

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“Estudio de las micro y mini plantas eléctricas
hidráulicas”**

PRESENTADO POR:

**FREDY ORESTES AMAYA CHICAS
DANNY EVERALDO HERNÁNDEZ GORDIANO
DARWIN DARRYK VILLEGAS CABRERA**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

SAN SALVADOR, AGOSTO DE 2009.

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSc: RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ

SECRETARIO GENERAL :

LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIO :

ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**“Estudio de las micro y mini plantas eléctricas
hidráulicas”**

Presentado por :

**FREDY ORESTES AMAYA CHICAS
DANNY EVERALDO HERNÁNDEZ GORDIANO
DARWIN DARRYK VILLEGAS CABRERA**

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Director :

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

San Salvador, Agosto de 2009.

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 23 de Julio de 2009, en la Sala de Lectura, a las diez horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. José Wilber Calderón Urrutia
Director
2. Ing. Salvador de Jesús German
Secretario



Firma:

Wilber Calderón

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Rigoberto Velásquez Paz
- 2- Ing. Jorge Alberto Zetino Chicas

Firma:

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

“Estudio de las micro y mini plantas eléctricas hidráulicas”

A cargo de los Bachilleres:

AMAYA CHICAS, FREDY ORESTES
HERNÁNDEZ GORDIANO, DANNY EVERALDO
VILLEGAS CABRERA, DARWIN DARRYK

Habiendo obtenido el presente Trabajo una nota final, global de: 8.4

(OCHO PUNTO CUATRO)

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos especiales a las personas e instituciones que colaboraron con el desarrollo de este trabajo de investigación:

- Dr. Luis Boigues.
Organización No Gubernamental “Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Alternativas (SABES)”.
- Ing. Alexander Vejar.
Tecnomecánica Cuscatlán, Colonia Santa Cristina, San Salvador.
- Ing. Carmen Elena Torres
SIGET
- Ing. Jorge Alberto Zetino.
Coordinador de Trabajos de graduación de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador.
- Ing. Rigoberto Velásquez Paz.
Catedrático de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad de El Salvador.
- Unidad Productiva de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad de El Salvador.
- Sr. Erminio Portillo
Representante de la Comunidad La Chácara, municipio de Carolina, San Miguel.

DEDICATORIA

A DIOS, por haberme guiado por el camino hasta llegar a este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A MI MADRE CELIA DOLORES AMAYA CHICAS, por ser la persona que me ha dado su ayuda incondicional, su amor, cariño sin esperar nada a cambio. Porque sin ti no hubiese logrado mis metas y no sería lo que soy, no tengo palabras para agradecerte todo lo que me has dado y seguís dando. Te amo mucho.

A MIS ABUELOS CARLOS Y LEONILA, por ser un apoyo de amor y cariño a lo largo de todos mis estudios, y por guiarme por el camino del bien.

A MIS HERMANOS MIGUEL, MARIA, MARVIN, CARLOS, por ser los que me dieron amor y comprensión a pesar de la distancia y me ayudaron a estudiar.

A MI ESPOSA CARMEN ELENA, por su paciencia, amor y comprensión durante estos años de mi carrera, y por darme todo el apoyo necesario para poder lograr mis metas. Te amo mucho.

A MI HIJA NATHALY VALERIA, por ser el regalo más lindo que DIOS me ha dado y que me ayudado ver que la vida tiene que continuar y que hay porque luchar.

A MIS TÍAS FLORI, ELIA, SONIA, por apoyarme y darme ánimos a lo largo de toda mi carrera, gracias por todas sus oraciones y consejos.

A MI AMIGO SANTOS GARCIA, por su apoyo y sus preciados consejos en su debido momento durante la carrera y que me ayudaron a mantener el camino del objetivo que hoy estoy logrando.

A MI FAMILIA, por ser como son y apoyarme durante todo mi trayectoria hasta lograr mis objetivos

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS DE TESIS, por ser como son, por enseñarme el valor de la amistad, confianza, paciencia, apoyo y ayuda durante toda la carrera.

¡DIOS LOS BENDIGA A TODOS!

Fredy

DEDICATORIA

Hoy llenó de satisfacción agradezco a Dios todopoderoso, por su cuidado, por su sabiduría y su fortaleza que siempre me han acompañado, lo cual hoy me ha permitido concluir esta etapa de mi vida con la finalización de este trabajo. Gracias Dios por esta bendición.

Agradezco a mis padres por su esfuerzo, por su confianza y su dedicación con la cual nos han cuidado a mí y mis hermanas, poniendo de igual manera su empeño para lograr hoy juntos esta meta. Gracias mamá, gracias papá y gracias a toda mi familia.

De igual forma agradezco a todos mis amigos, mis compañeros, que a lo largo de este camino aprendimos y compartimos juntos; también agradezco a nuestros maestros que dejan parte de su vida para instruirnos y prepararnos en nuestra carrera profesional.

Gracias totales a todos aquellos que han sido parte de mi formación y que me han permitido llegar al final de esta etapa, pero el comienzo de una mejor.

Danny

DEDICATORIA

A DIOS, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A MI MADRE MARIA ANTONIA CABRERA, por ser el pilar más importante de mi vida que día a día me demuestra su amor, cariño y apoyo para seguir adelante. Porque sin ti no sería lo que soy, no tengo palabras para agradecerte todo lo que me has dado y seguís dando. Te amo mucho.

A MI HERMANO ERICK, por ser un apoyo a lo largo de todos mis estudios, por escuchar y comprender mis problemas. ¡Descansa en paz hermano y gracias por todo! (18 de septiembre de 2008).

A MIS TÍAS ERLINDA Y MERCEDITA, por darme ánimos a lo largo de toda mi carrera, gracias por todas sus oraciones y consejos.

A MI PADRINO EMILIO, por sus a preciados consejos en los momentos de desesperación y frustración durante la carrera y que me ayudaron a mantener el camino del objetivo que hoy estoy logrando.

A MI MADRINA SILVIA, por motivarme a seguir con la carrera y dar lo mejor de mí para terminar un objetivo de la vida.

A MI NOVIA KARLA NOEMY HERNÁNDEZ, por su paciencia, comprensión y amor la cual en estos años de carrera me han apoyado e impulsado a alcanzar la meta que hoy logro. Te amo mucho.

A MIS PRIMOS EMILIO, INGRID y MANUEL, gracias por su apoyo y ayuda en los momentos de mas difíciles de mi vida.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS DE TESIS, por ser como son, por enseñarme el valor de la amistad, confianza, paciencia, apoyo y ayuda durante toda la carrera.

Darwin

ÍNDICE

ÍNDICE.....	10
ÍNDICE DE TABLAS.....	13
ÍNDICE DE FIGURAS.....	15
ABREVIATURAS.....	19
INTRODUCCIÓN.....	21
OBJETIVOS.....	23
Objetivo general.....	23
Objetivos específicos.....	23
ALCANCES.....	24
CAPÍTULO I. ANTECEDENTES. PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.....	26
1.1 GENERACION HIDROELECTRICA.....	26
1.1.1 ANTECEDENTES GENERALES.....	26
1.1.2 HISTORIA DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.....	26
1.1.3 GENERACIÓN DE PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.....	27
1.1.3.1 ESTADO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR.....	28
1.1.3.2 Mercado Minorista.....	31
1.1.3.3 Proyectos Hidroeléctricos.....	32
1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH).....	33
1.2.1 MICRO Y MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	33
1.2.2 TIPOS DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	35
1.2.2.1 Central de agua fluyente.....	35
1.2.2.2 Central de pie de presa.....	36
1.2.2.3 Central hidroeléctrica en canal de riego.....	38
1.2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA HIDROELÉCTRICO.....	38
1.3. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.....	41
1.3.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS PCH EN NUESTRO PAÍS.....	41
CAPÍTULO.....	44
II.....	44
CAPÍTULO II. GUÍA PARA IMPLEMENTACIÓN DE PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS.....	45
2.1 LEGISLACIÓN.....	45
2.1.1 ACELERACIÓN DEL PROCESO DE CONCESIÓN PARA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS HIDRÁULICOS.....	48
2.2 NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONALES APLICABLES PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PCH'S.....	50
2.2.1 RECOMENDACIONES DE LAS NORMAS IEEE.....	51
2.2.1.1 Tipos de unidades.....	51
2.2.1.2 Operación y Control.....	52
2.2.1.3 Interconexión a la red eléctrica.....	52
2.2.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	52
2.2.2.1 Característica del lugar.....	53

2.2.3 DATOS DE FLUJO	53
2.2.4 POSICIONES DE LAS UNIDADES Y CANTIDADES.	54
2.2.5 INTERCONEXIÓN PARA LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y CONTROL.	54
2.2.6 EQUIPOS	54
2.2.6.1 Equipos principales.....	55
2.2.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y OPERACIÓN.	56
2.2.8 COJINETES	57
2.2.9 VARIADOR DE VELOCIDAD	57
2.2.10 SISTEMA DE CONTROL DE LA TURBINA	57
2.2.11 GENERADOR	58
2.2.12 SISTEMAS MECÁNICOS AUXILIARES	59
2.2.13 SISTEMA DE LA ESTACIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO.....	59
2.3 ESTUDIOS PRELIMINARES.....	60
2.3.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ^(1, 6 y 7)	60
2.3.2 METODOLOGÍA.....	60
2.3.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ACTUAL	61
2.3.4 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA FUTURA	66
2.3.5 EVALUACIÓN DE RECURSOS HIDROENERGÉTICOS	68
2.4 FACTORES DE DISEÑO.....	82
2.4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA EJECUCIÓN DE UN PROYECTO DE PCH.	82
2.4.2 SISTEMA DE CONTROL ⁽⁵⁾	120
2.4.2.1 Regulador electrónico de carga (ELC).	121
2.4.2.2 Controlador de generador de inducción (IGC).....	123
2.4.3 PROTECCIONES ⁽⁵⁾	124
2.4.3.1 Protecciones primarias.....	124
2.4.3.2 Protecciones secundarias	126
2.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRO O MINICENTRAL. ⁽⁷⁾	129
2.5.1 ANÁLISIS DE COSTOS	129
2.5.1.1. Costo de inversión inicial	129
2.5.1.2. Costos de operación y mantenimiento.....	130
2.5.1.3. Costos financieros.....	133
2.5.2 INGRESOS.....	134
2.5.3 GENERALIDADES DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	135
2.5.3.1 Estimación de costos	135
2.5.3.2 Costos unitarios	136
2.5.3.3 Factor de actualización	136
2.5.4.5 Costos unitarios de la generación	136
2.5.4.6 Costo por kW instalado	136
CAPITULO III. ESTUDIO DE LA MINICENTRAL LA CHÁCARA.	139
3.1 ESTADO ACTUAL DE LA MINICENTRAL LA CHÁCARA.	139
3.2 ESTUDIO, ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA LA MINICENTRAL LA CHÁCARA ⁽³⁾	144
3.3 OPTIMIZACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DE LA MINICENTRAL LA CHÁCARA. ^(1, 4 y 8)	147
3.3.1.1 Costos de turbinas para micro y mini centrales hidroeléctricas	148
3.3.1.2 Costos de generadores, sistemas de control y protección para MCH.....	151

3.3.2	Diseño, construcción e instalación de la Turbina Michell – Banki para la minicentral La Chácara.....	154
3.3.3	Criterios y características del generador a instalar	157
	CAPÍTULO IV. PROTOTIPO DE LABORATORIO.	161
4.1	DISEÑO DEL PROTOTIPO ⁽²⁾	161
4.1.1	ALTERNADORES	163
4.2	IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOTIPO	178
4.3	SIMULACIÓN EN ENTORNO LABVIEW	179
4.3.1	HERRAMIENTA VIRTUAL.	179
4.3.2	PROGRAMACIÓN CON LabVIEW.	182
4.3.3	SISTEMAS DE ADQUISICIÓN.	184
4.3.4	DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA VIRTUAL.	185
4.3.5	ACONDICIONAMIENTO DE LA SEÑAL.	187
	CAPITULO V. ENERGÍAS RENOVABLES, GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN COMPARACIÓN A LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA PARA COMUNIDADES AISLADAS DEL SISTEMA NACIONAL.	196
5.1	FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES. HIDROELÉCTRICA COMPARADA CON FOTOVOLTAICA	196
	CONCLUSIONES	210
	RECOMENDACIONES	212
	REFERENCIAS	214
	BIBLIOGRAFÍA	215
	APENDICE A. OPERACIÓN DEL PROTOTIPO DE MICROCENTRAL ELÉCTRICA	217
	ANEXO 1.	223
	ANEXO 2	224
	ANEXO 3	233

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Centrales Generadoras participantes del Mercado Mayorista.....	28
Tabla 1.2 Centrales Generadoras participantes del Mercado Minoristas.....	29
Tabla 1.3 Carga instalada de las generadoras en El Salvador.....	29
Tabla 1.4 Tipos y cantidad de unidades de generadoras en El Salvador.....	30
Tabla 1.5 Pequeñas Centrales Generadoras en operación.....	31
Tabla 2.1 Normas del Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE).....	49
Tabla 2.2 Rangos de generación de las centrales hidroeléctricas.....	50
Tabla 2.3: Cálculo de la demanda actual.....	62
Tabla 2.4 Potencia media de algunos equipos.....	63
Tabla 2.5 Evaluación de la demanda actual.....	64
Tabla 2.6 Periodos de actividad.....	65
Tabla 2.7 Crecimiento de la demanda por potencia y por energía residencial industrial/comercial y servicios públicos.....	66
Tabla 2.8: Comparación de técnicas de medición.....	69
Tabla 2.9 Registro de datos.....	73
Tabla 2.10 Valores de k, según la relación S/p y material del riachuelo.....	79
Tabla 2.11 Valores de k, según la profundidad y el material del riachuelo.....	80
Tabla 2.12 Condiciones de estabilidad.....	85
Tabla 2.13 Talud recomendado para canales de sección trapezoidal.....	92
Tabla 2.14 Velocidad máxima recomendada.....	92
Tabla 2.15 Canales de tierra.....	95
Tabla 2.16 Velocidades mínimas recomendadas para evitar sedimentación.....	97
Tabla 2.17. Características de las secciones transversales.....	97
Tabla 2.18 Velocidad de decantación de partículas de arena.....	105
Tabla 2.19 Comparación de los diferentes materiales para tubería de presión.....	107
Tabla 2.20. Propiedades físicas de algunos materiales para tuberías.....	109
Tabla 2.21. Características principales de las turbinas.....	113
Tabla 2.22: Rango de Alturas de Salto para Turbinas.....	114

Tabla 2.23 Relación de sistemas de generación básicos para casos generales.....	117
Tabla 2.24 Protecciones mínimas para un generador aislado.....	127
Tabla 2.25 Protecciones mínimas para un generador conectado a la red.....	127
Tabla 2.26 Costos de inversión inicial MCH Miracapa.....	129
Tabla 2.27 Costos de Operación de la minicentral Miracapa.....	129
Tabla 2.28 Tabla de inflación en El Salvador.....	131
Tabla 2.29 Tabla de amortización.....	132
Tabla 3.1. Datos de placa del generador existente.....	139
Tabla 3.2 Mediciones tomadas del generador.....	144
Tabla 3.3 Costos de turbinas en miles de US\$.....	148
Tabla 3.4 Ecuaciones de costo unitario de turbinas.....	149
Tabla 3.5 Resumen de características de turbinas.....	149
Tabla 3.6 Resumen de características de generadores.....	151
Tabla 3.7 Características del generador.....	157
Tabla 3.8 Costos de equipo electromecánico.....	158
Tabla 4.1 Características del banco de prueba de turbinas Pelton.....	160
Tabla 4.2. Identificación de los tamaños constructivos de los alternadores.....	167
Tabla 4.3 Selección de motores y maquinaria.....	171
Tabla 4.4 Identificación de correa y poleas.....	172
Tabla 4.5. Selección del tipo de faja.....	174
Tabla 4.6 Comparación de instrumentos tradicionales con virtuales.....	181
Tabla 5.1 Cantidad de Paneles Amorfos.....	208
Tabla 5.2 Cotización con paneles amorfos de 136W.....	208

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema transversal de un sistema hidroeléctrico a filo de agua.....	33
Figura 1.2 Central hidroeléctrica de tipo fluyente.....	35
Figura 3 Central hidroeléctrica de pie de presa.....	36
Figura 1.4 Central hidroeléctrica.....	38
Figura 2.1 Curva de carga diaria.....	67
Figura 2.2 Medición de altura, salto o caída de agua.....	68
Figura 2.3 Determinación de la altura con manguera de nivelación.....	71
Figura 2.4. Mediciones parciales de altura.....	72
Figura 2.5.- Determinación de la altura, usando eclímetro y cinta métrica.....	74
Figura 2.6.- Usando el método del recipiente.....	75
Figura 2.7. Dimensiones del cilindro.....	77
Figura 2.8. Dimensiones de un cilindro cónico.....	77
Figura 2.9. Sección transversal de la corriente.....	79
Figura 2.10. Esquema General de las instalaciones para una PCH.....	81
Figura 2.11 Dique de desvío y bocatomas.....	82
Figura 2.12 Bocatomas, A: Muros de encauzamiento, B: Ventana de captación, C: Base de barraje y columnas con ataguías, D: Barraje móvil y E: Emboquillado de lecho de río.....	84
Figura 2.13 Muro de encauzamiento.....	84
Figura 2.14. Sección transversal.....	86
Figura 2.15 El barraje en su conjunto forman una estructura perpendicular a la corriente del río.....	87
Figura 2. 16 Ventana de captación.....	88
Figura 2.17 Ventana de captación por incremento de caudal.....	88
Figura 2.18 Canal trapezoidal, sección más eficiente.....	89
Figura 2.19 Tipos de canales.....	91
Figura 2.20 a) y b). Dimensión y elementos de un canal.....	94
Figura 2.21. Vista del perímetro de un canal.....	96
Figura 2.22 a) y b) Canal.....	100

Figura 2.23. Desarenador.....	101
Figura 2.24 Desarenadores a la entra del canal y en la cámara de carga.....	101
Figura 2.25 Ancho y longitud del desarenador.....	102
Figura 2.26 Trayectoria seguida por las partículas de arena.....	103
Figura 2.24 Tubería de presión.....	106
Figura 2.25 Componentes de la tubería de presión.....	107
Figura 2.26. Casa de máquinas.....	109
Figura 2.27. Equipos principales de la casa de máquinas.....	110
Figura 2.28. Selección de Turbinas en base a Altura de Salto y Caudal.....	114
Figura 2.29 Diagrama de bloques para la regulación de carga.....	121
Figura 3.1 Casa de máquinas de la minicentral “La Chácara”.....	138
Figura 3.2. Sistema generador – turbina de la casa de máquinas.....	139
Figura 3.3 Subestación elevadora de la minicentral “La Chácara”.....	140
Figura 3.4 Tubería de presión con pérdidas por ruptura.....	141
Figura 3.5 Cámara de carga, canal y bocatomas.....	142
Figura 3.6 Panel de control de la minicentral La Chácara.....	143
Figura 3.7 Curvas de costo unitario para turbinas empleadas en MCH.....	149
Figura 3.8 Curvas de costo unitario para generadores 1□ y 3□.....	153
Figura 3.9. Diseño de la turbina de tipo cruzado Michell – Banki, 380 rpm, 25 kW.....	153
Figura 3.10. Rodete diámetro 14’’ x 20’’ y eje del rodete.....	154
Figura 3.11. Buje para el sistema de control de flujo y alabe de control.....	154
Figura 3.12 Turbina de tipo cruzado Michell – Banki y alabe de control en construcción.....	154
Figura 3.13. Eje de la turbina Michell – Banki.....	155
Figura 3.14 Turbina Michell – Banki instalada en la minicentral La Chácara.....	155
Figura 3.15 Base para montaje del generador marca Magnaplust.....	156
Figura 3.16 Generador seccionado Magnaplust (Marathon).....	157
Figura 3.17 Diagrama eléctrico del generador (información técnica referirse a la hoja de datos del fabricante en los anexos).....	158
Figura 4.1. Banco de pruebas de turbinas Pelton.....	160

Figura 4.2 Par motriz-rpm.....	161
Figura 4.3 Potencia-rpm.....	161
Figura 4.4 Eficiencia – rpm.....	162
Figura 4.5 Alternador de vehículo.....	163
Figura 4.6 Curva característica de los alternadores.....	165
Figura 4.7 Alternadores compactos GC, KC, NC.....	168
Figura 4.8 Alternador compacto.....	170
Figura 4.9 Selección del perfil de correa.....	172
Figura 4.10. Vista frontal.....	175
Figura 4.11 Vista lateral.....	175
Figura 4.12 Vista superior.....	176
Figura 4.13 Diagrama del circuito implementado en el prototipo.....	176
Figura 4.14 Ensamblaje de estructura de soporte del alternador.....	177
Figura 4.15 Prototipo de central hidráulica.....	177
Figura 4.16 Ejemplo de instrumento tradicional (osciloscopio).....	182
Figura 4.17 Entorno en LabView.....	182
Figura 4.18 Esquema general del sistema de monitoreo (diagrama de bloques).....	183
Figura 4.19 Esquema general del sistema de monitoreo.....	185
Figura 4.20 Tarjeta de adquisición de datos, NI USB-6008 de National Instrument.....	185
Figura 4.21. Captación y acondicionamiento de la señal, donde TP (transformador de voltaje o potencial), y TC (transformador de corriente).....	187
Figura 4.22 DAQ Asistente.....	187
Figura 4.23. Modificación del DAQ Assistant.....	188
Figura 4.24. Lógica del programa a implementar.....	188
Figura 4.25. Herramienta virtual, diagrama de bloques.....	189
Figura 4.26. Herramienta virtual, panel frontal.....	190
Figura 4.27. Herramienta virtual, señal de voltaje.....	190
Figura 4.28. Herramienta virtual, señal de corriente.....	191
Figura 4.29. Herramienta virtual, señal de potencia.....	191

Figura 4.30 Herramienta virtual, Espectro de amplitud de la señal de voltaje y corriente.....	191
Figura 4.31 Herramienta virtual, Espectro de amplitud de la señal de voltaje y corriente.....	192
Figura 5.1 Composición de un módulo fotovoltaico.....	201
Figura 5.2 Reguladores.....	202
Figura 5.3 Inversores.....	203
Figura 5.4 Sistema fotovoltaico autónomo.....	204
Figura 5.5 Sistema fotovoltaico conectado a la red.....	204
Figura 5.6 Topología de inversor Central.....	205
Figura 5.7 Topología de inversor string.....	206
Figura 5.8 Topología de inversor Multi-string.....	206
Figura 5.9 Topología de Inversos con módulos integrados.....	207
APENDICE.	
Figura A. 1. Pasos de operación del equipo.....	216
Figura A. 2 Tarjeta de adquisición de datos, NI USB-6008 de National Instrument.....	217
Figura A. 3. Esquema de conexión NI USB-6008 de National Instrument.....	218
Figura A. 4. Acceso en menú inicio a Measurement & Automation.....	218
Figura A. 5. Venta principal del Measurement & Automation.....	219

ABREVIATURAS

kW: kilo Watts

PCH: Pequeña Central Hidráulica

MCH: Mini o Micro Central Hidráulica

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

MM: Mercado Mayorista

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa

LaGEO: Geotérmica Salvadoreña

CESSA: Cementos de El Salvador

UT: Unidad de Transacciones

MC: Mercado de Contratos

MRS: Mercado Regulador del Sistema

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador, S.A

CLESA: Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana S.A. de C.V.

CAESS: Compañía de Alumbrado Eléctrica de San Salvador S.A. de C.V.

EEO: empresa eléctrica de oriente.

DELSUR: Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. de C.V.

GECSA: Generadora de Energía Central Salvadoreña S.A. de C.V.

CASSA: Compañía Azucarera Salvadoreña

SABES: Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Alternativas

IEEE: (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

CA: corriente alterna

MW: Mega Watts

MARN: Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales

RPM: Revoluciones por minuto.

ITDG: Grupo para el Desarrollo de Tecnología Intermedia

fs: factor de simultaneidad

fu: factor de uso

CC: corriente continúa

ELC: (*Electronic Load Controller*) regulador electrónico de carga

AVR: (*Automatic Voltage Regulator*) regulador automático de voltaje

IGC: (*Induction Generator Controller*) controlador de generador de inducción

ANSI: (*American National Standards Institute*) Instituto nacional estadounidense de estándares

ONG: Organizaciones No Gubernamentales

LabVIEW: Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench

PAC: Controlador de Automatización Programable

DAQ: tarjetas de adquisición de datos

CMR: Comisión Mundial de las Represas

FV: Fotovoltaicos

SH: Sistemas Hidroeléctricos

SG: Sistemas geotérmicos

SM: Sistemas mareomotrices

SE: Sistemas Eólicos

ST: Sistemas térmicos

UNESCO: Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura

INTRODUCCIÓN

En El Salvador existen diferentes formas de generación de energía eléctrica en las cuales se utilizan los recursos naturales y combustibles fósiles; estos últimos que han contribuido en gran medida a la contaminación ambiental lo cual es una preocupación mundial actualmente, además a esto factores como el acelerado encarecimiento de fuentes provenientes derivados del petróleo; están dando paso a la explotación de la generación de energías alternativas. Es así como este trabajo se fundamenta en el estudio de una fuente de energía limpia tal es el caso de la energía hidráulica que ya tiene sus años de haberse implementado en nuestro país y el mundo entero, para nuestro enfoque, mas específicamente la micro y mini generación hidroeléctrica será el objeto de estudio, centrales cuyo funcionamiento se basa en aprovechar la energía potencial del agua para producir electricidad.

Las micro y mini generadoras son una solución para las aceleradas alzas del petróleo, con el fin de producir energía a bajo costo; entre otros beneficios que se obtienen tenemos el poder llevar energía a los lugares donde la red nacional aun no cubre la demanda y donde la demanda sea apremiante para la explotación de los recursos hidráulicos. Nuestro país cuenta ya con un buen número de estas centrales en las cuales se enfocará en el desarrollo de este trabajo, y es así como se estudiará desde una perspectiva delimitando la capacidad de generación en un rango que irá desde 1 kW a 700 kW (kilowatt) de generación; así mismo se determinará el grado de desarrollo tecnológico utilizado para la generación en la cual se encuentran operando estas centrales.

Luego de obtener un panorama de las pequeñas centrales hidroeléctricas en nuestro país, se tomará la tarea de implementar una guía rápida, para futuros proyectos de explotación en esta área.

La guía requerirá de ciertos aspectos que la experiencia a marcado en los proyectos ya implementados, sobre todo en otras regiones específicamente Europa y Suramérica, que ya cuenta con algunos manuales de referencia; así mismo se encuentran algunas normas que pueden y deben seguirse a la hora del desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Aun cuando estos proyectos resultan atractivos, los factores que intervienen pueden llegar a comprometer el poder implementar el proyecto es por ello que la búsqueda de otras soluciones es vital, por ende se deja un breve vistazo a lo que es la utilización de la energía fotovoltaica que hoy en día está generando inquietud y despertando muchas expectativas.

Y tratando de presentar un trabajo ambicioso se contempla la oportunidad de implementar un prototipo de laboratorio, en el que básicamente se tratará de comprobar el fenómeno de conversión de energía y presentar las bases, en cierta forma limitada pero que brinde un mejor panorama de la realidad.

Al prototipo se le suma una herramienta vital hoy en día como lo es la implementación de un instrumento virtual; donde cabe destacar el programa LabView de National Instrument, que ha logrado despuntar, con las facilidades que cada vez presenta para el desarrollo de estas herramientas.

OBJETIVOS

Objetivo general

- Establecer un panorama general de las micro y mini generación hidroeléctrica en El Salvador y elaborar una guía para la implementación de estos proyectos.

Objetivos específicos

- Determinar la capacidad y/o niveles de energía generada por las micro y mini generadoras hidroeléctricas.
- Identificar la tecnología utilizada en el funcionamiento de una micro o mini generadora y las mejoras que se le pueden hacer para poder obtener un mejor rendimiento, pudiendo con ello establecer la rentabilidad y beneficios obtenidos por la implementación de una micro o mini central hidroeléctrica.
- Establecer criterios y procedimientos para la ejecución de proyectos de micro y mini generadoras hidráulicas en El Salvador.
- Implementar una herramienta virtual para monitorear algunos de los parámetros más importantes en el control de una micro o mini planta hidroeléctrica.

ALCANCES

- Establecer e identificar el número de PCH (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas), que se encuentran funcionando en nuestro país.
- Efectuar un estudio de mejora y optimización de una PCH en particular; con lo cual se pretende dar un aporte tanto en el área operativa de dicha central, brindando las sugerencias adecuadas y con ello proporcionar una herramienta que pueda solventar cualquier problema que la PCH presente.
- Proporcionar una guía pasos para el desarrollo de un estudio e implementación de nuevos proyectos de PCH en nuestro país.
- Estimación de los costos para la implementación de micro/mini plantas hidroeléctricas.
- Realizar una comparación de factibilidad de generación de energía eléctrica contra generación de energía fotovoltaica para comunidades aisladas.
- Proporcionar una herramienta para la realización de laboratorios sobre energía renovables como lo es la generación hidroeléctrica, junto con el se pretende implementar una herramienta virtual para el muestreo de algunos parámetros en una PCH.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I. ANTECEDENTES. PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR

1.1 GENERACION HIDROELECTRICA

1.1.1 ANTECEDENTES GENERALES

La energía hidráulica tiene como fuente la energía potencial del agua que está a cierta altura. Esta se transforma en energía mecánica al pasar por una turbina y posteriormente en energía eléctrica por medio de un generador.

La energía hidráulica se ha usado durante años para la obtención tanto de energía mecánica, como para producir energía eléctrica. Las ventajas que presenta este tipo de aprovechamiento energético son, su bajo costo de generación, bajo costo de mantenimiento, no requiere abastecimiento de combustibles, no presenta problemas de contaminación, puede compatibilizarse con el uso del agua para otros fines, y una larga vida útil. Tiene limitaciones en cuanto a la disponibilidad de los recursos hidráulicos, dependencia de factores meteorológicos y estacionales, además se requiere de una importante inversión, considerando las obras civiles e instalaciones de la micro-central.

Todos estos factores al ser analizados para un proyecto en particular, determinan la factibilidad técnica y económica de la instalación de una micro-central hidroeléctrica.

1.1.2 HISTORIA DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Al inicio del siglo XIX se instaló la primera turbina hidráulica. La energía hidráulica tuvo mucha importancia durante la Revolución Industrial; impulsó las industrias textiles y del cuero y los talleres de construcción de máquinas a principios del siglo XIX. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible, por lo que la energía hidráulica ayudó al crecimiento de las nuevas ciudades industriales que se crearon en Europa y América. La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del

perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de la electricidad a principios del siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad. La tecnología de las principales instalaciones se ha mantenido igual durante el siglo XX.

1.1.3 GENERACIÓN DE PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.

En El Salvador, las pequeñas centrales hidroeléctricas han jugado un papel importante en el factor demanda de energía en nuestro país, ya que antes del año 1951, en que inician su operación las grandes centrales hidroeléctricas, fueron éstas las encargadas de suplir la carga ya instalada en el país. El caso más palpable puede ser el de la Compañía Eléctrica de Cucumacayán, S.A. que en el año de 1936, en que fue puesta en línea su central, con 2 MW de potencia, era considerada como una de las más grandes de Centroamérica en su categoría, la cual proporcionaba energía a las zonas de Sonsonate, Acajutla, Santa Ana, los municipios de Armenia, Ateos y una parte de la Zona de San Salvador.

Cabe mencionar que desde principios de siglo se han construido varias pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), las cuales, han ayudado a suplir la demanda de energía, pero la construcción de éstas, experimentó un estancamiento, debido a una serie de problemas, tales como: Leyes que no fomentaron su utilización, falta de financiamiento adecuado para su construcción, un desconocimiento del potencial que pueden aportar, apreciación subjetiva de que su contribución energética al mercado no es significativa y costos de operación elevados. Pero esta serie de problemas, con el tiempo se han solucionado, por lo que ahora cuando la demanda de energía es mayor y creciente, es el momento de explotar el recurso de los pequeños ríos cuyas evaluaciones económicas resulten atractivas.

1.1.3.1 ESTADO ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO EN EL SALVADOR.

Con la privatización de la industria eléctrica en El Salvador desde hace un poco más de diez años, la estructura del mercado eléctrico sufre una transformación profunda que comienza con la creación y entrada en vigencia de una Ley General de Electricidad y su Reglamento, y creación de un ente regulador responsable de aplicar las normas del sector eléctrico y de vigilar el estricto cumplimiento de la nueva ley por los operadores del mercado.

A diferencia de las leyes eléctricas de otros países, en El Salvador la Ley de Electricidad, permite que una misma entidad desarrolle actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, siempre que los sistemas contables para cada actividad se manejen en forma separada y estén registrados en la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

Esta Ley además establece mecanismos claros para la operación de los agentes del mercado con la adopción de un nuevo modelo liberal que se traduce de sus principios, que se basan en la competencia plena del mercado de la energía eléctrica, orientado este modelo a impulsar el desarrollo de una mayor competitividad dentro del mercado. La estructura del mercado eléctrico identifica a los sectores y agentes operadores. La tabla 1.1 muestra los participantes del Mercado Mayorista (MM) en el sector de la generación. El cual indica que el recurso hidroeléctrico es manejado por el Estado a través de la autónoma Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), la Geotérmica Salvadoreña (LaGeo) empresa privada independiente con acciones mayoritarias de CEL y finalmente la generación térmica pertenece a las transnacionales Duke Energy, El Paso y a la empresa local Cementos de El Salvador (CESSA).

La transmisión que era propiedad de CEL, por mandato de la Ley se reestructuró y dio origen a dos sociedades independientes: la Unidad de Transacciones (UT) que opera el mercado mayorista, que para la compra y venta de electricidad está compuesto por el Mercado de Contratos (MC) y el Mercado Regulador del Sistema (MRS) y, la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. (ETESAL, S.A.).

Tabla 1.1 Centrales Generadoras participantes del Mercado Mayorista

Central Generadora	Recurso	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Disponible (MW)	Estatal/Privada
Guajoyo	Hidroeléctrico	19.8	17	Estatal -CEL
Cerrón Grande	“ “	135	135	“
5 de Noviembre	“ “	84.4	59.4	“
15 de Septiembre	“ “	156.6	156	“
Ahuachapán4	Geotérmico	95	56	“
Berlín	“ “	66.2	55	“
Acajutla	Térmico	295.1	276	Privada – Duke
Soyapango	“	56.5	54	“
San Miguel	“	31.9	23.5	“
Nejapa Power	“	144.5	127	Privada – El Paso
El Ronco	“	32.6	21	Privada- CESSA

FUENTE: Boletín de Estadísticas Eléctricas No.3, SIGET. Abril 2002.

En el sector de las distribuidoras, la reestructuración la realizó la CEL en 1994, unos pocos años antes de que fueran privatizadas. A comienzos de 1998 empresas de capital estadounidense adquirieron las acciones de CLESA, CAESS, EEO, DELSUR dando este suceso al inicio de la privatización de la industria eléctrica. La responsabilidad de desarrollar una mayor competencia en el mercado eléctrico la ejercerían los comercializadores, agentes intermediarios que en forma directa pueden comprar la energía eléctrica a cualquier generador y venderla a usuarios de grandes consumos o incluso a distribuidores.

Esta nueva figura única creada en este nuevo esquema de mercado, está definida en el Reglamento vigente a partir de Noviembre 2000 y está actualmente siendo puesta a prueba con la presencia de los primeros agentes comercializadores que están realizando transacciones importantes en el MRS y con algunas empresas de grandes consumos que están recurriendo a sus servicios.

En la tabla 1.2 muestra los agentes del Mercado Eléctrico de El Salvador; en este se observa que del 100% de la potencia instalada que se genera con Fuentes Renovables de Energía (FRE) el 741.1MW, el 8.65% de esta potencia corresponde a pequeños generadores y esta potencia equivale solamente a un 4.504% de la potencia total instalada de 1,436.5 MW en el país.

Tabla 1.2 Centrales Generadoras participantes del Mercado Minoristas

CENTRAL	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%
TERMOELÉCTRICAS	53.0	82.0%
Ingenio El Ángel	26.5	41.0%
Ingenio La Cabaña	21.0	32.5%
EGI HOLDCO El Salvador	5.5	8.5%
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	11.7	18.0%
Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V. (CECSA)	7.4	11.5%
Central Río Sucio	2.5	3.9%
Central Cucumacayán	2.3	3.5%
Central Milingo	0.8	1.2%
Central Bululú	0.7	1.1%
Central Atehuesfás ^{2/}	0.0	0.0%
San Luis I	0.6	1.0%
Cutumay Camones	0.4	0.6%
Central Sonsonate	0.2	0.2%
Sociedad Hidroeléctrica SENSUNAPAN S.A. de C.V.	2.8	4.3%
Central Nahuizalco	2.8	4.3%
Empresa Hidroeléctrica Sociedad De Matheu y Compañía	1.5	2.2%
TOTAL	64.7	100.0%

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Pequeños Generadores Térmicos

1/ A partir de abril de 2005 el equipamiento se transfirió a EGI HOLDCO EL SALVADOR, S.A. de C.V.

2/ Fuera de operación desde noviembre de 2004

En la tabla 1.3 y tabla 1.4 se muestran los porcentajes de cargas instaladas, tipos de generación, etc. De los participantes del mercado mayorista y minoristas.

Tabla 1.3 Carga instalada de las generadoras en El Salvador.

GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%
TOTAL GENERADORES MERCADO MAYORISTA	1,371.9	95.5%
Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL	472.0	32.9%
Duke Energy	338.3	23.5%
LAGEO	204.4	14.2%
Nejapa Power	144.0	10.0%
Cemento de El Salvador, S.A. de C.V. 1/	32.6	2.3%
Inversiones Energéticas	51.2	3.6%
Textufil	44.1	3.1%
GECSA	11.6	0.8%
Energía Borealis	13.6	0.9%
Compañía Azucarera Salvadoreña, S.A.	60.0	4.2%
TOTAL GENERADORES MERCADO MINORISTA	64.7	4.5%
Centrales Termoeléctricas	53.0	3.7%
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	11.7	0.8%
TOTAL	1,436.5	100.0%

Tabla 1.4 Tipos y cantidad de unidades de generadoras en El Salvador.

NOMBRE	TIPO	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
			(MW)	(%)	(MW)	(%)
HIDRÁULICA			472.0	34.41	472.0	37.08
1 - Guajojo	Hidráulica	(1x19.8)	19.8	1.44	19.8	1.56
2 - Cerrón Grande	Hidráulica	(2x86.4)	172.8	12.60	172.8	13.58
3 - 5 de Noviembre	Hidráulica	(3x20)+(1x18.0)+(1x21.40)	99.4	7.25	99.4	7.81
4 - 15 de Septiembre	Hidráulica	(2x90)	180.0	13.12	180.0	14.14
GEOTÉRMICA			204.4	14.90	173.8	13.66
5 - Ahuachapán	Geotérmica	(2x30.00)+(1x35.00)	95.0	6.92	70.0	5.50
6 - Berlín	Geotérmica	(2x 28.12)+(1x44)+(1x9.2)	109.4	7.98	103.8	8.16
TÉRMICA			695.4	50.69	627.0	49.26
7 -Duke Energy Acajutla	a) Vapor b) Gas c) Motores	(1x30.0)+(1x33.0) (1x82.1) (6x16.5)+(3x17.0)	338.3 63.0 82.1 150.0	24.66 4.59 5.98 10.93	315.5 63.0 65.0 145.5	24.79 4.95 5.11 11.43
Soyapango	c) FIAT U-4 Motores	(1x27) (3x5.4)	27.0 16.2	1.97 1.18	27.0 15.0	2.12 1.18
8 - Nejapa Power	Motores	(27x5.33)	144.0	10.50	135.0	10.61
9- Cemento de El Salvador I/	Motores	(3x6.40)+(2x6.70)	32.6	2.38	32.6	2.56
10- Inversiones Energéticas	Motores	(3x17.076)	51.2	3.73	50.0	3.93
11- Textufil I/	Motores	(2x3.6)+(2x7.05)+(1x7.38)+(2x7.72)	44.1	3.22	40.5	3.18
12- GECSA	Motores	(3x3.8704)	11.6	0.85	11.0	0.86
13- Energía Borealis	Motores	(8x1.7)	13.6	0.99	13.4	1.05
13- CASSA I/	Motores	(1x25)+(1x20)	60.0	4.37	29.0	2.28
TOTAL :			1,371.9	100.0	1,272.8	100.0

FUENTE: BOLETÍN DE ESTADÍSTICAS ELÉCTRICAS N° 9 2007, JUNIO 2008.

1.1.3.2 Mercado Minorista

Aunque no es una definición en términos establecidos para el mercado minorista según la Ley General de Electricidad, el mercado minorista podrá entenderse como aquel mercado en el que se realizan transacciones de energía y potencia de cantidades significativamente menores que las que se realizan en el mercado mayorista.

Los operadores que participan en este mercado, están conectados directamente al sistema de distribución: distribuidores; comercializadores; y los consumidores finales de energía eléctrica. En este sentido, existen transacciones entre generadores y distribuidores, entre distribuidores y usuarios finales, y entre comercializadores, distribuidores y consumidores finales.

El mercado minorista se caracteriza por contar con pequeñas centrales hidroeléctricas y por cogeneradoras (biomasa) que venden excedentes de energía a la red de distribución de la cual se conectan para entregar la energía por lo general a las empresas distribuidoras.

Se considera que las FRE, pertenecen al ámbito de este mercado, dada las cantidades de potencia eléctrica instalada para estos recursos inferiores a 5 MW.

1.1.3.3 Proyectos Hidroeléctricos

Existen actualmente en El Salvador relativamente pocas empresas con centrales generadoras hidroeléctricas que operan aportando energía eléctrica a la red de distribución. Estas se muestran en la tabla 1.5.

Tabla 1.5 Pequeñas Centrales Generadoras en operación

Compañía Eléctrica	Central Generadora	Cap. Instalada (MW)	Comprador
Cucumacayán ⁽¹⁾	Cucumacayán	2.3	DELSUR
	Río Sucio	2.5	AES-CAESS
	Milingo	0.8	“ “
	Bululú	0.7	AES-CLESA
	Atehuasías	0.0	“ “
	Cutumay Camones	0.4	“ “
	Sonsonate	0.2	“ “
	San Luis I	0.6	“ “
Soc. Hidr. Sensunapán	Sensunapán	2.8	AES-CLESA
Emp. Hidr. DeMatheu	DeMatheu	1.5	AES-CLESA
SABES	SABES	0.069	Autoconsumo
	TOTAL	11.8	

FUENTE: Boletín de Estadísticas Eléctricas No.3, SIGET. Abril 2002
1/ Fuera de operación desde noviembre del 2004.

Cantidades indeterminadas de ríos han sido estudiados por la ubicación geográfica y las características de los afluentes a lo largo del país, para el aprovechamiento de la generación de electricidad con recursos hidroeléctrico en menor escala.

Debe ser mencionado que desde que se privatizó el sector, el ente regulador ha concesionado solamente dos proyectos hidroeléctricos. Solamente ha entrado a operar uno de ellos. Además SIGET adecuó concesiones para dos pequeñas centrales hidroeléctricas Papaloate y Sensunapán, proyectos que nacieron antes de la privatización. Esta última entró a generar energía eléctrica a mediados de 1998 pero la otra, aún no comienza el proceso de construcción.

Como se observar en este breve resumen del actual mercado eléctrico en nuestro país, el llamado mercado minorista representa un aporte representativo en la generación y

distribución de energía eléctrica, para suplir la demanda existente y es en este conjunto donde se envuelve el objeto de este trabajo las Pequeñas centrales hidroeléctricas; que aunque ya tienen un alto grado de funcionamiento representan un campo de estudio amplio y funcional en muchas regiones, y que ganan campo en países en desarrollo que cuenten con un potencial hidroeléctrico rico.

1.2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (PCH)

1.2.1 MICRO Y MINI CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Existen diferentes formas de generar energía eléctrica, una de estas es la generación de energía hidráulica, en donde se aprovecha la energía potencial del agua para producir electricidad. En este trabajo de investigación se estudiarán las micro y mini plantas hidráulicas existentes en el país, estableciendo como micro y mini aquellas plantas que estén dentro de un rango que va de 1 kW hasta 700 kW de generación que de aquí en adelante se denominará PCH (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas).

La energía hidráulica tiene como fuente la energía potencial del agua. Ésta se transforma en energía mecánica al pasar por una turbina y posteriormente en energía eléctrica por medio de un generador.

La energía hidráulica se ha usado durante años para la obtención tanto de energía mecánica como para su conversión en energía eléctrica.

- **Definición.**

Definición según estándar IEEE 1020-1988: el término de pequeñas plantas hidroeléctricas no está ligado al tamaño físico de estas sino más bien como sinónimo de baja potencia de salida por ejemplo, una instalación de caída pequeña requiere una turbina mucho mayor para desarrollar la misma potencia de salida que una con una gran caída. (La clasificación varía en diferentes regiones, algunas de estas se pueden ver en la tabla 1 y 2, del anexo 1).

Otra definición: Se le denomina PCH por estar acorde con la capacidad de generación eléctrica que poseen y generalmente se construyen para explotar la energía en ríos de poco caudal, por medio de uno ó más grupos turbina-generador.

Las ventajas que presenta este tipo de aprovechamiento energético son:

- a. Bajo costo de generación.
- b. Bajo costo de mantenimiento.
- c. No requiere abastecimiento de combustibles.
- d. No presenta problemas de contaminación.
- e. Puede compatibilizarse con el uso del agua para otros fines.
- f. Larga vida útil.

Tiene limitaciones en cuanto a:

- a. Disponibilidad de los recursos hidráulicos.
- b. Dependencia de factores meteorológicos y estacionales.
- c. Además se requiere de una importante inversión inicial, considerando las obras civiles e instalaciones.

Todos estos factores al ser analizados para un proyecto en particular, determinan la factibilidad técnica y económica de la instalación de una PCH.

En la figura 1.1 aparece un esquema de una PCH:

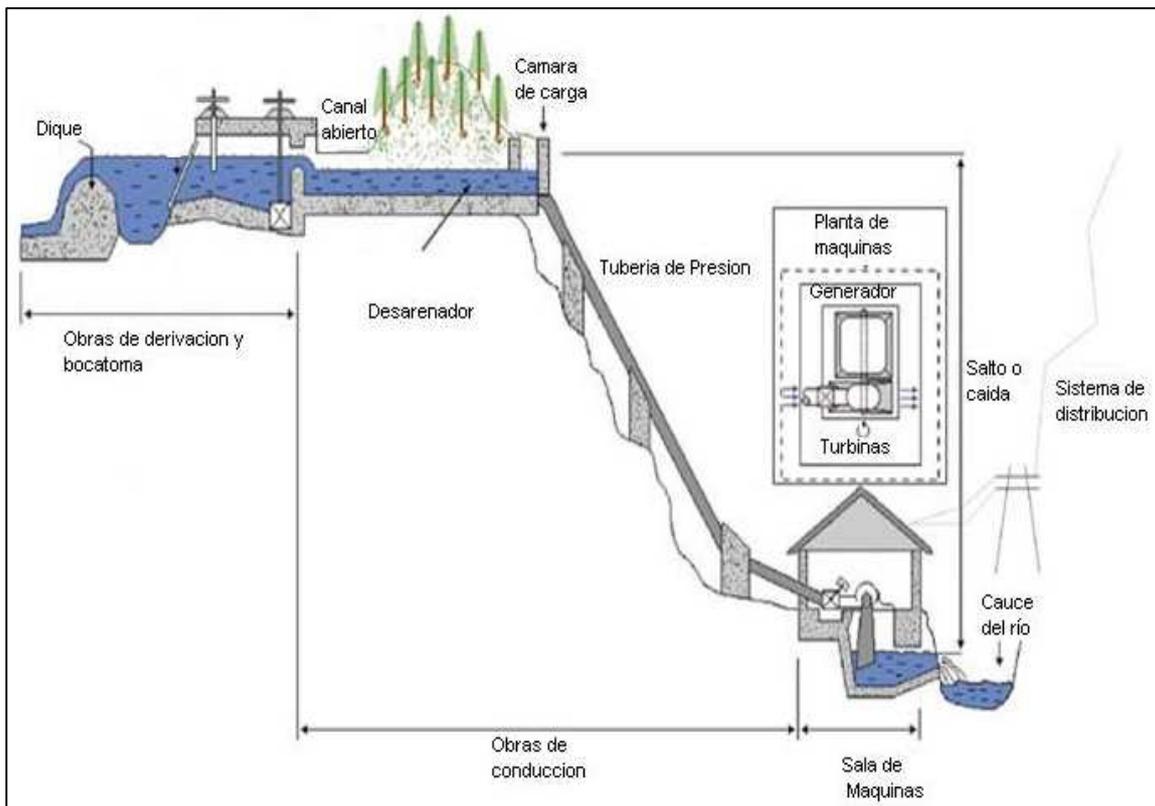


Figura 1.1 Esquema transversal de un sistema hidroeléctrico a filo de agua.

1.2.2 TIPOS DE MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Las centrales hidroeléctricas, y dentro de ellas las mini centrales hidroeléctricas, están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas.

Cuando se vaya a poner en marcha una instalación de este tipo hay que tener en cuenta que la topografía del terreno va a influir tanto en la obra civil como en la selección de la maquinaria.

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica se realiza la siguiente clasificación general:

- Centrales de agua fluyente. Captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado, se devuelve al río.
- Centrales de pie de presa. Se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos o a otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.
- Centrales en canal de riego o de abastecimiento.

1.2.2.1 Central de agua fluyente

Es aquel aprovechamiento en el que se desvía parte del agua del río mediante una toma, y a través de canales o conducciones se lleva hasta la central donde será turbinada. Una vez obtenida la energía eléctrica el agua desviada es devuelta nuevamente al cauce del río (ver figura 1.2). Dependiendo del emplazamiento donde se sitúe la central será necesaria la construcción de todos o sólo algunos de los siguientes elementos:

- Presa.
- Toma.
- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería forzada.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
- Canal de descarga.
- Subestación y línea eléctrica.



Figura 1.2 Central hidroeléctrica de tipo fluyente

Dentro de este grupo hay diversas formas de realizar el proceso de generación de energía. La característica común a todas las centrales de agua fluyente es que dependen directamente de la hidrología, ya que no tienen capacidad de regulación del caudal turbinado y éste es muy variable.

Estas centrales cuentan con un salto útil prácticamente constante y su potencia depende directamente del caudal que pasa por el río. En algunos casos se construye una pequeña presa en la toma de agua para elevar el plano de ésta y facilitar su entrada al canal o tubería de derivación. El agua desviada se conduce hasta la cámara de carga, de donde sale la tubería forzada por la que pasa el agua para ser turbinada en el punto más bajo de la central. Para que las pérdidas de carga sean pequeñas y poder mantener la altura hidráulica, los conductos por los que circula el agua desviada se construyen con pequeña pendiente, provocando que la velocidad de circulación del agua sea baja, puesto que la pérdida de carga es proporcional al cuadrado de la velocidad. Esto implica que en algunos casos, dependiendo de la orografía, la mejor solución sea optar por construir un túnel, acortando el recorrido horizontal.

Otros casos que también se incluyen en este grupo, siempre que no exista regulación del caudal turbinado, son las centrales que se sitúan en el curso de un río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de una azud, sin necesidad de canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada.

1.2.2.2 Central de pie de presa

Es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce del río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las

lluvias y del deshielo. La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise. Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta de consumo.

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar. Según la capacidad de agua que tenga la zona útil la regulación puede ser horaria, diaria o semanal. En las mini centrales hidroeléctricas el volumen de almacenado suele ser pequeño, permitiendo por ejemplo producir energía eléctrica un número de horas durante el día, y llenándose el embalse durante la noche. Si la regulación es semanal, se garantiza la producción de electricidad durante el fin de semana, llenándose de nuevo el embalse durante el resto de la semana (ver figura 1.3).

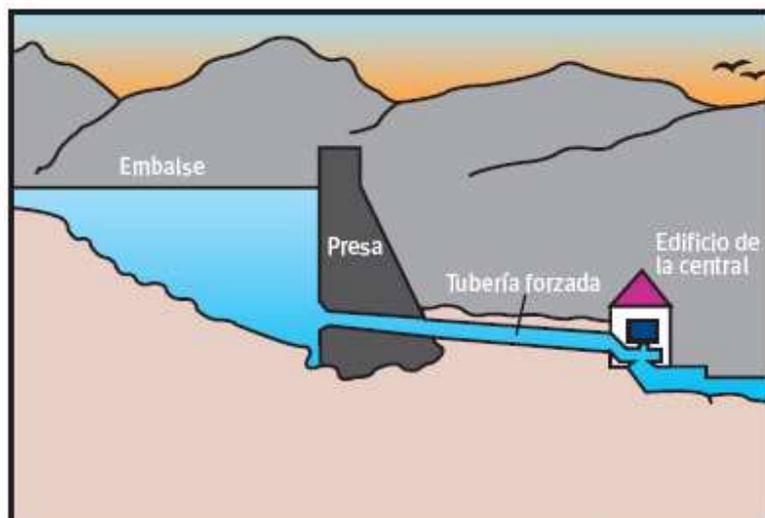


Figura 1.3 Central hidroeléctrica de pie de presa

También se incluyen en este grupo aquellas centrales situadas en embalses destinados a otros usos, como riego o abastecimiento de agua en poblaciones. Dependiendo de los fines para los que fue creada la presa, se turbinan los caudales excedentes, los caudales desembalsados para riego o abastecimientos, e incluso los caudales ecológicos.

Las obras e instalaciones necesarias para construir una mini central al pie de una presa que ya existe son:

- Adaptación o construcción de las conducciones de la presa a la mini central.
- Toma de agua con compuerta y reja.
- Tubería forzada hasta la central.
- Edificio central y equipamiento electro-mecánico.
- Subestación y línea eléctrica.

1.2.2.3 Central hidroeléctrica en canal de riego

Se distinguen dos tipos de centrales dentro de este grupo:

- Aquellas que utilizan el desnivel existente en el propio canal. Mediante la instalación de una tubería forzada, paralela a la vía rápida del canal de riego, se conduce el agua hasta la central, devolviéndola posteriormente a su curso normal en canal.
- Aquellas que aprovechan el desnivel existente entre el canal y el curso de un río cercano. La central en este caso se instala cercana al río y se turbinan las aguas excedentes en el canal.

Las obras que hay que realizar en estos tipos de centrales son las siguientes:

- Toma en el canal, con un aliviadero que habitualmente es en forma de pico de pato para aumentar así la longitud del aliviadero.
- Tubería forzada.
- Edificio de la central con el equipamiento electro-mecánico.
- Obra de incorporación al canal o al río, dependiendo del tipo de aprovechamiento.
- Subestación y línea eléctrica.

1.2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA HIDROELÉCTRICO.

En una central hidroeléctrica, se transforma la energía potencial del agua en energía mecánica con una turbina hidráulica y luego, en energía eléctrica a través de un generador. En la Figura 1.4 se muestra el esquema de una mini central típica con todos sus elementos, los cuales se describen a continuación:

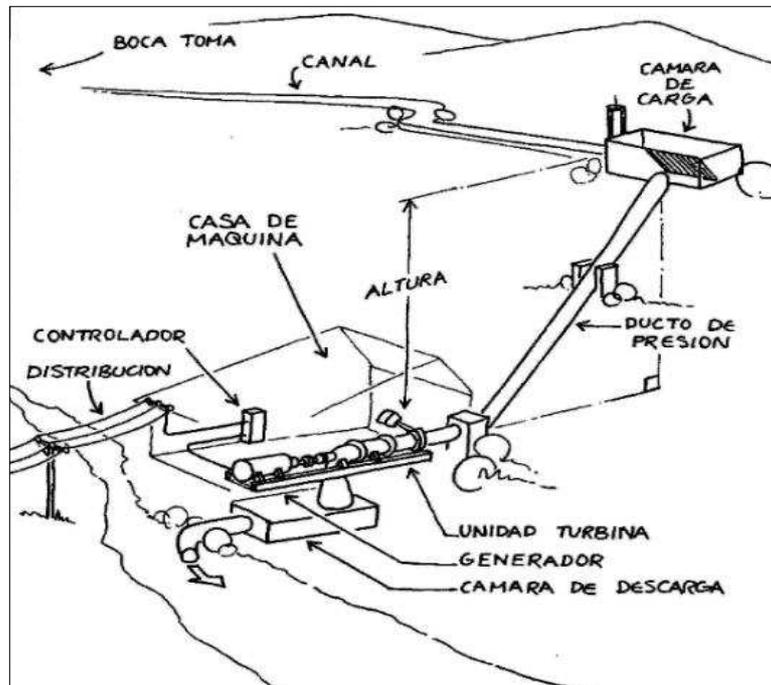


Figura 1.4 Central hidroeléctrica.

a) Obras de derivación

Este es un tipo de represa pequeña que se coloca en forma transversal al cauce del río con el fin de producir un remanso que facilite la derivación del agua hacia la bocatoma. También se utiliza para asegurar que la corriente esté siempre al alcance de la bocatoma en sitios donde el caudal se reduce mucho durante la época seca.

b) Obras de bocatoma

Este elemento se encarga de introducir y controlar el ingreso de agua al canal, el cual incluye una compuerta de toma del recurso hídrico y una compuerta de lavado, previo al ingreso del agua al desarenador. La bocatoma sirve como una zona de transición entre una corriente y un flujo de agua que debe ser controlado, tanto en calidad como en cantidad; por lo tanto la bocatoma exige un diseño cuidadoso, así como una ubicación adecuada.

c) Obras de conducción

- Desarenador: El agua captada del río a través de la bocatoma y conducida por el canal de conducción transporta pequeñas partículas de materia sólida en suspensión compuesta de materiales abrasivos (como arena) que ocasionan el rápido desgaste de los alabes de la turbina y también el material de la tubería de presión por efecto de la fricción. Para eliminar este material se usan los desarenadores. En ellos la

velocidad del agua es reducida con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo de donde podrán ser removidas oportunamente. Es necesario que el sedimento se asiente tanto al inicio del canal como en la entrada del agua a la tubería o cámara de carga. En resumen el desarenador cumple la función de sedimentar las partículas que lleva el agua en suspensión en el canal de conducción.

- Canal: es una estructura utilizada con el fin de conducir el agua a una distancia relativamente grande desde la bocatoma hasta la entrada a la tubería de presión, con un mínimo de pérdida de cabeza (mínimo de pérdida del nivel) y mínimo costo. Puede ser un canal abierto o tubería enterrada.
- Cámara de carga: es un punto de acumulación del agua antes de entrar a la tubería de presión. Como acumulador, puede servir para entregar agua extra al sistema durante las horas pico o para suplir temporalmente de agua en caso de una obstrucción en el canal. Además sirve para sedimentar las impurezas del agua, retirar los elementos flotantes, controlar la entrada de agua a la planta y desviar el exceso.
- Tubería de presión: es la tubería que conduce el agua a presión (tubo lleno) hasta la turbina.

d) Sala de máquinas

- Turbina: es el elemento encargado de transformar en energía mecánica la energía contenida en el agua. Existen diferentes tipos de turbina según la relación de caída y agua. Entre ellas se encuentran turbinas tipo Francis, Pelton y Kaplan (ver el Anexo 4 para más detalles sobre los tipos de turbinas hidráulicas).
- Generador o Alternador: se encarga de convertir la energía mecánica recibida de la turbina a través de un eje, en energía eléctrica. La potencia de los generadores tiene que estar acorde con el de la turbina. Para proyectos de nano y micros centrales generalmente se usan alternadores, que generan electricidad a corriente directa (CD), a 12 ó 24 voltios. En proyectos más grandes, los generadores producen electricidad a corriente alterna (CA) a voltajes mayores.
- Transformador o Inversor: se utiliza para elevar el voltaje de la corriente generada. En muchos casos se puede prescindir del transformador, pero si se debe transportar la corriente a grandes distancias y el generador trabaja a bajo voltaje, es necesario

utilizar un banco de transformadores. En proyectos de nano y micros centrales, se puede aplicar un inversor el cual tiene la función de convertir la electricidad de corriente directa a bajos voltajes, generada por el alternador, a corriente alterna de voltajes mayores (por ejemplo: de 12 V a 110 V).

1.3. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.

1.3.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS PCH EN NUESTRO PAÍS.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), como ente regulador encargado de las actividades del sector eléctrico del país tiene identificadas las PCH de nuestro interés, y es la fuente primaria para la identificación detallada de cada una de estas.

A continuación presentamos las centrales que se encuentran en funcionamiento en nuestro país dentro del intervalo de la presente investigación (En el anexo 2, se detallan más características de cada una de las centrales):

Central: Sonsonate	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Sonsonate	Sensunapán	Barrio El Ángel	Barrio El Ángel
Municipio: Sonsonate			250 m
Ciudad: Barrio El Ángel			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	288,800.0	421,500.0	200
Represa/Dique	289,025.0	421,625.0	205

Central: San Luis I	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Santa Ana	Suquiapa	Cantón Nancintepeque	Cantón Nancintepeque
Municipio: Santa Ana			700 m
Ciudad: Cantón Nancintepeque			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	318,950.0	448,500.0	397.0
Represa/Dique	319,237.5	447,862.5	416.0

Central: Cutumay Camones	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Santa Ana	El Sauce	Colonia Las Margaritas	Colonia Las Margaritas
Municipio: Santa Ana			225 m
Ciudad: Colonia Las margaritas			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	231,550.0	442,387.5	502.0
Represa/Dique	321,650.0	442,300.0	515.0

Central: Milingo	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: San Salvador	Acelhuate	Cantón Milingo	Cantón Milingo
Municipio: Ciudad Delgado			60 m
Ciudad: Cantón Milingo			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	291,400.0	482,000.5	422.0
Represa/Dique	291,300.0	482,550.0	460.0

Central: Bululú	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Sonsonate	Sensunapán	Reparto Zedan Poniente	Rpto. Zedan Poniente
Municipio: Sonzacate			550 m
Ciudad: Res. las palmeras			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	289,704.5	422,218.5	242.9
Represa/Dique	290,086.5	422,343.5	251.3

Central: Atehuasis	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Ahuachapán	El Molino	Loma de la gloria	Loma de la gloria
Municipio: Ahuachapán			255 m
Ciudad: Cantón Chancuyo			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	311,900.0	404,125.0	491.0
Represa/Dique	311,750.0	404,250.0	543.0

Central: La calera	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Sonsonate	La Calera	Santa Lucia y La calera	-----
Municipio: Juayúa			629 m
Ciudad:			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	301,450.0	421,155.0	803.0
Represa/Dique	301,711.0	420,695.0	895.0

Central: La Chácara	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: San Miguel	Carolina	----	----
Municipio: Carolina			----
Ciudad: Cantón la chácara			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	297,360.0	576,400.0	800
Represa/Dique	302,630.0	573,820.0	220

Central: Miracapa	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: San Miguel	Carolina	----	----
Municipio: Carolina			----
Ciudad: Cerro Miracapa			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	303,293.26	575,397.12	235.1
Represa/Dique	302,813.9	575,453.93	252.1

Central: Junquillo	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Morazán	Quebrada el Cuyapo	----	----
Municipio: San Simón			----
Ciudad: Quebrada El Cuyapo			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	296,800.0	585,000.0	1110
Represa/Dique	296,000.0	584,000.0	---

CAPÍTULO

II

CAPÍTULO II. GUÍA PARA IMPLEMENTACIÓN DE PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS.

Desde su concepción la idea de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas, conlleva consigo el desarrollo de estudios previos para determinar los recursos disponibles de lo cual depende la factibilidad del proyecto; lo cual inherentemente involucra aspectos dentro del marco legal los cuales se presentan en este capítulo como referencia para los interesados en dichos proyectos.

Además de la disponibilidad del recurso energético, y del diseño de ingeniería para un aprovechamiento óptimo de éste; se necesita estar al tanto de los requerimientos que se deben cubrir en el marco normativo de nuestro país. Para la explotación de recursos para generación de electricidad la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), tiene a su cargo y ha definido los requerimientos.

2.1 LEGISLACIÓN.

En nuestro país desde el 9 de Octubre de 1996¹ fecha en la que se emitió la ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET); dicha entidad es la competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador.

La Ley General de Electricidad², es la herramienta con la cual la SIGET rige el sector eléctrico en nuestro país, Dicha ley dice así en su art.1 “La presente Ley norma las actividades de **generación**, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a **todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas**, sean éstas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución”.

/1 Tomo 333 del Diario Oficial No. 189 del 9 de Octubre de 1996

/2 Tomo 333 del Diario Oficial No. 201 del 25 de Octubre de 1996

En las siguientes secciones de este capítulo veremos los extractos de los artículos referentes al objeto de estudio de este trabajo, así mismo los aspectos de la parte de ingeniería que se deberán cubrir para echar a andar un proyecto de pequeña generación hidroeléctrica. Para ello se describen los aspectos legales que rigen a nuestro país:

- **Art. 5 (Ley General de Electricidad).**

La generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos y geotérmicos, requerirán de concesión otorgada por la SIGET de conformidad con las disposiciones de la presente Ley, *sin embargo, la concesión para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de cinco megavatios se tramitará mediante un procedimiento abreviado, según la metodología que por acuerdo emita la SIGET.* Ver también CAPITULO II - Sección I y II, de La Ley General de Electricidad.

- **Art. 12 Reglamento de la Ley General de Electricidad.**

Para los efectos del presente Reglamento, Concesión es el acto otorgado por la SIGET, por el que se faculta a un particular para explotar un recurso hidráulico o geotérmico determinado, con la finalidad de generar energía eléctrica. La Concesión es permanente y transferible. Ver también CAPITULO II-Sección I, II, III, IV; del Reglamento de la ley general de electricidad.

La SIGET establece, los requerimientos para la explotación de recursos geotérmicos e hidráulicos mencionados en los artículos previos de la ley general de electricidad y reglamento de la ley general de electricidad; en el acuerdo 257-E-2006, “ NORMAS APLICABLES AL PROCEDIMIENTO DE LICITACIÓN PARA EL OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE RECURSOS GEOTÉRMICOS E HIDRÁULICOS CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”.

Para poner en marcha un proyecto de explotación de recursos hidráulicos la SIGET establece los requisitos comenzando con el estudio inicial; estos requerimientos se encuentran en el CAPÍTULO II Art.4 de la Normativa de Concesiones y los artículos siguientes referentes a estos.

- **Art. 4 (Normativa de Concesiones).**

El interesado en llevar a cabo estudios para la realización de un proyecto geotérmico o hidráulico, deberá presentar solicitud por escrito a la SIGET acompañada de la información siguiente:

a) Datos de la persona natural o jurídica solicitante, relativos ha:

1) Su existencia; 2) capacidad legal; y, 3) actividad económica que desarrolla, la cual debe ser compatible con este tipo de actividades.

b) Área geográfica o río, delimitada en cuadrícula geográfica de escala 1:25 000, donde se localiza el proyecto hidráulico o geotérmico de interés.

c) Objetivos específicos y descripción del proyecto.

Luego de realizado el estudio se continua con la concesión el cual está definido en la misma normativa ver CAPÍTULO III Art.14 y los posteriores para los datos a presentar.

- **Art.14 (Normativa de Concesiones).**

Para los efectos del literal b) del artículo 13 de la Ley General de Electricidad, se considerará que un estudio de factibilidad es completo, si contiene además los componentes siguientes:

a) Descripción actualizada del sistema y del mercado eléctrico de El Salvador.

b) Localización y delimitación geográfica del área solicitada en concesión en cuadrículas geográficas de escala 1:25000 o menor.

c) Resumen técnico del proyecto. Tamaño en términos de potencia (MW) y de energía (MWh/año), obras principales, síntesis del estudio de mercado, del estudio técnico y del estudio financiero, a partir de los cuales especifique al menos el potencial total estimado del área, potencia nominal instalable inicialmente, tecnologías posibles en la construcción de cada componente del proyecto, necesidades totales de capital propio y de créditos, indicadores de la rentabilidad financiera, forma del financiamiento, plazo para la realización del proyecto y fecha de entrada en operación comercial y forma proyectada de esta última.

d) Estudio de mercado

e) Caracterización y evaluación del recurso.

f) Ingeniería del proyecto. Diseños conceptuales de todas las obras del complejo hidroeléctrico o geotermoeléctrico, con especificaciones, datos y planos de diseño conceptual, desde los diques o desde los pozos geotérmicos en su caso hasta la interconexión a línea de transmisión; identificación de las normas y estándares a aplicar; metodología a desarrollar para la selección del tipo de planta y ciclo termodinámico; tecnología prevista de la perforación y de los equipos de la central generadora; descripción

de la forma de operación de la planta, propuesta de mediciones y controles para asegurar una explotación eficiente, racional y sostenible del recurso. Identificación de requerimientos sobre posibles transferencias de derechos de propiedad o de uso de bienes del Estado existentes en el área de concesión.

g) Modo de ejecución del proyecto en cada una de sus obras componentes. Consideraciones ambientales para la construcción y la operación.

h) Programación empleando diagramas de Gantt con método de ruta crítica y diagramas funcionales de la organización para la construcción y para la operación del proyecto.

En esta programación y para los fines de determinar la fecha de entrada en operación comercial, el solicitante deberá tomar en consideración el tiempo requerido después de la firma de la contrata, para iniciar las actividades de campo de la concesión.

i) Presupuesto, forma de financiamiento, flujo de ingresos y egresos desde la construcción hasta horizontes de veinticinco años o menos de vida útil, análisis financiero con indicación de los parámetros utilizados y resultados de Tasa Interna de Retorno, Razón Beneficio /Costo, Tiempo de Recuperación de Capital y Valor Actual Neto, para cada uno de los escenarios en los que el proyecto es factible y conveniente. Destacar el escenario más probable o adoptado para los fines del proceso de otorgamiento.

j) Plan de abandono.

k) Cuadros, planos y figuras.

l) Lista de todas las referencias empleadas para la elaboración del estudio de factibilidad.

Cabe mencionar que el estudio previo ya ha finalizado con las etapas de pre-factibilidad y factibilidad en los cuales se recogen los datos técnicos y financieros para llevar a cabo el proyecto y se obtengan los resultados esperados.

2.1.1 ACELERACIÓN DEL PROCESO DE CONCESIÓN PARA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS HIDRÁULICOS.

En el marco de la legislación para proyectos de generación menores a los 5,000kW, **del Artículo 5 de la Ley General de Electricidad**, al establecer que será la SIGET quien emitirá el procedimiento correspondiente para la concesión de pequeñas plantas generadoras.

La creación del señalado procedimiento tiene como fin incentivar la inversión privada en el sector electricidad, no solo por medio del empleo de grandes capitales, sino también a través de proyectos que se encuentran al alcance de la mayor parte de la población, como son aquellas concesiones para plantas generadoras con capacidad nominal total que no sobrepasen 5 MW. Para facilitar su alcance, es necesario crear un procedimiento abreviado con relación al que la Ley General de Electricidad establece para las concesiones que superan tal capacidad, mismo que permita su obtención a la mayor brevedad posible, sin el sometimiento a trámites innecesarios que desmotivan a los interesados a continuar con el procedimiento.

Como se menciona anteriormente la SIGET por medio del acuerdo 258-E-2003 “PROCEDIMIENTO ABREVIADO PARA EL OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE RECURSOS GEOTÉRMICOS E HIDRÁULICOS CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA PLANTAS GENERADORAS CON CAPACIDAD NOMINAL TOTAL, IGUAL O MENOR DE CINCO MEGAVATIOS ”. Ha simplificado los requisitos para la agilización del proceso de concesiones; acá se mencionan de manera breve y que se puede revisar más detallado en el acuerdo mencionado desde el sitio Web de la SIGET, o en el CD que acompaña este documento, la aceleración al solicitar la concesión se inicia con la presentación de dicha solicitud mediante los Formularios No. CH-1(para recursos hidráulicos) y No. CG-1(para recursos geotérmicos) **Art. #7 ac-283-E-2003**; en el cual el estudio previo ya casi ha sido completado con los datos necesarios de ingeniería del proyecto y sostenibilidad financiera de la entidad o persona interesada; junto a esto se presentarán los requisitos y normativas con énfasis en el impacto ambiental, el cual deberá incluir la aprobación de los requisitos establecidos por el Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales (MARN) **Art. #15, Art. #16, Art. #17, ac-283-E-2003**, u otras legislaciones internacionales aplicables al contexto de medio ambiente por ejemplo “Directrices del Banco Mundial sobre el ambiente, la salud y la seguridad” y las “Directrices de la Organización Mundial de la Salud para la calidad del agua potable”, con referencia a la explotación de recursos hidráulicos. Luego de otorgada la concesión se podrán concluir los estudios restantes para algunos detalles de ingeniería, el análisis financiero; los cuales serán presentados en un lapso de tiempo definido por la SIGET.

2.2 NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONALES APLICABLES PARA LA IMPLEMENTACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS PCH'S.

En nuestro país dentro de las normativas del sector eléctrico podemos recalcar el hecho de que la mayor cantidad de normas que se toman en cuenta desde el diseño hasta la implementación de una PCH, son de otros países. Estas se han adaptado a nuestro país; así como los números son los mismos en Europa y en América y en cualquier parte del mundo, las normativas eléctricas tienen esa ventaja de ser las mismas que rigen a la gran mayoría de equipos, con ciertas variaciones una de la más sobresaliente es la diferencia de frecuencia entre Europa y América; por lo demás los cuidados que se deben tomar en cuenta son los mismos en cualquier lugar del planeta.

Es por ello que en lo referente al tema de PCH, este no rompe el molde partiendo del hecho que hasta la fecha no existe normativa de diseño de las instalaciones de una PCH. Existen varias guías que sirve para diseñar e implementar estos proyectos.

Dentro de esta investigación, se pretende presentar como un agregado algunas de las normativas internacionales para el desarrollo, mantenimiento y control de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Se han identificado algunas normas o estándares aplicables a las centrales hidroeléctricas, de las cuales se presentan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Normas del Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE)

NORMATIVAS APLICABLES A CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.
IEEE Std. 421.1-1986 Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines
IEEE Std. 1020-1988 Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants
IEEE Std. 1010-1987 Guide for Control of Hydroelectric Power Plants
IEEE Std. 1147-1991 Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants
IEEE Std. C37.102-1995 Guide for AC Generator Protection
IEEE Std. 115-1995 Guide Test Procedures for Synchronous Machines
IEEE Std. 112- 1996 Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators

De las normas o estándares descritos en la tabla anterior están para asistir en el planeamiento de diseño, desarrollo, y operación de una pequeña planta hidroeléctrica.

En este documento se establecerá un rango de generación de las centrales hidroeléctrica, y estas se denominaran micro, mini, nano, etc. Según su capacidad de generación de los proyectos hidroeléctricos. En la tabla 2.2 se presenta los rangos de generación para las centrales hidroeléctricas.

Tabla 2.2 Rangos de generación de las centrales hidroeléctricas.

Tamaño	Potencia	Usos: Aplicaciones
Nano o pico	Menos de 1 kW	Para uso familiar y aplicaciones mecánicas
Micro	De 1 kW a 100 kW	Para una red eléctrica comunal (Sistema Aislado)
Mini	De 100 kW a 1000 kW	Para varias comunidades dentro de un rango de 10 a 40 km., y/ó conexión a la red nacional
Pequeñas	De 1 MW a 5 MW	Para una pequeña ciudad y comunidades aledañas, además de conexión a la red eléctrica.

Ya descritos los rangos de generación de las centrales hidroeléctricas, en este trabajo se ha delimitado estudiar las centrales que están en el rango de 1 kW a 700 kW. Determinadas las unidades nominales se procede a tomar algunas de las recomendaciones descritas en los estándares del Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicas en adelante IEEE.

2.2.1 RECOMENDACIONES DE LAS NORMAS IEEE

2.2.1.1 Tipos de unidades

Para las centrales hidroeléctricas se utilizan pequeñas unidades de turbinas que pueden ser de cualquier tipo que estén disponibles comercialmente en la industria, incluyendo las bombas operadas como turbinas, pero dejando fuera las bombas-turbinas reversibles. También de manera exclusiva los pequeños hidrogeneradores del tipo de corriente alterna y este pueden ser de cualquier tipo síncrono o de inducción para su uso. Usualmente las pequeñas unidades están previstas para requerimientos mínimos en la puesta fuera de servicio y en los trabajos de instalación.

En la industria existen equipos de generación que tienen ejes verticales, horizontales o inclinados con el fin de cumplir con las condiciones física donde se realizara el proyecto

para la generación de energía. Cabe mencionar que no hay diferencias principales en equipo de control para un equipo de generación vertical contra una horizontal.

Las aplicaciones de las pequeñas unidades son comúnmente aplicadas en situaciones donde el costo de los trabajos de construcción civil es mínimo. Estas incluyen la presa, las tuberías, canales, las estructuras del dique que pueden ser construidas económicamente.

Para la instalación de generadores particulares revisar las normas ANSI/NFPA 70-1987, Código Nacional Eléctrico, Artículo # 705, donde esta es la norma para que personas particulares instalen generadores.

2.2.1.2 Operación y Control

Normalmente las pequeñas unidades de la centrales hidroeléctricas son acondicionada con circuitos para habilitar sus operaciones que no requieren observaciones frecuentes, de ahí se implementa un control por medio de equipo de automatización para un sistema realimentado que no requiera de monitoreo por personal de mantenimiento.

2.2.1.3 Interconexión a la red eléctrica

En las comunidades aisladas, no es necesario la interconexión a la red eléctrica dado por varias razones, una de las mas importante que no presenta excedente de energía que se genera, es decir, que toda la energía generada se consume dentro de la comunidad, pero para comunidades que tienen excedente, se ve la necesidad de inyectar energía a la red eléctrica.

Generalmente las pequeñas plantas hidroeléctricas están conectadas a las compañías locales de distribución de energía eléctrica, y son conectadas directamente a cualquier transformador principal de una subestación de distribución para suministrar una parte o toda la carga local o privada a algún ente interesado.

2.2.2 EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Para comenzar a evaluar un proyecto centrales hidráulicas se tiene que determinar la viabilidad del proyecto por medio de varios parámetros de los cuales podemos mencionar las características físicas, datos del comportamiento de flujo del agua del río, tamaño de la central y el tipo de equipos. Éstas y otros parámetros se detallan a continuación.

2.2.2.1 Característica del lugar

Existen tres grandes categorías en donde caen los proyectos de centrales hidroeléctricas según el lugar donde se desarrollaran los trabajos:

a. Sitios nuevo

Son aquellos que no tienen ninguna instalación existente donde se realizará el proyecto, modificaciones o rehabilitación. Un nuevo sitio requerirá de una construcción civil extensa para una presa, conductos de agua, vertedero, central eléctrica y otras instalaciones.

b. Sitios desarrollados

Son aquellos que ya tienen unas estructuras significativas de superficie inclinada que pueden ser añadidas o adaptadas para acomodar la instalación del equipo de generación. Los sitios desarrollados podrían incluir a centrales eléctricas abandonadas, presas existentes, y vías fluviales asociadas con la irrigación, flujo del control, la reconstrucción, el abastecimiento de agua, o sobre flujos de aguas residuales.

c. Sitios trabajados

Son aquellas que tienen unidades de generación funcionales en el lugar, y puede o no tener provisiones para la instalación convencional de pequeñas unidades adicionales.

2.2.3 DATOS DE FLUJO

El flujo de agua disponible y la altura determinan la potencia y la energía que puede ser obtenida en la instalación de una central hidroeléctrica. Ésta puede ser influenciada por exigencias externas como lo son necesidades de irrigación y mantener una liberación controlada de agua río abajo para causar el mínimo impacto sobre un sistema de abastecimiento de agua. Para ello se realiza un estudio del flujo de agua del río, donde esta información puede ser obtenida en agencias apropiadas de gobierno. También es de tener en cuenta que diariamente el flujo de agua presenta variaciones para ello se ve necesario realizar el estudio del comportamiento del río. En este se tiene que registrar los valores máximos y mínimos, y proyectarlos para estudiar el impacto que pueda producir el proyecto, además tomar esta información para el diseño de estructuras de vertedero y la presa, que son factores importantes en las centrales hidroeléctrica.

2.2.4 POSICIONES DE LAS UNIDADES Y CANTIDADES.

El uso de la ingeniería y las consideraciones económicas para el diseño de las centrales hidroeléctricas está determinado por la duración de flujo del agua, el volumen del estanque disponible que estará dando una valoración del tamaño del proyecto y la cantidad de unidades de generación apropiadas al lugar o sitio. Una unidad de generación grande puede ser económicamente ventajosa del punto de vista de costo por instalación de equipos, pero esta no puede adecuarse para los valores bajos de flujo de agua y por lo tanto no pueden ser utilizados durante las temporadas secas. Para estos casos la recomendación es utilizar dos unidades pequeñas de generación, pero los gastos de instalación pueden ser más altos que para una sola unidad grande. Las unidades de tamaños diferentes pueden ser instaladas en un sitio donde se aproveche al máximo el flujo del agua. El uso de diseños estandarizados para las turbinas es utilizado con frecuencia para no alcanzar gastos elevados para la realización de un proyecto de centrales hidroeléctricas.

2.2.5 INTERCONEXIÓN PARA LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y CONTROL.

Es importante para la viabilidad de una pequeña planta hidroeléctrica la conexión de una planta de salida para un sistema de utilidad, esto es dependiendo de las características del lugar que pueden requerir un nuevo equipo de subestación y líneas de distribución. Las características del lugar también pueden requerir nuevas instalaciones de comunicación del control y la supervisión de la central hidroeléctricas desde una posición remota, siendo este auto sostenible.

2.2.6 EQUIPOS

Los equipos de las plantas hidroeléctricas pueden ser divididas en dos clases:

- Equipos principales

Estos incluyen aquellos artículos directamente implicados con la producción y la transmisión de energía, como la turbina, velocidad de la turbina, regulador de carga, generador, excitador, incremento de la velocidad y el transformador.

- Equipos Auxiliares

Son los equipos en que se apoya el equipo principal, incluye tales artículos como sistemas mecánicos auxiliares, el control de unidad y los sistemas de protección, así como la estación que atienden el sistema eléctrico.

2.2.6.1 Equipos principales

- La Turbina

La turbina convierte las energías potenciales y cinéticas disponibles en las columnas de agua en energía mecánica que conduce el generador, que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. La altura, la presión de agua y el flujo dan los insumos suficientes para la selección del tipo de turbina que conviene usar en cualquier lugar. La altura y el flujo del agua determinan la capacidad de la turbina para una central hidroeléctrica.

Las turbinas hidráulicas tienen dos clasificaciones generales: las de reacción e impulso.

Existen dos tipos de clasificación para las turbinas de reacción las cuales son de hélices y las Francis. Las turbinas de hélice son utilizadas con ambas hojas fijas y con hojas variables. Tanto las turbinas de hélice como las Francis pueden ser instaladas en posiciones verticales o horizontales. Las turbinas de hélice también se pueden instalar inclinadas.

También, las turbinas de impulso se pueden clasificar como, perpendicular (Pelton), diagonal (Turgo) o de flujo cruzado. Las turbinas de impulso al igual que las turbinas de hélices pueden ser instaladas de manera horizontal o vertical.

- a) Turbinas de reacción

A continuación se hace una diferencia entre las turbinas de hélices y las Francis.

1. Las turbinas de hélice normalmente son diseñadas para funcionar con mayor eficacia entre aproximadamente una altura de 2.4 metros y 36.6 metros. Las turbinas de hélice pueden manejar rangos de flujo entre el 30% al 115% del flujo con que se diseñó la turbina y las hojas de la turbina pueden ajustarse entre el 50% al 115% de una hoja fija. Los rangos de altura para una buena operación es de 55% al 140% del valor de altura diseñado de las hojas de las turbinas ajustadas y de 65% al 140% de las hojas fijas. En general, la eficiencia máxima de la turbina a una altura nominal se puede extender en aproximadamente del 90% al 92%.
2. Las turbinas Francis, son normalmente diseñadas para operar eficientemente entre 12.2 metros y 244 metros de altura. Las turbinas Francis pueden ser operadas bajo el

rango de flujo de descarga de aproximadamente de un 40% a 110%. Debajo del flujo mínimo de diseño pueden ocurrir vibraciones y los aumentos repentinos de potencia. El rango aproximado de la altura es del 60% al 125% de la altura del diseño. En general, la eficiencia máxima de la turbina a una altura nominal se puede extender en aproximadamente del 90% al 92%.

b) Turbinas de Impulso

Las turbinas de impulso pueden ser diseñadas para operar a una eficiencia de aproximadamente de 61 metros a 1,524 metros de altura. Las turbinas de impulso pueden ser operadas a una eficiencia menor del flujo de diseño de aproximadamente de 10% a 115% del flujo nominal. El rango de altura de operación puede ser del 45% al 145% de la altura de diseño. En general, la eficiencia máxima de la turbina a una altura nominal de las turbinas de impulso debe estar en un rango de aproximadamente de 88% al 92%.

2.2.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y OPERACIÓN.

Las turbinas pueden ser protegidas de daños usando los métodos siguientes:

- Ajustar correctamente el rodete con respecto a la elevación de la columna de agua para minimizar la cavitación.
- Las turbinas de reacción operan dentro de cualquier rango de potencia nominal o dentro de los límites de la altura mínimo y máximo para disminuir la cavitación.
- La utilización de un filtro, para disminuir la cantidad de basura que pueda entrar en la turbina.
- La utilización de materiales resistentes a la corrosión para reducir los efectos de los materiales abrasivos y corrosivos llevados por el agua del mar.
- Utilizar alguna herramienta de seguridad para proteger el lugar donde este la central en caso de algún acontecimiento.
- Abastecimiento de los sistemas de bloqueo automáticos y manuales para los servomotores para prevenir movimientos mientras que la unidad se apague.
- Anticipar los problemas relacionados con las condiciones de ventilación.

2.2.8 COJINETES

Las turbinas de reacción requieren un cojinete para soportar la fuerza axial del rotor de la turbina.

Las unidades de reacción en todas las orientaciones requieren de un cojinete. El cojinete de empuje para las unidades verticales e inclinadas debe llevar una parte del peso de las piezas de rotación de la turbina y del generador. Los cojinetes guía para todas las unidades se diseñan para soportar las fuerzas radiales impuestas por las piezas de rotación. Los cojinetes guía (designados a veces como cojinetes de ayuda o de pedestal) para las unidades inclinadas y horizontales deben llevar la parte o todo el peso de las piezas de rotación de la turbina y del generador.

Las turbinas de impulso no producen fuerzas axiales de empuje por lo tanto no requieren de cojinetes de empuje, dado que pueden llevar una parte o todo el peso de la pieza de rotación en la configuración vertical e inclinada. Los cojinetes guía para todas las unidades se diseñan para soportar las fuerzas axiales impuestas por las piezas de rotación, incluyendo los que resultan de la operación desequilibrada del flujo de la turbina. Los cojinetes guía para las unidades inclinadas y horizontales también lleva una parte o todo el peso de la pieza de rotación.

2.2.9 VARIADOR DE VELOCIDAD

Los generadores acoplados directamente, de poca velocidad y de pequeña capacidad son más costosos y tienen eficiencia más baja que los generadores de alta velocidad. La opción para utilizar un variador de velocidad es una decisión económica. Los generadores de alta velocidad con una velocidad nominal de 720 rpm – 1200 rpm junto con un variador de velocidad son menos costosos y más eficientes que un generador despacio directamente conectado. Habrá pérdidas crecientes de mantenimientos asociados al uso de un variador de velocidad. Los variadores de velocidad se utilizan generalmente para las unidades de generación con ejes horizontales.

2.2.10 SISTEMA DE CONTROL DE LA TURBINA

El sistema de control de velocidad y carga de la turbina consiste en un equipo de control para la impulsión requerida, para regular el flujo de agua a través de las turbinas, y de tal modo regular la velocidad de la unidad y la salida de energía del generador conectado.

Para el control de la velocidad (operación fuera de línea o aislada) o de la generación, es necesario regular la puerta de desagüe, el ángulo de los inyectores dependiendo el tipo de turbina que se está utilizando. Para las unidades que no requieren el control de la velocidad o de la generación, se pueden utilizar dispositivos simples de encendido y apagado para el sistema como una válvula de mariposa.

Para el control de una pequeña planta hidroeléctrica conectada a una rejilla de energía, el sistema de control funciona como un posicionador en respuesta a algunas señales externas. Para las centrales eléctricas más grandes, debido a las condiciones del sistema hidráulico o eléctrico, el sistema de control puede incluir un sistema de control de lazo cerrado (gobernador) debido a requisitos del sistema hidráulico o eléctrico.

El sistema de control de las turbinas incluye un actuador, que convierte las señales de control externo para el movimiento mecánico de la puerta del desagüe, las válvulas, puertas del dique y los inyectores. En general una unidad de energía hidráulica incluye una bomba de aceite, un tanque de presión, una válvula de alivio, y un servomotor.

El gobernador detecta la velocidad de la unidad, la posición de la puerta y la salida de energía para ajustar el dispositivo de control de la turbina según la regulación de la velocidad.

2.2.11 GENERADOR

Los generadores síncronos o de inducción se utiliza para convertir la energía mecánica de la turbina a energía eléctrica. La economía y las otras consideraciones discutidas determinaran que tipo se debe de utilizar para un lugar específico. Ambos tipos generadores son generalmente usados para las pequeñas centrales hidroeléctricas. La mayoría de las instalaciones utilizan generadores síncronos. Los generadores de inducción se utilizan solamente cuando las condiciones y la economía del sistema lo permite.

- **Generadores Síncronos**

La ventaja principal de un generador síncrono para las pequeñas plantas hidroeléctricas es su capacidad para funcionar con una administración o con el factor de poder de aislamiento, por el control de su excitación. La mayoría de los generadores requieren suministrar energía reactiva. Se debería tener un factor de potencia para la carga local requerida, o la utilización del factor de potencia de uso general en el sistema eléctrico, o ambos, que se extiende

comúnmente entre 0.9 y 0.95. Algunos usos pueden requerir una máquina con un factor de potencia más bajo.

Otra ventaja del generador síncrono es su capacidad de establecer su propio voltaje de funcionamiento y de mantener la frecuencia mientras se encuentra funcionando en condiciones aisladas a la red eléctrica nacional. Así, si la interconexión al sistema eléctrico se separa, el generador puede continuar suministrando a la subestación y a la carga local. Para utilizar esta ventaja requiere el control exacto de la velocidad, el control de la potencia de salida (gobernador), el voltaje y el control de la potencia reactiva (regulador de voltaje automático).

Los reguladores de voltaje automáticos comparan el voltaje medido del generador con el valor de referencia y ajustan la salida del excitador para reducir la diferencia a cero. El dispositivo usado para ajustar el valor de referencia es generalmente un motor, permitiendo el control desde una posición remota.

2.2.12 SISTEMAS MECÁNICOS AUXILIARES

Varios equipos y sistemas auxiliares son aplicados según los requerimientos para una instalación en particular. Estos pueden ser incluidos a continuación:

- Sistemas de lubricación
- Bombas de sumidero (son usadas para fugas de agua en la casa de máquinas)
- Compresor de aire
- Válvula de Admisión de Aire (son usadas para admitir aire a la turbina)
- Sistema de enfriamiento
- Sistema de protección y detección de fuego

2.2.13 SISTEMA DE LA ESTACIÓN DE SERVICIO ELÉCTRICO.

El diseño de una estación de servicio para las pequeñas centrales hidroeléctricas pueden variar considerablemente dependiendo según la consideración de una combinación de factores, pero no limitado a:

- El grado de importancia del generador o generadores
- El número de transformadores a ser instalados

- El número y disponibilidad de fuentes de potencia para la planta
- La disponibilidad de sistemas auxiliares eléctricos y mecánicos para la planta.

Para el objetivo de esta norma, dos casos básicos son considerados:

- a. Un solo suministro típicamente auxiliar para una planta no crítica cuya pérdida de generación puede ser tolerada, y que no sufriría ningún daño debido a la pérdida de sistemas auxiliares.
- b. Las múltiples fuentes auxiliares para plantas críticas cuya generación es importante, serían puestas en peligro por la pérdida de sistemas auxiliares.

2.3 ESTUDIOS PRELIMINARES.

2.3.1 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ^(1, 6 y 7)

El análisis de la demanda es un aspecto importante para el diseño o estudio de una Micro o Mini central hidroeléctrica, sus resultados deben aportar el consumo actual de la población a la que se desea suministra energía, y con él proyectar la demanda durante un periodo de tiempo según la necesidad.

Por tratarse de un análisis en zonas rurales aisladas, donde las poblaciones se encuentran alejadas de los grandes servicios interconectados y muchas veces aún sin servicio eléctrico alguno, no es posible aplicar los métodos globales para la estimación de la demanda futura de un país como la extrapolación de la demanda anterior o modelos econométricos en base a indicadores nacionales o departamentales.

Cada región aislada tiene sus propias características con respecto a densidad y crecimiento poblacional, infraestructura y servicios existentes, recursos naturales y potenciales de producción, etc. Por lo tanto cada región aislada prevista para la electrificación, necesita una evaluación particular de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía eléctrica, tanto en gabinete como en campo.

2.3.2 METODOLOGÍA

El trabajo se realiza en dos etapas. La primera etapa contempla la preparación de los materiales y herramientas para el estudio de campo en la oficina, la segunda etapa se refiere al mismo trabajo de campo.

Trabajo en oficina

- Buscar mapas de ubicación y topografía de la zona de trabajo.
- Ubicar e identificar las vías de acceso y las facilidades de transporte.
- Ubicar y levantar información estadística sobre población de las localidades involucradas en el proyecto, número de viviendas, servicios básicos existentes y otros.
- Preparar fichas de encuestas, las cuales se deben aplicar al menos al 20% de la población características domiciliarias, principales actividades, producción, ingresos, gasto actual en energía, acceso a mercados, migración, etc.

Trabajo de campo

- Coordinar con las autoridades, líderes locales y representantes de las organizaciones de base.
- Entrevistas a las autoridades para conocer sus planes de desarrollo.
- Evaluar el grado de organización de las diferentes instancias que participan en el proceso.
- Aplicar las encuestas
- Identificación de las instituciones públicas, servicios básicos existentes, negocios e industria
- Realizar talleres de identificación de necesidades y demandas.
- Preparar a la población para un adecuado empleo de la electricidad en la mejora de las actividades tradicionales de la comunidad
- Verificar los proyectos ejecutados y en gestión

2.3.3 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ACTUAL

El suministro de energía eléctrica tiene el propósito mejorar las condiciones de vida del usuario, al ofertar energía para el uso doméstico y productivo con un servicio confiable durante todo el año. Por esta razón es necesario que se tenga una idea clara del estado energético actual de la comunidad además de otros factores como son: la situación económica, la productividad y las perspectivas para el desarrollo, pues la energía eléctrica trae no solamente beneficios para los usuarios, sino también obligaciones.

Información básica

Con el fin de identificar la demanda actual de la comunidad o centro poblado a la cual se planea suministrar energía, se debe conocer información que refleje el consumo energético.

- Población actual
- Tasa de crecimiento intercensal
- Número actual de viviendas o usuarios
- Capacidad instalada en negocios, talleres, servicios, industria

Cálculo de la demanda actual

En pequeños sistemas aislados rurales, por lo general la estimación de la demanda se realiza en base a la potencia, es decir a la demanda máxima de potencia. A continuación se presentan dos métodos basados en la “potencia”.

a. Método aplicado por Grupo para el Desarrollo de Tecnología Intermedia (The Intermediate Technology Development Group, ITDG).

El método considera 4 tipos de cargas con las siguientes consideraciones:

- **Demanda doméstica:** Es la demanda “residencial” estimando una potencia de 250 a 400 watts por vivienda. Se toma en cuenta su ubicación geográfica, tamaño promedio de las viviendas, número y tipo de focos a utilizar, equipos electrodomésticos y otros.

- **Demanda institucional:** Se estima una potencia en base a las instituciones existentes (escuelas, postas de salud, municipio, local comunal, iglesia, etc.)

- **Demanda industrial:** Se basa en las “industrias” actuales y su posible tecnificación con el apoyo de la energía eléctrica (bodegas, hoteles, carpinterías, aserraderos, piladoras de arroz, etc.). En pequeños centros poblados, esta demanda es mínima o nula, sin embargo de acuerdo a las características del centro poblado, su ubicación, su producción, etc. se puede estimar una demanda de potencia.

- **Alumbrado público:** Esta carga está compuesta por el número de luminarias que se quiere instalar para este servicio.

Toda esta información es vaciada en la tabla 2.3 en la que se incluirá factores de simultaneidad y de uso. No todas las demandas se producen simultáneamente y es claro que de acuerdo al grado de pobreza o desarrollo, el consumo industrial variará durante la noche, esto nos lleva a considerar una demanda DIURNA y una NOCTURNA. Asimismo, de incluyen dos factores: de simultaneidad y de uso.

- Factor de simultaneidad (fs): Posibilidad de que un número de usuarios utilicen el mismo equipo en el mismo momento, varía entre 0 y 1.

- Factor de uso (fu): La intensidad en el uso de los equipos, varía entre 0 y 1.

Tabla 2.3: Cálculo de la demanda actual

CALCULO DE LA DEMANDA ACTUAL							
Tipo de Carga	Pot. Max. (kW)	Carga Diurna			Carga Nocturna		
		fs	fu	kW	fs	fu	kW
Doméstica							
Alumb. Público							
Institucional							
Industrial							
		Total Diurno			Total Nocturno		

Al resultado final, la mayor potencia hallada en uno de los horarios (diurno o nocturno), se incluye las pérdidas en las redes de transmisión eléctricas (5 % a 10%), lo que nos daría finalmente la demanda actual a considerar en el diseño del sistema.

b. Método que considera la demanda de energía

Es un método más riguroso que requiere una mayor información acerca de las actividades de la comunidad o centro poblado.

- **Actividades en el hogar:** hora de acostarse, levantarse, preparar los alimentos, etc.

- **Actividades industriales y comerciales:** agricultura, industria maderera, pesca, ganadería, minería, bodegas, restaurantes, hoteles y otros.

- **Servicios públicos:** colegios, escuelas, salud, comunicaciones, agua y saneamiento.

Con esta información se obtiene una visión de las necesidades de la comunidad y puede asignarse una demanda o potencia eléctrica a cada una de ellas, en lo que respecta a cada uno de los sectores:

- **Demanda residencial:** Se requiere tomar una vivienda representativa y proyectarla hacia el total de las viviendas. La información de la demanda residencial se dividirá en, i) iluminación, ii) conservación y preparación de alimentos, iii) recreación y comodidades.

- **Demanda industrial y comercial:** Se puede prever casos individuales de acuerdo con el tipo de industria y podría considerar, según sea el caso, una muestra representativa de una industria mayoritaria, si fuese necesario. Algunos datos de la demanda industrial se pueden ver en la tabla 2.4.

- **Servicios públicos:** La energía eléctrica aportará soluciones en materia de salud, educación, comunicaciones, alumbrado público entre otros.

Toda la información obtenida es vaciada en la tabla 2.5. En la segunda columna se coloca la potencia del equipo eléctrico a utilizar. La tercera columna corresponde al factor de Simultaneidad, este valor es directamente proporcional al número de usuarios, al tipo de actividad y al horario. La cuarta columna es el número de usuarios: residenciales, industriales, comerciales o servicios públicos.

Tabla 2.4 Potencia media de algunos equipos.

Potencia media de algunos equipos	
Residencial	Potencia (W)
Nevera o refrigerador	250
Televisor	100
Radiograbadora	40
Equipo de sonido	100
Licuada	200
Ventilador	100
Máquina de coser	100
Plancha	1,000 - 1,500
Radio – teléfono	100
Cocina eléctrica (por boquilla)	1,000 - 1,500
Agroindustria	Potencia (kW)
Aserradero	30 – 60
Carpintería	3 – 15
Trapiche	10 – 20
Telares	2 – 6
Molinos de granos	3 – 20
Beneficiarios de café	5 – 30
Molinos de canteras	6 – 30
Fábricas de hielo	6 – 60
Cuarto frío o cámara de refrigeración	6 – 60
Bombeo	2 – 100

Tabla 2.5 Evaluación de la demanda actual

EVALUACIÓN DE LA DEMANDA ACTUAL														
UTILIDAD	Potencia (W)	FS (%)	N°	HORARIO DE USO (HORAS)								kWh		
				0-5	5-7	7-11	11-13	13-17	17-19	19-21	21-24	Día	Año	
RESIDENCIAL														
Iluminación														
Conservación de alimentos														
Recreación y comodidades														
Otros usos														
Total Residencial														
INDUSTRIAL Y COMERCIAL														
Motores														
Refrigeradoras														
Hornos														
Iluminación														
Otros usos														
Total Industrial/Comercial														
SERVICIOS PÚBLICOS														
Salud														
Alumbrado público														
Otros servicios públicos														
Total servicios públicos														
TOTAL														

El horario de uso representa las 24 horas del día, dividido en periodos según la actividad de la comunidad. Esta división se obtiene de la información recogida en campo. En la tabla 2.6 se consideró la siguiente distribución:

Tabla 2.6 Periodos de actividad

PERIODOS DE ACTIVIDAD	
Periodo	Actividad
0 – 5	Descanso
5 – 7	Desayuno
7 – 11	Actividad Industrial
11 – 13	Almuerzo
13 – 17	Actividad Industrial
17 – 19	Comida
19 – 21	Recreación
21 – 24	Descanso

La demanda potencial en un periodo correspondiente a una actividad dada en la tabla 4, se obtiene como el producto de la potencia del equipo eléctrico usado en ese periodo por el factor de la simultaneidad y por el número de usuarios; el total de la demanda potencial del periodo en mención será la suma de todas las demandas potenciales, de forma que al final

se obtendrá el total de la demanda de acuerdo con cada periodo de las 24 horas del día, denominándose a la de mayor valor “demanda pico”.

2.3.4 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA FUTURA

La demanda futura es el pronóstico del crecimiento de la demanda potencial o actual en energía y/o potencia en un periodo de tiempo preestablecido por el diseñador del sistema (micro o mini central hidroeléctrica). El crecimiento de la demanda debe calcularse de forma cuidadosa ya que se realiza con base a estimados de: natalidad, mortalidad, migración, emigración, perspectivas de desarrollo y otros.

Fórmula estadística

Un método sencillo para la estimación de la demanda futura es la aplicación de fórmulas estadísticas que incluyen como variables la demanda actual, tasa de crecimiento y el número de años de proyección. El método considera un crecimiento uniforme a lo largo del periodo considerado.

$$P_n = P_o \times (1 + i)^n \quad (2.1)$$

Donde:

P_n = Potencia proyectada al año “n” (kW)

P_o = Potencia estimada para el año “0” (kW)

i = Índice o tasa de crecimiento considerado

n = Número de años de proyección (10 años a 30 años)

Es posible, por ejemplo, en base a la tabla 2.5 estimar o calcular la demanda futura año a año, incluyendo una tasa de crecimiento para cada año, en particular para los primeros 5 años donde es posible que la tasa de crecimiento varíe por el mismo hecho de la puesta en servicio del sistema eléctrico. Ver tabla 2.7.

Curva de carga

También se tiene presente la curva de carga la cual representa el comportamiento de la demanda del sistema y está sujeto normalmente a fluctuaciones periódicas y cambios tendenciales.

Tabla 2.7 Crecimiento de la demanda por potencia y por energía residencial industrial/comercial y servicios públicos.

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA POR POTENCIA Y POR ENERGÍA												
Año	RESIDENCIAL				INDUSTRIAL/COMERCIAL				SERVICIOS PÚBLICOS			
	Potencia		Energía		Potencia		Energía		Potencia		Energía	
	%	Watts	%	kWh	%	Watts	%	kWh	%	Watts	%	kWh
0												
1												
2												
3												
4												
5												
N												

En el caso de las fluctuaciones periódicas, pueden ser de mayor importancia las variaciones originales en las horas del día (mañana, tarde y noche), de la semana o fluctuaciones estacionales.

La causa para cambios tendenciales se debe a:

- Sustitución de otras fuentes de energía por la corriente eléctrica.
- Creciente mecanización en el sector productivo (si lo tuvieran).
- Creciente tecnificación en los hogares.

El comportamiento del sector rural está definido por las costumbres de sus habitantes y el ritmo de vida que ellos llevan, por lo que se puede esperar una curva de carga típica durante todo el proyecto. En base a una planilla de carga diaria y estableciendo el tiempo de utilización de energía durante el día de cada categoría, se tienen curvas de demanda diarias. Donde por medio de estas diferentes curvas, se determina la demanda total del sistema.

De esta manera, se pretende determinar las mayores situaciones de simultaneidad posible, a fin de obtener una curva que exija la mayor potencia al sistema y que se deba adoptar como representativa. A partir de ella, se procederá a proyectar la curva de carga para cada quinquenio y de esta manera tener visión más clara del comportamiento de la demanda.

En la figura 2.1 veremos el diagrama de carga de una comunidad típica.

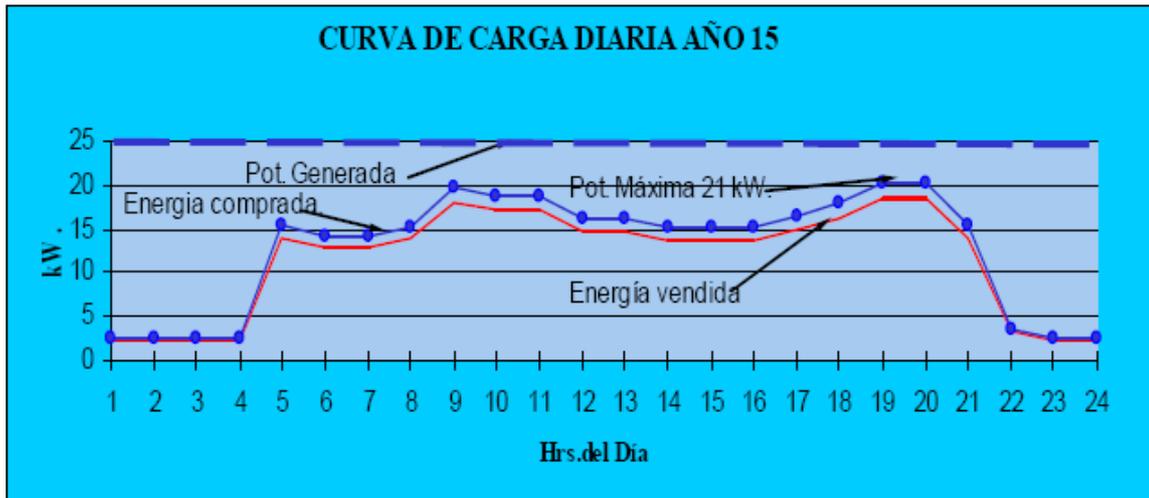


Figura 2.1 Curva de carga diaria

2.3.5 EVALUACIÓN DE RECURSOS HIDROENERGÉTICOS

Luego de haber efectuado el cálculo de la demanda de energía para un determinado pueblo, el siguiente paso consiste en realizar la evaluación del potencial de generación de energía en la zona, es decir la oferta; esto es importante a fin de definir la viabilidad del proyecto y los próximos pasos a seguir (elaboración de estudios, gestión de financiamiento, ejecución, etc.). Es evidente que al escoger el lugar de evaluación de los recursos, la ubicación de la futura casa de máquinas debe encontrarse lo más cerca posible al lugar de la carga a servir (poblado, servicios varios).

La capacidad de generación de energía mediante el empleo de agua esta determinada por la altura o caída (energía potencial) que se pueda obtener y del caudal disponible.

La altura depende a la topografía del terreno, y el caudal de las características del río o arroyo que se va a utilizar.

A continuación se describen métodos prácticos para la evaluación, de la altura como del caudal. La utilización de cualquiera de ellos dependerá de los materiales y equipos que se pueda llevar o encontrar en el lugar de evaluación, el nivel de estudio (perfil, pre-factibilidad, factibilidad), así como el tamaño del proyecto (pico, micro, mini central hidráulica), también en algunos casos se tomará en cuenta el esquema de financiamiento del proyecto.

- **Medición de Altura, Salto o Caída**

Los mapas con curvas de nivel sirven para hacer una primera estimación del salto disponible y pueden utilizarse para estudios de pre-factibilidad de micro centrales hidráulicas (Ver figura 2.2). En los estudios de factibilidad y en los definitivos se hace necesario realizar mediciones en el lugar a fin de obtener una mayor precisión. Por lo general, se requiere precisiones de 3 % o más, puesto que la caída o salto es un parámetro importante en el diseño del proyecto. Es recomendable efectuar tres mediciones y analizar los resultados en el lugar con el propósito de corregirlos u obtener nuevas medidas en caso fuera necesario.

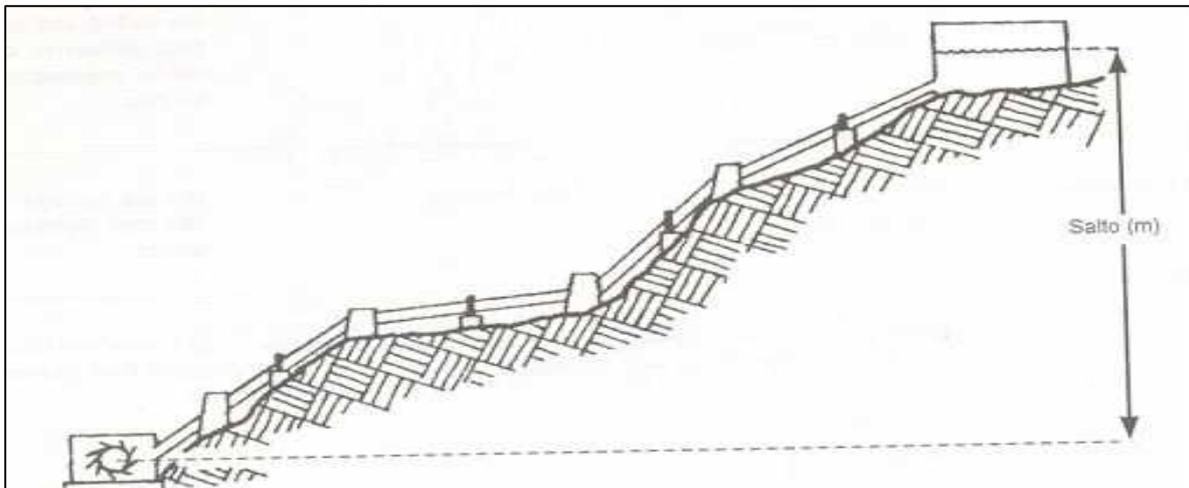


Figura 2.2 Medición de altura, salto o caída de agua.

Como se puede apreciar en la tabla 2.8, existen varios métodos para medir la altura, en esta tabla de incluyen también algunas observaciones sobre la precisión y otros detalles de cada método.

Método de la manguera de nivelación

Este método se basa en el principio de los vasos comunicantes, es recomendado especialmente para lugares con pequeñas alturas, es económico; razonablemente preciso y poco propenso a errores. En la figura 2.3 se muestra el principio del método. Se recomienda eliminar las burbujas de aire ya que podrían llevar a cometer errores.

Tabla 2.8: Comparación de técnicas de medición

Método	Ventajas y limitaciones	Precisión	Observación
Manguera de nivelación	Agotador para caídas altas. Rápido para pequeñas caídas.	Aprox. 5%	Recomendable hacerlo con 2 personas
Manguera y manómetro	Rápido, seguro. Facilita medir la longitud de la tubería de presión de una vez.	< 5%	Calibrar instrumentos
Nivel de carpintero y tablas	No apropiado para pendientes suaves y largas. Lento	Aprox. 5% en pendientes pronunciadas. Poca precisión en pendientes suaves (10-20%)	Usar solo para caídas pequeñas cuando no se dispone de otro método
Altímetro	Usados en caídas altas y medianas (>40 m), rápido	Propenso a grandes errores (30%)	Calibrar instrumentos, tener destreza. Tomar 2 o 3 medidas)
Eclímetro y cinta métrica	Rápido, facilita medir la longitud de la tubería de presión a la vez.	Buena, 5%	Muy útil para terrenos despejados. Usando en todos los lugares, sobre todo los otros métodos son lentos.
Nivel de ingeniero	Rápido y costo alto	Muy buena	No adecuado en lugares donde hay mucha vegetación
Mapa	Sólo para caídas altas. No se necesita viajar al lugar, costo bajo.	Aceptable para perfiles y prefactibilidad.	Se necesita destreza para leer planos.

Es necesario realizar dos o tres pruebas separadas para estar seguros de que los resultados finales sean correctos y confiables. De ser posible, hay que confrontar los resultados usando otros métodos.

La precisión de este método puede ser sorprendente, incluso cuando la estatura de una persona es usada como altura referencial. Los habitantes de un pueblo colombiano midieron una caída como 48 Luises y medio (Luis era el hombre que conducía la prueba), lo que traducido a longitud total fue 81.6 m pruebas posteriores hechas a gran costo, dieron como producto 82.16 m, es decir menos de 3% de diferencia.

Equipo necesario:

- 1 manguera transparente de 3/8” ó 1/2” de diámetro x 5 m de longitud.
- 2 tapones de madera o similar para tapar la manguera en ambos extremos.
- 1 cinta métrica de 5 m
- 2 reglas de madera graduadas al centímetro.
- Estacas de madera
- 1 martillo de 3 libras.
- 1 balde de 8 litros.

- 1 libreta de notas y un lapicero.
- 2 personas (mínimo).

Procedimiento

1° Llenar la manguera con agua haciendo uso del balde, tener cuidado que no queden burbujas de aire atrapadas en el conducto.

2° Seleccionar el trazo a recorrer, de arriba hacia abajo desde la futura cámara de carga o de abajo hacia arriba partiendo de la futura casa de máquinas. Si asumimos empezar desde la futura cámara de carga, los pasos a seguir son:

3° La persona X coloca una estaca en B1 haciendo coincidir con el nivel de agua de la futura cámara de carga, al mismo tiempo con un extremo de la manguera, a continuación la persona Y se traslada cuesta abajo con el otro extremo, buscando el equilibrio del agua; luego de esperar un tiempo prudente (estabilización del agua en ambos extremos), la persona Y registra la lectura en la regla graduada o mide con la cinta métrica en A1, enseguida coloca otra estaca en el pie de la regla (B2).

4° Para obtener la siguiente lectura, la persona Y permanece en su lugar y la persona X se desplaza cuesta abajo; una vez obtenido nuevamente el equilibrio del agua dentro de la manguera en ambos extremos, la persona X mide la lectura A2 y la persona Y la lectura B2.

5° Repetir el proceso hasta llegar al lugar definido como la futura casa de máquina. Registrar los datos teniendo en cuenta el modelo de la tabla 6.

Nota 1.- Si el suelo no tiene una pendiente definida, si no que sube y baja; seguir el mismo principio pero sustraiga las mediciones apropiadas.

Nota 2.- Una alternativa a la regla graduada es usar la distancia de los pies o los ojos de una persona como altura de referencia. Esto es efectivo en muchas situaciones. Si la caída está por encima de los 60 m; la precisión requiere estar solo dentro de la mitad de la altura de una persona (alrededor de 1.5 m).

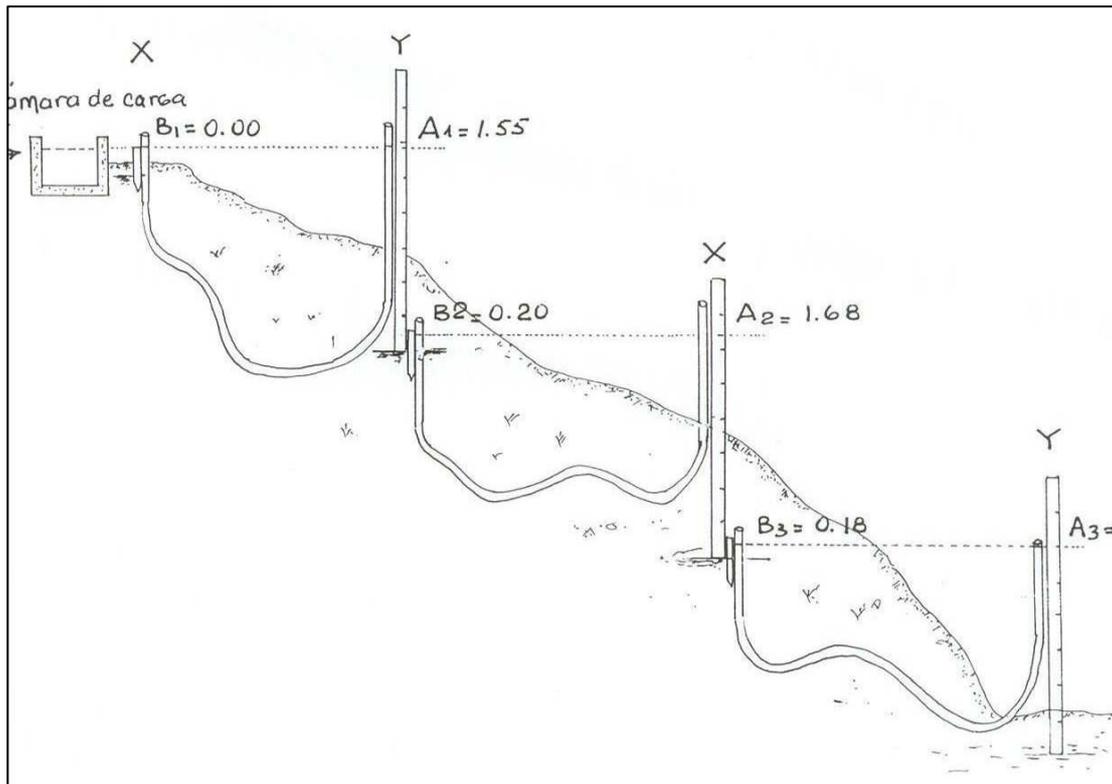


Figura 2.3 Determinación de la altura con manguera de nivelación

Método del nivel de carpintero y reglas

En principio este método es idéntico al de la manguera de nivelación. La diferencia es que la horizontalidad es establecida no por niveles de agua, si no por un nivel de carpintero o de burbuja colocado en una tabla de madera recta y fija. La figura 2.4 muestra el principio. En pendientes suaves este método es muy lento, pero en pendientes fuertes es apropiado especialmente si se trata de pequeñas caídas.

Equipo necesario

- Nivel de carpintero
- 3 reglas de madera
- 1 cinta métrica de 5 m.
- Libreta de notas y lapicero
- 3 personas como mínimo

Procedimiento

Similar al de manguera de nivelación, la figura 2.3 describe el procedimiento a seguir.

Nota: Es importante calibrar el nivel de carpintero, a fin de obtener resultados óptimos.

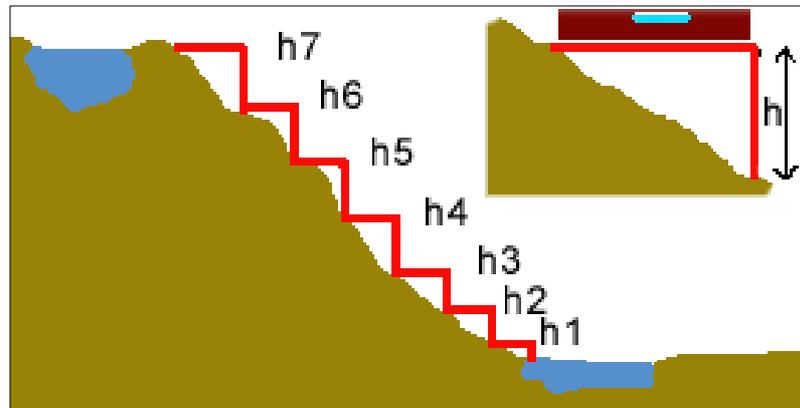


Figura 2.4. Mediciones parciales de altura

Método del eclímetro y cinta métrica

Para aplicar este método es necesario la participación de dos personas: una persona A usará el eclímetro y la persona B la apoyará. Es recomendable que la talla de ambos sea lo más parecida posible a fin de no incurrir en errores por diferencia de tamaños. No obstante, la busca de tallas similares no debe ser causa de postergación o cancelación de la evaluación del lugar; si el caso se presentara, nos podemos ayudar de una regla (de tamaño mayor a la persona A), donde previamente debe marcarse la visual, colocando el eclímetro en la posición de 0° .

El grado de precisión depende de la habilidad del operador en el uso del eclímetro.

Equipo

- Eclímetro
- Cinta métrica de 30 m.
- Estacas
- Machete
- Martillo de 3 libras
- Libreta de notas y lapicero

Procedimiento

1° Una vez definidas las personas A y B, o en su defecto la persona B tomando la regla con la señal, A tomará el eclímetro para iniciar el proceso según figura 2.5. Dirigiendo la línea

de mira a los ojos de B (o la señal en caso de la regla). En esta posición deberá graduarse cuidadosamente el ángulo del eclímetro y ajustar suavemente para evitar su movimiento.

2° Leer el ángulo vertical que forma la horizontal con la visual (91) y anotar en la libreta de notas.

3° Medir la distancia en dirección de la visual entre A y B y registrar en la libreta de notas (L1).

4° La persona A se desplazará al lugar en donde estuvo B en la primera medición, mientras que B se desplazará a una nueva posición para tomar los datos L1 y L2 y regístralos en la libreta de notas (ver tabla 2.9).

5° Repetir el procedimiento cuantas veces sea necesario.

6° Calcular las alturas parciales, aplicando la siguiente fórmula: $H_1 = L_1 \text{ Sen } \alpha$

7° Calcular la altura total o salto sumando las alturas parciales obtenidas previamente.

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

Nota 1: También se puede aplicar este método colocando el eclímetro sobre unas estacas, dirigiendo la línea de mira a la parte final de la estaca siguiente, y registrando los datos que se obtengan.

Nota 2: Es recomendable que la ubicación de las personas A y B se efectúen en los cambios de dirección del perfil del terreno, esto nos permitirá también obtener los ángulos correspondientes para el diseño de anclajes. Por otro lado las distancias de medición no deben exceder los 30 m, a fin de tener una buena confiabilidad al efectuar la visualización del ángulo respectivo.

Tabla 2.9 Registro de datos

Estacas	L (m)	α (grados)	$H_i = L \cdot \text{sen}(\alpha)$
1-2			
2-3			
3-4			
Total			

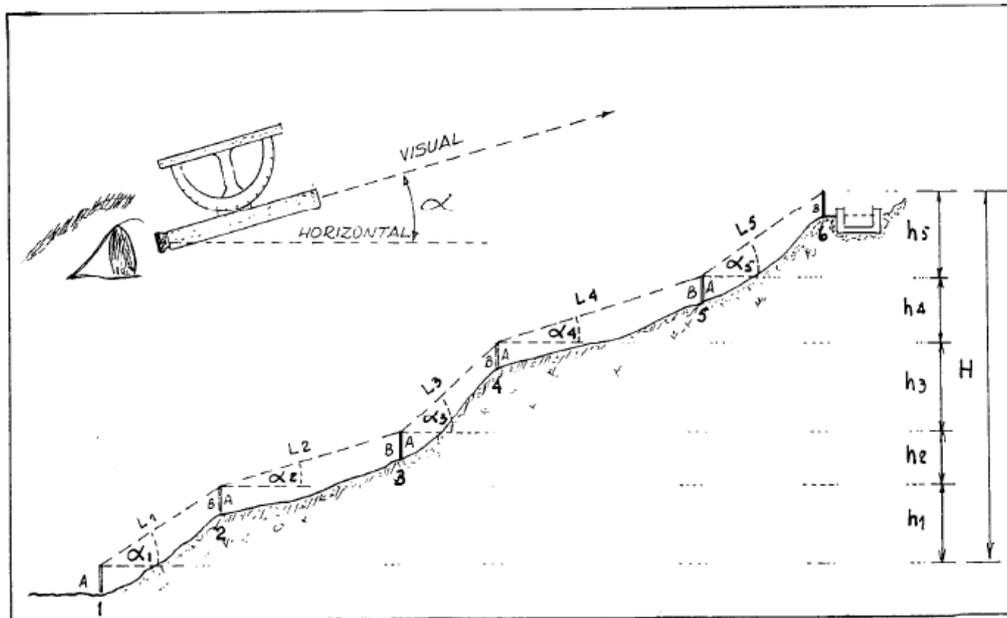


Figura 2.5.- Determinación de la altura, usando eclímetro y cinta métrica

Medición del Caudal

En razón de que el caudal de los ríos varía a lo largo del año, realizar una medida del caudal instantáneo resulta un registro aislado cuya utilidad es relativamente pequeña.

Es probable que algunas veces no exista información para hacer un estudio de hidrología, entonces nos veremos forzados a recolectar nuestros propios datos a partir de mediciones instantáneas del caudal; sin embargo de ser posible y el proyecto así lo amerita habrá que buscar especialistas en el tema, de tal forma que se pueda obtener un estimación del caudal lo más certero posible. La similitud de cuencas hidrográficas son muy utilizadas ahora para estimar un caudal donde no existe información hidrográfica.

Para nuestro caso particular nos abocaremos a efectuar la descripción de métodos prácticos para medir el caudal instantáneo en un determinado río o riachuelo. Lo ideal es hacer mediciones a diario, aunque también se usan mediciones semanales y mensuales.

Es importante que estas mediciones se realicen en temporada de sequía (ausencia de lluvias), ya que es el tiempo más crítico y el ideal para el diseño de un proyecto.

Los métodos de medición de caudal más utilizados se describen a continuación:

- Método de la solución de la sal
- Método del recipiente

- Método del área y velocidad.
- Método de la sección y control de la regla graduada
- Método del vertedero de pared delgada

Es necesario estudiar las características de estos métodos a fin de utilizarlos adecuadamente aprovechando las ventajas que ofrecen en cada caso particular. A continuación se presentan los más utilizados:

Método del recipiente

El método del recipiente es una manera muy simple de medir el caudal de un determinado arroyo. Todo el caudal a medir es desviado hacia un balde, barril o cualquier recipiente con volumen conocido, luego se anota el tiempo que toma llenarlo, ver figura 2.6. El volumen del recipiente se conoce y el resultado del caudal se obtiene simplemente dividiendo este volumen por el tiempo de llenado. La desventaja de este método es que todo el caudal debe ser canalizado o entubado al recipiente. A menudo es necesario construir una pequeña presa temporal. Este método resulta práctico y muy útil para caudales pequeños.

a) Equipo necesario

- Recipiente de capacidad conocida en litros, puede ser un balde, cilindro, etc.
- Cronómetro de precisión en segundos
- Pico y pala
- Manta de plástico, plancha de calamina o un tubo PVC.
- Libreta de notas y lapicero.



Figura 2.6.- Usando el método del recipiente

b) Procedimiento

1° Haciendo uso de parte del equipo (pala y pico), desviar lateralmente el riachuelo, tratar de formar un canal provisional con la manta de plástico, plancha o tubo PVC; aprovechar un desnivel para provocar una caída libre del chorro de agua.

2° Utilizando el cronómetro y con la ayuda de una segunda persona medir el tiempo que demora en llenarse el recipiente seleccionado. Repetir el proceso mínimo tres veces.

Ejemplo:

Tiempos registrados: T1= 4.5 s, T2= 4.8 s, T3= 4.9 s.

Recipiente empleado: Balde de 20 litros

Cálculo del tiempo promedio:

$$T_p = \frac{\sum \text{de tiempos}}{\text{No. de tiempos}} \quad (2.2)$$

$$T_p = \frac{(4.5 + 4.8 + 4.9)}{3} = 14.2 / 3 = 4.73s.$$

Determinación del caudal:

$$Q = \text{Volumen del recipiente} / T_p \quad (2.3)$$

$$Q = 20 \text{ litros} / 4.73 \text{ s}$$

$$Q = 4.23 \text{ litros/s}$$

Fórmulas empleadas en caso no se conozca el volumen del recipiente (Ver figuras 2.7 y 2.8)

$$\text{Tipo cilindro: } V = \frac{\pi D^2}{4} \cdot H \quad (2.4)$$

Donde:

V = Volumen del recipiente en m^3

D = Diámetro del recipiente

H = Altura del recipiente

$\pi = 3.1416$.

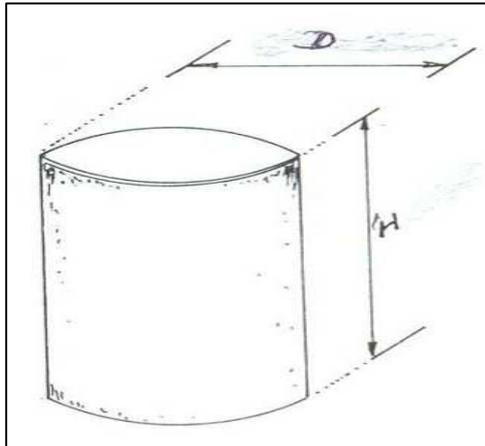


Figura 2.7. Dimensiones del cilindro

Tipo tronco-cónico: $V = \frac{\pi}{3} \cdot (D^2 + Dd + d^2)$ (2.5)

Donde:

V = Volumen del recipiente en m^3

D = Diámetro mayor del recipiente, metros

d = Diámetro menor del recipiente, metros

H = Altura del recipiente, metros

$\pi = 3.1416$

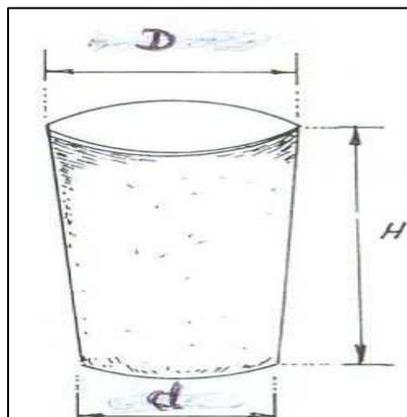


Figura 2.8. Dimensiones de un cilindro cónico

Método del área y velocidad (el flotador)

Este método se basa en el principio de continuidad. Para un fluido de densidad constante fluyendo a través del área de una sección conocida, el producto del área de la sección por la velocidad media será constante:

$$\text{Área} \times V_{\text{media}} = Q = \text{Constante (m}^3/\text{s)} \quad (2.5)$$

Donde:

V_{media} = Velocidad promedio de agua en la corriente.

Este producto es igual al valor del caudal volumétrico (Q) en m³/s.

El flotador

Se dibuja el perfil de la sección del lecho del río y se establece una sección promedio para una longitud conocida de corriente (figura 2.9). Utilizamos una serie de flotadores, podría ser pedazos de madera, corchos etc., para medir el tiempo que se demora en recorrer una longitud preestablecida en el río. Los resultados son promediados y se obtiene la velocidad superficial del flujo de agua. Esta velocidad deberá ser reducida por un factor de corrección para hallar la velocidad media de la sección. Este factor depende de la profundidad de la corriente. Multiplicando el área de la sección promedio por la velocidad del caudal promediada y corregida se obtiene el volumen de agua estimado que fluye. Las imprecisiones de este método son obvias. La fórmula para el cálculo es:

$$Q = k \times A \times V \quad (2.6)$$

Donde:

A= Área promedio de la sección transversal en m².

V= Velocidad superficial del agua en m/s.

k= Factor de corrección de velocidad según la relación S/p (tabla 2.10)

También el factor k se puede obtener de la tabla 2.11, el cual está en función de la profundidad y el tipo de material del riachuelo.

A menos que se considere un canal de pendiente suave y regular, obtener un valor preciso del área de la sección de la corriente de agua será muy complicado y tedioso, al menos que se utilice aplicaciones matemáticas más avanzadas.

La velocidad promedio obtenida no es la velocidad media de la corriente, ya que el flotador está en la superficie del agua y el factor corrección es una aproximación; sin embargo en

circunstancias donde no es posible utilizar otro método, o no se cuenta con el equipo suficiente, el método para estimar el caudal es válido.

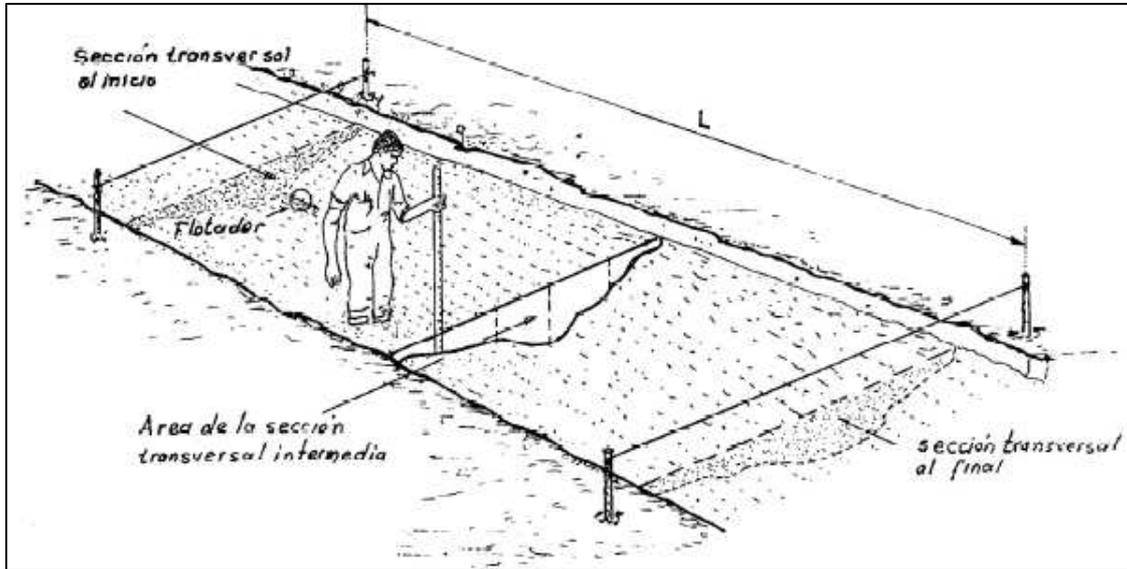


Figura 2.9.- Sección transversal de la corriente

En general, se debe escoger la mayor longitud posible del arroyo que tenga orillas paralelas con un área de la sección transversal uniforme a lo largo de esta longitud. Una sección de fondo rocoso con obstáculos al flujo, con piedras grandes, llevará resultados erróneos. Es muy importante solicitar la ayuda a los pobladores para limpiar la zona donde tenga que hacerse las mediciones, esto mejorará de gran forma la obtención de los resultados.

Tabla 2.10 Valores de k, según la relación S/p y material del río

S/p	Madera lisa o cemento	Madera áspera o ladrillo	Pared de pedruscos	Tierra
0.1	0.860	0.840	0.748	0.565
0.2	0.865	0.858	0.798	0.645
0.3	0.870	0.865	0.812	0.685
0.4	0.845	0.868	0.822	0.712
0.5	0.880	0.870	0.830	0.730
0.6	0.885	0.871	0.835	0.745
0.7	0.890	0.872	0.837	0.755
0.8	0.892	0.873	0.839	0.763
0.9	0.895	0.874	0.842	0.771
1.0	0.895	0.875	0.844	0.778
1.2	0.895	0.876	0.847	0.786
1.4	0.895	0.877	0.850	0.794

S= Sección transversal en metros; p= Perímetro mojado en metros.

Tabla 2.11 Valores de k, según la profundidad y el material del río

Tipo de canal o río	Profundidad del agua en el centro del lecho	Factor k
Canal revestido de concreto	Mayo de 0.15 m	0.80
Canal de tierra	Mayo de 0.15 m	0.70
Río o riachuelo	Mayo de 0.15 m	0.50
Riachuelos o canales de tierra	Mayo de 0.15 m	0.50 a 0.25

a) Equipo necesario

- Pala y pico.
- Estacas.
- Cordel de nylon
- Cintas métricas de 30 m y de 5 m.
- Cronómetro.
- Regla graduada en cm.
- Flotador (maderas, botella plástica, corcho).
- Machete.
- Libreta de notas y lapicero.

b) Procedimiento

1° Seleccionar en el río o riachuelo un tramo recto y de sección uniforme.

2° Medir la longitud L en metros y colocar estacas.

3° Atar el cordel a las estacas, transversalmente al río.

4° Determinar la velocidad superficial de flujo en el tramo seleccionado:

- Con el cronómetro tomar el tiempo que tarda el flotador en recorrer la longitud L, realizar este paso por lo menos 3 veces.
- Hallar el tiempo promedio T_p
- Calcular la velocidad superficial: $V = L/T_p$

5° Hallar el área de la sección transversal A en m^2 , en el centro del tramo seleccionado, realizar los siguientes pasos:

- Medir el ancho del espejo de agua de la sección transversal en metros.
- Dividir este ancho en partes iguales
- Con la regla graduada, tomar lecturas de la profundidad en cada división marcada.
- Dibujar un croquis de la sección con los datos obtenidos

- El área de la sección transversal, estará dada por la suma de las áreas parciales, para facilidad de cálculo, semejar a figuras conocidas como triángulos y trapecios, según sea el caso.
- Determinar el perfil p del croquis dibujado, el mismo que viene a ser el perímetro mojado.

6° Calcular el caudal Q , aplicando ecuación (2.6), teniendo en cuenta los valores de A , V y el factor k de la tabla 2.10.

2.4 FACTORES DE DISEÑO.

2.4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA EJECUCIÓN DE UN PROYECTO DE PCH.

En la sección previa hemos revisado los estudios preliminares necesarios a la hora de poner en marcha un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas, con los cuales se sientan las bases para dar el siguiente paso, puesto que debemos tener bien presente los datos de demanda, conocer el caudal mínimo disponible en el río y el sitio que tendremos para el montaje de todas las estructuras y maquinaria a ser utilizada.

Por tanto a continuación se definen y detallan algunos aspectos de diseño para las diferentes partes que conforman la estructura civil y maquinaria en una PCH.

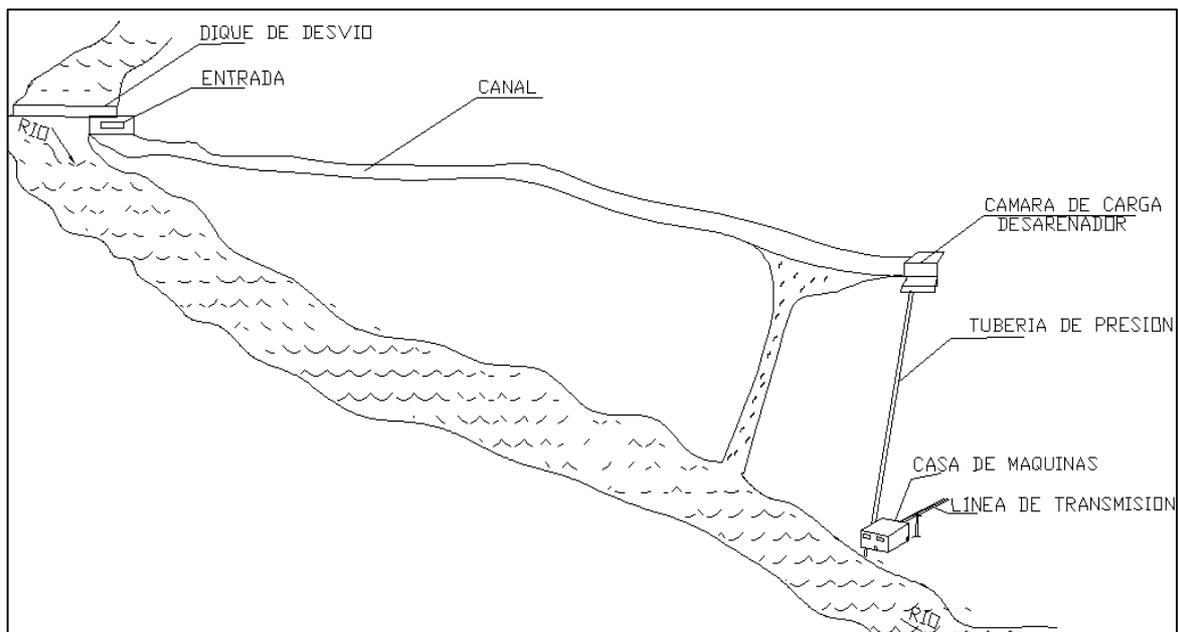


Figura 2.10. Esquema General de las instalaciones para una PCH

Dique de desvío y Bocatomas:

La obra de toma tiene por objetivo captar el caudal de diseño del río y permitir su ingreso hacia el canal para su conducción hacia el Desarenador/Cámara de Carga.

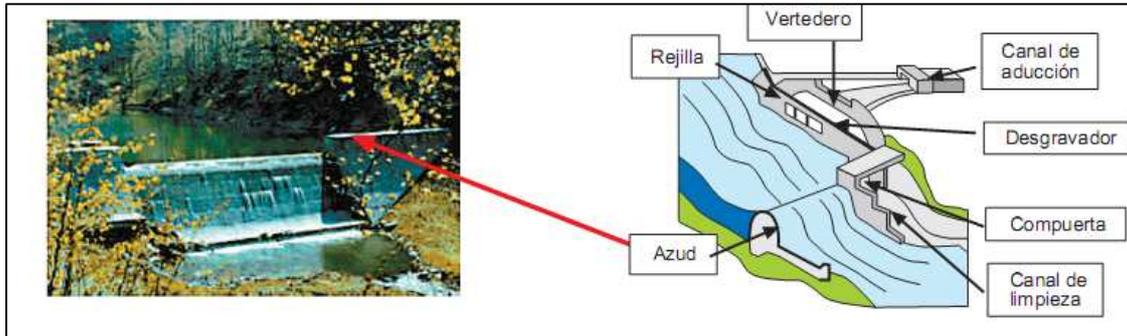


Figura 2.11 Dique de desvío y bocatomas.

La captación de agua en un río o arroyo debe considerar principios básicos asociados a la calidad del agua que se deriva hacia la micro o mini central y a la seguridad de las obras que se ejecutan en el cauce natural.

La calidad del agua debe asegurarse mediante la separación de piedras, ramas u otros objetos que, de ingresar a las obras de conducción, obstruirán el flujo de agua y en caso de llegar hasta la turbina provocarán daños severos e interrupción del servicio.

Debe también asegurarse la separación de arenas u otras partículas sólidas que por su tamaño provoquen erosión en los ductos y en la tubería, reduciendo su vida útil.

La selección del lugar para ejecutar las obras de toma de agua requiere considerar el comportamiento de la carga de sólidos en suspensión en el flujo de agua. En tramos rectos de los arroyos el flujo es uniforme y en su parte alta contiene menor cantidad de sólidos en suspensión en el flujo de agua.

En los tramos curvos, en cambio, se produce un flujo en forma de espiral, que erosiona de arriba hacia abajo el margen externo de la curva y se mueve de abajo hacia arriba a la salida del codo depositando el material en suspensión en el margen interno de la curva.

Función.

Las bocatomas deben cumplir las siguientes funciones:

- Garantizar la captación de una cantidad constante de agua, de preferencia en la temporada seca.
- Impedir, hasta donde sea posible, el ingreso de materiales sólidos y flotantes, haciendo que estos sigan el curso del río o facilitando la limpieza.
- Proteger el resto del sistema de obras hidráulicas de cualquier posible daño.

Ubicación.

La ubicación más apropiada para una bocatoma es en los tramos rectos y estables del río, dependiendo de la topografía, geología, el comportamiento de los suelos; y principalmente, de las variaciones hidrológicas del lugar que nos servirá de emplazamiento. Todos estos factores, dependiendo de la importancia de la obra, deberán ser analizados por especialistas.

En caso de contarse con las condiciones antes señaladas, se recomienda que la ubicación se realice en los primeros tramos de la curva, siempre en la parte convexa.

Los tramos finales de una curva convexa siempre estarán expuestos a los embates de las crecientes y de las velocidades erosivas, mientras que en la zona cóncava es probable que la sedimentación de materiales sea muy rápida.

Clasificación de las bocatomas.

- 1.- Por el material del que están hechas (concreto, piedra, tierra, madera, champas, ramas, etc.).
- 2.- Por su vida útil (permanente, temporal).
- 3.- Por su forma y diseño (barraje total, barraje parcial, espigones, barraje móvil, barraje sumergido o del tipo cuerda o cable de tensión).
- 4.- Por el método de construcción (concreto armado, emboquillado, mampostería, gaviones).

Diseño de una bocatoma.

El diseño de la bocatoma, consiste en dimensionar cada uno de los elementos de acuerdo al caudal de diseño y características del proyecto.

En los proyectos de micro centrales hidroeléctricas, donde el caudal de captación no supera a $0.600 \text{ m}^3/\text{s}$. Los tipos de bocatomas más utilizadas son los llamados de barraje mixto, cuando las condiciones topográficas y características del río son favorables.

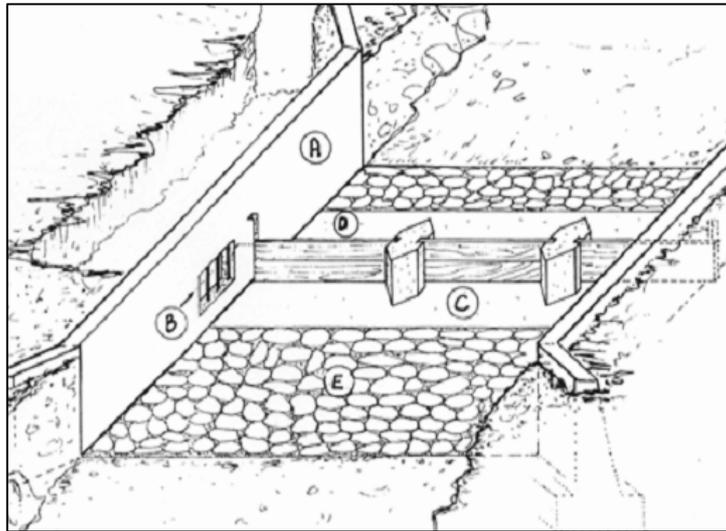


Figura 2.12 Bocatomas, A: Muros de encauzamiento, B: Ventana de captación, C: Base de barraje y columnas con ataguías, D: Barraje móvil y E: Emboquillado de lecho de río.

a) Muros de encauzamiento:

El material convencional es de concreto simple con adición de piedra grande hasta un 40% de piedra grande. El diseño de los muros de encauzamiento para su construcción, debe cumplir tres condiciones de estabilidad; las cuales se presentan en la tabla 2.12.

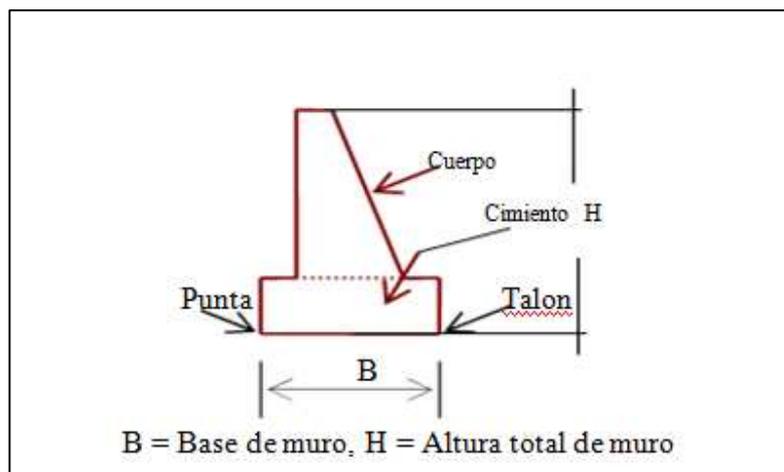


Figura 2.13 Muro de encauzamiento.

Tabla 2.12 Condiciones de estabilidad.

ESTABILIDAD	CONDICIONES DE ESTABILIDAD
<p>1. AL VOLTEO</p>	$\frac{\sum M_E}{\sum M_V} \geq 2$ <p>$\sum M_E$ = Suma de momentos de fuerzas estabilizadora. $\sum M_V$ = Suma de momentos que originan el volteo.</p>
<p>2. AL DESLIZAMIENTO</p>	$\frac{f}{E_t} \geq 2$ $f = \mu N$ <p>f = Fuerza de fricción entre el suelo de cimentación y la base de concreto del muro. μ = Coeficiente de fricción. N = Reacción total del suelo en la base del muro.</p> $E_t = \frac{1}{2} \times K_a \times \gamma \times H^2$ <p>E_t = Empuje activo del suelo a favor del deslizamiento. K_a = Coeficiente de empuje del suelo.</p> $K_a = \frac{\cos \theta - \cos^2 \theta - \cos^2 \phi}{\cos \theta + \cos^2 \theta - \cos^2 \phi}$ <p>θ = Angulo que forma la inclinación del suelo con la horizontal (talud), en algunos casos este valor es cero. ϕ = Angulo de fricción interna del suelo (ensayos de laboratorio). γ = Peso específico del suelo, puede ser en T/m³ ó en kg/m³. H = Altura total del muro en metro.</p>
<p>3. AL ASENTAMIENTO</p>	<p>Consiste en verificar: $\sigma_{adm.} \text{ del suelo} > \sigma_{m\acute{a}x} > \sigma_{m\acute{i}n}$</p> $\sigma_{m\acute{i}n} = \frac{N}{B} \left[1 - \frac{6 \times e}{B} \right]; \quad \sigma_{m\acute{a}x} = \frac{N}{B} \left[1 + \frac{6 \times e}{B} \right]$ <p>$\sigma_{m\acute{i}n}$ = Esfuerzo mínimo que transmiten muro y parte del suelo sobre la zapata, al suelo de cimentación en kg/cm². $\sigma_{m\acute{a}x}$ = Esfuerzo máximo que transmiten muro y suelo en su conjunto, al suelo de cimentación en kg/cm². B = Base del muro en metros e = excentricidad en metros</p> $e = \frac{\sum M_o}{N}$ <p>$\sum M_o$ = Suma de momentos con respecto al centro de la base de todas las fuerzas que intervienen: estabilizadores y de volteo. N = Reacción total del suelo sobre la base del muro.</p>

➤ **Ejemplo de sección transversal**

P_m = Peso del muro; P_s = peso del suelo sobre el muro parte posterior; E_t = Empuje activo del suelo sobre el muro parte posterior; E_p = Empuje pasivo; E_h = Componente horizontal del empuje del suelo; f = fuerza de fricción entre el suelo de cimentación y la base; N = Fuerza de reacción gravitacional

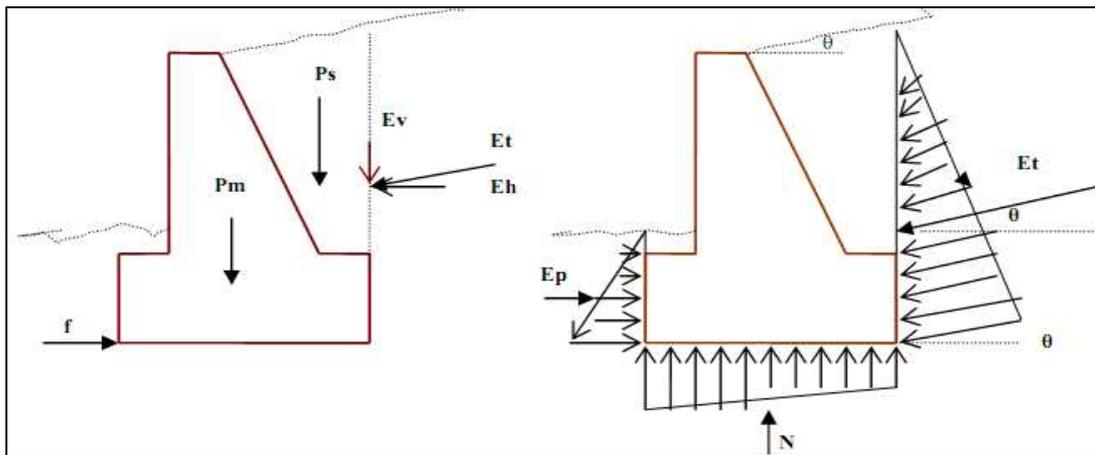


Figura 2.14. Sección transversal.

b) Barraje Mixto:

El barraje mixto comprende dos partes, una de las partes es fija y la otra es móvil. La parte fija, por lo general son columnas o placas de concreto armado, empotrados en el lecho del río. La parte móvil son tabloncillos de madera y se aloja en las canaletas del barraje fijo. Son móviles para facilitar la limpieza del material que arrastra el río.

Para el diseño, debemos conocer el tirante del río en tiempo de estiaje y en tiempo de crecida. Los ríos que tienen agua todo el tiempo, su tirante varía de 0.20 m a 0.70 m. Por lo tanto la altura del barraje puede variar desde 0.40 m a 0.60 m de altura.

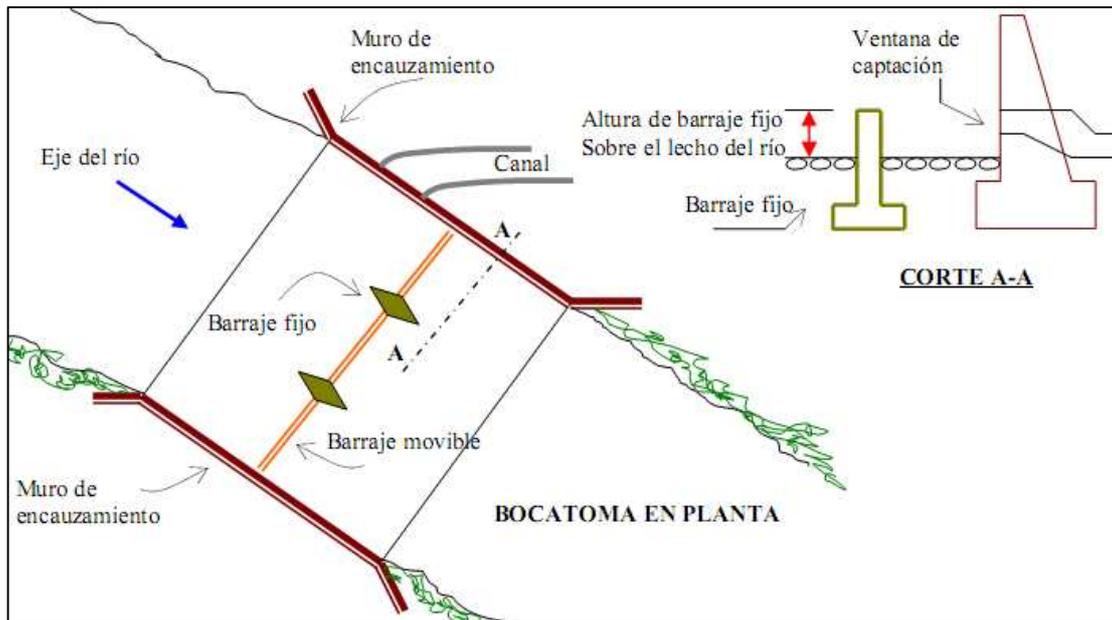


Figura 2.15 El barraje en su conjunto forman una estructura perpendicular a la corriente del río.

c) Ventana de captación:

Se ubica en uno de los muros de encauzamiento. El borde inferior debe estar mínimo a 15 cm por encima del lecho del río. Este desnivel, depende del tamaño de la piedra que arrastra el río en tiempo de crecida. Debe llevar una rejilla de seguridad para evitar que las piedras mayores a 3" ingresen al canal.

La forma de la ventana por lo general es de forma rectangular. En el tiempo de estiaje, se comporta como un orificio parcialmente sumergido o de descarga libre y en tiempo de crecida como un orificio sumergido.

Para calcular las dimensiones de la ventana de captación, se emplea la siguiente fórmula:

$$Q = C \times L \times h^{1.5} \quad (2.7)$$

Donde Q = Caudal de diseño, C = Coeficiente de descarga igual a 1.6, L = longitud de la ventana y h, la altura del agua con el que ingresa el caudal a la ventana de captación en condiciones normales. Ver figura 2.16.

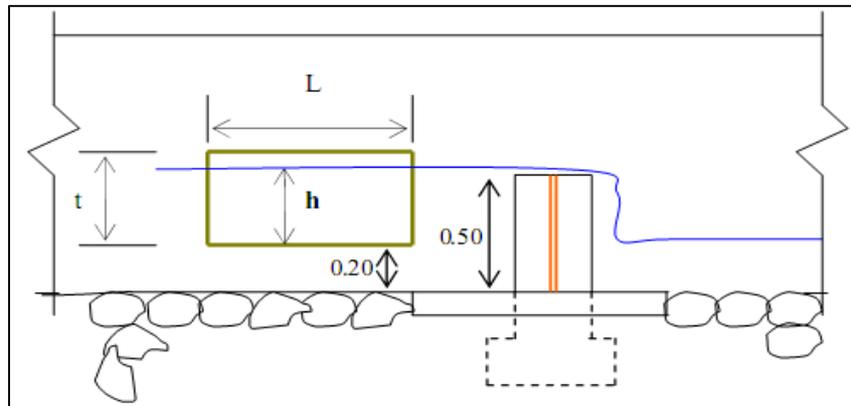


Figura 2. 16 Ventana de captación.

h = altura del agua en la ventana de captación en tiempo de estiaje.

Si, $Q = 0.300 \text{ m}^3/\text{s}$, $h = 0.30 \text{ m}$, $C = 1.6$ de la fórmula (2.7), $L = 1.15 \text{ m}$.

Se determina: $t = h + 0.05 \text{ m} = 0.35 \text{ m}$.

En condiciones de crecida del río, la ventana de captación se comporta como un orificio sumergido (figura 2.17). Las dimensiones de ventana no varían, pero las dimensiones del canal de aducción deben responder al incremento del caudal, que puede ser del 30% al 60% más, y además se prevé en el canal tener un vertedero lateral (aliviadero).

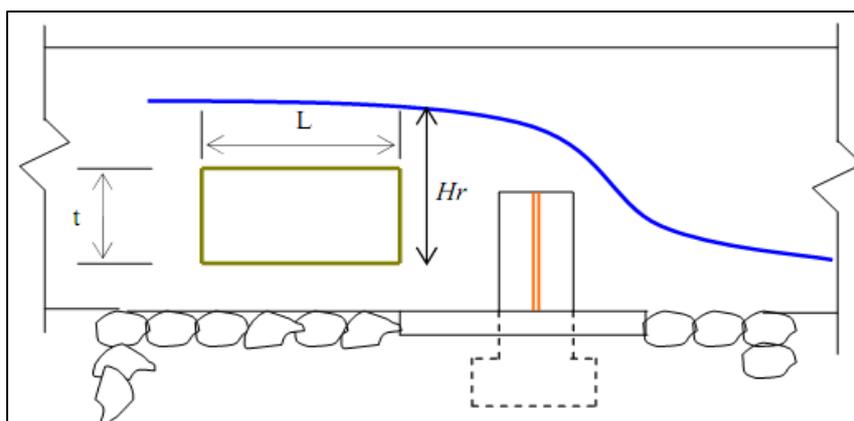


Figura 2.17 Ventana de captación por incremento de caudal.

d) La Protección del lecho del río en la zona de la bocatoma.

Se realiza con una losa de concreto que a la vez asegura la estabilidad del barraje. Aguas arriba y aguas abajo de esa losa, lleva un emboquillado de piedra asentado en una capa de

solado de cemento y hormigón 1:6 y asentado y fraguado con mortero de cemento y arena 1:3.

Canales

Los canales a cielo abierto constituyen una solución muy ventajosa para reducir costos de tubería. No obstante deben estar adecuadamente diseñados para evitar mayores costos de mantenimiento (ver figura 2.18).

El diseño del canal debe resolver un correcto escurrimiento del agua sin perder innecesariamente altura útil en el proyecto. Para ello se recomienda ejecutar el canal con una pendiente de 1/1000. Los canales se construyen con sección trapezoidal. La solución que optimiza costos, es decir que implica mínimo perímetro para igual caudal (o sección de flujo de agua) es aquella en que la base y las paredes laterales a 45° son tangentes a una circunferencia cuyo diámetro se ubica en la cota superior del agua del canal.

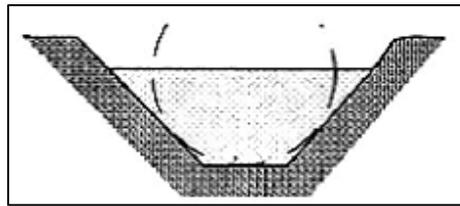


Figura 2.18 Canal trapezoidal, sección más eficiente.

Desde el punto de vista constructivo si los suelos son permeables es necesario darles estanqueidad.

Ejecutada la excavación del canal, el método convencional de impermeabilizado es el recubrimiento de concreto. Si este recubrimiento se ejecuta con encofrado tradicional, el espesor necesario para el escurrimiento y compactación del hormigón alcanza a 4 pulgadas. Sin embargo la experiencia en obras ejecutadas en Perú indica la conveniencia de utilizar el método de los bastidores. Estos bastidores se colocan primero cada 10 m en tramos rectos (guías) y cada 5 m en los curvos, cuidando ajustar su nivel, escuadra, alineación y aplomado. Una vez fijados los bastidores guía, se colocan bastidores intermedios manteniendo la alineación, el nivel ajustado a la pendiente del canal, la escuadra con el eje del canal y el plomo.

Una vez presentados los bastidores se coloca en los costados una capa de cemento de 2" de espesor (igual al marco del bastidor) que se alisa mediante reglas apoyadas entre los bastidores (2,5 m de separación).

Terminados los lados se ejecuta el piso del canal, los bastidores se retiran después de 24 horas y en su lugar se ejecutan las juntas de expansión. El curado se realiza manteniendo el canal inundado durante por lo menos 10 días.

Esta solución reduce en un 50% el costo de materiales y 30% en el costo de mano de obra.

En zonas con derrumbes o gran intrusión de ramas y hojas deben ejecutarse protecciones especiales con maderas o losas pre-moldeadas que tapen el canal. Del mismo modo deben preverse pasos para animales por sobre el canal.

También pueden ejecutarse pantallas deflectoras hacia el vertedero de la cámara de carga, para desviar el material en flotación que pueda llegar a la misma por el canal.

Tipos de canales

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

En el caso de revestimiento, éste será necesario solo en lugares donde se justifique (terrenos arenosos, arcilla arenosa, etc.) que permitan alta filtración del agua en movimiento.

Es muy importante elegir correctamente el tipo de canal para cada parte de longitud del canal. Una vez elegido el tipo de canal y el material de revestimiento correspondiente, se procederá a calcular las dimensiones adecuadas, así como el desnivel correcto entre el inicio y final de éste (ver figura 2.19). Dependiendo de la longitud del canal, así como de las características geológicas del terreno, se puede combinar varios tipos de canal también el material de construcción; por ejemplo canal rectangular y trapezoidal, de tierra y revestido, etc., claro deberá tenerse mucho cuidado con la pendiente, la sección y la rugosidad, de tal forma que al final se pueda conducir el caudal de diseño del proyecto.

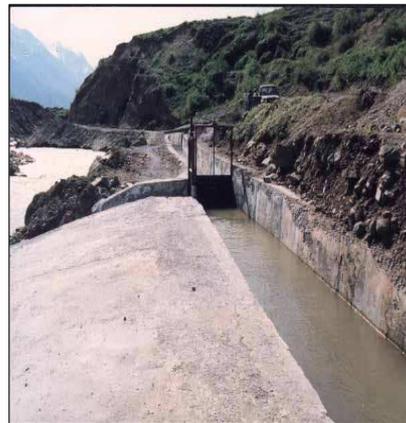
Ejemplo tipo de canales:



a) Canal en Tierra



b) Canal Revestido



c) Canal de Hormigón

Figura 2.19 Tipos de canales.

A continuación se describe algunos parámetros que son importantes en el cálculo de las dimensiones de un canal.

Sección y ángulo del talud del canal

El flujo del agua en un canal hecho de un material suelto como un suelo arenoso, hará que las paredes se desmoronen hacia dentro, al menos que los lados estén inclinados ligeramente y el ancho del canal esté en relación a su profundidad. La ventaja de revestir los canales es que resultan más angostos para el mismo caudal. De allí que no se necesita una gran excavación horizontal en una ladera angosta. Normalmente, se prefiere perfiles trapezoidales porque son muy eficientes hidráulicamente, aunque

dependiendo de las características geológicas del suelo de fundación, los rectangulares son a veces más fáciles de construir. La tabla 2.13 describe algunos valores del ángulo del talud recomendado para diferentes materiales.

Tabla 2.13 Talud recomendado para canales de sección trapezoidal

Material	Talud ($Z = \text{Ctg}\Phi$)
Arena	3
Arena y arcilla arenosa	2
Arcilla arenosa de color blanco azul	1.5
Arcilla y arena	1
Arcilla	0.58
Concreto	0.58

Velocidad del agua “v”

Un flujo de agua excesivamente rápido erosionará las paredes de un canal, mientras que velocidades demasiado bajas permitirán el depósito de sedimento y la obstrucción del mismo. La tabla 2.14 proporciona las velocidades recomendadas para canales de diferentes materiales.

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

Tabla 2.14 Velocidad máxima recomendada

Material	Velocidad Máxima	
	Menos de 0.3 m de profundidad (m/s)	Menos de 1.0 m de profundidad (m/s)
Arena	0.3	0.5
Arcilla y arena	0.4	0.7
Arcilla arenosa de color blanco azul	0.5	0.8
Arena arcillosa	0.6	0.9
Arcilla	0.8	2.0
Mampostería	1.5	2.0
Concreto	1.5	2.0

El diseño ideal de un canal se basa en los cinco siguientes principios básicos:

- 1.- La velocidad del agua debe ser lo bastante alta como para asegurar que los sólidos en suspensión no se asienten en el fondo del canal o ingresen a la tubería de presión.

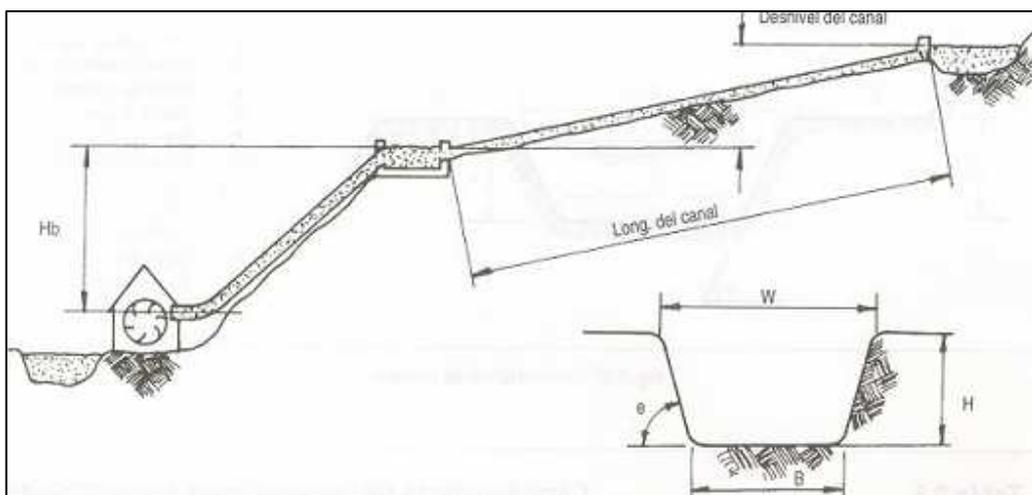
2.- La velocidad del agua en el canal debe ser lo bastante baja como para asegurar que no se erosionen sus paredes laterales. Si esto es imposible, sin entrar en conflicto con el punto 1, se deberá considerar el uso de un revestimiento más resistente.

3.- El desnivel en todo el canal deberá ser reducido (lo que también implica velocidad mínima del agua). La tabla 2.15 muestra los valores del coeficiente de rugosidad “n” para distintos materiales. Si se reviste un canal de tierra, la rugosidad del material de revestimiento determinará el grado de pérdida por fricción.

4.- El canal debe ser duradero y confiable. Así mismo, no sólo estar libre de sedimentación sino también protegido de los efectos destructores debidos a escurrimientos causados por las lluvias, rocas que caen en su cauce o derrumbes. También deben protegerse frente a caudales inusualmente elevados en caso que la estructura de la bocatoma no lo haga adecuadamente. Los caudales de avenida pueden ser regulados mediante estructuras adicionales denominados aliviaderos, éstos deberán ser ubicados de tal forma que el caudal excedente sea transportado a lugares donde no ocasione daño (quebradas).

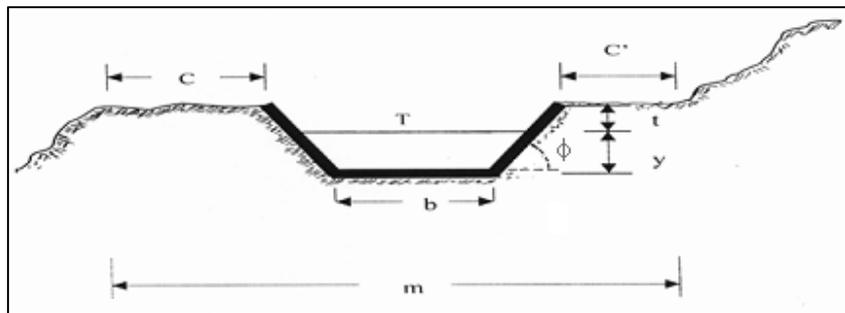
5.- Los costos de construcción y mantenimiento deben ser mínimos. Es necesario evaluar en la zona del proyecto la disponibilidad de los materiales, mano de obra calificada y no calificada, así como la evaluación de costos de fletes y otros que hagan falta.

Dimensiones de un canal y desnivel total:



a)

Elementos de un canal:



b)

Figura 2.20 a) y b). Dimensión y elementos de un canal.

A continuación la descripción de cada uno de estos elementos:

Camino o corona del canal (C)

Viene hacer el lugar por donde se desplaza la gente para efectuar las faenas de limpieza del canal, debe tener el ancho necesario de tal forma de tener seguridad para realizar las labores de limpieza (se recomienda 0.60 m.).

Sobre ancho (C')

Constituido por el espacio cercano al talud del canal, este espacio cumple la función de evitar que rocas y deslizamientos caigan directamente al canal, sobre todo en temporada de lluvias.

Espejo de agua (T)

Es la longitud superficial del agua, llamado también base mayor del canal.

Solera del canal (b)

Llamada también fondo o base del canal, es uno de los elementos importantes en el diseño de las dimensiones.

Tirante de agua (y)

Viene a hacer la altura del canal desde el fondo (b) hasta el espejo de agua (T), al igual que la base o fondo, se constituye en otro elemento importante para el diseño.

Borde libre

El borde libre es la distancia vertical que hay entre el nivel normal del agua al extremo superior de la paredes del canal. Su objetivo es evitar que el canal se rebalse cuando ingrese mayor cantidad de agua que la proyectada, ya que ello podría producir daños en la

ladera del cerro sobre la que ha sido construido. El borde libre es normalmente un tercio del tirante de agua ó 0.15 m, escogiéndose al mayor por seguridad.

Tabla 2.15 Canales de tierra.

Canales de tierra	Rugosidad n
Arcilla	0.0130
Material sólido, suave	0.0167
Arena con algo de arcilla o roca partida	0.0200
Fondo de arena y grava, con lados empedrados	0.0213
Grava fina de unos 10/20/30 mm	0.0222
Grava regular de unos 20/40/60 mm	0.0250
Grava gruesa de unos 50/100/150 mm	0.0286
Greda en terrones	0.0333
Revestido con piedras	0.0370
Arena, greda. Grava y hierbas	0.0455
Canales en roca	
Roca medianamente irregular	0.0370
Roca irregular	0.0455
Roca muy irregular con muchos salientes	0.0588
Mampostería de piedra con cemento	0.0200
Paredes de mampostería con base de arena y grava	0.0210
Canales de concreto	
Buen acabado con cemento (enlucido)	0.0100
Acabado con yeso o concreto suave con alto contenido de cemento	---
Concreto no enlucido	0.0118
Concreto con superficie suave	0.0149
Revestimiento con concreto irregular	0.0161
Superficies de concreto irregular	0.0200
Superficies de concreto irregular	0.0200
Canales de madera	
Tablas cepilladas y bien unidas	0.0111
Tablas sin cepillar	0.0125
Canales viejos de madera	0.0149
Cursos naturales de agua	
Lecho natural de río con fondo sólido, sin irregularidades	0.0244
Lecho natural de río, con hierbas	0.0313
Lecho natural de río con piedras e irregularidades	0.0333
Torrente con piedras irregulares grandes, lecho sedimentado.	0.0385
Torrente con piedras gruesas, con bastante sedimento.	0.0500

Altura del canal (H)

Está dado por la suma del tirante (y) y el borde libre (t)

Angulo de inclinación (Φ)

Es el ángulo que las paredes del canal hacen con la horizontal, se presenta en los canales trapezoidales, es importante señalar que el ángulo de 60° representa para un canal trapezoidal la sección de máxima eficiencia hidráulica.

Perímetro mojado (P)

El perímetro mojado es la longitud en que la sección transversal moja el fondo y paredes del canal (ver figura 2.21).

$$P = P_1 + P_2 + P_3$$

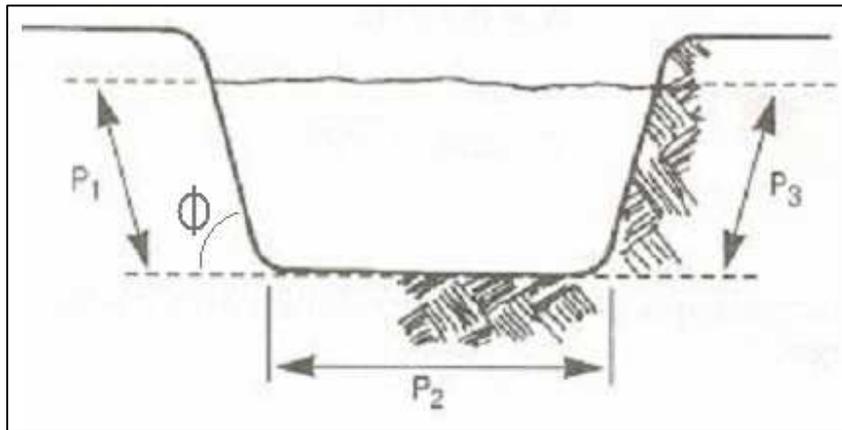


Figura 2.21. Vista del perímetro de un canal

Radio hidráulico

El radio hidráulico ($R = A / P$) es una cantidad que describe la eficiencia del canal. Si el canal tiene una gran área de sección transversal y un perímetro mojado relativamente pequeño, entonces con un borde libre normal esto implica que es eficiente y que el agua tendrá la velocidad requerida con una pérdida relevante pequeña. El perfil más eficiente es un semicírculo. La sección trapezoidal es la mejor aproximación práctica a éste.

Diseño de un canal

El diseño del canal consiste en determinar las dimensiones hidráulicas y geométricas, para ello nos apoyamos en la fórmula de Manning, donde la velocidad está en función del radio hidráulico R, la pendiente S y la rugosidad "n" del material de construcción.

$$\text{Fórmula de Manning: } V = \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2} \quad (2.8)$$

$$Q = A \cdot V \quad (2.9)$$

Donde:

V= Velocidad en m/s

n= Coeficiente de rugosidad

R= Radio hidráulico (A/P)

A= Área de la sección transversal

P= Perímetro mojado (contacto del agua con el fondo y las paredes).

S= Pendiente del fondo del canal

Adicionalmente es necesario conocer algunas tablas 2.16 y 2.17 que nos facilitará el cálculo de las dimensiones y otras características del canal.

Tabla 2.16 Velocidades mínimas recomendadas para evitar sedimentación

Calidad del agua	Velocidad mínima (m/s)
Con sedimentos finos	0.3
Con arena	0.5

Tabla 2.17. Características de las secciones transversales

Tipo de sección transversal	Perímetro mojado (P)	Área transversal (A)
Rectangular	$b + 2y$	$b \cdot y$
Trapezoidal	$b + 2y (1+z^2)^{0.5}$	$y(b + yz)$
Triangular	$2y (1+z^2)^{0.5}$	$y^2 z$

$z = \text{ctg.}\Phi$: Donde Φ es el ángulo de inclinación

Pasos a seguir para el diseño de canales:

Partimos con la condición que ya conocemos el caudal de diseño, previamente calculado para la generación de energía; entonces lo que toca es hallar la sección del canal, que nos permita conducir dicho caudal con determinada velocidad y con la pendiente adecuada.

1.- Definir la pendiente S del canal, para micro centrales hidráulicas recomendamos pendientes no mayores a 2 o 3 mil, para el caso de tubo-canal, las pendientes mas

adecuadas son 5 o 6 por mil, esto con la finalidad de evitar la sedimentación; por otro lado podemos establecer el material de construcción del canal, esto nos ayudará a obtener el coeficiente de rugosidad (tabla de rugosidad).

2.- De la tabla 01 hallar el ángulo del talud del canal, para canales rectangulares el $z=0$, lo que indica que la base será dos veces el tirante de agua.

3.- Dar unos primeros valores al fondo b y el tirante y del canal, como primer tanteo se recomienda tomar un valor para la base como el doble del tirante.

4.- Con estos primeros valores calculamos la sección A , el perímetro P y el radio hidráulico R , ayudados de las siguientes fórmulas:

$$A=y(b+yz) \quad P=b+2y(1+z^2) \quad R=A/P$$

No hay que olvidar que para canales rectangulares el $z=0$

5.- Una vez obtenido el valor del radio hidráulico R , calculamos la velocidad V , con la ecuación (2.8).

6.- En seguida calculamos el caudal, utilizando la ecuación (2.9), este valor del caudal lo comparamos con el de diseño, si es menor significa que hay que aumentar las dimensiones; y si es mayor debemos disminuir las mismas. La pendiente y la rugosidad se mantienen, con los cambios de dimensiones solo cambia el radio hidráulico R y la sección del canal A .

7.- Con los nuevos valores dados para la base y el tirante se procede nuevamente con los cálculos indicados en los pasos 4, 5 y 6, hasta obtener un caudal igual o ligeramente mayor al de diseño. Como se verá es un proceso tedioso pero necesario para obtener las dimensiones y características del canal en condiciones adecuadas.

Es importante tener en cuenta las velocidades del agua dentro del canal, éstas deben estar en los rangos de las máximas y mínimas dadas en las tablas respectivas.

Una vez obtenido las dimensiones, estamos en condiciones de realizar el replanteo en el terreno definitivo. En algunos casos por cuestiones de topografía del terreno no se puede estimar en un inicio la pendiente del canal, si embargo conocemos la longitud del canal y la diferencia de alturas entre la bocatoma y la entrada al último desarenador (donde termina el canal), en estos casos la pendiente estará dada por la diferencia de alturas entre la longitud del canal, es decir:

$$S= \text{diferencia de alturas/longitud}$$

Con el valor obtenido y conociendo el material de construcción, procederemos el proceso de cálculo indicado anteriormente.

Revestimiento de canales por el método de las cerchas (ver figura 2.22)

En obras pequeñas, como es el caso de las PCHs y en especial en aquellas en las que los caudales a conducir son relativamente pequeños, los canales no soportan esfuerzos o son despreciables para el cálculo de resistencia. De este modo, la finalidad de los revestimientos es evitar pérdidas de agua por filtración y proteger la solera y los taludes del canal contra erosiones provocadas por la velocidad del agua, de modo que el espesor de la pared se puede reducir al mínimo dentro de la funcionalidad práctica y sin correr riesgos.

El método de las cerchas para el revestimiento de canales con concreto es un método práctico y permite una importante reducción de costos debido a la disminución del espesor de las paredes del canal a 5 cm y 7.5 cm (dependiendo del caudal de agua a conducir), permitiendo un ahorro importante en materiales (cemento, agregados y madera). Asimismo, la técnica usada es sencilla y permite el empleo de menor mano de obra que sus similares con encofrados.

El método consiste en colocar a cada cierta distancia las cerchas (la distancia difiere según el tramo del canal, rectas o curvas), alineadas y considerando la pendiente del canal, luego se revisten las paredes y el fondo manteniendo el espesor. Estas cerchas luego son retiradas y los espacios que quedan se rellenan con material flexible (asfalto, corcho, etc.), comportándose como juntas de dilatación.

Cercha: Son marcos de sección trapezoidal fabricados de madera o acero de 5 cm o 7.5 cm de espesor, y con dimensiones de acuerdo al diseño del canal.

Ventajas con respecto a los encofrados:

Tiene mayor flexibilidad y facilita el trabajo en tramos curvos y rectos.

- Permite acomodar el concreto en espesores mínimos 5 cm o 2 pulgadas, por tanto se reduce la cantidad de materiales que conforman el concreto (cemento, arena y piedra). Por el método de los encofrados, se necesita un espesor mínimo de 10 cm para acomodar el concreto.



a) Fijación de las cerchas



b) Canal revestido con cerchas

Figura 2.22 a) y b) Canal.

- Reduce la cantidad de madera en aproximadamente un 80%.
- Reduce al 50% el uso de materiales para la colocación de las juntas de dilatación (asfalto, arena).
- Elimina la tarea de encofrar y desencofrar.
- El acabado de las paredes y la solera (pulido o repellido) se hace el mismo día, casi de inmediato.
- El rendimiento de mano de obra es mayor, aproximadamente en un 20%.
- La reducción de los distintos materiales (cemento, piedra, arena, madera y otros), también representa un menor costo por transporte y reduce los esfuerzos para su consecución, especialmente en lugares de difícil acceso.

Desarenador

Al final del sistema de aducción o canales se encuentra el Desarenador y la Cámara de Carga. El desarenador tiene por objetivo sedimentar las partículas finas que hayan logrado pasar a través del sistema de aducción y que pueden producir desgaste por abrasión en las cucharas de la Turbina y las paredes de la Tubería de Presión reduciendo de gran manera su vida útil. Junto al Desarenador se encuentra la Cámara de Carga, de donde sale la Tubería de Presión hacia la Casa de Máquinas. La Cámara de Carga cuenta con una rejilla móvil que cubre su superficie y evita el ingreso de objetos que obstruyan el flujo de agua hacia la turbina.

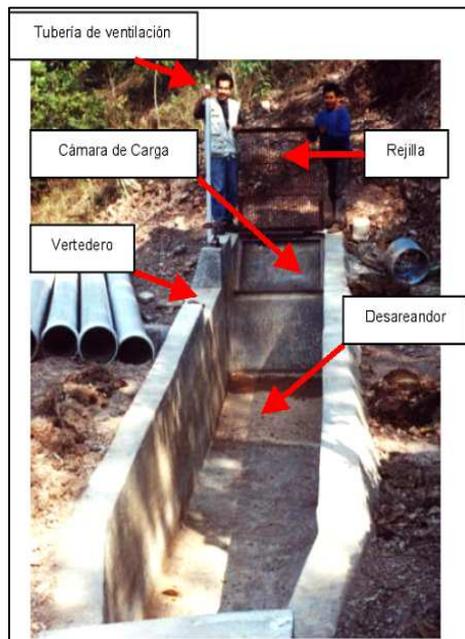
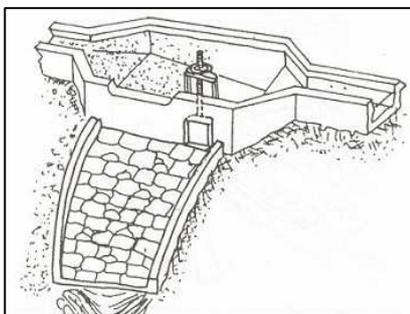


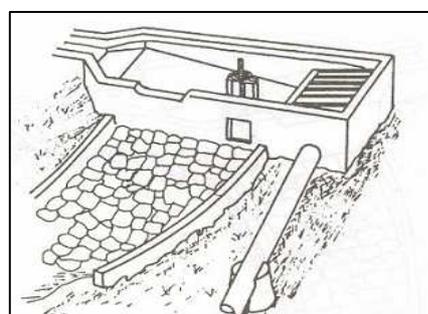
Figura 2.23. Desarenador.

En los desarenadores la velocidad del agua es reducida con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo de donde podrán ser removidas oportunamente. Es necesario que el sedimento se asiente tanto al inicio del canal como en la entrada del agua a la tubería o cámara de carga. En resumen el desarenador cumple la función de sedimentar las partículas que lleva el agua en suspensión en el canal de conducción.

La figura 2.24 muestra un diseño simple de un desarenador al inicio del canal, y el ingreso a la cámara de carga. Ambos depósitos deben cumplir estos cinco principios importantes.



Desarenador a la entrada del canal



Desarenador en la cámara de carga

Figura 2.24 Desarenadores a la entrada del canal y en la cámara de carga.

- a) Deben tener una longitud y un ancho adecuados para que los sedimentos se depositen sin ser demasiados voluminosos o caros.
- b) Deben permitir una fácil eliminación de los depósitos.
- c) La eliminación de sedimentos a través de la compuerta deben hacerse cuidadosamente para evitar la erosión del suelo que rodea y soporta la base de la tubería y del depósito. Es mejor construir una superficie revestida (mampostería de piedra o concreto) similar al canal de desagüe del aliviadero.
- d) Se debe impedir la turbulencia del agua causada por cambios de área o recodos que harían que los sedimentos pasen hacia la tubería de presión.
- e) Tener capacidad suficiente para permitir la acumulación de sedimentos.

Los diseños mostrados no son necesariamente los más adecuados para los propósitos del lector. Existen muchas otras variaciones las que, sin embargo, deberán cumplir siempre con estos cinco principios señalados.

Ancho y longitud del desarenador

La longitud total del desarenador se divide en tres partes: entrada (L_e), decantación (L_d) y salida (L_s). La parte central es el área de decantación. La longitud de decantación (L_d) y el ancho (W) aparecen también en la figura 2.25.

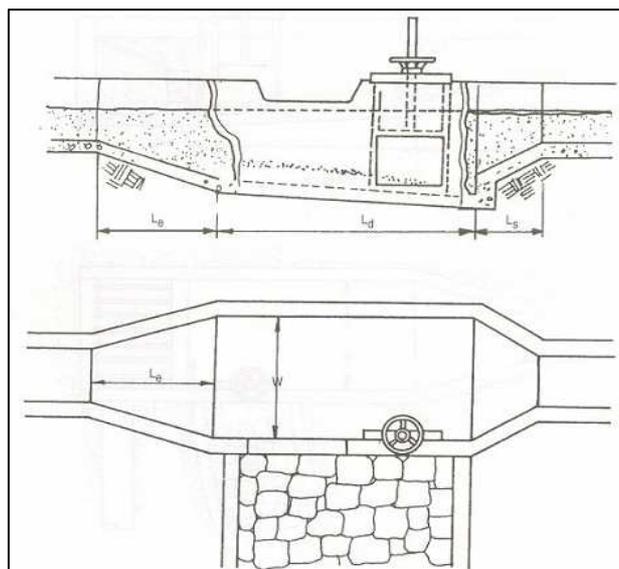


Figura 2.25 Ancho y longitud del desarenador.

La profundidad del desarenador se divide en dos partes: decantación (d_d) y de recolección (d_r). Es muy importante que el ingeniero proyectista sepa distinguir entre estas dos profundidades, ya que el desarenador funcionará correctamente sólo si no se permite que la sedimentación que se va formando exceda el borde del área de recolección que se encuentra en el límite superior de la zona de recolección (d_r).

La velocidad horizontal del agua (V_h) será baja, puesto que la zona de decantación del desarenador tiene una gran sección transversal (A). En el diseño del desarenador deberá tenerse cuidado en tomar una velocidad baja. Se recomienda un valor de 0.2 m/s en la mayoría de los casos, pero también puede adoptarse valores más altos, hasta de 0.5 m/s. Para el caso de los valores de la profundidad (d_d), éstos no deberán ser mayores a 1 m para fines de diseño. Otra razón práctica para ello es que el drenaje de la sedimentación del desarenador puede ser difícil de realizar si éste es muy profundo.

La figura 2.26 muestra la trayectoria seguida por las partículas de arena.

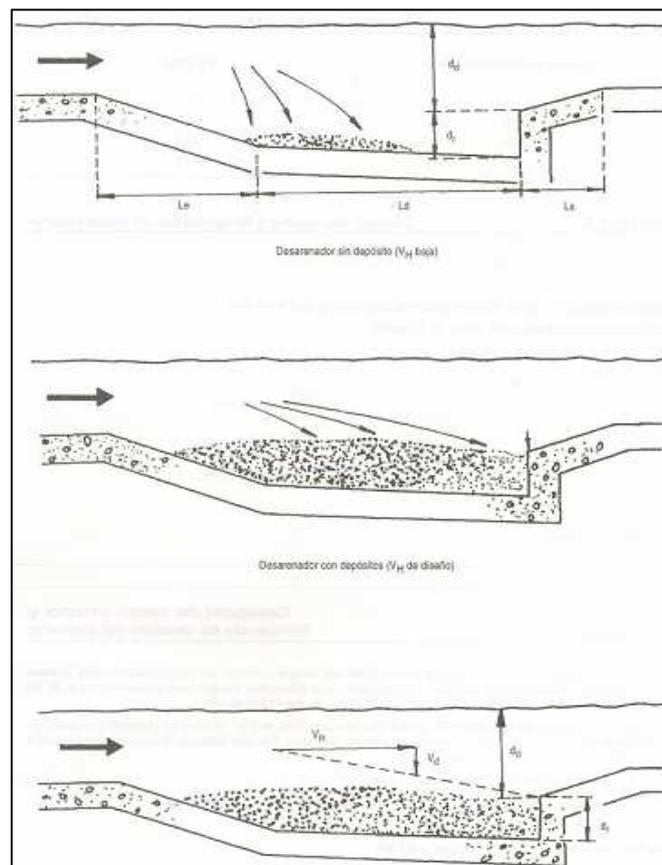


Figura 2.26 Trayectoria seguida por las partículas de arena.

Inicialmente, al estar el desarenador limpio de depósitos, la velocidad de agua tendrá valores menores que la velocidad calculada. Cuando el tanque recolector está lleno la velocidad de agua será mayor y las partículas viajarán hacia adelante del desarenador. La velocidad con que las partículas caen depende de su tamaño, forma, densidad y del grado de turbulencia del agua.

Cuando el flujo de agua no es turbulento, la velocidad de decantación V_d (vertical) de partículas pequeñas es conocida. En la mayoría de las microcentrales hidráulicas es suficiente eliminar partículas que tengan más de 0.3 milímetros de diámetro, las cuales tienen velocidades de decantación mayores de 0.03 m/s. El desarenador debe ser lo suficientemente largo como para permitir que se decanten las partículas más livianas cuando la zona de decantación esté llena, tal como se muestra en la figura 2.26.

Tanque colector del desarenador

El contenido de materia en suspensión en la sección de un río varía de acuerdo a la estación y al tipo de terreno aguas arriba. La variación a lo largo del año puede ser muy grande. La avenida estacional ocasiona altas velocidades y turbulencias que aumentan la carga de sedimentación de manera impresionante. Los desarenadores deben estar diseñados para trabajar durante periodos de gran turbidez. La turbidez se expresa como peso de sedimento transportado por metro cúbico de agua.

Un método simple para medir la turbidez es llenar un balde con agua del torrente unas 20 veces a diferentes profundidades, dejándola reposar hasta que el sedimento se asiente. Luego se separa y pesa la materia sólida registrando después el volumen de agua procesada. Este es un método poco exacto, pero sirve para tener una idea de la turbidez del agua.

Conversar al respecto con habitantes del lugar será de gran ayuda, así como tomar muestras de los canales de irrigación cercanos si los hubiera. Si otros sistemas hidráulicos funcionan cerca, es importante preguntar a los operadores sobre la frecuencia con que desarenan los depósitos. Así pues, el trabajo de diseño puede basarse en la observación del diseño y del funcionamiento de instalaciones ya existentes. Asimismo, se deberá hacer pruebas sobre el contenido de sedimento del agua de descarga de

las turbinas. Esto se logra fácilmente llenando un frasco graduado con el agua de descarga y esperando que se asiente el contenido del sedimento.

Diseño de un desarenador

El diseño comprende el cálculo de la longitud de decantación y el ancho correspondiente, los demás componentes son asumidos por criterio y de acuerdo al comportamiento del flujo de agua.

A continuación se presentan las fórmulas que nos ayuda a efectuar el cálculo correspondiente.

$$L_d = \frac{V_h}{V_d} \cdot d_d \cdot f \quad (2.10)$$

$$Q = A \cdot V_h \quad (2.11)$$

$$A = W \cdot d_d \quad (2.12)$$

$$L_d = \left(\frac{Q}{W \cdot V_d} \right) \cdot f \quad (2.13)$$

Donde:

L_d = Longitud de decantación

V_h = Velocidad horizontal del agua

V_d = Velocidad de decantación

A = Área de la sección transversal

d_d = Profundidad de decantación

W = Ancho del desarenador

f = Factor de seguridad

Consideraciones para el diseño $0.2 \leq V_h \leq 0.4$, $2 \leq f \leq 3$, $L_e = L_s = 1.5W$ y V_d en tabla 2.18.

Tabla 2.18 Velocidad de decantación de partículas de arena

Tamaño de partículas (mm)	V_d (m/s)
0.1	0.01
0.3	0.03
0.5	0.05
1.0	0.1

Tubería de Presión

La Tubería de Presión conduce el agua desde la Cámara de Carga hasta la Turbina que se encuentra alojada en la Casa de Máquinas.

El tipo de material utilizado depende de la presión de trabajo de la Tubería. En algunos casos, cuando la altura de caída oscila entre los 10 a 120 m se puede utilizar tubería PVC, mientras que para mayores caídas, es imprescindible utilizar tuberías metálicas acordes de los requerimientos de los esfuerzos.



Figura 2.27 Tubería de presión.

Los principales componentes de una estructura de tubería de presión pueden apreciarse en la figura 2.27.

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

Para que los costos de mantenimiento sean bajos hay que colocar los soportes y los anclajes de la tubería en pendientes estables y encontrar buenos cimientos. No deberá haber peligro

de erosión por desprendimientos en las laderas, pero si acceso seguro para hacer los trabajos de mantenimiento y reparación.

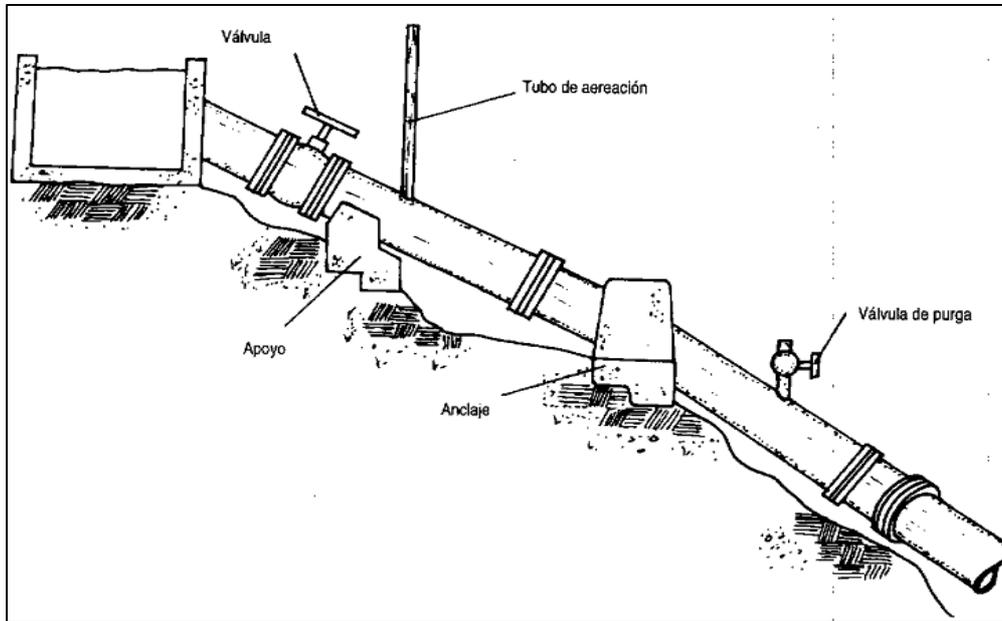


Figura 2.28 Componentes de la tubería de presión.

Al momento de hacer una proyección de los costos de la tubería es fácil subvalorar los gastos de diversas operaciones secundarias como uniones y pintura. Decidir entre un material para tubería depresión y otro puede implicar grandes diferencias en el costo total si es que se incluyen todos estos factores. Por ejemplo una tubería de plástico puede ser barata pero las uniones pueden ser caras o de dudosa procedencia. La tabla 2.19 da pautas generales para seleccionar una tubería de presión.

Tabla 2.19 Comparación de los diferentes materiales para tubería de presión.

Comparación de los diferentes materiales para tubería de presión					
Material	Pérdida por fricción	Peso	Corrosión	Costo	Presión de trabajo
Hierro dúctil	4	3	2	1	5
Asbesto cemento	3	3	4	4	4
PVC	5	5	4	4	4
Acero comercial	3	3	2	2	5
Polietileno	5	5	3	3	4

Pautas para seleccionar una tubería de presión

1. Considerar las diferentes clases de material disponible, tipos de uniones; comparar formas y costos de mantenimiento. Anotar también los diámetros de tubería y los espesores de pared disponibles.
2. Calcular la pérdida de altura por fricción del 4-10% para una serie de materiales y diámetros; tabular los resultados.
3. Calcular la probable presión adicional por golpe de ariete en caso de un cierre brusco del paso de agua a la tubería, y sumarla a la presión estática. Calcular espesores de pared adecuados para los tamaños de tubería que se prefieran tabular.
4. Diseñar los soportes, anclajes y uniones para la tubería de presión.
5. Preparar una tabla de opciones calculando el costo total de cada una y ver si los componentes están disponibles en el mercado.
6. La selección del diámetro se hará tratando de obtener el menor costo y las menores pérdidas de energía.

Materiales para tuberías de presión (ver tabla 2.20).

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

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

Los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión son:

- Acero comercial
- Policloruro de vinilo (PVC)

- Polietileno de alta densidad
- Hierro dúctil centrifugado
- Asbesto Cemento
- Resina poliéster con fibra de vidrio reforzada

Tabla 2.20. Propiedades físicas de algunos materiales para tuberías

Propiedades físicas de algunos materiales para tuberías				
Material	Modulo de Young (GPa)	Coef. Exp. Lineal (m/m°C)	Esfuerzo de rotura (MPa)	Peso específico (kN/m ³)
Acero bajo %C	207	12x10 ⁻⁶	350	78.6
PVC	2.75	54x10 ⁻⁶	28	14
Polietileno	0.19-0.78	140x10 ⁻⁶	5.9-8.8	9.4
Hierro dúctil	170	11x10 ⁻⁶	310-520	70

† Puede encontrar más especificaciones en el documento titulado energía manual_microcentrales_hidraulicas.pdf, en el CD que acompaña este documento.

Luego de dar un breve vistazo a la parte de diseño en obras civiles, se pasa a revisar los factores a tomar en el diseño para la casa de máquinas

Casa de Máquinas

La Casa de máquinas alberga al equipo electromecánico (Turbina-Generador), panel de control y cuenta con la suficiente superficie para las labores de operación y mantenimiento. También cuenta con las ventanas respectivas para una ventilación adecuada de los equipos.



Figura 2.29. Casa de maquinas

- **Descripción general del equipo electromecánico**

El equipo de electromecánico consta de una turbina hidráulica acoplada a un generador, un regulador de velocidad (electrónico de carga o mecánico de caudal), equipos de protección, señalización y otros instrumentos que conforman el tablero de control.

El equipo electromecánico de una MCH se diseña y se construye para los parámetros de caudal y altura de caída de diseño del proyecto y consta de siete partes importantes:

1. Turbina Hidráulica
2. Acople
3. Generador Síncrono
4. Regulador de Velocidad
5. Tablero de Control
6. Chasis del Equipo

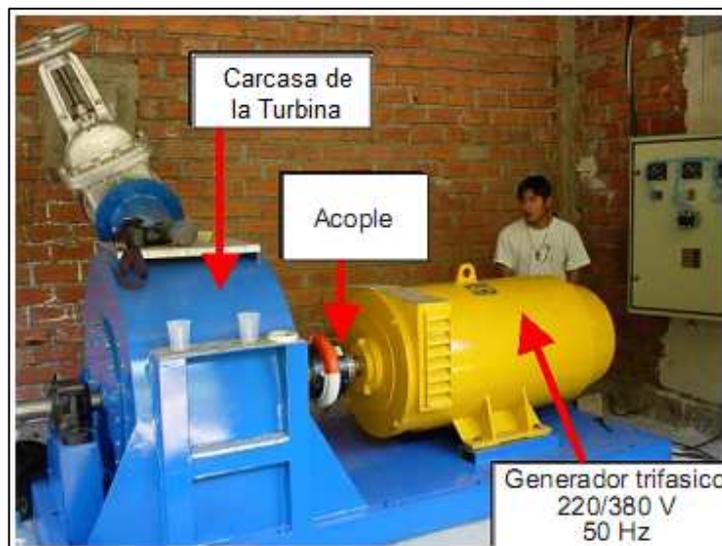


Figura 2.30. Equipos principales de la casa de maquinas.

- **Turbinas hidráulicas**

Las turbinas son los equipos encargados de transformar la energía hidráulica del estero o río en energía mecánica, generalmente como torque y revoluciones.

Principio de Funcionamiento de las Turbinas.

El agua al ser conducida hacia la turbina convierte toda su energía potencial, o gran parte de ella, en energía cinética. El agua ingresa a la máquina con un cierto vector de velocidad que al incidir sobre los alabes cambia de dirección y/o magnitud, produciendo una fuerza resultante sobre el álabe. Esta fuerza produce un momento angular haciendo girar el rodete. El eje del rodete es acoplado a un generador haciendo girar su rotor, compuesto por electroimanes dispuestos con polaridades alternadas fijas. El estator (fijo con respecto a la carcasa) consiste en un número de embobinados conductores de cobre, por las que circula la corriente inducida por el campo magnético variable producido por el rotor.

Clasificación de las Turbinas.

Dependiendo de varios factores, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar como sigue:

1. Por la acción del agua sobre los álabes de la turbina.
 - a) Turbinas de impulso
 - b) Turbinas de reacción
2. Por la dirección del flujo del agua, las turbinas se pueden clasificar como:
 - c) Turbinas de flujo tangencial
 - d) Turbinas de flujo radial
 - A. Radial exterior
 - B. Radial interior
 - e) Turbinas de flujo axial
 - f) Turbinas de flujo mixto (Radial y Axial)
3. Por la posición del eje las turbinas se pueden clasificar como:
 - g) Turbinas de eje vertical
 - h) Turbinas de eje horizontal
4. Por la caída de agua
 - j) Turbinas de media caída
 - k) Turbinas de baja caída

Sin embargo, la clasificación más importante de mencionar es considerando la manera en que el agua actúa sobre los alabes. Es fundamental que el mantenimiento y montaje de las micro turbinas pueda realizarse mediante procedimientos sencillos, sin necesidad de calibración y ajuste de los soportes de los rodamientos.

a) Turbinas de Acción o Impulso

En estas turbinas toda la energía potencial del flujo se convierte en energía cinética a presión atmosférica en una tobera, antes que el flujo entre en contacto con los alabes. La fuerza resultante sobre el rodete, se obtiene como consecuencia del cambio de dirección de la velocidad del fluido al pasar por los alabes. Las turbinas de acción más conocidas son la turbina Pelton y la turbina Banki. La turbina Turgo no ha sido muy difundida. En la mayoría de los casos la velocidad del rodete es regulada para la generación de energía eléctrica. Un regulador actúa sobre una válvula de aguja la cual controla el chorro de agua variando su sección.

b) Turbinas de Reacción.

En estas turbinas una parte de la energía se transforma en energía cinética al pasar el fluido a través de una corona fija de alabes directrices orientables, situada antes del rodete. Todos los espacios de guía y móviles quedan simultáneamente llenos de agua a presión conforme ésta escurre a través del rodete; su velocidad cambia en dirección y magnitud, exigiendo la aplicación de una fuerza sobre el rodete para llevar a cabo este cambio. Esta fuerza reactiva sobre el rodete hace que éste gire. Existen dos tipos de turbinas de reacción, la turbina Francis y las turbinas axiales Kaplan (ver tabla 2.21).

Criterios de Selección.

Para la selección del tipo de turbina a usar en un aprovechamiento hidroeléctrico se deben considerar los siguientes factores:

- Altura de trabajo (Tipo de caída)
- Caudal
- Potencia de salida
- Velocidad específica

Tabla 2.21. Características principales de las turbinas.

Características principales de turbinas hidráulicas							
Turbina	Inventor y año de patente	Ns (rpm,HP,m) rpm	Q (m ³ /s)	H (m)	P (kW)	Nmax (%)	
ACCIÓN	Pelton	Lester Pelton (EE.UU) 1880	1Ch: 30 2Ch: 30-50 4Ch: 30-50 6Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
	Turgo	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	15-300	5.0-8000	85
	Michell-Banki	A.G. Michell (Australia) 1903 D.Banki(Hung.) 1917-1919	40-160	0.025-5	1-50(200)	1-750	82
REACCIÓN	Bomba rotodinamica	Dionisio Papin (Francia) 1689	30-170	0.05-0.25	10-250	5-500	80
	Francis	James Francis (G. Bretaña) 1848	L:60-150 N:150-250 R:250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	Deriaz	P. Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100000	92
	Kaplan de hélice	V. Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5.0-80	2-200000	93
	Axiales: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	Kuhne-1930 Hugenin-1933 Harza-1919	300-800	600	5.0-30	100000	93

Altura de salto.

El salto bruto, es la distancia vertical medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga en las turbinas de reacción, o en el eje de toberas en las turbinas de acción. La tabla 2.22 se definen los diferentes rangos de alturas de salto para algunos tipos de turbinas.

Tabla 2.22: Rango de Alturas de Salto para Turbinas

TIPO DE TURBINA	Altura de Salto Hidráulico "h" (m)
- Kaplan y hélice	$2 < H < 20$
- Francis	$10 < H < 350$
- Pelton	$50 < H < 1300$
- Michell – Banki	$3 < H < 200$
- Turgo	$50 < H < 250$

Caudal.

En primer lugar hay que descartar el caudal ecológico que tiene que transitar todo el año por el cauce cortocircuitado. En segundo lugar, cada tipo de turbina solo puede trabajar con caudales comprendidos entre el nominal (para el que el rendimiento es máximo) y el mínimo técnico por debajo del cual no es estable, de acuerdo a la figura 2.31.

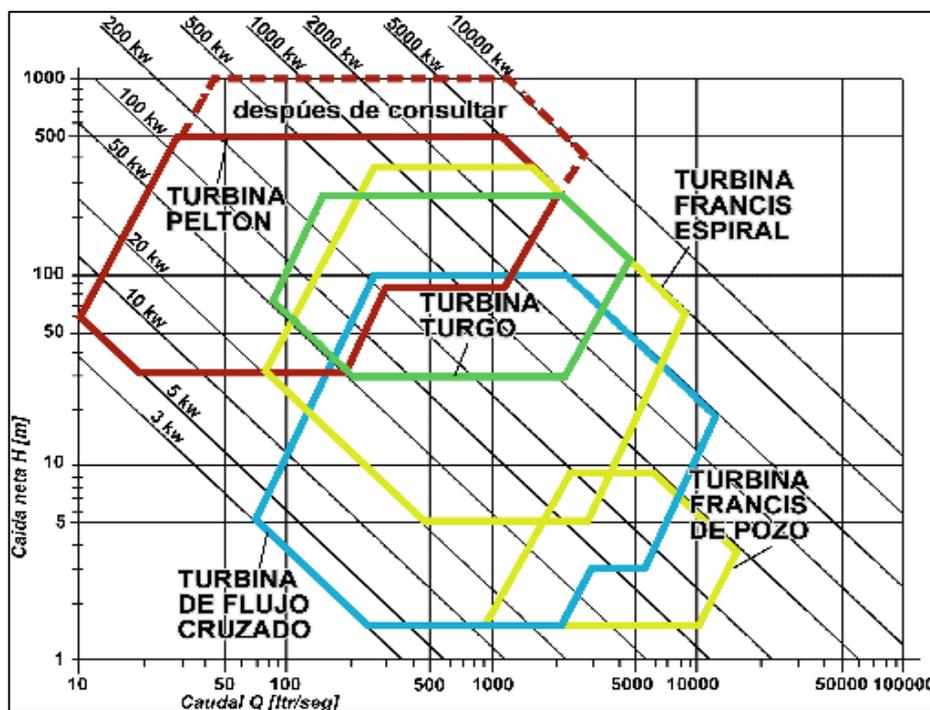


Figura 2.31. Selección de Turbinas en base a Altura de Salto y Caudal

Potencia de salida.

$$P_{\text{útil}} = Q \times H_u \times \gamma \times \eta \quad (2.14)$$

Donde:

P útil: potencia útil obtenida de la instalación en W

Q: caudal de la corriente de agua aprovechada en m³/s

H_u: caída útil en metros

γ: peso específico del agua (9810) en N/m³

η: rendimientos de los equipos

Velocidad Específica (n_s).

Es la velocidad de una turbina geoméricamente similar operando a una altura unitaria y produciendo potencia unitaria.

$$n_s = n \sqrt{\frac{P}{H^{5/4}}} \quad (2.15)$$

Donde:

n_s representa la velocidad específica.

Siendo la expresión a dimensional:

$$n_s = \Omega (P/\rho)^{1/2} / (gH)^{5/2}$$

Donde:

Ω: velocidad angular (rev/s)

ρ: densidad del agua en kg/m³

- En las turbinas Pelton con una tobera, la velocidad específica varía entre 12 para un salto de 2000 m y 26 para uno de 100 m. Al aumentar el número de toberas, la velocidad específica aumenta en proporción a la raíz cuadrada de su número. Así la velocidad específica de una Pelton con cuatro toberas es el doble del de una con una. La velocidad específica de una Pelton nunca supera 60 rpm.
- El diámetro de una turbina Turgo es la mitad del de una Pelton, por lo que tendrá una velocidad específica del doble de la de ésta

- En una turbina Banki, como la gran longitud del rodete permite hacer pasar caudales considerables con diámetros pequeños, la velocidad específica puede alcanzar las 100 rpm.
- Las turbinas Francis cubren una gama de velocidades que van desde las 60 rpm. de una Francis lenta, a las 400 que llegan a alcanzar las Francis ultrarrápidas. Los rodetes lentos se utilizan en aprovechamientos de hasta 350 m de altura de salto y los rápidos se destinan a aprovechamientos con saltos de 30 m.
- Las turbinas Kaplan alcanzan velocidades específicas muy superiores a 325 para una altura de salto de 45 m y de 925 para una altura de salto de 5 m.

Generador Eléctrico.

Los generadores eléctricos para estas aplicaciones son maquinas eléctricas rotativas que se acoplan directa o indirectamente, a los rodetes de las turbinas y así, conjuntamente producen energía eléctrica o electricidad.

Generación de Electricidad

El equipamiento de generación y su dimensionamiento está fuertemente asociado a las características de la demanda que debe satisfacer la PCH. Una primera opción deberá definir si los usuarios serán abastecidos mediante la carga y distribución de baterías o mediante una pequeña red de distribución local. En el primer caso será más conveniente instalar una unidad de generación de corriente continua y en el segundo caso una unidad de generación de corriente alterna.

El uso de corriente alterna trifásica comienza a ser conveniente cuando la escala de la demanda es alta y existen usos productivos que solo pueden ser resueltos con motores trifásicos (potencias mayores a 5 kW). Es condición básica de conveniencia que se mantenga el sistema con las cargas equilibradas en tres fases.

La disposición de Corriente Continua (C.C.), sea monofásica o sea trifásica dependerá entonces de la escala del requerimiento y del tipo de usos de la electricidad que serán satisfechos. En la tabla 2.23 se muestran estas relaciones para casos básicos generales.

Tabla 2.23 Relación de sistemas de generación básicos para casos generales.

Sistemas de generación	Escala del rendimiento	Usos
Corriente Continua Carga de baterías	Menos de 5kW	Iluminación y comunicaciones
Corriente Continua Carga de baterías Inversores en la demanda	Menos de 5kW	Iluminación comunicaciones computación conservación de alimentos
Corriente alterna Monofásica Rectificador para carga de baterías Inversores en la demanda	Menos de 5kW	Iluminación comunicaciones computación conservación de alimentos
Corriente alterna monofásica	menos de 10kW	Ídem anteriores más pequeños motores monofásicos (domésticos o productivos)
Corriente alterna trifásica	Mas de 10kW	Ídem anteriores mas pequeños motores trifásicos (usos productivos)

- **Componentes de generadores eléctricos**

Circuito magnético

De manera semejante a un fluido, el flujo magnético se transporta por un conductor que se caracteriza por mínimas pérdidas de flujo y de energía impulsora. El elemento conductor usado es hierro en aleaciones especiales y generalmente laminado, que al apilarse forma un núcleo magnético.

Cuando los conductores alcanzan los límites de su capacidad conductora, a fuertes aumentos de corriente de excitación (fuerza impulsora) corresponden pequeños aumentos de flujo; por lo tanto, a incrementos altos de corriente de excitación corresponden pequeños aumentos de tensión generada. A este estado se denomina saturación.

Cuando el flujo es alterno, por las conmutaciones de polaridad de norte a sur (al girar el campo) producen pérdidas de energía en el hierro, que se convierte en calor. La cantidad depende de la magnitud del flujo, la frecuencia y el espesor y la calidad de las láminas del núcleo.

El magnetismo remanente es la pequeña cantidad de energía magnética que almacenan los núcleos hechos con materiales ferro magnéticos y que sirven para inicializar la generación eléctrica o cebado en las maquinas auto excitadas.

Circuito eléctrico

Está formado por las bobinas y las conexiones de estas por donde circula la corriente eléctrica. Las bobinas de campo y de armadura se hacen comúnmente de alambre redondo o de platina de cobre. La conexión de un conductor estático a otro rotativo se hace con las escobillas que son de carbón grafitado como elemento estático, y el colector que se monta sobre el eje giratorio. El paso de corriente por la resistencia natural de todo conductor produce pérdidas que se manifiestan como calor (efecto joule); luego a más corriente mas pérdidas y más calor.

Aislamiento-circuito dieléctrico y térmico.

El aislamiento eléctrico impide el paso de corriente eléctrica de un conductor a otro. Se encuentra en un generador en:

- El esmalte que cubre al alambre de cobre de las bobinas.
- Las laminas aislantes que separan las bobinas.
- Las laminas aislantes que separan los conductores de cobre de los núcleos de hierro.
- Los barnices que recubren y dan adherencia mecánica a los bobinados.

Según el material usado como aislante, se dimensiona la temperatura de trabajo del generador y con, ello la capacidad y periodo de uso de la maquina.

La clasificación internacional de los aislamientos indica:

Clase A. Material: algodón, madera, papel, impregnados con barniz, resinas fenólicas (bakelita); temperatura máxima 105 °C.

Clase B. Material: mica, asbestos laminados, fibra de vidrio; temperatura máxima 130 °C.

Clase F. Material: fibra de vidrio, poliéster, papel aramido (nomex); temperatura máxima 130 °C.

Clase H. Material: fibra de vidrio, poliéster imidico, papel mica, recinas siliconas; temperatura máxima 180 °C.

Sistema de enfriamiento

En este tamaño de generadores es usual el empleo de aire forzado con ventiladores montados sobre el mismo eje de la máquina para realizar el enfriamiento.

Soporte mecánico

Carcasa. Forma el soporte, los anclajes y la cubierta metálica de protección de las partes vivas (núcleos magnéticos y bobinas de las maquinas).

Soporte de cojinetes, o escudos de la maquina; uno en el extremo accionado por la maquina primaria y el otro en el extremo libre.

Cojinetes.

Se usan cojinetes antifricción o rodamientos.

2.4.2 SISTEMA DE CONTROL⁽⁵⁾

En una PCH, uno de los aspectos más importantes es mantener la tensión y la frecuencia dentro de niveles aceptables. Para los fines de este tipo de centrales, el voltaje se debe mantener en un rango de $\pm 7\%$ su valor nominal y la frecuencia puede aumentar en un 5% su valor nominal pero nunca disminuir, según lo recomendado, esto para evitar daños en los artefactos eléctricos y aumentar la vida útil de las luminarias. Cuando se dan variaciones en la potencia demandada por el usuario, los parámetros de tensión y frecuencia se ven afectados, por lo que se hace necesaria la utilización de sistemas de regulación. Hay dos formas de regular estos parámetros, ya sea regulación por caudal o por carga.

En la regulación por caudal lo que se hace básicamente es variar el volumen de agua que entra en la turbina en un determinado tiempo, en función de la carga instantánea aplicada al generador; por medio de un servo-motor eléctrico o por un cilindro hidráulico, variando así la potencia entregada por la turbina. La segunda forma se basa en mantener la carga constante ante las variaciones de la demanda, suponiendo un caudal constante; así el generador se encuentra permanentemente generando a su máxima capacidad. El funcionamiento se basa en la implementación de un regulador electrónico de carga (*Electronic Load Controller*, ELC) que deriva automáticamente la carga eléctrica no consumida por el usuario a un banco de resistencias lastre blindadas, enfriado por agua o por aire; de la misma forma cuando entra una carga útil el regulador electrónico procede a desconectar una carga lastre equivalente.

La adopción de uno u otro método de regulación, depende de la potencia de la planta y de la abundancia o escasez del recurso hídrico. Si el recurso hídrico es escaso, es conveniente regular por caudal, para hacer óptimo el aprovechamiento del mismo. En cambio si el recurso hídrico es abundante, la regulación por carga resultará más conveniente.

En PCH, donde la potencia es inferior a 100 kW, la revisión bibliográfica y diversos ejemplos de plantas de este tipo en otros países, hacen indicar que lo más recomendable es utilizar la regulación por carga, principalmente por los costos del equipo y la no utilización de elementos actuadores sobre las turbinas.

A continuación se explicarán algunos detalles de funcionamiento de los dos principales tipos de reguladores electrónicos de carga.

2.4.2.1 Regulador electrónico de carga (ELC).

El ELC se utiliza en combinación con el regulador automático de voltaje (*Automatic Voltage Regulator*, AVR) que se encarga de regular el voltaje de generación, el AVR normalmente viene incorporado en el generador. Por lo tanto el ELC se enfoca en controlar la frecuencia, como ya se dijo, manteniendo al generador con una carga fija e igual a la potencia total realmente producida por la instalación (carga total). Con la estimación de la carga total, se elige un conjunto de resistencias (carga lastre), que conectadas igualen o estén cerca de la carga total estimada.

La conexión parcial o total de las resistencias depende evidentemente del valor de frecuencia que tenga el generador en un momento dado, para ello constantemente se toma una muestra de la frecuencia real del generador, la que por medio de un convertidor electrónico F/V (Frecuencia/Voltaje), se transforma en una señal de corriente continua proporcional a esta frecuencia, esta señal se compara con una rampa sincronizada con la señal senoidal, consiguiendo un ángulo de disparo proporcional a la variación de la frecuencia, sobre un valor nominal determinado (la inclinación de la rampa da la sensibilidad del sistema); así el circuito electrónico decide entonces el estado de la conexión de las resistencias. Por ejemplo en el momento que se conecta una carga útil, se produce una disminución de la frecuencia, esto es sentido por el circuito; en ese instante el sistema electrónico procede a desconectar una carga lastre equivalente. En la Figura 2.32 se muestra un posible diagrama de bloques del conjunto turbina, generador y ELC.

Si el sistema AVR es capaz de mantener la tensión regulada, y las cargas útiles y lastre son del tipo resistivo, se debe cumplir en un ELC (considerando que la carga es balanceada) que la sumatoria de la potencia útil y la potencia disipada en las cargas lastre debe ser igual a la potencia del generador (potencia total).

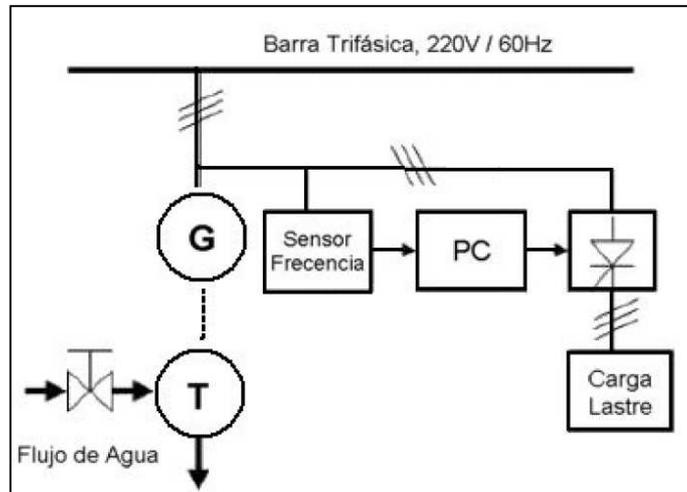


Figura 2.32 Diagrama de bloques para la regulación de carga

Además se debe cumplir también que la sumatoria de la corriente en la línea de distribución y la corriente en la línea de disipación debe ser igual a la corriente en la salida del generador.

Es muy importante, asegurarse de la compatibilidad del ELC con el AVR, por eso es indispensable consultar a los fabricantes de generadores, antes de realizar una compra, acerca de la compatibilidad de los reguladores de tensión para trabajar con reguladores electrónicos de frecuencia específicos.

Una desventaja que tiene el ELC, es que el generador debe estar sobredimensionado de manera que se pueda compensar el efecto que se produce cuando las cargas balasto entran en operación; este fenómeno se da debido a que cuando la carga ingresa a 90° de la onda, el generador la ve como una carga inductiva con un desfase de 90° en atraso respecto a la tensión generada.

Otro aspecto a tomar en cuenta, es la adquisición de las cargas balasto; lo ideal es conseguir este equipo con el mismo fabricante del ELC, de ser posible todo en un mismo paquete, para no incurrir en errores de diseño de la capacidad del banco de resistencias, recordando que estas deben estar dimensionadas para la potencia total de generación.

Los ELC se pueden diseñar para potencias específicas o se pueden adquirir para ciertos rangos según la fase; por ejemplo la empresa Chilena Cia & Cox Ingenieros (ver Anexos), fabrica reguladores de electrónicos de carga del tipo monofásico y trifásico, que van de

rangos hasta 2 kW y 6 kW monofásicos, y hasta 15 kW, 30 kW y 100 kW trifásicos; igualmente fabrican modelos específicos.

Un ELC es muy útil en PCH que posean un generador sincrónico y sobre todo cuya potencia generada se utiliza para abastecer a una localidad pequeña o usuarios específicos que no estén conectados a la red.

Por otra parte para controlar un generador asíncrono, lo más recomendable es utilizar un controlador de generador de inducción (*Induction Generator Controller*, IGC), que es más útil en sistemas que utilizan motores de inducción como generadores (asíncronos) y que tampoco están conectados a la red.

La principal diferencia entre un ELC y un IGC es que el IGC usa la tensión como señal de entrada al controlador mientras que el ELC, como se dijo antes, tiene la frecuencia como su señal de entrada. A continuación se detalla más de este tipo de equipo.

2.4.2.2 Controlador de generador de inducción (IGC)

Los generadores asíncronos cuando trabajan en forma aislada, muestran una gran variación de la tensión generada con respecto a las variaciones de la carga; asimismo esta tensión y la frecuencia de salida dependen de la velocidad sincrónica del generador. El IGC logra controlar estas dos variables haciendo uso de las características de carga, velocidad y tensión, velocidad de la turbina y del generador.

El funcionamiento del IGC consiste en sensar la salida de tensión del generador, el cuál controla variando la cantidad de carga lastre que se tiene para este fin. Su funcionamiento es el siguiente: si se produce un incremento de tensión debido a una reducción en la carga, la velocidad de la turbina y la tensión del generador se incrementan, al detectar esto el IGC incrementa la cantidad de carga lastre. De esta forma se incrementa la carga total del generador, reduciendo la velocidad, la frecuencia y la tensión a los niveles deseados.

La desventaja del IGC se presenta cuando el generador tiene que alimentar cargas inductivas; ya que cuando se conectan estas cargas se produce una disminución de tensión mayor que si se tratará de cargas resistivas. El IGC ante esta situación reacciona eliminando parte de la carga lastre, tratando de que la tensión retorne al nivel deseado. Como la variación de la tensión es mayor que si se tratara de potencia real, la carga lastre (tipo resistiva) se deberá reducir más de lo necesario. Esto provoca un incremento no deseado en la velocidad del generador y de la frecuencia de salida. Al incrementarse la frecuencia, se

incrementa también el requerimiento de potencia de los condensadores que se tienen conectados para suplir la corriente de magnetización requerida y mantener el factor de potencia. Por lo que para disminuir la variación de la frecuencia, la única solución es incorporar condensadores a las cargas inductivas alimentadas por el generador.

Por otro lado, una ventaja de este equipo, es que desde el punto de vista de la ingeniería de control, el ICG reacciona de forma más rápida y marcada, ante variaciones en sus parámetros nominales, que un ELC.

2.4.3 PROTECCIONES ⁽⁵⁾

La revisión de documentos relacionados con la selección de equipo de protección para generadores de pequeñas centrales hidroeléctricas, indica que hay un mínimo de protecciones que se recomienda utilizar. Estas se pueden dividir en dos grupos: primarias y secundarias.

2.4.3.1 Protecciones primarias

Son aquellas protecciones que serán las responsables de minimizar cualquier falla que pueda provocar daños de consideración al generador.

Uno de los principales daños a detectar en el generador son los daños en los aislamientos de los devanados, tanto del estator como del rotor. Estos daños pueden deberse a diversos factores, como la ruptura del dieléctrico del aislamiento por sobretensiones, el calentamiento excesivo producido por sobrecorrientes y el envejecimiento del aislamiento.

Los fallos en el aislamiento pueden provocar puestas a tierra de los devanados del rotor y/o estator y corto circuitos entre espiras. Por lo cual las protecciones primarias están orientadas a controlar y detectar este tipo de fallas.

Entre las principales protecciones primarias, se encuentran los siguientes relés:

a. Relé térmico (Código ANSI: 49)

Controla y detecta las elevaciones de las temperaturas de los devanados tanto del rotor como del estator.

b. Relé de protección de puesta a tierra (Código ANSI: 64)

Detecta cualquier puesta a tierra en alguna de las espiras ya sea del rotor (ANSI 64F) o del estator (ANSI 64G). En relación a la protección por falla a tierra, se considera que la

protección diferencial (ANSI 87), es la óptima, esto por cuanto es más sensible. A continuación se detalla más sobre esta.

c. Relé de protección diferencial (Código ANSI: 87)

Se activa al alcanzar un cambio porcentual o de fase o de corriente o cualquier otra cantidad eléctrica. Como se dijo, en relación a la protección por falla a tierra, es más sensible, además que a diferencia de los relés de falla a tierra resulta más selectiva que la anterior, pudiendo así aislar la falla más rápidamente, sacando de operación al generador. Sin embargo, si ocurriese una puesta a tierra en un punto fuera del ámbito de protección de la diferencial, la misma no sería sensada por dicha protección, pero sí por el relé de falla a tierra.

d. Relé de potencia inversa (Código ANSI: 32)

Esta protección actúa cuando corto circuitos entre espiras provocan disminuciones en la tensión generada (que es proporcional al número de espiras falladas). Esta disminución provoca una suma fasorial diferente de cero, tanto de las corrientes, como de las tensiones. Este desbalance es el que utiliza la protección para actuar. También puede actuar cuando una falla en la turbina, produzca una motorización del generador.

e. Relé de sobretensión (Código ANSI: 59)

Funciona cuando la tensión sobrepasa un nivel determinado. Esto puede ser provocado por una variación considerable en la carga, lo cual produce un aumento en la tensión, que ocasiona daños al aislamiento.

f. Relé de pérdida de excitación (Código ANSI: 40)

Es una protección que se utiliza en generadores sincrónicos. Funciona cuando se alcanza una determinada tensión o un valor muy por debajo de lo normal, debido a una falla de la corriente de excitación de la máquina, la cual produce un rápido sobrecalentamiento en el rotor.

g. Relé de sobreexcitación (Código ANSI: 24)

Igual que la anterior, es una protección que se utiliza en generadores sincrónicos. Actúa si la excitación supera los rangos normales de operación, lo cual produce un sobrecalentamiento en los devanados del rotor debido al aumento de la corriente que los circulará.

h. Relé de sobrecorriente instantáneo (Código ANSI: 50)

Se activa instantáneamente cuando se sensa un valor excesivo de la corriente o una razón de crecimiento muy alta, indicando así una falla en el generador. Es muy recomendable para detectar corto circuitos externos (de los terminales del generador hacia la red), ya que su acción es muy rápida, al depender únicamente de la magnitud de la corriente y no de otros parámetros como tiempo y tensión.

i. Relé de sobrecorriente temporizada (Código ANSI: 51)

Tiene ya sea una característica de magnitud o de tiempo inversa que activa el aparato cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado.

j. Relé de sobrevelocidad (Código ANSI: 12)

Es una de las protecciones más importantes con la que debe contar un generador asíncrono. Como se sabe, la potencia de salida de un generador de inducción depende de la velocidad que le aplique el eje de la turbina. Sin embargo existe un punto límite de operación el cual no puede ser excedido sin exponer al generador a un daño grave. Más allá de esta velocidad, el par decrece conforme aumenta la velocidad, esto ocurre usualmente cuando el deslizamiento hace que la velocidad del rotor esté alrededor de un 5 a 10% arriba de la velocidad sincrónica. El relé de sobrevelocidad se encarga de detectar esta condición y proteger al generador en caso de presentarse.

2.4.3.2 Protecciones secundarias

Son aquellas protecciones que tienen la función de servir como respaldo a algunas de las protecciones primarias o que no cumplen una función principal. Esto no significa que sean menos importantes.

Se consideran principalmente dentro de este ámbito las siguientes protecciones:

a. Relé de sobrecorriente dependiente de tensión (Código ANSI: 51V)

Esta protección opera de la misma forma que la de sobrecorriente temporizada (ANSI 51), con la diferencia de que sensa dos variables que son tensión y corriente. El dispositivo mide una corriente y la compara contra un máximo previamente programado para un tiempo definido y para una variación de tensión específica, en el caso de que la sobrecarga sea excesiva. El hecho de que la protección sea dependiente de la tensión, garantiza que una inestabilidad transitoria en los parámetros provoque el disparo de la unidad. La protección

sirve como respaldo tanto a la de sobrecorriente temporizada, como a la de sobrecorriente instantánea en caso de que estas no actúen minimizando la falla.

b. Relé de pérdida de sincronismo (Código ANSI: 78)

La pérdida de sincronismo puede darse por efectos de prolongados tiempos en la eliminación de fallas, baja tensión del sistema, excitación insuficiente, alta impedancia entre el generador y el sistema o por operaciones de conexión y desconexión en las líneas. Estos pueden ocasionar sobrecalentamientos en los devanados del estator y pares excesivos sobre el eje de la maquina, pues se tiende a frenar el movimiento impuesto por la turbina.

c. Relé de baja tensión (Código ANSI: 27)

Funciona cuando el nivel de tensión sobrepasa un nivel determinado, esta condición se puede dar cuando el generador intente entregar más potencia de la que es capaz, disminuyendo la tensión en sus terminales y consecuentemente incrementando el nivel de corriente entregada. Esta situación ya se cubre con la protección por sobrecorriente temporizada, sin embargo la protección por baja tensión puede incluirse como una protección de respaldo.

d. Relé de frecuencia (Código ANSI: 81)

Funciona cuando se alcanza un valor determinado de frecuencia (ya sea inferior o superior) o una magnitud en el cambio de frecuencia.

Definidas las protecciones recomendadas a utilizar, en pequeñas plantas de generación, queda por seleccionar las elementales según las condiciones que se tengan. En este aspecto no se puede decir que para una potencia dada se deben usar tales protecciones, sino más bien se debe poner en una balanza el costo que representa este tipo de equipo respecto a los demás. Ya que según la planta, los costos de estas protecciones pueden alcanzar valores muy altos, respecto al costo de la planta.

Se define que para el tipo de centrales en cuestión, suponiendo una operación totalmente aislada de tales centrales; las protecciones a utilizar en un generador sincrónico son los relés de baja tensión (ANSI 27), de sobretensión (ANSI 59), de sobrecorriente (ANSI 50 o ANSI 51), de frecuencia (ANSI 81), pérdida de excitación (ANSI 40) y térmico (ANSI 49); y en un generador asíncrono exactamente las mismas menos la de pérdida de excitación (ANSI 40) y se debe agregar el relé de sobrevelocidad (ANSI 12). En la Tabla 2.24 se resumen estas protecciones.

Tabla 2.24 Protecciones mínimas para un generador aislado

Nombre de la protección	Código según ANSI/IEEE
Relé de sobrevelocidad	12
Relé de baja tensión	27
Relé de pérdida de excitación	40
Relé térmico	49
Relé de sobrecorriente instantáneo	50
Relé de sobrecorriente temporizada	51
Relé de sobretensión	59
Relé de frecuencia	81

Ahora, si se considera que la planta puede ser conectada a la red de distribución, y hasta en su momento llegar a vender energía, basándose en la bibliografía y en los esquemas de protecciones para el productor privado se muestran en la tabla 2.25.

Tabla 2.25 Protecciones mínimas para un generador conectado a la red

Nombre del equipo	Código según ANSI/IEEE
Relé de sobrevelocidad	12
Relé de sobreexcitación	24
Relé de baja tensión	27
Relé de potencia inversa	32
Relé de pérdida de excitación	40
Relé térmico	49
Relé de sobrecorriente instantáneo	50
Relé de sobrecorriente temporizada	51
Relé de sobrecorriente dependiente de tensión	51V
Relé de sobretensión	59
Relé de protección puesta a tierra	64
Relé de pérdida de sincronismo	78
Relé de frecuencia	81
Relé de protección diferencial	87
Relé de enclavamiento por presencia de tensión en la línea	C

Un aspecto importante a la hora de diseñar o adquirir las protecciones, es que estas dependen del nivel de tensión y corriente del generador, por lo cual estos son parámetros que se le deben indicar al fabricante.

2.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRO O MINICENTRAL. ⁽⁷⁾

En este apartado, se determinarán los costos para implementación de una micro/mini central hidroeléctrica, en la cual tomaremos como ejemplo la construcción de la minicentral Miracapa, ubicada a 2 kilómetros de la población del municipio de Carolina, San Miguel.

2.5.1 ANÁLISIS DE COSTOS

Al calcular el costo de un proyecto micro hidroeléctrico se deben considerar los siguientes rubros: 1) Costo de inversión inicial; 2) Costos de operación y mantenimiento; y 3) Costos financieros.

2.5.1.1. Costo de inversión inicial

Para el cálculo de la inversión inicial en micro/mini centrales hidroeléctricas, los costos se pueden dividir en: costos directos y costos indirectos. Dentro de los costos directos se incluye la adquisición del activo fijo: obra civil, equipo electromecánico, red de distribución, y demás infraestructura necesaria. Dentro de los costos indirectos se incluyen los gastos legales y de administración, costos de ingeniería por diseños, supervisión de construcción, documentos de licitación, supervisión y fiscalización de la construcción de la obra, y supervisión de la puesta en marcha e imprevistos. Generalmente su valor se estima como un porcentaje del costo directo que puede ir entre un 10% y un 15%. El costo de la inversión inicial asciende a US\$157,776 (que incluye un 11% en costos indirectos) como se detalla en la tabla 2.26.

Las condiciones de lejanía y difícil acceso al área donde se localiza el proyecto elevan considerablemente los costos de inversión inicial; principalmente los rubros de obra civil (62% de los costos directos) y del equipo electromecánico y la red eléctrica de distribución (38% de los costos directos). La ubicación del proyecto afecta también los rubros de transporte y arrendamiento de maquinaria.

Tabla 2.26 Costos de inversión inicial MCH Miracapa*

Inversión inicial	Valor (\$)	Proporción
Obra civil	88,280	62%
Equipo electromecánico y Red Eléctrica	54,375	38%
Sub-total costos directos	142,655	100%
Costos indirectos (11% costos directos)	15,121	11%
Total Costos de Inversión	157,776	111%

FUENTE (*): Proporcionada por SABES.

2.5.1.2. Costos de operación y mantenimiento

Los costos totales de operación y mantenimiento se estimaron en US\$4,371.42 para el primer año, como se detalla en la tabla 2.27, esto es US\$ 0.016/kWh que se obtiene al dividir los costos de operación y mantenimiento entre el total de energía que el sistema está en capacidad de producir (275,598 kWh). Las micro/mini centrales hidroeléctricas al igual que las demás tecnologías de energía renovable se caracterizan por un bajo costo de operación y mantenimiento, en contraposición con su alto costo de inversión inicial. Los costos de operación y mantenimiento pueden expresarse en costo unitario por año en función del tamaño de la central o como un monto anual dado en un porcentaje de la inversión total del proyecto.

Generalmente estos costos fluctúan entre \$ 0.01 y \$ 0.02 por kWh, así se puede ver que la MCH Miracapa está dentro de ese rango.

Tabla 2.27 Costos de Operación de la minicentral Miracapa.*

COSTOS DE OPERACIÓN	
Pago de persona encargada de distribución:	\$ 114.28 / mes / 12 meses = \$ 1,371.42
Mantenimiento de reserva	\$ 50 / mes / 12 meses = \$ 600.00
Tasa de retorno de inversión	\$ 200 / mes / 12 meses = \$ 2,400.00
Total gastos anuales	\$ 4,371.42

*FUENTE: ONG SABES.

Para calcular los costos de operación y mantenimiento de la MCH Miracapa se dividieron en: 1) Costo de personal, 2) Gastos administrativos, 3) Mantenimiento de la red

de distribución, 4) Amortización de reposición del equipo electromecánico; los que representan los rubros principales en el costeo del proyecto.

- **Costo de personal**

Este rubro representa anualmente la cantidad de US\$ 1,371.42 de los costos de operación y mantenimiento del proyecto a lo largo de su vida útil; el cual se mantendría la cantidad anterior en los primeros diez años y la cantidad de US\$3,342.84 para los siguientes 15 años.

La planilla de personal de la minicentral Miracapa estaría constituida por una persona que se dedicara a prestar servicios de mantenimiento durante la vida útil de la minicentral. Sin embargo, se estima que a partir del año once, por el aumento de los usuarios atendidos (tasa de crecimiento poblacional de la zona oriental de El Salvador entre 5.0 y 6.0 %) al año, se requerirá también de un auxiliar para el área de mantenimiento lo que implica un aumento en los costos de personal a partir del año 11.

Para la estimación de los salarios mensuales devengados fue necesario ubicarse en el contexto de la localidad en donde el 80% de las familias perciben ingresos por debajo del salario mínimo (US\$88.00 en zonas rurales) y un 50 % están por debajo de los US\$60.00 mensuales. Por lo que se asignaron salarios que permitirán a los trabajadores estar en mejores condiciones de las que ofrece la localidad.

- **Amortización de reposición de equipo electromecánico**

El equipo electromecánico de las micro centrales hidroeléctricas es sumamente confiable, este equipo, si es operado adecuadamente, puede tardar más de 50 años; sin embargo, existen algunas piezas más susceptibles a deterioro según expertos en micro hidráulicas: el rotor de la turbina y el generador. Se trabajará bajo el supuesto de que el generador necesita reemplazo al final de la vida útil del proyecto (25 años), solo para establecer un ejemplo, con esto se creará un fondo de amortización de reposición de equipo. Para ello tomaremos la cantidad de US\$3,000 por la compra de un generador de 55 kW similar al generador instalado actualmente en la minicentral.

Entonces, para realizar los cálculos del fondo de amortización se utilizará la tasa inflacionaria promedio de los últimos 9 años en El Salvador (2000 – 2008) que es de

3.71%. La fórmula para el cálculo de anualidades en base a un valor presente es la siguiente:

$$Anualidad = VP * \left(\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right) \quad (2.16)$$

Donde:

VP = Valor Presente, i = Tasa de interés y n = Número de años.

Para el caso de la minicentral Miracapa los datos a ingresar en la fórmula son: VP = US\$3,000, i = 3.71%, y n = 25 años, lo cual da como resultado una anualidad de US\$74.89.

- **Mantenimiento de la red de distribución**

La infraestructura de transformación y distribución eléctrica conlleva costos anuales de mantenimiento estimados como un porcentaje del 1.5% de su costo de inversión, lo cual constituye un total de US\$2,366.64.

Tabla 2.28. Tabla de inflación en El Salvador.*

Años	Tasa de inflación en El Salvador (%)
2000	1.3
2001	2.5
2002	3.8
2003	3.8
2004	2.1
2005	5.4
2006	4.7
2007	4.9
2008	4.9
PROMEDIO	3.71

*Fuente: Sitio Web del Ministerio de Economía de el Salvador

Tabla 2.29. Tabla de amortización.

Años	Cuota Anual (US\$)	Inflación 3.71% (US\$)	Amortización (US\$)	Saldo (US\$)
0				3000.00
1	186.2	111.33	74.87	2925.13
2	186.2	108.56	77.64	2847.49
3	186.2	105.67	80.53	2766.96
4	186.2	102.68	83.51	2683.45
5	186.2	99.57	86.61	2596.83
6	186.2	96.37	89.83	2507.00
7	186.2	93.04	93.16	2413.84
8	186.2	89.58	96.62	2317.22
9	186.2	85.10	100.21	2217.02
10	186.2	82.28	103.92	2113.09
11	186.2	78.42	107.78	2005.31
12	186.2	74.42	111.78	1893.53
13	186.2	70.27	115.93	1777.60
14	186.2	65.97	120.23	1657.37
15	186.2	61.51	124.69	1532.68
16	186.2	56.88	129.32	1403.36
17	186.2	52.08	134.12	1269.24
18	186.2	47.10	139.10	1130.14
19	186.2	41.94	144.26	985.88
20	186.2	36.59	149.61	836.27
21	186.2	31.03	155.16	681.10
22	186.2	25.28	160.92	520.18
23	186.2	19.30	166.90	353.28
24	186.2	13.11	173.09	180.19
25	186.2	6.69	179.51	0.0
Totales	4655	1655.68	3000.00	

2.5.1.3. Costos financieros

El proyecto de la minicentral Miracapa carece de costos financieros debido a que la inversión inicial del proyecto se reunirá a través de donaciones de agencias no gubernamentales, instituciones de la cooperación internacional, y aporte comunitario de la población de los caseríos Potrerillos y Riverita en el municipio de Carolina, San Miguel. Esto significa que el proyecto será subsidiado en su acceso, lo cual se justifica considerando que se trata de comunidades en estado de pobreza y pobreza extrema, lejanas al sistema eléctrico nacional, con lo que no representan un mercado atractivo para las empresas privadas de distribución.

2.5.2 INGRESOS

Teniendo en cuenta los costos de operación se puede valorar la cuota que tendrían que pagar los usuarios del sistema para poder mantenerlo y recuperar al mismo tiempo la inversión, al final de la vida útil de los equipos. Teniendo en cuenta esto, se puede hacer un cálculo sencillo:

1. 118 familias x \$4/familia / mes = US\$472/mes x 12 meses / año = US\$5,664/año.
2. Regadíos hortalizas: US\$100/mes/12 meses / año = US\$1,200/año.
3. Piscifactoría: US\$200/mes/12 meses / año = US\$2,400/año.

Al sumar todos los resultados anteriores da un total de ingresos de US\$9,264. Cabe mencionar que para el ejemplo de la minicentral Miracapa, la tarifa fija aplicada (US\$4.00) por consumo de energía al mes esta dada por precio establecido de la comunidad. Para poder establecer una cuota fija se utiliza como parámetro el costo unitario de la energía, tal como se muestra a continuación:

$$\text{Costo Unitario de energía} = \frac{\text{COM} + \text{CAP}}{(\text{Pot.inst.})(\text{días de funcionamiento/año})(F_{PLANTA})} \quad (2.17)$$

Datos:

COM: Costo de operación y mantenimiento

CAP: Cuota anual préstamo

Pot.inst.: Potencia instalada

F_{PLANTA} : Factor de planta.

- **Factor de planta:**

El factor de planta es la relación entre la energía utilizada y la energía que el sistema está en capacidad de entregar; esta relación tiene un valor menor o igual a la relación de potencia. La energía que el sistema está en capacidad de entregar se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Energía del Sistema/año} = (\text{Pot.inst.}) \times (24 \text{ h}) \times (\text{días de funcionamiento/año}) \quad (2.18)$$

Según los datos de demanda de energía de la minicentral durante el primer año considerando únicamente la demanda residencial. El factor de planta se calcula con la fórmula siguiente:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Energía demandada (kWh/año)}}{\text{Energía que entrega la planta (kWh/año)}} \quad (2.19)$$

Entonces, si multiplicamos el costo unitario por kilovatio hora, por el total de kilovatios hora por mes para cada usuario, de esto se obtiene el pago por consumo de energía al mes.

La cuota variable para el cobro del kilovatio hora extra consumido, será baja, para incentivar los usos productivos de la energía, y que la electricidad sea una opción económicamente conveniente para sustituir el uso de equipos que hoy por hoy están siendo utilizados con combustibles fósiles.

2.5.3 GENERALIDADES DE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS

2.5.3.1 Estimación de costos

Al calcular el costo de un proyecto hidroeléctrico se deben considerar los siguientes rubros: costos de inversión de la obra (directos e indirectos), costos de reposiciones intermedias y costos de operación y mantenimiento.

Los costos de inversión son los costos totales que se deben pagar para un proyecto totalmente construido. Los costos directos incluyen los rubros directos de construcción, terrenos y servidumbre, y los costos indirectos se refieren a los gastos legales y de administración, costos de ingeniería por diseños, supervisión de construcción, documentos de licitación, supervisión y fiscalización de la construcción de la obra y supervisión de la puesta en marcha con asesoramiento al personal encargado e imprevisto. Generalmente la estimación de los costos indirectos se hace con porcentajes del costo directo. De esta manera, para cubrir los costos indirectos, se considera necesario entre el 10% y el 15% de los costos directos de construcción, con un 5% de dichos costos asignado a gastos administrativos.

Las reposiciones intermediarias se refieren a las obras y equipos que tienen una vida útil menor a la vida útil del proyecto global y que deben ser repuestos para conseguir un adecuado funcionamiento de las instalaciones. Estos valores se incluyen en un estudio de factibilidad, como un porcentaje del costo total y con una determinada vida útil.

Los costos de operación y mantenimiento pueden expresarse en costo unitario por año en función del tamaño de la central o como un monto anual dado en un porcentaje de la inversión total del proyecto.

2.5.3.2 Costos unitarios

Se relacionan con los costos, estos costos unitarios se dan en función de diferentes características tales como:

- ✓ Costo por unidad de volumen.
- ✓ Costo por unidad de peso.
- ✓ Costo por unidad de área.
- ✓ Costo por unidad de longitud.
- ✓ Costo por unidad de potencia.

2.5.3.3 Factor de actualización

El factor de actualización es el parámetro que permite corregir y calcular valores actualizados de cualquier rubro. Igualmente permite proyecciones corregidas por la inflación.

2.5.4.5 Costos unitarios de la generación

Estos son los costos unitarios de instalación y los costos unitarios de la energía a lo largo de la vida del proyecto. Estos parámetros son muy importantes porque sirven para comparar el costo de instalación con los costos típicos de instalación, los costos típicos de generación y la comparación entre el costo de producir la energía y su precio de venta.

2.5.4.6 Costo por kW instalado

Este es el costo de instalación de cada kW. Como norma general de comparación no se incluye el costo de la subestación elevadora y la línea de transmisión. En el caso de estas pequeñas plantas se incluyen el costo de la línea de transmisión para tener un costo total. El costo unitario se calcula de la siguiente manera:

$$Costo / kW = \frac{\text{Costo de la planta}}{\text{Potencia máxima de la Planta}} \quad (2.20)$$

$$Costo / kW = \frac{(\text{Costo de la planta}) + SUB + línea}{\text{Potencia máxima de la planta}} \quad (2.21)$$

CAPÍTULO III

CAPITULO III. ESTUDIO DE LA MINICENTRAL LA CHÁCARA.

3.1 ESTADO ACTUAL DE LA MINICENTRAL LA CHÁCARA.

En el presente estudio se muestra el estado actual de la minicentral hidroeléctrica La Chácara, la cual se encuentra ubicada en el municipio de Carolina, departamento de San Miguel. Dicha minicentral fue inaugurada en el año de 2001, beneficiando alrededor de 59 familias de la comunidad del Cantón La Chácara que en esa fecha se encontraba sin los servicios de las distribuidoras de energía eléctrica del país (ver figura 3.1).



Figura 3.1 Casa de máquinas de la minicentral “La Chácara”.

- Estado del Sistema Generador-Turbina

Descripción del estado del generador: éste presenta una sobre carga en la demanda de energía la cual hace que el generador trabaje a su máxima capacidad y con un excesivo ruido, lo que provoca una elevada temperatura en su carcasa. Esto estaría provocando un sobre calentamiento en el embobinado del generador, lo cual le produciría un daño permanente.

La minicentral La Chácara cuenta con una turbina Michell-Banki la cual consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El agua es restituida mediante una descarga a presión atmosférica. El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular. El inyector posee una sección

transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular - circular. Este inyector es el que dirige el agua hacia el rotor a través de una sección que toma una determinada cantidad de álabes del mismo, y que guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía, estas turbinas son conocidas por trabajar con flujo transversal.

En la figura 3.2 se muestra la turbina acoplada con el generador por medio de un sistema de fajas para la transmisión de potencia mecánica de la minicentral La Chácara.



Figura 3.2. Sistema generador – turbina de la casa de máquinas.

A continuación se presentan los datos de placa del generador de la minicentral La Chácara (ver tabla 3.1) con los que se realizará una comparación con mediciones obtenidas en operación normal que se vera en la siguiente sección.

Tabla 3.1. Datos de placa del generador existente.

Generador Síncrono marca Stamford	
kVA	20
kW	16
Voltaje (V)	110/220
No. FASES	3
Corriente (A)	52/104
Frecuencia (Hz)	60
rpm	1800

- Estado de la Subestación Elevadora

En el sistema de la subestación de la minicentral, se aprecia un deterioro en los conductores que conectan con los bushing secundarios de los transformadores esto debido al tipo de conductor empleado en el diseño de la instalación que no es el adecuado para uso de intemperie. La subestación esta compuesta por dos transformadores de 25 kVA y 15 kVA respectivamente, haciendo la subestación de una capacidad nominal de 40 kVA con los niveles de voltaje nominales del lado primario de 120/240 V y del lado secundario de 7.6/13.2 kV. Por lo general la subestación se encuentra en un estado aceptable de utilización, dado que se encuentra operando en un 40% de su capacidad. En la figura 3.3 se muestra la subestación elevadora de la minicentral La Chácara.



Figura 3.3 Subestación elevadora de la minicentral “La Chácara”.

- Sistema de tubería de presión

En la minicentral se tiene que la tubería de presión es de PVC y esta tiene un diámetro de 8 pulgadas, con una distancia de recorrido de aproximadamente de 20 metros, la cual está enterrada para evitar daños de extraños. Dicha tubería tiene pérdida de agua debido a una fisura en varios sectores del trayecto, esto conlleva a pérdidas en el “salto” que implica una reducción en la generación de energía eléctrica (ver figura 3.4). Esto es un factor importante, dado que la turbina no está percibiendo el valor de caudal adecuado para su funcionamiento.



Figura 3.4 Tubería de presión con pérdidas por ruptura.

- Cámara de carga, canal y bocatoma.

La cámara de carga de la minicentral La Chácara tiene los cuatro movimientos básicos del fluido, las cuales son: la acometida por donde ingresa el canal que trae el agua desde la toma, vertedero o tubo para eliminar los excedentes de caudal que no serán turbinados, el descargador de fondo que permitirá el vaciado y limpieza de partículas sedimentadas (esta función hoy por hoy se está haciendo manualmente con personal permanente en la cámara de carga) y la alimentación mediante malla de filtrado o rejas a la tubería de presión que conduce el agua a la turbina (ver figura 3.5a).

El canal es de tipo “V” teniendo una longitud de aproximadamente 500 metros desde el bocatoma a la cámara de carga, en esta se encuentran zonas que tienen fugas de agua y esto hace que pierda la presión del agua debido a que pierde el “salto” indebidamente y se desaprovecha en la generación de energía. Además, este tipo de problema ocasiona que en el canal se creen obstrucciones en zonas del canal y reduzca el caudal de agua (ver figura 3.5b)

La bocatoma cumple con la captación de una cantidad constante de agua, impide el ingreso de materiales sólidos y flotantes, haciendo que estos sigan el curso del río o facilitado la

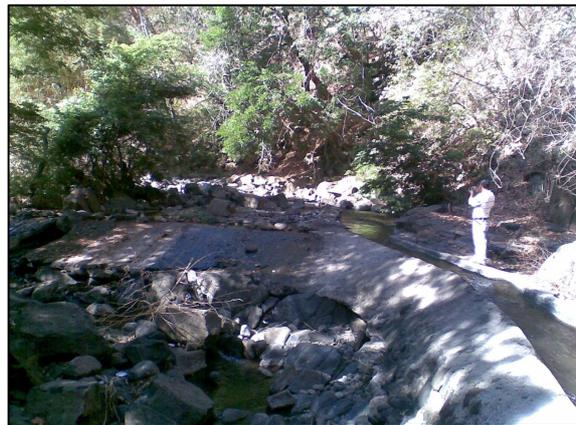
limpieza y protege el resto del sistema de obras hidráulicas del ingreso de arenas o embalses que pudieran producirse en las épocas lluviosas (ver figura 3.5c).



a) Cámara de Carga



b) Canal tipo "V"



c) Bocatomas

Figura 3.5 Cámara de carga, canal y bocatomas.

- Panel de Control

En la revisión realizada al panel de control de la minicentral se encuentra que algunos instrumentos de medición dañados y en mal estado de los cuales son: dos voltímetros y un amperímetro analógicos y el sistema de monitoreo de frecuencia del generador (sistema con PLC) quemado por una descarga atmosférica (ver figura 3.6).



Figura 3.6 Panel de control de la minicentral La Chácara.

3.2 ESTUDIO, ANÁLISIS Y RECOMENDACIONES PARA LA MINICENTRAL LA CHÁCARA ⁽³⁾

De la descripción del estado actual de la minicentral La Chácara expuesto en el literal anterior, se elaborara un diagnostico de la minicentral. Dicho análisis pretende dar un enfoque global de los aspectos relevantes que deben ser considerados al evaluar una optimización, rehabilitación ó repotenciación de una central hidroeléctrica. Bajo esa perspectiva se dan pautas generales para una primera evaluación, que servirá como guía para futuros estudios a cualquier mini o microcentrales, si se establece la conveniencia de proseguir con un análisis más detallado.

Para esta parte del trabajo no se profundizará en aspectos económicos relativos al costo o la conveniencia de rehabilitar u optimizar de una mini o micro central, ya que el análisis es efectuado a una minicentral que se encuentra en operaciones y esto requiere la combinación de aspectos técnicos, comerciales y operativos.

Finalmente, se brinda una descripción de las tareas efectuadas en la minicentral, que está en proceso de repotenciación desde el principio del año 2009 y se incluirán como referencias las pautas mencionadas anteriormente.

- Sistema Generador – Turbina

Para dar seguimiento del estado del sistema Generador – Turbina se tomaron un promedio muestras para los parámetros de voltaje y corriente, estos se muestran en la tabla 3.2 en el periodo de las 10:00 horas a 14:00 horas en día sábado.

Tabla 3.2 Mediciones tomadas del generador.

VALORES MEDIDOS			
Voltaje línea - línea (V)	A-B	B-C	C-A
	226	234.4	237.1
Voltaje línea - neutro (V)	A-N	B-N	C-N
	133.82	130.5	136.9
CORRIENTE (A)	A	B	C
	30.74	19.54	17.47
CORRIENTE NEUTRO (A)	5.2		

Es indispensable analizar el generador y la turbina con los datos hidráulicos pasados y los actuales para determinar las posibilidades de aumento de la capacidad de las unidades generadoras. Esto no sólo debe hacerse para el análisis económico sino también para un uso más efectivo del agua disponible, dado que actualmente no se está aprovechando un excedente de agua que se pierde en la cámara de carga de la minicentral.

Para el caso de la turbina instalada, es necesario realizarle un ensayo para determinar su eficiencia actual, datos que pueden ser comparados posteriormente con los datos del fabricante. Se deberán realizar ensayos no destructivos sobre los álabes del rodete, para examinar la presencia de fisuras y a su vez se deberá inspeccionar los componentes de los pasajes hidráulicos, cámara, etc. Con el fin de determinar efectos de corrosión o erosión. Verificar también la excesiva pérdida de agua en el sello del eje y eventualmente el remplazo de los anillos deslizantes, si las condiciones del agua poseen mucho sedimento.

Para el generador, se tienen variaciones de voltaje y baja frecuencia en el periodo de demanda máxima según datos obtenidos de la comunidad del cantón La Chácara, aun teniendo la minicentral un regulador de absorción (banco de resistencias) que actúa a las sobrefrecuencias y no así a la sobrecarga del generador, esto es dado al incremento de electrodomésticos adquiridos por los habitantes de la comunidad, lo cual implica un incremento de carga para la minicentral, por este motivo se ve la necesidad de repotenciar la minicentral, para abastecer a los habitantes de la comunidad y evitar un daño permanente al generador por estar realizando trabajo de sobre esfuerzo.

- Subestación Elevadora

Para la subestación elevadora se recomienda realizar mantenimiento preventivo a los transformadores, la cual lleva más de 5 años de estar instalados y a la fecha no se le han

practicado ningún tipo de pruebas para medir la resistencia de aislamiento de las unidades, y el grado de acidez del aceite, entre otras pruebas.

Para proceder al mantenimiento se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ Cualquier inspección se debe realizar con el transformador desenergizado.
 - ✓ Se debe controlar el nivel del aceite dieléctrico.
 - ✓ Se debe controlar el nivel de acidez del aceite, esto se efectúa con ayuda de un phmetro, par tal efecto es necesario sacar una muestra del aceite por la válvula de purga que dispone el transformador, el nivel mostrado debe estar entre 0.5 a 0.7 de la escala del phmetro, valores menores o superiores se consideran peligrosos.
 - ✓ Se debe medir el nivel de aislamiento con un megaóhmmetro, basándose en el siguiente parámetro la resistencia del aislamiento entre arrollamientos y aislamiento entre arrollamientos y núcleo debe ser mayor a 1 megaohmio por cada mil voltios de servicio.
 - ✓ Se debe realizar una inspección visual minuciosa sobre todas las partes externas de cada unidad de la subestación elevadora de tal forma que se pueda identificar cualquier indicio de corrosión y se pueda dar el tratamiento mas adecuado.
- Tubería de Presión.

En el apartado anterior del estado actual de la tubería de presión se describe que un tramo de la tubería se encuentra dañado, esto es debido al ingreso de ganado al terreno en donde pasa la tubería, en donde parte de la tubería se encuentra expuesta por el excedente de agua que sale de la cámara de carga, la cual a erosionado el terreno y esto ayuda a que con facilidad pueda seguir deteriorándose la tubería. Para ello, se ve necesario proteger la tubería de presión en los sectores expuestos con concreto, con el fin de ayudar a mantener la durabilidad de la tubería.

- Cámara de carga, canal y bocatoma.

En general la obra civil requiere de poco mantenimiento y consiste básicamente en la limpieza de la cámara de carga, canal y bocatoma, y el mantenimiento preventivo de las estructuras de la obra civil, a lo que debe ponerse mayor atención en época lluviosa. El canal debe ser inspeccionado periódicamente, cuidando de remover piedras, vegetación y sedimentos; prevenir fugas y repararlas tan pronto como aparezcan. Los acueductos deben

ser inspeccionados en sus soportes y estructura en general, cualquiera que sea el material del que están fabricados.

El desarenador es una parte importante de una micro central hidroeléctrica (para el caso de estudio La Chácara no posee desarenador), pues determina el deterioro por erosión del rodete de la turbina. Los sedimentos recolectados deben ser expulsados periódicamente por la tubería de limpieza. También debe ser monitoreado periódicamente lo siguiente: limpieza y estado de la cimentación y estructura del muro de derivación, bocatoma, cajas de rebose y anclajes.

Para mantener libre la entrada del flujo de agua por la bocatoma, se recomienda diseñar para la minicentral La Chácara un muro que circula la bocatoma en sus partes frontal y lateral; siendo la altura de este muro igual al límite superior de la ventana de captación. Con el fin de detener las piedras y arena en su parte inferior, y en su parte superior obstruye el paso a los objetos flotantes.

Además, de las recomendaciones descritas anteriormente, se puede referir para mas información al estándar IEEE Std. 1147-1991 “Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants”.

3.3 OPTIMIZACIÓN Y REPOTENCIACIÓN DE LA MINICENTRAL LA CHÁCARA. (1, 4 y 8)

Actualmente, la minicentral La Chácara se encuentra generando a su máxima capacidad debido a que la carga de los usuarios ha incrementado en los últimos años. Para suplir la demanda se trata de optimizar el afluente de agua que llega a la cámara de carga, con el fin de aprovecharla para generar más energía eléctrica, realizando la instalación de una nueva unidad de generación. Para ello, a continuación se describirán una serie de pasos generales que se siguen para la optimización y repotenciación de la minicentral La Chácara.

- **Análisis de Beneficios**

La realización de la optimización y repotenciación de la minicentral La Chácara conlleva en realizar un análisis de beneficio para la comunidad, por lo que es necesario evaluar los beneficios directos e indirectos que se obtendría en repotenciar la minicentral. Para el caso de beneficios directos la repotenciación conllevaría en cuantificar la energía de acuerdo al

consumo residencial, comercial y los servicios públicos estimados. El uso de la energía en la comunidad generara beneficios económicos indirectos como lo es incrementar el mejoramiento de la calidad de vida por una oferta más amplia de energía, mejoramiento de la estructura económica local, reducción de la contaminación ambiental, efectos de generación de empleos, disminución en la tala de árboles, etc.

- **Aspectos Económicos – Financieros**

Debido que en nuestro país no existe una política para incentivar los proyectos de energía renovables, los interesados de estos proyectos tienen que realizar las gestiones con otras organizaciones, las cuales apuestan por el desarrollo de comunidades que se encuentran sin los servicios básicos. En el caso de la comunidad La Chácara, no es la excepción a lo anterior.

Para repotenciar la minicentral La Chácara se tuvo que solicitar la ayuda a Organizaciones No Gubernamentales (ONG's) para obtener ayuda financiera, que junto a la comunidad de La Chácara pondrían un porcentaje en el costo de la repotenciación de la minicentral con instalación de una nueva unidad de generación para suplir la carga demanda.

3.3.1.1 Costos de turbinas para micro y mini centrales hidroeléctricas

Uno de los costos más difíciles de estimar es el del equipo electromecánico y en general el de las turbinas. Las turbinas son construidas a la medida de un sitio, y son muy pocas las de fabricación en serie. En el caso de turbinas grandes se puede obtener un costo unitario, pero con turbinas pequeñas esto es más complicado.

El costo de una turbina depende directamente de factores, como la altura neta y el caudal para la que se diseña, la tipología, la potencia disponible en el eje, la eficiencia y los materiales, estos dos últimos muy ligados al fabricante.

Hay una ecuación generalizada, que permite calcular el costo unitario de una turbina, que relaciona el tipo turbina, la potencia y la caída neta. La ecuación es la siguiente:

$$C_{kW} = \frac{K}{P^\alpha \cdot H^\beta} \quad (3.1)$$

Donde:

C_{kW} = Costo por kW disponible en el eje de la turbina (Costo unitario).

H = Caída neta en metros.

P = Potencia disponible en el eje de la turbina, en kW.

K, α y β , son constantes que se deben definir.

En esta referencia, se definen valores para las constantes K, α y β , según información recopilada sobre costos de distintas micro-centrales hidroeléctricas en el Mundo, que van de potencias de los 2 kW a los 150 kW; y donde la constante K varía entre 3500 y 4500 dependiendo del tipo de turbina y del fabricante. La ecuación propuesta es la siguiente:

$$C_{kW} = \frac{3500 \sim 4500}{P^{0.3} \cdot H^{0.15}} \quad (3.2)$$

En la misma referencia, también se brinda una tabla con rangos de valores de costos para turbinas, obtenidos mediante la ecuación anterior para distintas tipologías y potencias. En la Tabla 3.3 se muestran estos datos.

Tabla 3.3 Costos de turbinas en miles de US\$.

Potencia disponible en el eje (kW)	Flujo Cruzado	Francis	Pelton de una tobera	Pelton de varias toberas	Turgo
2	1 – 2	4 – 6	1 – 4	1 – 3	2 – 4
5	2 – 6	8 – 10	2 – 8	2 – 6	5 – 8
10	2 – 10	15 – 20	2 – 15	2 – 10	8 – 14
20	3 – 14	20 – 30	3 – 20	3 – 15	12 – 20
50	5 – 30	25 – 70	5 – 50	5 – 30	35 – 50
100	30 – 50	40 – 100	40 – 80	15 – 60	55 – 80
150	50 – 80	60 – 120	60 – 100	30 – 80	80 – 100

Tomando el promedio de estos valores y calculando el costo unitario para potencias inferiores a 100 kW, se obtienen las curvas de la figura 3.7.

Las respectivas ecuaciones de las curvas de la Figura 3.7, se presentan en la Tabla 3.4. Estas pueden ser empleadas para calcular el costo unitario (US\$/kW) aproximado de una turbina en función de su potencia en kW. La potencia disponible en el eje de la turbina se calcula con la ecuación (3.2), suponiendo una eficiencia para la turbina según la Tabla 3.5.

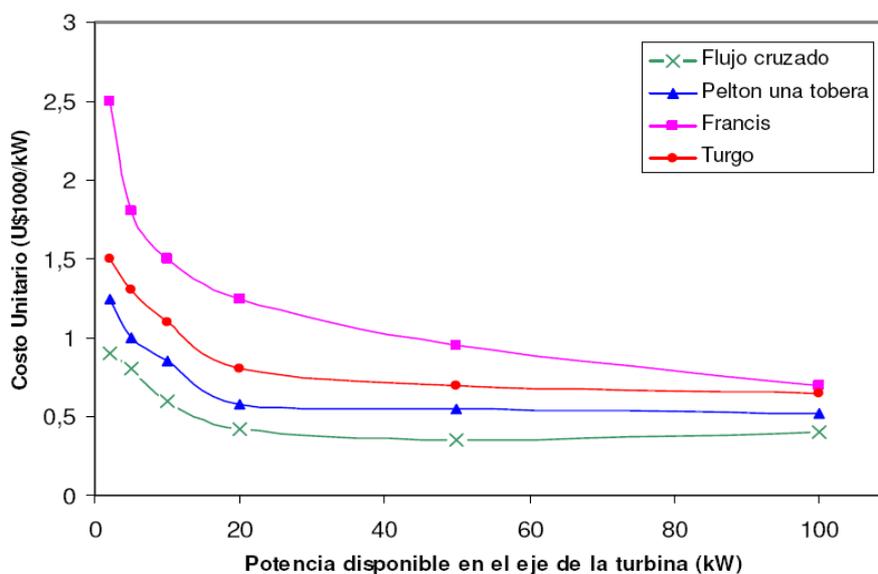


Figura 3.7 Curvas de costo unitario para turbinas empleadas en PCH

Tabla 3.4 Ecuaciones de costo unitario de turbinas

Tipo de turbina	Ecuación para el costo unitario en US\$/kW
Francis	$C_{kW} = \frac{3080.9}{P^{0.3119}}$
Turgo	$C_{kW} = \frac{1794.3}{P^{0.233}}$
Pelton	$C_{kW} = \frac{1427.3}{P^{0.2406}}$
Flujo Cruzado	$C_{kW} = \frac{1069.7}{P^{0.2522}}$

Tabla 3.5 Resumen de características de turbinas.

Tipo de turbina	Pelton	Turgo	Michell-Banki	Francis	Kaplan
En caudales de:	0.5 – 250 (L/s)	90 – 450 (L/s)	2 – 1000 (L/s)	110 – 1100 (L/s)	100 – 3000 (L/s)
En caídas de:	30 – 500 m	30 – 100 m	3 – 100 m	10 – 100 m	3 – 15 m
Velocidad específica	12 – 40	20 – 70	20 – 200	80 – 400	140 – 1000
Eficiencia aproximada	70%	80%	65 – 70%	90%	90%

Se debe tener presente, que los resultados obtenidos al aplicar las ecuaciones de la Tabla 3.4, pretenden únicamente guiar sobre la tendencia del costo de una turbina, recordando que la mejor manera de estimar el costo exacto de una turbina y del equipo electromecánico en general, es la de solicitar los precios para cada proyecto específico, directamente a los fabricantes; por lo cual, también es importante tener en cuenta que una cotización puede variar notablemente de un fabricante a otro, por distintas razones; ya sean de índole técnico como la calidad y características del equipo, o por razones de política de la empresa, como por ejemplo la cantidad de pedidos que tenga dicha empresa o plazos de entrega. Lo cual deja en evidencia que los costos reales del equipo son difíciles de conocer, ya que estos se ven influenciados por diversos factores que no se pueden controlar.

En el caso de la minicentral La Chácara se optó en escoger una turbina de flujo cruzado Mitchell – Banki, la cual ha sido diseñada, adaptada y construida en El Salvador para la minicentral, tomando como parámetro el caudal mínimo de $0.15 \text{ m}^3/\text{s}$ (150 litros/s), para el río de Carolina con un salto de agua de 19 metros. Con el fin de generar un aproximado de 25 kW, teniendo en cuenta una eficiencia muy baja.

3.3.1.2 Costos de generadores, sistemas de control y protección para MCH

El costo de un generador es susceptible a diversos factores, como la capacidad, la eficiencia o la orientación del mismo, entre muchos otros. En esta sección se presenta información útil para estimar el costo aproximado de un generador ante variaciones de ciertos parámetros, así como el costo del sistema de control y las protecciones, que son aspectos dependientes del tipo de generador.

Un primer factor a analizar, es el tipo de generador que se utilizará. Como se dijo antes, la selección del tipo de generador depende principalmente de la potencia que se debe suplir, habiendo rangos de potencia en los que se da la posibilidad de elegir la tipología del generador. Por ejemplo, según la tabla 3.6, para una potencia de 5 kW, se tiene la posibilidad de elegir entre un generador sincrónico, uno asíncrono o un motor de inducción trabajando como generador. De esta manera si se condiciona la elección del generador a factores económicos, no queda más que comparar los precios de dichos generadores para la potencia especificada, además de analizar los costos de los equipos necesarios para su correcto funcionamiento.

Tabla 3.6 Resumen de características de generadores

Tipo de generador	Tipo generación	Rango de potencia	Tipo de regulación	Comentario
Alternador	C.C. (Carga de Baterías)	100 W – 2 kW	Mediante un controlador Específico para sistemas de carga de baterías.	Se refiere al alternador de un automóvil que se emplea como generador para cargar baterías.
Sincrónico	C.A. – 1 ϕ	5 – 10 kW	Mediante controlador electrónico de carga (ELC).	
	C.A. – 3 ϕ	10 – 100 kW		
Motor Inducción como Generador	C.A. – 1 ϕ	2 – 15 kW	Con ELC. Pero más recomendable usar controlador para generador de inducción (IGC).	Se refiere a la máquina asíncrona que tiene la finalidad de ser usada como motor pero que se emplea como generador.
Asíncrono	C.A. – 1 ϕ	1 – 10 kW		Se refiere a la máquina asíncrona que tiene la finalidad de ser usada específicamente como generador.
	C.A. – 3 ϕ	10 – 100 kW		

Por otro lado se puede ver en la tabla 3.6, que los rangos de potencia para cada tipo de generador, se traslapan en ciertos valores, lo que puede poner en duda que tipo de generador utilizar, y es aquí en donde entran en juego otros factores como el costo, la disponibilidad, la aplicación y los equipos extra. Por ejemplo, el generador sincrónico puede funcionar conectado a la red o desconectado de ella, pero siempre requiere de excitación, la cual en caso de no ser un generador de imanes permanentes, tiene que ser proporcionada por un circuito de excitación de corriente continua, el cual puede estar o no incorporado en el generador, de no estarlo se incurre en un gasto extra.

Otro ejemplo, el generador asíncrono también puede funcionar conectado a la red o desconectado de ella. Cuando está conectado, la potencia reactiva que necesita para funcionar es suplida por la red, además de que no necesita ningún tipo de regulación, y esto evidentemente no representa costos; contrario a cuando está desconectado, ya que el reactivo tiene que ser proporcionado mediante capacitores y la regulación se debe dar mediante algún dispositivo, además también es preciso que exista algo de magnetismo remanente en el hierro del rotor para poder arrancarlo y si no lo hay, se requiere de una batería para ocasionar un flujo remanente.

Desde el punto de vista de una máquina de inducción funcionando como generador, se tiene que estas tienen buenas eficiencias siempre y cuando operen cercanos a las condiciones nominales, no requieren de mucho mantenimiento ya que su construcción es simple y son fáciles de conseguir en el mercado local, teniendo un amplio rango de potencias.

De los alternadores se puede decir que son máquinas de bajas eficiencias, que traen incluido un regulador de tensión y que consumen mucha de la potencia generada en su propio sistema de excitación, relegando su utilización a potencias muy bajas.

También es importante tener claro, que cuando la regulación de frecuencia se da por medio de regulación de carga mediante reguladores electrónicos (ELC), el generador en todo momento estará trabajando a plena carga, ya que precisamente el ELC se encarga de mantener la carga constante, ante las salidas de usuarios que estén demandando carga. Además por el modo de funcionamiento del ELC, este implica una carga extra para el generador, lo cual debe tomarse en cuenta para el sobredimensionamiento del mismo.

Por lo encontrado en la bibliografía consultada, se estima que los generadores de inducción son más baratos que los sincrónicos, aunque no los más utilizados. A muy grosso modo, para el generador asíncrono, se estima que el costo unitario es un 85% del costo del generador sincrónico.

Según la información en el mercado, la opción más cara es la de un generador sincrónico con gobernador mecánico y la más barata es la de generador de inducción con regulación de frecuencia mediante un Controlador para Generador de Inducción (IGC). Si se decide utilizar regulación de frecuencia por regulación de carga mediante ELC, da igual el uso de un generador sincrónico o de uno asíncrono.

Un segundo factor a analizar en el costo de los generadores, es la fase. Según la tabla 3.6, se recomienda utilizar generadores trifásicos para potencias mayores a 10 kW, esto principalmente por motivos económicos, ya que para potencias superiores a 10 kW, los generadores monofásicos son de mayor tamaño que sus equivalentes trifásicos, lo que los convierte más caros. Esto se muestra gráficamente en la Figura 3.8, donde se puede apreciar como, a partir de aproximadamente 10 kW, las curvas de costos unitarios para generadores monofásicos y trifásicos comienzan a separarse, quedando siempre el costo unitario del monofásico más arriba que el del trifásico.

Después de haber estudiado algunos conceptos generales del costo de los equipos electromecánicos, nos enfocaremos en la aplicación práctica que se ha realizado en la minicentral La Chácara, en la cual se han ocupado algunos criterios descritos anteriormente, esto con la finalidad de implementar una nueva unidad de generación.

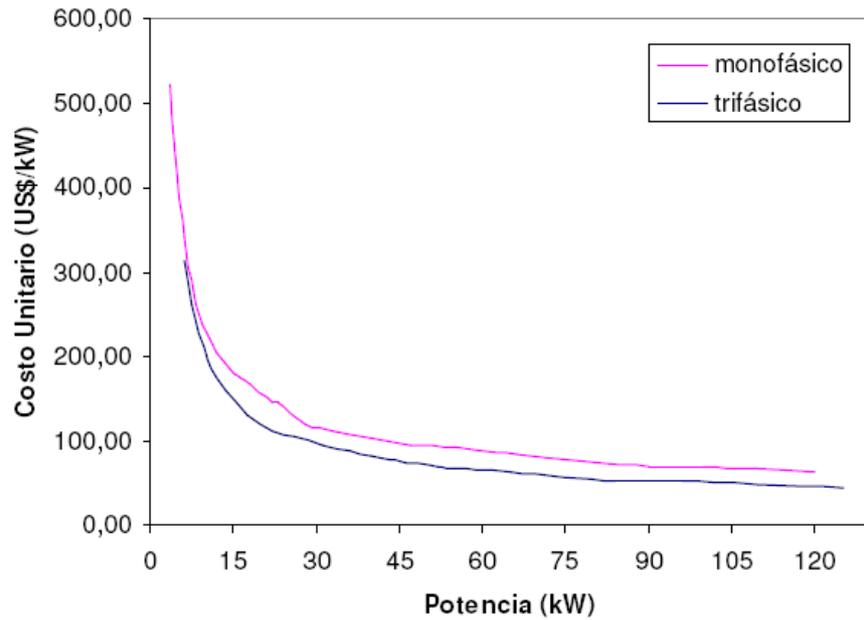


Figura 3.8 Curvas de costo unitario para generadores 1 ϕ y 3 ϕ .

3.3.2 Diseño, construcción e instalación de la Turbina Michell – Banki para la minicentral La Chácara.

El diseño de la turbina de la minicentral La Chácara esta basado en la turbina instalada en otra de las minicentrales que ha construido la ONG SABES, la cual se ha adaptado para un nuevo salto de 19 metros y caudal $0.15 \text{ m}^3/\text{s}$ (150 litros/s), del río de Carolina. Con el propósito de generar aproximadamente 25 kW.

- **Diseño**

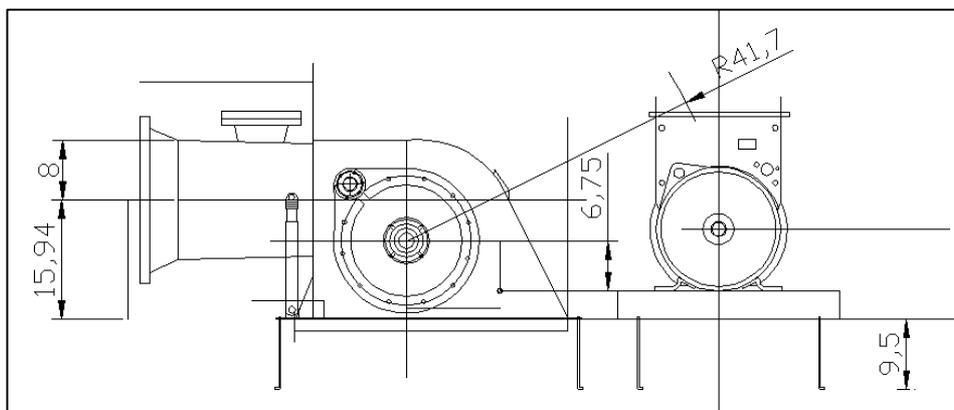


Figura 3.9. Diseño de la turbina de tipo cruzado Michell – Banki, 380 rpm, 25 kW.

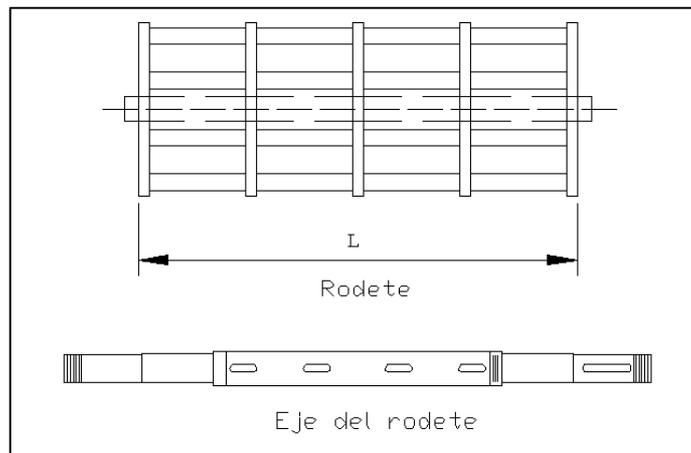


Figura 3.10. Rodete diámetro 14'' x 20'' y eje del rodete.



Figura 3.11. Buje para el sistema de control de flujo y alabe de control.

- **Construcción**



Figura 3.12 Turbina de tipo cruzado Michell – Banki y alabe de control en construcción.



Figura 3.13. Eje de la turbina Michell – Banki.

La información proporcionada del diseño y construcción de la turbina Michell – Banki para la minicentral La Chácara, fue proporcionada por la empresa Tecnomecánica Cuscatlán ubicados en Boulevard Venezuela, colonia Santa Cristina, pasaje B, San Salvador.

- **Instalación de Equipos en la minicentral La Chácara.**



Figura 3.14 Turbina Michell – Banki instalada en la minicentral La Chácara



Figura 3.15 Base para montaje del generador marca Magnapuls.

3.3.3 Criterios y características del generador a instalar

Después de haber diseñado la turbina, el paso siguiente en el diseño del equipo electromecánico, es la escogencia del generador.

Si bien un buen diseño de la turbina implica buenos resultados en la eficiencia de la central, la correcta elección del generador se asocia directamente con los costos económicos, no solamente por el costo de inversión de este, sino principalmente por los costos asociados a fallas en él; ya que los repuestos para un generador son usualmente caros y a veces pueden ser difíciles de conseguir, sumado al costo de la atención de un técnico que tenga que viajar hasta zonas alejadas donde generalmente se ubican las micro-centrales hidroeléctricas.

Básicamente para hacer una elección adecuada del generador, hay que tomar en cuenta dos aspectos, el requerimiento de potencia (demanda) y el uso que se le dará a esta energía. Estos definirán el tipo de generación (continua o alterna), la fase (en caso de ser alterna monofásica o trifásica) y el tipo de regulación (por carga o caudal).

De esta manera si la potencia demandada es mayor a 5 kW, el esquema de generación recomendado es el de corriente alterna. De lo contrario si la potencia es menor a 5 kW, será generación de corriente continua; aunque esto no es una regla, ya que se pueden aplicar sistemas de corriente alterna para potencias muy bajas, si las aplicaciones así lo requieren. El tipo de fase queda determinado como monofásico si la potencia es menor de 10 kW y como trifásico si la potencia es mayor a 10 kW. Esto porque para potencias mayores a 10 kW, las máquinas trifásicas son más comunes que las monofásicas, además que las monofásicas tienen mayores dimensiones que sus equivalentes trifásicas. Finalmente el tipo

de regulación será por carga si la potencia es menor a 100 kW y por caudal si es mayor a este valor.

Definidas estas variantes, queda por elegir el tipo de generador, el cual puede ser una máquina sincrónica o asíncrona (de inducción) teniendo presente que los alternadores son generadores sincrónicos y que los motores de inducción bajo ciertas condiciones pueden trabajar como generadores (del tipo asíncrono).

De lo anterior y tomando la información de la tabla 3.6, se puede decir que se utilizara un generador síncrono con las siguientes características eléctricas:

Tabla 3.7 Características del generador

Generador Síncrono MAGNAPLUS		
Marca	Marathon	
Potencia	40	kVA
fp	0.8	
Voltaje nominal	0.12/0.24	kV
Frecuencia	60	Hz
Revoluciones/velocidad máxima	1800	rpm
Eficiencia	90.1	%
No. De polos	4	
No. De fases	3	



Figura 3.16 Generador seccionado Magnaplus (Marathon).

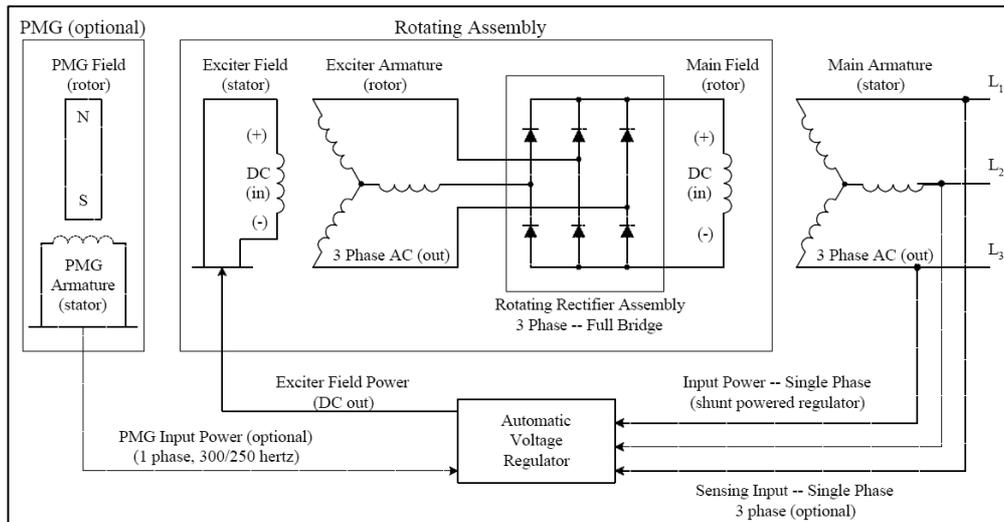


Figura 3.17 Diagrama eléctrico del generador (información técnica referirse a la hoja de datos del fabricante en los anexos).

Para la nueva unidad de generación de la minicentral La Chácara se ha realizado el diseño para generar un aproximado de 25 kW, el cual sumándose con la generación actual de 14 kW aproximadamente, se tendría una potencia de 39 kW.

El costo del equipo electromecánico, para la nueva unidad de generación de la minicentral La Chácara se describe en la tabla 3.8, es de mencionar que los costos de obras civiles y mano de obra no están incluidos.

Tabla 3.8 Costos de equipo electromecánico.

Costos del Equipo electromecánico nuevo de la minicentral La Chácara*	
Turbina Michell – Banki	US\$15,000
Generador Magnaplus	US\$3,000
Total	US\$18,000

*FUENTE: ONG SABES.

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV. PROTOTIPO DE LABORATORIO.

4.1 DISEÑO DEL PROTOTIPO ⁽²⁾

El diseño esta basado en las características que presenta el banco de prueba de turbinas de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Universidad de El Salvador (figura 4.1) y componentes que forman una micro central hidráulica, estudiados en los capítulos anteriores.



Figura 4.1. Banco de pruebas de turbinas Pelton

Tabla 4.1 Características del banco de prueba de turbinas Pelton.

n (rpm)	M (N.m)	N (W)	H
0	3,66	0.00	0.00
380	2.71	107.80	0.41
545	2.23	127.33	0.48
605	1.94	121.16	0.46
675	1.91	135.18	0.52
730	1.72	131.57	0.50
1150	0.80	95.95	0.37
1350	0.00	0.00	0.00

En las figuras 4.2, 4.3 y 4.4 siguientes se puede observar el comportamiento de la curva en función de las revoluciones por minutos (rpm) de la turbina:

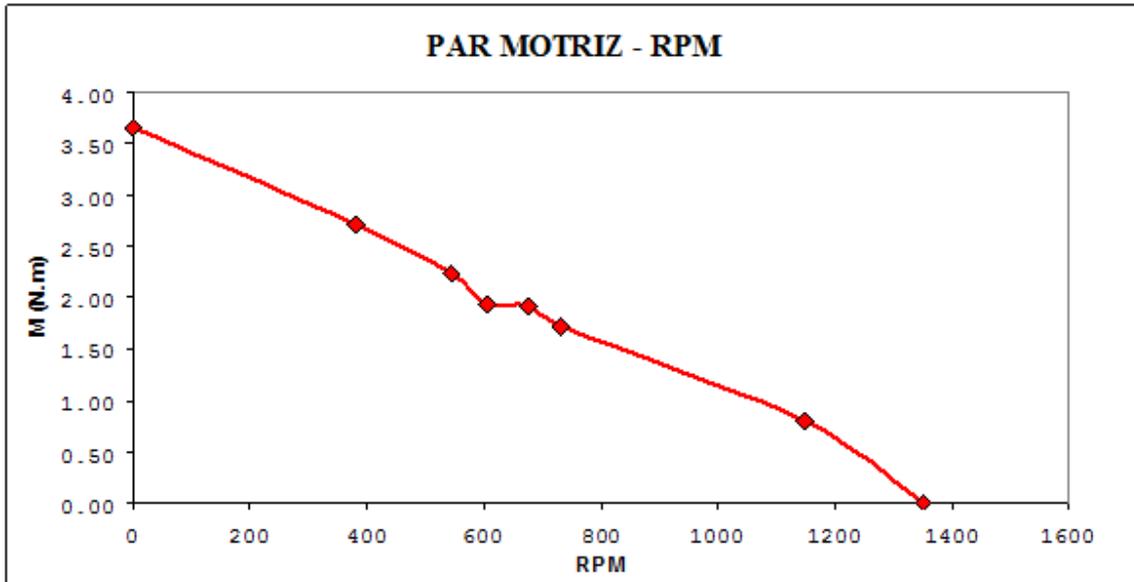


Figura 4.2 Par motriz-rpm

De la grafica de la figura 4.3 se observa la tendencia del par motriz respecto a las rpm, como en un inicio el par suministrado por la turbina tiene su máximo y a medida aumenta las rpm se va reduciendo hasta llegar a un punto de cero.

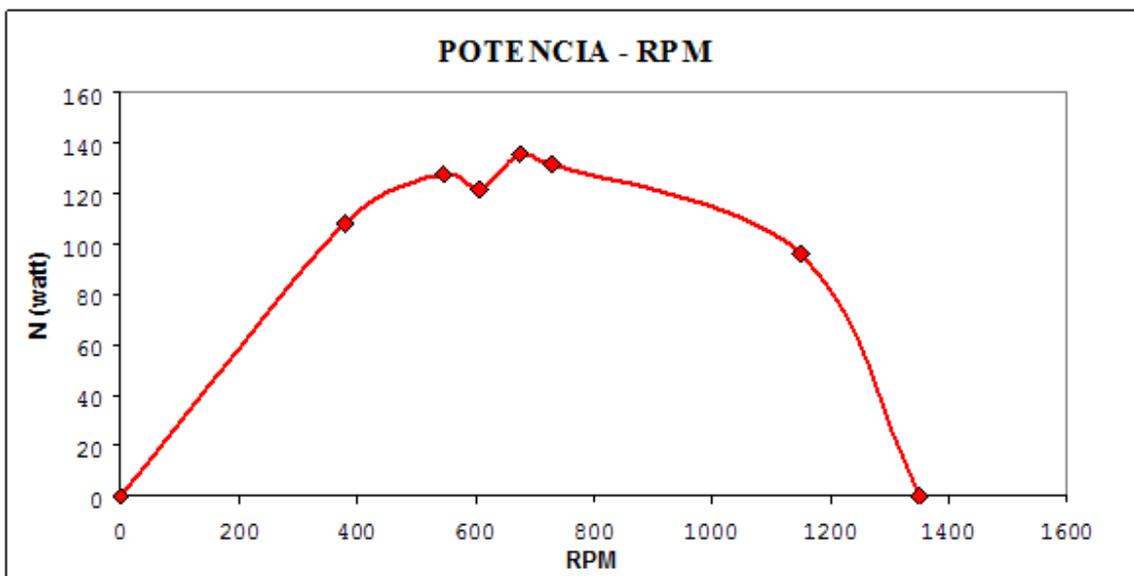


Figura 4.3 Potencia-rpm

Para este caso de la figura 4.4 la tendencia de la curva tiende a realizar su máxima potencia entre los 545 y los 730 rpm.

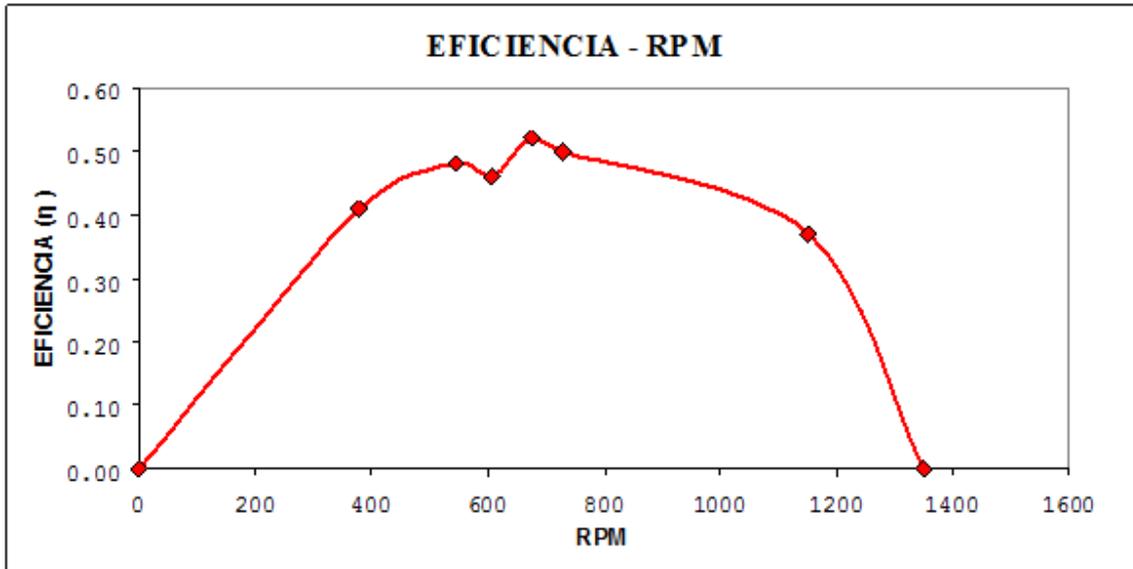


Figura 4.4 Eficiencia – rpm

En la figura 4.4 se observa que de la curva toma la misma forma de la potencia. Teniendo sus puntos de máxima eficiencia entre 545 y 730 aproximadamente.

De los datos obtenidos se realiza la selección del generador. Dado las características mencionadas anteriormente lo más apropiado es un alternador de vehículo. A continuación se darán las generalidades de un alternador básico.

4.1.1 ALTERNADORES

El alternador figura 4.5 al igual que la antigua dinamo, es un generador de corriente eléctrica que transforma la energía mecánica que recibe en su eje en energía eléctrica que sirve además de cargar la batería, para proporcionar corriente eléctrica a los distintos consumidores del vehículo como son: el sistema de alimentación de combustible, el sistema de encendido, las luces, los limpias, etc.

El alternador sustituyó a la dinamo debido a que esta última tenía unas limitaciones que se vieron agravadas a medida que se instalaban mas accesorios eléctricos en el automóvil y se utilizaba el automóvil para trayectos urbanos con las consecuencias sabidas (circulación

lenta y frecuentes paradas). La dinamo presentaba problemas tanto en bajas como en altas revoluciones del motor; en bajas revoluciones necesita casi 1500 rpm para empezar a generar energía, como consecuencia con el motor a ralentí no generaba corriente eléctrica; una solución era hacer girar a más revoluciones mediante una transmisión con mayor multiplicación pero esto tiene el inconveniente de: que a altas revoluciones la dinamo tiene la limitación que le supone el uso de escobillas y colector.



Figura 4.5 Alternador de vehículo

Para elegir el alternador adecuado para el prototipo hay que tener en cuenta una serie de factores como son:

- ✓ La capacidad de la batería (amperios – hora).
- ✓ Los consumidores eléctricos.
- ✓ Las condiciones de rotación del eje para la generación.

El tamaño del alternador se determina teniendo en cuenta los factores expuestos anteriormente y sabiendo que en cualquier situación el alternador debe suministrar suficiente energía eléctrica para alimentar a los consumidores y para cargar la batería.

Curva característica del alternador

La intensidad de corriente que puede proporcionar un alternador girando a distintas revoluciones a que es sometido por parte del motor de combustión, se representa generalmente por medio de curvas figura 4.6 características que están en función del

régimen de giro, las cuales están referidas siempre a una temperatura definida y una tensión constante. En estas curvas se destacan algunos puntos que son de particular importancia en cuanto a las características del alternador.

Donde:

- ✓ n_0 : Es la velocidad de rotación (aprox. 1000 rpm) a la que el alternador alcanza la tensión nominal sin suministrar corriente.
- ✓ n_L : Velocidad de rotación del alternador cuando el motor de combustión alcanza el régimen de ralentí. En el diagrama de la curva se representa como una zona, ya que el valor exacto depende cual sea la relación de desmultiplicación fijada respecto con el motor de combustión. A esta velocidad, el alternador debe suministrar como mínimo la corriente necesaria para los consumidores de conexión prolongada, El correspondiente valor se indica en la designación de tipo del alternador.
La velocidad (n_L) suele estar comprendida entre 1500 y 1800 rpm según sea el tipo de alternador.
- ✓ I_L : Es la intensidad que suministra el alternador al ralentí.
- ✓ n_N : La velocidad de rotación nominal, a la que el alternador entrega su corriente nominal, esta establecida en $n_N = 6000$ rpm. La corriente nominal debería ser superior a la que requiere la potencia conjunta de todos los consumidores eléctricos. Esta corriente se indica también en la designación de tipo.
- ✓ I_N : Es la intensidad nominal que suministra el alternador a la velocidad de rotación nominal.
- ✓ n_{max} : Es la velocidad de rotación máxima del alternador que se ve limitada por los rodamientos, escobillas y anillos colectores, así como por el ventilador. Esta velocidad según sea el tipo de alternador utilizado va desde las 8000 rpm. (Vehículos industriales) hasta las 20.000 rpm. (Automóviles).
- ✓ I_{max} : Es la intensidad que proporciona el alternador a la velocidad de rotación máxima.
- ✓ n_A : Es la velocidad de rotación inicial. A esta velocidad, el alternador comienza a entregar corriente cuando aumenta por primera vez la velocidad de rotación. La velocidad inicial es superior a la velocidad de ralentí. y depende de la potencia de

excitación previa, de la remanencia del rotor, de la tensión de la batería y de la rapidez de variación de la velocidad de rotación.

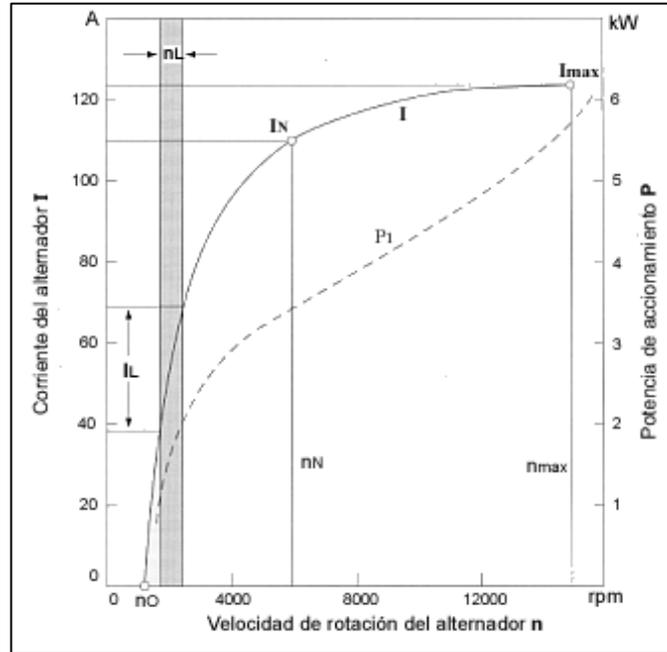


Figura 4.6 Curva característica de los alternadores

Curva característica de la potencia de accionamiento (P_1) Esta curva es decisiva para el cálculo de la correa de accionamiento, ya que proporciona información sobre cuanta potencia debe proporcionar como máximo el motor del vehículo para accionar el alternador a una velocidad de rotación determinada. Además, a partir de la potencia de accionamiento y de la potencia entregada, puede determinar el grado de rendimiento de un alternador. El ejemplo de la gráfica muestra que la curva característica de la potencia de accionamiento, tras un recorrido plano en el margen medio de revoluciones, asciende de nuevo considerablemente al alcanzarse mayores velocidades de giro.

Los alternadores son máquinas síncronas trifásicas que en principio generan corriente alterna, como se sabe el automóvil funciona con corriente continua, para solucionar este inconveniente se incorpora un puente de diodos en el alternador que tiene como misión convertir la corriente alterna en corriente continua. Además el alternador debe ir acompañado de un regulador de tensión que se encargara de estabilizar la tensión que

proporciona en un valor fijo que será de 14V, para turismos y 28V. Para vehículos industriales.

Las características esenciales del alternador trifásicos son las siguientes:

- Entrega de potencia incluso en ralentí.
- Los diodos además de convertir la corriente alterna en corriente continua, evitan que la tensión de la batería se descargue a través del alternador cuando el motor esta parado o el alternador no genera corriente (avería).
- Mayor aprovechamiento eléctrico (es decir, a igualdad de potencia, los alternadores son más ligeros que las dinamos).
- Larga duración (los alternadores de turismos presentan una vida útil a la del motor del vehículo; hasta 150,000 km, por lo que no requieren mantenimiento durante ese tiempo).
- Los alternadores mas resistentes para vehículos industriales, se fabrican en versiones sin anillos colectores, bien sea con posibilidades relubricación o provistos de cojinetes con cámaras con reserva de grasa.
- Son insensibles a influencias externas tales como altas temperaturas, humedad, suciedad u vibraciones.
- Pueden funcionar en ambos sentidos de giro sin requerir medidas especiales, siempre que la forma del ventilador que lo refrigera, sea adecuado al sentido de giro correspondiente.

El alternador debido a su forma constructiva en el que las bobinas inducidas permanecen estáticas formando parte del estator, siendo el campo inductor el que se mueve con el rotor, alimentado con corriente continua procedente del mismo generador a través de dos anillos rozantes situados en el eje de rotor. Esta disposición de los elementos del alternador proporciona grandes ventajas tal como poder girar a grandes revoluciones sin deterioro de sus partes móviles, además de entregar un tercio de su potencia nominal con el motor girando al ralentí. y proporcionando su potencia nominal a un régimen de motor reducido; esto permite alimentar todos los servicios instalados en el vehículo, aun en condiciones adversas, quedando la batería como elemento reservado para la puesta en marcha del mismo, y encontrándose siempre con carga suficiente para una buena prestación de servicio.

El rendimiento del alternador aumenta con la velocidad de giro del motor; por eso debe procurarse que la relación de desmultiplicación entre el cigüeñal del motor y el alternador

sea lo mas alta posible. En el sector de turismos, los valores típicos están entre 1:2 y 1:3 (por cada vuelta del cigüeñal, da dos vueltas del alternador); en el sector de vehículos industriales llegan hasta 1:5.

Tipos de alternadores

Para la selección del alternador son determinantes, principalmente:

- La tensión del alternador (14 V/28 V).
- La entrega de potencia (V x I) posible en todo el margen de revoluciones.
- La corriente máxima

De acuerdo con estos datos se determinan el dimensionado eléctrico y el tamaño requerido por el alternador.

El fabricante de alternadores BOSCH usa como distintivo de identificación de los tamaños constructivos de alternadores "las letras". El orden sucesivo alfabético indica el tamaño ascendente del alternador ver tabla 4.2.

Tabla 4.2. Identificación de los tamaños constructivos de los alternadores

Versión	Aplicación	Tipo	Nº de polos
Compacto	Turismos y motocicletas	GC KC NC	12
Monobloc	Turismos, vehículos industriales, tractores, motocicletas	G1	
	Turismos, vehículos industriales, tractores	K1, N1	16
	Autobuses	T1	12
Estándar	Vehículos industriales. Largos recorridos, máquina de construcción	N3	14
	Vehículos especiales	T3	4, 6
	Vehículos especiales, barcos	U2	

Alternadores de polos intercalados con anillos colectores

A esta clasificación pertenecen la mayoría de los alternadores vistos en la tabla menos el Monobloc N3 y el Estándar U2. La construcción de estos alternadores (polos intercalados con anillos rozantes) hace del mismo un conjunto compacto con características de potencias

favorables y reducido peso. Su aplicación abarca una amplia gama de posibilidades. Estos alternadores son especialmente apropiados para turismos, vehículos industriales, tractores, etc. La versión T1 de mayor potencia esta destinada a vehículos con gran demanda de corriente (por ejemplo autobuses).

Características

La relación longitud/diámetro elegida permite conseguir máxima potencia con escasa demanda de material. De ello se deriva la forma achatada típica de este alternador, de gran diámetro y poca longitud. Esta forma permite además una buena disipación de calor. La denominación de "alternador de polos intercalados" proviene de la forma de los polos magnéticos. El árbol del rotor lleva las dos mitades de rueda polar con polaridad opuesta. Cada mitad va provista de polos en forma de garras engarzados entre si formando alternativamente los polos norte y sur. De ese modo recubren el devanado de excitación, en forma de bobina anular, dispuesto sobre el núcleo polar. El número de polos realizable tiene un límite. Un numero de polos pequeño determinaría un rendimiento insuficiente de la maquina, mientras que un numero demasiado grande haría aumentar excesivamente las pérdidas magnéticas por fugas, Por esta razón, estos alternadores se construyen, según el margen de potencia, con 12 ó 16 polos (ver figura 4.7).

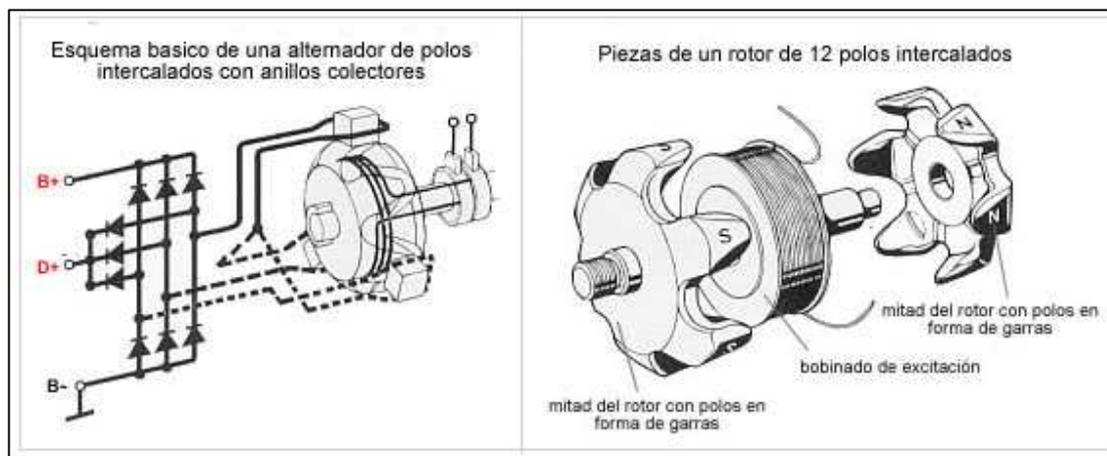


Figura 4.7 Alternadores compactos GC, KC, NC

Aplicación

Están destinados a turismos con gran demanda de potencia. Son especialmente apropiados para los modernos motores de vehículos con régimen de ralentí reducido. La velocidad de giro máxima aumentada del alternador (20,000 rpm durante breve tiempo) permite una mayor desmultiplicación, por lo que estos alternadores pueden entregar hasta un 25% más de potencia con una misma velocidad de giro del motor que los alternadores del tipo Monobloc.

Estructura

Los alternadores compactos ver figura 4.8 son alternadores trifásicos auto excitados, de 12 polos, con rotor síncrono de garras polares, anillos colectores pequeños y diodos de potencia Zenner, con doble flujo de ventilación. En el estator se encuentra el devanado trifásico con 12 polos y en el rotor el sistema de excitación con el mismo numero de polos. Dos ventiladores interiores refrigeran el alternador desde las carcasas frontales. Esto reduce el ruido de la ventilación y permite una mayor libertad de elección del punto de montaje en el motor.

Los anillos colectores presentan un diámetro sensiblemente menor, con lo cual disminuye también la velocidad periférica de los mismos. Con ello disminuye el desgaste, tanto de la superficie de los anillos colectores como de las escobillas, gracias a lo cual la vida útil del alternador ya no esta determinada por el desgaste de estas. El regulador electrónico de tensión esta integrado en el porta escobillas.

Un revestimiento de plástico protege de la corrosión al rectificador, realizado en versión estratificada, con diodos Zenner. Los diodos Zenner ofrecen una protección adicional contra sobretensiones y picos de tensión.

De acuerdo a las características de los alternadores y tomando en cuenta las características del banco de prueba de turbinas pelton el alternador que se encuentra dentro de las especificaciones de ambos factores es el alternador compacto tipo NC de 50 amperios.

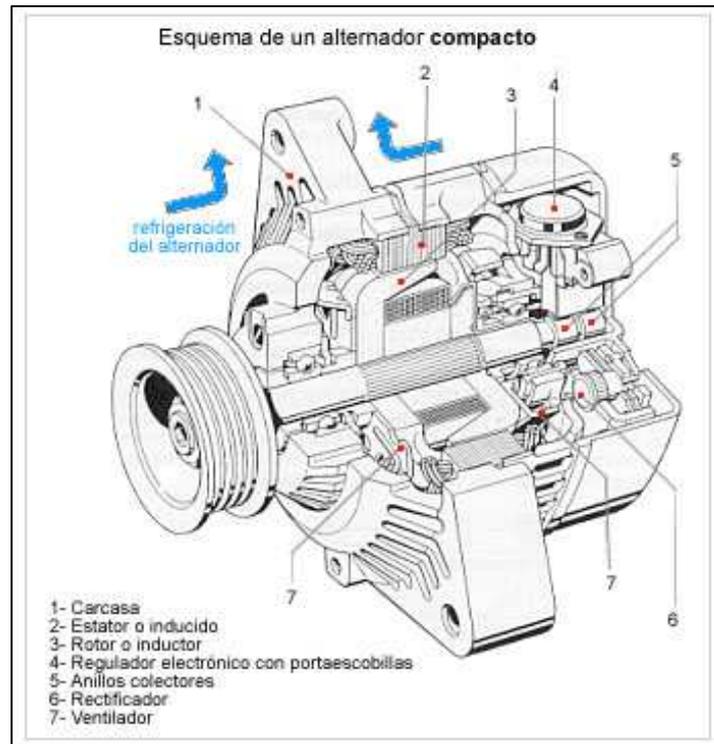


Figura 4.8 Alternador compacto

Diseño de poleas y fajas

Para la transmisión de torque de una máquina motriz a una máquina conducida, existen al menos tres métodos muy utilizados: Transmisión con engranajes, correas flexibles de caucho reforzado y cadenas de rodillos.

Cálculo de la potencia de diseño

Debido a que las máquinas conducidas tienen formas particulares de funcionamiento, se deben prevenir fallas debidas a los golpes, vibraciones o tirones. De forma similar, las máquinas motoras tienen formas particulares de funcionamiento, algunas son más suaves que otras, o tienen un impulso inicial o un giro a tirones. Estas situaciones se consideran a través de un factor de servicio (C_1) que aumenta la potencia a transmitir para obtener la potencia de diseño que considera las características de la máquina y el motor utilizado.

En la tabla 4.3, seleccione el motor utilizado y la máquina que más se asemeja a su diseño. Se obtiene así el factor C_1 , el cual se multiplica por la potencia a transmitir, para obtener la potencia de diseño.

Tabla 4.3 Selección de motores y maquinaria

Factor de servicio	<p>Motores eléctricos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De corriente alterna monofásicos • Asíncronicas • Jaula de ardilla de par normal • De corriente continua bobinado shunt <p>Motores a gas Motores de combustión interna policilíndricas</p>	<p>Motores eléctricos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • De corriente alterna con par de gran potencia • De rotor bobinado y anillos rozantes • De corriente continua bobinado compound <p>Motores monocilíndricos Ejes de transmisión Tomas de fuerza con embrague</p>
Agitadores de líquidos Ventiladores pequeños y medianos Bombas centrífugas.	1.0 a 1.2	1.1 a 1.3
Punzonadoras Mezcladoras pequeñas y medianas Generadores Compresores de tornillo Cizallas Prensas Máquinas de imprenta Cribas vibratorias	1.1 a 1.3	1.2 a 1.4
Elevadores Compresores de pistones Maquinaria de lavanderías Bombas de pistones Ventiladores grandes Maquinaria textil Máquinas herramientas	1.2 a 1.4	1.4 a 1.6
Malacates y huinches Molinos Chancadoras de mandíbulas Transportadora de correa sinfín	1.3 a 1.5	1.5 a 1.8

Con la potencia de diseño y la velocidad del eje más rápido se consulta el gráfico de la figura 4.9 en el cual se aprecia las 5 secciones más típicas de las correas. Cada sección aparece como una zona de un color particular.

Con los datos ya indicados se observa en que zona se encuentra. Esto determina la sección de correa que se recomienda usar.

Para el caso del prototipo girando a 500 rpm y una potencia de diseño de 650 watts, se recomienda usar correas de sección A.

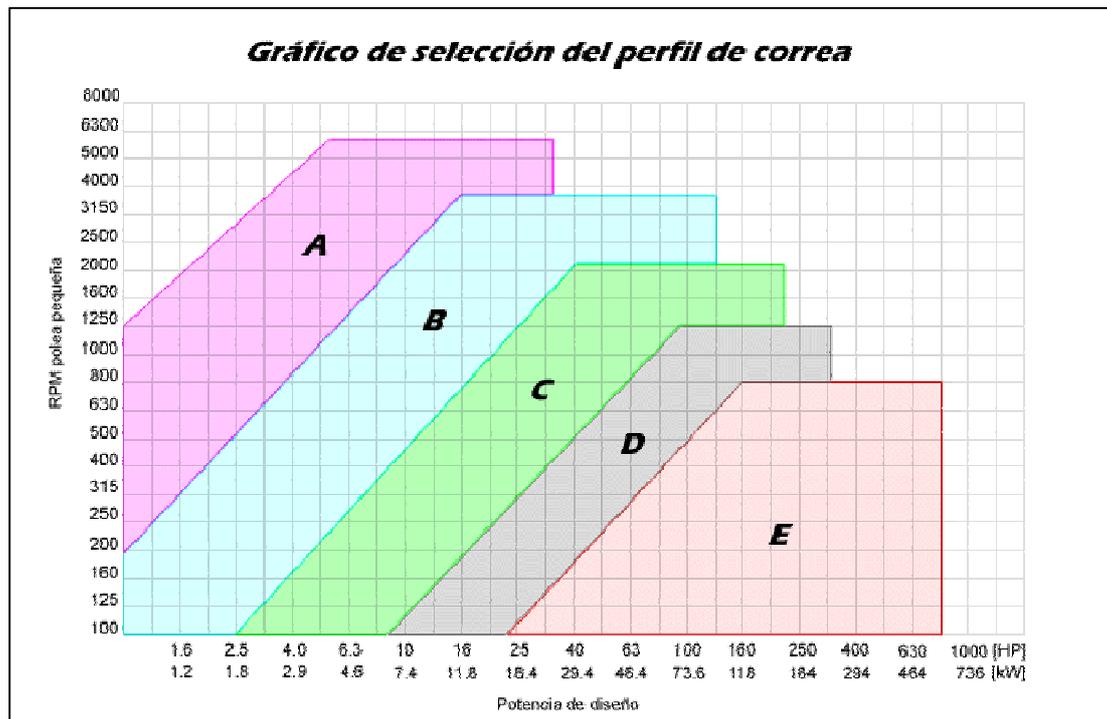


Figura 4.9 Selección del perfil de correa

Conociendo la sección a utilizar se procede a obtener la relación de transmisión entre ejes "i". Se define como relación "1:i" a la razón entre las velocidades del eje rápido dividido por el eje lento.

Esta relación debe darse entre los diámetros de las poleas a utilizar:

$$i = \frac{D_p}{d_p} \quad (4.1)$$

D_p : diámetro primitivo de la polea lenta.

d_p : diámetro primitivo de la polea rápida.

Identificar la correa y las poleas

Conociendo la relación de transmisión "i" se procede a calcular los diámetros D_p y d_p . Se recomienda usar como mínimo los siguientes valores descrito en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Identificación de correa y poleas.

Sección	A	B	C	D	E
Diámetro primitivo mínimo [mm]	63	100	160	280	400

Se procede colocándose un valor para d_p y se calcula D_p de la forma siguiente:

$$D_p = i \cdot d_p \quad (4.2)$$

$$D_p = 2 \cdot 7.62 \text{ cm} = 15.24 \text{ cm}$$

Con estos valores se puede calcular el largo L aproximado de la correa que se necesita.

$$L = (2 \cdot C) + [1.57 \times (D_p + d_p)] + \frac{(D_p - d_p)^2}{(4 \cdot C)} \quad (4.3)$$

L : longitud de la correa

C : distancia tentativa entre ejes

D_p, d_p : diámetros primitivos de las poleas = 1228.25

Datos:

$$C = 35.05 \text{ cm}$$

$$L = (2 \times 35.05) + [1.57 \times (15.24 + 7.62)] + \frac{(15.24 - 7.62)^2}{(4 \times 35.05)}$$

$$L = 106.404 \text{ cm}$$

Conociendo este valor y la sección utilizada, se consulta la tabla siguiente, que entrega la identificación de la correa adecuada.

Esta identificación es una letra y un número, la letra indica el tamaño de la sección transversal de la correa (A, B, C, D, E) y el número representa el largo de la correa cuyo largo se aproxima lo más posible al largo L calculado. Como es muy probable que la correa seleccionada tenga un largo diferente de L se debe ajustar la distancia entre centros C acercado o alejando los ejes (ver tabla 4.5).

Tabla 4.5. Selección del tipo de faja

Nº	Perfil A (13 x 8)	Perfil B (17 x 10,5)	Perfil C (22 x 13.5)	Perfil D (32 x 19)	Perfil E (40 x 25)
26	690				
28	741				
31	817				
35	919	932			
38	995	1008			
42	1097	1110			
46	1198	1211			
51	1325	1338	1347		
55	1427	1440			
60	1554	1567	1576		
64	1656	1669			
68	1757	1770	1779		
71	1833	1846			
75	1935	1948	1957		
80	2062	2079	2084		
81		2100	2109		
85	2189	2202	2211		
90	2316	2329	2338		
96	2468		2490		
97	2494	2507	2516		
105	2697	2710	2719		
112	2875	2888	2897		
120	3078	3091	3100	3117	
128	3281	3294	3303	3320	
136		3497	3506		
144		3701	3710	3727	
158		4055	4065	4082	
162		4158	4167	4184	
173		4437	4446	4463	
180		4615	4624	4641	4656
195		4996	5005	5022	5037
210		5377	5386	5403	5418
240		6106	6105	6102	6109
270		6868	6867	6864	6871
300		7630	7629	7626	7633
330			8391	8388	8395
360			9153	9150	9157
390			9915	9912	9919
420			10677	10674	10681
480				12198	12205
540				13722	13729
600				15246	15253

➤ **Estructura del banco.**

Estructura del banco que se le agrego al banco de prueba de turbinas Pelton.

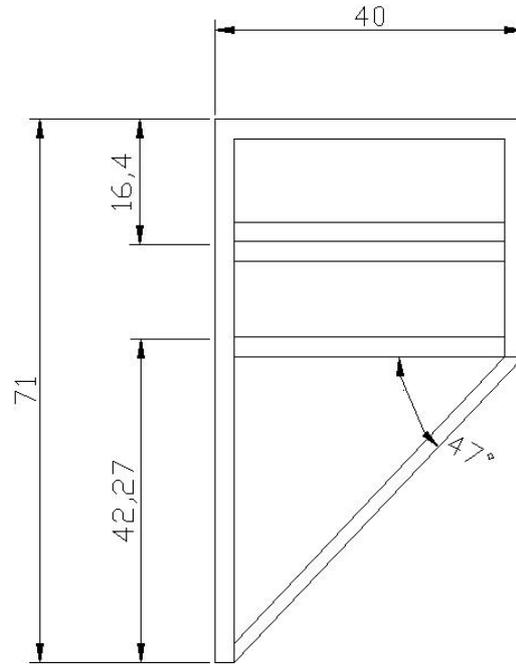


Figura 4.10. Vista frontal.

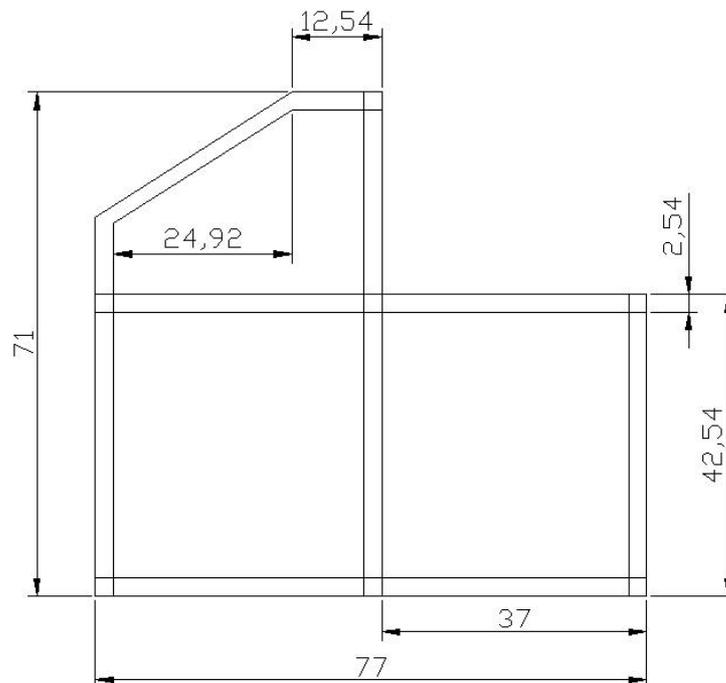


Figura 4.11 Vista lateral

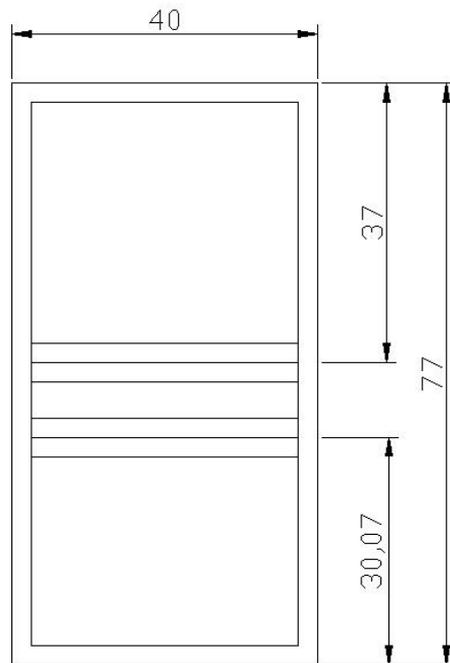


Figura 4.12 Vista superior.

➤ Esquema eléctrico del prototipo.

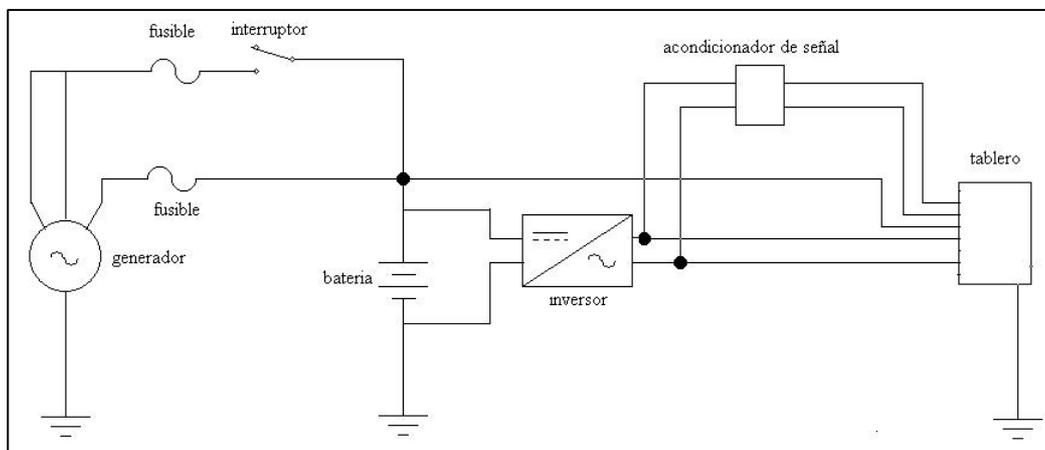


Figura 4.13 Diagrama del circuito implementado en el prototipo.

4.2 IMPLEMENTACIÓN DEL PROTOTIPO

- Proceso de ensamblaje.



Figura 4.14 Ensamblaje de estructura de soporte del alternador.

- Acabado del prototipo



Figura 4.15 Prototipo de central hidráulica.

4.3 SIMULACIÓN EN ENTORNO LABVIEW

4.3.1 HERRAMIENTA VIRTUAL.

En la actualidad las herramientas para monitoreo, análisis y diseño en las diferentes ramas de Ingeniería han llegado a ser parte vital en cualquier campo de aplicación; un ejemplo de ello es la Biomédica la cual ha unido el desarrollo en los campos de Ingeniería y Medicina.

El amplio desarrollo de instrumentos asistidos por computadora y la creciente accesibilidad a una PC (computadora personal), son dos aspectos que han permitido el desarrollo de herramientas más especializadas y de fácil uso; En el área de Ingeniería Eléctrica como en las demás, estas herramientas han llegado a optimizar el trabajo. Y aunque hay otros aspectos antes de decidir la implementación de un instrumento virtual estos están ganando amplia aceptación en los procesos y sistemas industriales para el monitoreo y control de los mismos.

El prototipo de laboratorio de la sección anterior pretende ser una herramienta didáctica, y es por ello que no podía quedar sin incorporarle una herramienta virtual, los cuales en conjunto vienen a ser una valiosa herramienta en la formación de los nuevos profesionales los cuales se enfrentan cada vez mayores retos que exigen fáciles y rápidas alternativas de solución.

Una de estas herramientas que se han abierto campo en los últimos años es LabVIEW (Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench); la cual se utilizará para desarrollar un monitoreo de variables eléctricas para el prototipo de laboratorio desarrollado, cuyo esquema tiene la bondad de ser escalable a sistemas más complejos.

- **El entorno LabVIEW y la instrumentación virtual**

LabVIEW, es un sistema de programación gráfico diseñado para el desarrollo de distintas aplicaciones como el análisis de datos, la adquisición de datos y el control de instrumentos. Este programa fue creado por National Instruments (1976) para funcionar sobre máquinas MAC, salió al mercado por primera vez en 1986. Ahora está disponible para las plataformas Windows, UNIX, Mac y Linux. La versión actual 8.6, liberada en Agosto de 2008, cuenta con soporte para Windows Vista.

Los programas desarrollados con LabVIEW se llaman Instrumentos Virtuales, o VIs, lo que da una idea de su uso en origen el control de instrumentos. El lema de LabVIEW es: "La potencia está en el Software".

Entre sus objetivos están el reducir el tiempo de desarrollo de aplicaciones de todo tipo (no sólo en ámbitos de Pruebas, Control y Diseño) y el permitir la entrada a la informática a programadores no expertos. Esto no significa que la empresa haga únicamente software, sino que busca combinar este software con todo tipo de hardware, tanto propio tarjetas de adquisición de datos y otro Hardware de terceras empresas.

Es usado principalmente por ingenieros y científicos para tareas como:

- Adquisición de datos
- Control de instrumentos
- Automatización industrial o PAC (Controlador de Automatización Programable)
- Diseño de control: prototipaje rápido y hardware-en-el-ciclo (HIL)
- Diseño Embebido
- Domótica
- Control de procesos

En 2008 el programa fue utilizado para controlar el LHC, el acelerador de partículas más grande construido hasta la fecha.

Características principales

- Intuitivo lenguaje de programación gráfico para ingenieros y científicos
- Herramientas de desarrollo y librerías de alto nivel específicas para aplicaciones
- Cientos de funciones para E/S, control, análisis y presentación de datos
- Despliegue en ordenadores personales, móviles, industriales y sistemas de computación empujados

Al ser LabVIEW un lenguaje de programación gráfico y basado en un sistema de ventanas, muchas veces es más sencillo de utilizar que otros lenguajes más típicos. Mucha gente que habitualmente no intentaría diseñar una aplicación puede conseguirlo con LabVIEW

En definitiva, se puede concluir diciendo que con un ordenador personal, un hardware adecuado (placas de adquisición de datos), unos “drivers” y un software como LabVIEW, se pueden obtener datos muy provechosos y mejores que si se utilizan instrumentos tradicionales tales como osciloscopios, generadores de señal, analizadores de espectros, analizadores vectoriales, etc.

- **Ventajas de usar LabVIEW**

- La primera ventaja de usar LabVIEW es que es compatible con herramientas de desarrollo similares y puede trabajar a la vez con programas de otra área de aplicación, como Matlab o Excel. Además se puede utilizar en muchos sistemas operativos, incluyendo Windows y UNIX, siendo el código transportable de uno a otro.
- Otra de las ventajas más importantes que tiene este lenguaje de programación es que permite una fácil integración con hardware, específicamente con tarjetas de medición, adquisición y procesamiento de datos (incluyendo adquisición de imágenes).
- Es muy simple de manejar, debido a que está basado en un nuevo sistema de programación gráfica, llamado lenguaje G.
- Es un programa enfocado hacia la instrumentación virtual, por lo que cuenta con numerosas herramientas de presentación, en gráficas, botones, indicadores y controles, los cuales son muy esquemáticos y versátiles. Estos serían complicados de realizar en bases como C++ donde el tiempo para lograr el mismo efecto sería muchas veces mayor.
- Es un programa que contiene librerías especializadas para manejos de DAQ (tarjetas de adquisición de datos), Redes, Comunicaciones, Análisis Estadístico, comunicación con Bases de Datos (útil para una automatización de una empresa a nivel total).
- Como se programa creando subrutinas en módulos de bloques, se pueden usar otros bloques creados anteriormente como aplicaciones por otras personas.

A continuación se representa una tabla que describe otro tipo de ventajas del instrumento virtual frente al instrumento tradicional:

Tabla 4.6 Comparación de instrumentos tradicionales con virtuales.

Instrumento Tradicional	Instrumento Virtual
Definido por el fabricante	Definido por el usuario
Funcionalidad específica, con conectividad limitada	Funcionalidad ilimitada, orientado a aplicaciones, conectividad amplia
Hardware es la clave	Software es la clave
Alto costo/función	Bajo costo/función, variedad de funciones, reusable.
Arquitectura "cerrada"	Arquitectura "abierta"
Lenta incorporación de nuevas tecnologías	Rápida incorporación de nuevas tecnologías, gracias a la plataforma PC
Bajas economías de escala, alto costo de mantenimiento	Altas economías de escala, bajos costos de mantenimiento

4.3.2 PROGRAMACIÓN CON LabVIEW

Con la llegada del software de programación gráfica LabVIEW de National Instruments el proceso de realización de un programa se ha facilitado en gran medida al minimizarse el tiempo (costes) de desarrollo de las aplicaciones.

La forma de programar en LabVIEW es muy distinta a otros lenguajes de programación que se basan en texto, como C, VISUAL BASIC o FORTRAN. La principal diferencia con respecto a los anteriores lenguajes de programación es que LabVIEW utiliza los símbolos gráficos, denominados iconos, para representar el programa de acciones.

Los VI's, instrumentos virtuales (programas), llamados así debido a que su aspecto y operación reproducen a instrumentos tradicionales como osciloscopios, generadores de señales, analizadores, etc. (figura 4.16).

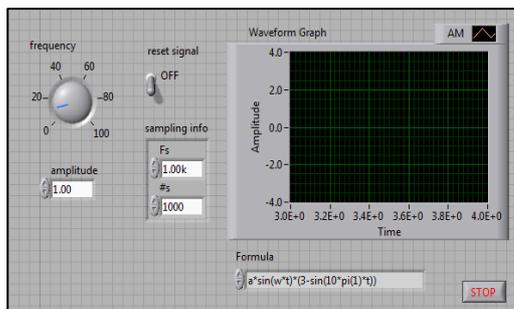


Figura 4.16 Ejemplo de instrumento tradicional (osciloscopio).

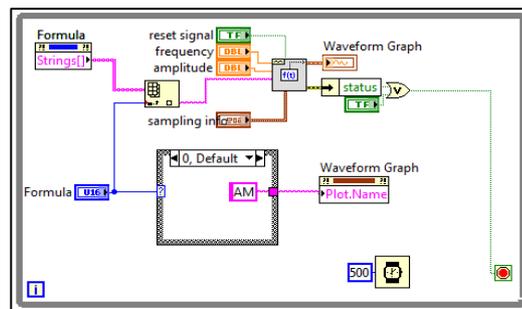
Un instrumento virtual se define como un módulo de software que simula el panel frontal del instrumento, y ayudándose de elementos hardware accesibles por un ordenador (tarjetas de adquisición de datos, realiza una serie de medidas que equivalen a las que se obtendrían en un instrumento real.

De este modo, cuando se ejecuta un programa que actúa “VI”, el usuario o usuaria ve en el ordenador personal un panel cuya función es idéntica a la de un instrumento físico, facilitando así la visualización y el control del aparato.

Un programa creado en LabVIEW consta de dos partes (ver figura 4.17 a y b):



a) Panel Frontal



b) Diagrama de Bloque

Figura 4.17 Entorno en LabView

En el panel frontal, el cual simula el panel frontal de un instrumento físico, se diseña la interfaz con el usuario y contiene los elementos que van a caracterizar el programa. En él se ven los datos y allí se controlan y se manipulan.

En cambio, en el diagrama de bloques se aprecia la estructura del programa, su función y algoritmo, de forma gráfica en lenguaje G, en el cual los datos “fluyen” a través de líneas.

4.3.3 SISTEMAS DE ADQUISICIÓN.

Sin duda una de las más potentes características de la herramienta LabVIEW, es el hecho de la interacción que ofrece para potenciar tanto el hardware como el software, para alcanzar y rebasar a un instrumento real. National Instruments, ha conseguido comunicar el lenguaje de maquina con el hardware externo por medio de lo que se conocen como las tarjetas de adquisición de datos.

La Adquisición de Datos, consiste en la toma de muestras del mundo real (sistema analógico) para generar datos que puedan ser manipulados por un ordenador (sistema digital). Consiste, en tomar un conjunto de variables físicas, convertirlas en tensiones eléctricas y digitalizarlas de manera que se puedan procesar en una computadora. Se requiere una etapa de acondicionamiento, que adecua la señal a niveles compatibles con el elemento que hace la transformación a señal digital. El elemento que hace dicha transformación es el módulo o tarjeta de Adquisición de Datos (DAQ).

El esquema general de una cadena de medida cuya misión es la adquisición de datos se muestra en la figura 4.18:

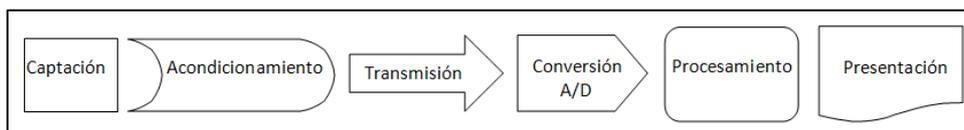


Figura 4.18 Esquema general del sistema de monitoreo (diagrama de bloques).

La adquisición de datos como podemos observar en el esquema anterior inicia desde la captación de datos, sin embargo muchas de las tarjetas encontradas en el mercado requieren que el acondicionamiento de la señal sea realizada previo a su entrada a la tarjeta, por ende la tarjeta se encarga de los procesos de transmisión y conversión, y mediante software se procesan y presentan.

Hoy en día existen varias tarjetas de adquisición de datos, National Instruments no se ha quedado atrás, este ha potenciado tanto su software como su propio hardware, cuyas herramientas en conjunto proporcionan gran potencial para la solución de problemas.

4.3.4 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA VIRTUAL.

Como se mencionó anteriormente la implementación de herramientas para el monitoreo de los procesos en cualquier sistema industrial, hoy en día forman parte fundamental de éstos. Es por ello que el desarrollo de herramientas las cuales en conjunto con un buen plan de monitoreo preventivo en sistemas de generación de energía eléctrica son hoy en día imprescindibles.

En nuestro medio, el desarrollo de nuevas tecnologías se observa a paso lento, sin embargo debe ser un objetivo el poder introducir desde el área formativa de los profesionales, las posibilidades y ventajas que ofrecen estas nuevas tecnologías.

En el capítulo 3, sección 3.1, se mencionaron las diferentes partes que conforman la minicentral La Chácara, uno de ello es el panel de control, el rol del panel de control es poder monitorear los parámetros de voltaje, corriente y frecuencia en el lado del generador. Actualmente en el panel de control se encuentran algunos de estos instrumentos ya dañados; cabe mencionar que todos los instrumentos de medición en la central son analógicos. Partiendo de ello, la facilidad que ofrece la instrumentación virtual en características de portabilidad y reutilización del software, presenta una posible solución al problema en la central; así como en muchos otros procesos.

La implementación de una herramienta virtual como en cualquier diseño de ingeniería se inicia con la definición de los parámetros o variables involucradas. En la sección previa se desarrollo el prototipo de laboratorio de generación hidroeléctrica, al igual que en una central real definiremos los parámetros eléctricos a monitorear a la salida del sistema de generación; para la aplicación del VI (Instrumento Virtual), se definirán el monitoreo del voltaje, corriente, frecuencia y potencia generada.

En la figura 4.19 se define el esquema general del sistema de monitoreo del VI:

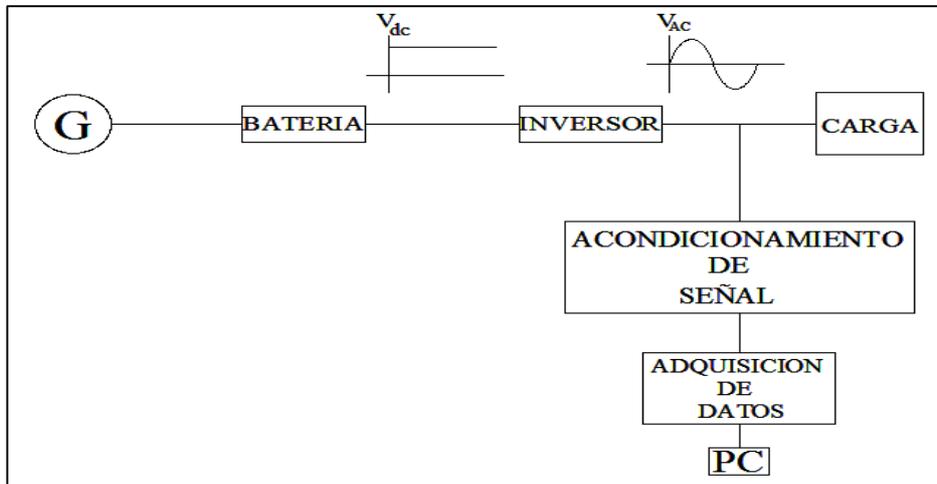


Figura 4.19 Esquema general del sistema de monitoreo.

Previamente de debe definir los rangos a los cuales se ha de acondicionar la señal de interés, conocer los rangos de valores con los que la tarjeta de adquisición de datos cuenta, para evitar algún daño en los puertos. Para la implementación del VI, se utilizará la DAQ NI USB-6008 de National Instrument la cual se muestra en la figura 4.20, con las siguientes especificaciones para el muestreo de señales analógicas:



Figura 4.20 Tarjeta de adquisición de datos, NI USB-6008 de National Instrument.

Características de la tarjeta de adquisición de datos mostrada en la figura anterior:

- Entrada Analógica
- Número de Canales 8 SE/4 DI
- Velocidad de Muestreo 10kS/s
- Resolución 12 bits
- Muestreo Simultáneo: No
- Rango de Voltaje Máximo -10 V a 10 V
- Precisión del Rango 138 mV
- Rango de Voltaje Mínimo -1 V a 1 V
- Precisión del Rango 37.5 mV
- Número de Rangos 8
- Memoria Interna 512 Byte

A continuación se desarrolla la etapa de acondicionamiento de señal previo a la adquisición de datos.

4.3.5 ACONDICIONAMIENTO DE LA SEÑAL.

Los sistemas de adquisición de datos basados en PC y dispositivos insertables son usados en un amplio rango de aplicaciones en los laboratorios y en el campo. Típicamente, los dispositivos DAQ insertables son instrumentos de propósito general diseñados para medir señales de voltaje. Es por ello que el acondicionar las señales muestreadas es el primer paso para la lectura mediante una PC, a continuación se presenta el desarrollo de este proceso para el caso particular del prototipo de laboratorio.

La señal de voltaje, será sensada mediante un transformador de voltaje con relación 120/12V, el cual requiere de un acondicionamiento mediante un circuito limitador de voltaje formado por una resistencia de 1k Ω y dos diodos Zener con voltaje de corte de 2.7 V 14k Ω , como se muestra en la figura 4.21.

La señal de corriente, será sensada mediante un transformador de corriente con relación 150/5A, se debe aclarar que para el prototipo implementado nuestro rango máximo de corriente es de $i = 2.0A_{rms}$, por lo tanto seleccionando un valor de R [Ω] adecuado, del cual se estará muestreando una señal de voltaje, para la selección de R se realizaron los cálculos adecuados y las pruebas pertinentes, con lo cual se definió R=80 Ω , ver figura 4.21.

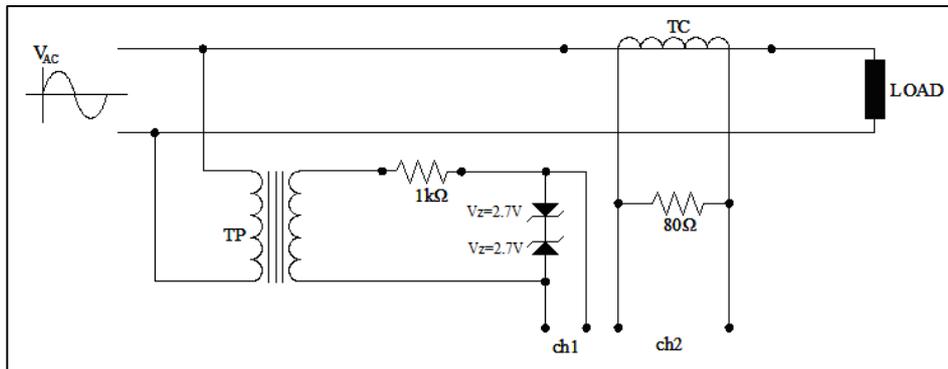


Figura 4.21. Captación y acondicionamiento de la señal, donde TP (transformador de voltaje o potencial), y TC (transformador de corriente).

Luego de establecer el circuito acondicionador de la señal de entrada, el cual se debe verificar previo a la conexión con la DAQ NI-USB 6008; se define el programa en LabVIEW.

LabVIEW, ofrece muchas herramientas con su paleta de funciones la cual encontramos en el diagrama de bloques; una de las herramientas principales que se utiliza para el monitoreo en tiempo real, esta es el Asistente DAQ, la cual podemos ver en la figura 4.22; cuya herramienta es la interfaz de comunicación entre la DAQ 6008 y el software.

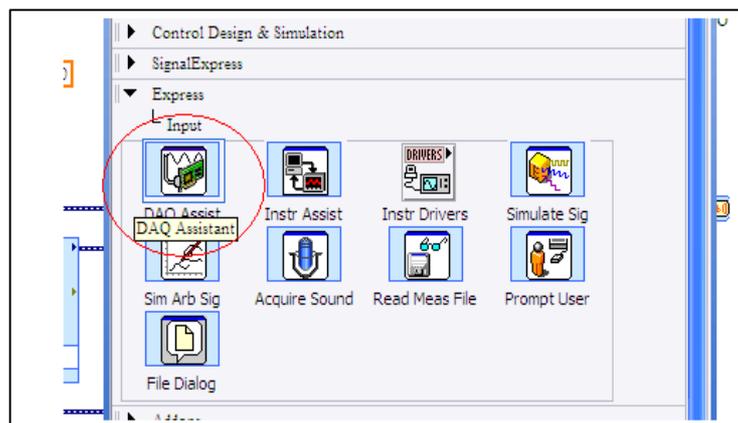


Figura 4.22 DAQ Asistente.

Una de las prestaciones que ofrece este bloque como otros del entorno LabVIEW, es poder modificar la programación predefinida, logrando con ello poder agregar otras características según se requiera; en la figura 4.23 podemos observar cómo podemos modificar este bloque.

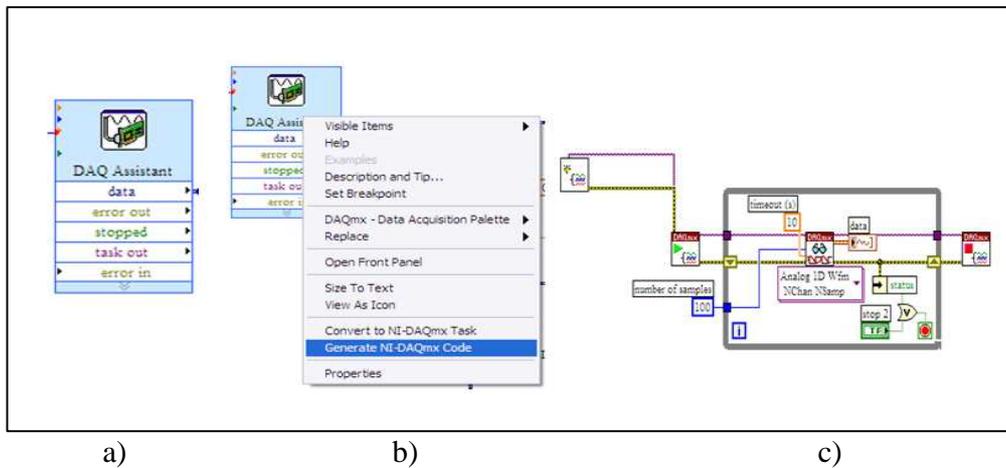


Figura 4.23. Modificación del DAQ Assistant.

Para poder obtener más información de los diferentes bloques, referirse al manual de LabVIEW en seis horas, el cual se incluye en el CD que acompaña este documento, o bien a muchos de los ejemplos que hoy ya aparecen en la red de Internet de fácil acceso.

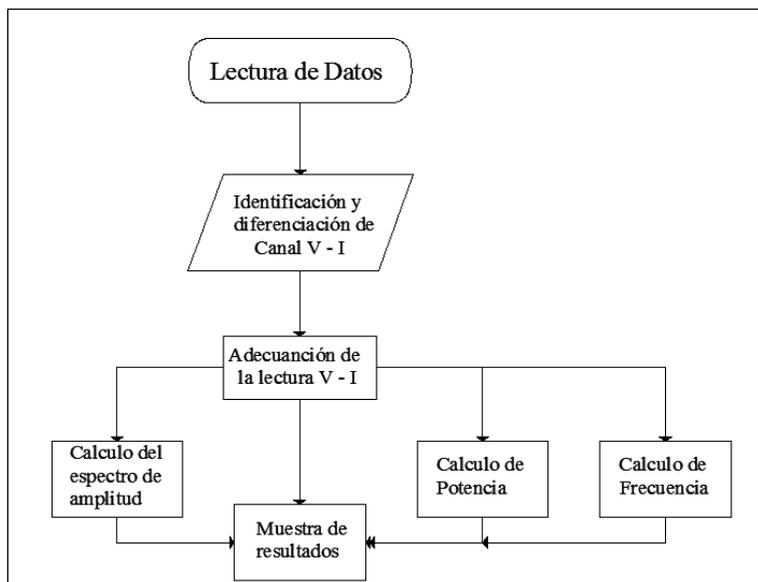


Figura 4.24. Lógica del programa a implementar.

En la figura 4.24, se define la lógica a seguir para el desarrollo del software mediante programación G en LabVIEW; y en la figura 4.25 podemos apreciar la implementación de

la herramienta virtual desarrollada para el monitoreo de voltaje y corriente a la salida del prototipo implementado.

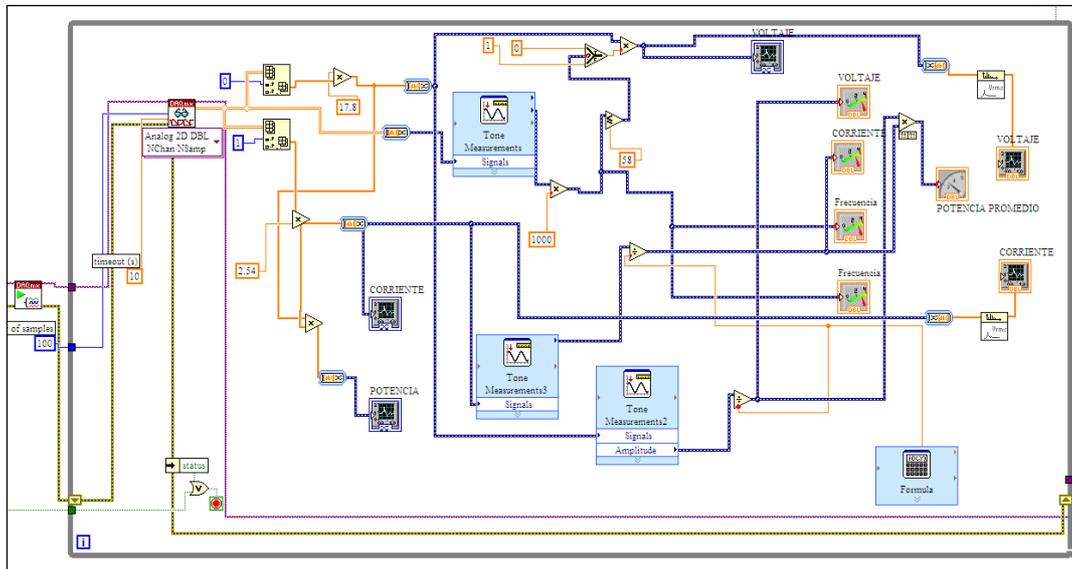


Figura 4.25. Herramienta virtual, diagrama de bloques.

En la figura 4.25, se observa la simplicidad que ofrece LabVIEW para la programación de instrumentos virtuales; la herramienta desarrollada utiliza algunos bloques cargados por defecto en el entorno LabVIEW, aunque no se detiene a explicar a profundidad cada uno de ellos, pero a continuación de forma breve se detallan los bloques utilizados en el programa elaborado:

El primer bloque que se observa en la figura 4.23(a) es el bloque DAQ assistant, en la figura 4.23(c) se observa el código del bloque, el cuál se aprecia el lenguaje G (lenguaje gráfico) esta característica permite obtener soluciones más versátiles al poder agregar otras funcionalidades al bloque. Para el caso, por defecto este permitía el muestreo de un solo canal o más canales por selección a la hora de graficar, accediendo al código del bloque permite agregar el bloque Waveform Graph en el panel frontal, mediante los cuales se podrá observar los dos canales de muestro en un mismo instante.

Luego de pasar la etapa de muestreo, resta acondicionar mediante software los datos recolectados. Se debe de tener presente los rangos de muestreo en el acondicionamiento de señal mediante hardware, a la salida de la etapa de acondicionamiento se obtiene el valor de $6.6V_{ac}$, para una lectura entre $115 V_{AC} - 120V_{AC}$ por tanto se debe multiplicar el dato

leído por el factor adecuado; con el valor de la lectura a la entrada de la DAQ ($6.6V_{AC}$), en el diagrama de bloques se observa que el valor de ajuste es de 17.8; de igual forma se define el coeficiente de 2.54 para la corriente.

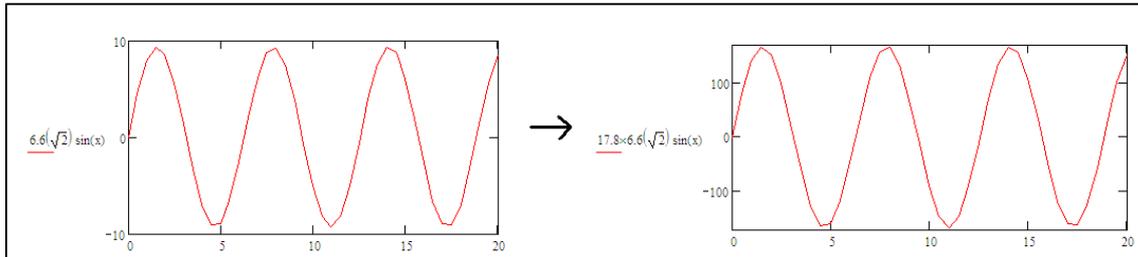


Figura 4.26. Ajuste de la señal muestreada

Luego de acondicionar la señal; esta pasa a uno de los bloques de salida (Waveform Graph) que ofrece LabVIEW, además también se observa el bloque Tone Measurements, cuya función es determinar la amplitud y frecuencia de la señal censada los cuales al igual que los valores de voltaje y corriente se adecuan para su ser mostrados mediante indicadores que serán observados en el panel frontal.

Al finalizar esto es lo que obtenemos en el panel frontal:

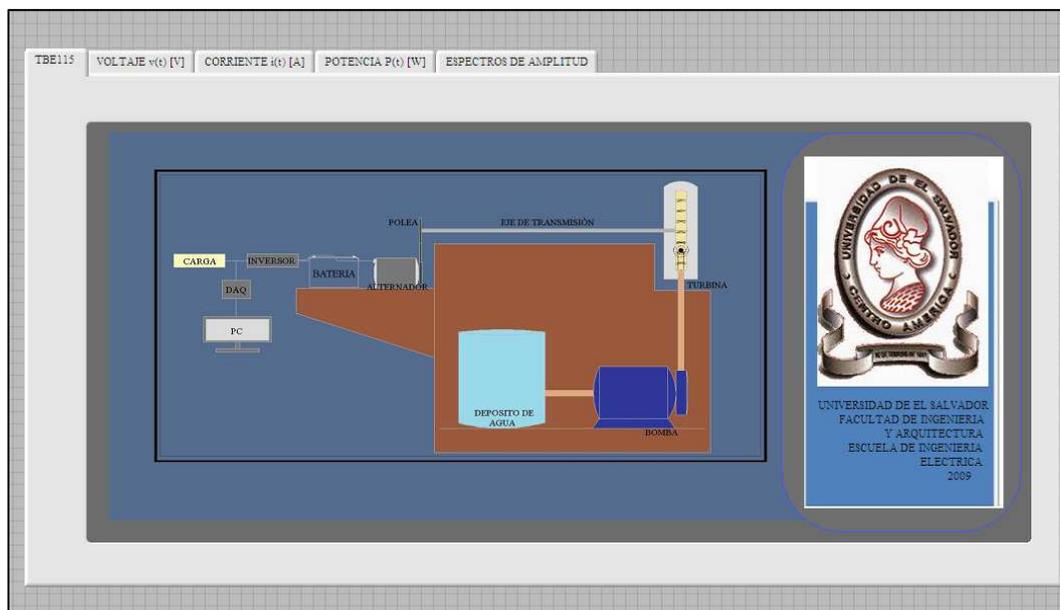


Figura 4.27. Herramienta virtual, panel frontal.

Luego se puede apreciar los resultados de la herramienta en funcionamiento; esto es lo que el usuario del instrumento visualizará mediante el PC:

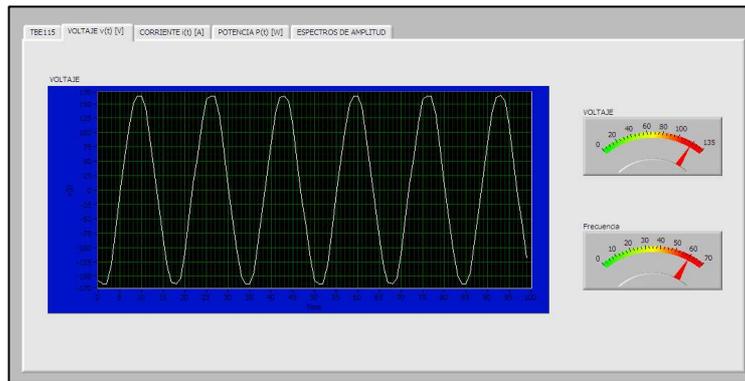


Figura 4.28. Herramienta virtual, señal de voltaje.

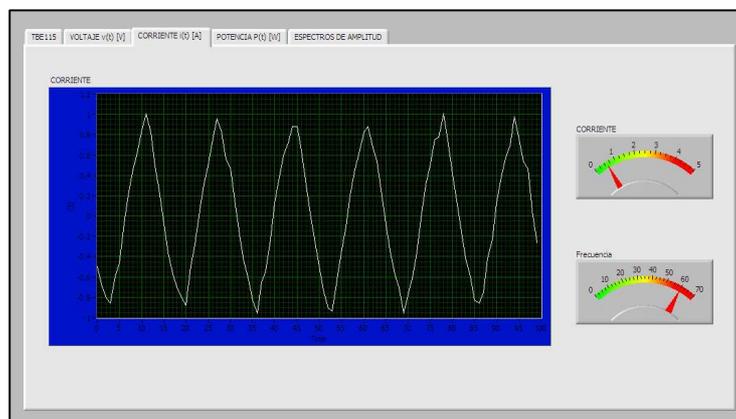


Figura 4.29. Herramienta virtual, señal de corriente.

En la figura 4.28 y 4.29, se muestra el voltaje aplicado a una carga resistiva y la corriente a través del circuito formado por la fuente y la carga, los cuales brindan información de la estabilidad del sistema de suministro y cualquier disturbio que se presente puede enviarse para su revisión.

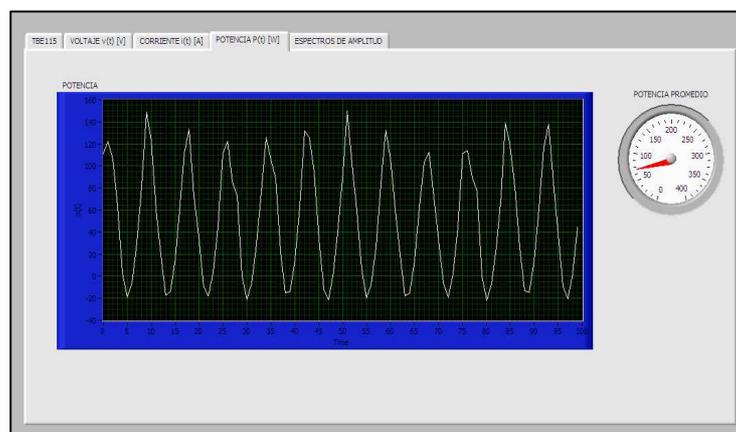


Figura 4.30 Herramienta virtual, señal de potencia.

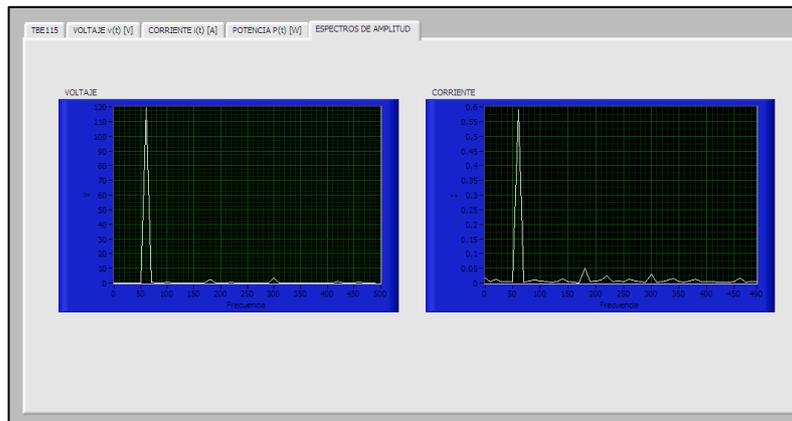


Figura 4.31 Herramienta virtual, Espectro de amplitud de la señal de voltaje y corriente.

Desde las figuras 4.28 a la 4.31, se muestran el monitoreo de las señales de voltaje y corriente con una carga resistiva (foco incandescente de 60W); el monitoreo se realizó en un sistema de la red de distribución para demostrar la toma de datos. La finalidad de implementar el instrumento virtual es monitorear los parámetros eléctricos, con el objetivo de controlar estos parámetros. Aplicado lo a un sistema o proceso de producción de energía más complejo.

El monitoreo del espectro de amplitud en frecuencia, es un dato de gran importancia aplicado a sistemas más complejos, por ello es que se presenta en la herramienta desarrollada, además con lo cual se aprecia nuevamente la versatilidad de LabVIEW al ofrecer con un solo programa, más ventajas sobre los instrumentos tradicionales de gran costo y sin posibilidad de escalabilidad.

Como se demuestra LabVIEW ofrece una excelente herramienta de monitoreo, este presenta de forma clara y detallada las señales de interés agregando además otras ventajas, como por ejemplo el espectro de amplitud de las señales, que hoy en día representa un gran interés en el tema de calidad de energía, el cual no se aborda en este trabajo, si bien es cierto dentro de este estudio la herramienta es en pequeña escala, se menciono anteriormente LabVIEW ofrece la ventaja de “La potencia esta en el software” lo cual implica la reutilización de código, además escalable a sistemas más complejos y con un poco más de herramientas disponibles se puede lograr un sistema de monitoreo y control en todo sistema o proceso industrial que se desee.

Cuanto más se involucra en el desarrollo de VI'S, al igual que en cualquier otro lenguaje de programación junto con las herramientas creadas se encuentran soluciones más optimizadas que requieren menor esfuerzo presentan mayor beneficio/costo, ofreciendo así buenas y mejores opciones a la solución de una dificultad en los sistemas industriales sean estos de uso o de generación de la energía eléctrica.

CAPÍTULO V

CAPITULO V. ENERGÍAS RENOVABLES, GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN COMPARACIÓN A LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA PARA COMUNIDADES AISLADAS DEL SISTEMA NACIONAL.

5.1 FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES. HIDROELÉCTRICA COMPARADA CON FOTOVOLTAICA

Las fuentes de energías renovables se basan en los ciclos naturales del planeta. Son aquellas que se regeneran; además usadas con responsabilidad no destruyen el medio ambiente. La electricidad, calefacción o refrigeración generadas por las fuentes de energías renovables, consisten en el aprovechamiento de los recursos naturales como el sol, el viento, los residuos agrícolas u orgánicos. Incrementar la participación de las energías renovables, asegura una generación de electricidad sostenible a largo plazo, reduciendo la emisión de CO₂. Aplicadas de manera socialmente responsable, pueden ofrecer oportunidades de empleo en zonas rurales y urbanas y promover el desarrollo de tecnologías locales.

El tema de fuentes renovables ha venido creciendo aceleradamente con preocupación debido, al enorme problema que presenta la alta emisión de gases de invernadero cuyo tema ha sido abordado desde ya hace varios años, lo cual ha dado como resultado lo que conocemos como el protocolo de Kyoto adoptado el 11 de diciembre de 1997.

Disposiciones del Protocolo de Kyoto y sus normas

El Protocolo de Kyoto de 1997 tiene los mismos objetivos, principios e instituciones de la Convención, pero refuerza ésta de manera significativa ya que a través de él las Partes incluidas en el anexo I se comprometen a lograr objetivos individuales y jurídicamente vinculantes para limitar o reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Sólo las Partes a la Convención que sean también Partes al Protocolo (es decir, que lo ratifiquen, acepten, aprueben o adhieran a él) se ven obligadas por los compromisos del Protocolo. Los objetivos individuales para las Partes incluidas en el anexo I se enumeran en el anexo B del Protocolo de Kyoto. Entre todos suman un total de recorte de las emisiones de gases

de efecto invernadero de al menos el 5% con respecto a los niveles de 1990 en el periodo de compromiso de 2008-2012.

Este trabajo no se enfocara en el protocolo de Kyoto, solo se presenta como un referente en lo que respecta a energías renovables porque a marcado una pauta en el presente y hacia futuro para la conservación de nuestro ecosistema en lo que respecta a eficiencia energética con fuentes renovables.

La energía eléctrica es vital hoy en día para el desarrollo de cualquier nación aun en los poblados más pequeños y apartados de la red eléctrica, en los cuales muchas veces resulta complejo llegar a cubrir la demanda de energía; y en el caso particular de nuestra nación no es la excepción por ello la electricidad en las zonas rurales de nuestro país en la actualidad es uno de los problemas más grandes que afronta la población de estas áreas y lo cual no permite un desarrollo sostenido y un incremento en la calidad de vida de los pobladores.

Existen aun zonas donde no se cuenta con este servicio o es difícil proporcionarlo para las compañías distribuidoras, debido al costo de operación del transporte de la energía o la ubicación de las líneas para abastecimiento; e incluso en los lugares donde existe disponibilidad del servicio debido a que éste es deficiente, no cubre de manera óptima las necesidades de los consumidores del área rural, ya que se ha registrado un incremento en el consumo de energía eléctrica en estas áreas, debido en parte a las remesas de los inmigrantes radicados en el exterior, lo que representa oportunidades de crecimiento e inversión en la zona y el envío por parte de estos mismos de equipos para el mejoramiento de sus hogares.

Buscando soluciones a este tipo de problemas, el uso de fuentes renovables presentan un buen panorama de salida a este problema; Acá se pretende dejar marcado, la evaluación de forma breve pero concisa dos posibilidades ya sea de implementar un sistema fotovoltaico o un sistema de generación hidroeléctrico, en cualquier de los dos casos se asume la disponibilidad de ambos recursos.

Previo ha evaluar veremos de forma breve cada sistema de generación sus pro y sus contras.

Generación Hidroeléctrica

La hidroelectricidad es la energía eléctrica producida al utilizar la fuerza de las corrientes de agua. Regularmente se construyen presas para acumular el líquido y hacerlo caer para provocar el giro de las aspas de una turbina conectada a un alternador. Este es el fundamento de la energía proveniente de centrales hidroeléctricas.

DESVENTAJAS

La obtención de este tipo de energía implica construir represas que provocan alteración al ecosistema del lugar.

En el ámbito mundial está documentado que las comunidades reciben una mínima remuneración por los daños que ocasiona la construcción de las centrales hidroeléctricas (grandes generadoras).

Se han sobreestimado los beneficios y subestimado los impactos de este tipo de proyectos (grandes generadoras).

VENTAJAS

El agua permite generar energía eléctrica de una manera más limpia si la comparamos con el carbón, el gas, el combustóleo y el uranio utilizado en las centrales nucleares. Una hidroeléctrica se puede poner en operación rápidamente y ofrece una mayor capacidad de generación de energía.

Debido a los impactos asociados a las grandes hidroeléctricas se creó la Comisión Mundial de las Represas (CMR), organismo que a partir del estudio de los impactos de las grandes represas elaboró una serie de recomendaciones (ver recomendaciones en CD de este documento) a seguir cuando se planea construir una nueva central hidroeléctrica.

La CMR considera que las "pequeña", "micro" y "mini" hidroeléctricas no causan los impactos que las grandes presas, y pueden ser construidas de manera relativamente fácil. Estas categorías se definen de acuerdo a la cantidad de electricidad que pueden generar.

Dado que el objetivo de este estudio son las pequeñas centrales hidroeléctricas las cuales la CMR define sin grandes impactos para el entorno, podemos decir que a excepción de los costos como todo proyecto este tipo de generación no representa un problema para el ecosistema.

Este tipo de sistemas, el cual se ha tratado a lo largo de este trabajo con el fin de sentar un precedente, que se utilice para futuros proyectos; por ello no nos detendremos para detallar las partes que conforman el sistema de pequeñas generadoras hidroeléctricas los cuales se presentaron previamente.

Generación Fotovoltaica

La energía fotovoltaica o solar, puede desarrollarse en cualquier país del mundo siempre y cuando cuente con la tecnología adecuada para hacerlo, la energía solar puede ser utilizada mediante placas fotovoltaicas que están formadas por materiales de tipo semiconductores y son las encargadas de transformar los rayos del sol en electricidad.

El componente principal de esta fuente de energía fotovoltaica es el silicio un material que posee como característica fundamental una gran conductividad.

La energía fotovoltaica se emplea principalmente en zonas rurales o aisladas, ya que allí no se disponen de sistemas de electricidad artificial y la única forma que estos pueblos tienen de abastecerse es mediante la utilización de esta energía.

VENTAJAS

La instalación con paneles fotovoltaicos es de tipo modular; si aumentan las exigencias de consumo, puede aumentarse el número de paneles.

No usa combustibles, eliminando la incomodidad de tener que aprovisionarse y el peligro de su almacenamiento.

Impacto ambiental nulo: la energía solar no produce desechos, ni residuos, basuras, humos, polvos, vapores, ruidos, olores, etc. Al ser la única energía natural, origen de todas las demás, no contamina la naturaleza.

DESVENTAJAS

Si tenemos que nombrar desventajas de estos sistema no encontramos demasiadas, lo que podemos señalar es que el costo de compra es elevado debido a que este sistema de energía fotovoltaica no se encuentra masificado. Posee ciertas limitaciones con respecto al consumo ya que no puede utilizarse más energía de la acumulada en períodos en donde no haya sol;

por último uno de los mayores problemas para la gente que está pendiente de la estética de su casa es la imagen que estos paneles dan; no son necesariamente agradables a la vista.

Breve análisis de costos.

A pesar de las ventajas ambientales, sociales y económicos que resulta el desarrollo de este tipo de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas y/o fotovoltaicas, la principal barrera que los desarrolladores siguen enfrentando es de índole económico - financiero. Un perfil de proyecto de generación renovable “bancable” requiere no sólo del conocimiento técnico del recurso energético y su tecnología sino también de demostrar que posee un potencial económico importante y que se justifique su rentabilidad, sostenibilidad en el mediano y largo plazo y garantías para respaldar las inversiones. Los financiamientos a mediano y largo plazo requeridos para el pleno desarrollo de estos proyectos resultan compatibles con el corto plazo requerido por las carteras crediticias de la banca local.

Aunque no profundizaremos en el área de costos este apartado pretende servir para una rápida evaluación y análisis del proyecto que se requiera implementar.

Ambos sistemas, como lo hemos visto presentan enormes ventajas en lo referente al balance ecológico que hoy en día merece un enorme análisis, aunque se ha presentado como una solución para lugares aislados de la red eléctrica, esos pueden ser considerados en cualquier lugar donde se disponga ya sea de potencial hidroeléctrico y/o potencial fotovoltaico.

Cabe mencionar que nuestro país presenta varias limitantes en cuanto a la tecnología requerida lo cual incrementa los costos de implementación de este tipo de centrales, además se tiene la dificultad institucional en lo referente a las leyes e incentivos con los que este tipo de proyectos cuenta en otros países.

Al finalizar este apartado, se podrá concluir que no existe comparación a la hora de determinar cual sistema conviene en términos económicos

- **GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.**

Potencia a suplir de 15kW

Obra Civil:

Dique y/o bocatoma, Canal de derivación, Cámara de carga, Cuarto de maquinas.

Costo aproximado de \$30,000.00

Equipo Electromecánico:

Generador, Turbina, Transformador, Protecciones, Líneas de transmisión.

Costo aproximado de \$20,000.00

Otros:

Tubería de Presión, Ingeniería y Administración

Costo aproximado \$10,000.00

Costo total del proyecto aproximado **\$60,000.00**

Estos costos son aproximados y se presentan de forma breve sin detallar cada parte pues estas se presentaron anteriormente.

NOTA: Costo del proyecto aproximado central la chácara; dato proporcionado por ONG SABES

- **GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Potencia a suplir 15kW

Brevemente se describe como funciona el sistema de generación fotovoltaico.

Definición de sistemas fotovoltaicos.

Un sistema FV consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica impuesta por el tipo de carga, usando como fuente la energía solar.

Componentes de un sistema fotovoltaico centralizado

Celdas solares.

Una celda solar está estructurada básicamente como un diodo semiconductor. El material más común y utilizado en la actualidad es el silicio cristalino cortado en láminas muy delgadas de sólo 0.3 mm a 0.4 mm de espesor que contienen impurezas del elemento boro (tipo **p** o aceptor de electrones), ya que al sustituir un átomo de silicio que tiene 4 electrones en la capa de valencia (la que forma los enlaces con los átomos vecinos en el enrejado cristalino) por uno de boro con 3 electrones, en la capa de valencia se crea una zona espacial con menor densidad de electrones y a las cuales se les introduce en un horno especial a altas temperaturas (800°C – 1200°C) impurezas de fósforo, (donante de

electrones tipo **n**), ya que tiene 5 electrones en la capa de valencia y crea una zona espacial con mayor densidad de electrones en una profundidad de 0.001 mm - 0.002 mm de la cara anterior (la que se expone a la luz solar).

De esta forma se crea una unión **pn** que genera un intenso campo eléctrico permanente y que separa estas dos zonas con cargas eléctricas opuestas.

Módulos solares fotovoltaicos.

Se llama modulo solar fotovoltaico a un conjunto de celdas o células solares conectadas eléctricamente, montadas en un elemento soporte que además les sirva para protegerlas de las condiciones climáticas adversas. Debido a las restricciones impuestas por la producción en serie, en el mercado existe una variedad reducida de módulos cuyas potencias de salida varían desde un 1 Wp (Watt-pico) hasta 180 Wp.

En la figura 5.1 se muestra el esquema de construcción de un módulo fotovoltaico. Para la fabricación de los módulos se tiene en cuenta la caracterización eléctrica de las celdas solares como la corriente y potencia máxima, formando una unidad generalmente de 36 piezas, en serie que finalmente son encapsuladas por un proceso llamado de laminación.

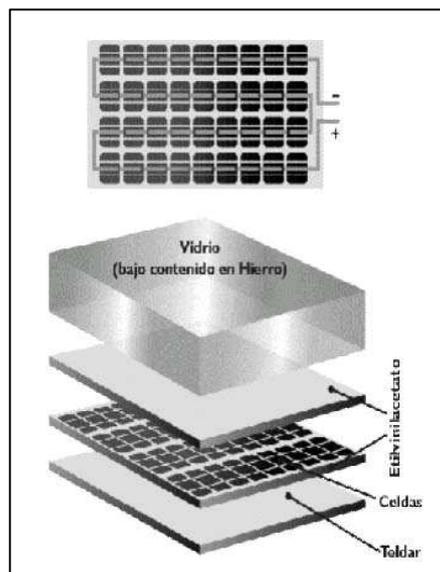


Figura 5.1 Composición de un módulo fotovoltaico

Regulador o controlador de carga.

Durante la noche el voltaje de salida de los paneles FVS es nulo. Al amanecer, atardecer o en días nublados, el nivel de insolación es bajo y los paneles no pueden cargar las baterías. En este último caso el control de carga cumple un rol pasivo, aislando el banco de

acumulación del bloque de generación, evitando su descarga. Cuando la insolación aumenta, el voltaje de los paneles supera al del banco de baterías y el proceso de carga se reanuda. Es entonces cuando el control de carga tiene un rol activo, evitando una gasificación excesiva del electrolito (figura 5.2).



Figura 5.2 Reguladores

Acumuladores o baterías.

Las baterías almacenan la energía eléctrica generada por los módulos durante los periodos de sol. Normalmente, las baterías se utilizan durante las noches o periodos nublados, el intervalo que incluye un periodo de carga y uno de descarga, recibe el nombre de ciclo. Idealmente las baterías se recargan al 100% de su capacidad durante el periodo de carga de cada ciclo. Si existe un controlador, las baterías no se descargarán totalmente durante el ciclo, de igual manera no corren el peligro de sobrecargarse durante periodos de poco uso. El funcionamiento de las baterías se puede describir mediante dos formas: la capacidad en amperios-hora ($A \cdot h$) y la profundidad de descarga.

Inversor.

Los inversores (figura 5.3) son unidades acondicionadoras de potencia para alimentar cargas de artefactos eléctricos de corriente alterna (CA). Los inversores más comunes de sistemas fotovoltaicos aislados funcionan 12 V, 24 V, 48 V o 120 V de entrada en corriente directa (CD) y salida a 120 V o 240 V en CA a 60 Hz.

Algunos inversores pueden soportar sobretensiones transitorias de hasta tres veces su capacidad, pero no pueden funcionar a capacidad máxima durante más de media hora sin sobrecalentarse. Son apropiados para la carga de arranque de motores pero, si se requiere su

funcionamiento continuo, deben tener un exceso de capacidad sobre el valor de régimen. En general dicho exceso debe ser de 25 por ciento o más para aumentar la confiabilidad y vida útil.



Figura 5.3 Inversores.

Luego de dar un breve vistazo a los componentes del sistema fotovoltaico, veremos los esquemas de funcionamiento de estos sistemas:

Básicamente, existen 2 tipos de Sistemas Fotovoltaicos, los Sistemas autónomos (SFA) y los conectados a la red SFCR, sus aplicaciones y tecnología es muy diferente, a continuación algunos esquemas que muestran ambas tecnologías ver figuras 5.4 y 5.5.

De los esquemas anteriores podemos denotar entre otras diferencias estas muy fundamentales:

1. Los sistemas autónomos no están conectados a la red de distribución eléctrica, los SFCR sí.
2. Los sistemas conectados a red no utilizan acumuladores, los SFA no podrían operar sin estos.
3. La utilización de un SFA es para satisfacer o resolver un problema muy puntual o aislado (Electrificación rural, respaldo de algún equipo, etc.) mientras que los SFCR, al ser conectados a la red son para resolver problemas más globales.

Esquema general de instalación fotovoltaica

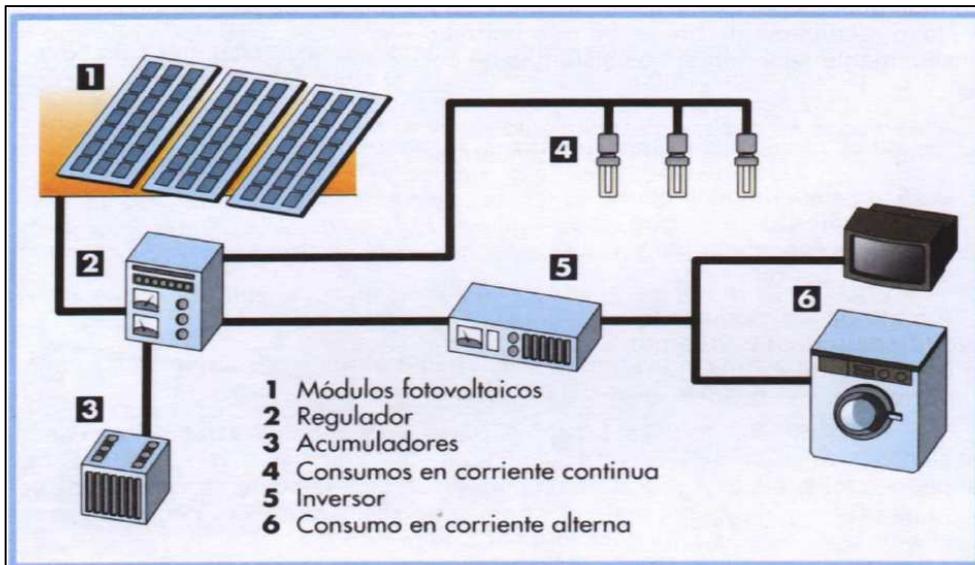


Figura 5.4 Sistema fotovoltaico autónomo

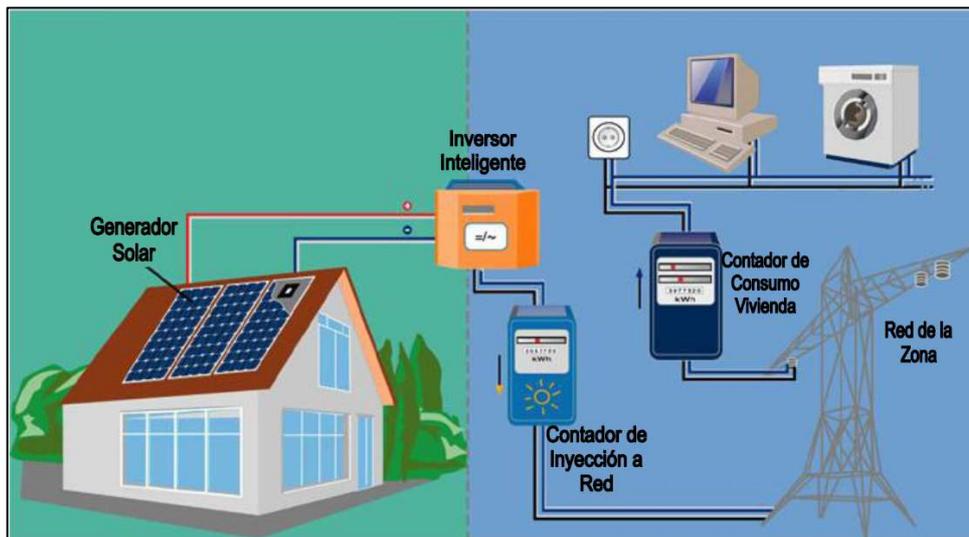


Figura 5.5 Sistema fotovoltaico conectado a la red

Es importante mencionar aquí, que los SFCR no gozan de autonomía absoluta, dependen de la luz del sol pero, también es importante aclarar que los sistemas Hidroeléctricos (SH) dependen, en su mayoría del agua de un río, los sistemas geotérmicos (SG) de los sistemas termales a gran escala, los sistemas mareomotrices (SM) del movimiento de las olas del mar, los Eólicos (SE) del viento y los térmicos (ST) en su mayoría, dependen de combustibles fósiles para su funcionamiento; en conclusión cualquier sistema depende de

algo para su eficiente funcionamiento, por esta razón, los sistemas en que están interconectados se llaman Sistemas Enmallados o sea todos a un mismo Bus como se le llama en Sistemas de Potencia.

Hoy en día existen 4 topologías importantes de las instalaciones únicamente fotovoltaicas conectadas a la red, observamos que nuestro sistema no estará conectado a la red de distribución pero formara una red aislada, la cual llevará la energía eléctrica a la población de interés; por tanto las diferentes topologías de arreglos nos servirán según sea el caso:

Inversor Central

La totalidad de los paneles solares a utilizar en una instalación se conectan en línea como strings y estos a su vez por medio de diodos strings en paralelo, así se forma el generador fotovoltaico que es conectado a un único inversor de gran capacidad de potencia, es decir a un inversor central, el cual tiene un alto coeficiente de rendimiento. Pero hay problemas con esta configuración ya que la presencia de sombras parciales disminuye el aprovechamiento óptimo de cada string fotovoltaico y reducen el rendimiento del inversor,

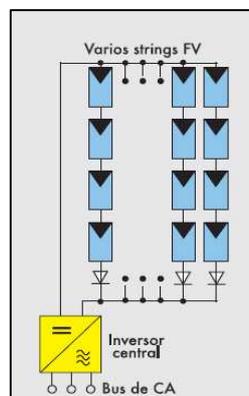


Figura 5.6 Topología de inversor Central.

Además, si este inversor sufre algún desperfecto el abastecimiento de la energía eléctrica por parte de la instalación solar queda paralizada.

Inversor String

La topología de inversor string, consiste de la misma conexión de los paneles en strings, con la diferencia de que cada string esta ahora conectado a inversores pequeños de alto coeficiente de rendimiento, entonces cada string trabaja de esta manera en su punto de máxima potencia, así se minimizan las pérdidas ocasionadas por sombras y perdidas por los diodos string, además que se aumenta el rendimiento energético y la fiabilidad de la instalación.

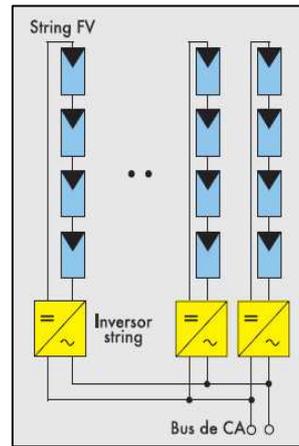


Figura 5.7 Topología de inversor string.

Inversor Multi-string

Esta topología es igual que el inversor string solo que aquí se conectan varios strings al inversor aprovechando así la capacidad de manejo de strings de los inversores.

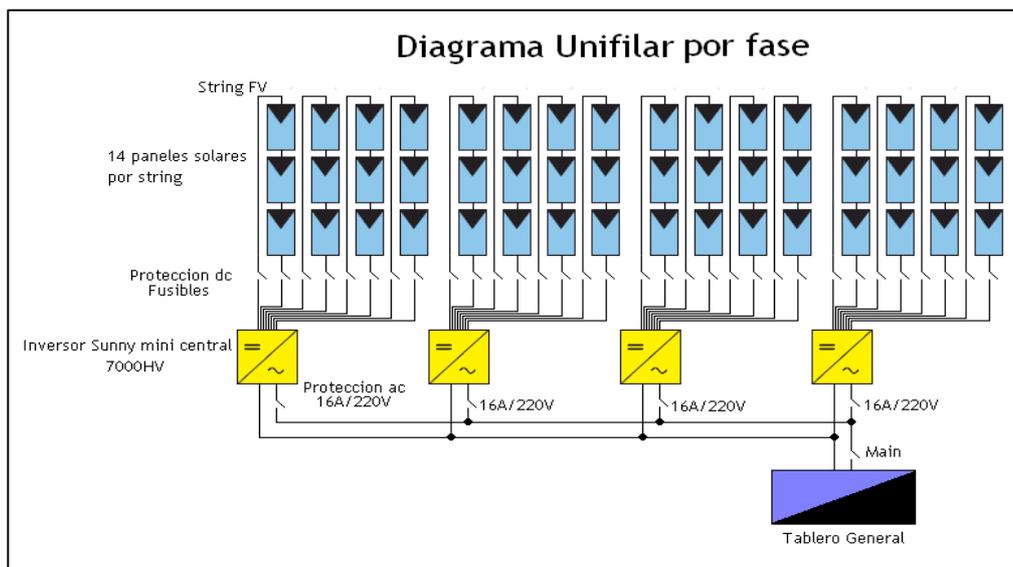


Figura 5.8 Topología de inversor Multi-string.

Inversor con Módulos Integrados: Cada módulo dispone de un inversor propio, con lo cual no se produce ningún tipo de pérdidas de adaptación, sin embargo el rendimiento de los inversores con módulos integrados es inferior al del inversor string, y se necesita más cableado en el lado de corriente alterna.

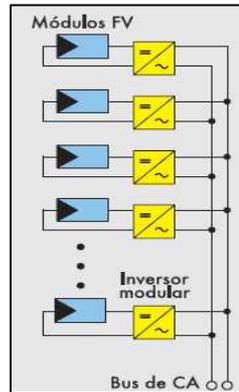


Figura 5.9 Topología de Inversores con módulos integrados.

Aun hay aspectos que se deben profundizar previo al mejor diseño, para nuestro objeto bastara con esto para comenzar a visualizar los costos de un sistema fotovoltaico.

Ya con esta información acerca de lo que son las instalaciones fotovoltaicas procederemos a mostrar los componentes específicos de los que se conformara el diseño de la instalación fotovoltaica, la topología que será implementada será la de inversor **multi-string**.

COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.

Aquí presentaremos los componentes específicos que conformaran el sistema fotovoltaico que se implementara:

- Panel Amorfo PVL-136.
- INVERSOR (Sunny Minicentral 7000HV)
- Juego de adaptadores para la conexión de los strings fotovoltaicos.

Cálculo de Instalación fotovoltaica

Potencia 15kW

Para un sistema trifásico balanceado:

$$P_{1F} = \frac{15kW}{3} = 5kW/Fase$$

Diseño con inversor Sunny Mini Central 7000HV (con transformador):

5 KW / 7.5 KW = 0.67 = 1 inversor/fase.

Total de inversores: 3 inversores.

Tabla 5.1 Cantidad de Paneles Amorfos.

Paneles Amorfos: PVL - 136
7.5 KW/136 W = 56 panels/inversor
Por lo tanto se tiene 4 string por inversor con 14 paneles por string.
Total de Paneles: 168 paneles amorfos

Tabla 5.2 Cotización con paneles amorfos de 136W.

Cotización con paneles amorfos de 136W				
Cantidad	Modelo del equipo	Descripción del Equipo	Precio por Unidad	Precios Totales
168	Generador fotovoltaico	Panel solar amorfo	\$ 732.84	\$ 123,117.12
3	SUNNY MINI CENTRAL 7000HV	Inversor de 7KW	\$ 3,867.00	\$ 11,601.00
12	Fusibles 23A	Protección en dc	\$ 58.50	\$ 702.00
3	Interruptor electromagnético 16A/1P 220V	Protección en ac	\$ 2.37	\$ 7.11
1	Main 200A/3P 220V		\$ 136.50	\$ 136.50
			SUB-TOTAL	\$ 135,563.73
Materiales de la instalación y mano de obra	12% del total de todo el sistema			\$ 16,267.65
			TOTAL SIN IVA	\$ 151,831.38
			IVA	\$ 19,738.08
			TOTAL	\$ 171,569.46
Mantenimiento o después del primer año	1% del total de todo el sistema			\$ 1,715.69

CONCLUSIONES

- Para el desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas se debe tener presente lo que esto implica; desde el proceso técnico basado en la ingeniería del proyecto para su desarrollo, además se deben cubrir los aspectos legislativos de nuestro país en materia de generación de energía eléctrica, para nuestro caso los emitidos por SIGET. Los cuales deben ser aspectos que no se pueden pasar por alto, cuando estos son los que definen las pautas a seguir, para obtener los permisos para la explotación del recurso.
- Las fuentes de energía son hoy en día invaluable, debido a la creciente demanda y al casi inminente agotamiento de las fuentes derivadas del petróleo si no se toman medidas al respecto. La búsqueda de soluciones que sean amigables con el medio ambiente son hoy en día el tema de interés a nivel mundial. En nuestro país debido al poco desarrollo tecnológico se ve truncada la implementación de nuevas tecnologías un ejemplo de esto es el desarrollo de la generación fotovoltaica, mas sin embargo no puede detenerse y en la medida de lo posible se debe impulsar dichas tecnologías, y se debe invertir en aquellas con las que se cuentan y resultan más factibles para el entorno y recursos disponible en nuestro país.
- Si bien es cierto, el país ha avanzado en la materia de normativas, donde hay que definir directrices a seguir, que deben de proporcionar herramientas que fomenten o impulsen la utilización de fuentes de energías renovables, creciendo con ello la utilización de estas a un mayor ritmo, lo cual proporcionara una sostenibilidad del sistema eléctrico en nuestro país.
- El cálculo de la demanda de energía es independiente de cada lugar aislado y no es posible encontrarla tomando otro lugar aislado. Debido a que la demanda futura de energía de un lugar determinado influyen muchos factores externos como lo son: migración, desarrollo, calidad de vida, entre otros.
- Los generadores de vehículos automotores son muy prácticos para la pequeña generación debido a su bajo costo, fácil implementación y es algo muy común en el mercado.

- Hay varios métodos que indican el tipo de turbina que debe utilizarse según las condiciones de caída y caudal que se tengan. Estos métodos se basan en el cálculo de la velocidad específica, definiendo rangos en los que las turbinas son más eficientes. De esta manera para el tipo de centrales en estudio, se tiene que se pueden utilizar turbinas del tipo Pelton, Turgo, Flujo Cruzado, Francis y Kaplan.
- La elección del tipo de generador, depende de la potencia demandada y la utilidad que se le dé a esta, teniendo la posibilidad de generar corriente continua o alterna, y monofásica y trifásica en el caso de ser alterna; por lo cual se definen rangos en los que es más recomendable uno u otro sistema de generación, tomando en cuenta tanto criterios técnicos como económicos.
- Cuando se utilizan los reguladores de carga, estos por su naturaleza hacen que el generador funcione constantemente a plena carga e implican una carga extra que se debe considerar en el dimensionamiento.
- Los costos de las protecciones de los generadores son muy variables, y dependen de la cantidad de protecciones y del fabricante (calidad). La mejor opción es la implementación de equipos que integran distintas funciones de protección en un solo modelo, teniendo el cuidado de que su costo no suba mucho respecto al costo total; un porcentaje aceptable para el costo de las protecciones es un 10% del costo total del equipo electromecánico.
- La implementación de herramientas virtuales en el área de monitoreo y control de sistemas de generación eléctrica, resulta hoy en día cada vez más factible ofreciendo con ello sistemas más completos. La implementación de estos, ofrece una amplia versatilidad para un mejor desempeño de cualquier proceso. Es así como el instrumento virtual implementado en este trabajo, para el monitoreo de variables eléctricas, presenta una de las ventajas de utilizar los instrumentos virtuales, partiendo del hecho que un mismo programa es reutilizable para aplicaciones más complejas, siendo la ventaja expandir la programación para adaptar nuevas rutinas, por ejemplo el desarrollo de herramientas para centrales hidroeléctrica que se conectan a la red.

RECOMENDACIONES

- Para obtener un diseño óptimo de la turbina, es muy importante indicarle al fabricante los datos exactos de caída neta, caudal máximo y mínimo, tipo de regulación que se empleará, tipo de generador y sistema de acople con la turbina. Al mismo tiempo se le debe pedir al fabricante que indique la eficiencia, la potencia disponible y la velocidad del eje de la turbina, para su incorporación en el diseño del generador.
- Cuando se pide una cotización de un generador, se debe indicar como mínimo la fase, la frecuencia, la tensión de operación, la velocidad sincrónica, la potencia y el tipo de montaje; e idealmente indicar también condiciones ambientales como altitud, humedad y temperatura en las que trabajará el generador; la posibilidad de exposición a condiciones ambientales.
- Es muy importante, que se de una correcta elección de las protecciones del generador, ya que más allá del costo de inversión de estas, están los costos asociados a las fallas en el generador; recordando que los repuestos para un generador son usualmente caros y a veces pueden ser difíciles de conseguir, sumado al costo de la atención de un técnico que tenga que viajar hasta zonas alejadas donde generalmente se ubican las micro-centrales hidroeléctricas.
- Se debe visualizar, por parte de los nuevos profesionales el avance tecnológico, introduciendo nuevas herramientas tecnológicas para optimizar, agilizar y facilitar los procesos industriales, sobre todo cuando la implementación de estas tecnologías beneficia en gran manera a sistemas pequeños como a los grandes sistemas, proporcionando mejores resultados para el monitoreo y control de los procesos involucrados.

- Para el caso de la repotenciación de la minicentral La Chácara, es necesario que se reevalúe la capacidad de la subestación elevadora la cual tiene dos transformadores de 15 kVA y 25 kVA conectados con una conexión Delta – Abierta entregando una capacidad nominal de la subestación 23 kVA y la actual generación de energía es de aproximadamente 14 kVA y la nueva unidad de generación esta diseñada para entregar 25 kVA, al sumar estas potencias da como resultado 39 kVA el cual da un valor que sobrepasa la subestación actual. Por tanto se recomienda que se instale una nueva unidad de transformación de por lo menos 15 kVA, en donde la subestación tendrá una capacidad nominal de 55 kVA.

REFERENCIAS

1. Harley, A. *Micro-Hydro Design Manual: A Guide to Small-Scale Water Power Schemes*. Intermediate technology Publications. London, UK, 2000.
2. Miguel Amaya y Francisco Segovia. *Diseño y construcción de un banco didáctico para pruebas de turbinas de impulso (Pelton)*. Universidad de El Salvador, Abril 1999.
3. Dewey, G. y Murillo, M. *Programa de Generación Eléctrica Autónoma o Paralela: Guía para Estudios y Costos de Minicentrales hidroeléctricas*. Cooperación Técnica ATN/SF. BID. No.3437. Costa Rica. 1991.
4. Muguerza, D. *Micro-Centrales Hidroeléctricas* [en línea]: [Consulta: 10 de Abril 2007]
<http://exa.unne.edu.ar/depar/areas/fisica/maestria/modulo2/microturbinas/apuntemch.pdf>
5. Juan Miguel Marin. *Estudio de costos de instalación de sistemas pico y micro hidroeléctrico (100 W a 100 kW)*. Costa Rica 2007.
6. Diego C. Mora y Jorge M. Hurtado. *Guía de estudios de prefactibilidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctrica como parte de Sistemas Híbrido*. Bogotá 2004.
7. Ana C. Palma. *Estudio de factibilidad del proyecto de micro hidroeléctrica para la comunidad de Chel, San Gaspar Chajul, El Quiché*. Guatemala 2005.
8. Ambiente de Energía con Centroamérica.
http://www.sica.int/busqueda/busqueda_archivo.aspx?Archivo=odoc_3894_2_10112005.htm

BIBLIOGRAFÍA

- Ramiro O. Flores. *Pequeñas Centrales Hidroeléctrica*. Editorial McGraw Hill año 2001.
- Miguel Amaya y Francisco Segovia. *Diseño y construcción de un banco didáctico para pruebas de turbinas de impulso (Pelton)*. Universidad de El Salvador, Abril 1999.
- Harley, A. *Micro-Hydro Design Manual: A Guide to Small-Scale Water Power Schemes*. Intermediate technology Publications. London, UK, 2000.
- *Manual de Pequeña Hidráulica* [en línea]: European Small Hydropower Association.
<http://ec.europa.eu/energy/library/hydro/manual2.pdf>
- Mugerza, D. *Micro-Centrales Hidroeléctricas* [en línea]
<http://exa.unne.edu.ar/depar/areas/fisica/maestria/modulo2/microturbinas/apuntemch.pdf>
- Peña, L. et al. *Regulación de frecuencia en una minihidroléctrica por carga lastre mediante un PC embebido* [en línea]: AEDIE
<http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/291-PE%D1A.pdf>
- Suárez, C. *Cálculos y Diseños Hidráulico-Estructurales en Minicentrales Hidro - energéticas* [en línea]: UNESCO
<http://unesco.org.uy/phi/libros/microcentrales/csuarez.html>
- Francisco Lozano y Jean-François Cottin. *Electrificación con base en recursos de energía renovable*. Informe final Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador, Octubre 2002.
- Leiva Rivas, W., Portillo Trejo, J. y Saade Banegas, J. *Desarrollo de una metodología de evaluación para rehabilitación de pequeñas centrales hidráulicas (PCH's)*. UCA, Octubre 2007.

- Portillo García, C., Arévalo Mata, J. y Guevara D. *Calculo, selección de equipos para microcentral hidroeléctrica aplicando generador asíncrono*. Universidad Albert Einstein, Marzo 2003.

APENDICE A. OPERACIÓN DEL PROTOTIPO DE MICROCENTRAL ELÉCTRICA

Los pasos de operación son los mostrados en la figura A. 1.

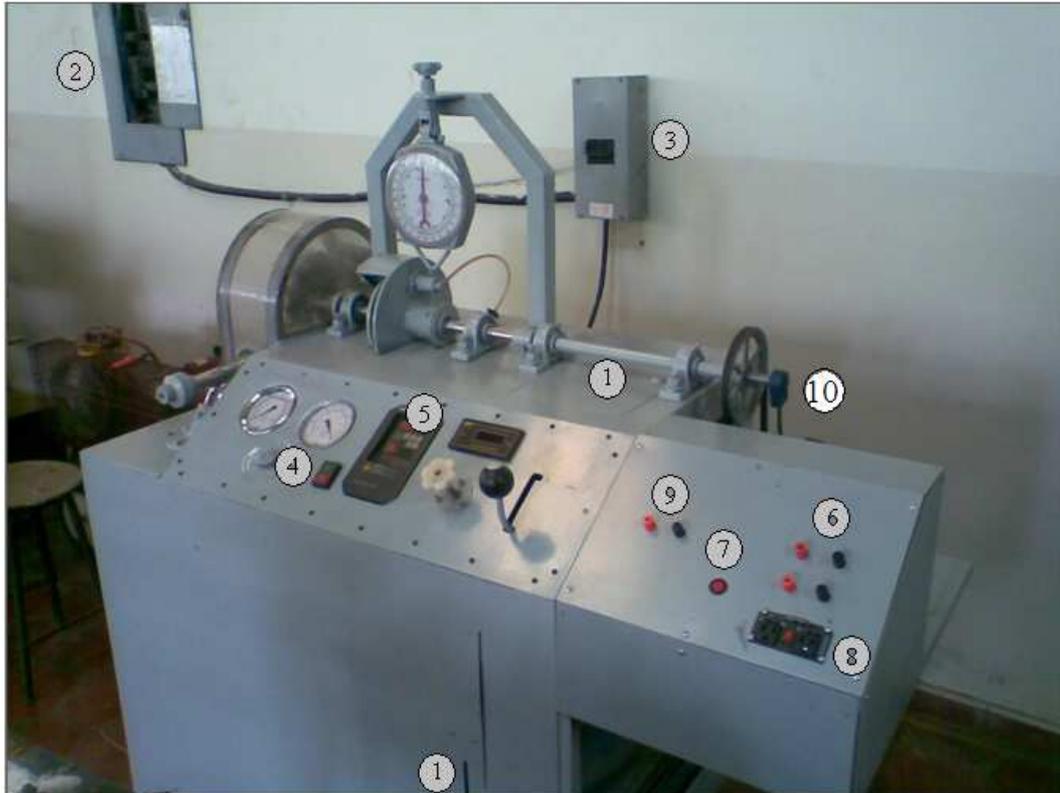


Figura A. 1. Pasos de operación del equipo

Paso 1: verificar que tiene agua el equipo ya sea en el visor que se muestra en la parte delantera del prototipo el que muestra su máximo y su mínimo (ver figura A. 1) o levantando la cubierta de la parte superior indicados con el puntero 1.

Paso 2: verificar que el térmico figura A. 1 puntero 2 este en posición ON, si no es así hay que activarlos.

Paso 3: verificar que el térmico figura A. 1 puntero 3 este en posición ON, si no es así hay que activarlos.

Paso 4: activar la botonera ON OFF figura A. 1 puntero 4. ON para activar el equipo y alimentar el sistema con trifásica, la opción off es para quitar la alimentación del sistema en este momento todavía no funciona la bomba de agua del sistema por lo tanto solo se observara que se enciende el display del variador de frecuencia figura A. 1 puntero 5 y el medidor de frecuencia figura A. 1 puntero 10.

Paso 5: activar el variador de frecuencia figura A. 1 puntero 5, el cual posee una serie de botones entre los cuales tenemos el de encendido/apagado y los de aumento/disminución de frecuencia o velocidad de la bomba de agua. Con este dispositivo se puede variar la velocidad con la cual la turbina va a girar aumentando o disminuyendo la frecuencia.

Paso 6: ya verificando que el equipo de bomba y turbina funciona se procede a la toma de datos por medio de la tarjeta de adquisición de datos. Para esto se puede conectar con el equipo funcionando o se apaga y se conecta la tarjeta y se repiten los pasos del 1 al 5. La tarjeta será conectada donde indica la figura A. 1 puntero 6 el cual posee cuatro puntos de conexión dos son para tomar datos de voltaje y frecuencia y los otros dos para tomar dato de corriente, en la tarjeta se muestran los pines de conexión adecuados ver figura A. 2 y conectarla a pal PC por medio de un cable USB. Verificar que la conexión de la tarjeta sea la adecuada para evitar daños a la tarjeta y al operador a continuación se presenta la conexión.

Conexión de la tarjeta: Identificamos los canales analógicos y los canales digitales, para el muestreo de voltaje, frecuencia y corriente, se utilizan dos canales analógicos el AI0 y el AI1 en modo común o GND, ver figura No 3.



Figura A. 2 Tarjeta de adquisición de datos, NI USB-6008 de National Instrument.

La conexión es como se muestra en la figura A. 3, en la cual se identifican el AI0 y el AI1 y los GND utilizados para el monitoreo de las señales.

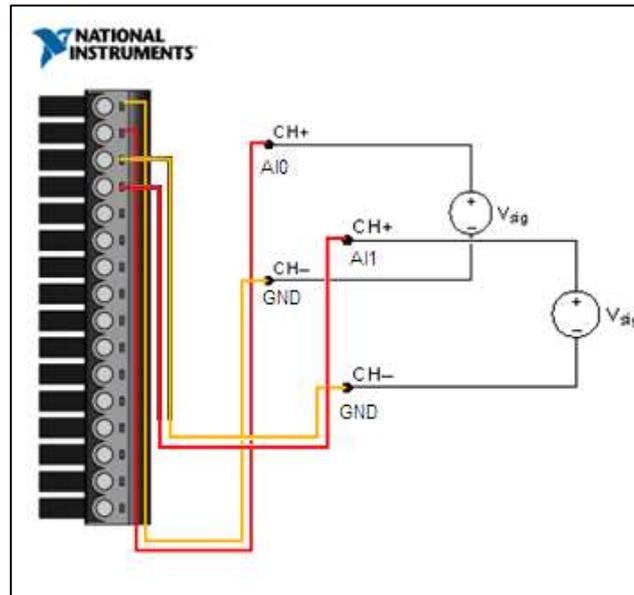


Figura A. 3. Esquema de conexión NI USB-6008 de National Instrument.

El esquema de conexión, puede verificarse mediante el Measurement & Automation, al crear la task para el monitoreo de las señales, el acceso a esta herramienta se muestra a continuación (para más detalle ver manual en CD adjunto):



Figura A. 4. Acceso en menú inicio a Measurement & Automation.

En la figura A. 5 se observa la ventana principal del Measurement & Automation, en la cual se debe verificar que la PC identifique el hardware de National Instrument, lo cual se observa en el menú de Configuración a la izquierda de la ventana en la pestaña Devices and Interfaces; luego de identificado el hardware nos ubicamos en la pestaña Data Neighborhood/NI-DAQmx Task; para crear la task en esta se define la señal a muestrear ya sea digital o analógica, los canales a utilizar, y velocidad de muestreo, entre otros.

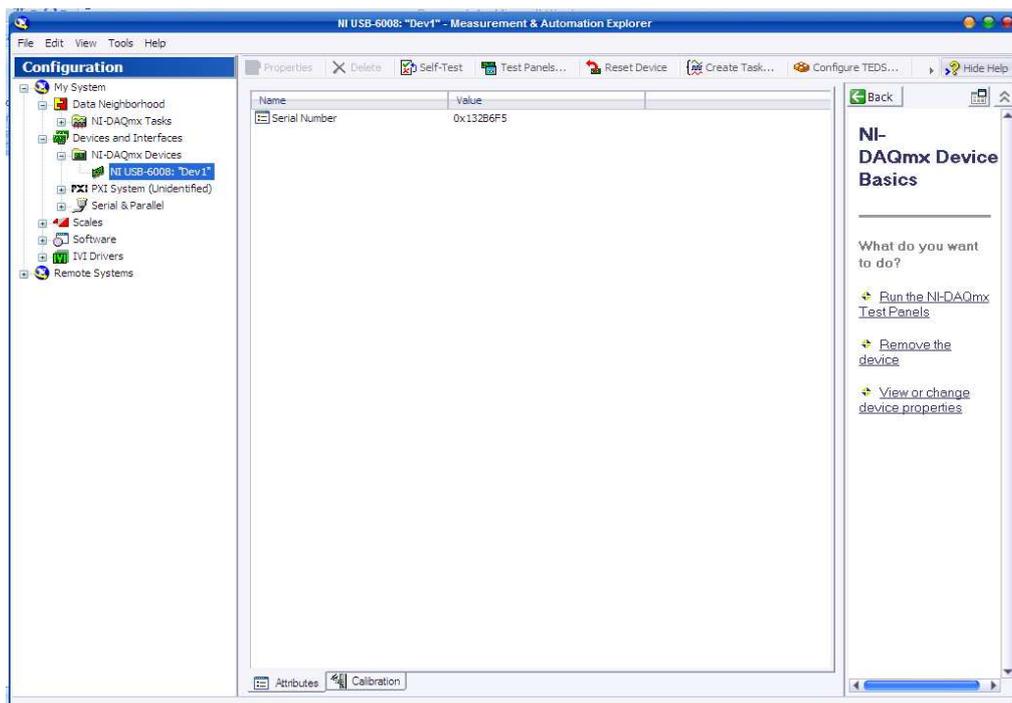


Figura A. 5. Venta principal del Measurement & Automation.

En la figura A. 1 identificamos que el puntero 6 señala las tomas hacia la tarjeta de adquisición de datos, arriba ubicamos la toma de voltaje y frecuencia, con el borne conexión de color rojo para el AI0 y el de color negro para el GND de la señal de voltaje, de igual modo para la señal de corriente; rojo AI1 y negro para GND de la señal de corriente.

Paso 7: después de la conexión de la tarjeta se repiten los pasos del 1 al cinco si se apago el equipo si no con el equipo encendido activar el interruptor figura A. 1 puntero 7 para que el generador comience a generar y luego activar el inversor para alimentar la carga.

Paso 8: ya con el equipo funcionando y la tarjeta de adquisición de datos conectada se está listos para la obtención de datos.

ANEXOS

ANEXO 1.

Tabla 1. Calificación de la Organización de las Naciones Unidas para el desarrollo Industrial.

Clasificación propuesta por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (O.N.U.D.I.)	
DESIGNACIÓN	CAPACIDAD
MICROCENTRALES	HASTA 100 KW
MINICENTRALES	DE 101 A 1000 KW
PEQUEÑAS CENTRALES	DE 1001 A 10,000 KW

Tabla 2. Clasificación propuesta por la Organización Latinoamericana de Energía para la Región Centroamericana y del Caribe.

Clasificación propuesta por la Organización Latinoamericana de Energía para la Región Centroamericana y del Caribe				
CENTRAL HIDROELECTRICA	POTENCIA (kW)	SALTO BAJO (m)	SALTO MEDIO (m)	SALTO ELEVADO (m)
MICRO	HASTA 50	MENOR DE 15	15 - 30	MAYOR DE 30
MINI	51 – 500	MENOR DE 20	20 - 100	MAYOR DE 100
PEQUEÑA	501 - 5000	MENOR DE 25	25 - 130	MAYOR DE 130

ANEXO 2. Detalles de la tecnología y capacidad de generación de las micro y mini centrales hidráulicas en El Salvador

Central: Sonsonate	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Sonsonate	Sensunapán	Barrio El Ángel	Barrio El Ángel
Municipio: Sonsonate			250 m
Ciudad: Barrio El Ángel			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	288,800.0	421,500.0	200
Represa/Dique	289,025.0	421,625.0	205

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 17.672	Min: 4.104	m ³ /s
Caudal medio anual	5.5		m ³ /s
Caída bruta y neta	Bruta:4.20	Neta: 4.12	m
Potencia total instalada	150		kW
Potencia consumo propio	22.4		kW
Potencia de salida en línea	124.6		kW
Factor de utilización	1998: 96.1	1999: 40.1	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	Krupp		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	170kW	250Hp	
Velocidad máxima y nominal	240		rpm
Eficiencia	92		%
Carga	4.2		m
Gasto	4.5		m ³ /s
Generador			
Marca	Westinghouse		
Tipo	Asíncrono/eje horizontal		
Potencia	150		kW
fp	0.8		
Voltaje nominal	0.48		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	720		rpm
Eficiencia	88		%
No. De polos	10		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	225		kVA
Voltaje	Primario: 0.48	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
No tiene; la turbina es de tipo cámara abierta	Longitud: 22.25m Altura: 3m	Longitud: 264.0m Ancho promedio: 2.5m Profundidad promedio: 1.7m
Cantidad máxima de flujo requerido 4.5 m ³ /s		
Área total del proyecto: 4,947.62 m ²		
Reparación general del equipo de generación y sistema de control. Fecha de reinicio de operaciones Mayo de 2007		

Central: San Luis I	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Santa Ana	Suquiapa	Cantón Nancintepeque	Cantón Nancintepeque
Municipio: Santa Ana			700 m
Ciudad: Cantón Nancintepeque			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	318,950.0	448,500.0	397.0
Represa/Dique	319,237.5	447,862.5	416.0

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 8.508	Min: 1.411	m3/s
Caudal medio anual	2.605		m3/s
Caída bruta y neta	Bruta: 19.0	Neta: 18.62	m
Potencia total instalada	630		kW
Potencia consumo propio	20.0		kW
Potencia de salida en línea	597.4		kW
Factor de utilización	1998: No Op.	1999: No. Op.	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	J. M. Voith		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	447.6kW	600Hp	
Velocidad máxima y nominal	600		rpm
Eficiencia	92		%
Carga	21.0		m
Gasto	3.0		m3/s
Generador			
Marca	Westinghouse		
Tipo	Asíncrono/eje horizontal		
Potencia	630		kW
fp	--		
Voltaje nominal	2.3		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	600		rpm
Eficiencia	88		%
No. De polos	12		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	1,000(3x333)		kVA
Voltaje	Primario: 2.3	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 113.0m Diámetro Externo: 1.4m	Longitud: 25.5m Altura: 3.5m	Longitud: 546.5m Ancho promedio: Profundidad promedio: 1.7m
Cantidad máxima de flujo requerido 3.0 m3/s		
Área total del proyecto: 128,695.17 m2		
Rehabilitación general del equipo de generación. Fecha de reinicio de operación Agosto 2000		

Central: Cutumay Camones	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Santa Ana	El Sauce	Colonia las Margaritas	Colonia Las Margaritas
Municipio: Santa Ana			225 m
Ciudad: Col. Las Margaritas			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	231,550.0	442,387.5	502.0
Represa/Dique	321,650.0	442,300.0	515.0

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 7.326	Min: 1.971	m3/s
Caudal medio anual	2.220		m3/s
Caída bruta y neta	Bruta: 12.0	Neta: 11.76	m
Potencia total instalada	400		kW
Potencia consumo propio	8.4		kW
Potencia de salida en línea	383.6		kW
Factor de utilización	1998: 91.0	1999: 92.8	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	James and Leffel & Co.		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	400kW	300Hp	
Velocidad máxima y nominal	720		rpm
Eficiencia	70		%
Carga	13.0		m
Gasto	4.0		m3/s
Generador			
Marca	General Electric		
Tipo	Síncrono/eje horizontal		
Potencia	400		kW
fp	0.8		
Voltaje nominal	2.3		kV
Frecuencia	60		
Revoluciones/velocidad máxima	720		rpm
Eficiencia	90		%
No. De polos	10		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	1,000		kVA
Voltaje	Primario: 2.3	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 14.0m Diámetro Externo: 0.92m	Longitud: 13.2m Altura: 2.75m	Longitud: 170.0m Ancho promedio: 2.4m Profundidad promedio: 1.7m
Cantidad máxima de flujo requerido 3.0 m3/s		
Área total del proyecto: 11,573.23 m2		
Rehabilitación general del equipo de generación y sistema de control. Fecha de reinicio de operación Octubre 1997.		
El caudal de diseño de la turbina no esta acorde con las condiciones hidrológicas actuales del río El Sauce por tanto la turbina opera aproximadamente a un 50% de su capacidad.		

Central: Milingo	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: San Salvador	Acelhuate	Cantón Milingo	Cantón Milingo
Municipio: Ciudad Delgado			60 m
Ciudad: Cantón Milingo			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	291,400.0	482,000.5	422.0
Represa/Dique	291,300.0	482,550.0	460.0

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 15.00	Min: 2.406	m3/s
Caudal medio anual	3.4		m3/s
Caída bruta y neta	Bruta:34.0	Neta: 33.3	m
Potencia total instalada	400		kW
Potencia consumo propio	14.0		kW
Potencia de salida en línea	378.0		kW
Factor de utilización	1998: 98.0	1999: 58.2	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	James and Leffel & Co.		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	447.6kW	600Hp	
Velocidad máxima y nominal	514		rpm
Eficiencia	72		%
Carga	33.54		m
Gasto	1.7		m3/s
Generador			
Marca	General Electric		
Tipo	Síncrono/eje horizontal		
Potencia	400		kW
fp	0.8		
Voltaje nominal	2.3		kV
Frecuencia	60		
Revoluciones/velocidad máxima	514		rpm
Eficiencia	90		%
No. De polos	14		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	3x250		kVA
Voltaje	Primario: 2.3	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 77.65m Diámetro Interno: 1.248m Espesor de lamina: 0.011m	Longitud: 53.7m Altura: 5.7m	Longitud: ---m Ancho promedio: ---m Profundidad promedio: ---m
Cantidad máxima de flujo requerido 5.1 m3/s		
Área total del proyecto: 363,751.884 m2		
Mantenimiento mayor a turbina grupo electrógeno no. 1; sustitución de lamina de acero de tubería forzada, Enero-Abril 2000.		
El generador número 2 existente, esta fuera de servicio desde junio 1999, por daños en el embobinado del estator, el grupo electrógeno no. 3 fue destruido en el conflicto armado.		

Central: Bululú	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Sonsonate	Sensunapán	Reparto Zedan Poniente	Repto. Zedan Poniente
Municipio: Sonzacate			550 m
Ciudad: Res. Las Palmeras			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	289,704.5	422,218.5	242.9
Represa/Dique	290,086.5	422,343.5	251.3

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 14.783	Min: 4.104	m ³ /s
Caudal medio anual	5.158		m ³ /s
Caída bruta y neta	Bruta:10.0	Neta: 9.8	m
Potencia total instalada	680		kW
Potencia consumo propio	36		kW
Potencia de salida en línea	630.4		kW
Factor de utilización	1998: 90.0	1999: 91.5	%
Equipo Instalado			
Turbina(2 unidades)			
Marca	James and Leffel & Co.		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	360.0kW	600Hp	
Velocidad máxima y nominal	514		rpm
Eficiencia	90		%
Carga	33.54		m
Gasto	3.5		m ³ /s
Generador(2 unidades)			
Marca	Kato		
Tipo	Síncrono/eje horizontal		
Potencia	340		kW
fp	0.8		
Voltaje nominal	0.48		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	1200		rpm
Eficiencia	96		%
No. De polos	6		
No. De fases	3		
Transformador(2 unidades)			
Potencia	500		kVA
Voltaje	Primario: 0.44	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 77.65m	Longitud: 53.7m	Longitud: 500.0m
Diámetro Interno: 1.248m	Altura: 5.7m	Ancho promedio: 4.44m
Espesor de lamina: 0.011m		Profundidad promedio: 1.47m
Cantidad máxima de flujo requerido ---m ³ /s		
Área total del proyecto: 18,125.0 m ²		
Mantenimiento mayor a turbina y reubicación de subestación elevadora de grupo electrógeno no.1 de Febrero – Junio 1999.		

Central: Atehuasis	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Ahuachapán	El Molino	Loma de la Gloria	Loma de la Gloria
Municipio: Ahuachapán			255 m
Ciudad: Cantón Chancuyo			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	311,900.0	404,125.0	491.0
Represa/Dique	311,750.0	404,250.0	543.0

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 4.122	Min: 0.588	m ³ /s
Caudal medio anual	0.816		m ³ /s
Caída bruta y neta	Bruta: 51.0	Neta: 49.9	m
Potencia total instalada	600		kW
Potencia consumo propio	14		kW
Potencia de salida en línea	574.0		kW
Factor de utilización	1998: 91.0	1999: 53.7	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	James and Leffel & Co.		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	581.6kW	700Hp	
Velocidad máxima y nominal	1200		rpm
Eficiencia	88.0		%
Carga	57.0		m
Gasto	1.4		m ³ /s
Generador			
Marca	General Electric		
Tipo	Síncrono/eje horizontal		
Potencia	600		kW
fp	0.8		
Voltaje nominal	2.3		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	1200		rpm
Eficiencia	90		%
No. De polos	6		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	700		kVA
Voltaje	Primario: 2.3	Secundario: 13.7	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 158.4m Diámetro Externo: 0.645m	Longitud: 25.34m Altura: 2.2m	Longitud: ---m Ancho promedio: ---m Profundidad promedio: ---m
Cantidad máxima de flujo requerido 1.40m ³ /s		
Área total del proyecto: 19,429.97m ²		
Mantenimiento mayor a turbina, Febrero – Marzo 1999.		

Central: La Calera	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: Sonsonate	La Calera	Santa Lucia y la calera	-----
Municipio: Juayúa			629 m
Ciudad: La unión y los Cañales			
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	301,450.0	421,155.0	803.0
Represa/Dique	301,711.0	420,695.0	895.0

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 0.9	Min: 0.7	m ³ /s
Caudal medio anual	0.8		m ³ /s
Caída bruta y neta	Bruta:91.5	Neta: 91.0	m
Potencia total instalada	1448.0/2		kW
Potencia consumo propio	20.0		kW
Potencia de salida en línea	1286.0/2		kW
Factor de utilización	62.16		%
Equipo Instalado			
Turbina(2 Unidades)			
Marca	Gilbert Gilkes		
Modelo/tipo	Francis/eje horizontal		
Potencia máxima y nominal	724kW	970Bhp	
Velocidad máxima y nominal	1200		rpm
Eficiencia	85.0		%
Carga	---		m
Gasto	---		m ³ /s
Generador(2 Unidades)			
Marca	Electric Product Co.		
Tipo	Síncrono/eje horizontal		
Potencia	750		kW
fp	0.85		
Voltaje nominal	2.4		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	1200		rpm
Eficiencia	97		%
No. De polos	6		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	1000		kVA
Voltaje	Primario: 2.4	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión Longitud: 145.0m Diámetro Externo: 0.65m	Represa/Dique Longitud: 25.34m Altura: 2.2m	Canal de derivación Longitud: ---m Ancho promedio: ---m Profundidad promedio: ---m
Cantidad máxima de flujo requerido 0.9m ³ /s		
Área total del proyecto: ----m ²		
La instalación cuenta con tres diques de captación, y dos cámaras de carga.		
Las dos unidades de turbina y generador no operan al mismo instante; ya que la potencia desarrollada por cada uno coincide con la potencia de generación del sitio, lo anterior indica que se cuenta con un respaldo del 100%		
Todo el tiempo la central se mantiene en sincronismo con la red nacional pudiendo acoplarse actualmente a las dos redes de AES-CLESA que abastecen la zona de Metalio-Salcoatitán y el Pilón-Los Pirineos, en el departamento de Sonsonate.		

Central: La Chácara	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: San Miguel	Carolina	----	----
Municipio: Carolina			----
Ciudad: Cantón La Chácara			----
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	297,360.0	576,400.0	800
Represa/Dique	302,630.0	573,820.0	220

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 178.02	Min: 2.36	m3/s
Caudal medio anual	---		m3/s
Caída bruta y neta	Bruta:19.0	Neta: ----	m
Potencia total instalada	17		kW
Potencia consumo propio	---		kW
Potencia de salida en línea	---		kW
Factor de utilización	----	----	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	----		
Modelo/tipo	Michell Banki		
Potencia máxima y nominal	170kW	250Hp	
Velocidad máxima y nominal	844		rpm
Eficiencia	82		%
Carga	---		m
Gasto	---		m3/s
Generador			
Marca	Stanford		
Tipo	-----		
Potencia	20		kVA
fp	---		
Voltaje nominal	0.11		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	1800		rpm
Eficiencia	90.1		%
No. De polos	4		
No. De fases	3		
Transformador			
Potencia	15		kVA
Voltaje	Primario: 0.12/0.24	Secundario: 7.6/13.2	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 600.0m Diámetro Externo: ---m	Longitud: 22.25m Altura: (0.3-0.8)m	Longitud: ---m Ancho promedio: ---m Profundidad promedio: ---m
Cantidad máxima de flujo requerido 0.15 m3/s		
Área total del proyecto: ---m2		

Central: Miracapa	Río ubicación casa de máquinas	Derivación	Punto de retorno y distancia
Departamento: San Miguel	Carolina	----	----
Municipio: Carolina			----
Ciudad: Cerro Miracapa			----
Coordenadas de Ubicación.	Latitud (km)	Longitud (km)	Elevación (msnm)
Casa de máquinas	303,293.26	575,397.12	235.1
Represa/Dique	302,813.9	575,453.93	252.1

Características de la central			
Caudal máximo y mínimo	Max: 46.97	Min: 1.26	m3/s
Caudal medio anual	1.26		m3/s
Caída bruta y neta	Bruta:15.77	Neta: 13.01	m
Potencia total instalada	34		kW
Potencia consumo propio	---		kW
Potencia de salida en línea	---		kW
Factor de utilización	----	----	%
Equipo Instalado			
Turbina			
Marca	----		
Modelo/tipo	Flujo cruzado		
Potencia máxima y nominal	---	---	
Velocidad máxima y nominal	1800		rpm
Eficiencia	78		%
Carga	---		m
Gasto	---		m3/s
Generador			
Marca	Marathon		
Tipo	-----		
Potencia	50		kVA
fp	---		
Voltaje nominal	0.12/0.24		kV
Frecuencia	60		Hz
Revoluciones/velocidad máxima	1800		rpm
Eficiencia	90.1		%
No. De polos	4		
No. De fases	2		
Transformador			
Potencia	50		kVA
Voltaje	Primario: 0.12/0.24	Secundario: 13.2	kV
frecuencia	60		Hz

Otros aspectos importantes.

Tubería de presión	Represa/Dique	Canal de derivación
Longitud: 86.54m	Longitud: ---m	Longitud: 543.25m
Diámetro Externo: ---m	Altura: ---m	Ancho promedio: ---m
		Profundidad promedio: ---m
Cantidad máxima de flujo requerido 0.35 m3/s		
Área total del proyecto: ---m2		

ANEXO 3. Potencial Hidroeléctrico.

Existe un registro de 67 potenciales proyectos hidroeléctricos, los cuales datan de 1988.

<i>No.</i>	<i>Río</i>	<i>Afluente</i>	<i>Potencia (kW)</i>	<i>Energía (kWh/año) (1)</i>
1	Grande de San Miguel	San Juan	4,500.00	19,440,000
2	" " " "	San José	3,200.00	13,824,000
3	Jiboa + Jalponga	Malancola	2,700.00	11,664,000
4	"	San José	2,000.00	8,640,000
5	Cauta		292	1,261,440
6	"		305	1,317,600
7	Chilama		932	4,026,240
8	Comalapa		401	1,732,320
9	El Naranjo		497	2,147,040
10	El Rosario		471	2,034,720
11	"		576	2,488,320
12	Grande de Chalatenango		1,795.00	7,754,400
13	Grande de Sonsonate		594	2,566,080
14	" " "		1,952.00	8,432,640
15	" " "		394	1,702,080
16	" " "		803	3,468,960
17	" " "		918	3,965,760
18	" " "		1,436.00	6,203,520
19	" " "		801	3,460,320
20	Huiza		1,032.00	4,458,240
21	"		597	2,579,040
22	La Calzadora		4,392.00	18,973,440
23	" "		3,663.00	15,824,160
24	Nejapa		553	2,388,960
25	Papaloate		2,500.00	10,800,000
26	Poloros		3,162.00	13,659,840
27	Quezalapa		2,037.00	8,799,840
28	" "		782	3,378,240
29	" "		809	3,494,880

30	San Antonio		805	3,477,600
31	" "		696	3,006,720
32	San Francisco		227	980,640
33	San Simón		2,173.00	9,387,360
34	" "		2,976.00	12,856,320
35	Santo Domingo		440	1,900,800
36	Sucio		906	3,913,920
37	" "		498	2,151,360
38	" "		1,492.00	6,445,440
39	Sunzacuapa		313	1,352,160
40	Sunzacapa y Sucio		527	2,276,640
41	Sunzal-Tamanique		346	1,494,720
42	Sunzal-Tamanique		527	2,276,640
43	Suquiapa		341	1,473,120
44	Suquiapa		805	3,477,600
45	Suquiapa		636	2,747,520
46	Suquiapa		745	3,218,400
47	Suquiapa		1,077.00	4,652,640
48	Suquiapa		671	2,898,720
49	Tacuba		388	1,676,160
50	Tihuapa		1,041.00	4,497,120
51	" "		1,315.00	5,680,800
52	" "		1,175.00	5,076,000
53	" "		1,434.00	6,194,880
54	" "		467	2,017,440
55	" "		882	3,810,240
56	" "		156	673,920
57	Torola		2,172.00	9,383,040
58	" "		4,321.00	18,666,720
59	Toronjo		1,160.00	5,011,200
60	Zonte		478	2,064,960
61	"		466	2,013,120
62	"		468	2,021,760
63	"		507	2,190,240
64	Mirazalcos		2,000.00	17,280,000
65	Cucumacayán		3,200.00	27,648,000

66	San Luis II		650	5,616,000
67	Jaime Alfaro		1,500.00	12,960,000
TOTALES			84,075.00	381,996,000