo se supone una cantidad considerable de calefactores. Los pobladores del lugar están utilizando 4 calefactores por familia, por lo que se supondrá dicho número. El calentador de agua se supondrá eléctrico. Se incluirá una bomba de agua debido a que existe posibilidad de que cada usuario tenga un tanque de almacenamiento.

-Se debe recalcar que se recomienda que a largo plazo se utilice parcial o totalmente otro tipo de fuente energética (como la madera) para el calentamiento del agua o la calefacción.

-La demanda máxima unitaria proyectada DMUp es de 5 KVA (ver tabla 2.1).

La determinación de la demanda de diseño de la Cooperativa ECJ se encuentra detallada en la tabla 2.1.

N-	Descripción	Cantidad	Potencia W	FFUN %	CIR	FSn	DMU
1	Puntos de alumbrado	14	100	60	840	40	336
2	Apliques	4	25	80	80	20	16
3	Cafetera	1	1.000	30	300	30	90
4	Sartén	1	800	20	160	20	32
5	Calentador Agua	1	2.000	70	1.400	20	280
6	Refrigeradora	1	300	100	300	25	75
7	Batidora	1	150	80	120	20	24
8	Radio	2	100	90	180	50	90
9	Lavadora	1	800	80	640	20	128
10	Plancha	1	1.000	100	1.000	30	300
11	TV	2	250	70	350	70	245
12	Aspiradora	1	400	70	280	10	28
13	Secador de pelo	1	250	60	150	30	45
14	Máquina de coser	1	100	20	20	10	2
15	Calefactor	4	1.000	70	2.800	50	1.400
16	Enceradora	1	450	20	90	10	9
17	Bomba de agua	1	1.000	100	1.000	20	200
							3.300
	FFUn.- Factor de Frecuencia de uso						
	CIR.- Carga instalada por consumidor representativo=Potencia * FFUn*0,01						
	FSn.- Factor de simultaneidad establecido						
	Demanda máxima unitaria= CIR*FSn*0,01						
	Factor de potencia supuesto= 0,85						
	DMU= 3,3/0,85= 3,9KVA						
	Ti= 2,5						
	(1+ti/100)^10= 1,28						
	DMUp=5KVA (4,969)						
	Factor de diversidad para 50 usuarios tipo B = 2,5						
	N= 50 usuarios						
	Demanda de diseño= DMUp* N/FD= 100 KVA						

Tabla 2.1 Determinación de la demanda de diseño de la cooperativa agrícola ECJ.

-La demanda de diseño DD es 100 KVA (ver tabla 2.1), tomando en cuenta que esta solo incluye la demanda doméstica. Ver Tabla 2.1 Determinación de la demanda de diseño de la cooperativa agrícola sustentable ECJ.

2.1.2.3 Demanda en el alumbrado publico.

Para el alumbrado publico se suponen 70 postes de 70 w (de vapor de sodio)= 4900w= 4.9KW. ¹¹

La sumatoria entre la demanda de diseño (100 KVA) y la demanda del alumbrado público (4.9 KVA) es 104.9 KVA.

Finalmente la demanda de diseño total se supondrá 105 KVA (104.9KVA) para los estudios siguientes.

2.2 COSTOS RELACIONADOS A LA GENERACION HIDROELECTRICA

2.2.1 INVERSION INICIAL DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA.

Como se indicó previamente, la inversión inicial de una central hidroeléctrica es alta. En medianas centrales hidroeléctricas el costo de inversión del kilovatio instalado está alrededor de los mil a mil quinientos dólares; es decir una central hidroeléctrica que genere una potencia equivalente a 1MW tendrá como inversión inicial aproximadamente de un millón a un millón quinientos mil dólares¹². En las pequeñas centrales hidroeléctricas el costo del Kilovatio instalado generalmente es mayor, pero depende obviamente del tipo de instalación, pues el kilovatio instalado varía desde los mil quinientos dólares hasta los tres mil quinientos dólares.

Los costos más importantes relacionados con la inversión inicial de una central hidroeléctrica son¹³:

- 1.- Estudios de ingeniería, diseño, prefactibilidad, factibilidad, etc.**
- 2.- Costos del grupo turbina-generator que incluye la turbina, el generador, el transformador y su respectiva implantación, etc.**
- 3.- Costos de obras civiles que incluye represas, canales de desvío, etc.**

El costo del grupo turbina-generator depende de muchos factores, siendo los factores directos más importantes la altura de caída de agua y la potencia de generación. Mientras menor sea la caída de agua el costo del grupo turbina-generator costará más. Si la potencia es mayor obviamente el costo del grupo será mayor. La inversión es proporcional a la potencia de generación e inversamente proporcional a la altura. Esto da el criterio de

¹¹ PROYECTO EN COMUNIDAD CON JESUS ECJ 2005.

¹² www.conelec.com

¹³ ITDG. Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Pag 262. Perú. 1995.

que en lo posible las pequeñas centrales hidroeléctricas se las debe diseñar aprovechando la mayor cantidad de altura antes que la mayor cantidad de caudal para una misma potencia.

Sin embargo la posibilidad de aumentar la potencia de generación a su vez depende de otros factores como: el caudal, la altura disponible y la posibilidad de incrementarla. En muchos casos para poder aumentar la altura es necesario realizar obras civiles que elevan el costo de la central. Se debe analizar económicamente si es factible la construcción de obras civiles ampliando la altura disponible pero acrecentando el costo de la central hidroeléctrica.

2.2.2 COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA

El costo de operación, mantenimiento y repuestos (O+M+R) anual se puede estimar alrededor del 10 % del costo de la inversión inicial ¹⁴. Tomando en cuenta que mientras mayor sea la generación de energía la proporción del valor de O+M+R disminuye con respecto a la inversión inicial debido a que los costos de sueldos y salarios tienden ser iguales. Igual que en las compañías industriales que generan productos en serie el costo neto final del producto tiende a ser más barato mientras mayor sea la producción.

2.2.3 PRECIO DE LA ENERGIA EN EL MERCADO. (Ver anexo C)

En el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas, el precio de venta de la energía es de 5.8 centavos de dólar el kilovatio- hora ¹⁵. Este precio es constante durante 12 años desde que se firme el contrato con el CONELEC y se garantiza que toda la energía producida sea vendida al estado. Después de los 12 años la energía será vendida con las mismas condiciones de grandes centrales, es decir, en función de la oferta y demanda energética del país ¹⁶.

Este respaldo por parte del Estado Ecuatoriano, específicamente por el CONELEC, garantiza la recuperación de la inversión, pues inicialmente la central hidroeléctrica estaría subutilizada y se puede vender el sobrante de energía a la red nacional. Así la pequeña central hidroeléctrica sería financiada parcial o totalmente por su propia energía producida, y al terminar su inversión se podría crear un pequeño fondo económico comunitario para diversos fines de la cooperativa agrícola.

¹⁴ ITDG. Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Análisis de las pág. 14 a 16. Perú. 1995.

¹⁵ REGULACIÓN No. CONELEC – 004/04. Capítulo 9 : Precio de la energía.

¹⁶ REGULACIÓN No. CONELEC – 004/04. Capítulo 10 : Vigencia de los precios.

2.2.4 VENTAJA GEOGRAFICA DESDE UN PUNTO DE VISTA ECONOMICO DE LA VENTA DE ENERGIA DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA EN LA COOPERATIVA AGRICOLA SUSTENTABLE ECJ.

Debe existir una conexión a la red nacional para poder abastecer la energía producida a la misma. La red nacional es la que actualmente abastece a los moradores de la cooperativa agrícola sustentable ECJ, por lo tanto existe la ventaja de que no es necesario construir las instalaciones necesarias para conectarse a la red nacional. Para vender energía a la red nacional será necesario una mínima infraestructura para el transporte de energía hasta la red, disminuyendo así el costo de transporte de energía con respecto a sistemas que se encuentren más alejados de la red nacional.

Es importante recalcar que el principal objetivo de la pequeña central hidroeléctrica es abastecer de energía a los moradores de la cooperativa agrícola sustentable ECJ, por lo que la energía vendida aumentaría o disminuiría en función de la menor o mayor necesidad de la cooperativa. En la medida de que la demanda energética de la cooperativa aumente, la venta de energía sobrante hacia la red será menor.

2.3 RECONOCIMIENTO BASICO DEL LUGAR

2.3.1 DESCRIPCION GEOGRAFICA BASICA

La Cooperativa agrícola sustentable ECJ tiene la forma geográfica de un pequeño valle rodeado de dos grandes laderas o de una gran quebrada (el lugar también se denomina quebrada Alpatola)(ver Gráficos 2.1, 2.2 y 2.3). El área posee una zona llana por la que pasa el riachuelo Alpatola y a ambos costados empiezan dos grandes laderas que poco a poco se vuelven más empinadas a medida que se distancian del terreno plano. En el sector plano existe una inclinación suficiente para que fluya el riachuelo hacia el lado Occidental.

El terreno es irrigado de agua por la gran humedad del ambiente, por pequeños afluentes que vienen de las laderas en su mayoría temporales, posiblemente por aguas subterráneas y principalmente por el riachuelo Alpatola. Desde la entrada del riachuelo al área de la cooperativa hasta su salida posee una distancia en línea recta de 2200 metros con un desnivel de 130 metros. A lo largo de los costados del riachuelo se halla una riqueza vegetal muy grande resaltando principalmente los árboles de papel (Polylephis).

La zona llana tiene un área suficientemente grande para la utilización agrícola y la construcción de obras civiles, especialmente para vivienda y servicios, según se indica en el mapa de la cooperativa del Anexo D. En el diseño del proyecto de la cooperativa se

indican zonas para cultivos, para servicios varios, para urbanización, los cuales se deberá tomar en cuenta, pues no se podrá construir una casa de máquinas en una sección donde se haya planificado alguna obra. No se deberá utilizar las zonas en donde está planificado obras civiles urbanísticas.

Entre las dos laderas existentes en el sector, la más importante es la nororiental. Esta ladera es muy pronunciada, teniendo a lo largo de toda la cooperativa una diferencia de nivel entre sus puntos más altos y la zona en donde comienza el sector plano de aproximadamente 100 metros (dentro del área a la que pertenece la cooperativa) con un ancho aproximado de 210 metros. Toda esta zona ha sido planificada para arborización, y es posible que sea utilizada para obras relacionadas con una pequeña central hidroeléctrica. (Ver anexo D)

2.3.2 ESTUDIO GEOLOGICO BASICO DEL TIPO DE SUELO

2.3.2.1 El sector llano.

El sector llano tiene un tipo de suelo blando, que es bueno para la siembra, pero muy malo para construcciones civiles¹⁷. En el caso de querer construir en ese sector se deberá previamente realizar cimentaciones muy profundas para garantizar la estabilidad del suelo, esto incrementa el costo de la obra civil. Mientras mayor sea el peso de la construcción a realizarse en el lugar, mayor deberán ser las cimentaciones y consecuentemente el costo.

Sin embargo, en el presente se encuentran ya construidas o construyéndose algunas obras civiles (casas de los moradores), y aunque el costo de las cimentaciones ha sido un poco más elevado, el costo final de las construcciones no se ha visto mayormente influenciado. En el caso de la implantación de una pequeña central hidroeléctrica en esta zona se deberá tomar en cuenta que se debe asegurar la estabilidad de las obras con buenas cimentaciones que encarecerían levemente el costo de inversión.

2.3.2.2 En las laderas

En el sector de las laderas el suelo es mucho mejor para construcción de obras. En este caso los suelos son más duros y más estables. En general las cimentaciones en esta área pueden ser menos robustas y consecuentemente las obras serán más baratas. Esta zona es mejor para la construcción de obras civiles y para la implantación de un cuarto de máquinas desde el punto de vista geológico.

Si se desea realizar construcciones civiles en las laderas se deberá tomar en cuenta que cercano al ingreso del riachuelo por la cooperativa se encuentra una gran peña que obstaculizaría la construcción de obras civiles. En el caso de cimentar un canal por ese sector se necesitará analizar las posibilidades de construcción por ese sector; esto podría ser necesario si se desea desviar parte del cauce del riachuelo para la pequeña central hidroeléctrica.(Ver Anexo D)

Cerca de la zona media de la ladera, aproximadamente a unos 750 metros de distancia desde la salida del riachuelo de la cooperativa, se encuentra una pequeña hondonada que en ciertas épocas del año conduce una pequeña cantidad de agua. Esta zona es muy inestable para cualquier construcción debido a que puede haber pequeños desplazamientos de tierra superficiales. Si un canal de agua es construido por esta zona se deberá tener la precaución de que el canal vaya enterrado mínimo 5 metros de profundidad en esta área. No se recomienda la construcción de un cuarto de máquinas en esta zona.

2.4 RECOPIACION DE DATOS HIDROLOGICOS

2.4.1 INTRODUCCION

¹⁷ Análisis del Informe del Estudio de suelos realizado en el lote N- 23 ubicado en el Sector de Sigsipamba.

La fuente hídrica para la generación hidroeléctrica es el riachuelo Alpatola. Este riachuelo se forma por el agua que fluye de las laderas, posiblemente por aguas subterráneas y principalmente por las lagunas Yuyos y Boyeros(Ver Anexo A). Estas lagunas funcionan como un gran capacitor de agua; consecuentemente el riachuelo tenderá a tener un caudal regular. En épocas de estiaje el riachuelo se verá provisto del agua dotada por parte de estas lagunas y en épocas de lluvias el riachuelo se verá provisto de las aguas de precipitaciones junto con el aporte de las lagunas.

Los moradores del lugar indican que siempre ha existido humedad alta en la zona, a tal punto que muchas veces no considera necesario regar los sembríos. Además indican que, analizando los caudales del riachuelo no existe mucha diferencia entre las temporadas de muchas precipitaciones y las secas. La gran diferencia entre las épocas de lluvias y las épocas de estiaje está que en épocas de lluvia ha habido heladas más abundantes y hasta nieve en las laderas.

Se han dado algunos aforos (medidas de caudales) en el riachuelo y las mediciones han variado desde los 450 litros por segundo hasta los 900 litros por segundo. Sin embargo existe un documento del CNRH (Centro Nacional de Recursos Hídricos, Ver Anexo E) en donde se explica un estudio para concesión de aguas en el sector que se ha dado en el año 1990. El estudio indica que de la serie de aforos, el caudal más persistente está alrededor de los 450 litros por segundo. Sin embargo en otra parte del documento se indica que el caudal del riachuelo Alpatola es de 300 litros por segundo. Para fines de diseño y asegurando la existencia de caudal necesario, se ha escogido tomar como caudal mínimo a 300 litros por segundo a pesar de que se indique los 450 litros como caudal más persistente en el año.

2.4.2 CAUDAL ECOLOGICO

El riachuelo Alpatola influye de una manera muy positiva en la flora y fauna del sector. Tomando los criterios de cuidado al medio ambiente debe haber cuidado en el desvío del caudal del riachuelo para afectar lo menos posible a la naturaleza, en especial a los polylephis que se encuentran en las orillas del riachuelo. Se recomienda que en este caso se utilice solo el 90 % del caudal disponible para así poder tener un caudal mínimo ecológico que no afecte a esta vegetación. Si se considera que en épocas de estiaje el caudal mínimo será de 300 litros por segundo, entonces se deduce que solo se podrá utilizar 270 litros. Los 30 litros restantes que pasen por el cauce natural del riachuelo estarán presentes solo en épocas de estiaje, pues en la generalidad del año fluirá un caudal mucho mayor por el cauce natural.

2.4.3 RECURSO HÍDRICO PARA FINES DOMESTICOS

Parte del recurso hídrico será usado para consumo doméstico de la cooperativa. Por cada habitante es necesario cuantificar un mínimo de 450 litros por día (Ver Anexo E). Tomando en cuenta a 300 habitantes se deduce que se necesitará un flujo de 1.56 litros por segundo; este caudal es insignificante y no influirá en las cifras de diseño de la pequeña central hidroeléctrica al ser un caudal tan mínimo con respecto al caudal de uso para hidrogenación.

2.4.4 IMPACTO AMBIENTAL DE UNA REPRESA

Para la toma de agua no se construirá una represa, pues, además de incrementar el costo de la central hidroeléctrica, también producirá un impacto ambiental negativo¹⁸. Es necesario que la vegetación continúe teniendo una fuente de agua significativa y con una represa se influirá negativamente. Al hacer una toma de agua directa y solo utilizar, dentro de lo posible, los 270 litros indicados se afectará mucho menos al medio y se proyectará que el impacto ambiental sea mínimo.

2.5 DETERMINACION DEL LUGAR DONDE SE COLOCARA LA CASA DE MAQUINAS

2.7.5 INTRODUCCION

El lugar en donde se construirá la casa de máquinas es determinado según algunos factores, como costo de la implantación, capacidad de oferta energética, demanda energética de la cooperativa, impacto ambiental y disponibilidad de espacio. No se puede determinar el lugar donde se colocará la casa de máquinas analizando solo desde un punto de vista energético o solo económico, pues si solo se toma en cuenta los factores independientemente se puede tener conflictos entre ellos. Es necesario hacer un balance entre todos los parámetros y luego finalmente, decretar la mejor opción.

En este punto de análisis se podría suponer que el lugar de implantación de la casa de máquinas no este afectado por el resto de partes de la central hidroeléctrica. El lugar en donde se implante la casa de máquinas a su vez influirá en la altura disponible de caída de agua y consecuentemente en la potencia energética que ofrezca la central. La altura disponible a su vez depende de las características del canal de desvío de caudal y dependiendo de las características de este aumentará o disminuirá el costo de las obras civiles.

¹⁸ ITDG. Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Análisis de las pág. 2. Perú. 1995.

2.5.2 DISPONIBILIDAD DE ESPACIO

Existen ciertas zonas de la cooperativa planificadas para varios usos como arborización, cultivo, y urbanización que incluye los lotes que pertenecerían de manera privada a los moradores de la cooperativa. No se puede utilizar las siguientes áreas: áreas correspondientes a los lotes de los moradores, área de urbanización y áreas de servicios. Es posible utilizar las áreas correspondientes a cultivos, arborización, piscicultura y deportes. (Ver Anexo D)

No se tomará en cuenta el tipo de suelo para la selección del lugar en donde funcionará la casa de máquinas, debido a que la inversión de la construcción en los suelos resistentes de las laderas con respecto a los suelos suaves de la zona llana no es muy significativa. Aunque el suelo de las laderas es recomendable para realizar obras civiles, no se pondrá como requisito que la casa de máquinas sea implantada en las mismas.

2.5.3 IMPACTO AMBIENTAL

El registro oficial (ver Anexo I), del 10 de octubre del 2003, indica que hay una zona denominada de protección ciudadana que cubre desde las orillas del riachuelo hasta 10 metros de distancia. Esta zona no puede ser alterada con obras civiles (en lo posible) debido al impacto ambiental que esto provocaría. La casa de máquinas no podrá ser construída dentro de esta zona. Solo se puede edificar dentro de esta área las instalaciones para el mejor manejo del recurso hídrico y ello incluye el retorno del caudal hacia su cauce original luego de su uso en la microcentral.

La construcción de una represa mejoraría el manejo del recurso hídrico para la generación hidroeléctrica. Sin embargo se ha determinado que no se construirá ninguna represa para disminuir el impacto ambiental producido por la misma. Se optará por la construcción de un canal de derivación, que desvíe parcialmente el agua sin la necesidad de acumular el agua con una represa.

2.5.4 CAPACIDAD DE OFERTA ENERGETICA

Los dos factores directos que influyen en la potencia generada son la altura de caída de agua y el caudal. Este último es un parámetro que no se puede variar en este proyecto específico, así que para poder aumentar la oferta energética es

necesario incrementar la altura de caída de agua. En la cooperativa agrícola sustentable ECJ el riachuelo Alpatola puede ser desviado a la altura de 3760 msnm. El nivel más bajo en el que se encuentra el riachuelo es a los 3630 msnm (ver anexo D). La altura de diseño de la central hidroeléctrica deberá proporcionar una potencia energética significativa.

2.5.5 DEMANDA ENERGETICA DE LA COOPERATIVA AGRICOLA ECJ

Dentro de lo posible la central hidroeléctrica debe satisfacer las necesidades de la demanda energética de la Cooperativa Agrícola ECJ. La potencia que genere la pequeña central hidroeléctrica deberá cubrir al menos los 105 KW necesarios para satisfacer la necesidad eléctrica doméstica de todo el proyecto. Aunque en un comienzo la cooperativa no necesitará toda la potencia calculada, se recordará que el objetivo principal de la pequeña central hidroeléctrica es el satisfacer la demanda energética de sus moradores.

2.5.6 CRITERIO DE COSTO DE LA IMPLANTACION

En la medida en la que se utilice la mayor altura de caída de agua se incrementarán los costos de construcción del canal de desvío. Es importante determinar hasta que punto es rentable el aumento de la altura de caída de agua a un costo de mayor inversión en la obra civil.

2.5.7 PROPUESTAS DE LUGAR A COLOCARSE LA CASA DE MAQUINAS

El caudal para la pequeña central hidroeléctrica sería desviado con una tubería de cemento enterrada. Esto daría como ventaja, con respecto a un canal abierto, el costo relativamente bajo y la protección del caudal frente a derrumbamientos o basuras sobre el canal.

2.5.7.1 Propuesta 1

Esta alternativa se desarrolló tomando en cuenta que el área de cultivo 1 si puede ser utilizada para obras civiles y además la caída de agua es considerable. El gráfico que indica el recorrido del canal de desvío, de la tubería de presión y el lugar a colocarse la casa de máquinas en esta propuesta se encuentra en el mapa del anexo F.

En la tabla 2.2 se indican los detalles principales que implicarían la primera propuesta.

Altura de toma de caudal	3760 m.s.n.m.
Altura aproximada de la casa de máquinas	3700 m.s.n.m.
Zona donde se colocaría la casa de máquinas	Área de cultivo 1
Altura aproximada de descarga	3695 m.s.n.m.
Tipo de obra de desvío de agua	Tubería de cemento
Caudal aproximado	270 litros/seg
Longitud aproximada de desvío de caudal	610 metros
Longitud aproximada de la tubería de presión	160 metros
Altura neta aproximada para generación hidroeléctrica	60 metros
Potencia generada aproximada	113 KW

Tabla 2.2 Propuesta 1 de pequeña central hidroeléctrica.

Nota.-La potencia se supone con una eficiencia del sistema del 70 %. Para realizar una aproximación de la potencia generada se ha utilizado la ecuación 3.17 del capítulo 3.

2.5.7.2 Propuesta 2

Esta alternativa se realizó tomando en cuenta que el área de cultivo 3 si puede ser utilizada para obras civiles. La altura de caída de agua es mayor que en la propuesta 1. El gráfico que indica el recorrido del canal de desvío, de la tubería de presión y el lugar a colocarse la casa de máquinas en esta propuesta se encuentra en el mapa del anexo G.

En la tabla 2.3 se indican los detalles principales que implicarían la segunda propuesta.

Altura de toma de caudal	3760 m.s.n.m.
Altura aproximada de la casa de máquinas	3680 m.s.n.m.
Zona donde se colocaría la casa de máquinas	Área de cultivo 3

Altura aproximada de descarga	3675 m.s.n.m.
Tipo de obra de desvío de agua	Tubería de cemento
Caudal aproximado	270 litros/seg
Longitud aproximada de desvío de caudal	880 metros
Longitud aproximada de la tubería de presión	255 metros
Altura neta aproximada para generación hidroeléctrica	80 metros
Potencia generada aproximada	151 KW

Tabla 2.3 Propuesta 2 de pequeña central hidroeléctrica

Nota.-La potencia se supone con una eficiencia del sistema del 70 %. Para realizar una aproximación de la potencia generada se ha utilizado la ecuación 3.17 del capítulo 3.

2.5.7.3 Propuesta 3

Esta alternativa se realizó tomando en cuenta que el área de cultivo 4 si puede ser utilizada para obras civiles. La caída de agua es mucho más considerable que en las otras dos propuestas. La tubería de presión se colocaría en un extremo del área del proyecto debido a que se ha evitado el área inestable de la pequeña quebrada que se encuentra cercano al lugar de esta propuesta (ver 2.3.2.2). Cuando la tubería que desvía el agua cruce esta zona deberá ser enterrada cinco metros en la tierra y después regresar a su nivel para continuar su recorrido, sin embargo eso no influirá económicamente en el proyecto. El gráfico que indica el recorrido del canal de desvío, de la tubería de presión y el lugar a colocarse la casa de máquinas en esta propuesta se encuentra en el mapa del anexo H.

En la tabla 2.4 se indica los detalles principales que implicarían la tercera propuesta.

Altura de toma de caudal	3760 m.s.n.m.
Altura aproximada de la casa de máquinas	3640 m.s.n.m.
Zona donde se colocaría la casa de máquinas	Área de cultivo 4
Altura aproximada de descarga	3635 m.s.n.m.
Tipo de obra de desvío de agua	Tubería de cemento

Caudal aproximado	270 litros/seg
Longitud aproximada de desvío de caudal	1700metros
Longitud aproximada de la tubería de presión	335 metros
Altura neta aproximada para generación hidroeléctrica	120metros
Potencia generada aproximada	226 KW

Tabla 2.4 Propuesta 3 de pequeña central hidroeléctrica

Nota.-La potencia se supone con una eficiencia del sistema del 70 %. Para realizar una aproximación de la potencia generada se ha utilizado la ecuación 3.17 del capítulo 3.

2.6 INSTITUCIONES QUE PROMOCIONAN EL USO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN EL ECUADOR.

Existen algunos organismos ecuatorianos que promocionan la implantación y uso de pequeñas centrales hidroeléctricas. El conocer sobre ellas es necesario para saber qué instituciones puedan respaldar un proyecto de esta naturaleza.

Entre otros organismos se tiene:

- 1) El Ministerio de Energía y Minas a través del DERE (Departamento de Energías Renovables y Eficiencia Energética) que al momento está a cargo del proyecto EMSAT, cuyo objetivo principal es el fomento de tecnología local relacionada con centrales hidroeléctricas de pequeña escala.
- 2) La Corporación de Investigación Energética CIE.- Es una ONG que se dedica a la creación de proyectos relacionados con Energías Alternativas. Entre sus proyectos grandes se encuentra el proyecto SILAE que tiene que ver con la Electrificación rural para la Amazonia que, dependiendo el caso, se utilizan las fuentes de energías alternativas más abundantes del sector. Estas energías pueden ser Fotovoltaicas, mini hidráulicas, etc.
- 3) FERUM (Fondo de Electrificación Rural).- Cuyo objetivo es financiar proyectos de electrificación rural y divulgarlos para promoción.

2.7 ASPECTOS VARIOS

Aspectos varios a tomarse en cuenta para implantar una micro central hidroeléctrica en la cooperativa agrícola sustentable ECJ.

2.7.1 GENERACION ELECTRICA

Para el aprovechamiento del agua con fines de hidrogenación es necesario tomar en cuenta todos los requisitos legales o de otro tipo. Existe un organismo conocido como el Consejo Nacional de Electrificación CONELEC que regula todas las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Cualquier organismo que desee generar energía eléctrica deberá implantar los sistemas de generación con aprobación previa del CONELEC¹⁹.

2.7.2.- ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL²⁰

Según las normativas del CONELEC solo las centrales de generación cuya potencia generada sea mayor o igual a 1MW deberán presentar su respectivo estudio de impacto ambiental. Para la implantación de una microcentral en la pequeña ciudad sustentable ECJ no es necesario realizar un estudio de impacto ambiental, debido a que su capacidad de generación es mucho más baja que el nivel mínimo estipulado por el CONELEC. Las microcentrales tienen un impacto ambiental tan mínimo que el CONELEC indica que no hay necesidad de un Estudio de Impacto Ambiental.

2.7.3. USO DEL AGUA

Para poder utilizar el recurso hídrico se debe solicitar la aprobación del uso del agua por parte del Centro Nacional de Recursos Hídricos CNRH. Si se desea implantar una microcentral hidroeléctrica se deben realizar los respectivos trámites para el uso del agua, pues este recurso es considerado patrimonio del país y no se puede utilizar un recurso que ya haya sido concesionado a otros usuarios. Al utilizar el recurso hídrico de un sector se debe tomar en cuenta que con ello no se afecte a otros usuarios.

En el caso específico de la cooperativa agrícola se analizará el uso del agua, dentro de lo posible, solo dentro del área a la que corresponde la cooperativa. Esto es muy factible pues el desnivel entre el lugar de ingreso del riachuelo Alpatola hasta el lugar de salida es aproximadamente 130 metros, además de que con ello no se afectará a otros usuarios del agua del sector. Una parte del riachuelo podría ser desviado dentro del área de la cooperativa y luego de ser utilizado se retornaría a su cause antes de la salida del agua del riachuelo del área de la cooperativa.

2.7.4 AREA DE PROTECCION CIUDADANA (Ver anexo I)

Una publicación del registro oficial indica que “ se consideran áreas de protección ciudadana a las superficies que rodean a los cuerpos de agua perennes o intermitentes, naturales o artificiales, o que son ocupadas por éstos. Estas áreas incluyen:

¹⁹ www.conelec.gov.ec

²⁰ Decreto Ejecutivo 1761. Art. 19. Doctor Gustavo Novoa Bejarano. Publicado en el Registro Oficial No. 396, de 23 de Agosto de 2001

- a) Lechos de los cuerpos de agua.
- b) (...) en el caso de que el cuerpo de agua esté rodeado de barrancos, taludes inestables o taludes con una inclinación mayor a 45 grados, las áreas de protección especial se extienden a:

- Toda el área comprendida entre las márgenes y los bordes superiores del talud.
- Fajas de 10 metros de ancho medidos horizontalmente, desde el borde superior del talud hacia fuera del cuerpo de agua.

Se prohíben las obras, construcciones o actuaciones que puedan dificultar el curso de las aguas de los ríos, arroyos o cañadas, así como en los terrenos inundables durante las crecidas no ordinarias, cualquiera sea el régimen de propiedad. Se exceptúan las obras de ingeniería orientadas al mejor manejo de las aguas”²¹

CAPITULO 3 TEORIA DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

3.1 MECANICA DE FLUIDOS.

3.1.1 ECUACION DE BERNOULLI²²

La ecuación de Bernoulli está relacionada con la ley de la conservación de la energía en fluidos, que cumplan las siguientes condiciones:

- 1) Flujo estable.
- 2) Fluido incompresible.
- 3) Flujo sin fricción.
- 4) Flujo a lo largo de una línea de corriente.

Se tiene que :

$$\frac{p}{\rho} + \frac{V^2}{2} + gz = cte. \quad (3.1)$$

Donde:

p.- Presión [Pa].

P.- Densidad [kg / m^3].

V.- Velocidad [m / s].

²¹ Registro Oficial N 187 pag 42 Viernes 10 de Octubre del 2003

²² FOX MCDONALD. Introducción a la mecánica de fluidos. Méjico. 1997. Pág. 551.

g.- Gravedad [m/s^2].

z.- Altura [m].

Se establece la gravedad $g = 9.8m/s^2$

Esta ecuación es muy importante porque indica la relación que existe en un fluido entre los cambios de altura, de presión y de velocidad. Si un fluido, perteneciente a un volumen de control establecido, tiene un cambio en su altura entonces existirá un cambio en su velocidad, presión, o en ambas (estableciendo a la gravedad y a la densidad constantes). Igualmente sucederá con un cambio en su velocidad o en su presión.

Cada una de las expresiones de la ecuación de Bernoulli está relacionada con la energía. En la Mecánica de Fluidos se suele representar estos valores en función de alturas (o de equivalencias de alturas). Para ello es necesario fraccionar a la ecuación 3.1 para la gravedad.

Así se tiene:

$$\frac{p}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} + z = cte. \quad (3.2)$$

Suponiendo que se cumplen las cuatro condiciones indicadas anteriormente, para que se cumpla la ecuación de Bernoulli en un fluido que pasa por tres puntos A, B y C (ver Gráfico 3.1).

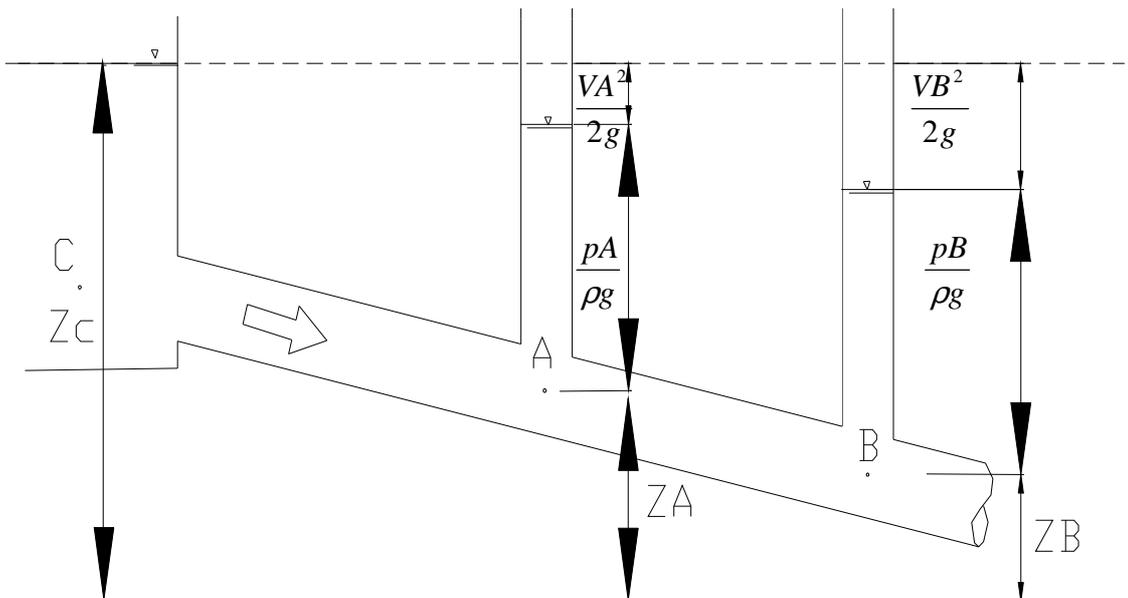


Gráfico 3.1 Fluido que pasa por tres puntos de tubería A, B y C.

Se tiene que:

$$\frac{pA}{\rho g} + \frac{VA^2}{2g} + zA = \frac{pB}{\rho g} + \frac{VB^2}{2g} + zB = zC \quad (3.3)$$

A cada una de las expresiones se las puede identificar de la siguiente manera:

$$hp = \frac{p}{\rho g} \quad (3.4)$$

Se denomina altura piezométrica.

$$hc = \frac{V^2}{2g} \quad (3.5)$$

Se denomina altura cinética

$$hb = z \quad (3.6)$$

Se denomina altura geométrica.

Nótese que de la altura piezométrica se puede deducir la presión que ejerza una columna de agua en un punto conocido

$$p = hp * \rho * g \quad (3.7)$$

Todas las transformaciones de energía implican una pérdida de la misma; sin embargo se debe tratar de aprovechar la mayor cantidad existente. En el caso de una pequeña central hidroeléctrica es necesario transformar lo más eficiente posible al potencial disponible en energía útil, disminuyendo la mayor cantidad de pérdidas .

3.1.2 LEY DE LA CONTINUIDAD²³

La ley de la continuidad indica que para un instante, la cantidad de caudal que circule por las diferentes secciones de una tubería será siempre constante.

²³ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-5.2.1.htm>.

En el gráfico 3.2 se indica un componente de una tubería con diferentes secciones, en donde:

s_1 = área de la sección 1

v_1 = velocidad del fluido en la sección 1.

s_2 = área de la sección 2

v_2 = velocidad del fluido en la sección 2.

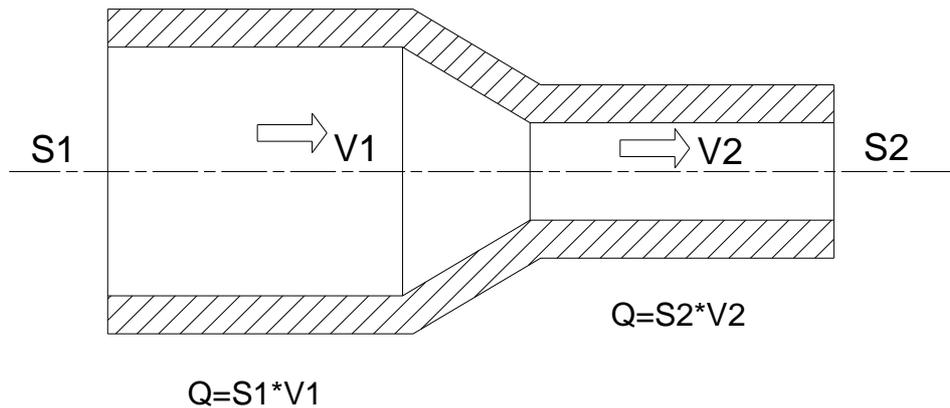


Gráfico 3.2 Flujo por tubería con diferentes secciones.

Debido a que el caudal es constante se establece:

$$s_1 * v_1 = s_2 * v_2 \quad (3.8)$$

3.1.3 PERDIDAS DE CARGA POR ROZAMIENTO

3.1.3.1 Pérdidas de carga mayores.

En el transporte de un fluido existe pérdida de energía, principalmente por rozamiento, entre el fluido y la tubería. La pérdida de energía puede ser expresada en términos de altura piezométrica o de pérdidas de presión. En el caso de sistemas energéticos se procura que las pérdidas por rozamiento sean lo más pequeñas posibles, por lo que se debe analizar los diversos factores que influyen con el rozamiento.

Para flujo turbulento²⁴ “...la caída de presión Δp debida al rozamiento completamente desarrollado a través de un conducto horizontal de área transversal constante, depende del diámetro D del tubo, de su longitud L , de la rugosidad o aspereza de la pared e , de la velocidad media V , de la densidad del fluido ρ , y de su viscosidad μ . Tal que

²⁴ FOX MCDONALD. Introducción a la mecánica de fluidos. Méjico. 1997. Pág. 385.

$$\Delta p = \Delta p(D, L, e, V, \rho, u) \quad (3.9)''$$

Realizando un análisis dimensional se tiene que

$$\frac{\Delta p}{\rho V^2} = f\left(\frac{u}{\rho V D}, \frac{L}{D}, \frac{e}{D}\right) \quad (3.10)$$

Además se tiene que

$$\text{Re} = \frac{u}{\rho V D} \quad (3.11)$$

Donde Re es el número de Reynolds (número adimensional)

Haciendo diversos cálculos se encuentra una función desconocida f denominada factor de rozamiento.

$$f = \phi\left(\text{Re}, \frac{e}{D}\right) \quad (3.12)$$

La pérdida de carga en términos de altura está dada por la siguiente fórmula:

$$hl = f \frac{LV^2}{D2} \quad (3.13)$$

El factor de rozamiento se encuentra experimentalmente y se halla a través del diagrama de Moody (Ver Anexo J) y la rugosidad de la superficie se puede hallar en tablas o diagramas (Ver Anexo K).

3.1.3.2 Pérdidas de carga menores.

Siempre hay pérdidas de energía en los cambios de sección, codos, uniones etc. Existen factores específicos que se relacionan según el elemento y la forma del mismo; estos factores se encuentra en catálogos y libros. En el caso de que esas pérdidas menores sean muy pequeñas con respecto a las pérdidas por rozamiento se las puede obviar por considerarse mínimas con respecto a las pérdidas mayores²⁵.

3.1.4 GOLPE DE ARIETE

El golpe de ariete o “martillo de agua” es un fenómeno que se produce en tuberías cuando existe una variación en la velocidad del fluido. Generalmente esto sucede por apertura o cierre de válvulas a lo largo de los conductos. Al cerrar una válvula de paso en una tubería, el fluido que recorre la misma produce un aumento de presión en ciertas zonas de la misma, debido a su energía cinética. Esta sobrepresión depende principalmente de la rapidez de variación de velocidad del fluido, es decir mientras más lentamente se cierre o se habrá una válvula menor será el golpe de ariete en una tubería²⁶.

²⁵ FOX MCDONALD. Introducción a la mecánica de fluidos. Méjico. 1997. Pág. 391.

²⁶ NAUTA EDITORES. Enciclopedia de la Técnica y de la Mecánica. Vol. 4. Pág. 226. Barcelona. 1970.

Este fenómeno es muy importante tomar en cuenta al determinar el espesor de la tubería de presión. Aunque el golpe de ariete puede ocasionar sobrepresiones grandes, en el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas se suele diseñar las tuberías de presión con una sobre presión del 30 % de la presión de trabajo para el golpe de ariete. Inclusive para el caso de turbinas Pelton y Banki se recomienda suponer mínimo el efecto del golpe de ariete²⁷.

3.2 ENERGIA

La energía está definida como la capacidad que posee un cuerpo o elemento de realizar un trabajo. Esta capacidad de realizar un trabajo puede tener diversas características, por ejemplo puede depender de su posición (energía potencial), de su movimiento (energía cinética), de su estructura molecular (energía química), etc²⁸.

3.2.1 ENERGIA POTENCIAL

La energía puede manifestarse como energía potencial, cuya característica depende de la posición en la que se encuentre un elemento que posee masa. La energía potencial almacenada por una unidad depende de su masa, de la fuerza de gravedad y de la altura en la que se encuentre el objeto. Así la ecuación que define la energía potencial es²⁹:

$$E_p = m * g * h \quad (3.14)$$

Donde:

Ep.- Energía Potencial[Joule].

m.- masa[kg].

h.- altura[m].

El objetivo de una central hidroeléctrica es aprovechar la energía potencial que existe en un flujo o reservorio de agua que se encuentra con una altura y cantidad considerable.

3.2.2 ENERGIA CINETICA

La característica principal de la energía cinética es su movimiento. Un elemento con masa posee energía cinética solo si posee movimiento.

La ecuación que define a la energía cinética es³⁰:

$$E_c = \frac{m * v^2}{2} \quad (3.15)$$

²⁷ Aguirre. Tesis: Minicentral hidroeléctrica de 15 KW en Patichubamba.

²⁸ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-2.1.htm>.

²⁹ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-2.1.1.htm>.

³⁰ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-2.1.1.htm>.

Donde :

E_c = Energía cinética[Joule].

m = masa[kg].

v = velocidad[m/s].

3.2.3 ENERGIA HIDROELECTRICA³¹

En una central hidroeléctrica se tiene energía potencial almacenada en una cierta cantidad de agua que se encuentra a una cierta altura, posteriormente el agua cae por una tubería, la energía potencial del agua se va transformando a energía cinética; después choca contra los alabes de una turbina haciéndola girar generando energía mecánica, la turbina se encuentra conectada con un eje rígido a un generador eléctrico que por movimiento genera energía eléctrica y esta, a su vez, puede manifestarse de otra manera, previa alguna transformación energética (por ejemplo calentadores eléctricos, etc).

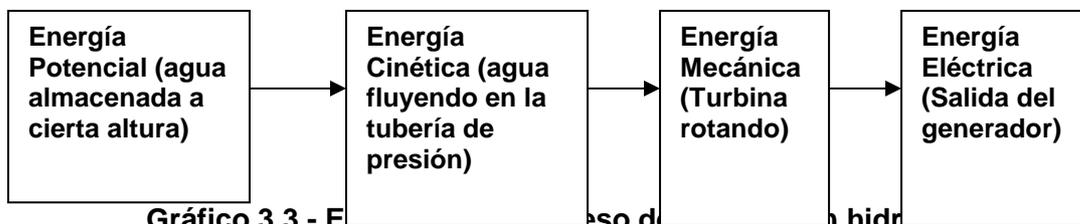


Gráfico 3.3.- El proceso de generación de energía en una central hidroeléctrica.

Es necesario tomar en cuenta que en cualquier sistema energético la transformación de energía se cuantifica por unidad de tiempo. La energía generada o transformada por unidad de tiempo se conoce como Potencia. En una central hidroeléctrica es muy importante conocer la Potencia de generación eléctrica, y esto depende principalmente del caudal disponible, la altura y la eficiencia del sistema.

En cada transformación de energía existe una parte de la misma que se pierde convirtiéndose en energía perdida (energía no útil). Por ejemplo al tener una gran cantidad de energía potencial debido a una cierta cantidad de agua almacenada en una cierta altura y transformar esa energía en cinética al hacerla caer, existirán rozamientos en el conducto provocando energía calorífica, acústica etc. Nunca se puede transformar el 100 % de la cantidad de energía disponible en energía útil, pues siempre habrán pérdidas³².

Al porcentaje de energía útil con respecto a la energía disponible se conoce como eficiencia del sistema. El sistema debe tender a trabajar con una alta eficiencia, y así generará una mayor cantidad de energía útil. Pero, a la vez, se debe realizar un análisis económico en relación al mejoramiento de la eficiencia, pues no resulta atractivo el

³¹ NAUTA EDITORES. Enciclopedia de la Técnica y de la Mecánica. Vol. 2. Pág. 306. Barcelona. 1970.

³² Cengel. Termodinámica. Tomo I. Mc Graw Hill. Méjico. 1996. Pág. 259.

mejoramiento de eficiencia de un sistema generador de energía con la desventaja de una inversión económica excesivamente alta.

3.2.4 POTENCIA DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA³³

La Energía Potencial para una central hidroeléctrica se deduce a partir de una cierta cantidad de agua que se encuentra a una cierta altura; sin embargo para definir la potencia energética generada, es necesario la cantidad de masa por tiempo que realiza el proceso de generación. En el caso de una central hidroeléctrica se refiere al caudal.

Para encontrar la energía potencial se utiliza la ecuación (3.13), y para determinar la potencia se deberá introducir la expresión de masa por cantidad de tiempo ρ . Sin embargo si se tiene que:

$$\rho = Q \cdot \rho \quad (3.16)$$

Donde:

ρ .- Cantidad de masa por unidad de tiempo[kg/seg].

Q.- Caudal [m^3/seg].

ρ .- Densidad del líquido[kg / m^3].

Entonces la expresión de la potencia, tomando en cuenta la eficiencia sería:

$$Pot = Q \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot n \quad (3.17)$$

Donde:

Pot.- Potencia [kw].

Q.- Caudal [m^3/seg].

n.- Eficiencia de la central hidroeléctrica.

3.3 COMPONENTES DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA

Los componentes de una pequeña central hidroeléctrica se pueden dividir en dos grandes grupos:

³³ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Turbinas/T-8.htm>.

- Componentes relacionados con construcciones y obras civiles, en los cuales están incluidos todas las obras de captación y las de derivación o conducción del recurso hídrico.
- Componentes Mecánicos, electromecánicos, eléctricos y de control; en los cuales están incluidos los componentes de la sala de máquinas y los sistemas de distribución

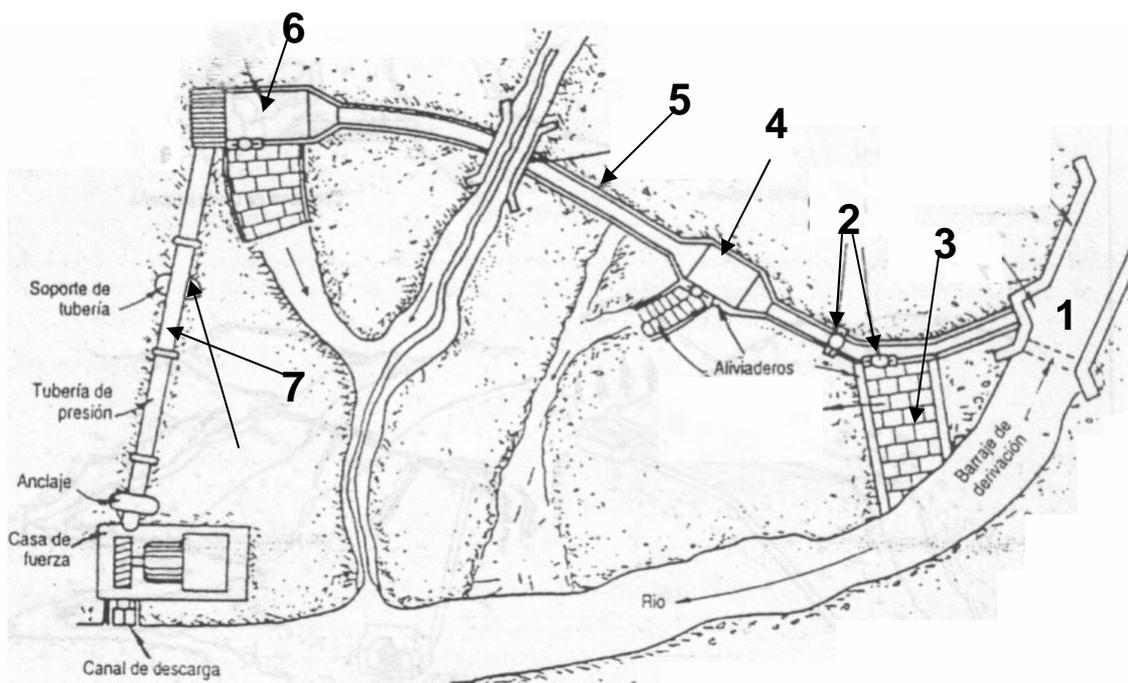
Los componentes de una pequeña central hidroeléctrica relacionados con las obras civiles más importantes son³⁴:

Obras de captación (ver gráfico 3.4)

1. Barraje de derivación³⁵ y toma de ingreso.
2. Válvulas de paso
3. Aliviaderos
4. Desarenador
5. Canales (canal de desvío del fluido).
6. Cámara de carga.

Obras de derivación o conducción

7. Tubería de presión.
8. Apoyos y anclajes de tubería(solo en caso de que la tubería no vaya enterrada).



Manual de MIM y Microcentrales Hidroeléctricas, IDG. pag. 54.

³⁵ Barraje de derivación.- Especie de presa pequeña que sirve para desviar y acumular ligeramente agua para derivación hacia el canal de desvío.

Gráfico 3.4. Algunos componentes principales de una pequeña central hidroeléctrica. Fuente.³⁶

Los componentes electromecánicos más importantes son:

Componentes de la sala de máquinas (ver gráfico 3.5)

- 9. Turbina
- 10. Sistema de transmisión de potencia.
- 11. Generador
- 12. Regulador de Distribución.

Componentes de Distribución eléctrica (no incluye las redes eléctricas)

- a. Transformador.
- b. Controles varios (tablero de control)

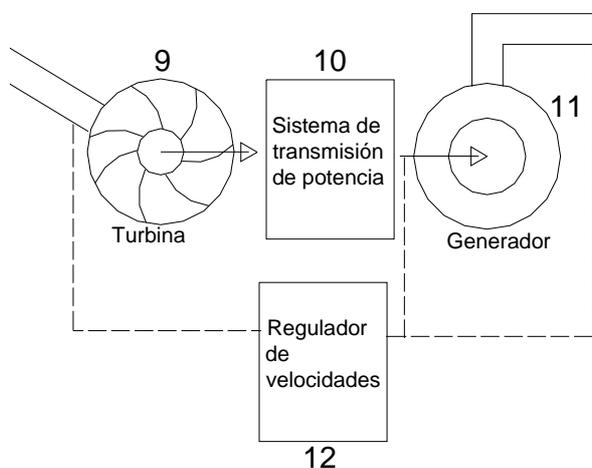


Gráfico 3.5. Esquema de la casa de máquinas (componentes).

3.4 OBRAS DE CAPTACION

3.4.1 TOMA DE INGRESO Y BARRAJE DE DERIVACION³⁷

3.4.1.1 Bocatoma³⁸

³⁶ ITDG. Manual de mini y microcentrales hidroeléctricas. Pág. 54.

³⁷ Barraje de derivación.- Especie de presa pequeña que sirve para desviar y acumular ligeramente agua para derivación hacia el canal de desvío.

³⁸ Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas, ITDG. Pág. 56.

Es necesario tomar en cuenta varios puntos en cuenta para el diseño de las obras de captación. El lugar de la captación debe, en lo posible, tener un flujo sin turbulencias que no se acumulen residuos, piedras, etc., para que no taponen la entrada de la bocatoma. Se debe evitar que existan obstrucciones a largo plazo.

No deben existir curvas muy pronunciadas en el lugar de la toma de agua, pues en estos lugares suelen existir turbulencias y consecuentemente gran cantidad de partículas en movimiento que pueden ocasionar la obstrucción en la entrada de agua. Se debe buscar una zona en donde el eje del riachuelo tienda a ser una línea recta para evitar las turbulencias y la acumulación de arenas o piedras.

En la bocatoma deberá existir algún elemento que retenga todos los elementos que se arrastran con el flujo del cauce. Se puede colocar protección de malla gruesa metálica que no permita el ingreso de elementos grandes; sin embargo debe existir la facilidad de poder limpiar este elemento cuando exista demasiada acumulación de partículas retenidas.

Las obras importantes, con su respectiva función, relacionadas con la bocatoma se indican a continuación³⁹:

- **Barraje.-** Es una estructura parecida a una pequeña presa que sirve para desviar ligeramente el cauce de una acequia y/o elevar levemente el nivel del riachuelo. El barraje se construye de tal forma que el nivel de agua elevado ayude a que la misma sea desviada o absorbida por la bocatoma.
- **Solera de captación –** Sirve para que se depositen una parte de las partículas en suspensión.
- **Antecámara.-** Decanta los materiales que hayan sido acarreados por el cauce.
- **Rejilla de admisión.-** Retiene materiales flotantes para que no ingresen por la compuerta .
- **Compuerta de ingreso.-** Es una compuerta que regula el ingreso de agua hacia el canal.
- **Aliviaderos.-** Estructuras grandes que sirven para la eliminación de sobrante de agua que no es necesario ser captada por el canal. Los aliviaderos protegen al canal y al resto del sistema en el caso de que ingrese agua excedente a la deseada. Se debe colocar por lo menos dos aliviaderos como parte de las obras civiles: el uno en la bocatoma y el otro en la cámara de descarga.

3.4.2 DESARENADOR Y CAMARA DE CARGA⁴⁰

³⁹ ITDG.Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas. Pág. 58.

⁴⁰ ITDG.Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas. Pág. 62-76.

Conjuntamente con la solera de captación debe existir otro elemento que decante diminutas partículas que suelen encontrarse en suspensión en el cauce. El desarenador es un componente que sirve para este objetivo. El material particulado, que fluye con el agua, se deposita por gravedad en el fondo del desarenador por lo que se debe asegurar que el agua circule a una velocidad muy lenta, mientras fluya por el mismo, para que se depositen las partículas.

Deben existir al menos dos desarenadores en las obras de captación: uno cercano a la bocatoma y otro en la cámara de carga (los desarenadores pueden ser parte de estos). De esta manera, se evitan depósitos indeseados en el fondo del canal y el ingreso de estos corpúsculos indeseados en la tubería de presión y turbina. La posibilidad de la construcción de más desarenadores depende de las características del canal y del agua que recorra por este.

El número de desarenadores depende principalmente de la turbidez del agua. A mayor turbidez, mayor es la cantidad del material particulado que exista, y consecuentemente será mayor la necesidad de purificar el agua. Si el agua utilizada tiene poca turbidez, entonces solo será necesario la construcción de dos desarenadores.

3.4.2.1 Decantación

Ciertas partículas muy diminutas tienden a ser abrasivas en grandes velocidades y pueden dañar algunos elementos importantes como la tubería de presión e inclusive la misma turbina. En el caso más común de la arena, cada partícula tiene una velocidad de decantación o de depósito en el fondo del recipiente, por gravedad, en función del tamaño de la partícula⁴¹. El tiempo de recorrido de la partícula en el desarenador debe ser mayor a su tiempo de decantación para lograr una precipitación adecuada de partículas.

“En la mayoría de microcentrales hidráulicas es suficiente eliminar partículas que tengan más de 0.3 mm de diámetro, las cuales tienen velocidades de decantación de 0.03m/s...” La velocidad del agua al ingresar al desarenador tiene que ser lenta, se recomienda un valor de 0.2 m/s. Con estos valores de velocidades se debe hacer una relación para que exista el tiempo suficiente para la precipitación.

El tiempo que fluye el agua por el desarenador está determinado por la expresión 3.18⁴²:

$$t_f = \frac{Ld}{Vh} \quad (3.18)$$

Donde:

⁴¹ NAUTA EDITORES. Enciclopedia de la Técnica y la Mecánica. Vol 3 Pág. 176.

⁴² ITDG. Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas. Pag 74.

tf.- Tiempo que recorre una porción de agua por el desarenador, [seg].

Vh.- Velocidad del agua por el desarenador; [m/seg].

Ld.- Longitud del desarenador; [m].

Para el tiempo de decantación:

$$td = \frac{dd}{Vd} \quad (3.19)$$

Donde:

td= tiempo de decantación; [seg].

dd= distancia de decantación (altura del caudal en el desarenador); [m].

Vd.- Velocidad de decantación de la partícula; [m/seg]

Haciendo una comparación entre las ecuaciones (3.18) y (3.19) y tomando en cuenta que el tiempo de decantación t_d debe ser menor al tiempo de recorrido del agua t_f y si se supone un factor de seguridad $f=2$ se tiene que:

$$Ld = \frac{Vh * dd * 2}{Vd} \quad (3.20)$$

En la gráfico 3.6 se indica un esquema de un desarenador.

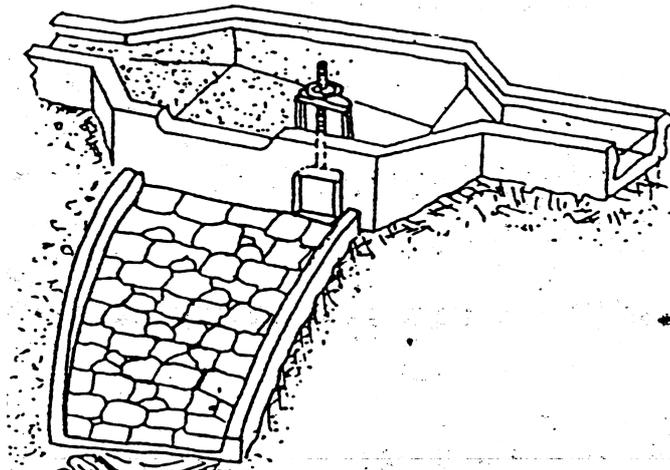


Gráfico 3.6 Ejemplo de un desarenador. Fuente:⁴³

⁴³ ITDG.Manual de Mini y Microcentrales hidráulicas. Pag 75.

La cámara de carga tiene la función de abastecer del recurso hídrico a la tubería de presión, retener basuras que ingresen a la misma y desarenar. Por lo que esta debe tener características similares a un desarenador, además de cargar el agua en la tubería.

3.4.3 CANAL DE DESVIO

Es necesario tomar en cuenta algunos factores para la elección del tipo de canal de desvío que se desea utilizar. El principal factor a tomar en cuenta es el económico, pero esto no solo incluye la inversión inicial, sino también el costo de mantenimiento. Los otros factores que hay que tomar en cuenta son las pérdidas de caudal por filtración, pérdidas de energía por rozamiento y por desnivel; tomando en cuenta que estos intervienen en la eficiencia del sistema y consecuentemente en la rentabilidad del proyecto.

3.4.3.1 Sedimentación y basuras en el canal

La velocidad con la que recorra el fluido por el canal influirá para que se acumule sedimentación en la parte inferior del canal. Debe existir una velocidad adecuada que no permita la precipitación de residuos en el canal. La velocidad mínima del agua será de 0.5 m/s ⁴⁴ para garantizar que no exista este problema en el canal.

Si el canal es abierto, se debe garantizar que exista un flujo libre de agua, en especial cuando existen pequeños derrumbes o basuras que caen sobre el canal debido al viento. Esto se evitará protegiendo al canal, enterrándolo o realizando un mantenimiento constante del mismo.

3.4.3.2 Velocidad del agua

Aunque una alta velocidad del agua garantiza que no existan depósitos en el canal, también se debe tomar en cuenta que ello puede ocasionar un desgaste muy rápido del conducto. Además, para que exista una velocidad alta tiene que haber una pendiente pronunciada y esto significa una pérdida de altura utilizable y su consecuente pérdida de energía generada. No debe existir una velocidad mayor a 2m/ seg ⁴⁵ para evitar el desgaste en el caso de canales de concreto.

3.4.3.3 Filtración y durabilidad

La filtración puede ocasionar pérdidas excesivas de caudal. La arena y la arcilla son un material muy poroso pero económico. El concreto, a su vez, tiene propiedades favorables con respecto a la filtración, pero su costo es mayor dependiendo de la forma del canal.

⁴⁴ Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. ITDG. Pág. 74.

⁴⁵ Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. ITDG.Pag.83 .

Lo mismo sucede con la durabilidad del canal dependiendo del tipo de material. El concreto es muy duradero, pero es muy costoso. En el caso de canales de arcilla o arena se debe analizar la posibilidad de realizar recubrimientos que aumenten la vida útil del mismo.

3.5 OBRAS DE DERIVACION O CONDUCCION.

Las obras de derivación o conducción tienen por objetivo conducir el recurso hídrico hacia la turbina. Está compuesto principalmente de la tubería de presión, anclajes, soportes, válvulas de paso y accesorios varios (en ciertos casos puede haber torres de equilibrio o válvulas antiariete).

3.5.1 TUBERIA DE PRESION

3.5.1.1 Introducción

La tubería de presión es el elemento más importante de las obras de derivación. Cumple la función de captar el agua en la base de la cámara de carga y conducirla hacia la turbina, transformando la energía potencial, existente por el agua a cierta altura. A medida que el agua recorre la tubería la presión aumenta. La máxima presión disponible que depende directamente de la columna de agua (altura) es aprovechada para mover los álabes de la turbina⁴⁶.

Las pérdidas de energía en la caída de agua por la tubería deben ser mínimas y esto se realiza eliminando la mayor cantidad de fricción. También debe soportar grandes presiones y al mismo tiempo debe ser lo más económica no solo en su costo de compra sino también en su costo de implantación. Para escoger la tubería también se debe tomar en cuenta las restricciones que impliquen la instalación de la misma en el lugar del proyecto.

La pérdida de carga en la tubería de presión debe ser menor al 10 % de la altura⁴⁷. Para ello es necesario escoger un diámetro que genere una pérdida aceptable de energía por rozamiento junto con un buen material que minimice la fricción. Esto se realiza utilizando el diagrama de Moody (Anexo J) y las tablas de rugosidad (Anexo K). Las ecuaciones que se utilizan para este cálculo se encuentran en el numeral 3.1.3.

La tubería soportará la presión de la columna de agua permanentemente; sin embargo se debe suponer siempre la posibilidad de un golpe de ariete. En el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas se supone una sobrepresión del 30 % de su presión de trabajo para el golpe de ariete.⁴⁸ El factor de seguridad dependerá del tipo de material a utilizarse.

⁴⁶ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-8.3.htm>.

⁴⁷ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 91.

⁴⁸ Recomendaciones de ASTAP, proveedores de tuberías.

El espesor de la tubería se puede calcular con la teoría de cilindros de paredes delgadas.

3.5.1.2 Teoría de cilindros de pared delgada⁴⁹

Considerando una sección unitaria de un cilindro que contenga un fluido con una presión p predeterminada tal como indica la gráfico 3.4:

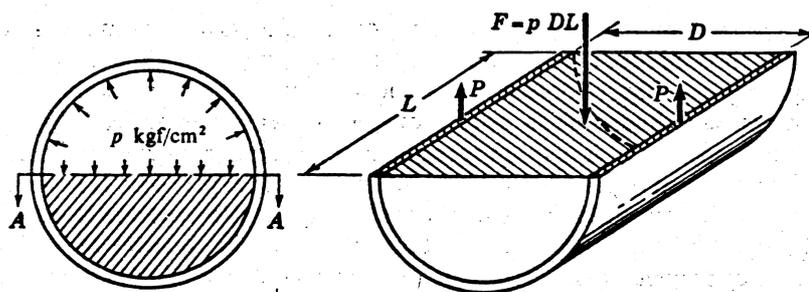


Gráfico 3.7 Cilindro de paredes delgadas Fuente:⁵⁰

Donde:

p.- Es la presión que ejerce el fluido[N / m^2].

D.- Diámetro de la tubería[m].

L.- Longitud (unitaria)[m].

F.- Fuerza que ejerce la presión[m].

P.- Fuerza distribuída en las dos secciones del cilindro[N].

Se determina la siguiente expresión:

$$F = pDL \quad (3.20)$$

El esfuerzo que soporta el material en una unidad de longitud (m) en este caso se expresa:

$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{pDL}{2eL} = \frac{pD}{2e} \quad (3.21)$$

Donde:

σ .- Esfuerzo de diseño del material[N / m^2].

A.- Sección longitudinal (por unidad longitudinal) del cilindro[m^2 / m].

e.- Espesor de la tubería[m].

3.5.1.3 Características de materiales para tuberías de presión⁵¹:

- PVC.- Es un material muy bueno y barato en pequeños diámetros. Existen modelos de tubería de PVC que resisten moderadamente a altas presiones

⁴⁹ SINGER: Resistencia de materiales. 1971. Pág. 36

⁵⁰ IDEM

⁵¹ Tesis: Minicentral hidroeléctrica en la Hacienda Patichubamba. EPN. 1999.

y toleran desviaciones pequeñas en su instalación. Tiene la desventaja de ser caro en grandes diámetros, no resiste la radiación ultravioleta disminuyendo su vida útil cuando no se encuentra protegida del sol y principalmente se torna frágil en bajas temperaturas. Los fabricantes recomiendan un factor de seguridad $f=5$.

- **Polietileno.-** Es un material un poco más costoso que el PVC, pero tolera mucho las desviaciones en su implantación. Entre sus desventajas encontramos que: se necesita uniones mecánicas especiales para unir con dispositivos de metal, no existe mucha disponibilidad en el mercado y no resiste altas presiones. Los fabricantes recomiendan un factor de seguridad $f=5$.
- **Acero.-** Es el material más resistente y durable pero puede resultar extremadamente costoso con respecto a los otros materiales. No admite desviaciones geométricas en su implantación y se debe analizar la necesidad de soldadoras o personal calificado. Los fabricantes recomiendan un factor de seguridad $f=3$.
- **Hierro dúctil.-** Se han desarrollado últimamente tuberías de este material que son muy resistentes a altas presiones y que inclusive son más económicas que las tuberías de PVC. Admite desviaciones geométricas al ser su unión de tipo campana-espiga. Su gran desventaja está en la necesidad de personal calificado para su implantación. Los fabricantes recomiendan un factor de seguridad $f=3$. Existen tuberías de hierro dúctil que poseen en su interior una superficie de concreto cuyo coeficiente de rugosidad es $\nu=0.03\text{mm}^{52}$.

3.5.2 APOYO DE LA TUBERIA DE PRESION

Los anclajes y apoyos pueden ser estructuras soportantes que se colocan cada cierta distancia a lo largo de la tubería de presión. Los apoyos son estructuras simples que permiten el movimiento longitudinal de la tubería debido a cambios de temperatura. Los anclajes son estructuras más robustas ubicadas en los cambios de nivel que no permiten el movimiento longitudinal.

Una solución práctica y económica puede resultar si se entierra a la tubería y se construyen anclajes y apoyos sencillos de concreto junto a la tubería enterrada, cada cierta distancia de tubería. De esta manera se abaratarían mucho los costos, y simplemente se debería tomar en cuenta el mantenimiento con recubrimientos de la tubería en el caso de que esta esté construída de algún material que se pueda oxidar o corroer.

⁵² ASTAP. Especificaciones técnicas Tubería Dúctil K7.

Las fuerzas que suelen estar asociadas con la tubería de presión son el peso de la tubería, el peso del agua que se encuentre en la tubería, fuerzas, debido a la dilatación o la contracción de la tubería por efecto de la temperatura. En el caso de que la tubería este enterrada a una profundidad aceptable (1 m) todas las fuerzas serían absorbidas por la tierra que se encuentre bajo y sobre la tubería junto con los apoyos y anclajes, de la misma manera que sucede con las tuberías de alcantarilla.

3.6 COMPONENTES DE LA SALA DE MAQUINAS

3.6.1 TURBINAS HIDRAULICAS

3.6.1.1 Introducción

Las turbinas hidráulicas son máquinas que tienen la capacidad de transformar la energía potencial y/o cinética de un fluido líquido en energía mecánica. En el caso de las centrales hidroeléctricas son el corazón del sistema que aprovechan la energía almacenada en una cierta cantidad de agua que fluye en dirección del cauce en sentido de la gravedad.

El agua fluye hacia un rodete que utiliza la energía hidráulica para girar y transmitir energía mecánica hacia un eje. El fluido se moviliza con una cierta velocidad y presión; y es dirigida hacia unos alabes que son parte del rodete, de tal forma que gran parte de la cantidad de movimiento del fluido es transmitida permanentemente al rodete. El fluido choca (y en algunos casos también se acelera) contra los alabes que están diseñados para aprovechar la máxima cantidad de energía hidráulica debido a que están unidos al rodete y giran junto al mismo.

En el caso de una central hidroeléctrica se deben hacer acoples con un generador eléctrico que aproveche la energía mecánica que proporciona la turbina. Existen a su vez turbinas que generan energía mecánica con otros fines, como para molinos, bombeo de agua, etc. En todos los casos se realizan acoples respectivos entre el eje de la turbina y el sistema de generación o la máquina correspondiente.

3.6.1.2 Potencia de una turbina⁵³

Para la determinación de la Potencia neta de una turbina se puede realizar un análisis como el presentado en la sección 3.2.4, con la diferencia de que los valores serían evaluados netamente con la turbina. La expresión 3.17 se reemplazaría a la siguiente expresión:

$$P_t = Q * \rho * g * h_n * \eta_t \quad (3.27)$$

Donde:

Pt.- Potencia de la turbina (al eje de la turbina)[kw].

⁵³ FOX Mc Donald. Introducción a la Mecánica de Fluidos. Mc Graw Hill. Pág. 606.

hn.- Altura total menos las pérdidas de altura[m].

nt.- Eficiencia de la turbina [adimensional].

Nota.- Para que el valor de potencia tenga una transformación de unidades de kilovatios a hp es necesario multiplicar el valor en kilovatios para 1.341.

3.6.1.3 Tipos de turbinas⁵⁴

Existen dos tipos principales de turbinas:

- Turbinas de acción o de impulso
- Turbinas de reacción

3.6.1.3.1 Turbinas de Acción

Las turbinas de acción aprovechan la energía cinética del agua. La altura del agua que representa una cierta cantidad de energía potencial es transformada en totalidad en energía cinética que se transmite al rodete. Este tipo de turbinas son utilizadas cuando existe una altura bastante considerable y un caudal medio o bajo proporcionalmente.

Entre las turbinas de acción más conocidas y representativas se encuentran las tipo Pelton y Michell-Banki.



Gráfico 3.8 .- Tu

n. Fuente⁵⁵

3.6.1.3.2 Turbinas de Reacción

En las turbinas de reacción se aprovecha en cambio la energía que resulta de la presión hidrostática y además mientras el fluido se encuentra en el rodete es acelerado. Estas turbinas se usan cuando existe un caudal considerable a una altura baja. Entre las turbinas más importantes de reacción se encuentran las tipo Francis y Kaplan.

⁵⁴ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-2.htm>.

⁵⁵ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.htm>.



Gráfico 3.9 Turbina de reacción tipo Francis. Fuente⁵⁶



Gráfico 3.10. Turbina de reacción tipo Kaplan. Fuente⁵⁷

⁵⁶ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-4.htm>.

⁵⁷ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-5.htm>.



Gráfico 3.11 Turbina de acción tipo Michell-Banki. Fuente⁵⁸

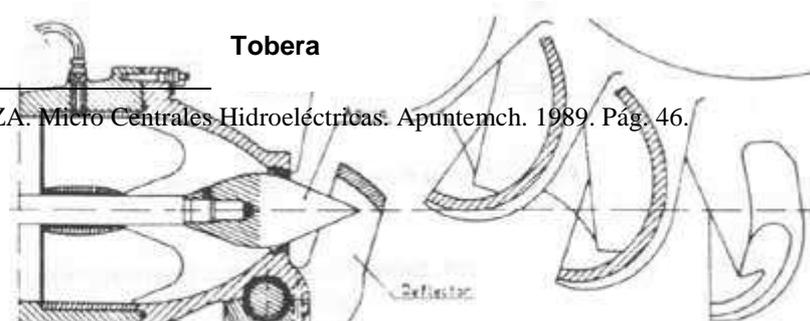
3.6.1.4 Turbina Pelton

La turbina Pelton es muy utilizada para grandes caídas de agua. Su tecnología es una de las más conocidas por ser un equipo cuyo diseño e investigación se ha ido perfeccionando a lo largo de todo este siglo, siendo en la actualidad una turbina con muy buena eficiencia usada tanto en grandes, como en medianas y pequeñas centrales hidroeléctricas.

3.6.1.4.1 Componentes de la turbina Pelton

Las partes principales de la turbina Pelton son el distribuidor, el rodete y la carcasa. Todas las turbinas Pelton de este tipo tienen estos tres principales componentes aunque la forma de funcionamiento o las características de cada elemento son diferentes en cada central existente.

Distribuidor.- Como dice su nombre, su función principal consiste en distribuir el fluido hacia el rodete. El fluido recorre tubos largos que proyectan e inyectan el fluido tangencialmente al rodete. El agua es dirigida en uno o más chorros hacia álabes (llamados también cangilones). Existen unas agujas concéntricas al tubo que se pueden mover en sentido longitudinal al mismo. Las agujas tienen un elemento con una forma piramidal redonda cuya base podría tapan toda la salida de agua del tubo; de tal forma que en el movimiento longitudinal de esta aguja se puede regular el caudal.



⁵⁸ MUGUERZA. Micro Centrales Hidroeléctricas. Apuntemch. 1989. Pág. 46.

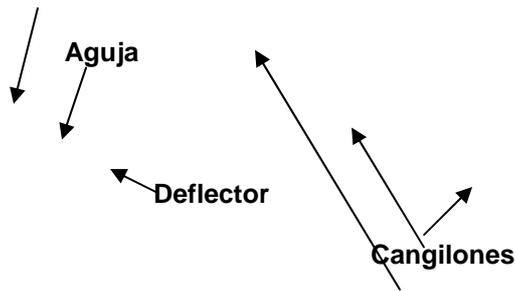


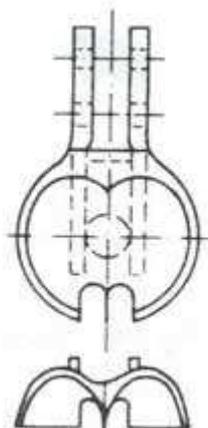
Gráfico 3.12 Detalle de un inyector de una turbina Pelton. Fuente: ⁵⁹

Nótese en la gráfico 3.12 la forma de la aguja. El agua que inyecta va dirigida hacia el centro de los cangilones según se nota en la línea de eje de la aguja que coincide con el centro de los álabes cuando el chorro esta tangencial.

Rodete.- Posee la forma de una rueda unida a unos alabes periféricos que parecen una cuchara doble. El diámetro nominal de la rueda y la forma y características de los alabes deben ser diseñados en función de la velocidad angular a la que girará el rodete, el caudal y la velocidad del fluido. El eje del rodete es el encargado de transmitir la potencia al eje del generador en unos casos o al regulador de velocidades en otros.



Gráfico 3.13. Rodete de una turbina Pelton. Fuente: ⁶⁰



⁵⁹ <http://usuarios.lycos>

⁶⁰ <http://usuarios.lycos>

Turbi

Turbi

Gráfico 3.14 Detalles de un cangilón. Fuente:⁶¹

Carcasa.-Tiene como objetivo principal cubrir los elementos del rodete y la distribución para evitar que el agua salpique y se conduzca hacia la tubería de descarga. Debe estar sellado para evitar fugas de agua por las uniones.



Gráfico 3.15 Carcasa y rodete de una turbina Pelton. Fuente:⁶²

3.6.1.5 Turbina Michell-Banki

La turbina Michell- Banki también es una turbina de impulso como la turbina Pelton, muchas veces es una buena alternativa a la misma. Sin embargo, la turbina Michell-Banki también abarca rangos de caudal y caída con una gran eficiencia en donde no resulta conveniente una turbina Pelton. Estos rangos también pueden resultar eficaces para una turbina Francis, sin embargo se debe tomar en cuenta que tanto por la obra civil como por la construcción de la turbina resulta mucho más barata una turbina Michell-Banki que una turbina Francis (lenta) de las mismas características.

⁶¹ <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.1.2.htm>.

⁶² <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.1.3.htm>.

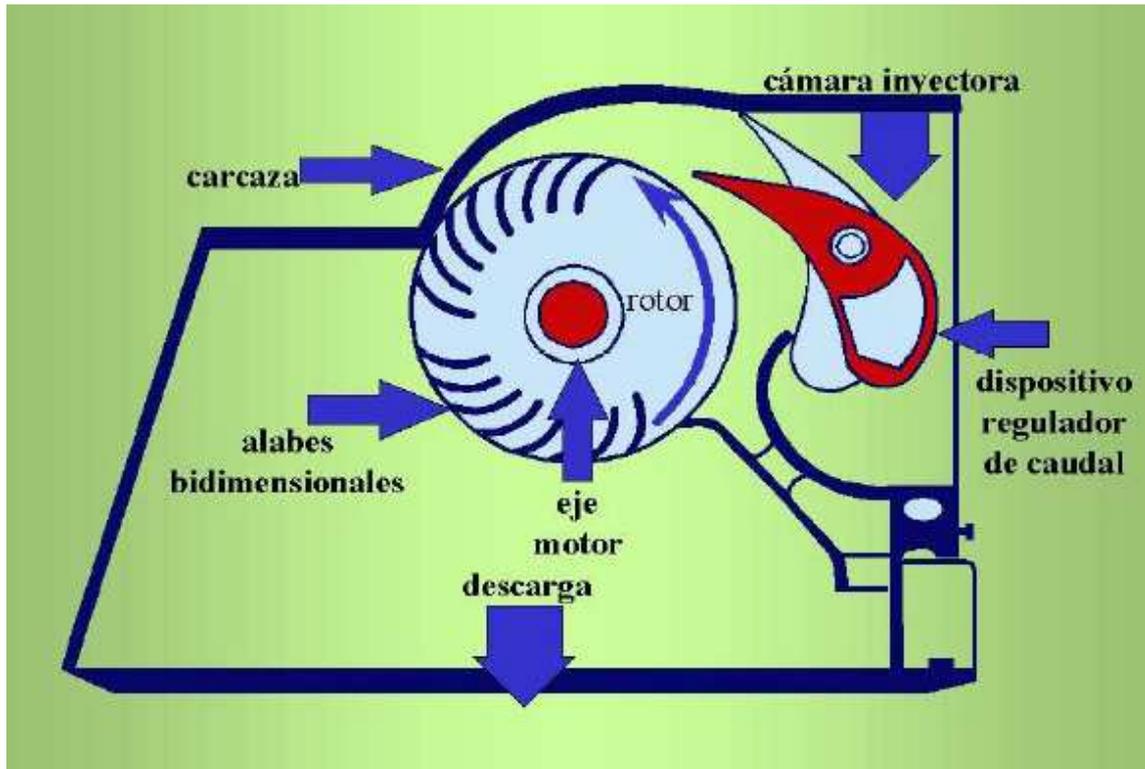


Gráfico 3.16. Esquema del rotor y del álabe directriz de una turbina Michell- Banki.

Fuente: ⁶³

3.6.1.5.1 Componentes de la turbina Michell-Banki

Al igual que las turbinas Pelton las partes principales de la turbina Michell-Banki son el distribuidor, el rodete y la carcasa

⁶³ MUGUERZA. Micro Centrales Hidroeléctricas. Apuntemch. 1989. Pág. 48.

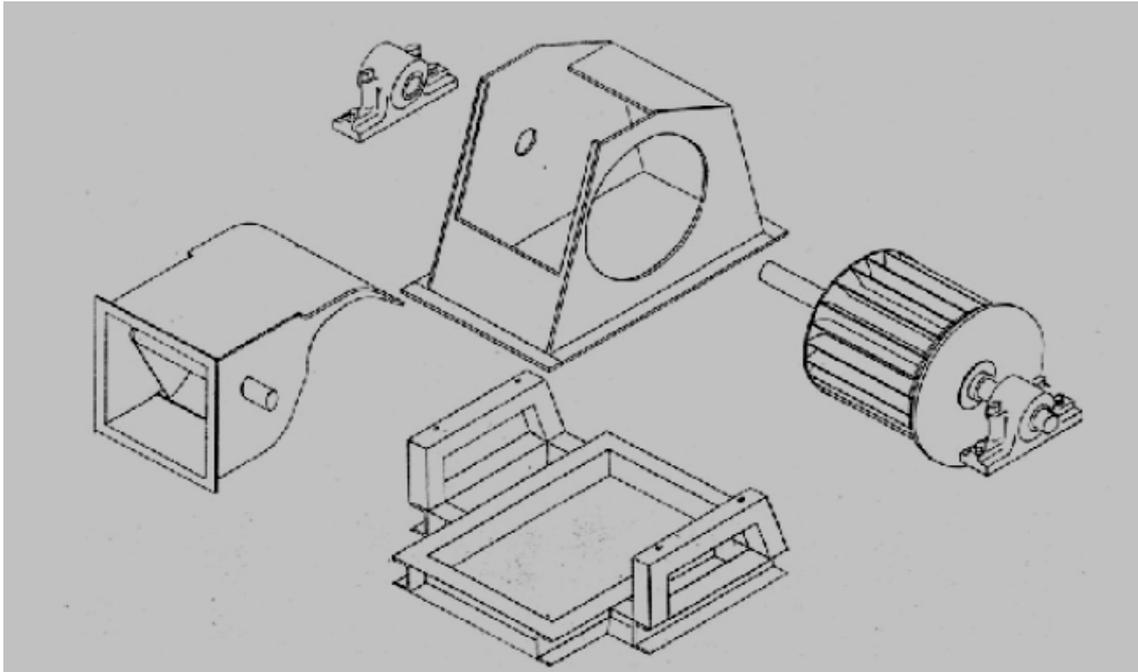


Gráfico 3.17. Rodete y carcasa de una turbina Michell-Banki. Fuente: ⁶⁴

El distribuidor.- Consiste en una tobera de forma rectangular que dirige el agua hacia la turbina. También suele encontrarse un mecanismo motriz que tiene forma de álabe hidrodinámico y ayuda a proyectar el agua en dirección perpendicular o casi perpendicular a la entrada de los álabes de la turbina, para transmitir la mayor cantidad de energía hidráulica hacia la turbina. Este mecanismo también suele servir, en ciertos casos, para regular la velocidad de la turbina cuando varía la carga eléctrica de la central.

Rodete.- Tiene la forma de un cilindro con dos discos en las bases y en lugar de la pared se encuentran los álabes de la turbina. A diferencia de la turbina Pelton, el chorro de agua incide dos veces en los álabes de la turbina, pues después de chocar inicialmente contra los álabes, el agua cruza el interior de la turbina y choca nuevamente contra los álabes al salir.

Carcasa.- Cumple las mismas funciones de evitar el salpicado y la conducción del agua hacia el tubo de salida.

3.6.1.6 Proceso de selección de la turbina

⁶⁴ MUGUERZA. Micro Centrales Hidroeléctricas. Apuntemch. 1989. Pág. 45.

Aunque se conoce que cada tipo de turbina tiene un óptimo funcionamiento según el caudal y la altura a la que está sometido, es necesario determinar exactamente que turbina se puede utilizar en un caso específico. Se puede estimar el tipo de turbina según diagramas de altura versus caudal, en donde se encuentran áreas que simbolizan rangos donde cada tipo de turbina puede ser aplicado.

En la gráfica 3.12 se presenta un diagrama para poder estimar el tipo de turbina:

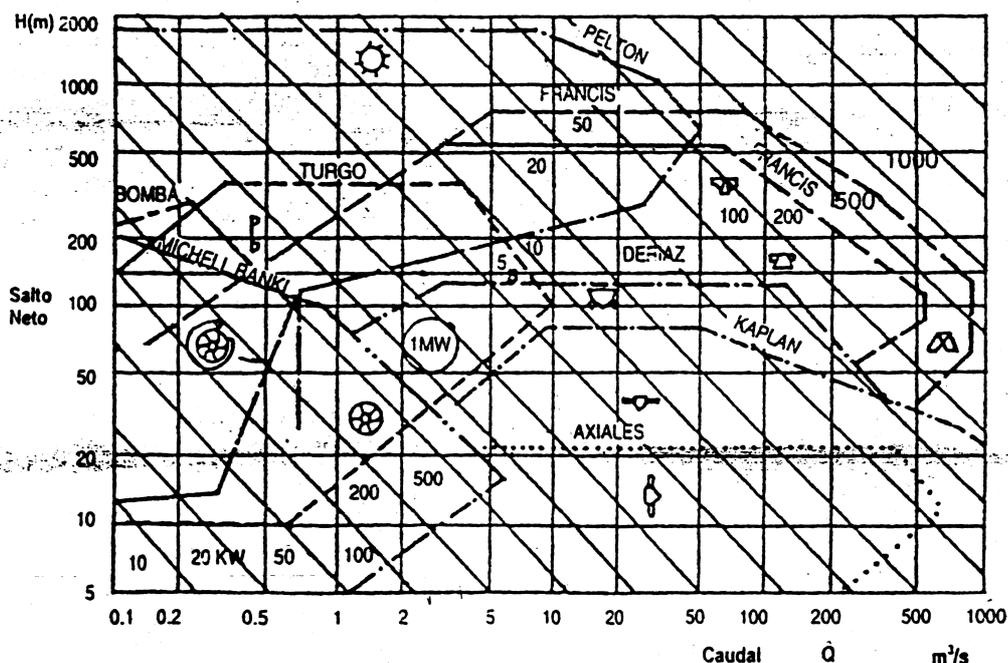


Gráfico 3.18 Diagrama para selección rápida del tipo de turbina. Fuente: 65

Una vez aproximado el tipo o los tipos de turbina que pueden ser utilizados es necesario calcular la velocidad específica N_s , que es un valor referencial que sirve para determinar que turbina trabajará con mayor eficiencia en un valor de caudal y altura. Varios tipos de turbinas pueden trabajar para un caudal y una altura específica, sin embargo se debe tomar en cuenta solo las turbinas que tengan una alta eficiencia de trabajo para el valor dado y esto se puede determinar a través de la velocidad específica o número específico de revoluciones de potencia N_s .

La expresión del número específico de revoluciones de potencia es la siguiente 66:

$$N_s = \frac{N\sqrt{P/i}}{H^{5/4}} \quad (3.27)$$

Donde:

N_s .- Número específico de revoluciones de Potencia[RPM].

65 ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 135.

66 ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 136.

N.- Número de revoluciones por minuto de la turbina[RPM].

P.-Potencia de la turbina[KW ó HP]

H.- Altura de caída[m].

i.- Número de chorros (en el caso de las turbinas Pelton puede haber uno, dos, cuatro o seis chorros).

Por definición, el número específico de revoluciones N_s , es el número de revoluciones que realizaría una turbina semejante a otra, que trabaje bajo las condiciones de caudal y potencia de la central hidroeléctrica, pero con valores unitarios. Es decir en el caso del número específico de revoluciones de potencia N_s , esta indica las RPM a las que girará una turbina semejante pero bajo un metro de caída y una potencia de 1 KW o 1 HP.

Numerosas investigaciones han determinado rangos donde cada tipo de turbina trabaja con una buena eficiencia en función del N_s correspondiente. Según el N_s encontrado de cada turbina se debe buscar el rango recomendable de trabajo.

En la tabla 3.1 se indican los rangos recomendados de usos de turbinas según el N_s :

Tipo de turbina	Característica del tipo de turbina	N_s rpm (rpm,HP,m)
Pelton	1 chorro	30
Pelton	2 chorros	30-50
Pelton	4 chorros	30-50
Pelton	6 chorros	50-70
Michell-Banki		40-160
Francis	lenta	60-150
Francis	normal	150-250
Francis	rápida	250-400
Kaplan		300-800

Tabla 3.1 Rangos recomendados de N_s para diferentes tipos de turbinas. Fuente:

Otra fuente de información expone un rango más aproximado para el caso de las turbinas Pelton:

Turbina tipo Pelton	Ns rpm(rpm, HP, m)
1 chorro	30
2 chorros	30-42
4 chorros	42-60
6 chorros	60-86

Tabla 3.2 Rangos recomendados de Ns para turbinas Pelton con algunos números de chorros. Fuente: ⁶⁸

3.6.1.6.1 Dimensionamiento preliminar de una turbina de acción

En el caso de una turbina de acción es muy importante determinar el diámetro nominal de la misma.

Para la determinación del diámetro se utiliza dos informaciones muy importantes relacionados con el funcionamiento de la turbina de acción⁶⁹:

- 1.- La energía potencial del agua es transformada en su totalidad (a excepción de las pérdidas) en energía cinética.
- 2.- La turbina de acción trabaja con mayor eficiencia, cuando la velocidad tangencial del rodete es igual al 50 % de la velocidad del chorro inyectado a los alabes.

Es necesario determinar entonces la velocidad a la que saldrá el chorro de los inyectores, la cual se puede encontrar con la siguiente expresión⁷⁰:

$$c = J\sqrt{2gH} \quad (3.28)$$

Donde:

c.- velocidad del chorro[m/s].

J.- eficiencia energética de la tubería. Con este valor se determina el valor en porcentaje de altura neta, es decir la altura total menos las pérdidas de altura por rozamiento, descarga, etc (adimensional).

El valor J se obtiene con la siguiente expresión:

⁶⁸ Mataix 1975.

⁶⁹ FOX MC DONALD. Introducción a la mecánica de fluidos. Pág. 624.

⁷⁰ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 143.

$$J = \sqrt{1 - \frac{\Delta H_i}{H}} \quad (3.29)$$

Donde:

ΔH_i - Pérdidas de altura por descarga, rozamiento, etc.[m].

Para lograr la mayor eficiencia, según se indicó anteriormente, se tiene⁷¹:

$$\frac{u}{c} = 0.5 \quad (3.30)$$

Donde:

u.- Velocidad tangencial del rodete[m/s].

c.- Velocidad del chorro [m/s].

Además se tiene que:

$$\begin{aligned} u &= w * r \\ u &= \frac{2 * \Pi * N}{60} * r \\ r &= \frac{60 * u}{2 * \Pi * N} \end{aligned} \quad (3.31)$$

Donde:

w.- Velocidad angular[rad/s].

r.- Radio nominal del rodete[m].

N.- Revoluciones por minuto a la que gira el rodete[RPM].

Para determinar el número de revoluciones N se debe tomar en cuenta los siguientes criterios:

- En lo posible se conectará la turbina directamente al generador, para evitar el costo que implica un regulador de velocidades.
- Los generadores son más pequeños mientras mayor sea el número de RPM, lo que conlleva a que el equipo, salvo excepciones, sea más barato.
- Se debe asegurar cuales son las RPM estándar de los generadores que suelen encontrarse en el mercado.

Los generadores suelen diseñarse generalmente a las siguientes RPM⁷²:

- 720 RPM.
- 900 RPM

⁷¹ FOX MC DONALD. Introducción a la mecánica de fluidos. Pág. 624.

⁷² Tesis. Minicentral de 15 kw en la Hacienda Patichubamba. EPN: 1999.

- 1200 RPM

Y aunque son menos comunes también existen generadores de⁷³:

- 1500 RPM
- 1800 RPM.

3.6.1.6.2 En una turbina Pelton⁷⁴

Para el dimensionamiento de los álabes, el principal factor a determinar es el diámetro del chorro o de los chorros en caso de haber más de un inyector.

Para ello conocemos las siguientes expresiones:

$$Q = c * Ach \quad (3.32)$$

Donde:

Q.- Caudal del chorro [m^3 / s]

c.- Velocidad del chorro [m/s].

Ach.- Área del chorro; en metros cuadrados [m^2].

Pero a su vez también se conoce la expresión que corresponde al área del chorro:

$$Ach = \frac{\Pi Dch^2}{4} \quad (3.33)$$

Donde:

Dch.- Diámetro del chorro[m].

Entre la expresión 3.32 y 3.33 se tiene que :

$$Dch = \sqrt{\frac{4 * (Q/c)}{\Pi}} \quad (3.34)$$

3.6.1.6.3 Para una turbina Michell-Banki⁷⁵

El diámetro interior de la turbina es igual a las 2/3 partes del diámetro exterior si se considera que el ángulo de geometría del inyector con respecto al eje de la turbina es 16 grados, lo cual es bastante común. Siendo el diámetro exterior igual al diámetro nominal.

$$Di = 0.66De \quad (3.35)^{76}$$

⁷³ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 197.

⁷⁴ ITDG. Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 143.

⁷⁵ ITDG. Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 144.

⁷⁶ Apuntes para un manual de diseño, estandarización y fabricación de equipos para pequeñas centrales hidroeléctricas Vol 1. OLADE 1988.

Donde:

Di.- Es el diámetro interior de la turbina Michell-Banki [m] (ver gráfico 3.19).

De.- Es el diámetro exterior (nominal de la turbina indicada)[m] (ver gráfico 3.19).

“Se ha demostrado con ayuda del computador que el perfil que se muestra en la gráfico 3.20 es función únicamente del diámetro del rodete...la única dimensión que varía en función del salto y caudal es el ancho del inyector. Una forma práctica para determinar el ancho del inyector es :

$$B = \frac{0.96Q}{De\sqrt{Hn}} \quad (3.36)$$

Donde:

B es el ancho del inyector [m] (ver gráfico 3.19).

Se recomienda que el número de álabes sea entre 24 y 30.”⁷⁷

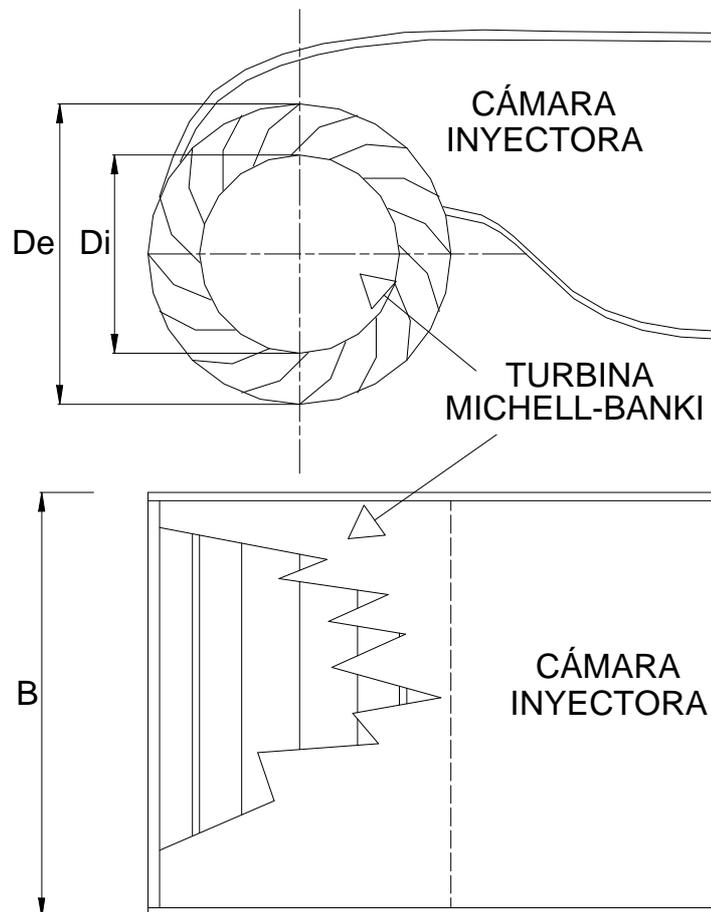
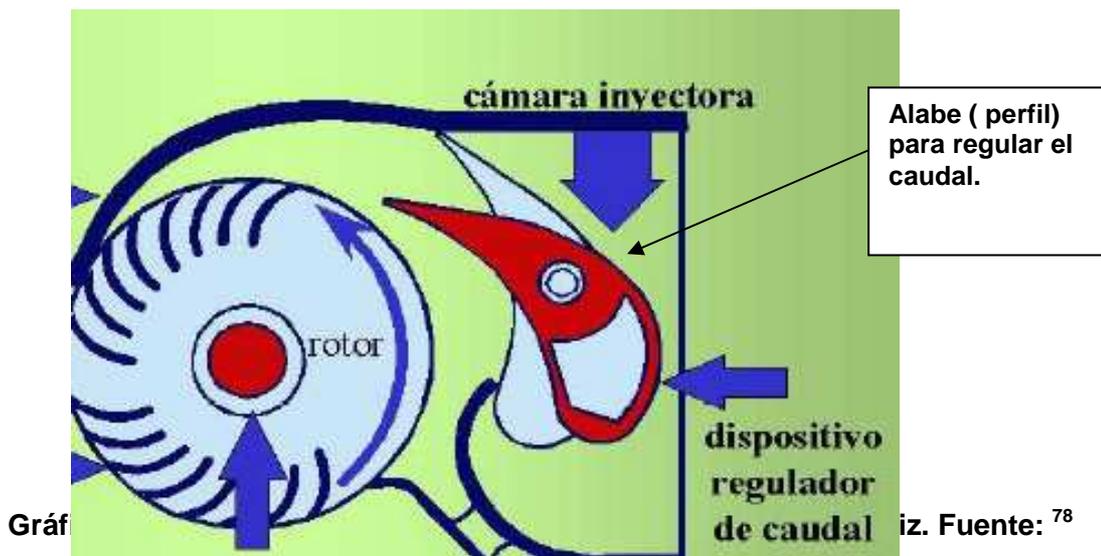


Gráfico 3.19. Esquema básico y dimensiones principales de una turbina Michell-Banki.

⁷⁷ OLADE. Apuntes para un manual de diseño para pequeñas centrales hidroeléctricas. Vol 1. 1988. Pág. 15



3.6.2 REGULADOR DE VELOCIDAD

3.6.2.1 Introducción

La turbina de una central hidroeléctrica, que genere energía con corriente alterna, está diseñada para trabajar a un número constante de revoluciones independientemente de la oferta o demanda energética. El regulador de velocidades, como indica su nombre, es un dispositivo mecánico, electrónico o electromecánico que sirve para mantener constante la velocidad de giro de la turbina. No debe haber mucha variación en la velocidad angular de la turbina pues esto influye en la calidad de la energía ofertada⁷⁹.

La turbina transmite su movimiento angular al generador. Los generadores de corriente alterna producen electricidad con una cierta frecuencia preestablecida, que en el caso del Ecuador es de 60 hz. Si la velocidad angular del generador aumenta o disminuye con respecto a la velocidad angular nominal, entonces la frecuencia aumentará o disminuirá correspondientemente, ocasionando una disminución en la calidad de la energía, pudiendo ocasionar daños, mal funcionamiento o simplemente que no funcionen los aparatos eléctricos que ya están diseñados para trabajar con una frecuencia de 60 Hz⁸⁰.

Si la carga eléctrica (demanda energética) disminuye en el generador, entonces existirá una disminución en la resistencia mecánica con respecto a la turbina; produciendo que aumente el número de revoluciones de la misma y que el generador empiece a producir energía con una frecuencia mayor a la nominal. De igual forma, pero en sentido contrario, ocurre cuando la carga eléctrica aumenta, por lo que es necesario que exista un sistema que mantenga la velocidad constante de la turbina independientemente de la demanda energética que tenga la central.

⁷⁸ MUGUERZA. Micro Centrales Hidroeléctricas. Apuntemch. 1989. Pág. 48.

⁷⁹ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 151.

⁸⁰ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 197.

Por el principio de funcionamiento los reguladores de velocidad se clasifican en dos:

- Reguladores de caudal.
- Reguladores de carga energética.

3.6.2.2 Reguladores de caudal ⁸¹

Los reguladores de caudal tienen como principio de funcionamiento la variación del caudal en función de la variación de revoluciones de la turbina. Cuando la turbina empieza a girar más rápido o más lento, el sistema regulador, mediante mecanismos o circuitos, detectan el cambio de velocidad y mediante actuadores disminuyen o aumentan el caudal de trabajo en la turbina.

3.6.2.3 Reguladores de carga ⁸²

Los reguladores de carga aumentan la resistencia eléctrica a las que está sometido el generador en función de la velocidad angular, de tal forma que el generador todo el tiempo tiende a estar produciendo la misma cantidad de potencia energética, pero, una parte de esa energía es enviada hacia la demanda energética propiamente dicha y la otra sirve solo para regular la carga.

Tanto en los reguladores de carga como en los reguladores de caudal, se puede colocar sistemas automáticos y/o manuales.

En la tabla 3.3 se presenta la información comparativa de las ventajas de cada sistema:

	Reg. de caudal		Reg. de carga.	
	Manual	Automático	Manual	Automático
Costo inicial	0	3	1	3
Precisión en la frecuencia	-	3	-	4
Dificultad de instalación	No hay instalación	3	1	1
Dificultad de operación y mantenimiento	0	1	0	1
Vigilancia del operador.	Si	No	Si	No

Tabla 3.3.- Cualidades de cada tipo de regulador de carga. Fuente.⁸³

⁸¹ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 152.

⁸² ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 158.

Donde:
0= Muy bajo
1= Bajo
2= Medio
3= Alto
4= Muy alto

3.6.3 GENERADORES ELÉCTRICOS

3.6.3.1 Introducción



Gráfico 3.21.-Generador eléctrico conectado con un acople directo a una turbina hidráulica. Fuente: ⁸⁴

Un generador eléctrico es una máquina que puede transformar energía mecánica en energía eléctrica. Generalmente aprovecha un movimiento rotativo de un eje que pertenece

⁸³ ITDG .Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 162.

⁸⁴ www.turbinas3hc.com

a un motor de combustión interna, una turbina, etc., y a través de la energía mecánica y con procesos de inducción electromagnética se produce energía eléctrica.

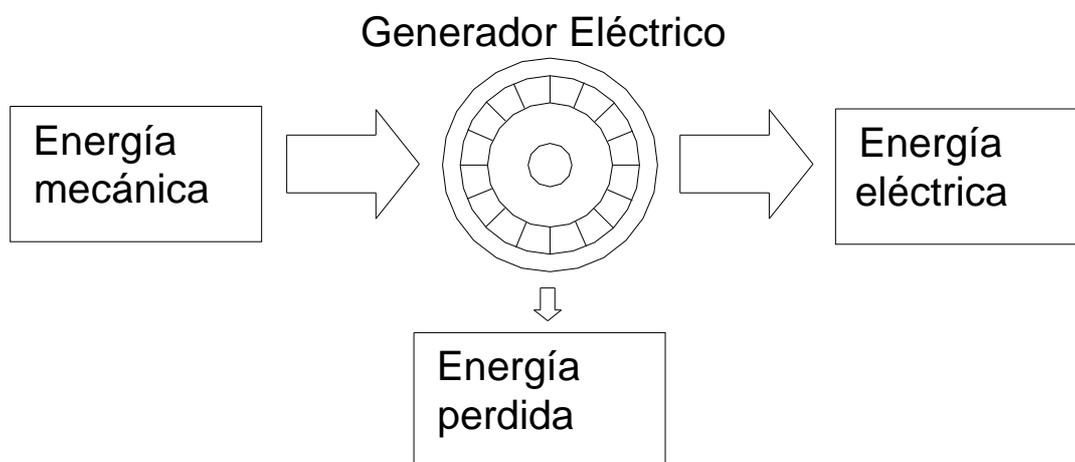


Gráfico 3.22.- Esquema de transformación de energía en un generador eléctrico.

Basándose en los principios de inducción electromagnética en un generador existe un estator y un rotor compuestos de cables conductores a los cuales se les somete a una carga eléctrica pequeña y cuando el rotor empieza a girar debido a que está conectado mecánicamente con un eje que transmite la energía mecánica, empieza a generarse la electricidad.

3.6.3.2 Generadores de corriente continua

La principal desventaja de este tipo de generadores es que la mayoría de electrodomésticos y máquinas eléctricas en general utilizan corriente alterna.

Existen dos tipos principales de generadores de corriente continua: los dínamos y los generadores automotrices. Los dínamos son de fácil manejo y los automotrices son de bajo costo pero su capacidad de generación es pequeña⁸⁵.

3.6.3.3 Generadores de corriente alterna

Lo más común, por sus ventajas, en la actualidad es la utilización de generadores sincros (corriente alterna). Tienen la gran ventaja de generar electricidad a una frecuencia estandarizada (60 hz), la cual es útil para el uso de aparatos domésticos o eléctricos en general que utilicen corriente alterna⁸⁶.

Para que el generador produzca la electricidad a la frecuencia estandarizada es necesario que el rotor gire a una cierta velocidad determinada, la cual es dada por el elemento giratorio que en este caso es la turbina hidráulica (ver sección 3.6.1.6).

⁸⁵ ITDG. Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 195.

⁸⁶ ITDG Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 197.

Las velocidades síncronas a las que debe girar el rotor del generador dependen del número de polos y de la frecuencia de la electricidad generada. Así se tiene que, para la generación eléctrica con una frecuencia estandarizada de 60 hz, según el número de polos la velocidad angular síncrona, será según se indica en la tabla 3.4.

Frecuencia (hz)	Número de Polos	Velocidad angular síncrona (RPM)
60	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

Tabla 3.4.- Velocidades angulares síncronas del rotor de un generador en función de la frecuencia estandarizada y del número de Polos. Fuente: ⁸⁷

Se debe tomar en cuenta que mientras mayor sea el número de polos, la estructura del generador será más complicada en su construcción, diseño, cantidad de materia prima, y consecuentemente más costosa. Se debe tratar de utilizar generadores con la menor cantidad de polos y que giren a mayor velocidad. Esto favorece en gran medida a la selección de equipos de la pequeña central hidroeléctrica, si se toma en cuenta que la turbina tendrá un menor costo de fabricación, mientras su velocidad de giro de diseño sea menor, debido principalmente a que su tamaño también será menor.

El sistema trifásico es más difundido que el sistema monofásico debido a que el mismo es más simple y económico. El sistema monofásico es recomendable cuando la potencia de generación es menor a 30 KVA⁸⁸.

3.6.4 TRANSFORMADOR Y TABLERO DE CONTROL

El transformador es una máquina eléctrica que sirve para transformar el voltaje de la energía eléctrica, sea elevándolo o disminuyéndolo, manteniendo la potencia constante (sin tomar en cuenta las pérdidas). Existe necesidad de elevar el voltaje cuando la electricidad generada va a ser introducida en la red nacional, en la cual el voltaje de trabajo es bastante alto, pero las pérdidas de energía en los cables de conducción son mínimas. Esto no ocurre en las instalaciones domésticas, debido al peligro de un voltaje alto, como el transportado

⁸⁷ ITDG. Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 197.

⁸⁸ ITDG Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 198.

por las líneas de alta tensión y principalmente porque los artefactos domésticos trabajan a un voltaje mucho menor.

La necesidad del transformador, en este caso, esta en función del voltaje de salida del generador y de la finalidad de la electricidad generada. Generalmente el voltaje para uso residencial es de 220/110 voltios. Se debe asegurar que el voltaje que llega a los usuarios sea de tipo residencial, por lo que se debe analizar la necesidad de un transformador para cumplir este objetivo.

Para una central generadora de electricidad debe existir un tablero de control eléctrico o electrónico, que servirá para vigilar el buen funcionamiento del sistema y manejarlo de una manera efectiva. Este componente debe tener la capacidad de transmitir los datos de funcionamiento de la central hidroeléctrica para poder ser observados y/o registrados por el operador y tener los mandos de entrada para poder maniobrar los equipos⁸⁹.

CAPITULO 4 SELECCION Y DISEÑO DE COMPONENTES DE LA MICROCENTRAL HIDROELECTRICA

4.1 RECOMENDACIONES CON LAS OBRAS DE CAPTACION

4.1.1 BOCATOMA

El bocatoma con su posterior barrage de derivación será construido en la cota con una altura de 3760 m.s.n.m.

Se recomienda construir un barrage de derivación sencillo con un montículo de piedras bola que acumulen ligeramente el agua y provoquen que el agua sea aspirada por el bocatoma (ver gráfico 4.1).

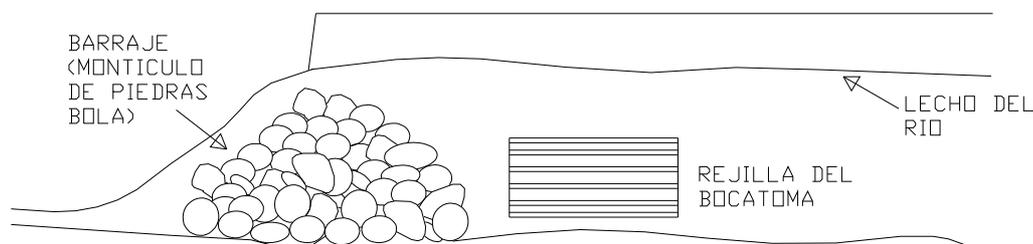


Gráfico 4.1 Esquema del bocatoma.

⁸⁹ ITDG Manual de Mini y microcentrales Hidráulicas. Pág. 219.

Seguido de la tubería de captación se construirá una solera de captación, cuyo fondo será con una inclinación en contra del flujo del cauce. La solera será construida de tal manera que evite las turbulencias para que se depositen en el fondo partículas en suspensión y los materiales grandes acarreados por el agua.

La solera de captación tendrá las características de un desarenador, incluyendo en sus dimensiones, **tomando en cuenta que en la construcción deben existir inclinaciones mas pronunciadas con respecto al desarenador normal. De esta manera se asegurará que el flujo del agua sea a una velocidad que asegure la precipitación de partículas y basuras en el fondo de la solera según lo indicado en el capítulo 3. En el gráfico 4.2 se indica un esquema de las obras civiles de la toma de las obras de derivación.**

Antes de la entrada al canal se colocará una rejilla que retenga residuos flotantes que hayan sido arrastrados. La rejilla tendrá una abertura máxima de 5 cm.

Previo a la entrada del canal existirá una compuerta que regulará la entrada de agua hacia la misma. Posterior a la compuerta se construirá un aliviadero, para eliminar el agua sobrante y mantener el caudal aseado.

4.1.2 ALIVIADEROS.

Debido a que el canal de desvío consistirá principalmente en una tubería de concreto enterrada, se recomienda que ciertos tramos de la tubería se encuentre abierta para supervisión y mantenimiento. Se puede aprovechar esas zonas para construir aliviaderos que desfoguen el excedente de agua hacia las áreas de cultivo para aprovechar mejor el recurso hídrico.

Las recomendaciones de los aliviaderos en las diferentes propuestas son:

Propuesta 1.- Para el caso de la propuesta 1 se recomienda construir dos aliviaderos; uno junto a la bocatoma y otro en la cámara de carga (al final del canal) según se indica en el gráfico 4.3 tomado del anexo G.

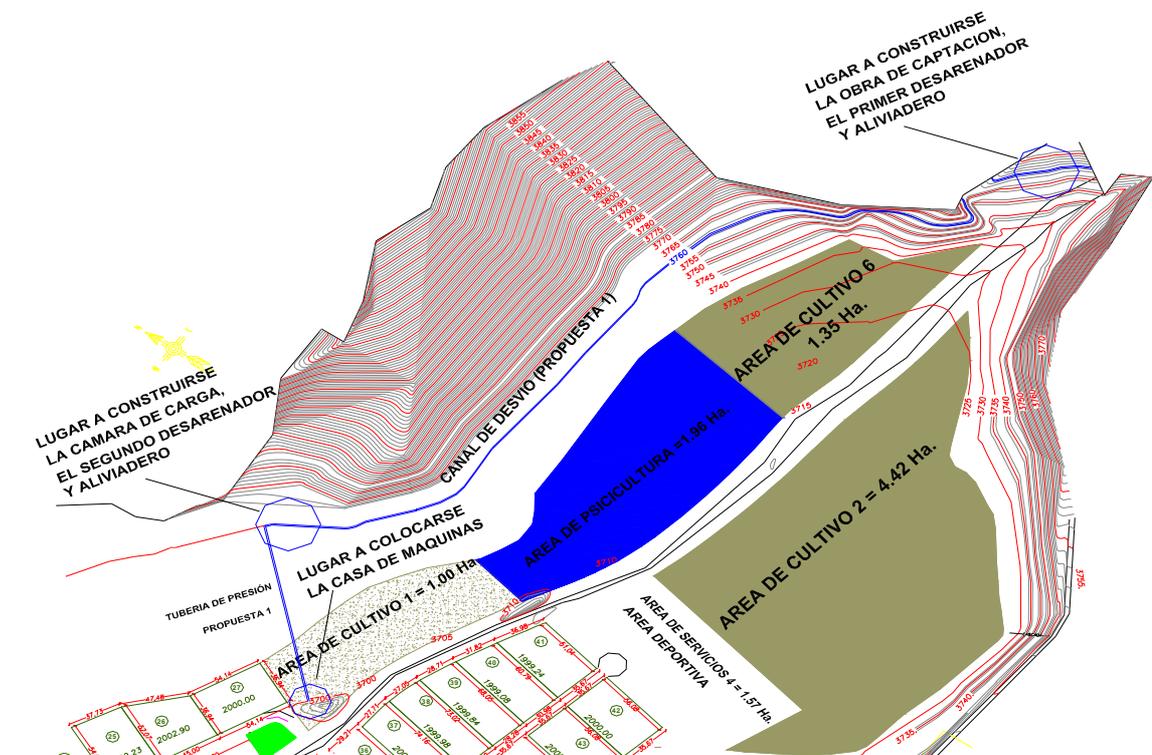


Gráfico 4.3. Esquema de los lugares a construir aliviaderos en la propuesta 1

Propuesta 2.- Se recomienda construir tres aliviaderos. Uno junto a la bocatoma, otro a la altura del área de cultivo 1, con el objetivo de que el agua evacuada se utilice en esa área, y otro en la cámara de carga según se indica en el gráfico 4.4 tomado del anexo H.

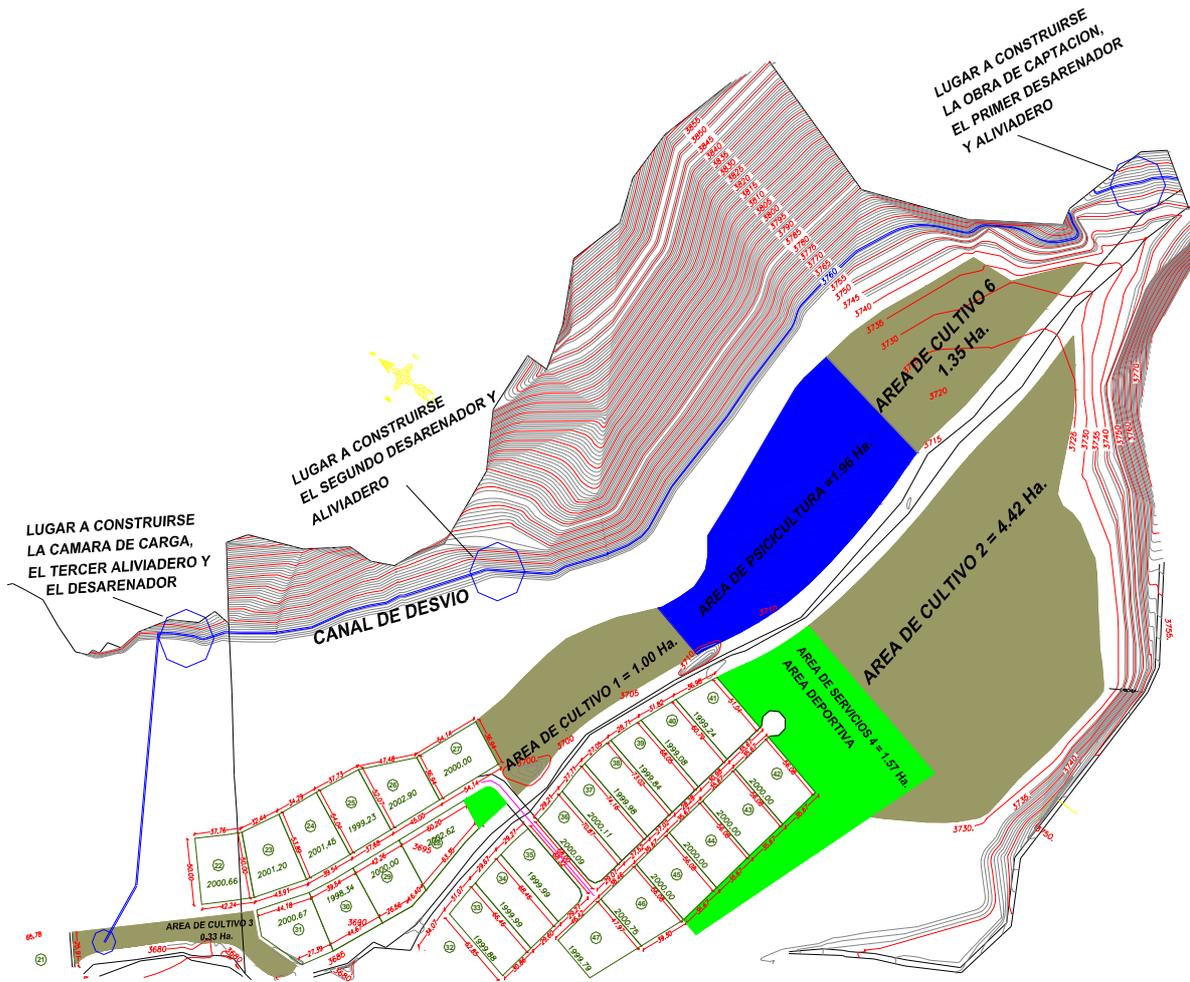


Gráfico 4.4 Esquema de los lugares a construir aliviaderos de la propuesta 2.

4.1.3 DESARENADOR Y CAMARA DE CARGA

4.1.3.1 Número de desarenadores y lugares a colocarse

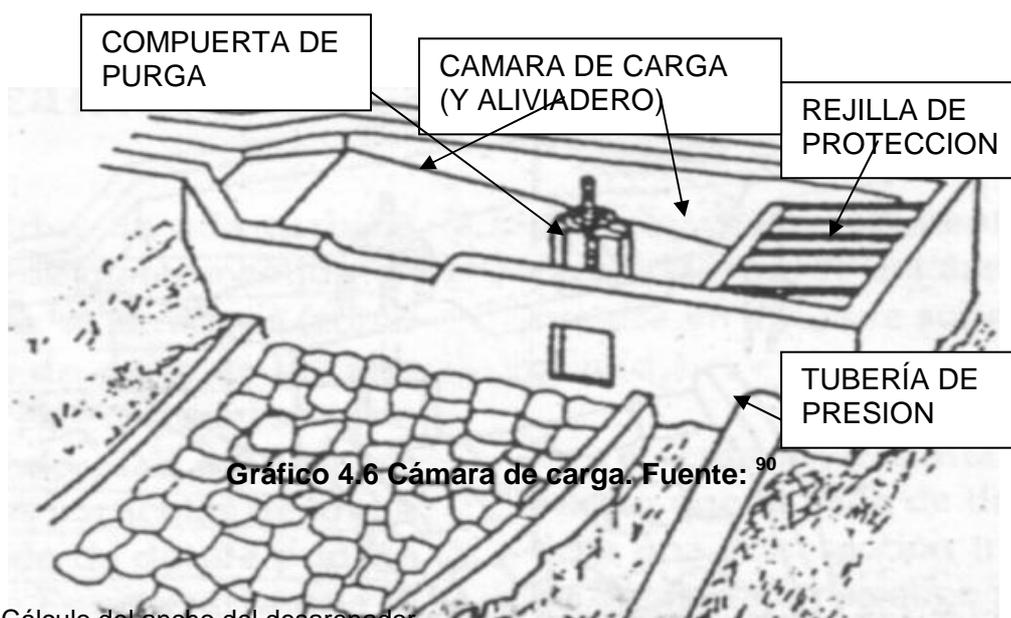
Según la opinión de los moradores del lugar y las observaciones realizadas en el lugar, se deduce que el agua es muy poco turbia a lo largo de todo el año. No será necesario construir más de dos desarenadores en las obras de captación; y con eso se espera eliminar la poca cantidad de material particulado existente en el agua.

El primer desarenador se colocará junto la bocatoma, seguido de la compuerta de entrada del canal. El segundo desarenador será parte de la cámara de carga al final del canal. Esto se realizará para cualquiera de las tres propuestas independientemente del largo del canal.

En el caso de la microcentral del presente proyecto, se aprovechará los desarenadores para que también realicen el trabajo de aliviaderos al mismo tiempo. Esto se puede realizar debido a que el caudal no es muy alto (270 litros por segundo), y con el objetivo de economizar los costos de las obras civiles según se indica en los gráficos 4.3, 4.4 y 4.5.

4.1.3.2 Cámara de carga (ver gráfico 4.6)

Al final del canal de desvío se construirá una cámara de carga con las mismas características de un desarenador, con la única diferencia que se colocará una rejilla de protección de materiales flotantes para que estos no puedan ingresar a la tubería de presión. La altura de la cámara de carga será de 3 m. La rejilla debe ser móvil o tener la capacidad de limpieza.



4.1.3.3 Cálculo del ancho del desarenador

El caudal Q que está pasando por el desarenador está definido por la siguiente expresión:

$$W * Vh * dd = Q \quad (4.1)$$

Donde:

Q.- Caudal [m^3/s]

W.- Ancho del desarenador [m].

Vh.- Velocidad media del fluido [m/s].

dd.- altura del caudal del desarenador (o distancia de decantación) [m].

⁹⁰ ITDG. Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Pág. 76

**Suponiendo un valor de profundidad del desarenador $dd= 0.5$ m.
Y tomando los siguientes valores :**

$Q = 0.3\text{m}^3/\text{seg}(300\text{lit} / \text{seg})$ debido a que el caudal de diseño es 270 lit/s .

$V_h= 0.2\text{m}/\text{seg}$ que es la velocidad del agua en el desarenador según se indicó en el capítulo 3 (numeral 3.4.2.1)

Se tiene que:

El ancho del desarenador debe ser $W = 3$ m.

Las cámara de carga tendrá una profundidad de 3 metros para que actúe como un pequeño reservorio.

4.1.3.4 Calculo del largo del desarenador

Con la ecuación (3.19) y reemplazando sus respectivos valores se tiene que:

$$L_d = \frac{V_h * dd * 2}{V_d} = \frac{0.2(\text{m} / \text{seg}) * 0.5\text{m} * 2}{0.03(\text{m} / \text{seg})} = 6.66\text{m}$$

El largo L_d del desarenador =6.7 m

Las dimensiones del desarenador se notan en el esquema del gráfico 4.7.

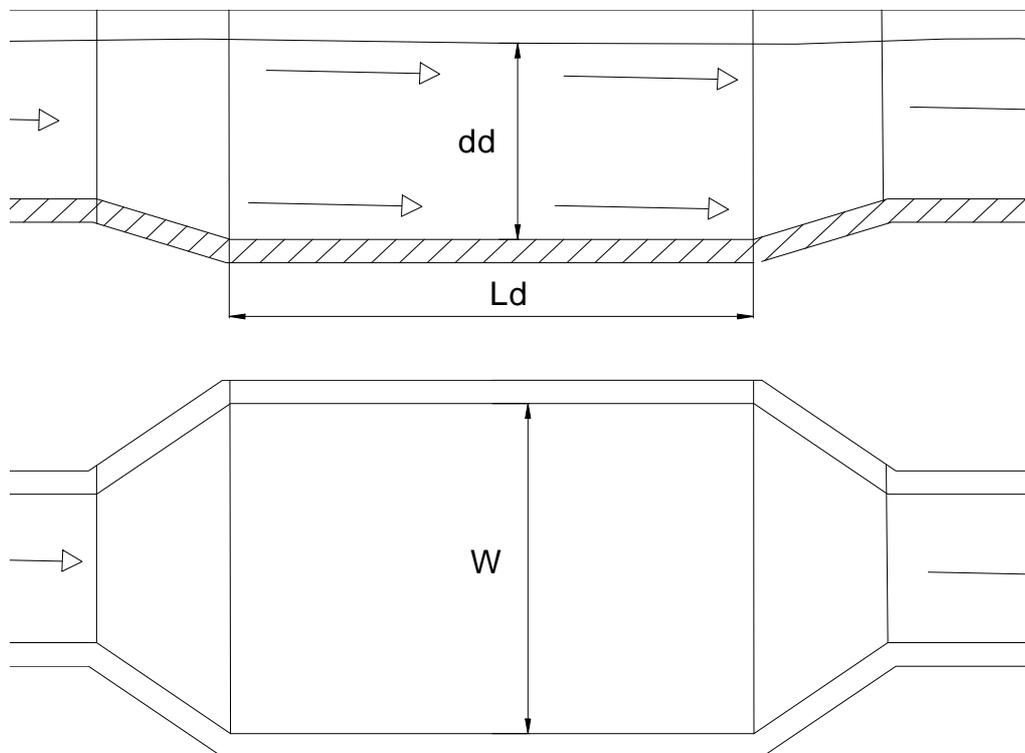


Gráfico 4.7. Esquema del desarenador.

4.1.4 CANAL DE DESVIO

Tomando en cuenta todos los criterios del capítulo 3 (numeral 3.4.3), se realizó el siguiente análisis de canales, incluyendo observaciones de constructores de obras civiles:

- Para evitar pérdidas considerables de agua se recomienda trabajar con concreto, pues los canales de tierra se deterioran rápidamente.
- El costo de un canal abierto de concreto es de 48 dólares por metro lineal, mientras que el costo de tubería enterrada de concreto de 80 cm de diámetro es de 30 dólares por metro lineal⁹¹.
- Con tubería enterrada es necesario una inclinación que garantice que no existan depósitos (2 m/seg) (ver 3.4.3.2), esto supone una pérdida de altura. Las pérdidas de altura son 2 metros en la primera propuesta, 2.7 metros en la segunda propuesta y 5.1 metros en la tercera propuesta; esto a su vez significa una disminución de eficiencia del sistema del 3.3 %, 3.3% y 4.25% correspondientemente, lo cual es muy aceptable⁹².
- Se recomienda la construcción del canal con tubería de concreto de 80 centímetros de diámetro con tramos de canal abierto para inspección y mantenimiento cada 100 metros.

4.2 DISEÑO Y SELECCION DE LAS OBRAS DE DERIVACION

4.2.1 TUBERIA DE PRESION

4.2.1.1 Selección del diámetro de la tubería

Basándose en la información capítulo 3 (numeral 3.5.1) se ha realizado un análisis de diámetros de tuberías para PVC, Polietileno, Acero y Hierro dúctil (que tiene una superficie interna de concreto). En las tablas 4.1 - 4.9 se indican los resultados de los cálculos tabulados para las tres propuestas de proyecto en los cuatro materiales. Se han ido probando diferentes diámetros, se ha escogido los diámetros que produzcan una pérdida menor al 10 % y se ha resaltado con color amarillo a las celdas donde se cumple ese rango de pérdidas aceptable.

⁹¹ Análisis del Boletín técnico de la Cámara de la Construcción de Quito. Marzo 2006.

⁹² Análisis de ITDG. Manual de mini y microcentrales Hidráulicas. Pág 82-88.

Como se indica en las tablas 4.1 - 4.9 para Acero, PVC y polietileno se recomienda tuberías de 12 pulgadas de diámetro, mientras que para hierro dúctil se recomienda tuberías de 13 pulgadas de diámetro.

Se procede a buscar en el mercado tuberías de los cuatro materiales y se encuentra la siguiente información:

- No existe en el mercado tubería de Polietileno de 12 pulgadas de diámetro ni mayor.
- No se recomienda tubería de PVC en climas fríos, por lo que esta alternativa queda descartada al ser el clima tipo páramo (ver 3.5.1.3).
 - Si existe tubería de hierro dúctil.
- La tubería de acero resulta costosa pero se puede buscar tubería usada del antiguo oleoducto SOTE que tenga esas características para abaratar costos.

4.2.1.2 Selección del espesor de tubería

Basándose en indicaciones del capítulo 3 (numeral 3.5.1.2) se ha realizado un análisis para acero y hierro dúctil.

En la tabla 4.10 y tabla 4.11 se indican los resultados de los cálculos tabulados determinando los espesores necesarios para las diferentes alturas de agua de caída de agua. Es necesario recalcar la siguiente información:

- La presión hidráulica Ph ha sido calculada con la ecuación 3.7.
- La presión de diseño Pd involucra la presión hidráulica Ph y un aumento de 30 % por efecto de golpe de ariete.

Para las siguientes tablas se utilizará la siguiente nomenclatura: H (m) altura de caída de agua, Ph (kpa) Presión hidráulica, Pd(kpa) Presión de diseño, D(pulgadas) Diámetro de la tubería, Ef (kpa) Esfuerzo de fluencia, f(adimensional) factor de seguridad, Ed (kpa) Esfuerzo de diseño, Ft(kpa/m2) Fuerza de transversal, espesor (mm) espesor necesario de la tubería.

H (m)	Ph (Kpa)	Pd (Kpa)	D(pulgadas)	Ef(kpa)	f	Ed(kpa)	Ft (kpa/m2)	espesor (mm)
10	110	143	12	235400	3	78466.7	65.3796	0.416607477
20	210	273	12	235400	3	78466.7	124.8156	0.795341546
30	310	403	12	235400	3	78466.7	184.2516	1.174075616
40	410	533	12	235400	3	78466.7	243.6876	1.552809686
50	510	663	12	235400	3	78466.7	303.1236	1.931543755
60	610	793	12	235400	3	78466.7	362.5596	2.310277825
70	710	923	12	235400	3	78466.7	421.9956	2.689011895
80	810	1053	12	235400	3	78466.7	481.4316	3.067745964
90	910	1183	12	235400	3	78466.7	540.8676	3.446480034
100	1010	1313	12	235400	3	78466.7	600.3036	3.825214104
110	1110	1443	12	235400	3	78466.7	659.7396	4.203948173
120	1210	1573	12	235400	3	78466.7	719.1756	4.582682243

Tabla 4.10.- Espesores mínimos necesarios para una tubería de acero a diferentes alturas de caída de agua.

H (m)	Ph Kpa	Pd Kpa	D(pulgadas)	Ef(kpa)* f	Ed(kpa)	Ft (kpa/m2)	espesor (mm)
10	110	143	13	420000	3 140000	65.3796	0.233498571
20	210	273	13	420000	3 140000	124.8156	0.44577
30	310	403	13	420000	3 140000	184.2516	0.658041429
40	410	533	13	420000	3 140000	243.6876	0.870312857
50	510	663	13	420000	3 140000	303.1236	1.082584286
60	610	793	13	420000	3 140000	362.5596	1.294855714
70	710	923	13	420000	3 140000	421.9956	1.507127143
80	810	1053	13	420000	3 140000	481.4316	1.719398571
90	910	1183	13	420000	3 140000	540.8676	1.93167
100	1010	1313	13	420000	3 140000	600.3036	2.143941429
110	1110	1443	13	420000	3 140000	659.7396	2.356212857
120	1210	1573	13	420000	3 140000	719.1756	2.568484286

*.- El dato del fabricante consta como resistencia mínima a la tracción.

Tabla 4.11.- Espesores mínimos necesarios para una tubería de hierro dúctil a diferentes alturas de caída de agua.

Se ha buscado en el mercado tuberías de acero con diámetros de 12 pulgadas y de hierro dúctil de 13 pulgadas y se encontraron los siguientes resultados:

- Existe tubería de 12 pulgadas de diámetro cuyo costo por metro de tubería es aproximadamente 180 usd/metro sin incluir la instalación⁹³ en el caso de tubería nueva. Se analizó también la compra de tubería usada a Petroecuador, pero no disponían de tubería de estas características de venta.
- Existe tubería de 14.4 pulgadas (365.8 mm) de hierro dúctil con un espesor de 5.9 mm de hierro dúctil (mucho mayor a 2.56 mm según la tabla 4.11) a un costo de 93 usd / metro de tubería sin incluir la instalación. Se puede suponer que incluyendo el costo de la instalación la tubería implantada tendría un valor de 130 usd/metro lineal⁹⁴. Las pérdidas energéticas debido a la fricción con esta tubería son del 5.76 % que es muy aceptable según lo indicado en el capítulo 3.

Debido a los beneficios económicos y de durabilidad se escoge la opción de tubería de hierro dúctil indicada anteriormente. Mayor información de dicha tubería se encuentra en el anexo M.

4.2.2 APOYOS Y ANCLAJES

Se decide enterrar la tubería a un metro de profundidad y construir anclajes, en forma de cubo, de un metro de lado de hormigón previo al recubrimiento epóxico

⁹³ Datos de comercializadora Jácome.

⁹⁴ ASTAP. Tubería de hierro dúctil.

de la tubería. Esto permitiría economizar, pues no existe ninguna razón aparente para que la tubería este colocada externamente, y mas bien así se evitará posibles daños por parte de animales, se eliminaría el costo de construcción de los apoyos.

4.3 SELECCION DE LOS COMPONENTES DE LA SALA DE MAQUINAS

4.3.1 SELECCION DE LA TURBINA

4.3.1.1 Análisis de la velocidad específica de potencia N_s

Basándose en la gráfico 3.9 y teniendo los datos y caudales de las tres propuestas presentadas se deduce que existen las siguientes posibilidades:

- Turbina tipo Pelton.
- Turbina tipo Francis.
- Turbina tipo Turgo
- Turbina tipo Michell- Banki.

La turbina tipo Turgo es descartada debido a que los proveedores no poseen información técnica, pues su tecnología no es muy conocida.

Posteriormente se determina la velocidad especifica de potencia (N_s) para las tres propuestas y para diferentes RPM de los generadores que existe. La información se presentan en las tablas 4.12 - 4.16.

Es necesario establecer la siguiente información para las tablas:

- La altura neta está dada por la altura total menos la altura de pérdidas; la cual ha sido calculada a partir de los porcentajes de pérdidas por rozamiento en el canal y de rozamiento en la tubería.
- La eficiencia de la turbina se puede aproximar a 0.7 para turbinas de micro centrales hidroeléctricas⁹⁵.
- Los valores resaltados con color amarillo son los valores que corresponden o se acercan bastante al rango de mayor eficiencia de turbina, según la tabla 3.1.

Para las siguientes tablas se utilizará la siguiente nomenclatura: Q(m³/s) caudal, H total (m) altura total, hn(m) altura neta, RPM (rpm) velocidad angular, nt (adimensional) eficiencia de la turbina, P(hp) Potencia, N_s (RPM) Velocidad específica, i número de chorros para turbinas Pelton.

Q (m ³ /s)	H total (m)	hn (m)	RPM	Turbina	nt	P(Hp)	N_s (RPM)			
							i=1	i=2	i=4	i=6
0.27	60	54.56	1800	Michell-Banki	0.7	135.692	141.4			

⁹⁵ ITDG: Manual de mini y microcentrales hidroeléctricas. Pág. 136

0.27	60	54.56	1800	Pelton	0.7	135.692	141.4	99.98	70.69	57.72
0.27	60	54.56	1800	Francis	0.7	135.692	141.4			
0.27	80	72.75	1800	Michell-Banki	0.7	180.923	113.9			
0.27	80	72.75	1800	Pelton	0.7	180.923	113.9	80.57	56.97	46.52
0.27	80	72.75	1800	Francis	0.7	180.923	113.9			
0.27	120	109.1	1800	Michell-Banki	0.7	271.384	84.07			
0.27	120	109.1	1800	Pelton	0.7	271.384	84.07	59.45	42.04	34.32
0.27	120	109.1	1800	Francis	0.7	271.384	84.07			

Tabla 4.12.- Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 1800 RPM en el eje de la turbina.

Q (m3/s)	H total (m)	hn (m)	RPM	Turbina	nt	P(Hp)	Ns (RPM)			
							i=1	i=2	i=4	i=6
0.27	60	54.56	1500	Michell-Banki	0.7	135.692	117.8			
0.27	60	54.56	1500	Pelton	0.7	135.692	117.8	83.31	58.91	48.1
0.27	60	54.56	1500	Francis	0.7	135.692	117.8			
0.27	80	72.75	1500	Michell-Banki	0.7	180.923	94.96			
0.27	80	72.75	1500	Pelton	0.7	180.923	94.96	67.15	47.48	38.77
0.27	80	72.75	1500	Francis	0.7	180.923	94.96			
0.27	120	109.1	1500	Michell-Banki	0.7	271.384	70.06			
0.27	120	109.1	1500	Pelton	0.7	271.384	70.06	49.54	35.03	28.6
0.27	120	109.1	1500	Francis	0.7	271.384	70.06			

Tabla 4.13.- Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 1500 RPM en el eje de la turbina.

Q (m3/s)	H total (m)	hn (m)	RPM	turbina	nt	P(Hp)	Ns (RPM)			
							i=1	i=2	i=4	i=6
0.27	60	54.56	1200	Michell-Banki	0.7	135.692	94.26			
0.27	60	54.56	1200	Pelton	0.7	135.692	94.26	66.65	47.13	38.48
0.27	60	54.56	1200	Francis	0.7	135.692	94.26			
0.27	80	72.75	1200	Michell-Banki	0.7	180.923	75.97			
0.27	80	72.75	1200	Pelton	0.7	180.923	75.97	53.72	37.98	31.01
0.27	80	72.75	1200	Francis	0.7	180.923	75.97			
0.27	120	109.1	1200	Michell-Banki	0.7	271.384	56.05			
0.27	120	109.1	1200	Pelton	0.7	271.384	56.05	39.63	28.02	22.88
0.27	120	109.1	1200	Francis	0.7	271.384	56.05			

Tabla 4.14.- Cálculo de la velocidad específica de potencia Ns para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 1200 RPM en el eje de la turbina.

Q (m3/s)	H total (m)	hn (m)	RPM	turbina	nt	P(Hp)	Ns (RPM)			
							i=1	i=2	i=4	i=6
0.27	60	54.56	900	Michell-Banki	0.7	135.692	70.69			

0.27	60	54.56	900	Pelton	0.7	135.692	70.69	49.99	35.35	28.86
0.27	60	54.56	900	Francis	0.7	135.692	70.69			
0.27	80	72.75	900	Michell-Banki	0.7	180.923	56.97			
0.27	80	72.75	900	Pelton	0.7	180.923	56.97	40.29	28.49	23.26
0.27	80	72.75	900	Francis	0.7	180.923	56.97			
0.27	120	109.1	900	Michell-Banki	0.7	271.384	42.04			
0.27	120	109.1	900	Pelton	0.7	271.384	42.04	29.72	21.02	17.16
0.27	120	109.1	900	Francis	0.7	271.384	42.04			

Tabla 4.15.- Cálculo de la velocidad específica de potencia N_s para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 900 RPM en el eje de la turbina.

Tabla 4.16.- Cálculo de la velocidad específica de potencia N_s para las tres propuestas, con los tres tipos de turbina preseleccionadas y con 720 RPM en el eje de la turbina.

Las RPM dependen de la disponibilidad de generadores que giren a esa velocidad y del costo del mismo. Mientras mayor sean las RPM del generador el grupo de generación será más pequeño y consecuentemente más barato; sin embargo existe la posibilidad de que no exista disponibilidad de generadores que giren a 1800 RPM o 1500 RPM, o que sus costos sean elevados.

Q (m ³ /s)	H total (m)	h _n (m)	RPM	Turbina	n _t	P(Hp)	N _s (RPM)			
							i=1	i=2	i=4	i=6
0.27	60	54.56	720	Michell-Banki	0.7	135.692	56.56			
0.27	60	54.56	720	Pelton	0.7	135.692	56.56	39.99	28.28	23.09
0.27	60	54.56	720	Francis	0.7	135.692	56.56			
0.27	80	72.75	720	Michell-Banki	0.7	180.923	45.58			
0.27	80	72.75	720	Pelton	0.7	180.923	45.58	32.23	22.79	18.61
0.27	80	72.75	720	Francis	0.7	180.923	45.58			
0.27	120	109.1	720	Michell-Banki	0.7	271.384	33.63			
0.27	120	109.1	720	Pelton	0.7	271.384	33.63	23.78	16.81	13.73
0.27	120	109.1	720	Francis	0.7	271.384	33.63			

4.3.1.2 Resultados del análisis de la velocidad específica de potencia N_s .

Basándose en el análisis realizado de la velocidad específica de potencia N_s realizado anteriormente se tienen los siguientes resultados de selección de turbinas.

4.3.1.2.1. Turbina que gire a 1800 RPM.

En el caso de un generador de 1800 RPM que esté acoplado directamente a la turbina(Ver tabla 4.12) se puede utilizar una turbina Michell- Banki, una Francis Lenta o una turbina Pelton de seis chorros para la primera propuesta. Se puede usar una turbina Pelton de cuatro chorros para la segunda y tercera propuesta según se indica en la tabla 4.17.

Velocidad de giro (RPM)	Propuesta	Tipo de turbina/s recomendable/s según su rango de eficiencia.
1800	Primera	Michell- Banki, Francis Lenta o Pelton de 6 chorros
	Segunda	Michell- Banki o Pelton de 4 chorros
	Tercera	Michell- Banki o Pelton de 4 chorros

Tabla 4.17. Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 1800 RPM de giro de la turbina.

Las turbinas Francis lenta, la Pelton de seis chorros y la Pelton de cuatro chorros implican una estructura de la carcasa e inyectores muy grande con respecto a la de la tipo Michell-Banki, por lo que estas opciones quedan descartadas. Consecuentemente en este caso (1800 RPM) se utilizaría una turbina tipo Michell-Banki.

4.3.1.2.2. Turbina que gire a 1500 RPM

En el caso de un generador de 1500 RPM(Ver tabla 4.13) que esté acoplado directamente, se puede utilizar una turbina Michell- Banki, una Francis Lenta o una turbina Pelton de seis o cuatro chorros para la primera propuesta. Una turbina Michell Banki, Francis Lenta o Pelton de cuatro chorros para la segunda y una turbina Michell Banki, Francis Lenta o Pelton de dos chorros para la tercera propuesta según se indica en la tabla 4.18.

Velocidad de giro (RPM)	Propuesta	Tipo de turbina/s recomendable/s según su rango de eficiencia.
1500	Primera	Michell- Banki, Francis Lenta, Pelton de 6 o 4 chorros
	Segunda	Michell- Banki, Francis Lenta o Pelton de 4 chorros
	Tercera	Michell- Banki o Pelton de 2 chorros

Tabla 4.18. Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 1500 RPM de giro de la turbina.

La turbinas Francis lenta, la Pelton de seis chorros y la Pelton de cuatro chorros implican una estructura civil muy grande con respecto a la Michell- Banki por lo que estas opciones quedan descartadas. La Pelton de dos chorros puede resultar bastante conveniente con

respecto a la **Michell Banki** en la misma propuesta debido a que su tecnología es más conocida, además de su mayor facilidad de mantenimiento y manejo (por recomendación de fabricantes de turbinas). Consecuente en este caso (1500RPM) se utilizaría una turbina **Michell- Banki** para la primera y segunda propuesta y para la tercera propuesta una turbina **Pelton** de dos chorros.

4.3.1.2.3 Turbina que gire a 1200 RPM

En el caso de un generador de 1200 RPM (Ver tabla 4.14), que esté acoplado directamente, se puede utilizar una turbina Michell- Banki, una Francis Lenta o una turbina Pelton de cuatro chorros en el caso de la primera propuesta o una turbina Pelton de cuatro o dos chorros para la segunda y una turbina Pelton de dos chorros para la tercera propuesta según se indica en la tabla 4.19.

Velocidad de giro (RPM)	Propuesta	Tipo de turbina/s recomendable/s según su rango de eficiencia.
1200	Primera	Michell- Banki, Francis Lenta, Pelton de 4 chorros
	Segunda	Pelton de 4 o 2 chorros
	Tercera	Pelton de 2 chorros

Tabla 4.19. Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 1500 RPM de giro de la turbina.

Se escoge una turbina **Michell Banki** para la primera propuesta, una turbina **Pelton** de dos chorros para las segunda y tercera propuestas. **Esto se debe a las mismas razones expuestas en 4.3.1.2.1 y 4.3.1.2.2.**

4.3.1.2.4 Turbina que gire a 900 RPM.

En el caso de un generador de 900 RPM (ver tabla 4.15), que este acoplado directamente, se puede utilizar una turbina Michell- Banki, una Francis Lenta o una turbina Pelton de cuatro o dos chorros en el caso de la primera propuesta y una turbina Michell Banki o Pelton de dos chorros para la segunda y tercera propuesta. No se puede usar una Francis Lenta en la tercera propuesta(ver tabla 4.20).

Velocidad de giro (RPM)	Propuesta	Tipo de turbina/s recomendable/s según su rango de eficiencia.
900	Primera	Michell- Banki, Francis Lenta, Pelton de 4 o 2 chorros
	Segunda	Michell- Banki o Pelton de 2 chorros
	Tercera	Michell- Banki o Pelton de 2 chorros

Tabla 4.20. Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 900 RPM de giro de la turbina.

Se recomiendan turbinas Michell- Banki para las tres propuestas debido a que el tamaño de la infraestructura civil es menos complicada y consecuentemente más económica que con una Pelton de 2 chorros.

4.3.2.1.5 Turbina que gire a 720 RPM

En el caso de un generador que gire a 720 RPM (ver tabla 4.16), que esté acoplado directamente a la turbina, se puede utilizar una turbina Michell-Banki o Pelton de dos chorros para el caso de la primera y segunda propuesta. Para la tercera propuesta se puede utilizar una Pelton de un chorro según se indica en la tabla 4.21 .

Velocidad de giro (RPM)	Propuesta	Tipo de turbina/s recomendable/s según su rango de eficiencia.
720	Primera	Michell- Banki o Pelton de 2 chorros
	Segunda	Michell- Banki o Pelton de 2 chorros
	Tercera	Pelton de 1 chorros

Tabla 4.21. Tipos de turbinas recomendables para las tres propuestas para 720 RPM de giro de la turbina.

Se recomiendan turbinas Michell- Banki para la primera y segunda propuesta y una turbina Pelton de un chorro para la tercera propuesta.

4.3.1.3 Determinación del radio nominal para turbinas Michell Banki y Pelton y del radio interno y ancho para turbinas Michell-Banki (ver sección 3.6.1.6)

En las tabla 4.22- 4.26 se presenta la información de las principales dimensiones calculadas de una turbina Michell- Banki y Pelton; como por ejemplo, el radio nominal, el diámetro del chorro de agua, etc. Estos valores servirán como referencia para la solicitud de una cotización de las turbina y se ha calculado en base a la teoría del capítulo 3 (numeral 3.6.1.6).

Se debe recalcar que el caudal por chorro Q_i en el caso de las turbinas Michell-Banki es el mismo caudal y en el caso de las turbinas Pelton se divide el caudal para el número de chorros.

4.3.2 SELECCION DEL TIPO DE REGULADOR DE VELOCIDAD

Tomando como base la información del capítulo 3 (numeral 3.6.2) y considerando que se desea que la microcentral hidroeléctrica de la cooperativa agrícola ECJ sea lo más automatizada posible y al menor costo se escoge un regulador de velocidad con la característica de que sea automático y que regule la carga.

4.3.3 SELECCION DEL GENERADOR

Tomando en cuenta la información de la sección 3.6.3 se selecciona un generador sincrónico con un voltaje de salida de 220/110 voltios trifásico de 230 KVA para la tercera propuesta, 150 KVA para la segunda propuesta y 110 KVA para la primera propuesta y se solicitarán cotizaciones priorizando a los generadores que giren a una velocidad angular alta.

4.3.4 OTROS COMPONENTES

No será necesario la compra de un transformador, pues se tiene conocimiento que en la actualidad existe un sistema de transformación de voltaje para poder conectar a la red. En el caso de que la corriente generada sea conectada directamente a las residencias entonces se comprobará que la transformación final de voltaje sea de 220/110 voltios.

Para la solicitud de la cotización se incluirá la necesidad de compra de un tablero electrónico con el que se pueda gobernar todo el sistema de generación.

4.3.5 COTIZACION DE LOS COMPONENTES DE LA SALA DE MAQUINAS

Se solicitan cotizaciones de los diversos componentes indicados en esta sección enviando toda la información de cálculo a tres empresas relacionadas con la generación hidroeléctrica:

- ASTAP.
- Electroecuatoriana.
- Turbinas 3HC.

En las tablas 4.27, 4.28 y 4.29 se presentan las características más importantes de las cotizaciones para cada una de las propuestas (ver anexos M, Ny O)

Las características principales del equipo cotizado para la primera propuesta se presentan en la tabla 4.27 (ver anexo M)

Tipo de turbina	Michell- Banki
Velocidad angular	900 RPM
Diámetro Exterior	325 mm
Ancho del inyector	180mm
Generador	Trifásico, 60 hz.
Transmisión	directa
Tipo de regulador de velocidad	Electrónico de carga.
Potencia de salida del grupo de generación	83 kw
Costo final	90.000 dólares⁹⁶
Observaciones	Se ha indicado que el voltaje puede ser acoplado al rango de 220/110 voltios. Incluye tablero de control

Tabla 4.27. Datos principales de la cotización para la primera propuesta.

Las características principales del equipo cotizado para la segunda propuesta se presentan en la tabla 4.28 (ver anexo N)

Tipo de turbina	Michell- Banki
Velocidad angular	900 RPM
Diámetro Exterior	375 mm
Ancho del inyector	135mm
Generador	Trifásico, 60 hz.
Transmisión	directa
Tipo de regulador de velocidad	Electrónico de carga.
Potencia de salida del grupo de	132.2 kw

⁹⁶ El costo incluye: Costo FOB + desaduanización+ agente de aduanas+ transporte+seguro

generación	
Costo final	90.000 dólares⁹⁷
Observaciones	Se ha indicado que el voltaje puede ser acoplado al rango de 220/110 voltios. Incluye tablero de control

Tabla 4.28. Datos principales de la cotización para la segunda propuesta.

Las características principales del equipo cotizado para la tercera propuesta se presentan en la tabla 4.29 (ver anexo O)

Tipo de turbina	Michell- Banki
Velocidad angular	1200 RPM
Diámetro Exterior	345 mm
Ancho del inyector	120mm
Generador	Trifásico, 60 hz.
Transmisión	directa
Tipo de regulador de velocidad	Electrónico de carga.
Potencia de salida del grupo de generación	198.3kw
Costo final	115.000 dólares⁹⁸
Observaciones	Se ha indicado que el voltaje puede ser acoplado al rango de 220/110 voltios. Incluye tablero de control

Tabla 4.29. Datos principales de la cotización para la tercera propuesta.

CAPITULO 5 ANALISIS ECONOMICO Y FINANCIERO

5.1 COSTOS DE IMPLANTACION DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA

5.1.1 COSTOS UNITARIOS RELACIONADOS CON LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA

5.1.1.1 Costos unitarios básicos relacionados con obras civiles y obras de derivación

En la tabla 5.1 se presentan los costos unitarios básicos relacionados a obras civiles y obras de derivación:

Rubro	Unidad	Costo directo (USD)
--------------	---------------	----------------------------

⁹⁷ IDEM

⁹⁸ El costo incluye: Costo FOB + desaduanización+ agente de aduanas+ transporte+seguro

Excavación manual	m^3	3,62
Piedras Bola (para el barraje)	m^3	3
Hormigón en muros (incluye equipo más encofrado)	m^3	138,16
Malla	m^2	3,62
Tubería de hormigón de 800 mm de diámetro (costo aproximado incluida la implantación)	m	30
Rejas en general	m^2	100
Colector (0,8m*1, m)	m	119,37
Colector (1m*1,4 m)	m	164,32
Tubería de hierro dúctil(14,02 pulgadas) (costo aproximado incluye la instalación) ⁹⁹	m	130
Enlucido	m^2	4,86

*.- El costo incluye equipo y mano de obra

Tabla 5.1.- Costos unitarios principales relacionados con las obras civiles de la pequeña hidroeléctrica. Fuente:¹⁰⁰

5.1.1.2 Otros costos unitarios calculados (ver anexo P).

En la tabla 5.2 se presenta los resultados de otros costos unitarios, calculados de obras civiles. Los cálculos detallados se encuentran en el anexo P.

Rubro	Unidad	Costo directo (USD)*
Canal	m	33
Tubería de presión implantada	m	131,44
Desarenador y aliviadero (unitario)	-	987
Toma (unitario)	-	205,32
Colectores de canal abierto	-	360
Cámara de carga	-	1.979,23
Anclajes	-	124,5

Tabla 5.2.- Otros costos unitarios calculados relacionados con las obras civiles de la pequeña hidroeléctrica.

⁹⁹ ASTAP. Manual de Tubería de Hierro dúctil.

¹⁰⁰ CAMARA DE LA CONTRUCCION DE QUITO. Boletín. Marzo 2006.

5.2 INVERSION INICIAL NECESARIA PARA LAS PROPUESTAS DE MICROCENTRALES

5.2.1 INVERSION INICIAL DE LA PRIMERA PROPUESTA DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.

Con los datos obtenidos en el capítulo cuatro, se realizará un cálculo del presupuesto necesario para la inversión inicial, como se indica en la Tabla 5.3.

Para la determinación de los costos de depreciación de las obras civiles y la casa de máquinas es necesario determinar sus costos directos netos (sin incluir administración, impuestos, etc., de dichos rubros):

- El costo directo en Obras civiles es 54.696 USD ≈ 55.000 USD
- El costo directo en la casa de máquinas es 70.000 USD

Rubro	Referencias	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Precio total (USD)
Barraje (piedras bola) (Ver 4.1.1 y tabla 5.1)	4.1.1 y tabla 5.1	<i>m³</i>	2	3	6
Toma (del bocatoma)	4.1.1 y anexo P	-	1	205,32	205,32
Reja de la toma	4.1.1 y tabla 5.1	<i>m²</i>	1,4	100	140
Solera de captación	4.1.1 y anexo P	-	1	987	987
Antecámara de decantación	4.1.1 y anexo P	-	1	987	987
Compuerta	4.1.1	-	3	300*	300
Aliviaderos y desarenadores	4.1.3 y Anexo P	-	2	987	1.974
Canal	4.1.4 y Anexo P	m	592	33	19.536
Colectores de revisión**	4.1.4 y Anexo P	-	6	360	2.160
Cámara de carga	4.1.3 y Anexo P	-	1	1.979,23	1.979,23
Tubería de presión	4.2.1 y Anexo P	m	160	130	20.800

Anclajes	4.2.2 y Anexo P	-	5	124,4	622
Casa de máquinas	4.3.5	-	-	90.000	90.000
Obra civil de la casa de máquinas					5.000
Estudios hidrológicos, geológicos, planos, etc.		-	-	-	20.000
Estudios factibilidad, legal, etc.		-	-	-	20.000
Capacitación, seguro, logística, varios.		-	-	-	10.000
Total		-	-	-	194.646

*.- Costo aproximado

**.- Se supone por unidades de 3 metros de canal abierto (tal como se calculó en el anexo P).

Tabla 5.3 Inversión inicial de la primera propuesta.

5.2.2 INVERSION INICIAL DE LA SEGUNDA PROPUESTA DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.

Rubro	Referencias	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Precio total (USD)
Barraje (piedras bola)	4.1.1 y tabla 5.1	m^3	2	3	6
Toma (del bocatoma)	4.1.1 y Anexo P	-	1	205,32	205,32
Reja de la toma	4.1.1 y tabla 5.1	m^2	1,4	100	140
Solera de captación	4.1.1 y Anexo P	-	1	987	987
Antecámara de decantación	4.1.1 y Anexo P	-	1	987	987
Compuerta	4.1.1	-	3	300*	300
Aliviaderos y desarenador	4.1.3 y Anexo P	-	3	987	2.961
Canal	4.1.4 y Anexo P	m	856	33	28.248
Colectores de revisión**	4.1.4 y Anexo P	-	8	360	2.880

Cámara de carga	4.1.3 y Anexo P	-	1	1.979,23	1.979,23
Tubería de presión	4.2.1 y Anexo P	m	160	130	33.150
Anclajes	4.2.2 y Anexo P	-	6	124,4	746,4
Casa de máquinas	4.3.5	-	-	90.000	90.000
Obra civil de la casa de máquinas					5.000
Estudios hidrológicos, geológicos, elaboración de planos, etc.		-	-	-	20.000
Estudios de prefactibilidad, factibilidad, legal, etc.		-	-	-	20.000
Capacitación, seguro, logística, varios.		-	-	-	15.000
Total		-	-	-	222.589

*.- Costo aproximado

**.- Se supone por unidades de 3 metros de canal abierto (tal como se calculó en el anexo P).

Tabla 5.4 Inversión inicial de la segunda propuesta.

Con los datos obtenidos en el capítulo cuatro se realizará un cálculo del presupuesto necesario para la inversión inicial, como se indica en la Tabla 5.4

Para la determinación de los costos de depreciación de las obras civiles y la casa de máquinas, es necesario determinar sus costos directos netos (sin incluir administración, impuestos, etc.):

- El costo directo en Obras civiles para la segunda propuesta es 77.600 USD
- El costo directo en la casa de máquinas para la segunda propuesta es 70.000 USD

5.2.3 INVERSION INICIAL DE LA TERCERA PROPUESTA DE MICROCENTRAL HIDROELECTRICA.

Con los datos obtenidos en el capítulo cuatro, se realizará un cálculo del presupuesto necesario para la inversión inicial, como se indica en la Tabla 5.5

Para la determinación de los costos de depreciación de las obras civiles y la casa de máquinas, es necesario determinar sus costos directos netos (sin incluir administración, impuestos, etc., de dichos rubros):

- El costo directo en Obras civiles para la tercera propuesta es 128.435 USD ≈ 128.500 USD
- El costo directo de la casa de máquinas para la tercera propuesta es 90.000 USD

Rubro	Referencias	Unidad	Cantidad	Precio unitario(USD)	Precio total (USD)
Barraje (piedras bola)	4.1.1 y tabla 5.1	<i>m</i> ³	2	3	6
Toma (del bocatoma)	4.1.1 y anexo P	-	1	205,32	205,32
Reja de la toma	4.1.1 y tabla 5.1	<i>m</i> ²	1,4	100	140
Solera de captación	4.1.1 y anexo P	-	1	987	987
Antecámara de decantación	4.1.1 y anexo P	-	1	987	987
Compuerta	4.1.1	-	3	300*	300
Aliviaderos y desarenador	4.1.3 y anexo P	-	4	987	3.948
Canal	4.1.4 y anexo P	m	1.649	33	54.417
Colectores de revisión**	4.1.4 y anexo P	-	17	360	6.120
Cámara de carga	4.1.3 y anexo P	-	1	1.979,23	1.979,23
Tubería de presión	4.2.1 y anexo P	m	335	130	53.600
Anclajes ***	4.2.2 y anexo P	-	6	124,4	746,4
Casa de máquinas	4.3.5	-	-	115.000	115.000
Obra civil de la casa de máquinas					5.000
Estudios hidrológicos, geológicos, elaboración de		-	-	-	25.000

planos, etc.					
Estudios de prefactibilidad, factibilidad, estudio legal, etc.		-	-	-	20.000
Capacitación, seguro, logística, varios.		-	-	-	20.000
Total		-	-	-	308.436

*.- Costo aproximado

**.- Se supone por unidades de 3 metros de canal abierto(tal como se calculó en el anexo P)

***.- Se supone que se coloca tres anclajes en la sección 3.

Tabla 5.5 .- Inversión inicial de la tercera propuesta.

5.3 EVALUACION ECONOMICA DE LA PRIMERA PROPUESTA

5.3.1 INFORMACION PARA DETERMINAR EL ANALISIS ECONOMICO

Para determinar el análisis económico es necesario establecer la información que se presenta en la tabla 5.6.

Parámetro	Información	Observaciones o referencias
Precio de la Energía	0,058 USD kw - hora generado	Ver anexo D
Tiempo de operación anual de la microcentral.	350 días	15 días de mantenimiento con la central sin operar.
Potencia final entregada a la red.	78.85 kw	Suponiendo 0.95 % de eficiencia en la transmisión de la energía entre el generador y la red.
Tiempo de evaluación del proyecto.	12 años a partir de su puesta en marcha.*	Ver anexo D
Costo de operación, mantenimiento y repuestos anual (O+M+R)	15.000 USD de 0 a 7 años y 20.000 entre los 8 a 12 años.	Aproximando a un 10 % inicial de los costos directos y suponiendo elevación de costos por repuestos a partir del año 8.
Vida útil de las obras civiles	30 años. ¹⁰¹	
Vida útil de los equipos electromecánicos	50 años. ¹⁰²	
Capital inicial	195.000 USD	Para implantar el sistema
Capital al primer año	15.000 USD	Para pago de O+M+R
Taza mínima atractiva de rendimiento (TMAR)	10% anual	Tomando como base el interés de préstamo de un banco.

¹⁰¹ ITDG. Manual de mini y microcentrales hidroeléctricas. Pág. 263

¹⁰² IDEM

*.- Se establece 12 años debido a que ese es el tiempo en que el precio de la energía es garantizado por parte del estado.

Tabla 5.6. Información para el análisis económico de la primera propuesta.

5.3.2 INGRESO ANUAL POR LA VENTA DE ENERGIA

El ingreso anual por venta de energía se ha calculado con la siguiente expresión:

$$I = Ce \cdot Pot \cdot ta. \quad (5.1)$$

Donde:

I.- Ingreso anual por la venta de energía [USD].

Ce.- Costo de la energía por hora [USD/kw-h].

Pot.- Potencia final entregada [kw].

ta.- Tiempo de generación de energía anual [h].

Reemplazando la información necesaria en la expresión 5.1 se tiene:

$$I = 0,058 \text{ USD/ Kw*hora} * 78.85 \text{ kw} * (350 \text{ dias} * 24 \text{ horas/dia}) = 3.8415,72 \text{ USD.}$$

5.3.3 COSTO POR DEPRECIACION ANUAL Y VALOR EN LIBROS (RESIDUAL) AL TERMINO DE LA EVALUACION DEL PROYECTO

La depreciación anual se determinará según la siguiente expresión:

$$Dep = \frac{Ct}{Vu} \quad (5.2)$$

Donde:

Dep.- Depreciación anual [USD/ año].

Ct.- Costo total (o inversión inicial total) [USD].

Vu.- Tiempo de vida útil [años].

Así se tiene que la depreciación anual en las obras civiles es:

$$DepOC = \frac{55000\text{usd}}{50\text{años}} = 1.100 \text{ USD/año}$$

Y en los equipos electromecánicos:

$$DepEEM = \frac{70000\text{usd}}{30\text{años}} = 2.334 \text{ USD/ año}$$

Donde:

DepOC.- Depreciación anual de las Obras civiles [USD/ año]

DepEEM.- Depreciación anual de los equipos electromecánicos [USD/ año]

La depreciación total anual (durante el tiempo del proyecto) = 3.434 USD /año

El valor en libros (residual) se obtiene por la siguiente expresión:

$$VI = Dep * (Vu - Tp) \quad (5.3)$$

Donde:

VI.- Valor en libros (valor residual al final del proyecto) [USD].

Dep.- Depreciación anual [USD].

Vu.- Vida útil del componente [años].

Tp.- Tiempo de utilización del componente (en este caso 12 años) [años].

Utilizando la expresión 5.3 se obtiene para la primera propuesta que al final de los 12 años de uso de la implantación:

- **El VL de la Obra civil es igual a 41.800 USD**
- **El VL de los equipos electromecánicos es igual a 88.667 USD**
- **El VL total es 130.467 USD**

5.3.4 ANALISIS ECONOMICO DE LA PRIMERA PROPUESTA

En la tabla 5.7 se presenta el Flujo de Fondos totalmente neto en donde se encuentra detallado el análisis económico de la primera propuesta.

A continuación se presentan los resultados más importantes de dicho análisis:

TIR= 5.13 %

VAN (10%)= (-58.126) USD

VAN(12%)=(-75.067) USD

5.3.5 ANALISIS FINANCIERO DE LA PRIMERA PROPUESTA

El análisis financiero se realizará tomando en cuenta la información de la Tabla 5.6. En este análisis, se supondrá un préstamo del banco con un interés al 10 %, equivalente a la inversión inicial al iniciar el proyecto, en lugar de existir inversiones. Se supondrá que no existirá préstamo para la (O+M+R) del primer año.

Es necesario establecer los pagos anuales de interés y amortizaciones para poder establecer el flujo de fondos totalmente neto financiero (FFTNF).

5.3.5.1 Amortizaciones, pagos de interés del préstamo de la primera propuesta.

En la tabla 5.8 se indican los pagos por interés anual y las amortizaciones anuales en función de la venta anual de energía.

Año	Saldo adeudado	Pago de interés (10%)	Abono del préstamo	Cuota total	Saldo adeudado
0					195.000
1	195.000	19.500	3.700	23.200	191.300
2	191.300	19.130	3.950	23.080	187.350
3	187.350	18.735	4.200	22.935	183.150
4	183.150	18.315	4.450	22.765	178.700
5	178.700	17.870	4.780	22.650	173.920
6	173.920	17.392	5.080	22.472	168.840
7	168.840	16.884	5.400	22.284	163.440
8	163.440	16.344	2.560	18.904	160.880
9	160.880	16.088	2.780	18.868	158.100
10	158.100	15.810	2.900	18.710	155.200
11	155.200	15.520	3.050	18.570	152.150
12	152.150	15.215	3.200	18.415	148.950

Tabla 5.8 Amortizaciones, pago de interés, en función del ingreso anual por venta de energía.

Con los datos de la tabla 5.8 se ha elaborado el gráfico 5.1 donde se indica el saldo adeudado existente versus el tiempo del proyecto.

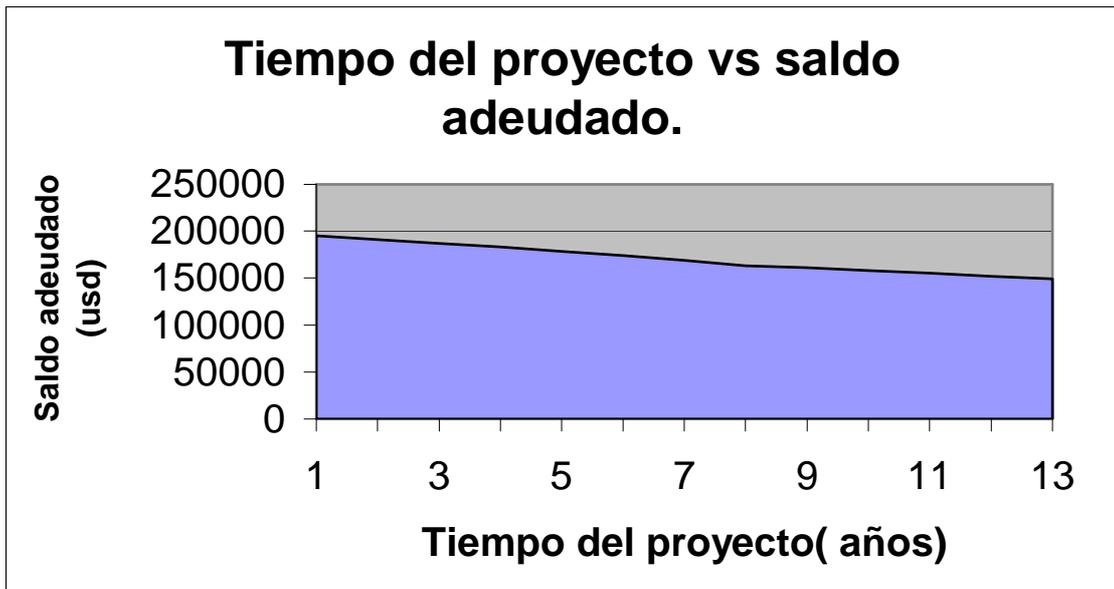


Gráfico 5.1.- Tiempo del proyecto versus saldo adeudado.

Como se puede notar en la tabla 5.8 y el gráfico 5.1 al año doce (tiempo de evaluación del proyecto), aún no se alcanza a pagar la deuda con el banco.

5.4 EVALUACION ECONOMICA DE LA SEGUNDA PROPUESTA

5.4.1 INFORMACIÓN PARA DETERMINAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA SEGUNDA PROPUESTA

Para determinar el análisis económico financiero es necesario establecer la información que se presenta en la tabla 5.9.

Parámetro	Información	Observaciones o referencias
Precio de la Energía	0,058 USD kw - hora generado	Ver anexo D
Tiempo de operación anual de la microcentral.	350 días	15 días de mantenimiento con la central sin operar.
Potencia final entregada a la red.	125,59 kw	Suponiendo 0.95 % de eficiencia en la transmisión de la energía entre el generador y la red
Tiempo de evaluación	12 años a partir de su	Ver anexo D

del proyecto.	puesta en marcha.*	
Costo de operación, mantenimiento y repuestos anuales. (O+M+R)	15.000 USD de 0 a 7 años y 20.000 entre los 8 a 12 años.	Aproximando a un 10 % inicial de los costos directos y suponiendo elevación de costos por repuestos a partir del año 8.
Vida útil de las obras civiles.	30 años. ¹⁰³	
Vida útil de los equipos electromecánicos.	50 años. ¹⁰⁴	
Capital inicial	225.000 USD	Para implantar el sistema
Capital al primer año	15.000 USD	Para pago de O+M+R
Taza mínima atractiva de rendimiento (TMAR)	10% anual	Tomando como base el interés de préstamo de un banco

*.- Se establece 12 años debido a que ese es el tiempo en que el precio de la energía es garantizado por parte del estado.

Tabla 5.9. Información para el análisis económico de la primera propuesta.

5.4.2 INGRESO ANUAL POR LA VENTA DE ENERGÍA.

Reemplazando la información necesaria en la expresión 5.1 se tiene:

$$I = 0,058 \text{ USD/ Kw*hora} * 125,59 \text{ kw} * (350 \text{ dias} * 24 \text{ horas/dia}) = 61.187 \text{ USD}$$

5.4.3.- COSTOS POR DEPRECIACIÓN ANUAL Y VALOR EN LIBROS (RESIDUAL) AL TERMINO DE LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

Tomando la expresión 5.2 se tiene:

$$DepOC = \frac{77600\text{usd}}{50\text{años}} = 1.552\text{USD/año}$$

Y en los equipos electromecánicos:

$$DepEEM = \frac{70000\text{usd}}{30\text{años}} = 2.334 \text{ USD/ año}$$

Entonces la depreciación total anual (durante el tiempo del proyecto) = 3.886 USD /año

Utilizando la expresión 5.3 se obtiene para la segunda propuesta que al final de los 12 años de uso de la implantación:

- El VL de la Obra civil es igual a 58.976 USD.
- El VL de los equipos electromecánicos es igual a 88.667 USD.

El VL total es 147.643 USD.

5.4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

¹⁰³ ITDG. Manual de mini y microcentrales hidroeléctricas. Pág. 263

¹⁰⁴ IDEM

En la tabla 5.10 se presenta el Flujo de Fondos totalmente neto, en donde se encuentra detallado el análisis económico de la segunda propuesta.

A continuación se presentan los resultados más importantes de dicho análisis.

TIR= 11.4 %

VAN (10%)= 29.084 USD.

VAN(12%)= 222 USD.

5.4.5 ANALISIS FINANCIERO

El análisis financiero se realizará tomando en cuenta la información del numeral 5.9, en el cual se supondrá un préstamo del banco con un interés al 10 % equivalente a la inversión inicial del proyecto, en lugar de haber inversiones. Se supondrá que no existirá préstamo para la (O+M+R) del primer año.

Es necesario establecer los pagos anuales de interés y amortizaciones para poder establecer el flujo de fondos totalmente neto financiero (FFTNF).

5.4.5.1 Amortizaciones, pagos de interés del préstamo de la segunda propuesta.

En la tabla 5.11 se indican los pagos por interés anual y las amortizaciones anuales, en función de la venta anual de energía.

Año	Saldo adeudado	Pago de interés (10%)	Abono del préstamo.	Cuota total	Saldo adeudado
0					225.000
1	225.000	22.500	16.500	39.000	208.500
2	208.500	20.850	17.500	38.350	191.000
3	191.000	19.100	18.600	37.700	172.400
4	172.400	17.240	19.800	37.040	152.600
5	152.600	15.260	21.100	36.360	131.500
6	131.500	13.150	22.400	35.550	109.100
7	109.100	10.910	23.800	34.710	85.300
8	85.300	8.530	22.200	30.730	63.100
9	63.100	6.310	23.600	29.910	39.500
10	39.500	3.950	25.100	29.050	14.400
11	14.400	1.440	14.400	15.840	0

Tabla 5.11 Amortizaciones, pago de interés, en función del ingreso anual por venta de energía.

Con los datos de la tabla 5.11 se ha elaborado el gráfico 5.2, donde se indica el saldo adeudado existente versus el tiempo del proyecto.

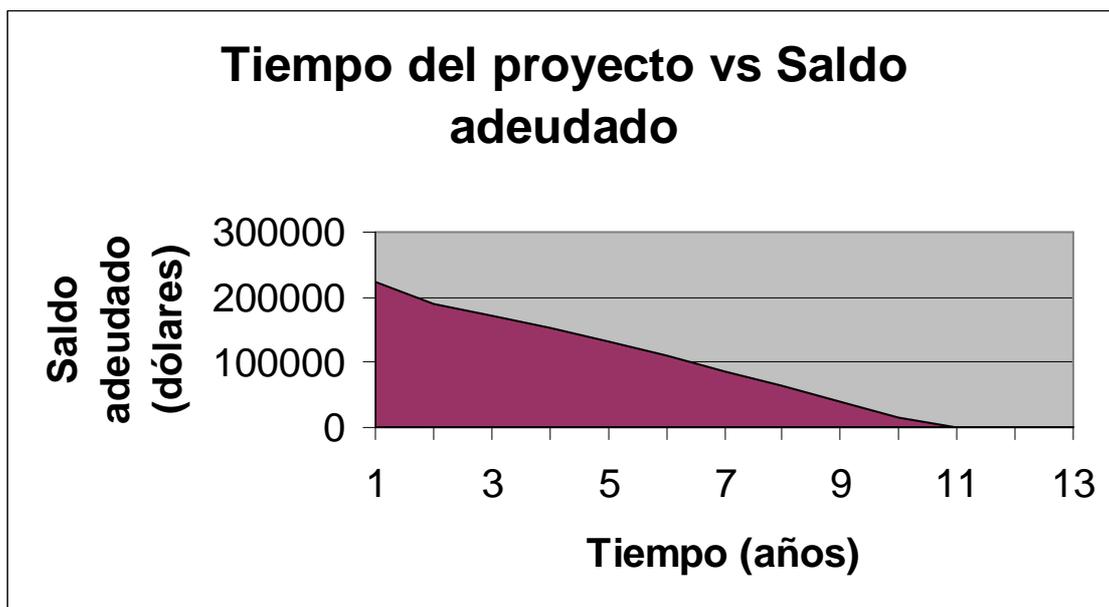


Gráfico 5.2.- Tiempo versus saldo adeudado.

Como se puede notar en la tabla 5.11 y el gráfico 5.2 al año 10 se cancela toda la deuda con el banco (al año 11 ya no existe deuda).

5.4.5.2 Flujo de fondos totalmente neto financiero.

Una vez establecido el pago anual por pago de interés y amortizaciones al préstamo, se determina el flujo de fondos totalmente neto financiero, según se indica en la tabla 5.12. A continuación se presentan los datos más importantes:

Tiempo de pago del capital prestado incluyendo intereses = 10.54 años.

Ingresos económicos hacia la Cooperativa :

- 12.347 USD en el año 11.
- 27.665 USD en el año 12.

5.5 EVALUACION ECONOMICA DE LA TERCERA PROPUESTA

5.5.1 INFORMACIÓN PARA DETERMINAR EL ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA TERCERA PROPUESTA

Para determinar el análisis económico es necesario establecer la información que se presenta a continuación:

Parámetro	Información	Observaciones o referencias
Precio de la Energía	0,058 USD kw - hora generado.	Ver anexo D
Tiempo de operación anual de la microcentral.	350 días	15 días de mantenimiento con la central sin operar
Potencia final entregada a la red.	188,4 kw	Suponiendo 0,95 % de eficiencia en la transmisión de la energía entre el generador y la red.
Tiempo de evaluación del proyecto.	12 años a partir de su puesta en marcha.*	Ver anexo D
Costo de operación, mantenimiento y repuestos anual (O+M+R)	20.000 USD de 0 a 7 años y 25.000 entre los 8 a 12 años.	Aproximando a un 10 % inicial de los costos directos y suponiendo elevación de costos por repuestos a partir del año 8.

Vida útil de las obras civiles	30 años. ¹⁰⁵	
Vida útil de los equipos electromecánicos	50 años. ¹⁰⁶	
Capital inicial	310.000 usd	Para implantar el sistema
Capital al primer año	20.000 usd	Para pago de O+M+R
Taza mínima atractiva de rendimiento (TMAR)	10% anual	Tomando como base el interés de préstamo de un banco

*.- Se establece 12 años debido a que ese es el tiempo en que el precio de la energía es garantizado por parte del estado.

Tabla 5.13. Información para el análisis económico de la tercera propuesta.

5.5.2 INGRESO ANUAL POR LA VENTA DE ENERGÍA.

Reemplazando la información necesaria en la ecuación 5.1 se tiene:

$$I = 0,058 \text{ USD/ Kw*hora} * 188.4 \text{ kw} * (350 \text{ dias} * 24 \text{ horas/día}) = 91.788 \text{ USD}$$

5.5.3.- COSTOS POR DEPRECIACIÓN ANUAL Y VALOR EN LIBROS (RESIDUAL) AL TERMINO DE LA EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

Tomando la ecuación 5.2 se tiene que para las obras civiles y los equipos electromecánicos:

$$DepOC = \frac{128500 \text{ usd}}{50 \text{ años}} = 2.570 \text{ USD/año}$$

$$DepEEM = \frac{90000 \text{ usd}}{30 \text{ años}} = 3.000 \text{ USD/ año}$$

La depreciación total anual (durante el tiempo del proyecto) = 5.570 USD /año

Utilizando la ecuación 5.3 se obtiene para la tercera propuesta que al final de los 12 años de uso de la implantación:

- El VL de la Obra civil es igual a 97.660 USD
- El VL de los equipos electromecánicos es igual a 54.000 USD

El VL total es 151.660 USD

5.5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la tabla 5.14 se presenta el Flujo de Fondos totalmente neto, en donde se encuentra detallado el análisis económico de la tercera propuesta y a continuación se presentan los datos más importantes:

¹⁰⁵ ITDG. Manual de mini y microcentrales hidroeléctricas. Pág. 263

¹⁰⁶ IDEM

TIR= 12,5 %

VAN (10%)= 46.116 USD

VAN(12%)= 8.337,1 USD

5.5.5 ANALISIS FINANCIERO

El análisis financiero se realizará tomando en cuenta la información de la tabla 5.12. Se supondrá un préstamo del banco con un interés al 10 % equivalente a la inversión inicial del

proyecto, el lugar de haber inversiones. Se supondrá que no existirá préstamo para la (O+M+R) del primer año.

Es necesario establecer los pagos anuales de interés y amortizaciones para poder establecer el flujo de fondos totalmente neto financiero (FFTNF)

5.5.5.1 Amortizaciones, pagos de interés del préstamo de la tercera propuesta.

En la tabla 5.15 se indican los pagos por interés anual y las amortizaciones anuales, en función de la venta anual de energía.

Pago	Saldo	Interés	Abono	Cuota	Saldo
0					310.000
1	310.000	31.000	28.000	59.000	282.000
2	282.000	28.200	29.800	58.000	252.200
3	252.200	25.220	31.700	56.920	220.500
4	220.500	22.050	33.700	55.750	186.800
5	186.800	18.680	35.800	54.480	151.000
6	151.000	15.100	38.150	53.250	112.850
7	112.850	11.285	40.600	51.885	72.250
8	72.250	7.225	40.000	47.225	32.250
9	32.250	3.225	32.250	35.475	0

Tabla 5.15 Amortizaciones, pago de interés, en función del ingreso anual por venta de energía.

Con los datos de la tabla 5.15 se ha elaborado el gráfico 5.3 donde se indica el saldo adeudado existente versus el tiempo del proyecto.

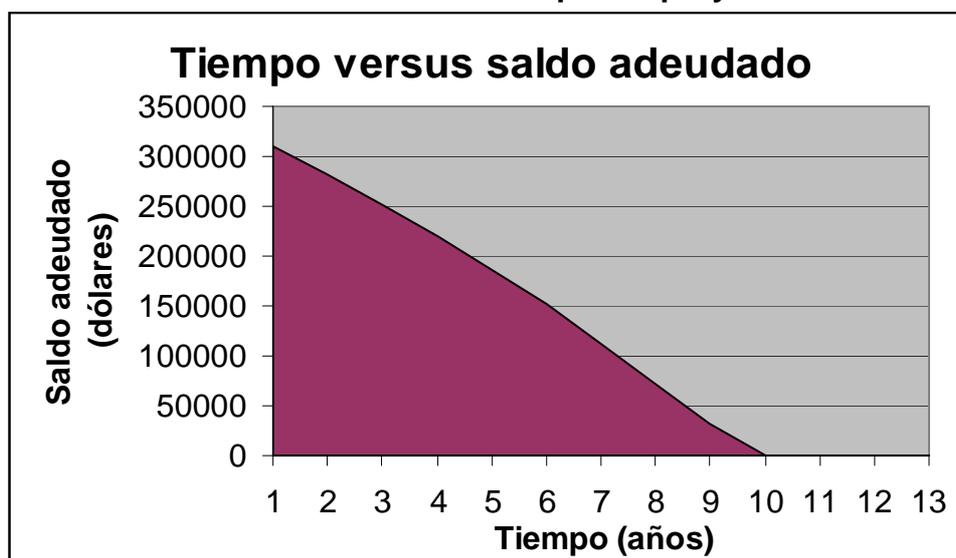


Gráfico 5.3.- Tiempo versus saldo adeudado para la tercera propuesta.

Como se puede notar en la tabla 5.15 y el gráfico 5.3 al año 9 se cancela toda la deuda con el banco (al año 10 ya no existe deuda).

5.5.5.2 Flujo de fondos totalmente neto financiero.

Una vez establecido el pago anual por pago de interés y amortizaciones al préstamo se determina el flujo de fondos totalmente neto financiero, según se indica en la tabla 5.16.

A continuación se presentan los datos más importantes:

Tiempo de pago del capital prestado incluyendo intereses = 8,76 años.

Ingresos económicos hacia la Cooperativa :

- 10.291 USD en el año 9
- 44.596 USD en el año 10
- 44.596 USD en el año 11
- 44.596 USD en el año 12

CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- **La solución a la necesidad energética de la Cooperativa Agrícola Sustentable ECJ debe cumplir con las siguientes condiciones:**
 - **Debe respetar al medio ambiente, tomando en cuenta la información del sistema de gestión ambiental correspondiente.**
 - **No debe generar una dependencia (energética) con el medio externo, es decir fuera de la Cooperativa.**
 - **Debe ser lo más económica posible.**
 - **Debe tratar de generar la mayor cantidad de rentabilidad económica.**
 - **Debe generar la menor cantidad de dependencia tecnológica con el medio externo.**

- **La mejor solución a las necesidades energéticas de la Cooperativa Agrícola Sustentable ECJ es la implantación de una microcentral hidroeléctrica, debido a la disponibilidad del recurso hídrico y que puede cumplir mejor con las condiciones indicadas en el punto anterior.**

- **La central hidroeléctrica puede ser diseñada para una oferta energética mayor a la demanda de la Cooperativa, debido a que podrá vender la energía al Estado y poder subsidiar económicamente el uso de la electricidad en la Cooperativa o crear un pequeño fondo económico para la misma.**

- **Según lo indicado en la Tabla 2.1 se indica que la oferta mínima energética que debe generar la central hidroeléctrica es 105 KVA para satisfacer la demanda energética**

de la Cooperativa a largo plazo. Por lo que la extensión de los estudios realizados han cubierto el alcance de dicha demanda.

- La respuesta a la cotización ha presentado grupos de generación con turbinas Michell- Banki diseñadas para girar a 900 RPM para la primera y segunda propuesta y a 1200 RPM para la tercera propuesta.
- La primera propuesta no resulta atractiva desde el punto de vista energético debido a que la demanda energética de diseño de la Cooperativa es mucho mayor que la oferta de la propuesta. Sin embargo se ha realizado un análisis económico.
- Desde el punto de vista económico no es recomendable la propuesta 1, pues según se indica en la tabla 5.5 al término del tiempo del proyecto todavía no se alcanza a pagar el préstamo del banco.
- La tasa interna de retorno (TIR) de la segunda propuesta es 11.4 %, considerado como un valor aceptable tomando en cuenta que el TMAR es 10 %. Esto indica que esta propuesta es atractiva desde el punto de vista económico.
- Según el análisis financiero para la segunda propuesta se tiene que el tiempo de pago del préstamo (incluyendo intereses) es 10.54 años. El ingreso económico hacia la cooperativa es 12.347 USD en el año undécimo y 27.665 USD en el año decimosegundo. Lo que indica que el proyecto resulta ligeramente atractivo.
- La tasa interna de retorno (TIR) de la tercera propuesta es 12.5 %, considerado como un valor bastante aceptable comparando con el TMAR (10%). Esto demuestra que la tercera propuesta es la más atractiva desde el punto de vista económico.
- Según el análisis financiero para la tercera propuesta se tiene que el tiempo de pago del préstamo (incluyendo intereses) es 8.54 años. El ingreso económico hacia la cooperativa es 10.291 USD, en el año noveno, 44.596 USD, en el año décimo, undécimo y decimosegundo.

- La propuesta que resulta más favorable tanto por su oferta energética que satisface la demanda energética de la Cooperativa como por su rentabilidad económica es la tercera propuesta.
- En la realización del proyecto se ha confirmado que el costo de una microcentral hidroeléctrica es directamente proporcional a la potencia de generación e inversamente proporcional a la altura de caída del agua.
- El presente trabajo demuestra la gran capacidad de hidrogenación económica que existe en el país. Esta podría suplir los déficits energéticos que existen.
- Se ha confirmado, por medio del presente estudio, que los sistemas de generación hidroeléctrica pueden ser soluciones económicas y sustentables de energía para el Ecuador.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se puede vender toda la energía producida al Estado con un costo de 5.8 centavos el kilovatio-hora generado en un tiempo garantizado de doce años.
- Según la Tabla 2.1 que se encuentra en el capítulo 2, se puede notar que una gran cantidad de energía eléctrica es utilizada con fines térmicos, como calefactores, calentadores de agua, etc., por lo que se recomienda analizar el uso de otras fuentes de energía, cuya transformación directa de energía sea la térmica y no la eléctrica. Estas fuentes deben mantener la independencia energética de la cooperativa y el respeto al medio ambiente. Una buena opción podrían ser recursos maderables sembrados en la Cooperativa que sean utilizados de una manera sustentable.
- El diseño de la microcentral hidroeléctrica debe tener las características de derivación, para reducir el costo de construcción de obras civiles y disminuir al máximo el impacto ambiental provocado por un posible embalse.
- El canal de desvío de las tres propuestas consistiría principalmente de una tubería de concreto enterrada de 80 centímetros de diámetro cuyo costo lineal implantado aproximado es 48 usd/metro lineal. De esta manera se aseguraría la duración del canal y su costo económico.

- La tubería de presión debería ser de hierro dúctil con recubrimiento interno de concreto, con diámetro interno de 365.8 milímetros. El costo de implantación sería 130 USD/metro lineal.
- Para evitar la construcción de anclajes y apoyos robustos y consecuentemente disminuir costos en el proyecto sugiere enterrar la tubería de presión para economizar la implantación y asegurar la durabilidad de la misma.
- Haciendo una selección rápida de la turbina en función de caudales y caídas de agua se podría utilizar turbinas tipo Turgo, Francis lenta, Michell-Banki y Pelton.
- Se ha realizado un análisis de turbinas que trabajen a 1800 RPM, 1500 RPM, 1200 RPM, 900 RPM y 720 RPM tratando de que el grupo de generación trabaje a una velocidad angular alta de diseño, de esta manera su tamaño sería más pequeño y consecuentemente más barato.
- Las microcentrales hidroeléctricas deben tratar de aprovechar la mayor cantidad de altura de caída de agua para una misma potencia de generación.
- Se pueden disminuir los costos, significativamente, de la casa de máquinas de la tercera propuesta con el diseño y construcción local de la turbina indicada en el anexo O. Recalcando que el número de revoluciones por minuto del grupo de generación debe ser el más alto posible.
- Se recomienda continuar con el proceso de implantación de la microcentral hidroeléctrica indicada en la tercera propuesta incluyendo un estudio hidrológico minucioso, pues existe la posibilidad de que la demanda mínima hídrica del riachuelo Alpatola sea mayor a los 300 litros por segundo, que ha sido el valor con el que se han realizado los diversos cálculos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

TEXTOS

- Cengel. Termodinámica. Tomo I. Mc Graw Hill. Méjico. 1996.
- Díaz Santamaría. Tesis: Minicentral hidroeléctrica de 15 KW en Patichubamba. EPN. 1999
- FOX MCDONALD. Introducción a la mecánica de fluidos. Méjico. 1997
- ITDG. Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas. Perú. 1995.

- **MATAIX. Mecánica de Fluidos 1975**
- **MUGUERZA. Micro Centrales Hidroeléctricas. Apuntemch. 1989**
- **NAUTA EDITORES. Enciclopedia de la Técnica y de la Mecánica. Vol. 2. Barcelona. 1970**
- **NAUTA EDITORES. Enciclopedia de la Técnica y la Mecánica. Vol 3. Barcelona. 1970**
- **NAUTA EDITORES. Enciclopedia de la Técnica y de la Mecánica. Vol. 4. Barcelona. 1970.**
- **OLADE . Apuntes para un manual de diseño, estandarización y fabricación de equipos para pequeñas centrales hidroeléctricas Vol 1. 1988.**
- **SINGER: Resistencia de materiales. 1971**

DECRETOS, NORMAS, LEYES, DOCUMENTOS.

- **REGULACIÓN No. CONELEC – 004/04.**
- **Decreto Ejecutivo 1761. Art. 19. Doctor Gustavo Novoa Bejarano. Publicado en el Registro Oficial No. 396, de 23 de Agosto de 2001**
- **Norma de Distribución Eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito S.A.**
- **PROYECTO EN COMUNIDAD CON JESUS ECJ 2005.**

PUBLICACIONES

- **EL COMERCIO. ¿Petróleo? Ahora negociamos con CO2. 27 de febrero del 2005. Sección E. Quito.**
- **Boletín técnico de la Cámara de la Construcción de Quito. Marzo 2006.**

MEMORIAS DE SEMINARIOS

- **AGUIRRE JOSE. Energía Eólica Villonaco. Memorias del seminario internacional: Tecnologías limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos. Quito. 2005.**
- **DIEGO PEREZ. Panorama energético de América Latina y el Caribe. Memorias del seminario internacional: Tecnologías limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos. Quito. 2005.**
- **DANIEL SATUE. Tecnologías energéticas eficientes y renovables en el Ecuador. Memorias del seminario internacional: Tecnologías Limpias y modernas en el sector energético y del transporte en los países andinos. Quito 2005.**

DIRECCIONES DE INTERNET

- www.conelec.com
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-2.1.htm>.
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-2.1.1.htm>

- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-5.2.1.htm>.
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Conceptos/C-8.3.htm>
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-2.htm>
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.htm>.
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.1.1.htm>
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.1.2.htm>
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-3.1.3.htm>.
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-4.htm>.
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Spanish/Turbinas/T-5.htm>.
- <http://usuarios.lycos.es/jrcuenca/Turbinas/T-8.htm>
- www.turbinas3hc.com

