

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA-ELÉCTRICA**

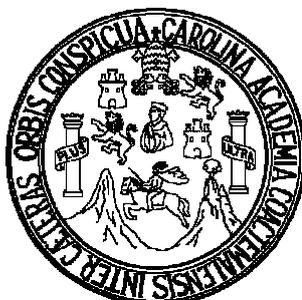
**PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS: UNA OPCIÓN
FACTIBLE ECONÓMICAMENTE PARA LA
ELECTRIFICACIÓN RURAL EN GUATEMALA**

Ricardo Alfredo Méndez Tello

Asesorado por: Ing. Mauro Fernando Oroxom Popá

Guatemala, octubre de 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS: UNA OPCIÓN FACTIBLE ECONÓMICAMENTE
PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL
EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADA A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

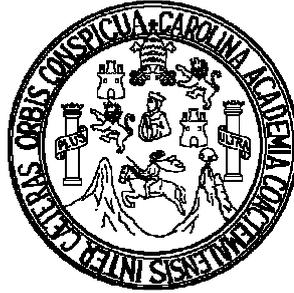
RICARDO ALFREDO MÉNDEZ TELLO

ASESORADO POR ING. MAURO FERNANDO OROXOM POPÁ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2003

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Ahamán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yasmida Vides Leiva
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Julio Ismael González Podszueck
EXAMINADOR	Ing. Ángel García Martínez
EXAMINADOR	Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Francisco Javier González López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS: UNA OPCIÓN FACTIBLE ECONÓMICAMENTE
PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL
EN GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 23 de octubre de 1997.

Ricardo Alfredo Méndez Tello

AGRADECIMIENTOS

A DIOS:

“Gracias sean dadas a Dios, que nos da la victoria por medio de nuestro Señor Jesucristo”. 1ª
Co. 15:57

A MIS PADRES:

Gladys y Haroldo

Gracias por su amor y por cada sacrificio, algunos pequeños y la mayoría muy grandes.

A MI ESPOSA:

Lilian

Gracias por tu amor y apoyo incondicional.

A MIS HERMANOS:

Haroldo, Regina y Brendy

Gracias por su ejemplo y ayuda.

A MIS ABUELOS:

Odilia y Luis Felipe

Zoila y Tomás

Por su guianza y bendiciones, que van más allá de lo material.

A QUIENES COLABORARON EN LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO

Ing. Fernando Oroxom

Personal de NRECA, en especial a Ing. Hugo Arriaza

DEDICATORIA

A DIOS:

“ ...y bendije al Altísimo, y alabé y glorifiqué al que vive para siempre, cuyo dominio es eterno, y su reino por todas las edades. Ahora yo, alabo, engrandezco y glorifico al Rey del cielo, porque todas sus obras son verdaderas, y sus caminos justos.” Dn. 4:34 y 37

A MIS PADRES

A MI ESPOSA

A MIS HERMANOS

A MIS ABUELOS

A MIS CUÑADOS

Everildo, Rossy, Jorge, Alex, Carlos y Rosita

A MI FAMILIA EN GENERAL

A MIS AMIGOS

A MI HIJO

José Ricardo

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	VIII
RESUMEN	X
OBJETIVOS E HIPÓTESIS	XI
INTRODUCCIÓN	XII
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DEL DISEÑO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, UTILIZANDO FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA	
1.1. Pequeñas hidroeléctricas	1
1.1.1. Tipos de minicentrales eléctricas	2
1.1.1.1. Central de agua fluvente	2
1.1.1.2. Centrales de pie de presa	3
1.1.2. Estudio hidrológico	4
1.1.3. Criterios de diseño	6
1.1.3.1. Elección del caudal de equipamiento..	6
1.1.3.2. Elección de potencia por instalar	7
1.1.4. Obra civil	8
1.1.4.1. Diques y presas	8
1.1.4.2. Toma	10
1.1.4.3. Canal	10
1.1.4.4. Cámara de carga	10
1.1.4.5. Tubería forzada	11
1.1.4.6. Edificio de la central	13
1.1.5. Turbinas hidráulicas	14
1.1.5.1. Turbina Pelton	15
1.1.5.2. Turbina de flujo cruzado	16
1.1.5.3. Turbina Francis	17

1.1.5.4.	Turbinas hélice, Kaplan y semikaplan.	18
1.1.5.5.	Comparación entre turbinas	19
1.1.6.	Generador	22
1.1.6.1.	Generador síncrono	22
1.1.6.2.	Generador asíncrono	23
1.1.7.	Equipo eléctrico general	24
1.1.8.	Elementos de regulación, control y protección	25
1.2.	Sistemas eólicos	27
1.2.1.	Cuantificación de la energía existente en el viento	27
1.2.2.	Descripción de los sistemas técnicos empleados..	29
1.2.2.1.	Aerogeneradores y aeroturbinas	29
1.2.2.2.	El rotor	31
1.2.2.3.	El multiplicador	32
1.2.2.4.	El generador	32
1.2.2.5.	El bastidor y la carcasa	33
1.2.2.6.	Sistemas hidráulicos	34
1.2.2.7.	Sistemas eléctricos	34
1.2.2.8.	Sistemas de control	36
1.2.2.9.	Control de potencia y régimen de giro	36
1.2.2.10.	Control de orientación	38
1.2.2.11.	Torres y cimentaciones	39
1.3.	Sistemas fotovoltaicos	40
1.3.1.	Principio de funcionamiento, forma constructiva....	42
1.3.2.	Elementos de una instalación fotovoltaica	43
1.3.2.1.	Subsistema de captación energética ..	46
1.3.2.2.	Subsistema de acumulación	47
1.3.2.3.	Subsistema de regulación	47
1.3.2.4.	Subsistema adaptación de corriente....	48
1.3.2.5.	Otros subsistemas eléctricos	
.....		

2. FORMAS DE AHORRO EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	49
2.1. Formas de ahorro	50
2.1.1. En proyectos hidráulicos	50
2.1.1.1. Utilización de materiales locales	52
2.1.1.2. En la utilización mano de obra local ...	53
2.1.1.3. En la utilización de donaciones	54
2.1.1.4. En la red de baja tensión	54
2.1.1.5. En la hidroeléctrica	57
2.1.2. En proyectos eólicos	59
2.1.3. En paneles fotovoltaicos	59
2.2. Usos productivos	63
3. PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN A TRAVÉS DE UNA PEQUEÑA HIDROELÉCTRICA EN ALDEA CHUISIBEL	63
3.1. Descripción del proyecto y la región	64
3.1.1. Estimación de la demanda eléctrica	67
3.2. Proyecto hidroeléctrico	69
3.2.1. Cálculo de caudal medio	71
3.2.2. Cálculo de la creciente	72
3.2.3. Opciones de diseño	75
3.2.4. Diseño final propuesto	77
3.2.5. Proyecto realizado y costo del mismo	78
3.2.5.1. Presa y boca del canal de carga.....	79
3.2.5.2. Canal y vertedero	80
3.2.5.3. Depósito de sedimentación	81
3.2.5.4. Tubería de baja presión	82
3.2.5.5. Cámara de presión	83
3.2.5.6. Tubería forzada y casa de máquinas .	83
	84

3.2.5.7.	Generador, turbina y controles	85
3.2.5.8.	Sistema de distribución	86
3.2.5.9.	Manejo de la cuenta	
3.2.5.10.	Costos del proyecto	87
4.	COMPARACIÓN DEL PROYECTO ANTE OTRAS TECNO-LOGÍAS	87
	DE FUENTES RENOVABLES	91
4.1.	Proyecto eólico	93
4.2.	Proyecto solar	96
4.3.	Comparación económica entre los proyectos	99
4.4.	Funcionamiento del proyecto	101
	CONCLUSIONES	103
	RECOMENDACIONES	105
	BIBLIOGRAFÍA	120
	APÉNDICES	
	ANEXO	

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Construcción de caudales clasificados	6
2	Turbina Pelton	15
3	Diagrama esquemático de turbina de flujo cruzado (Banki)	16
4	Esquema de funcionamiento de turbina Francis y detalle de rodete	18
5	Rodete de turbina Kaplan	19
6	Curvas típicas de rendimiento de turbinas	21
7	Curva de potencia típica de un aerogenerador	28
8	Sistemas de captación eólica	29
9	Dibujo esquemático de un aerogenerador de eje horizontal	30
10	Esquema de sistema de control de potencia de un aerogenerador	37
11	Esquema general de instalación fotovoltaica	43
12	Características eléctricas de panel fotovoltaico	45
13	Curva de carga aldea Chuisibel	67
14	Río Choajibel y su cuenca, ubicación geográfica de Chuisibel	68
15	Gráfico de precipitación en Ixtahuacán	71
16	Diagrama esquemático del proyecto	77
17	Vistas en elevación y planta del dique	79
18	Vistas de perfil, canal con y sin vertedero lateral	80
19	Vistas y cotas del depósito de sedimentación	81
20	Vistas y cotas de la cámara de presión	82
21	Curva de potencia aerogenerador Inclín 6 000	89
22	Evolución del coste del generador por kW	90

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

23	Fotografía núm. 1	113
24	Fotografía núm. 2	114
25	Fotografía núm. 3	115
26	Fotografía núm. 4	116
27	Fotografía núm. 5	117
28	Fotografía núm. 6	118
29	Fotografía núm. 7	119

TABLAS

I	Demanda eléctrica estimada para Chuisibel	65
II	Estimación de carga horaria para Chuisibel	66
III	Precipitación de lluvia en mm/mes	70
IV	Medidas de la presa y la boca del canal de carga	78
V	Resumen de costos proyecto hidroeléctrico	86
VI	Registro de velocidades de viento, estación el Tablón	88
VII	Datos de irradiación y brillo solar para el área de Chuisibel	92
VIII	Cálculo de pago mensual por usuario	94
IX	Ahorro total en proyecto hidroeléctrico	96
X	Catálogo de tubería PVC	121
XI	Catálogo de tubería metálica	122

LISTA DE SÍMBOLOS

W	Vatio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
\$, US\$	Dólar, moneda de los Estados Unidos de América
Q	Quetzal, moneda de Guatemala
%	Porcentaje
m	Metro
Kg	Kilogramo
V	Voltio
Km/h	Kilómetros por hora
M/s	Metros por segundo

GLOSARIO

Azud	Sinónimo de dique.
Brillo solar	Número de horas de sol al día en una región.
Caudal	Cantidad de metros cúbicos de agua por unidad de tiempo que traslada un río por su cauce.
Cédula 40	Tipo de tubería metálica cuya división de la presión interna entre el 60% del punto de cedencia resulta en 0.04. El espesor de esta tubería también está definido por el número de cédula.
Convertidores	Dispositivo electrónico que convierte corriente directa a corriente alterna de 60 hertz.
Dique	Muro dispuesto transversalmente al curso del agua que no produce una elevación notable de nivel; únicamente provoca un pequeño remanso en el río para desviar parte del caudal hacia la toma.
Estación de aforo	Equipo de medición y registro de caudales.
Factor de carga	Relación existente entre la potencia media y la potencia máxima de un sistema de cargas. Un valor cercano a uno, indica un consumo permanente de la carga, un valor cercano a cero, indica consumo variable a lo largo del día.
Fuente renovable de energía	Se dice de aquellos recursos naturales, de los cuales se puede aprovechar su energía para convertirla en electricidad, sin riesgo de carencia de los mismos. Típicamente se clasifican aquí: el viento, la energía del sol y la del agua. Término manejado en contraposición a las fuentes energéticas contaminantes que tienen riesgo de carencia: petróleo o leña por ejemplo.
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, institución gubernamental española, con programas de ahorro energético e incentivo a la utilización de fuentes renovables de energía.

INE	Instituto Nacional de Estadística, entidad gubernamental que gestiona los datos e información estadística nacional.
INSIVUMEH	Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Metrología e Hidrología, institución gubernamental encargada de la gestión nacional de los aspectos meteorológicos.
Inversores	Dispositivo electrónico que en su entrada percibe una potencia de corriente directa y de salida brinda esta potencia en forma de corriente alterna.
Irradiación solar	Densidad de potencia (W/m^2) emitida en energía lumínica por el sol.
Préstamo puente	Préstamo facilitado a una institución municipal, pero administrado por un comité específico, cuya utilización está plenamente establecida.
Régimen comunitario de consumo	Forma de consumo de energía eléctrica, en la cual una comunidad se abastece de energía eléctrica a través de un generador propio, pagando cuotas definidas por equipo conectado con la única finalidad de rembolsar los préstamos incurridos para la construcción del generador y lograr un mantenimiento adecuado.
Silicio monocristalino	Tipo de célula solar que presenta un único frente de cristalización ante la luz solar.
Silicio policristalino	Tipo de célula solar que presenta varios frentes de cristalización con una dirección predominante.
Usos productivos	Utilización de la energía eléctrica en actividades que generan ingresos a los usuarios.

RESUMEN

Tres son las formas más comunes de generación de energía eléctrica al utilizar fuentes renovables de energía: con hidroeléctricas, con aerogeneradores y con paneles solares. Para definir cual de éstas es la óptima para electrificar determinada comunidad, debe analizarse si existen condiciones de aplicabilidad de estas formas de generación y luego definir los costos en los que se incurren en cada caso, para elegir aquella tecnología que presente las mejores condiciones técnico-económicas.

Los costos de un proyecto de electrificación rural, pueden reducirse a través de los siguientes aspectos: a) utilización de mano de obra y materiales locales, b) uso de tecnología nacional, c) un adecuado diseño del generador y de las líneas eléctricas y, d) aprovechando donaciones.

La anterior metodología se aplicó al proyecto de electrificación de la aldea Chuisibel, municipio de Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá. Esta comunidad fue electrificada a través de la instalación de una pequeña hidroeléctrica de 20 kW de capacidad. En este trabajo de graduación se presentan los detalles constructivos, así como los costos y ahorros de este proyecto, comparando esta forma de electrificación contra la tecnología de aerogeneradores y de paneles solares. La utilización de esta tecnología presenta cuotas mensuales a los usuarios de Q 143.26, menores a las cuotas del proyecto eólico (Q 193.90) y solar (Q 151.95). En condiciones adecuadas de financiamiento puede reducirse la cuota de la hidroeléctrica a Q 90.44 y si se aprovechan todas las posibilidades de ahorro mencionadas, se reduce a Q 81.20. Se concluye que esta cuota es accesible para las condiciones económicas del área rural guatemalteca.

OBJETIVOS

- **General**

Establecer que la electrificación rural a través de pequeñas hidroeléctricas es una opción realizable económicamente en el país.

- **Específicos**

1. Presentar el proyecto “Chuisibel”, tanto técnica como económicamente, como un proyecto existente de electrificación rural a través de pequeñas hidroeléctricas, así como la superioridad de este tipo de generación a las formas de generación solar y eólica para este proyecto.
2. Presentar los distintos diseños de pequeñas hidroeléctricas que pudieran utilizarse para implementar un proyecto de este tipo.
3. Presentar opciones de financiamiento para un proyecto de esta naturaleza en el país.
4. Presentar opciones de rebaja de costos durante la implementación de un proyecto de esta naturaleza.

HIPÓTESIS

La electrificación rural a través de pequeñas hidroeléctricas es factible económicamente en las condiciones nacionales, ésta es una opción accesible para su realización.

INTRODUCCIÓN

Es imprescindible para el desarrollo nacional y para una mejora del nivel de vida del guatemalteco del área rural, contar con fuentes energéticas accesibles económicamente para la mayoría de la población; destacándose la energía eléctrica. Este enunciado toma preponderancia si se considera que alrededor del 47.7%¹ de las poblaciones del país no contaban con este servicio a inicios de 1999. Aunado a lo anterior, en la actualidad, la conservación del medio ambiente toma cada día mayor preponderancia, por lo que es necesario considerar el uso de fuentes renovables de energía, bondadosas para el medio ambiente, en contraste con las energías de combustible fósil. Considerando lo enunciado, han tomado auge formas alternas de generación, como: pequeñas hidroeléctricas, paneles solares, generación eólica, y otras.

Este trabajo propone la utilización de pequeñas hidroeléctricas como una opción realizable económicamente para electrificar las comunidades rurales que tengan potencial hidráulico; para demostrar lo anterior, se presentan elementos de diseño, detectando las posibilidades de ahorro en el proyecto, así como algunas posibilidades de financiamiento. Se corrobora lo anterior, a través de la presentación del proyecto de pequeña hidroeléctrica en el caserío Chuisibel, del municipio de Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá; demostrando la ventaja de este tipo de generación sobre las otras formas de generación mencionadas, exponiendo el diseño empleado, así como las formas en las que se redujeron costos del diseño, y las fuentes de financiamiento a las que se tuvo acceso para construir esta hidroeléctrica.

¹ Índice de electrificación rural: 52.3% para finales de 1998. Fuente: Programa Indicativo del Subsector Eléctrico, Volumen III. Ministerio de Energía y Minas. Octubre 1998.

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DEL DISEÑO DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, UTILIZANDO FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

El sistema tradicional de electrificación consiste en la construcción de subestaciones de distribución alimentadas por líneas de transmisión. De las subestaciones se extienden líneas de distribución para proveer energía eléctrica a las poblaciones vecinas. La electrificación de un pueblo implica la construcción de una línea de distribución desde el pueblo por electrificar hasta entroncar con alguna línea existente.

Cuando se trata de electrificar en zonas rurales, generalmente los ramales deben extenderse varios kilómetros; esto representa un costo elevado para una población de pocos recursos económicos.

Por lo anterior, es necesario recurrir a otros medios para lograr la electrificación rural y esto puede obtenerse generando la energía eléctrica en el lugar que se electrificará. Dependiendo de los recursos naturales existentes, se cuenta al menos con tres formas de generación aplicables en zonas rurales:

- a. Electrificación a través de pequeñas hidroeléctricas
- b. Electrificación a través de energía eólica
- c. Electrificación a través de paneles solares

A continuación se detalla cada una de estas tres formas de generación.

1.1 Pequeñas hidroeléctricas

1.1.1 Tipos de minicentrales hidroeléctricas

La finalidad de una central hidroeléctrica es aprovechar la energía de un curso de agua como consecuencia de la diferencia de nivel existente entre dos puntos, transformándola en energía eléctrica disponible en el punto más bajo, donde se sitúa la central.

Existe una gran variedad de instalaciones para realizar esta transformación energética. Una primera clasificación según el tipo de central sería:

- a. Centrales de agua fluyente
- b. Centrales de pie de presa

1.1.1.1 Central de agua fluyente

Son aquellos aprovechamientos que, mediante una obra de forma, captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen hacia la central para turbinarlo. Posteriormente este caudal se devuelve al cauce del río.

Dentro de este tipo, hay distintas formas de realizar el proceso, dependiendo del lugar, puede necesitarse la construcción de todos o de algunos de los siguientes elementos:

1. Azud o dique
2. Toma
3. Canal de derivación
4. Cámara de carga
5. Tubería forzada
6. Edificio de central y equipamiento electromecánico
7. Canal de descarga

Estas centrales se caracterizan por tener un salto útil prácticamente constante, y un caudal turbinado muy variable, dependiendo de la hidrología.

Por tanto, en este tipo de aprovechamiento, la potencia instalada está directamente relacionada con el caudal que pasa por el río. También pertenecen a este tipo de centrales las que se sitúan en el curso del río, ganan salto mediante la construcción de un dique, sin necesidad de canal, cámara de carga ni tubería forzada, siempre y cuando no se realice una regulación del caudal turbinado.

1.1.1.2 Centrales de pie de presa

Son los aprovechamientos hidroeléctricos que tienen posibilidad de almacenar las aportaciones de un río mediante la construcción de un embalse. En estas centrales se regulan los caudales de salida para ser turbinados en el momento que sea necesario. También se incluyen las centrales que se sitúan en embalses construidos para otros usos, como: riego o abastecimiento de poblaciones. Dependiendo de la capacidad del embalse, la regulación puede ser horaria, diaria o semanal. En general esta capacidad de regulación se emplea para proporcionar energía durante las horas de máximo consumo.

Las centrales que se sitúan en una presa construida para otros usos, aprovechan el desnivel creado por la propia presa, y dependiendo de los fines para los que fue creada, se turbinan los caudales excedentes, los caudales desembalados para riego o abastecimiento e incluso los caudales ecológicos.

Las obras e instalaciones necesarias para construir una minicentral al pie de una presa existente son:

1. Adaptación de las conducciones de la presa a la minicentral, o construcción de otras nuevas
2. Toma con compuerta y reja
3. Tubería forzada hasta la central
4. Edificio de la central con su equipamiento electromecánico

1.1.2 Estudio hidrológico

El régimen de caudales de un río suele ser variable y su conocimiento es imprescindible para la determinación de la potencia instalable y de la energía producible en un aprovechamiento hidroeléctrico. La obtención de los caudales medios diarios se hace mediante las estaciones de aforo, pero en los casos en que no se dispone de esos datos es necesario realizar un estudio hidrológico teórico, para determinar los caudales utilizables.

Una estación de aforo proporciona datos sobre los caudales de un río. En esta estación se registran los caudales medios diarios y máximos instantáneos que circulan por el tramo del río donde está ubicada la estación.

Si no existe ninguna estación de aforo en la cuenca donde se dispondrá el aprovechamiento hidroeléctrico y por tanto no se dispone de datos, debe realizarse un estudio hidrológico teórico, basado en datos de precipitaciones de la zona y en aforos existentes en cuencas semejantes, dicho estudio tiene que particularizarse para cada cuenca. Conviene complementar el estudio con medidas del caudal en una sección del río a lo largo de un año.

Para su realización, primeramente deben recopilarse y analizarse las series de datos pluviométricos disponibles, completando los periodos en los que falten datos, utilizando métodos de correlación. Si no se dispone de datos de aforo, se realizará una correlación con otras cuencas semejantes. Para hacer esta comparación se determinarán previamente las características físicas de la cuenca por estudiar, principalmente la superficie y una serie de índices que definen la forma y relieve de esa superficie. A continuación se relacionan las aportaciones de la cuenca considerada y la cuenca semejante, en función de las precipitaciones y superficies, con lo que se obtiene un factor corrector que permite obtener la aportación y caudal de la cuenca estudiada en función de la aportación y caudal de la cuenca semejante.

En todo estudio, sea teórico o con datos reales, es necesario obtener una serie anual suficientemente grande que incluya años secos, húmedos y normales. Con esta serie se realiza una distribución estadística que tipifica los años en función de la aportación registrada. Con los datos de caudales diarios y tomando un año medio representativo de la distribución anterior, se obtiene la curva de caudales clasificados de la cuenca estudiada, que proporciona el caudal en la toma en función de los días del año en que se supera dicho valor.

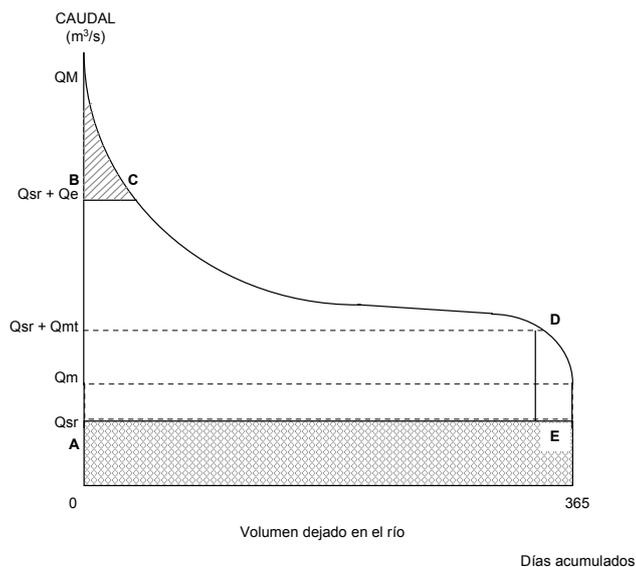
1.1.3 Criterios de diseño

Dado que la potencia eléctrica es proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado, la correcta determinación de estas variables es fundamental para el diseño de las instalaciones. Es necesaria la elección de un caudal de equipamiento adecuado para las máquinas por instalar, de forma que la energía producida sea la máxima posible en función de la hidrología. El salto debe ser el máximo permitido por la topografía del terreno, dentro de los límites marcados por la viabilidad de la inversión y el efecto nocivo al medio ambiente.

1.1.3.1 Elección del caudal de equipamiento

La curva de caudales clasificados proporciona una valiosa información gráfica sobre el volumen de agua existente, el volumen turbinado y el volumen vertido por servidumbre, el caudal mínimo técnico o caudal ecológico. En la figura 1 se muestran estos conceptos importantes:

Figura 1. Construcción de caudales clasificados



- Q_M : Caudal máximo alcanzado en el año, o caudal de crecida
- Q_m : Caudal mínimo del año, o de estiaje
- Q_{sr} : Caudal de servidumbre que es necesario dejar en el río por su cauce normal
- Q_{mt} : Caudal mínimo técnico

Fuente: IDAE, **Minicentrales eléctricas**, Pág. 34

Dependiendo del tipo de turbina que se utilice en la instalación, será necesario recordar que el caudal mínimo técnico es directamente proporcional al caudal de equipamiento con un factor de proporcionalidad K que depende del tipo de turbina:

$$Q_{mt} = K * Q_e \quad (\text{Ecuación 1})$$

El coeficiente K de ecuación 1 toma en una primera aproximación los siguientes valores:

- para turbinas PELTON: K = 0.10
- para turbinas KAPLAN: K = 0.25
- para turbinas SEMIKAPLAN: K = 0.40
- para turbinas FRANCIS: K = 0.40

El caudal de equipamiento se elige de forma que el volumen turbinado sea máximo, es decir, que en la figura 1 el área encerrada entre los puntos A, B, C, D, E, A sea máxima.

1.1.3.2 Elección de la potencia por instalar

La potencia disponible en la central hidroeléctrica varía en función del caudal turbinado y el salto existente en cada instante. La expresión que proporciona la potencia instantánea es la siguiente:

$$P = 9.81 * Q * H_n * e \quad (\text{Ecuación 2})$$

donde:

- P= Potencia instantánea en kW
- Q= Caudal turbinado en m³/s
- H_n= Salto neto existente en metros

e= Factor de eficiencia de la central, que es igual al producto de los rendimientos de los diferentes equipos que intervienen en la producción de energía, es decir:

$$e = R_t * R_g * R_s \quad (\text{Ecuación 3})$$

siendo:

R_t = Rendimiento de la turbina
 R_g = Rendimiento del generador
 R_s = Rendimiento del transformador de salida

El rendimiento de los diferentes equipos varía en función del tipo y del fabricante, pero a efecto de una primera aproximación, puede tomarse como factor de eficiencia para una minicentral hidroeléctrica, el valor de 0.85. Conocida la potencia instantánea, se calcula la producción de la central como producto de la potencia en cada momento por las horas de funcionamiento.

1.1.4 Obra civil

1.1.4.1 Diques y presas

La obra encaminada a provocar una retención en el cauce del río puede ser de dos tipos:

Dique: consiste en un muro dispuesto transversalmente al curso del agua y no produce una elevación notable del nivel. Provoca un remanso en el río para desviar parte del caudal hacia la toma. El agua que no es derivada, vierte por el aliviadero y sigue su curso normal.

El dique puede construirse de hormigón, de ladrillo de escollera o de tierra, revestidos de hormigón. Resiste el empuje del agua por su propio peso, aunque en los diques de tierra y escollera se les suele dotar de un anclaje al terreno para aumentar su estabilidad.

Presas: a diferencia del dique, la presa provoca una notoria elevación del nivel del río mediante la creación de un embalse. Dependiendo del tamaño del embalse creado se podrán regular las aportaciones.

Para evitar el peligro que podrían ocasionar las avenidas, las presas disponen de los siguientes elementos de seguridad para la evacuación de caudales:

1. Aliviadores de superficie
2. Desagües de medio fondo
3. Desagües de fondo

En los aliviaderos de superficie se utilizan, como dispositivos de regulación y control del nivel del embalse, diferentes tipos de compuertas; mientras que para los desagües de fondo o medio fondo, se utilizan dos tipos de dispositivos de cierre que son las válvulas y las compuertas. Las válvulas son propias de desagües para caudales moderados o medios y las compuertas se pueden utilizar para todo tipo de caudales. Para proteger las válvulas se dispone de unas rejas a la entrada del conducto acompañadas de un dispositivo limpiador que las mantenga libres de los elementos gruesos.

1.1.4.2 Toma

La obra de toma consiste en un ensanchamiento al inicio del canal, que facilita la entrada del agua retenida por el dique o la presa, está diseñada para que las pérdidas de carga producidas sean mínimas. En general la toma dispone de una rejilla que impide la entrada de elementos sólidos al canal, y una compuerta, para interrumpir la entrada de agua y proceder al vaciado, limpieza o reparación de las conducciones.

1.1.4.3 Canal

El caudal derivado debe conducir hasta la cámara de carga. Este proceso se puede realizar a través de un canal a cielo abierto, un canal enterrado o una conducción en presión. En general, la conducción se hace a través de un canal que sigue las líneas de nivel con una ligera pendiente. En el trazado se debe procurar el mínimo movimiento de tierras posible, adaptándose al terreno. La sección transversal por construir dependerá de la clase de terreno; usualmente para canales en roca, se utiliza la sección rectangular y para canales en tierra se utiliza la sección trapezoidal. También suelen utilizarse tuberías prefabricadas de hormigón para conducciones en lámina libre enterrada.

1.1.4.4 Cámara de carga

La cámara de carga es un depósito localizado al final del canal, a partir del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos es utilizada como depósito final de regulación, aunque normalmente sólo tiene capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencia.

Cuando la central tiene una parada, el agua no turbinada es vertida por la cámara de carga, para lo cual debe tener una zona de aliviadero y

encauzamiento hasta reintegrarse al río. También se puede instalar en la cámara de carga una reja con limpia-rejas y compuertas de desarenación y limpieza. La geometría de la cámara debe diseñarse para minimizar las pérdidas de carga y evitar los remolinos, tanto si se inician aguas arriba como si se inician en la propia cámara; esta clase de flujo tiende a provocar la formación de vértices si la tubería forzada está insuficientemente sumergida. Si esto sucede, el aire arrastrado por el vértice puede llegar a las turbinas produciendo fuerte vibración y disminuyendo su rendimiento.

1.1.4.5 Tubería forzada

Tiene la misión de llevar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, salvando el desnivel necesario. Debe adecuarse para soportar la presión producida por la columna de agua y la sobrepresión producida por el golpe de ariete en caso de parada brusca de la central. Los materiales generalmente utilizados para su construcción son: el acero, la fundición, el fibrocemento y el plástico reforzado con fibra de vidrio.

La presión de cada metro de la columna de agua, corresponde aproximadamente a 0.1 Kg/cm^2 ; mientras que la sobrepresión generada por el golpe de ariete al cerrar completamente el paso de agua hacia la turbina, se calcula según las conocidas fórmulas de Joukowski, que se detallan a continuación:

$$H = A * d * v / 10,000 \quad (\text{Ecuación 4})$$

donde,

- H = sobrepresión en la tubería (Kg/cm²)
- d = densidad del agua (102.8 UTM/m³)
- A = velocidad de la onda de presión (m/s)
- v = velocidad del fluido (m/s)

La fórmula de Joukowski para la velocidad de la onda de presión "A" es:

$$A = \frac{\sqrt{Eo \rho}}{\sqrt{1 + (Eo D / E \delta)}} \quad (\text{Ecuación 5})$$

donde,

- A = velocidad de la onda elástica del fluido en la tubería (m/s)
- Eo = módulo de elasticidad del volumen de fluido (kg/m²)
- E = módulo de elasticidad de la tubería (kg/m²)
- ρ = densidad del fluido (UTM/m³)
- D = diámetro interno de la tubería (m)
- δ = espesor de pared de la tubería (m)

El análisis puede reducirse al agua como fluido, entonces Eo= 2.07 x 10⁴ kg/cm² y a la tubería de PVC con E = 3 x 10⁴ kg/cm², se obtiene una expresión para la velocidad de la onda "A", que aproximadamente es:

$$A = \frac{1419.02}{\sqrt{1 + 0.69 (D/\delta)}}$$

(Ecuación 6)

La relación diámetro/espesor de la tubería (D/δ) se le conoce como SDR y está plenamente identificada por los fabricantes, por ejemplo para tubería PVC, de uso generalizado para alta presión, el SDR es de 13.5, con capacidad para soportar hasta 22.18 Kg/cm², (315 psi) de presión.

En tuberías metálicas, esta relación define el tipo de “cédula” que clasifica a cada tubo, es de uso generalizado la tubería cédula 40, con una capacidad de soportar presión de hasta 85 Kg/cm^2 (1,200 *psi*). En el anexo 1 se muestran los catálogos de productos de dos fabricantes, tanto de tubería PVC como metálica, en los cuales se pueden observar estas características de cada tipo de tubería.

En la ecuación 4 es necesario conocer la velocidad del fluido, para lo cual se utiliza la siguiente ecuación:

$$V = Q / A \qquad \text{(Ecuación 7)}$$

donde,

V = velocidad del fluido (m/s)

Q = caudal (m^3/s)

A = área de la tubería (m^2)

1.1.4.6 Edificio de la central

Es un elemento complejo e importante dentro de un aprovechamiento hidroeléctrico. En su interior alberga las turbinas con sus correspondientes bancadas, los generadores, cuadros eléctricos y de control, etc. Cuenta con las conducciones necesarias para llevar el agua hasta la turbina con las menores pérdidas de carga posibles y debe facilitar el desagüe hacia el canal de descarga. La configuración física del edificio depende del tipo y número de máquinas por utilizar y del tamaño de las mismas, que dependerá a su vez del caudal de equipamiento y del salto del aprovechamiento.

El edificio de la central debe diseñarse minimizando los costes de construcción y el impacto visual.

1.1.5 Turbinas hidráulicas

La turbina es el elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador, produce energía eléctrica. En cuanto al modo de funcionamiento, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos tipos: a) turbinas de acción y b) turbinas de reacción.

La diferencia entre ambos tipos es que las turbinas de acción aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar, mientras que las de reacción aprovechan, además, la presión que le resta a la corriente en el momento de contacto. Es decir, mientras que las turbinas de reacción aprovechan la altura total disponible hasta el nivel de desagüe, las de acción aprovechan únicamente la altura hasta el eje de turbina.

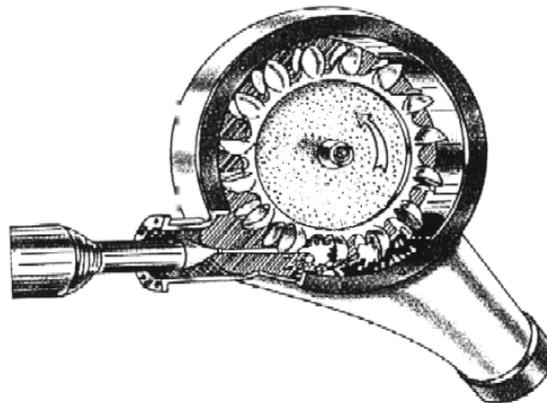
El tipo de turbina de acción más conocido es la Pelton, pero existen otros tipos como pueden ser la Turgo con inyección lateral y la turbina de doble impulsión o de flujo cruzado, también conocida como turbina Ossberger o Banki-Michell; dentro de las turbinas de reacción, las más conocidas son la Francis y la Kaplan.

1.1.5.1 Turbina Pelton

Es la turbina de acción más utilizada. Consta de un disco circular, o rodete que tiene montados en su periferia una especie de cucharas de doble cuenco o álabes. El chorro de agua, dirigido y regulado por uno o varios inyectores incide sobre estas cucharas provocando el movimiento de giro de la turbina. La potencia se regula a través de los inyectores que aumentan o disminuyen el caudal del agua. En las paradas de emergencia se utilizará un deflector de chorro, que lo dirige directamente hacia el desagüe, evitando así el embalamiento de la máquina. De esta forma se realiza un cierre lento de los inyectores sin provocar golpes de presión en la tubería forzada.

Este tipo de turbina, se emplea en aprovechamientos hidroeléctricos de salto elevado y pequeño caudal. El rendimiento energético que proporcionan estas máquinas es superior al 90% en condiciones de diseño. Presenta una curva de rendimiento bastante plana, tiene generalmente un rendimiento superior al 80% para un caudal del 20% del nominal. En la figura 2 se muestra una turbina de este tipo.

Figura 2. Turbina Pelton



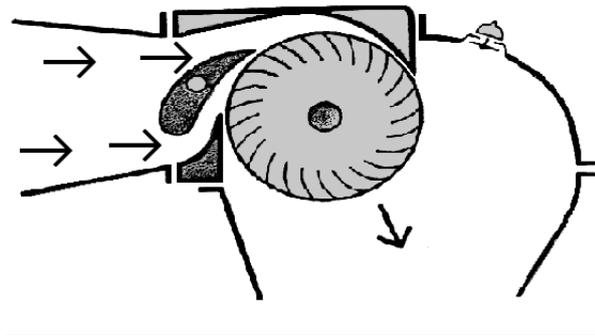
Fuente: IDAE, **Minicentrales eléctricas**, Pág. 48

1.1.5.2 Turbina de flujo cruzado

Este tipo de turbina de acción se conoce también como de doble impulsión, Ossberger o Banki-Michell. Está constituida de un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal que regula y orienta el caudal que entra en la turbina y un rodete de forma cilíndrica, con sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldadas por los extremos a discos terminales.

El caudal que entra en la turbina es orientado por el álabe del inyector, hacia las palas del rodete, produciendo un primer impulso. Posteriormente, atraviesa el interior del rodete y proporciona un segundo impulso, al salir del mismo y caer por el tubo de aspiración. Estas turbinas tienen un campo de aplicación muy amplio, pudiendo instalarse en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros y con un rango de variación de caudales muy grande. La potencia unitaria que puede instalar está limitada aproximadamente a 1 MW. En la figura 3 se muestra un diagrama esquemático de una turbina de este tipo.

Figura 3. Diagrama esquemático de turbina de flujo cruzado (Banki)



Fuente: IDAE, **Minicentrales eléctricas**, Pág. 50

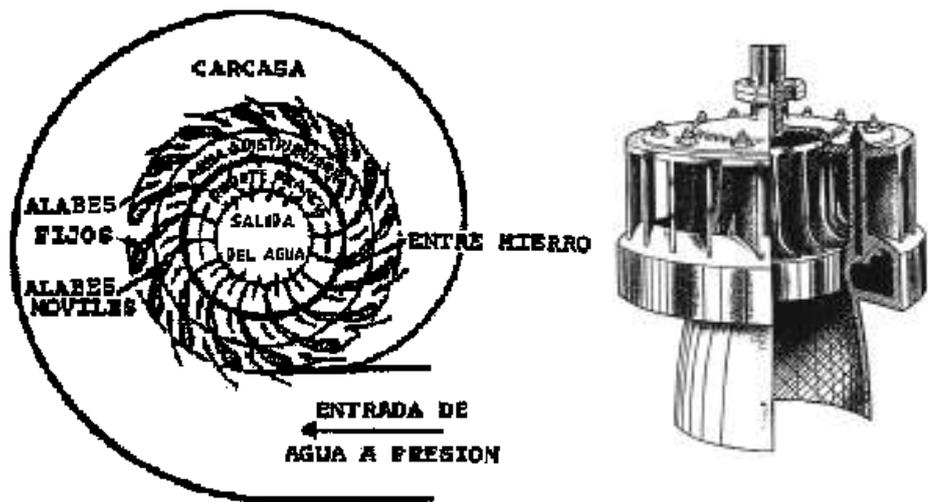
1.1.5.3 Turbina Francis

Dentro de las turbinas de reacción, la Francis se caracteriza porque recibe el flujo de agua en dirección radial, orientándolo hacia la salida en dirección axial. Este tipo de turbina está compuesta por:

1. Un distribuidor que contiene una serie de álabes fijos o móviles que orientan el agua hacia el rodete.
2. Un rodete formado por una corona de paletas fijas, torsionadas, de forma que reciben el agua en dirección radial y la orientan axialmente.
3. Una cámara de entrada, que puede ser abierta o cerrada, de forma espiral para dar una componente radial al flujo de agua.
4. Un tubo de aspiración o de salida de agua, que puede ser recto o acodado, y se encarga de mantener la diferencia de presiones necesarias para el buen funcionamiento de la turbina.

La turbina Francis se adapta muy bien para distintos saltos y caudales y tiene un rango de funcionamiento muy grande. El rendimiento de una turbina Francis es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento. Permite variaciones de caudales entre el 40% y el 105% del caudal de diseño, y en salto entre el 60% y el 125% del nominal. En la figura 4 se muestra esquemáticamente el funcionamiento de una turbina de este tipo, así como un detalle de rodete.

Figura 4. Esquema de funcionamiento turbina Francis y detalle de rodete



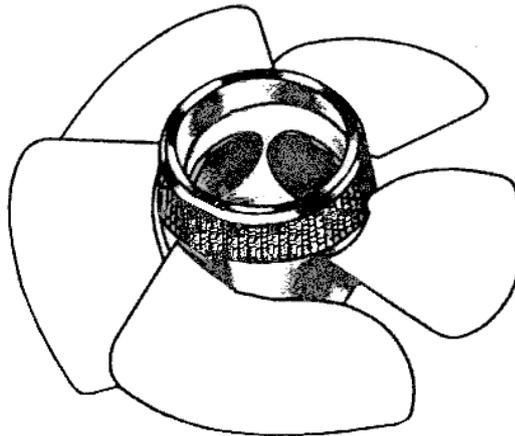
Fuente: IDAE, *Minicentrales eléctricas*, Pág. 51

1.1.5.4 Turbinas hélice, semi-Kaplan y Kaplan

Una instalación con turbina hélice, se compone básicamente de una cámara de entrada que puede ser abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 ó 5 palas fijas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración. También hay otra variante de la hélice consistente en una turbina con distribuidor regulable y rodete de palas fijas.

Las turbinas semi-Kaplan y Kaplan, son variantes de la hélice con diferentes grados de regulación. Tanto la Kaplan como la semi-Kaplan poseen el rodete con palas ajustables que les proporciona posibilidad de funcionamiento en un rango mayor de caudales. La turbina Kaplan, además, tiene distribuidor regulable, dándole un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a costa de una mayor complejidad y costes más elevados. Se muestra el rodete de una turbina Kaplan en la figura 5.

Figura 5. Rodete de una turbina Kaplan



Fuente: IDAE, **Minicentrales eléctricas**, Pág. 53

1.1.5.5 Comparación entre turbinas

El mecanismo de orientación de los álabes de rodete y el distribuidor es controlado por el regulador de la turbina. La utilización de un tipo u otro de turbina en un determinado aprovechamiento está condicionada por aspectos técnico-económicos:

1. En una central de tipo fluyente, caracterizada por tener un salto prácticamente constante y un caudal muy variable, es aconsejable la utilización de una turbina Kaplan o Semikaplan.
2. En una central con regulación propia, que funciona con caudal casi constante entre unos niveles máximo y mínimo de embalse, se puede emplear una turbina hélice o hélice con distribuidor regulable a fin de disminuir la inversión.

En cada caso particular, será necesario evaluar el incremento de producción que se obtiene al instalar una turbina Kaplan y decidir si este incremento justifica o no la mayor inversión necesaria respecto a instalar una turbina semi-Kaplan o hélice.

En general, este tipo de turbinas se utiliza para salto pequeños y caudales variables. La variación admitida en el salto es del 60% al 140% del diseño, y en el caudal del 40% al 105% del caudal nominal para la hélice, y del 15% al 110%, para la Kaplan, situándose la turbina semi-Kaplan entre ambas.

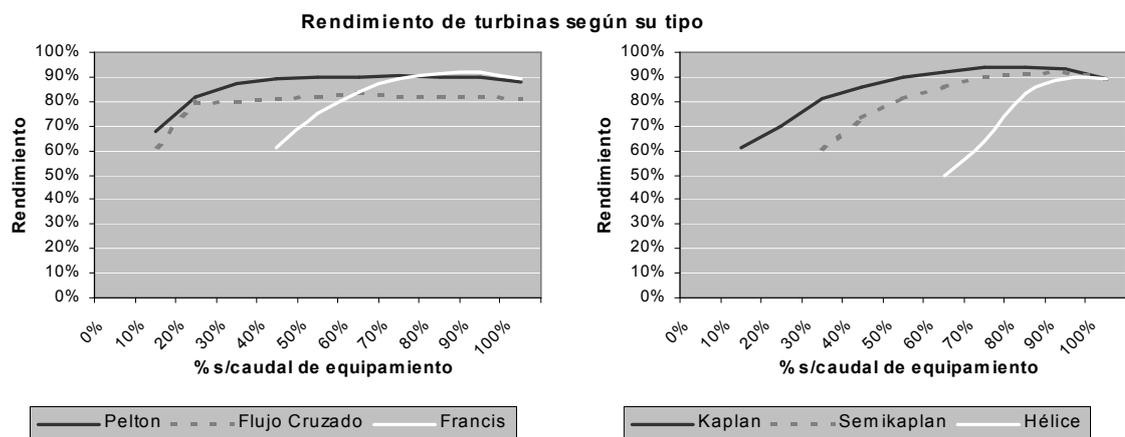
El rendimiento es de aproximadamente el 90% para el caudal nominal y disminuye a medida que se aleja de dicho valor. Para las turbinas hélice el rendimiento baja hasta un 75% para caudales del orden del 60% del nominal. La implantación de este tipo de turbinas suele ser con eje vertical, en cámara abierta o cerrada, pero puede darse otro tipo de instalaciones con eje horizontal o ligeramente inclinado.

Cada turbina tiene un rango de posible utilización, en función de salto y caudal. Así por ejemplo, para saltos pequeños y caudales variables es adecuada la turbina Kaplan. Si el salto es más elevado y las variaciones de caudal son moderadas se puede utilizar la turbina Francis. Para grandes saltos, independientemente de la variación de caudal, la turbina más adecuada será la Pelton. Para la correcta estimación de la energía producida en un aprovechamiento, es fundamental conocer el rendimiento de la turbina en cada régimen de funcionamiento.

Debe tenerse en cuenta, que los rendimientos de las turbinas de reacción aumentan con el diámetro de salida del rodete, es decir, las turbinas grandes tienen mejores rendimientos que las pequeñas, aunque puede estimarse el rendimiento del generador en un 95% para condiciones nominales de funcionamiento.

Entre la turbina y el generador puede instalarse un multiplicador de velocidad. Este mecanismo aumenta la velocidad de giro del rotor del generador en condiciones normales de funcionamiento. Teniendo en cuenta que el número de polos del generador disminuye si se aumenta la velocidad de giro; si se instala un multiplicador, el tamaño del generador disminuye, y también su coste. Debe observarse que el multiplicador de velocidad produce pérdidas mecánicas, alcanzando un rendimiento próximo al 98%, situación a considerar en el cálculo de la potencia nominal en el caso de que exista multiplicador en la instalación. En la figura 6 se muestran las curvas típicas de rendimiento de cada una de las turbinas mencionadas.

Figura 6. Curvas típicas de rendimiento de turbinas



Fuente: IDAE, **Minicentrales eléctricas**, Pág. 49 a 54

1.1.6 Generador

El generador es una máquina basada en la inducción electromagnética, que se encarga de transformar la energía mecánica de rotación, que proporciona la turbina, en energía eléctrica. El principio de funcionamiento está basado en la ley de Faraday: “Cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético, se produce una corriente eléctrica a través de él”.

El generador está compuesto por dos partes fundamentales:

1. El rotor, que se encarga de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.
2. El estator, sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable.

En centrales menores de 1 000 kW la tensión de trabajo del generador es de 380 y 500 voltios, para potencias más elevadas la generación se produce en media tensión. El generador puede ser de dos tipos: síncrono o asíncrono.

1.1.6.1 Generador síncrono

En este tipo de generadores, la conversión de energía mecánica en eléctrica se produce a una velocidad constante llamada velocidad de sincronismo, que viene dada por la expresión:

$$N_s = \frac{60 * f}{p} \quad \text{(Ecuación 8)}$$

Donde: N_s = Velocidad de sincronismo expresada en r.p.m.

f = Frecuencia, en Hz

P = Número de pares de polos de generador

El campo magnético es creado por las bobinas arrolladas en los polos del rotor; para lograrlo, por dichas bobinas debe circular una corriente eléctrica continua. Para producir esta corriente continua, pueden emplearse diferentes sistemas de excitación, por ejemplo:

1. Autoexcitación estática: la corriente proviene de la propia energía eléctrica generada, previamente transformada de alterna en continua.
2. Excitación con diodos giratorios: se crea una corriente alterna, a través de unos polos en el estator y se rectifica por un sistema de diodos, situado en el eje común.
3. Excitación auxiliar: la corriente necesaria se genera mediante una dínamo auxiliar regulada por un reóstato.

1.1.6.2 Generador asíncrono

Dada la simplicidad, robustez y bajo costo de los clásicos motores eléctricos, estos han comenzado a usarse como generadores eléctricos. Para ello es necesario que el par mecánico comunicado al rotor produzca una velocidad de giro superior a la de sincronismo. Este exceso de velocidad produce un campo giratorio excitador; interesa que la diferencia entre las velocidades de funcionamiento y la de sincronismo sea pequeña para reducir las pérdidas en el cobre del rotor.

Es necesaria la colocación de una batería de condensadores que compense la energía reactiva generada. La corriente para la creación del campo magnético se toma de la red, a la que debe estar conectado. El empleo de este tipo de generador no precisa regulador de velocidad en la turbina.

Para arrancar el grupo se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad próxima a la de sincronismo y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático.

Dado que estos generadores, son simples motores de inducción y por tanto, de menor costo que los generadores síncronos, se han estudiado y diseñado varios dispositivos electrónicos para la excitación y el control de estos generadores en sistemas aislados². Sin embargo, estos dispositivos apenas empiezan a encontrar mercado; por lo que, actualmente en el medio, son generadores síncronos los utilizados en los sistemas aislados.

1.1.7 Equipo eléctrico general

En una central hidroeléctrica, es necesario un equipamiento eléctrico que tiene por objeto la transformación de tensión, la medición de los diferentes parámetros eléctricos en la central, la conexión a la línea de salida y la distribución de la energía. Un elemento fundamental lo constituye el transformador de tensión. Dependiendo de la tensión de trabajo del generador, la transformación puede ser de baja/media o media/alta tensión.

Entre los equipos eléctricos necesarios se encuentran:

1. Los disyuntores y seccionadores, utilizados para la conexión y desconexión a la red.
2. Transformadores de medida, tanto de tensión como de intensidad, que proporcionan los valores instantáneos de estas magnitudes en diversas partes de la instalación.

² Véase por ejemplo el texto de Elder, Boys, and Woodward, "Self-excited induction machines a small low-cost generator", IEEE Proceedings, Vol. 131, pp. 33-41, 1984.

3. Transformadores de equipos auxiliares, que suministran la tensión adecuada para el buen funcionamiento de estos equipos.
4. Pararrayos, que actúan como descargadores a tierra de las sobreintensidades producidas.

En general, estos equipos se colocan en cuadros eléctricos situados en el interior del edificio de la central. Otro punto que se debe tener en cuenta es la línea eléctrica necesaria para transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución. El coste de la línea puede influir en la viabilidad económica del proyecto, dependiendo de su longitud.

Las características de la red que es necesario conocer son: la frecuencia y la tensión. La primera es un dato de partida conocido y la segunda puede oscilar desde 3 a 66 kilovoltios. La tensión nominal de la red existente tiene gran importancia ya que implica una transformación al mismo nivel, lo que puede suponer un elevado coste si se estuviera condicionado a conectar a una línea de alta tensión.

1.1.8 Elementos de regulación, control y protección

En todo aprovechamiento hidroeléctrico, es necesaria la instalación de diversos mecanismos que regulen y controlen el buen funcionamiento de la central, así como de dispositivos de protección, tanto de la central como de la línea, ante los posibles fallos que puedan producirse.

Los principales bucles de control y sistemas de supervisión y mando en una central hidroeléctrica de pequeña potencia son:

1. Regulador de velocidad, para centrales con grupos síncronos
2. Reguladores de nivel para centrales con grupos asíncronos conectados a la red
3. Regulador de potencia generada, para centrales en red aislada
4. Regulador de caudal turbinado

Para control del generador:

1. Regulador de tensión para grupos síncronos
2. Equipo de sincronización, para grupos síncronos funcionando conectados a la red
3. Batería de condensadores y un relevador taquimétrico, en caso de grupos asíncronos funcionando conectados a la red

Las protecciones para los diferentes sistemas actúan cuando se produce un hecho anormal en el funcionamiento y pueden producir el funcionamiento de una alarma, la parada del algún grupo o la parada total de la central, dependiendo de cual sea el hecho acaecido. Los principales hechos que pueden hacer actuar las protecciones, son los siguientes:

1. Protecciones mecánicas:

- Emblamamiento de turbina y generador
- Temperatura de eje y cojinetes
- Nivel y circulación del fluido de refrigeración
- Nivel mínimo hidráulico
- Temperatura de aceite del multiplicador de velocidad
- Desconexión de la bomba del aceite de regulación

2. Protecciones eléctricas del generador y transformador:

- Intensidad máxima

Retorno de potencia
Calentamiento del generador y/o el transformador
Derivación en el estator
Producción de gases en el transformador
Nivel de tensión
Nivel de frecuencia

3. Protecciones de la línea de media tensión:

Derivación de una fase a tierra
Cortocircuito o inversión de fases
Sobreintensidad

1.2 Sistemas eólicos

El viento tiene una procedencia directa de la energía solar. El movimiento del aire es el resultado de los diferentes niveles de absorción de la energía del sol, lo que provoca diferentes niveles de calentamiento y presión en la atmósfera. El desplazamiento del aire tiende a eliminar estos desequilibrios de presión, produciendo así el viento que conocemos.

1.2.1 Cuantificación de la energía existente en el viento

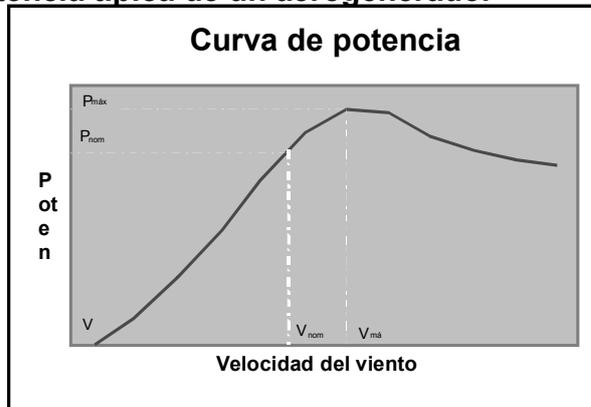
Teóricamente, el flujo de potencia que existe en una corriente de viento en su paso a través de una superficie A viene dado por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Ecuación 1.9})$$

donde P es la potencia en vatios (W), ρ es la densidad del aire en Kg/m^3 , A es el área en metros cuadrados de la superficie bajo medición y v es la velocidad del viento en m/s.

La potencia de un sistema de captación es dependiente de la construcción del rotor y de la velocidad del viento. El comportamiento de la potencia de un aerogenerador, de una forma típica, se muestra en la figura 7.

Figura 7. Curva de potencia típica de un aerogenerador



Fuente: IDAE, **Energía eólica**, Pág. 35

Desde 0 hasta V , la velocidad del viento es menor a la de arranque de la máquina; no produciéndose energía. Desde V hasta $V_{Pmáx}$, la aeroturbina está generando energía en forma creciente, hasta la posición en la cual la máquina genera su potencia máxima. Dentro del rango de operación de la máquina, se encuentra su punto de potencia nominal que se corresponde con la velocidad del viento considerada nominal (V_n). A partir de $V_{Pmáx}$, la turbina se frena automáticamente por razones de seguridad. Desde la posición de potencia máxima, hasta la de freno (V_p) la turbina intenta mantenerse a la potencia nominal, sirviéndose de los mecanismos de control.

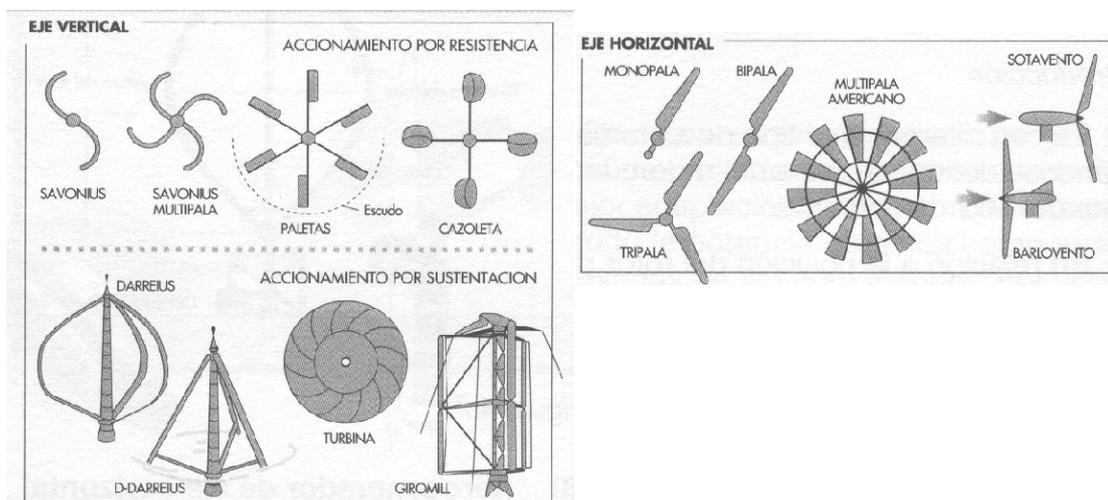
1.2.2 Descripción de los sistemas técnicos empleados

1.2.2.1 Aerogeneradores y aeroturbinas

A lo largo del tiempo han aparecido diferentes sistemas para el aprovechamiento de la energía contenida en el viento. En general han sido máquinas rotativas de muy diverso tamaño en las que el elemento de captación, el rotor, está unido a un eje.

La clasificación básica de estas máquinas ha sido por la posición de su eje: horizontal y vertical. En la figura 8 se observan los diferentes tipos de máquinas eólicas más comunes.

Figura 8. Sistemas de captación eólica

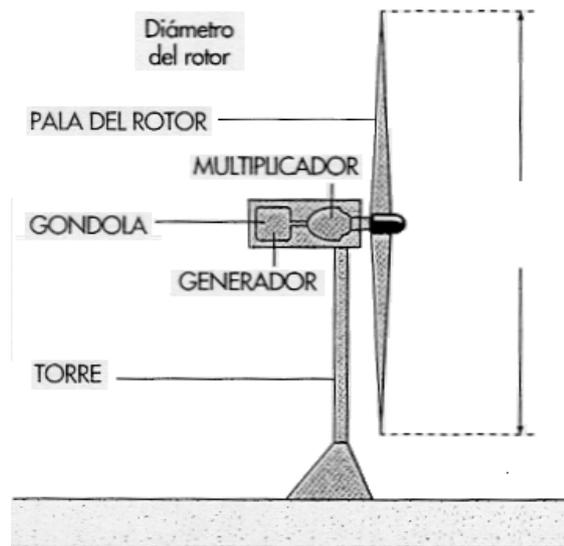


Fuente: IDAE, **Energía eólica**, Pág. 37

De los diferentes sistemas existentes y por ser los más utilizados en la producción energética, se comentarán en este trabajo los sistemas de eje horizontal más convencionales.

Los aerogeneradores más utilizados son los de eje horizontal³. En la figura 9 se muestra un esquema de un generador de este tipo.

Figura 9. Dibujo esquemático de un aerogenerador de eje horizontal



Fuente: IDAE, **Energía eólica**, Pág. 38

En general estas turbinas constan de un rotor que capta la energía del viento y un sistema de conversión de energía, que mediante un multiplicador y un generador transforman la energía mecánica en eléctrica. El conjunto se completa con un bastidor y una carcasa, que albergan los mecanismos, así como una torre sobre la que va montado todo el sistema y los subsistemas hidráulicos, electrónicos de control e infraestructura eléctrica.

A continuación se describen brevemente los elementos mencionados.

³ El Manual de Energía Renovable (ver bibliografía) presenta el inventario de campos eólicos en Europa, en especial España; para 1995 prácticamente toda la potencia instalada era con este tipo de aerogeneradores.

1.2.2.2 El rotor

Es la parte de la máquina eólica que transforma la energía del viento en energía mecánica. La superficie barrida por el rotor es el área de captación del sistema. El crecimiento del tamaño del rotor para un mismo aerogenerador puede suponer el uso del mismo en emplazamientos con menores velocidades de viento, compensando así, con una mayor área de captación, el déficit de viento. El rotor está compuesto por el eje de giro, las palas y el buje, que es el sistema de amarre de las palas al eje de giro. El rotor junto al multiplicador configuran el llamado tren de potencia.

Las palas habitualmente están fabricadas en resina de poliéster reforzadas con fibra de vidrio, disponiendo internamente de un larguero resistente sobre el que incorporan los perfiles aerodinámicos en forma, tamaño y orientación a lo largo de la pala.

El buje, fabricado usualmente en fundición, alberga en su interior el sistema de actuación de la pala y los conectores hidráulicos del sistema de freno aerodinámico.

Los rotores se clasifican básicamente por ser de paso fijo o variable, según el tipo de amarre de la pala al buje, si es fijo o si permite un movimiento de giro sobre su propio eje. La posibilidad del cambio de paso de pala respecto al viento incidente, permite una mayor producción energética causada por una mayor adaptación aerodinámica de la pala al viento incidente; aunque lógicamente, la adición de esta habilidad al rotor supone mayores costos de inversión y mantenimiento o una menor robustez constructiva.

El eje sobre el que se amarra el buje, denominado eje de baja, normalmente es hueco para permitir en su interior las conducciones hidráulicas para el control de potencia, actuando de esta forma el paso de palas en los rotores de paso variable o la actuación de los frenos aerodinámicos en los de paso fijo.

1.2.2.3 El multiplicador

Tiene como función la adaptación de la baja velocidad de rotación del eje del rotor a la, necesariamente más alta, velocidad del generador eléctrico.

Los multiplicadores pueden ser de ejes paralelos o sistema planetario. En general, son un conjunto de engranajes que conectan el eje de baja con el de alta, al que está unido el generador, mediante un acoplamiento generalmente elástico. En algunos diseños, no se considera el uso del multiplicador, sustituyendo su función con elementos de carácter eléctrico o electrónico, a través de un multiplicador de frecuencias.

1.2.2.4 El generador

El objetivo del generador es transformar la energía mecánica proveniente del rotor del aerogenerador en energía eléctrica que será volcada a algún centro de consumo. En los generadores de cierto tamaño, la opción más común es la generación a velocidad de giro constante y con alternador asíncrono (o de inducción), aunque en algunos modelos se usan generadores síncronos.

Un generador asíncrono produce energía eléctrica, en el estator, cuando la velocidad de giro de su rotor, impulsado por el eje de alta del generador, es superior a la velocidad de giro del campo magnético de excitación creado por el estator.

El generador asíncrono necesita energía eléctrica de la red para crear el campo de excitación del estator. Esta energía, alimenta una bobina que consumirá corriente desfasada de la tensión, consumiendo energía reactiva, resultando que la línea eléctrica a la que se encuentra conectada la instalación eólica, desestabiliza su factor de potencia, hecho que debe compensarse con un grupo de condensadores.

Las ventajas del generador asíncrono frente al síncrono son bajo costo, robustez, sencillez o más fácil enganche a la red; presentando como desventaja la necesidad de compensación de potencia reactiva externa y un rendimiento menor.

El uso de estos generadores en máquinas que montan rotores con velocidad variable, supone en la mayoría de los casos, la incorporación de sistemas de electrónica de potencia y control para la obtención de una frecuencia eléctrica constante.

1.2.2.5 El bastidor y la carcasa

Los elementos anteriormente descritos van montados sobre una estructura portante que constituye el bastidor. Este descansa sobre un rodamiento de grandes dimensiones a través del cual está acoplado a la torre, estando todo ello resguardado de la inclemencias mediante una estructura de cierre y

protección. El bastidor va protegido por una carcasa, generalmente de fibra de vidrio y poliéster, reforzado con perfiles de acero inoxidable. Su diseño debe permitir la operación y los trabajos de mantenimiento de los diferentes equipos. Normalmente al conjunto de bastidor y carcasa se le denomina góndola.

1.2.2.6 Sistemas hidráulicos

Son elementos auxiliares que permiten la operación del sistema de frenado del rotor y del bastidor, así como de los aerofrenos (paso fijo) o en su caso del cilindro hidráulico del sistema de paso de pala (paso variable). En general, este sistema cuenta con un grupo motobomba que alimenta diversos actuadores hidráulicos, contando con otros elementos secundarios como acumuladores, válvulas, manómetros, filtros, etc.

1.2.2.7 Sistemas eléctricos

El aerogenerador incorpora un sistema eléctrico con dos funciones diferenciadas. La primera función de generación eléctrica propiamente dicha, se lleva a cabo mediante el generador, los contactores e interruptores, contando a veces con la posible inclusión de una batería de condensadores para la compensación de potencia reactiva. La segunda función tiene como objeto el funcionamiento de los equipos auxiliares, como los motores de orientación del grupo hidráulico, tomas de corriente, resistencias calefactoras, iluminación general y alimentación del sistema electrónico de control y comunicaciones.

Los diferentes equipos mencionados se encuentran en la góndola, sujetos al bastidor y protegidos por la carcasa, pudiendo actuar a través de los armarios eléctricos, normalmente situados en la base de la torre. Algunos actuadores son redundantes, disponiéndose en la propia góndola de la posibilidad de manejar algunos sistemas para mejorar la operación, el mantenimiento y la inspección. En este armario se suelen situar los siguiente componentes:

1. Elementos de compensación de energía reactiva: condensadores y sus elementos de descarga y protección.
2. Elementos de potencia: contactores, instrumentos de medida, disyuntor general, circuitos de tiristores, contactores de *bypass*, etc.
3. Elementos de control: control por microprocesador, fuente de alimentación, resistencia de calentamiento, bobina de actuación, etc.
4. Elementos de protección: relés y contactores de los elementos auxiliares o elementos de protección de los equipos.

Como parte del equipo eléctrico se considera todo el cableado, propio de la máquina, tanto de los elementos de generación como auxiliares, incluida la red de tierras, tanto para la protección general como para protección ante descargas atmosféricas.

Normalmente, la tensión de generación de cada aerogenerador se eleva a media tensión agrupando paquetes pequeños de aerogeneradores para cada unidad de transformación eléctrica de baja a media tensión, a nivel individual en cada aerogenerador, con lo cual se evitan grandes trazados internos de la red de media tensión.

1.2.2.8 Sistemas de control

Un aerogenerador necesita de un sistema de control que logre que la máquina funcione de la manera más cercana posible a un comportamiento prefijado.

La determinación del comportamiento óptimo vendrá condicionada por factores como la protección y seguridad del sistema, la optimización de la energía generada o el aumento de la vida útil de la maquinaria. Por otra parte, al sistema de control normalmente se le incorporan dispositivos de comunicaciones, con los cuales se reciba y envíe información al operador del conjunto de la instalación.

Todos los sistemas de control constan de sensores que informan sobre el estado de la máquina y del viento incidente (velocidad, dirección, presión, temperaturas...), un sistema central generalmente electrónico que compara esa información con la almacenada, considerada como óptima, y unos actuadores que, controlados por el sistema central, modifican el comportamiento de la máquina, acercándolo al comportamiento óptimo.

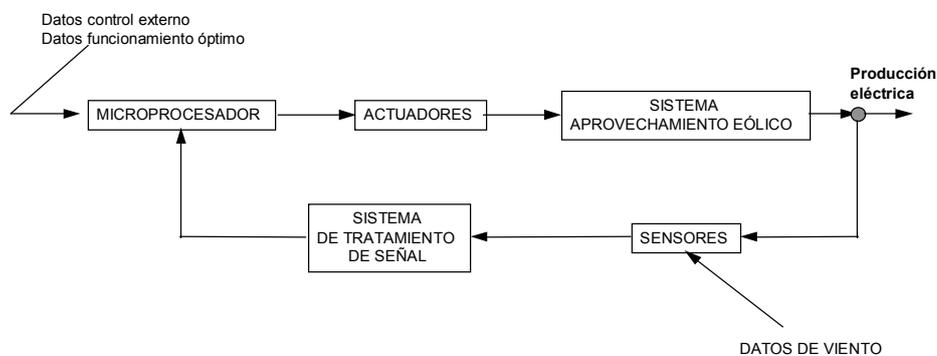
Los elementos más importantes de control hacen referencia al control de potencia del aerogenerador y al de orientación. El sistema de control realiza otras labores como el autochequeo o la comunicación de mal funcionamiento.

1.2.2.9 Control de potencia y régimen de giro

Se hace necesario controlar el funcionamiento de la máquina ante el hecho de que debe operar en un rango muy amplio de condiciones de viento.

El aerogenerador posee dos límites de funcionamiento dados por sus velocidades de conexión y desconexión. Por otra parte, a partir del punto de potencia máxima, la potencia será controlada de manera diferente según sea el sistema de captación: paso fijo, paso variable o rotor basculante. En la figura 10 se muestra el esquema básico de un sistema de control de un aerogenerador.

Figura 10. Esquema de sistema de control de potencia de aerogenerador



Fuente: IDAE, **Energía eólica**, Pág. 45

En el caso de turbinas con paso variable, es utilizado el paso variable para mantener la potencia constante desde su punto máximo hasta la velocidad de desconexión, mediante el cambio de paso de la pala, se ilustra como una línea paralela al eje “Velocidad del viento” a partir de la $P_{m\acute{a}x}$ en la figura 7 y precisamente con ese valor de $P_{m\acute{a}x}$. Cuando se utilizan turbinas de paso fijo, este control se consigue mediante la caída de potencia debida a la entrada en pérdida aerodinámica de la pala, a partir de una velocidad de viento determinada en la que se consigue la potencia máxima. La decalación del ángulo fijo de la pala y las características propias de la misma, varían el punto de potencia máxima. En turbinas basculantes, el control de la potencia se realiza por disminución de la superficie de captación.

Un estado de operación que debe evitarse es el sobreembalamiento del aerogenerador, bien por aumento de velocidad de viento o por disminución del par resistente en el generador. Para evitar esta situación, se instalan frenos de accionamiento hidráulico que actúan generalmente sobre el eje de salida del multiplicador.

Tanto las turbinas de paso fijo como las de paso variable disponen de un sistema de seguridad intrínseca que actuaría ante el fallo del resto de los sistemas. En las de paso fijo, la desaceleración del rotor se consigue mediante la apertura, controlada o automática, de los frenos aerodinámicos situados en cada una de las palas. Al actuar, crean una pérdida aerodinámica y una disminución de las revoluciones, lo que permite la eliminación de riesgos. Ocasionalmente, el rotor podría colocarse paralelo a la dirección del viento. En las turbinas de paso variable, la desaceleración del rotor se produce al llevar las palas a situación de “bandera”, esto es oponiendo mínimo perfil a la dirección del viento. En tal caso, el rotor sigue girando, pero sin riesgos. Una situación distinta se plantea con las turbinas de rotor basculante. En éstas, las palas pueden resistir mayores velocidades, al no precisar de puntos de giro en el extremo, ni en la raíz de la pala. Al situarse el rotor paralelo a la dirección del viento, oponiendo mínimo perfil, no dejaría de funcionar y mantendría un mínimo riesgo hasta que fuese desorientada.

1.2.2.10 Control de orientación

El cambio de dirección del viento incidente, hace necesaria la orientación del rotor, situándole perpendicularmente a dicha dirección, para obtener la máxima captación de energía. Para orientar las máquinas se emplean dos tipos de orientación; activa y pasiva.

La orientación en los sistemas llamados activos, se realiza a partir de los datos de dirección de viento y posición de la máquina, generándose una orden de mando a través de un microprocesador a un motoreductor que, unido al bastidor, actúa sobre una corona dentada solidaria con la torre, produciendo el giro del bastidor respecto a la misma. Para inmovilizar el bastidor existe un sistema de freno hidráulico. Los sistemas de orientación denominados pasivos, cuentan con elementos mecánicos (molinetes laterales) o superficies aerodinámicas que actúan como veletas. Los rotores a sotavento por la propia posición del rotor respecto a al eje de giro de la góndola, no necesitan mecanismos de orientación ya que el rotor actúa de veleta y les permite auto-orientarse.

1.2.2.11 Torres y cimentaciones

La torre es metálica, regularmente tubular, o de celosía. Normalmente van protegidas contra corrosión mediante galvanizado y pinturas epóxicas, contando frecuentemente con varios tramos atornillados entre sí. El acceso a la góndola se realiza por la propia torre a través de escalas, contando con varias plataformas intermedias y sistemas de seguridad.

Las torres van cimentadas al terreno mediante pilotes o zapatas de hormigón armado, cuyo tamaño y forma dependerán de las características del terreno y las necesidades mecánicas que deban soportar. Llevan bridas de anclaje en la base superior, incorporándose los tubos para el paso de cables. Las torres se fijan a las cimentaciones mediante pernos de alta resistencia. En topografías complejas, las cimentaciones serán tales que, sin pérdida energética, permitan el funcionamiento de grúas para la instalación del aerogenerador y faciliten las operaciones y acondicionamientos posteriores.

1.3 Sistemas fotovoltaicos

La energía solar fotovoltaica es un tipo de aprovechamiento de la energía solar, basada en la aplicación del denominado efecto fotovoltaico, que se produce al incidir la radiación solar sobre unos materiales denominados semiconductores, de tal modo que se genera un flujo de electrones en el interior del material y, en condiciones adecuadas, una diferencia de potencial que puede ser aprovechada.

1.3.1 Principios de funcionamiento y forma constructiva

Cuando los materiales semiconductores reciben energía solar, se provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material. Si se unen dos regiones de un semiconductor a las que artificialmente se ha dotado de concentraciones diferentes de electrones mediante la adición de unas sustancias denominadas dopantes, como pueden ser el fósforo y el boro, se provoca un campo electrostático constante que reconducirá el movimiento de electrones en la dirección y sentido que se desee. Al material formado por la unión de dos zonas con concentraciones diferentes de electrones se le denomina unión PN y para este estudio, célula solar fotovoltaica. Cuando sobre la célula solar fotovoltaica incide la radiación solar, aparece en ella una tensión análoga a la que aparece en las bornes de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede “extraerse” esta energía eléctrica, que es utilizable en distintas aplicaciones.

El contacto metálico de la cara sobre la cual incide la radiación solar tiene forma de rejilla, de modo que permita el paso de la luz y la extracción de corriente simultáneamente. La otra cara está totalmente recubierta de metal.

Una célula individual normal, con un área de unos 75 cm^2 y suficientemente iluminada es capaz de producir una diferencia de potencial de 0.4 voltios y una potencia de 1 vatio.

La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de silicio monocristalino, de un solo frente de cristalización, o policristalino, de varios frentes de cristalización aunque con unas direcciones predominantes. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia. La diferencia principal en la obtención de estructuras monocristalinas frente a las policristalinas, radica en el grado de pureza del silicio durante el crecimiento, o sea la etapa en la que se obtiene lingotes de silicio puro a partir de su extracción de la naturaleza, en general del cuarzo. En cuanto a la eficiencia de las diferentes tecnologías fotovoltaicas, se pueden indicar ciertos valores aproximados. Para el caso del silicio monocristalino ésta se sitúa entre un 16 y un 25% aproximadamente; mientras que el policristalino actualmente es del 12-13%.

A partir de los lingotes de silicio se obtienen obleas a través de un delicado proceso de corte, el espesor de las obleas puede ser de dos a cuatro milímetros.

Una vez obtenida la oblea, se procede a la formación de la unión PN mediante la depositación de distintos materiales, compuestos de fósforo para las partes N y compuestos de boro para las partes P, integrándolos en la estructura del silicio cristalino.

El siguiente paso es la formación de los contactos metálicos de la célula, en forma de rejilla en la cara iluminada por el sol, y continuo en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante técnicas serigráficas, empleándose más recientemente la tecnología del láser para obtener contactos de mejor calidad y rendimiento.

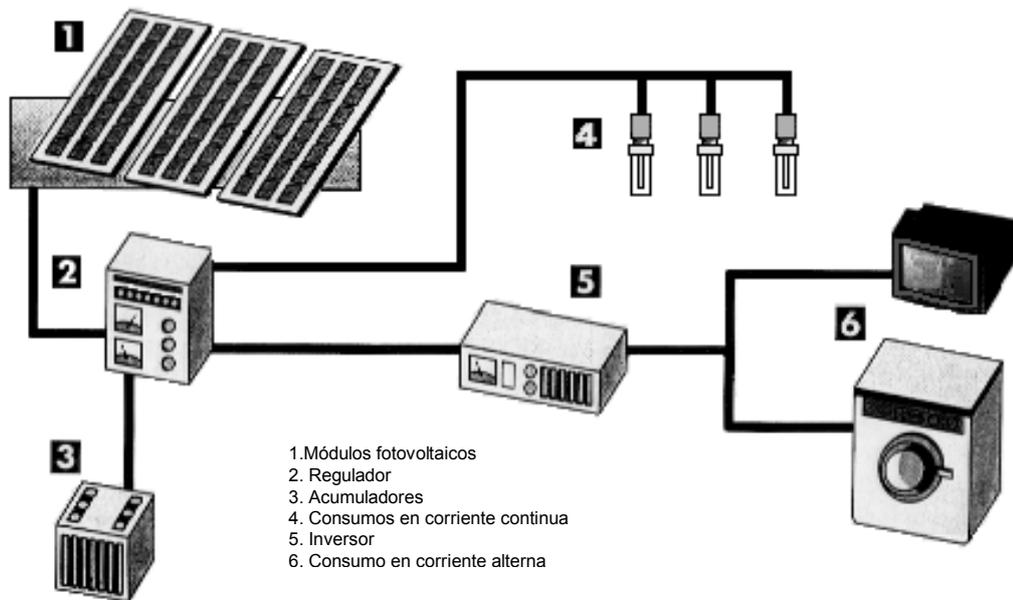
Finalmente, se añade una capa antirreflexiva sobre la célula, a fin de mejorar las posibilidades de absorción de la radiación solar. Una vez concluidos los procesos sobre la célula, se procede a su comprobación, previamente a su encapsulado, interconexión y montaje en los módulos.

A partir de los módulos fotovoltaicos, ya constituidos por un conjunto de células, se dispone de la fuente de energía que hace funcionar todo el sistema voltaico. El sistema fotovoltaico es el conjunto de elementos que son capaces de realizar el suministro de electricidad para cubrir las necesidades planteadas a partir de la energía procedente del sol.

1.3.2 Elementos de una instalación fotovoltaica

En la figura 11 se muestra un esquema general de una instalación fotovoltaica.

Figura 11. Esquema general de instalación fotovoltaica



Fuente: IDAE, **Energía solar fotovoltaica**, Pág. 29

Los elementos de una instalación fotovoltaica se describen a continuación.

1.3.2.1 Subsistema de captación energética

Constituido por los paneles. Un panel solar está constituido por varias células iguales, conectadas entre sí en serie y paralelo, de forma que la tensión y la corriente suministrada por el panel se incrementen hasta ajustarse al valor deseado. El panel contiene otros elementos para una adecuada protección del conjunto frente a los agentes exteriores, para asegurar una rigidez que posibilite la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitir la conexión eléctrica. Estos elementos son:

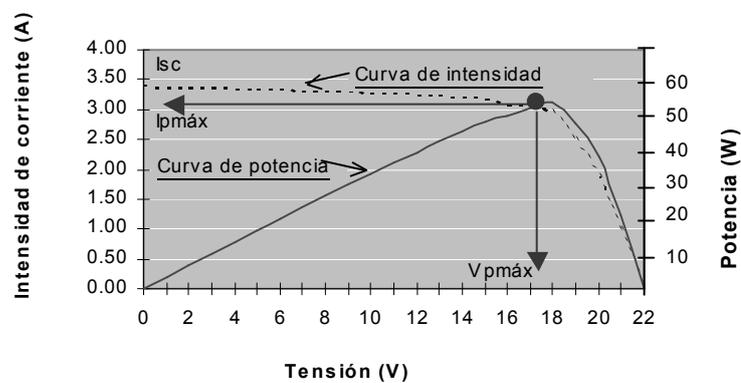
1. *Cubierta exterior* de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracterizan por su resistencia, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
2. *Encapsulante*, de silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
3. *Protección posterior* que debe prestar una gran protección frente al medio ambiente.
4. *Marco metálico* de aluminio o acero inoxidable, asegurando rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el módulo se realiza mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
5. *Cableado y bornes de conexión* habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie mediante cajas estancas.
6. *Diodos de protección* contra sobrecargas y otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento del panel.

Normalmente los paneles utilizados, están diseñados para trabajar en combinación con baterías de tensiones múltiplos de 12 voltios y tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más común es que cuenten con 36. La superficie del módulo puede variar entre 0.1 y 0.5 m² y presenta dos bornes de salida, positiva y negativa y, a veces, alguna intermedia para colocar diodos de protección.

El comportamiento y características eléctricas del módulo fotovoltaico son determinados por la curva tensión-intensidad (V-I) del panel. Además de la potencia pico del módulo es necesario especificar ciertos parámetros de dicha curva característica, con el fin de evaluar el tipo de módulo mejor adaptado a la

aplicación que se trate. Las características del panel, están definidas para unas condiciones estándar de medida, que son el nivel de irradiación (1 kW / m^2), la temperatura ($25 \text{ }^\circ\text{C}$) y la distribución espectral de la radiación incidente (A.M. 1,5). En la figura 12 se muestra la curva de características eléctricas de un panel fotovoltaico.

Figura 12. Características eléctricas de panel fotovoltaico



Fuente: IDAE, **Energía solar fotovoltaica**, Pág. 31

Debe resaltarse el valor de intensidad de corriente máxima (ISC) correspondiente a la corriente que circulará desde el panel al poner en cortocircuito los terminales de voltaje del panel, además se establece el valor de tensión de circuito abierto (VOC) que será la tensión máxima que se presenta en los terminales del panel al encontrarse en circuito abierto.

1.3.2.2 Subsistema de acumulación

En las instalaciones fotovoltaicas es habitual utilizar un conjunto de baterías que almacenen la energía eléctrica generada durante las horas de radiación, para su utilización posterior en los momentos de baja o nula insolación. Se destaca que la fiabilidad de la instalación global de electrificación depende en gran medida del sistema de acumulación, por lo que es un elemento de gran importancia dentro de la instalación.

Las baterías de plomo ácido son las que mejor se adaptan a los sistemas de generación fotovoltaica, siempre que cuenten con un mantenimiento adecuado. Dentro de las baterías de plomo ácido se encuentran las de plomo-calcio (Pb-Ca) y las de plomo-antimonio (Pb-Sb).

Por su implantación a nivel comercial tienen cierta importancia los acumuladores de níquel-cadmio, que entre otras ventajas frente a las de plomo ácido, presentan la posibilidad de ser empleadas sin elemento regulador y un mantenimiento mucho más espaciado en el tiempo; pero su coste cuadruplica el de las de plomo ácido.

Todas estas baterías pueden presentarse en forma estanca, conocidas como libre de mantenimiento, lo que es beneficioso para algunas aplicaciones. No obstante, presentan una duración muy limitada frente a los acumuladores abiertos, no existen en el mercado acumuladores estancos de alta capacidad y son más caros que los abiertos.

1.3.2.3 Subsistema de regulación

El regulador tiene como misión fundamental impedir que la batería reciba energía del colector solar, una vez que ha alcanzado su carga máxima. Si se continuara enviando energía a la batería una vez alcanzada la carga máxima, se inician procesos de gasificación (hidrólisis del agua en hidrógeno y oxígeno) o de calentamiento, que son peligrosos y acortan la vida útil de la misma.

Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga, con la finalidad de evitar que se agote en exceso la carga de la batería, puesto que este fenómeno provoca sensible disminución de capacidad de carga de la batería en ciclos sucesivos. Algunos reguladores incorporan alarma sonora o luminosa previo a desconectar, para que el usuario tome las medidas adecuadas, como reducir su consumo u otras.

1.3.2.4 Subsistema de adaptación de corriente

Se hace referencia aquí a los convertidores e inversores, elementos cuya finalidad es adaptar las características de la corriente generada a la demandada, total o parcialmente, por las aplicaciones.

En algunas aplicaciones de corriente continua, no coinciden la tensión del acumulador con la solicitada por los elementos de consumo. En estos casos, la solución es un convertidor de tensión continua-continua. En otras aplicaciones, se tienen elementos que trabajan con corriente alterna. Puesto que los paneles y las baterías trabajan en corriente continua, es necesaria la presencia de un inversor que transforme la corriente continua en alterna. Se recomienda acudir a inversores diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas.

1.3.2.5 Otros subsistemas eléctricos

El cableado, deberá minimizarse en lo posible en longitud, las distancias entre paneles, regulador, baterías y el inversor deben ser lo más corto posibles. Deben dimensionarse los conductores para tener como máximo las siguientes caídas de tensión: generador 1%, iluminación 1.5% y otras aplicaciones 5%.

Además del regulador, existen otra serie de elementos de protección o de operación eléctrica generales cuya incorporación en muchos casos es muy necesaria, incluso imprescindible. Algunos de ellos son: interruptores de diversos tipos, protecciones fusibles y térmicas, indicadores de nivel de carga de baterías y de corriente en el circuito y puestas a tierra.

2. FORMAS DE AHORRO EN PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Desde el punto de vista social, dos aspectos deben considerarse para la realización de un proyecto de electrificación rural:

1. Bajo costo: en el análisis económico de los capítulos posteriores de este trabajo, se resaltarán la necesidad de que el costo de todo proyecto de electrificación rural sea lo más bajo posible, en consonancia con la realidad económica nacional y sobre todo rural.

2. Toda comunidad no electrificada, aspira a conseguir los múltiples beneficios que la electricidad brinda, y decididamente se involucrará en la consecución del servicio eléctrico, sobre todo si le es evidente que este servicio, razonablemente lo puede alcanzar a través de su esfuerzo y trabajo.

De los aspectos mencionados, se concluye que deben tomarse todas las medidas para reducir los costes de instalación; de forma que, técnicamente no hagan peligrar la seguridad humana y el funcionamiento del proyecto. Debe tenerse en cuenta que, para lograr lo anterior, es imprescindible el decidido involucramiento de la población en la realización del mismo. Como fruto de este involucramiento, se tendrá una reducción de los costes de obra.

2.1 Formas de ahorro

A continuación se enumeran las formas que se tienen para reducir los costes del proyecto de generación, según el tipo de generadores a instalar.

2.1.1 En proyectos hidráulicos

En este tipo de proyectos se tiene oportunidad de ahorro utilizando mano de obra y materiales locales, así como a través de diseños adecuados, tanto de la red de distribución como de la pequeña hidroeléctrica. A continuación se enumeran aspectos específicos para obtener estos ahorros, así como la cuantificación de los mismos.

2.1.1.1 Utilización de materiales locales

Esto puede aplicarse en los postes. La comunidad puede cortar y preparar sus propios postes de madera para la construcción de las líneas, puesto que por lo general, en el área rural se tiene acceso a arbolado para elaborarlos, además es abundante la mano de obra capacitada en este tipo de trabajo, en comunidades donde la leña ha sido su principal energético. El gasto en que se incurrirá será la compra del tratamiento para los postes, calculado en Q 240.00⁴. El costo por poste en la ciudad capital de Guatemala es de Q 650.00³ aproximadamente, dependiendo de la medida; al precio mencionado debe agregarse el transporte hasta el punto en que se instalará, que resulta aproximadamente a Q 1.00 por kilómetro recorrido⁵.

⁴ Cotizado en Lignum, S.A. Boulevard Los Próceres 15-51 zona 10, Guatemala

⁵ Precio por camión en un viaje de 125 kilómetros es de Q 1 000.00, con capacidad para ocho postes.

El ahorro por construir y colocar cada poste, en el caso de Chuisibel – proyecto presentado en el capítulo tres de este trabajo, representaría aproximadamente Q 550.00 (US \$ 70.33) por poste, tomando en cuenta que se evita también el traslado de los postes por 140 kilómetros de la capital hasta la comunidad.

En cuanto a materiales de construcción, en general, se tiene acceso a estos localmente, esto referido a arena, piedrín, madera, etc.

El ahorro que se logre en este aspecto puede ser significativo, dependiendo de las dimensiones del dique o presa y del canal hacia el depósito de sedimentación. Cada metro cúbico de concreto comprende aproximadamente 11 bolsas de cemento, 0.86 metros cúbicos de arena y 0.46 metros cúbicos de piedrín.

Los precios de estos materiales para la capital son Q 34.00 por bolsa de cemento, Q 60.00 por metro cúbico de arena y Q 130.00 por metro cúbico de piedrín⁶. Si la comunidad brinda la arena y el piedrín, como materiales locales, se ahorrarían aproximadamente Q 190.00 (US\$ 24.30) por metro cúbico de concreto.

En el caso de Chuisibel, se construyeron 9.6 metros cúbicos de concreto, conformados de la siguiente forma: azud o dique = 4.725 metros cúbicos, canal = 2.29 metros cúbicos, depósito de sedimentación = 2.29 metros cúbicos, cámara de presión = 0.295 metros cúbicos. El ahorro total en este aspecto se valúa en Q 1,824.00 (US\$ 233.25).

⁶ Precios cotizados en Distribuidora El Esfuerzo, Calzada San Juan 21-13 zona 7, Guatemala

2.1.1.2 En la utilización de la mano de obra local

La mano de obra local, sin coste al proyecto, puede utilizarse en todo el proceso de construcción de la obra civil y de las líneas, especialmente las secundarias. Referido a las líneas de distribución, los vecinos de la localidad pueden trasladar los postes, sembrar los mismos y, bajo una buena asesoría, pueden realizar el tendido de las líneas, sobre todo la parte secundaria de la instalación, los servicios y la instalación interior.

En el caso Chuisibel, el Comité Promejoramiento involucró a los vecinos asignándoles los días de trabajo a cada persona que luego sería usuario del sistema. Precisamente, el requisito impuesto para acceder posteriormente a la utilización del servicio fue el involucramiento activo durante todo el proceso de construcción, tanto de la presa y casa de máquinas, como de las líneas de distribución.

En concepto de mano de obra se puede ahorrar aproximadamente un 12% del total de las líneas de distribución. En cuanto a la hidroeléctrica, una cuadrilla de trabajadores costará aproximadamente Q 1,500.00 semanales (US\$ 191.82), se puede tener construido el canal y las demás obras de concreto en tres semanas; asumiendo que no se evitó el coste en la totalidad, sino únicamente en un 60% -ya que usualmente se paga el salario de algunos vecinos, principalmente trabajadores de la construcción, que participan del proyecto a costa de abandonar su trabajo cotidiano-, se tuvieron ahorros cercanos a los Q 2,700.00 (US\$ 345.27).

El traslado de los materiales es otro aspecto importante de utilización de la mano de obra local. Los pobladores de Chuisibel realizaron el difícil trabajo de trasladar la pequeña hidroeléctrica de 1,700 libras de peso, desde el punto donde acaba la carretera hasta el punto de instalación de la casa de máquinas, 200 metros debajo del nivel de la aldea; asimismo hicieron con los postes, que fueron vendidos por la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos, y la tubería PVC. Otro aspecto por remarcar, es la donación del transporte de materiales para este tipo de proyectos, por parte de entidades gubernamentales como la Dirección General de Caminos y últimamente Fonapaz. Utilizar esta donación representa un ahorro de aproximadamente \$ 0.50 por kilómetro de transporte, según el cálculo presentado en la nota anterior.

2.1.1.3 En la utilización de donaciones

Es evidente que todo material donado, es un ahorro directo al proyecto. Muchas organizaciones no gubernamentales, como las descritas en el apéndice uno de este trabajo, frecuentemente cuentan con material eléctrico usado, pero de buena condición, que están dispuestos a proporcionar como donación en proyectos de electrificación rural. Adicional pueden obtenerse, en calidad de donación, los estudios de factibilidad de los proyectos, para esto se puede recurrir a las organizaciones no gubernamentales mencionadas o incluso en la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas, en el área de electrificación rural⁷.

2.1.1.4 En la red de baja tensión y la distribución interior

La red de baja tensión puede presentar algunas facilidades para ahorros, la más evidente es la no utilización de medidores, al menos en la etapa inicial del proyecto y mientras el sistema de electrificación sea comunal y por cuotas. De hecho, el funcionamiento del proyecto debe regirse por un reglamento que impida abusos de parte de los usuarios, en cuanto a carga conectada, y no incluir medidores individuales. El coste evitado por cada medidor es aproximadamente Q 275.00 (US\$ 35.15).

En el tendido secundario puede evitarse la utilización de algunos postes, llevando las líneas por las fachadas de las viviendas, mientras no represente el quebrantamiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas en la legislación nacional⁸, es un método aplicable de ahorro.

La instalación interior debe ser lo más estandarizada posible para los usuarios, se tiene definido el número de lámparas y tomas de corriente por vivienda. El equipo necesario será establecido previo a la instalación. De esta forma, cualquier usuario que quiera ampliarse y tenga los recursos para ello, lo realizará por su cuenta. La protección de la instalación debiera ser únicamente un medio de desconexión fusible por vivienda.

2.1.1.5 En la hidroeléctrica

En cuanto a la hidroeléctrica, las formas de ahorro pasan por utilizar la tecnología de menor costo sin sacrificio de condiciones de seguridad.

⁷ Información proporcionada verbalmente por personal de la Dirección de Energía.

⁸ Las Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Como ejemplo de lo anterior se puede mencionar la utilización de tubería PVC, contando siempre con adecuados límites de seguridad para soportar las sobrepresiones, sería lo adecuado; puesto que es de menor costo que otros tipos de tubería. Se recuerda que esta tubería debe ser enterrada para evitar problemas por degradación debido a los rayos solares; esta actividad puede ser casi sin costo, puesto que se utilizan materiales y mano de obra locales. Para grandes alturas de salto, puede pensarse en combinar los tipos de tuberías, una parte de PVC hasta donde la presión de la columna de agua lleve al límite de seguridad a la tubería; a partir de este punto se coloca tubería metálica de mayor soporte a la presión.

Al tomar en cuenta que el sistema funciona aislado, el sistema de control es objeto de tecnología barata, si se utiliza un sistema de control de potencia constante o regulador electrónico de carga, que permita generar la totalidad del caudal presente en el río y que sostenga la frecuencia eléctrica del sistema a través de la variación de la carga, con un juego de resistencias variables. El sistema no es eficiente, puesto que se desperdicia energía en calor –aunque se puede utilizar esta alta temperatura-, pero es un sistema que no genera altas inversiones como lo haría un sistema con servomotor que actuara sobre compuertas para variar el caudal del río, además debe recordarse que la mayoría de pequeñas hidroeléctricas son de caudal fluyente. La diferencia de costos entre estos tipos de controles es proporción 1:10 respectivamente; un regulador de servomotor para actuar sobre el caudal turbinado tiene un precio aproximado de US\$ 10,000⁹.

La mayoría de las anteriores formas de ahorro se producen siempre y cuando la construcción de las obras civiles no necesiten un trabajo

⁹ Entrevista al Gerente General de "Arietes y Turbinas", según se describe en párrafos posteriores.

especializado, como sería un túnel de aducción, o cuando, debido a la potencia por generar se necesite una tubería mayor de 0.1016 metros de diámetro (diámetro = 4 pulgadas), debido a que esta tubería se vuelve inmanejable de manera manual y debe utilizarse maquinaria especializada para la instalación de la misma. La máxima presión que puede soportar un tubo de acero del diámetro indicado, tipo cédula 40 (ver anexo 1) es de 85 Kg/cm³. Dicha presión la obtenemos, para los 180 metros de altura de la pequeña hidroeléctrica de Chuisibel (utilizando las ecuaciones 1.6, 1.4 y 1.7) con un caudal de 9.8 metros cúbicos por segundo, consiguiendo una potencia de 14,709 vatios.

Otra forma de ahorro es utilizar tecnología local para la elaboración de la turbina, el autor del presente trabajo, visitó dos centros de fabricación de turbinas en Guatemala; el primero de ellos fue “Arietes y Turbinas”, el gerente general de dicha empresa fue muy descriptivo durante la entrevista, señalando los tipos de turbinas fabricados: Pelton y Banki, así como los materiales utilizados: bronce en los impulsores, rotores de acero inoxidable, carcasa de acero al carbón, etc. Sin embargo, resalta que no tiene estudios ni gráficas de comportamiento de las turbinas que fabrica; por lo que su principal guía es su experiencia. Sin embargo, proporcionó dos datos interesantes:

- a) La eficiencia de sus turbinas es cercana al 80% de la turbina importada, por lo que una aproximación a la curva de rendimiento de las turbinas nacionales corresponderá al 80% de las gráficas presentadas en el capítulo uno;
- b) El costo al utilizar turbinas nacionales es aproximadamente un octavo de los costos que se tienen al instalar turbinas importadas, por lo que una fuente de ahorro en costos de electrificación a través de pequeñas hidroeléctricas es utilizar la tecnología nacional. En el caso de Chuisibel,

dicho costo hubiera representado aproximadamente Q 5,000.00 (US\$ 639.09).

El segundo productor visitado fue “Mecánica Industrial Agrícola J. A. Fumagalli S. A.” ubicado en la veintiuna calle tres guion diez de la zona doce capitalina; aunque aquí negaron cualquier información de diseño o curva de comportamiento de las turbinas que fabrican, se intuye que manejan *software* y técnicas de diseño vanguardistas, además de contar con un equipo de personal adecuadamente formado para asesorar todo el proceso de fabricación y montaje. Por lo que se prevé que esta última opción no representará mayor ahorro con respecto a tecnología importada.

2.1.2 En proyectos eólicos

Igualmente a lo planteado para los proyectos hidráulicos, existirán ahorros por uso de mano de obra local, tanto para el montaje de las torres, el traslado de las mismas y la obra civil. Igualmente se aplican aquí los demás ahorros planteados en la construcción de las líneas de distribución e instalación interior.

Las zapatas o cimentaciones son objeto de ahorro en este tipo de proyectos, puesto que pueden utilizarse materiales locales para la construcción de las mismas; por lo que, se tendría aquí también el ahorro de aproximadamente Q 190.00 (US\$ 24.30) por metro cúbico de concreto, según se estimó en el apartado 2.1.1. El tamaño de las zapatas será variable, pero medidas típicas serán de un metro de radio por una profundidad de hasta tres metros, para torres de 24 metros.

La torre de las turbinas, no es únicamente un elemento de soporte de la misma, sino que brinda seguridad al sistema bajo giro –alejando la turbina de

cualquier objeto- así como permite alcanzar los vientos más fuertes y estables de las mayores alturas. El costo de las torres es proporcional a la altura de las mismas, puesto que debe soportar los mismos esfuerzos mecánicos o mayores, dado la mayor intensidad del viento a mayor altura. De hecho, la decisión del tamaño de la torre estará basada en la comparación del costo de la torre versus el beneficio que logrará al tener mayor producción energética la turbina debido a la mayor circulación de viento. Alturas tales como cuarenta o setenta metros son comunes en estos sistemas.

En pequeños sistemas de generación eólica pueden tenerse ahorros al construir las torres con anclajes o retenidas a tierra en tres o cuatro lados de las torres. Estas torres serán de menor costo que las denominadas auto soportadas –sin retenidas- pero necesitan mayor extensión de terreno; por lo que, si el terreno no representa costos cruciales para el proyecto; se lograrán ahorros significativos con el uso de torres con anclajes, puesto que dichas torres podrán ser construidas con un simple tubo o poste de madera, o una combinación de tubos y angulares metálicos. Si la turbina es grande, puede aligerarse la estructura de la torre a través de los anclajes.

2.1.3 En paneles fotovoltaicos

En los paneles fotovoltaicos, no se presenta ahorro en cuanto a la tecnología, puesto que ésta será importada. El costo de la instalación interior puede asumirse idéntico al de las otras opciones de electrificación, aunque se presentarán mayores costos en el uso diario, dado el cuidado que el usuario debe tener con la batería.

Sin embargo, en dos aspectos de la instalación puede lograrse ahorro, en la estructura sobre la cual se instalarán los paneles y en el soporte de los mismos. La estructura y el soporte de los paneles, se edifican normalmente con estructuras metálicas y un sistema mecánico de alineación con el sol, según la estación del año; sin embargo, puede lograrse esta habilidad utilizando materiales locales, por ejemplo, madera; de tal forma que la estructura de los paneles sea reemplazada por postes de madera, elaborados por los mismos vecinos y el efecto de alineación con el sol se logrará a través del uso de varios postes –en diferente posición cada uno- a lo largo del año.

2.2 Usos productivos

Cuando se instala una minicentral hidroeléctrica en una zona rural sin interconectarla a la red eléctrica nacional, el factor de carga normalmente es muy bajo, ya que en el día una comunidad rural no consume mucha energía, por falta de actividad industrial y comercial. Solamente en la noche, aproximadamente de 6:00 a 10:00 hay una cierta exigencia de consumo.

Para aumentar la demanda de energía eléctrica en el día, es necesario promocionar el uso productivo de la misma. En las zonas rurales, fuera del consumo doméstico y social: puesto de salud, escuela, etc; se puede utilizar la energía por ejemplo para:

Secar el café u otros granos
Despulpar el café
Desgranar o trillar maíz, trigo, etc.
Salones de costura
Riego
Cerámica
Panaderías
Carpinterías
Bombeo de agua
Talleres metal-mecánicos
Conservación de productos agrícolas (frutas y legumbres)

Obviamente no es suficiente darles a los vecinos solamente ideas, sino en muchos casos, el usuario necesita para su proyecto un estudio de rentabilidad y de mercado, asesoría técnica y apoyo para conseguir el financiamiento. Apoyo que debiera ser gubernamental; aunque en la actualidad muchas ONG desarrollan esta importante labor. Es un campo muy amplio, pero sumamente importante para el éxito de un proyecto de generación con pequeñas hidroeléctricas en zonas rurales sin interconexión.

Además, el uso productivo de la energía, desarrolla verdaderamente una región. Con la transformación de las materias primas de la zona, produciendo

un valor agregado, se lograrían nuevos y mejores ingresos para las comunidades, tanto a nivel grupal como individualmente.

El proyecto Chuisibel, desde su puesta en funcionamiento, en cierto grado ha incorporado una nueva dinámica a la comunidad. Algunos hábitos de vida están cambiando: la gente permanece despierta más horas por la noche, realizando algunas actividades o simplemente conversando más tiempo que antes. Se advierten prácticas deportivas y bullicio de los niños por la noche. Se ha instalado una carpintería y están por decidir la implementación de talleres de costura utilizando máquinas de coser eléctricas.

Este tipo de uso de la electricidad, aumentará el factor de carga del generador, ayudando a rentabilizarlo de mejor forma.

3. PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN A TRAVÉS DE UNA PEQUEÑA HIDROELÉCTRICA EN ALDEA CHUISIBEL

3.1 Descripción del proyecto y la región

Chuisibel es una comunidad de cerca de 320 habitantes, ubicada en el municipio de Santa Catarina Ixtahuacán, Departamento de Sololá. La comunidad ha desarrollado proyectos de infraestructura en los últimos años con el apoyo de voluntarios del Cuerpo de Paz de los Estados Unidos¹⁰.

Los aldeanos están organizados a través de un comité Promejoramiento, que es el encargado de emprender y coordinar todos los proyectos de la comunidad, logrando que la población participe de los mismos. En el referido comité nace la idea de electrificar la aldea.

El comité investigó la posibilidad de electrificar la comunidad; sin embargo, Chuisibel está localizada 9 kilómetros al sur de Santa Catarina Ixtahuacán, la cual a su vez se encuentra a 9 kilómetros al sur de la carretera Panamericana, en el kilómetro 161. La red de distribución eléctrica más cercana se encontraba a 8.5 kilómetros de Chuisibel al momento de realizar el proyecto. Debido a la distancia y a la poca demanda eléctrica, la compañía de distribución del área todavía no contaba con planes de electrificar el lugar; así que la electrificación convencional era poco probable. Con el afán de electrificar la aldea, el comité estimó la demanda eléctrica e investigó sobre formas alternas a la electrificación convencional.

¹⁰ Institución benemérita creada en 1961, trabajando con alrededor de 7000 voluntarios en proyectos de desarrollo comunitario, enseñanza y últimamente combate a la expansión del SIDA.

A continuación se detalla el estudio de la demanda eléctrica y en capítulo posterior se realiza el análisis de las distintas formas de electrificación aplicadas a esta aldea.

3.1.1 Estimación de la demanda eléctrica

El centro de la aldea está marcado por tres edificaciones: una pequeña plaza con cancha deportiva, el salón de usos comunales y la iglesia; en las cercanías de estas instalaciones se ubica la mayoría del alumbrado público hoy existente. La aldea cuenta con cincuenta y dos casas, la mayoría de éstas se encuentran agrupadas irregularmente en el centro de ésta, otras cinco casas se ubican a un kilómetro del centro, a la orilla del camino que conduce a los caseríos vecinos Chirischimay y Chuachalcox. Cada casa cuenta con área de patio, generalmente de tierra y con cerco de madera, utilizada mayoritariamente para la cría de cerdos y gallinas. A partir del centro de la aldea, las casas se construyeron sin geometría urbanística, de tal forma que se encuentran distanciadas entre sí únicamente por pequeñas veredas cuyos límites son los cercos o bien las fachadas de las casas.

La instalación eléctrica estándar por casa consiste en tres plafones para lámpara fluorescente –el comité adquirió estas lámparas, en una capacidad de 20 vatios- y dos tomacorrientes de uso general. Se prevé que cada vivienda aportará 50 vatios a la demanda máxima de la aldea, dicha demanda individual se generará con el uso de dos lámparas y un aparato radiorreceptor.

La tabla I muestra la proyección de la demanda para los dos años iniciales del proyecto.

Tabla I. Demanda eléctrica estimada para Chuisibel

Artículo	Primer mes (kW)	Primer año (kW)	Segundo año (kW)
Casas	3.00	6.00	12.0
Iluminación pública (5 bombillas)	0.75	0.75	0.75
Amplificador	0.125	0.125	0.125
Usos productivos (herramienta)	0.50	1.50	2.50
Total	4.375	8.375	15.375

La tabla anterior muestra un crecimiento de 3 kilovatios –desde 3 hasta 6 kilovatios- al final del primer año en el rubro de carga de las casas conectadas, este crecimiento se estima bajo los siguientes supuestos: a) equipamiento de una tienda en la aldea, b) mayor uso de iluminación en patios, viviendas, salón comunal e iglesia y, c) Incorporación de aparatos de televisión en las casas más pudientes de la aldea. El crecimiento de 6 kilovatios –desde 6 hasta 12 kilovatios- al final del segundo año en el rubro de carga de las casas conectadas, se estima bajo el supuesto de la conexión de los caseríos vecinos Chirischimay y Chuachalcox, con potencial de conectar hasta cincuenta viviendas a la red.

Los lugareños tienen como prioridad la seguridad del centro de la aldea, razón por la cual se incluye la iluminación pública.

Existen varios proyectos de usos productivos, entre los cuales se pueden mencionar dos:

- a) Explotación maderera y
- b) Tejido con máquinas, donadas a través de la gestión de una organización no gubernamental.

El proyecto de trabajar la madera ha dado pasos firmes para convertirse en realidad con la instalación de una carpintería; aunque la mayoría del trabajo es manual, se cuenta ya con algunas herramientas eléctricas sencillas tales como barrenos y una taladradora. El aumento de la carga de usos productivos es una proyección moderada, basada en el éxito económico de la carpintería, que permita el involucramiento de más personas a este trabajo.

El amplificador es utilizado en la iglesia local.

La tabla II muestra una estimación de la curva de carga horaria de la Aldea Chuisibel.

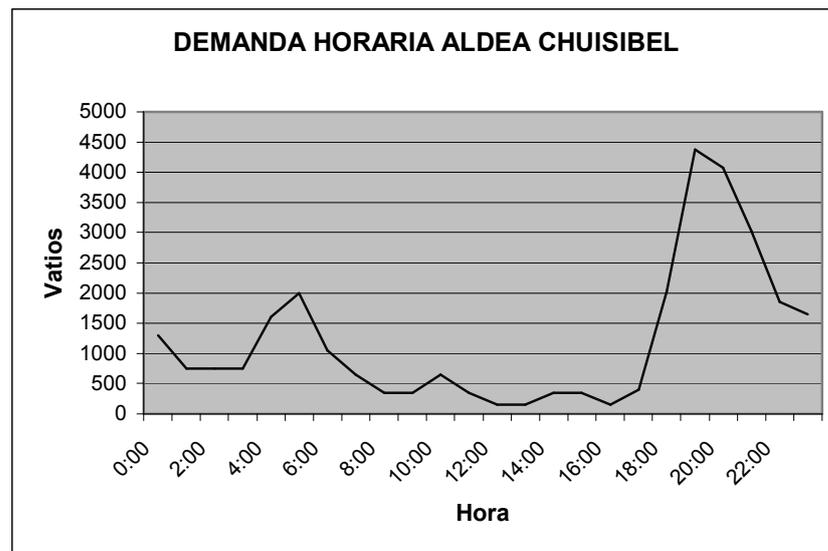
Tabla II. Estimación de carga horaria para Chuisibel

	Iluminación residencial (W)	Carga varia residencial (W)	Herramienta y amplificación (W)	Iluminación pública (W)	Total demanda (W)
0:00	400	150		750	1300
1:00	0	0		750	750
2:00	0	0		750	750
3:00	0	0		750	750
4:00	400	450		750	1600
5:00	800	450		750	2000
6:00	600	450			1050
7:00	200	450			650
8:00	200	150			350
9:00	0	150	200		350
10:00	0	150	500		650
11:00	0	150	200		350
12:00	0	150			150
13:00	0	150			150
14:00	0	150	200		350
15:00	0	150	200		350
16:00	0	150			150
17:00	0	400			400
18:00	600	675		750	2025
19:00	2750	750	125	750	4375
20:00	2520	675	125	750	4070
21:00	1600	675		750	3025
22:00	800	300		750	1850
23:00	600	300		750	1650

La estimación horaria está basada en horas de uso de equipo eléctrico en las residencias, especialmente iluminación y radiorreceptores, así como el uso

de la iluminación pública y el uso no simultáneo de la herramienta y el amplificador. La figura 13 muestra la curva de carga horaria esperada en la aldea Chuisibel.

Figura 13. Curva de carga aldea Chuisibel



En los siguientes apartados se expondrá la electrificación de la aldea a través del proyecto de pequeña hidroeléctrica y en el siguiente capítulo se mencionarán otras formas de lograr la electrificación de la aldea.

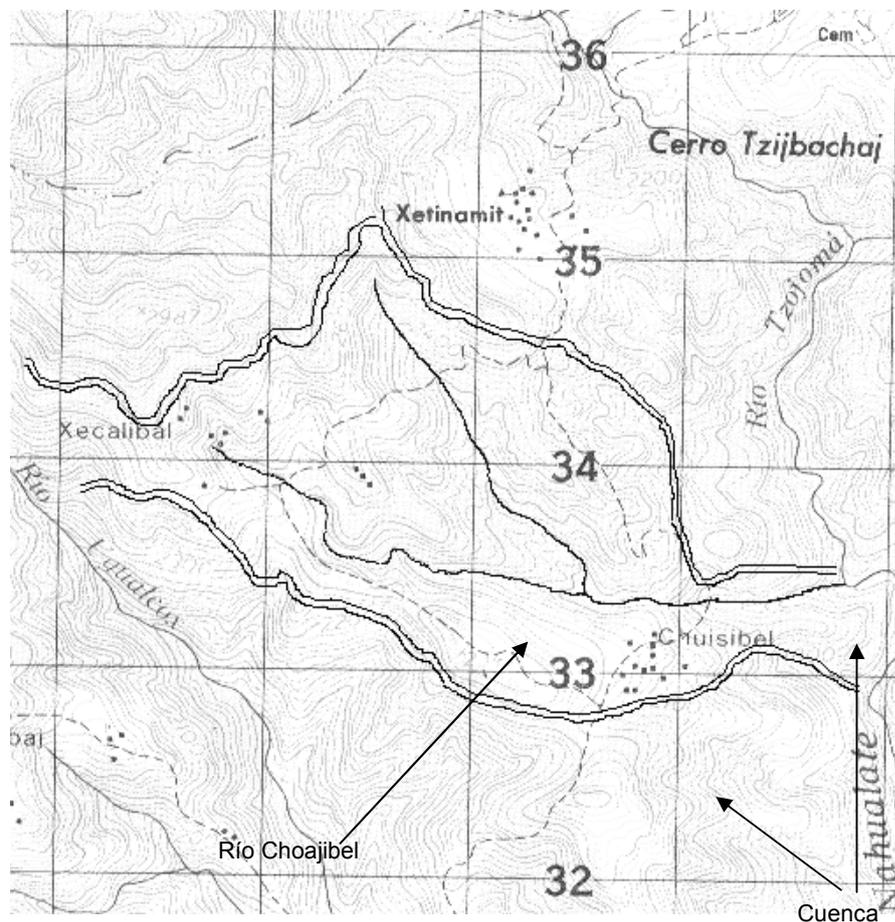
3.2 Proyecto hidroeléctrico

Dos riachuelos se unen cerca de Chuisibel formando el río Choajibel, que fluye hacia el río Nahualate. Las cuencas son pequeñas, probablemente un poco más de dos kilómetros cuadrados cada una, y están rodeadas de bosque.

Desde la parte más alta de la cuenca hacia el Río Nahualate, la elevación llega hasta 1,000 metros. Existen cascadas a lo largo de los riachuelos y

después de su intersección hay una caída de agua de poco más de 200 metros, dominando la topografía. El caudal promedio de agua del riachuelo medido antes de la caída es de 14 litros por segundo. Las medidas del mes de febrero arrojaron un caudal aproximado de 10 a 12 litros por segundo. La figura 14 muestra el río Choajibel y a doble línea se resalta su cuenca, puede notarse que dicha cuenca es de un poco más de cuatro kilómetros cuadrados.

Figura 14. Río Choajibel y su cuenca, ubicación geográfica de Chuisibel



Fuente: Instituto Geográfico Nacional, **Mapa Escala 1:50.000, Sololá**

3.2.1. Cálculo de caudal medio

La denominada “fórmula racional” calcula el valor del caudal de una corriente de agua como:

$$Q_p = 278 * C * i * A \quad (\text{Ecuación 3.1})^{11}$$

Donde: Q_p = caudal de la corriente de agua (litros/s)

278 = factor de conversión para considerar las dimensionales

C = coeficiente de escorrentía (adimensional)

i = intensidad de lluvia (mm/hora)

A = área de drenaje

Para realizar el cálculo del caudal medio, deberá tomarse en cuenta cada uno de los valores determinados en la ecuación anterior, análisis que se realiza a continuación:

El coeficiente de escorrentía es un coeficiente que relaciona el volumen de agua precipitado en lluvia con el volumen de agua de la corriente; esta relación es menor de uno, dada la infiltración a la tierra y la evaporación. Para prados de terrenos pesados Monsalve Sáenz lo determina con un valor mínimo de 0.13 y un valor máximo de 0.17; para efectos del cálculo para el río Choajibel se utilizó el valor medio: 0.15.

El área de drenaje, corresponde a la cuenca del riachuelo, que según lo muestra la figura 14, se tomará de cuatro kilómetros cuadrados.

¹¹ Ver Capítulo 6 de Monsalve Sáenz, en Bibliografía

Para un adecuado cálculo de caudal medio, debe tomarse en cuenta la precipitación media de lluvia a lo largo de un año o más.

La tabla III muestra la precipitación a lo largo de cinco años en la región de la aldea Chuisibel, se utilizan los registros de la estación de la Aldea Chirijox del INSIVUMEH, por ser la más próxima a Chuisibel, resaltando el hecho que se dejó de observar en esta estación en diciembre de 1 996.

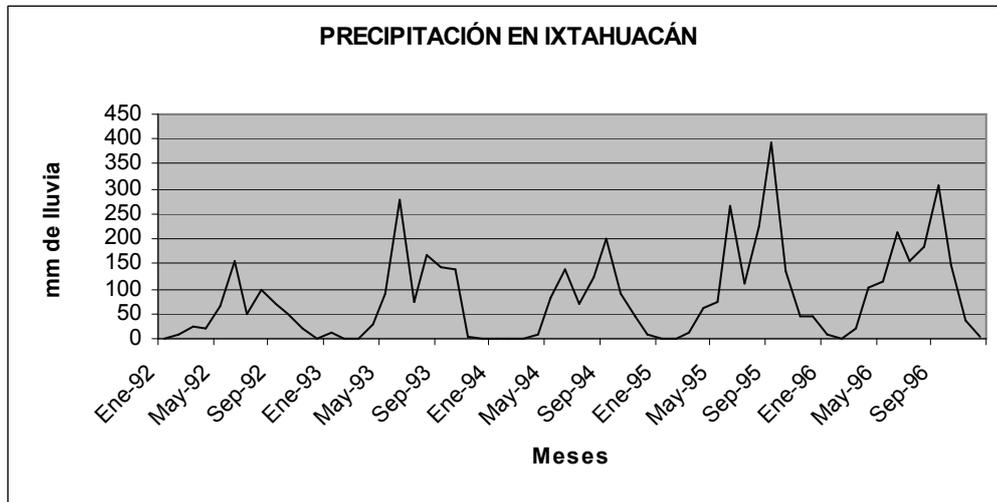
Tabla III. Precipitación de lluvia en mm/mes

MES	1992		1993		1994		1995		1996	
	Precipitación (mm)	Días de lluvia								
Enero	0.6	1	13.9	2	0.0	0	1.4	1	9.8	2
Febrero	7.6	2	1.9	2	0.0	0	0.0	0	0.0	0
Marzo	23.6	6	0.1	2	0.0	0	11.2	2	21.0	2
Abril	19.3	6	27.9	8	8.1	4	60.2	11	101.5	16
Mayo	65.7	17	90.2	16	82.5	13	74.2	16	114.1	23
Junio	156.9	27	276.8	25	139.4	18	266.0	24	212.1	27
Julio	47.7	18	75.3	16	69.3	13	109.2	21	156.1	25
Agosto	97.6	22	167.8	22	123.2	20	226.8	28	185.5	21
Septiembre	71.4	17	144.8	26	201.6	17	392.0	29	305.6	19
Octubre	48.2	14	139.0	16	91.0	14	135.1	22	147.7	18
Noviembre	18.6	13	2.6	2	43.4	8	45.5	5	37.1	6
Diciembre	0.7	2	1.4	1	8.4	4	44.8	5	5.0	1

Fuente: INSIVUMEH. **Reporte de estación Aldea Chirijox, municipio de Santa Catarina Ixtahuacán, Sololá.**

En la figura 15 se muestra el comportamiento de las precipitaciones a lo largo del período de observación.

Figura 15. Gráfico de precipitación en Ixtahuacán



El valor medio de precipitación de lluvia del período observado es de 821 milímetros de lluvia al año; lo que equivale a un valor medio de 0.093 mm/hora.

Utilizando los valores obtenidos, intensidad de lluvia = 0.093 mm/hr, área= 4 km², Coeficiente de escorrentía = 0.15; en la ecuación 3.1 se obtiene un valor de caudal medio de 15.5 litros por segundo.

3.2.2 Cálculo de la creciente

El coeficiente de escorrentía (ecuación 3.1) es menor de uno en condiciones de infiltración y evaporación normales. Bajo condición extraordinaria, dicho coeficiente se acerca a la unidad cuando, a consecuencia de condiciones atmosféricas sumamente húmedas, la continua lluvia satura la tierra –con lo cual, el nivel de infiltración es nulo- y la presencia del astro solar sea ocultada por la nubosidad, con lo que se reduce la evaporación. Teóricamente, puede llegar a ser mayor de uno, cuando la saturación del suelo sea tal, que aguas subterráneas emerjan a la superficie.

Para el caudal máximo de creciente, se supone el coeficiente de escorrentía con un valor unitario y se toma el mes de mayor precipitación -en este caso, septiembre de 1996, con una intensidad de lluvia de 305.6 milímetros con diecinueve días de lluvia, si se asume un promedio de doce horas diarias de lluvia, se tuvo una intensidad de 1.34^{12} mm/hora; tomando en cuenta los cuatro kilómetros cuadrados de área, al utilizar la ecuación 3.1 se tiene una creciente de 1,490 litros/segundo.

Las medidas en el lugar indican que el flujo de caudales crea un río de casi un metro de profundidad. Las medidas tomadas y los cálculos anteriores indican que debe esperarse caudales tan altos como 1.5-2 metros cúbicos por segundo durante una creciente, ratificando el anterior cálculo teórico realizado. El diseño del dique y los vertederos están basados en el flujo del caudal de 2 metros cúbicos por segundo.

3.2.3 Opciones del diseño

La escarpada topografía a los lados del riachuelo impide el fácil acceso y la capacidad de definir una presa, así como la localización para la boca del canal de carga. Sin embargo, en varios puntos a lo largo del riachuelo, las orillas están cercanas, inclinadas y rocosas; por lo que se determinó que eran sitios potenciales para un pequeño dique. La distancia desde estos sitios y la caída de agua está entre 120 y 350 metros. Para minimizar costos, debe escogerse el sitio más cercano a la caída de agua para colocar el dique. En este punto, el fondo del río tiene aproximadamente 3.4 metros de ancho y una elevación de un metro sobre el mismo, los muros de piedra tienen cerca de 6 metros de distancia.

¹² Intensidad= Altura de lluvia (305.6 mm) / tiempo de lluvia (19 días por 12 horas/día) = 1.34 mm/hora

Justamente bajo la ubicación del dique, el riachuelo cae 1.5 metros dentro de una pequeña laguneta. La orilla derecha del riachuelo es bastante plana y provee área para trabajar. La tierra es una mezcla de arena y arcilla y tiene aproximadamente 1.5 metros de profundidad en el área que se encuentra bajo el dique.

En las orillas, la tierra tiende a ser arenosa, pero más allá de la colina es de barro y arcilla. La arcilla domina en ciertas áreas, por lo que durante la época lluviosa el riachuelo es café y muy cargado de suciedad. Se han formado depósitos de arena a lo largo de la orilla.

Existe un área plana justamente bajo la caída de agua y sobre el riachuelo, la cual es buena para la ubicación de una casa de máquinas. La elevación es suficientemente alta para evitar la corriente y aún así provee una gran caída de agua de 200 metros. Por seguridad, la tubería forzada no debe ponerse directamente sobre el risco, pero se puede ubicar en un ángulo a lo largo del mismo y después directamente hacia la casa de máquinas. Las formaciones rocosas y los deslizamientos indican que hay sismos en el área. La tubería forzada se colocará sobre rocas en algunas áreas de la ruta. Las rocas, probablemente esquisto, tienden a rajarse en trozos de aproximadamente 3-10 centímetros de grosor.

La aldea se sitúa en una colina sobre el riachuelo y a unos 500 metros donde se localiza la casa de máquinas. La topografía entre la aldea y la casa de máquinas es muy inclinada, aún y cuando los aldeanos cultivan maíz ahí.

El diseño para el proyecto hidroeléctrico se limitó por los criterios y condiciones siguientes:

- a) La caída de agua presenta una opción de un salto muy alto, pero la topografía del lugar es muy inclinada. La orilla a lo largo del riachuelo, río arriba de la caída de agua es inclinada, pero se puede pasar a pie.
- c) El diseño debe dar máxima importancia a la contribución de los aldeanos, ya que estos proveerán la mano de obra. El objetivo principal es minimizar los costos utilizando mano de obra local.
- d) Basándose en la caída disponible y el caudal, la planta puede ser diseñada entre un rango de 10 kW y 30 kW o más. Se consideran no aconsejables las opciones de una alta caída de agua (30 kW) debido a que el costo de la tubería forzada sería muy alto. Al utilizar la ecuación 1.2 se observa que las opciones de una baja caída (100-200 metros) proveen de 10-20 kW, dependiendo de la época del año.
- e) El sitio de la presa debe escogerse de forma tal que minimice los costos y la dificultad de construcción, con un nivel adecuado de seguridad del dique. Por este motivo, los lugares cercanos a las orillas rocosas se consideran los mejores.
- f) Debido a que las corrientes de agua contienen sedimentos durante la época de lluvia, se considera necesaria la construcción de un depósito de sedimentación.
- g) La ruta entre la presa y el agua almacenada tiene que ser transitable a pie y debe tener espacio para construir un pequeño canal y enterrar la tubería de baja presión.
- h) La ubicación del agua almacenada debe estar lo suficientemente cerca de la caída de agua para tomar ventaja de la pendiente, pero no tanto que impida el paso a pie.
- i) La ruta de la tubería forzada debe permitir que ésta sea enterrada lo más posible.
- j) La casa de máquinas deberá estar lo más cerca de la aldea.

- k) La ubicación de la casa de máquinas debe ser lo suficientemente alta para evitar las corrientes, pero no tanto que incida en la pérdida del salto.
- l) La ubicación de la casa de máquinas debe permitir que la corriente del agua de rebalse regrese fácilmente al riachuelo.

3.2.4 Diseño final propuesto

Dadas las condiciones anteriores, el dique será ubicado aproximadamente a 100 metros de la caída de agua, entre dos paredes de piedra. Sus estribos se fijarán en las paredes de piedra y bajo el dique; haciendo corte en el fondo del río para darle forma adecuada. El dique se hará con mezcla de roca y concreto. Además se construirá completamente con materiales locales, con excepción del cemento. La presa tendrá un vertedero para controlar las corrientes.

Los caudales normales del río entrarán al canal por medio de la boca del canal de carga, la cual se cubrirá por una rejilla coladera y una puerta corrediza. Fuera del dique, los caudales que se encuentren en la boca del canal de carga se conducen por un canal de concreto hacia un depósito de sedimentación. El canal tendrá un vertedero con pared lateral para eliminar el flujo que existirá bajo una creciente dentro del mismo. El canal y el depósito de sedimentación se cubrirán con tablas para impedir que materiales orgánicos se introduzcan al sistema. La tubería de PVC de baja presión será enterrada, llevando el caudal desde el depósito de sedimentación hacia la cámara de presión. Dicha cámara estará ubicada en una peña cercana al salto de la caída de agua. Un tubo forzado de PVC lleva el caudal a lo largo de la superficie del risco. Se considerará que las secciones finales de la tubería forzada sean de acero.

La casa de máquinas tendrá el suelo y un canal de descarga hechos de concreto. La pared se construirá con materiales locales. Se escogerá la ubicación de la casa de máquinas con el objeto de minimizar la extensión de la tubería forzada, pero tratando de mantener un salto de 180 metros, escogiendo la peña indicada, la aldea se encuentra entre los 600 metros de distancia de línea. Se cortarán los postes para los sistemas de transmisión y distribución, cubriéndolos con creosota como material preservante.

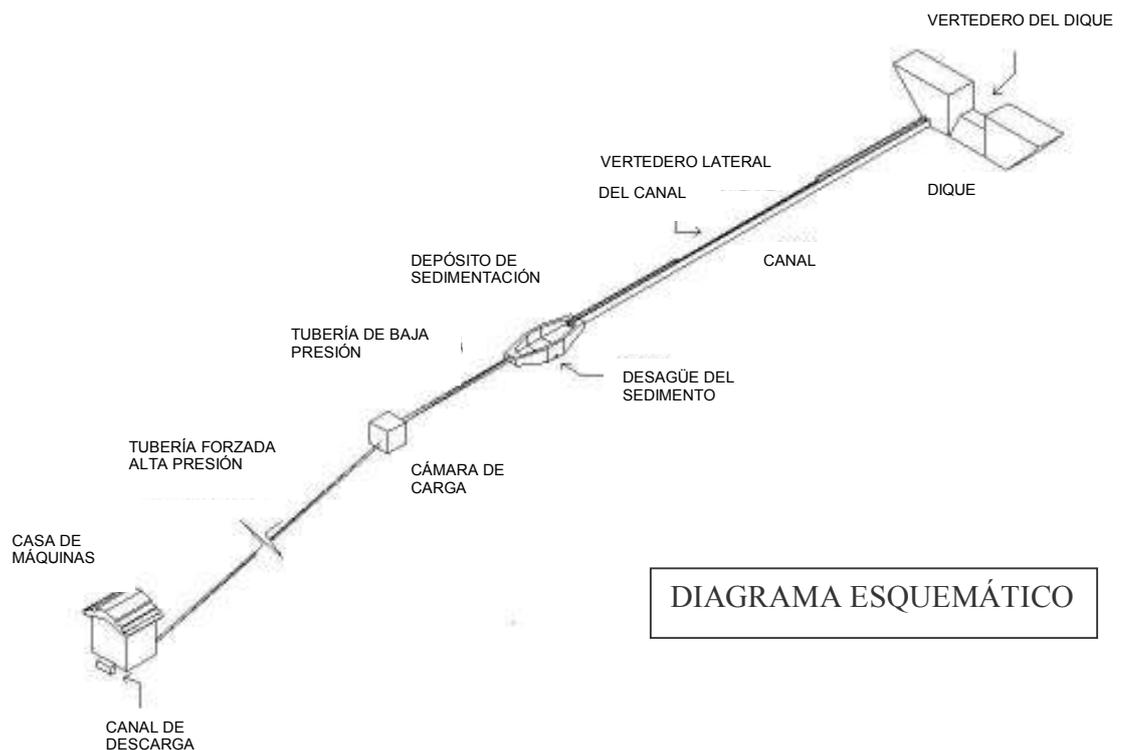
El diseño de la pequeña hidroeléctrica perfilado anteriormente, reúne todos los criterios generales y las condiciones impuestas por los aldeanos, así como condiciones físicas del lugar y condiciones meteorológicas.

Basándose en la demanda estimada de la tabla I, se observó una configuración suficiente para proveer 20 kW. Durante los días más secos de la temporada, cuando el caudal puede ser de sólo 10 litros por segundo, la caída asociada para producir la potencia mencionada, utilizando la ecuación 1.1 sería de 240 metros. Aunque esté disponible esta altura, el costo de la tubería forzada sería alto; por lo tanto, se tomó la decisión de utilizar una planta que tenga una altura pequeña y una alta corriente, aún cuando eventualmente la demanda durante los días más secos pudiera exceder la producción de la planta. Utilizando un salto neto de 185 metros y un caudal de 15 litros por segundo se obtiene, utilizando la ecuación 3.1, una potencia de 23.1 kilovatios. Aunque no fue creada la curva de duración de caudal, basándose en el caudal durante la época seca, la producción de energía se calculó para un estimado anual de producción de 164,000 kWh totalizado por dos valores parciales; uno de 132,000 kWh con una potencia de 20 kW por 9 meses y otro de 32,000 kWh por 15 kW. 3 meses al año.

3.2.5 Proyecto realizado y costo del mismo

Los componentes principales del proyecto son: azud o dique, la boca del canal de carga, el depósito de sedimentación, la cámara de presión, la tubería forzada y la casa de máquinas. En la figura 16 se muestra un diagrama esquemático de la construcción realizada; en el apéndice dos se muestran fotografías de la construcción realizada.

Figura 16. Diagrama esquemático del proyecto



3.2.5.1 Presa y canal de carga

Las medidas del dique o azud y la boca del canal de carga se muestran en la tabla IV.

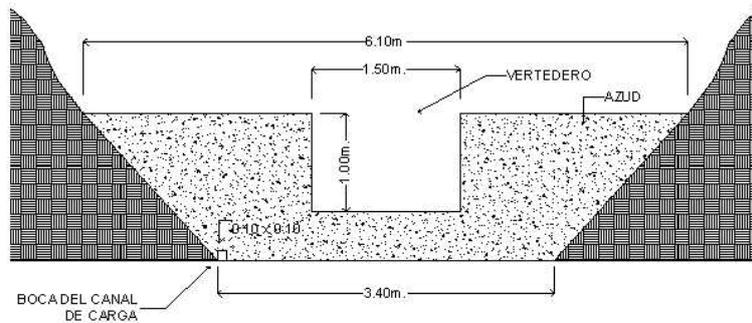
Tabla IV. Medidas de la presa y la boca del canal de carga

Medidas	Largo (m)	Ancho (m)	Altura (m)
Dique o azud	6.1	1.0	1.5
Vertedero	1.5	1.0	0.5
Boca del canal de carga	1.0	0.1	0.1

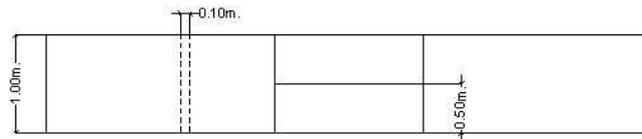
Se arregló un vertedero en el centro de la presa formada con el dique, para controlar que la corriente del caudal se encuentre entre dos o tres metros cúbicos por segundo. La boca del canal fue ajustada para aceptar 15 litros por segundo del caudal, cuando el nivel del agua alcance la altura del vertedero de la presa. Cuando la corriente fluye, la boca del canal de agua puede elevarse a 45 litros por segundo. La presa se construyó con mezcla de roca y concreto. Los estribos se fijaron en las paredes de piedra en unas ranuras de 15 centímetros hechas en cada lado del río. El vertedero se cubrió con concreto, evitando la erosión de la presa durante las corrientes altas. La presa se construyó como una unidad y sin coyunturas.

La rejilla coladera colocada frente a la estructura de la boca del canal de agua, se construyó con barras de acero (medidas 0.6 cm) colocadas paralelamente con 0.8 centímetros entre cada una. Asimismo, se usa hierro en forma de L, montado en la cara que se encuentra río arriba de la presa en cada lado de la boca del canal de carga; estos hierros serán la guía para la estructura de una compuerta de madera, la cual se puede colocar y quitar manualmente. En la figura 17 se muestran las vistas y cotas del dique o azud construido.

Figura 17. Vistas de elevación y planta del dique o azud



ELEVACION FRONTAL DEL AZUD



PLANTA DEL AZUD

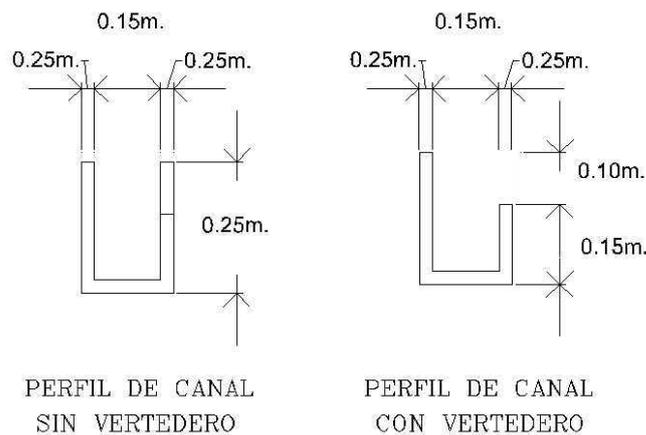
3.2.5.2 Canal y vertedero

La corriente que sale de la boca del canal de carga de la presa, entra por un canal de concreto. El canal cuenta con aproximadamente 15 metros de largo, con un ancho interior de 15 centímetros y con paredes de 25 centímetros. Una sección del canal de 5.9 metros de largo tiene una pared lateral situada frente al corte del río a una altura de 10 centímetros. Esta sección actúa como vertedero y evita que corrientes de más de 15 litros por segundo entren al depósito de sedimentación, el cual se encuentra al final del canal.

Esto significa que corrientes menores o de 15 litros por segundo, pasarán a lo largo del canal; sin embargo, cualquier corriente de más de 15 litros por segundo será eliminada en la sección de vertedero del canal. El canal será cubierto por tablas para evitar que materiales orgánicos entren al mismo.

En la figura 18 se muestran la vista de perfil del canal, tanto la del tramo donde cuenta con vertedero lateral, como la del tramo donde no cuenta con vertedero lateral.

Figura 18. Vistas de perfil, canal con y sin vertedero lateral

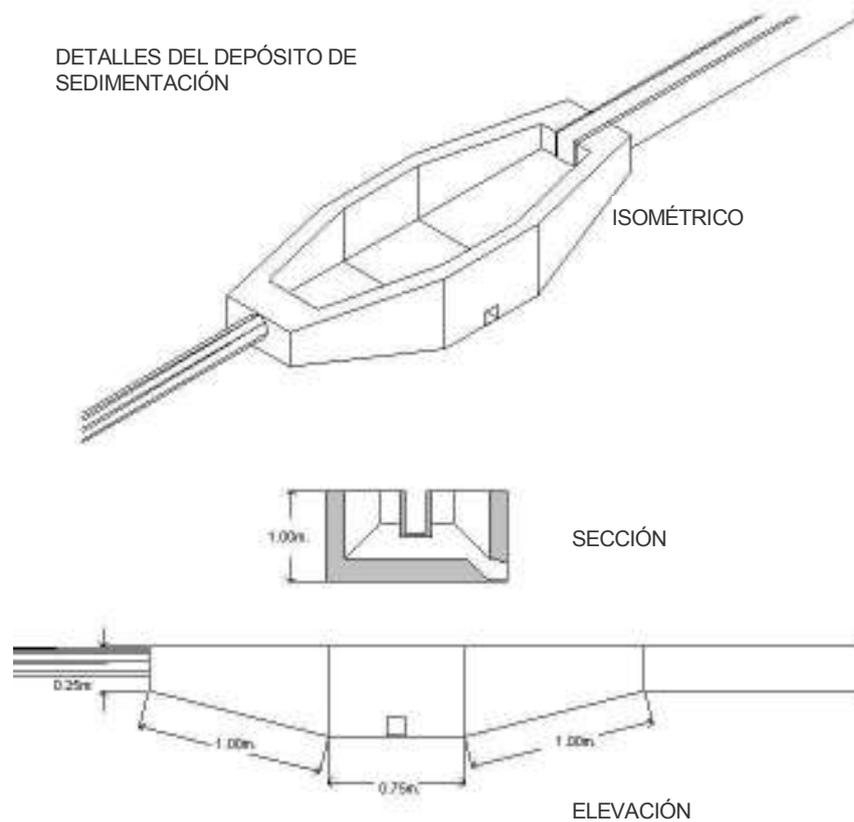


3.2.5.3 Depósito de sedimentación

El depósito cuenta con aproximadamente 3 metros de largo y su profundidad máxima es de 1.5 metros. Se utiliza una puerta corrediza de madera en la parte del depósito que se encuentra situada frente al río que permite que el sedimento fluya. La parte superior del depósito puede eliminar partículas de 0.1 milímetros o más largas. El depósito de sedimentación se cubrió con tablas para protegerlo del paso de hojas, ramas u otros materiales indeseables.

En la figura 19 se muestran las vistas y cotas del depósito de sedimentación.

Figura 19. Vistas y cotas del depósito de sedimentación



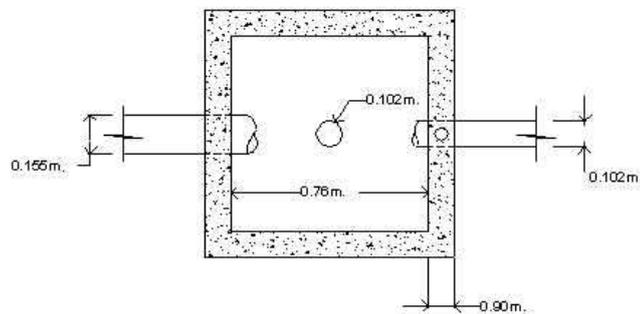
3.2.5.4 Tubería de baja presión

La corriente se conduce del depósito de sedimentación hacia la cámara de presión, por medio de tubería PVC de baja presión. El tubo tiene un diámetro de 6 pulgadas. La tubería es subterránea evitando cualquier daño causado por rayos ultravioleta o por objetos que caen. No se utilizarán uniones especiales. La entrada de la tubería se protegió con una pequeña rejilla coladera. Se utiliza un tapón de 15 centímetros para detener la corriente dentro de la tubería.

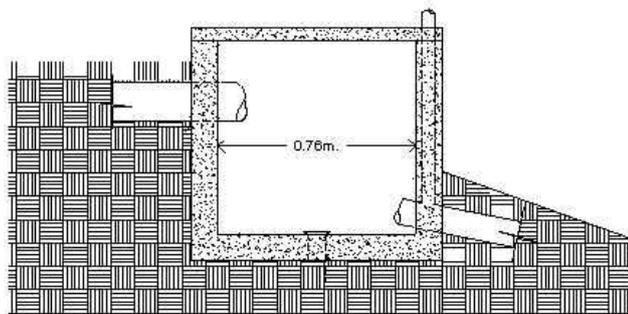
3.2.5.5 Cámara de presión

Es un cubo de aproximadamente 76 centímetros por lado, con paredes de cemento de 10 centímetros de espesor. Vigas horizontales de cierre en la sección de la cámara situada frente al río, actuarán como controladoras para eliminar el acceso de las corrientes. Se instalará una rejilla coladera frente a la entrada de la tubería forzada. También se instalará una válvula de aire en la entrada de la tubería forzada para protegerla de cualquier derrumbe y evitar que la misma sea bloqueada repentinamente. En la figura 20 se muestran las vistas y cotas de la cámara de presión construida.

Figura 20. Vistas y cotas de la cámara de presión



PLANTA CÁMARA DE PRESIÓN



PERFIL CÁMARA DE PRESIÓN

3.2.5.6 Tubería forzada y casa de máquinas

El largo de la tubería forzada es de aproximadamente 320 metros sobre una caída total de 200 metros. Los primeros 25 metros de la tubería forzada atraviesan una pendiente inclinada. La tubería forzada se asegura al final de esta inclinación por medio de un ancla de concreto. Se utilizan barras de metal y pernos para roca para asegurar la tubería a la parte frontal de la roca. Gran parte de la tubería forzada será enterrada. Se utilizará una válvula de compuerta en la parte más baja de la tubería, para aislarla de la turbina. El fabricante de la turbina proveerá el acoplamiento de bridas entre la tubería forzada y la entrada de la turbina. La tubería forzada es de 4 pulgadas de diámetro, con un tubo de PVC de presión 250 libras. En la parte más baja de la tubería, en los últimos 50 metros de elevación de la caída, se utilizará tubo de acero inoxidable con presión 315 libras.

La casa de máquinas tiene un suelo de concreto, con un agujero cuadrado en el centro. El fabricante dictó las especificaciones necesarias para la brida y el ensamblaje con pernos de la turbina hasta el suelo, por encima de este agujero. Un pequeño canal de descarga conduce el agua hacia el río, desde abajo del vaciadero hasta un canal de roca. Las paredes de la casa de máquinas se construyeron con materiales locales y techo de lámina.

3.2.5.7 Generador, turbina y controles

Se utilizó una turbina Pelton, marca Canyon Industries, con diámetro de paso de 30 centímetros (12 pulgadas), boquilla simple, un rotor de acero inoxidable.

El generador es tipo sincrónico marca Lima, 20 kW, 120/240 VAC, fase simple, 1800 RPM, de 60 ciclos; ensamblaje de dirección directa y un controlador electrónico de carga marca Thomson & Howe, todo a un precio estimado de \$ 12,796.00, en el país. El rotor de acero inoxidable resistente a la erosión de las partículas durante la época de fin de lluvia. El rotor está sobredimensionado, pero en el futuro este atributo podrá ayudar a la comunidad para expandir el sistema. La boquilla es intercambiable, lo cual será muy importante cuando el proyecto se inicie, la comunidad tiene la opción de comprar con un costo adicional, una boquilla variable y manual, pero inicialmente el proyecto se puede trabajar en forma razonable usando boquillas de dos o tres tamaños diferentes, de este modo se reduce el costo inicial. El control electrónico es totalmente esencial debido a que la demanda en la comunidad será inicialmente muy baja y variable.

3.2.5.8 Sistema de distribución e instalación interior

Se utiliza un transformador elevador de 25 kVA, 12.5 kV/120 V, un conductor # 6 se utiliza, manteniendo un adecuado nivel de pérdidas. Asimismo, se utilizan cuatro transformadores reductores de 10 kVA cada uno. Se colocaron 5 focos de alumbrado público dispersos por todo el pueblo. Cada poste de luz pública es un punto de distribución para más o menos 6-10 casas, llevando el ramal secundario apoyándose en las casas. El voltaje de distribución en el centro de la población será de 12.5 kV, con transformadores reductores a 120/240 V.

La mayoría de casas tienen un cuarto grande o dos pequeños. El tamaño de una típica casa grande es de 8.5 por 5 metros; las pequeñas son de 6 por 5 metros; y las más pequeñas son de 4.5 por 4 metros.

La nueva escuela será construida con ladrillos de concreto y tiene lámina como techo. Tiene dos cuartos grandes de 8.2 por 7.5 metros. A la par de ésta, se encuentra el salón de usos múltiples de la comunidad; también es nueva y es de aproximadamente 13.1 por 6 metros. Se usó cable multiplex, llevado de casa en casa; sin tener que usar postes. Las acometidas domiciliarias para cada casa terminan en una caja de fusibles o en un interruptor de bajo amperaje, instalado en el interior de la vivienda. No se usan medidores. En la mayoría de las casas se utiliza un radio de baterías y en el futuro se podrán agregar algunos aparatos eléctricos, tales como licuadoras y máquinas de coser, si se enfatiza el programa de usos productivos. Todo el cableado se protegerá por medio de tubería poliducto. Se instalaron pequeñas lámparas fluorescentes (20 - 40 W).

3.2.5.9 Manejo de la cuenca

El manejo inicial y a largo plazo de la cuenca es un aspecto importante. La corriente es muy baja durante la época seca, y la deforestación posterior, actuará en forma negativa en la producción de energía. Dentro de las posibilidades para la reforestación, DIGEBOS ofrece sembrar árboles para leña; además dará un incentivo al contado para la reforestación. La comunidad reforestará la cuenca y también obtendrá un ingreso. Dicho ingreso será doble si plantan árboles para leña en algunas áreas selectas. Además, como parte del proyecto, la comunidad deberá organizar un comité de reforestación y de leña, el cual será responsable, no sólo de las plantaciones, sino también del manejo forestal. Deberán reconducirse las plantaciones de autoconsumo, como el maíz, para que su extensión no afecte negativamente el manejo de la cuenca.

3.2.5.10 Costos del proyecto

Los costos del proyecto están relacionados con el equipo, materiales, mano de obra y estudios. Un resumen de dichos costos se muestra en la tabla V.

Tabla V. Resumen de costos proyecto hidroeléctrico

Costo del artículo	Costo unitario	Núm. de unidades	Costo total
Turbina-generador	\$ 15,360.00	1	\$ 15,360.00
Puertas, rejilla, coladera		3	\$ 800.00
Obra civil			\$ 1,000.00
Tubería de baja presión	\$ 34.00	20	\$ 680.00
Tubería forzada	\$ 55.82	55	\$ 3,070.00
Sistema distribución			\$ 9,050.00
Total	-	-	\$ 29,960.00

4. COMPARACIÓN DEL PROYECTO ANTE OTRAS TECNOLOGÍAS DE FUENTES RENOVABLES

A continuación se hace un análisis comparativo de la viabilidad de las pequeñas centrales hidroeléctricas con relación en las tecnologías eólica y solar, también utilizadas para la generación de energía eléctrica en áreas rurales; demostrando que en aquellos lugares que cuentan con una o varias caídas de agua, resulta muy ventajosa y competitiva la construcción de pequeñas hidroeléctricas.

Para lograr lo anterior se establece cual hubiese sido el costo si la comunidad de Chuisibel se hubiese electrificado utilizando como fuente de generación energía eólica y cual hubiese sido el costo utilizando energía solar.

4.1 Proyecto eólico

La factibilidad del proyecto eólico se fundamenta en mediciones de viento en el lugar. Del resultado de estas mediciones se establecen las posibilidades reales de generación eólica así como el equipo necesario para llevar a la práctica el proyecto.

Para establecer esta posibilidad, se recurrió a los datos que el INSIVUMEH recopila en la Sección de Metrología, de la estación denominada Santa María El Tablón, inaugurada a finales de 1998; las condiciones eólicas de la región comprenderían la franja del caserío Chuisibel. Los datos de viento para un año de registro, se muestran en la tabla VI.

Tabla VI. Registro velocidades de viento, estación Santa María El Tablón

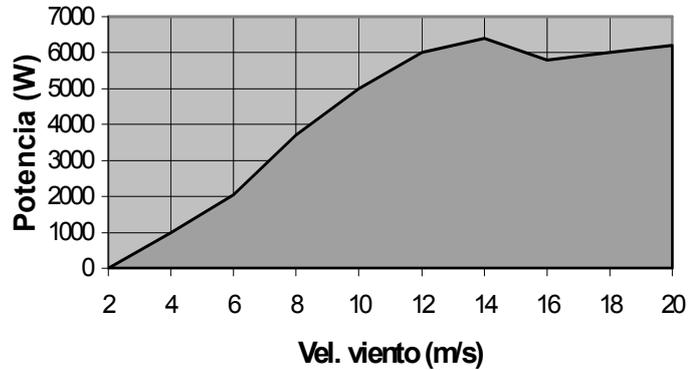
Mes	Velocidad máxima (km/h)	Velocidad mínima (km/h)	Velocidad media (km/h)
Enero	19.3	2.4	7.7
Febrero	19.3	2.8	7.2
Marzo	10.9	3.1	7.0
Abril	17.1	2.7	6.3
Mayo	12.2	3.0	4.9
Junio	7.6	1.9	3.4
Julio	9.9	2.1	5.4
Agosto	9.2	1.5	3.9
Septiembre	4.8	1.4	2.9
Octubre	11.2	0.7	4.7
Noviembre	20.6	2.0	8.6
Diciembre	22.8	2.1	8.5
Promedio			5.9

Fuente: INSIVUMEH. **Reporte de condiciones eólicas 1,999 Santa María El Tablón, Sololá**

La velocidad media del viento en la región corresponde a 5.9 kilómetros por hora, o sea 1.64 metros por segundo. El anterior valor descarta la posibilidad de la electrificación eólica, puesto que el valor V (velocidad de arranque) de la figura 7 presentada en el capítulo uno, se centra típicamente en 2 metros por segundo. De hecho, las evaluaciones de factibilidad de generación con parques eólicos establece como mínimo un valor de 6 metros por segundo de velocidad media del viento en una región, para considerarla electrificable a través de sistemas eólicos. Una velocidad media de ocho metros por segundo es una excelente posibilidad de generación eólica.

Como ratificación de lo anterior, se muestra en la figura 21 la curva de potencia del aerogenerador Inclin 6000, de fabricación española con una generación nominal de 6 kW; ésta es una curva típica de los aerogeneradores del mercado actual.

Figura 21. Curva de potencia aerogenerador Inclín 6000



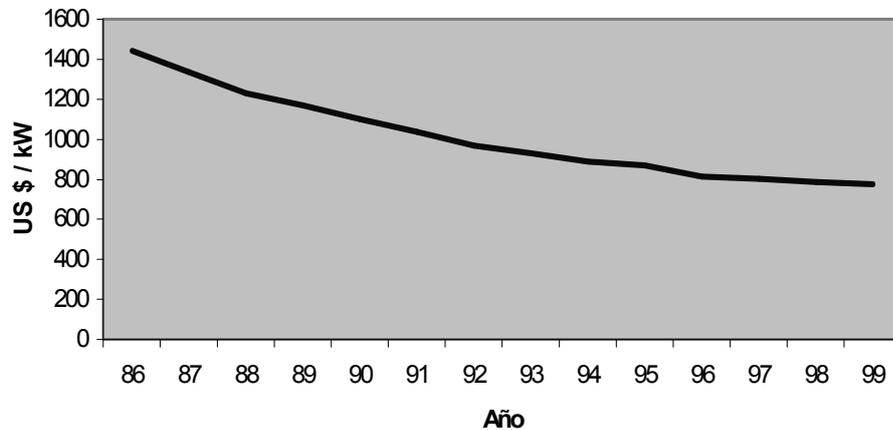
Fuente: Inclín, S.A. **Catálogo de productos**

Se observa que la potencia nominal se produce aproximadamente cuando el viento alcanza los 12 metros por segundo; de esto se deduce, que no se obtendría la potencia nominal de la turbina durante los meses de junio a septiembre, debido a que la velocidad máxima del viento no registra este valor en la región de Chuisibel.

La no aplicación de los sistemas eólicos para la geografía de Chuisibel, no impide que se consideren sus costos económicos como una posibilidad y se comparen contra las otras opciones trabajadas a lo largo de este trabajo.

La tecnología de aerogeneradores ha avanzado notablemente, reduciendo los costos de fabricación. El IDAE presenta en su manual del Plan de Fomento de Energías Renovables, la evolución del coste del kilovatio instalado en parques eólicos de varios megavatios, en la figura 22 se muestra la evolución de este coste. Para un parque eólico, el coste aproximado del kW generado corresponde a US\$ 800.

Figura 22. Evolución del coste del generador por kW



Fuente: IDAE, **Plan de fomento de energías renovables**, Pág. 22

Asimismo, el IDAE especifica en el trabajo mencionado, que, en promedio, el costo del aerogenerador corresponde al 70% de la instalación, de manera tal, que manejando costos unitarios, el kilovatio instalado de generación eólica tiene un costo aproximado de US\$ 1,143, incluyendo en este costo controles y obra civil para un parque eólico; ciertamente el pequeño volumen de construcción que se tendría al aplicar esta tecnología en electrificación rural, elevará los costos. Para Guatemala; si incluimos transporte, seguros e impuestos, el coste debe aumentar aproximadamente 40%; por lo que se puede suponer un coste de US\$ 1,600.00 por kilovatio instalado en el país. Si se instalara un parque eólico de 20 kilovatios, el costo total sería aproximadamente de US\$ 32,000.00. Al agregar las líneas de distribución para la aldea, suponiendo que el parque eólico necesitara la misma cantidad de línea que el proyecto hidroeléctrico, debemos agregar US\$ 9,050.00; por lo que el costo total de la obra sería aproximadamente de US\$ 41,050.00.

El grueso cálculo anterior se debe a la escasez de fuentes de información locales, debido a la poca experiencia práctica en proyectos de este tipo en Guatemala. Incluso esta falta de experiencia, debe marcar al alza los costos del proyecto si se necesita consultoría extranjera para la realización. En todo caso, la aplicabilidad de generación eólica en este sistema aislado conllevará más problemas en el sistema de control y la frecuencia, pudiendo necesitarse de un motor diesel para llevar la frecuencia del sistema o sistema de recolección en corriente directa y luego inversores para lograr corriente alterna, situación que haría improbable esta aplicación.

Dados los criterios anteriores y el efecto económico que se tendría en el proyecto, esta opción es descartada en su aplicabilidad para electrificar la aldea Chuisibel.

4.2 Proyecto solar

Para la realización del proyecto de generación de energía a través de paneles fotovoltaicos es necesario conocer la irradiación solar y el brillo solar en el área de Chuisibel.

En la tabla VII se reproducen los datos de radiación y brillo solar, realizados en el estudio: “Análisis preliminar sobre radiación y brillo solar en Guatemala” por parte de la Sección de Climatología del INSIVUMEH en 1995, correspondiendo los datos de la tabla a la región de Chuisibel:

Tabla VII. Datos de irradiación y brillo solar para el área de Chuisibel

Mes	Radiación media (W/m²)	Brillo solar (horas/mes)
Enero	516.1	255.6
Febrero	557.9	229.0
Marzo	544.0	257.9
Abril	557.9	230.0
Mayo	502.1	183.1
Junio	474.2	145.9
Julio	516.1	198.0
Agosto	446.4	180.0
Septiembre	404.5	134.4
Octubre	446.4	174.2
Noviembre	376.6	207.8
Diciembre	460.3	241.9
Promedio	483.5	203.1

Fuente: INSIVUMEH. **Análisis preliminar sobre radiación y brillo solar en Guatemala**

Con una eficiencia típica de 18% para paneles monocristalinos y pensando en 48 paneles de 0.5 metros cuadrados de área, se obtiene una proyección de energía de 5,090.6 kWh-año.

El costo por usuario de cada panel, se describe a continuación:

Costo equipo	\$ 599.50
Aumento costo equipo DC	\$ 12.50
<u>Instalación</u>	<u>\$ 50.00</u>
Total por usuario	\$ 662.00

Se realizan las siguientes aclaraciones:

- a) El costo del equipo incluye el valor de un panel monocristalino de 51 vatios, el regulador de carga/descarga así como una batería sellada de 12 voltios y 100 amperios-hora.
- b) El aumento de costo equipo DC se refiere a la diferencia de costo que cada usuario debe asumir para comprar su equipo de iluminación con alimentación de 12 voltios DC, en contraste a si lo comprara para corriente alterna, el sobre costo indicado es la diferencia de costo de tres lámparas fluorescentes de 20 vatios.

c)El costo de la instalación se refiere a los materiales, el soporte del panel, el poste de madera tratada y la mano de obra. El coste total de electrificación de la aldea Chuisibel, para cuarenta y ocho usuarios será de US\$ 31,776.00.

Debe observarse que en este caso, cada usuario es responsable del mantenimiento de su equipo y contará con energía de corriente directa.

4.3 Comparación económica entre los proyectos

En este apartado se realiza una comparación económica entre las diferentes opciones de electrificación para la aldea Chuisibel. Debe incluirse la forma tradicional de electrificación a través de líneas de distribución.

Si se toma en cuenta la necesidad de construir 9 kilómetros de línea para interconectar a Chuisibel a la red más próxima y se consideran 15 estructuras por kilómetro, se necesitarán un promedio de ciento treinta y cinco estructuras para llevar la energía eléctrica a este lugar. El costo medio de una estructura es de Q 3 200, integrado por Q 1 600 de materiales y Q 1 600 de mano de obra¹³, para un total de Q 432,000 en el proyecto, equivalentes a US\$ 55 243.

En la tabla VIII se muestra la mensualidad a pagar por cada usuario en cada uno de los proyectos descritos en este trabajo de tesis: pequeña hidroeléctrica, paneles solares, aerogenerador y a través de líneas de distribución.

¹³ Consulta realizada a personal de "Enérgica", empresa dedicada a la construcción de líneas eléctricas

Tabla VIII Cálculo de pago mensual por usuario

Parámetro	Proyecto hidroeléctrico	Proyecto eólico	Proyecto solar	Red convencional
Número de familias	48	48	48	48
Costo del proyecto	\$ 29,960.00	\$ 40,550.00	\$ 31,776.00	\$ 55,243
Costo por familia (\$)	\$ 624.17	\$ 844.79	\$ 662.00	1,150.90
Costo por familia (Q)	Q 4,880.98	Q 6,606.27	Q 5,176.84	Q 9,000.04
Duración del préstamo	60	60	60	60
Tasa de interés	25%	25%	25%	25%
Pagos mensuales (Q)	Q 143.26	Q 193.90	Q 151.95	Q 264.16

El tipo de cambio utilizado es de Q 7.82 por cada dólar de los Estados Unidos. Se utiliza una tasa de interés preferencial del mercado y un plazo estimado largo pero obtenible.

Se resalta que el número de usuarios es una variable que influye decisivamente en los montos de pago del proyecto hidroeléctrico y eólico, no en el proyecto solar; puesto que la inversión en paneles crecerá por cada usuario que se una al proyecto, mientras que la inversión de los otros proyectos será idéntica, pero se tendrán más deudores entre los cuales diluir los pagos.

Para determinar si los habitantes del área rural tienen la capacidad económica para cubrir esta cuota mensual, se comparan los valores anteriores con los obtenidos en dos estudios socio-económicos realizados, el primero por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y el segundo por el Instituto Nacional de Estadística (INE). A continuación se resumen los resultados de estos estudios y la comparación realizada:

1. En el estudio “Beneficios económicos en viviendas electrificadas en el área rural” realizado por el INDE en el año 91, se realiza un estudio de mercado en las regiones rurales del país, con el objetivo de establecer cuánto dinero gastan los habitantes de áreas rurales no electrificadas para obtener energéticos que, en determinado momento, pueden ser sustituidos por la energía eléctrica. Del trabajo de campo realizado, se determinó que los energéticos consumidos son: a) para fines de iluminación: candelas y kerosén; b) para fines de fuerza: baterías, acumuladores de vehículos y, en menor medida, gasolina para plantas eléctricas. Se determinó que cada familia, en promedio, gastaba Q 56.62 al mes en compra de estos energéticos, a precios de finales de 1,991. Si se asume una inflación del 4% anual, este gasto se reflejaría en el año 2000 en Q 80.59 al mes –la tasa de inflación real es mayor que la utilizada en esta proyección, basado en el criterio que el consumo de los energéticos disminuye ante un alza al costo.

2. La “Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos Familiares 98-99” realizada por el INE, contempla para el área sur occidental un gasto promedio mensual de Q 1 284.52 por hogar; y establece que el 4.4% de este gasto es para cubrir los gastos de bienes y servicios, lo que equivale a Q 56.52 al mes para cubrir los servicios del hogar; así también fija un 18.4% de gastos en vivienda, que correspondería a Q 236.35 al mes para lo relacionado a gastos de su casa. El total relacionado con vivienda y servicios sería entonces de Q 292.87.

Con la información mencionada, se establece que la electrificación rural a través de pequeñas hidroeléctricas, pagada completamente por los usuarios, será factible únicamente si los pagos a realizar están dentro de los márgenes indicados a través de los dos estudios mencionados.

Puede definirse el valor de Q 80.00 como un valor frontera que teóricamente será accesible para cubrir este servicio en área rural. Esta condición en el caso de Chuisibel será alcanzable únicamente bajo la condición de préstamos blandos a largo plazo, por ejemplo, un préstamo de ocho años a 16% hace una cuota mensual de Q 90.44 por usuario para el proyecto de Chuisibel, valor que parece alcanzable para las condiciones económicas del área rural del país. Debe recordarse que en el costo del proyecto mencionado US\$ 29,960 no se disminuyen los ahorros mencionados en el capítulo dos del presente trabajo y que se resumen en la tabla IX.

Tabla IX Ahorro total en proyecto hidroeléctrico

Concepto de Ahorro	Ahorro unitario	Número de unidades	Total ahorrado
Utilización postes locales	\$ 70.33/poste	25 postes	US \$ 1,758.25
Materiales locales para concreto	\$ 24.30/m ³	9.6 m ³	US \$ 233.28
Mano de obra local	\$ 115.10/sem.	3 semanas	US \$ 345.30
Donación transporte	\$ 0.50/km	180 km	US \$ 90.00
Turbina nacional	\$ 640.0/turbina	1	US \$ 640.00
Total ahorro			US \$ 3,066.83

El total de ahorro alcanza el 10.2% del total del proyecto. Si aplicamos este porcentaje de disminución a la última cuota planteada (Q 90.44) se obtiene una cuota de Q 81.20; que se aproxima a lo gastado en energéticos en el área rural (Q 80.59), según los estudios mencionados anteriormente.

4.4 Funcionamiento del proyecto

El proyecto Chuisibel se construyó acudiendo a donaciones. Estas se realizaron de la siguiente forma:

Turbina y generador: iglesias de Estados Unidos.

Consejos de desarrollo aportaron Q3,000.00 para la infraestructura de distribución.

NRECA Guatemala aportó el estudio de factibilidad y además los transformadores a través del programa de equipo excedente.

La comunidad aportó toda la mano de obra en cuanto al traslado del equipo, montaje de postes y equipo; sólo se necesitó supervisión para la instalación de las líneas, ya que los habitantes realizaron los tendidos secundarios e instalación; además aportaron los viáticos y pago de la supervisión. Todos los materiales locales fueron puestos por la comunidad.

El funcionamiento del sistema es coordinado a través de un Comité de Usuarios; cada vecino paga Q 14.00 mensuales como aporte para el mantenimiento del generador y la instalación; en realidad es un sistema comunitario de uso de la energía eléctrica. Se estableció la cuota fija mencionada y se definieron las cargas para cada usuario: tres lámparas y dos tomacorrientes, con derecho a radio, TV y grabadora; cualquier otra carga lleva una cuota especial, por ejemplo la refrigeradora, que tiene la dueña de la tienda, aporta Q 6.00 más de la cuota establecida. Los fondos obtenidos, además del mantenimiento, se utilizan para el manejo de la cuenca en cuanto a reforestación y otros trabajos. El proyecto se rige a través de un reglamento interno, al cual se adscribió cada uno de los usuarios.

Los habitantes de los caseríos vecinos Chirischimay y Chuachalcox se acercaron al Comité de Usuarios, para solicitar su conexión a la red;

concediéndoles este servicio; de tal forma que ahora se suman al proyecto veinte usuarios de Chirischimay y veinticuatro usuarios de Chuachalcox; de esta manera el Comité de Usuarios ya es una empresa que percibe ingresos por venta a comunidades vecinas. Se resalta el hecho que esta posibilidad no se hubiera tenido si la electrificación se realiza por paneles fotovoltaicos.

Además, si no se hubieran conseguido las donaciones, y se unen estas comunidades en su solicitud de préstamos, se hubieran tenido a noventa y dos usuarios, lo que generaría una cuota de Q 61.60 mensuales por usuario, a cinco años plazo con una tasa del 16%; las anteriores son condiciones de préstamo alcanzables.

En esta situación, igualmente podría reducirse la cuota hasta un 10.2% si se aplican los posibles ahorros establecidos en el capítulo dos, por lo que se tendría una cuota de Q 55.32.

Además, se recuerda que el incentivo de los usos productivos de las comunidades; logra aumentar el ingreso de los habitantes y por lo tanto el nivel de vida de las personas, pudiendo aportar más para el proyecto y los préstamos que se obtuvieron.

CONCLUSIONES

1. La electrificación rural a través de pequeñas hidroeléctricas es una opción factible bajo el concepto de generación comunal de electricidad; siempre que se cuente con el decidido apoyo de la comunidad por electrificar y que las cuotas mensuales de pago por crédito y mantenimiento, no rebasen los Q 80.00 por cada usuario. Para que las cuotas de pago queden en el margen anterior, en general se deben cumplir algunas condiciones: la línea de transmisión no debe ser más larga de un par de kilómetros, la capacidad instalada por usuario debe aproximarse a los 215 vatios y el préstamo debe ser blando a un plazo de por lo menos cinco años.
2. La ausencia de aprovechamientos hidráulicos llevará a contemplar otras opciones de electrificación, la posibilidad de paneles solares es la que debe considerarse como primera opción, excepto si la posición geográfica de la región, de alguna forma impide este aprovechamiento o brinda excepcionales condiciones de viento, si la condición es esta última, se debe considerar la generación eólica.
3. Pueden realizarse abundantes formas de ahorro en un proyecto de pequeñas hidroeléctricas, si se cuenta con la decidida colaboración de la comunidad. Estas formas de ahorro pueden alcanzar el 10% del total del proyecto.

4. La tecnología de generación a través de pequeñas hidroeléctricas es la más explorada y conocida forma de aprovechamiento de fuentes renovables de energía, razón por la cual, en este momento es la más barata y de mayor aceptación. La tecnología eólica es, en la actualidad, la de más elevado costo de las tecnologías estudiadas; su implantación en Guatemala no se ha realizado aún con ningún parque de generación; a nivel mundial se sigue avanzando en la mejora de esta tecnología por lo que se espera una disminución de precios de la misma. La tecnología de generación eléctrica a través de paneles solares es de muy fácil implantación, aunque la generación de corriente directa es muy poco versátil en sus aplicaciones, a no ser que se incrementen los costos con un sistema de conversión de corriente de directa a alterna.

5. Existen abundantes fuentes de financiamiento para sistemas de generación a través de fuentes alternas de energía; generalmente a través de préstamos blandos y donando la asistencia técnica. Son abundantes los préstamos puente o tripartitos, es decir, la ONG que ha establecido un fideicomiso con una institución financiera, la comunidad representada a través de un comité y la municipalidad del municipio al que pertenece la comunidad.

RECOMENDACIONES

1. La electrificación rural a través de pequeñas hidroeléctricas, creando un sistema eléctrico aislado, debe implicar la organización de la comunidad como cooperativa de producción y consumo de su propia electricidad; con orientación hacia actividades productivas comunales, en la cual las cuotas de uso y consumo deberán ser acordadas internamente –sistema comunal de generación. El funcionamiento del sistema de electrificación debe ser regido por reglamentos claros y equitativos. Este esquema requiere de apoyos financieros que le permitan implantarse y crecer según las necesidades. Además, requiere de asistencia técnica y fiscalización de obras por parte de organismos, gubernamentales o no, competentes. Los sistemas en isla de electrificación rural deben estar concebidos para usos productivos a fin de ser autosostenibles y que rindan el máximo provecho a la comunidad; esto con la finalidad que puedan ser operados, mantenidos y expandidos adecuadamente al pasar el tiempo y crecer las necesidades.
2. Debe incentivarse la producción nacional de equipo de generación eléctrica –especialmente turbinas-, tecnificando el sector, conociendo exactamente las características de lo producido y por lo tanto, incrementando las posibilidades de mejorar la eficiencia del equipo.

3. La electrificación rural es una necesidad para el desarrollo del país y una importante inversión para elevar el nivel de vida de las comunidades. A nivel gubernamental es necesario implementar una política relacionada con el aprovechamiento de potenciales hidroeléctricos, que contemple:
 - a. Identificación de pequeños aprovechamientos.
 - b. Promoción de la investigación en el campo de equipos de generación.
 - c. Diseño y planificación de obras.
 - d. Obtención de financiamientos.
 - e. Ejecución de obras.
 - f. Asesoramiento en operación, mantenimiento y administración.
 - g. Gestión interinstitucional con las ONG que contemplan esta actividad dentro de sus funciones.

4. Una vez se ha detectado un aprovechamiento, se propone seguir el siguiente proceso para lograr la generación de energía eléctrica a través de pequeñas hidroeléctricas en el área rural:
 - a) La comunidad se establece en un comité pro-electrificación.
 - b) El comité inicia gestión con ONG que realice el estudio de factibilidad, sea donado o a través de financiamiento.
 - c) Con la aprobación del estudio, el comité inicia gestión de financiamiento, ante las entidades de crédito sugeridas, para la compra de equipo. Paralelamente, el comité inicia gestiones de donación con las entidades mencionadas.
 - d) Con la aprobación del crédito, se inicia el proceso de construcción con el decidido apoyo de la comunidad.
 - e) Se establece el Comité de Usuarios, encargado de la recaudación y el mantenimiento.
 - f) Se desarrolla el plan de usos productivos de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Díaz Paz, Olga Dalila. **Beneficios económicos en viviendas electrificadas en el área rural.** Guatemala: Editorial INDE, 1991. 18 pp.
2. Dirección General De Estadística. **Encuesta nacional de ingresos y gastos familiares 1979 - 1981.** (Volumen II). Guatemala: Editorial INE, 1982. 89 pp.
3. Godínez, Guillermo Ariel. **Análisis preliminar sobre radiación y brillo solar en Guatemala.** Guatemala: Editorial Climatología, INSIVUMEH, 1995. 65 pp.
4. Ministerio De Energía Y Minas. **Modernización del subsector eléctrico: una oportunidad para el desarrollo y la inversión.** (Programa indicativo del subsector eléctrico. Volumen III), Guatemala: Editorial MEM, 1998. 42 pp.
5. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Minicentrales hidroeléctricas.** (Manuales De Energías Renovables). Madrid: Editorial IDAE, 1996. 152 pp.
6. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Energía eólica.** (Manuales De Energías Renovables). Madrid: Editorial IDAE, 1996. 152 pp.
7. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. **Energía solar fotovoltaica.** (Manuales De Energías Renovables). Madrid: Editorial IDAE, 1996. 139 pp.
8. Monsalve Sáenz, Germán. **Hidrología en la ingeniería.** 2ª Ed. Colombia: Editorial Alfaomega, 1999. 315 pp.
9. Econergy International. **ENERGÍA RENOVABLE EN LAS AMÉRICAS. Sources of Financing in Latin America.** (Export Council for Renewable Energy US/ECRE), E.E. U.U.: Beta Corporation International. 1997. 70 pp.
10. Reyes Aguirre, Miguel. **Cursos de máquinas hidráulicas.** México: Editorial Representaciones y Servicios de Ingeniería de la UNAM. 1965. 288 pp.

APÉNDICES

APÉNDICE UNO

POSIBILIDADES DE FINANCIAMIENTO EN PROYECTOS DE PEQUEÑAS HIDROELÉCTRICAS

Las posibilidades de financiamiento de proyectos de electrificación rural existen en el país, así como posibilidades de asistencia técnica para proyectos. En el presente apéndice se tiene como objetivo presentar algunas instituciones que brindan los servicios mencionados, así como mencionar brevemente los servicios que brindan las instituciones.

Las instituciones se clasificarán en: nacionales, internacionales y donantes.

1. INSTITUCIONES FINANCIERAS Y DE ASISTENCIA TÉCNICA NACIONALES

NRECA GUATEMALA (National Rural Electric Cooperative Association):

Subsidiaria nacional de una organización no gubernamental estadounidense. Especializada en electrificación rural, pone especial énfasis en energía renovable. NRECA trabaja un programa de equipos excedentes, de tal forma que, según su disponibilidad, vende equipo a bajo costo o realiza donaciones de equipo usado para proyectos específicos.

Actúa como facilitador en la obtención de líneas de crédito y financiamiento. Ayuda con el aporte de los estudios de prefactibilidad de proyectos de generación; brindando asesoría técnica, para la realización y funcionamiento de los proyectos, como en los usos productivos de energía eléctrica.

FUNDACIÓN SOLAR:

ONG comprometida con los proyectos de electrificación, principalmente con proyectos de energía renovable. Promueve en uso de la energía renovable, brinda asistencia técnica para proyectos de este tipo e implementa proyectos seleccionados. Actúa como facilitador en la obtención de líneas de crédito y financiamiento. Cuenta con alianzas estratégicas con varias ONG internacionales.

GÉNESIS EMPRESARIAL:

Institución financiera que brinda crédito a microempresas y proyectos de electrificación rural. Apoya y asesora en usos productivos de energía eléctrica.

BANRURAL:

Entidad bancaria, que tiene fideicomisos con organizaciones no gubernamentales –entre ellas NRECA- para apoyar a través de créditos blandos a la electrificación rural.

Del fideicomiso mencionado, BANRURAL extiende préstamos para electrificación rural a un plazo máximo de cinco años y una tasa 20% menor que la tasa que BANRURAL otorga a préstamos de desarrollo comunitario –la menor tasa que esta entidad brinda-. Especialmente se trabajan con municipalidades, de tal forma que se forma un préstamo puente, al otorgar el préstamo a la municipalidad, pero la administración de los fondos a la comunidad.

SINERGY:

Compañía guatemalteca que, a través de alianzas con compañías europeas, financian proyectos de energía, parcialmente o a través de alianzas de explotación.

2. INSTITUCIONES FINANCIERAS Y DE ASISTENCIA TÉCNICA INTERNACIONALES

WINROCK INTERNATIONAL:

Entidad internacional, cuya finalidad es promover las fuentes de energía renovable; brinda asistencia técnica en la preparación y evaluación de proyectos, promueve la transferencia tecnológica para utilizar energía renovable y tiene un programa de donación de equipo. En Guatemala, tiene un contrato de cooperación con Fundación Solar.

PLAN INTERNATIONAL

ONG cuyo objetivo es lograr la electrificación rural. Sus planes de financiamiento son de forma tripartita: comunidad, municipalidad del municipio y Plan International. Sus créditos son blandos. Este esquema ha sido muy utilizado en la electrificación del oriente del país.

IFREE (International Found Renewable & Efficient Energy):

Apoyan proyectos de inversión en energía renovable, en especial en la fase de preinversión o sea el estudio de factibilidad –generalmente, esta fase es la de más duro financiamiento-, provee un porcentaje del dinero y la comunidad lo complementa; lo anterior, generalmente para formar una base que haga digno de crédito al proyecto ante otra entidad financiera.

FOCER:

Entidad que maneja fondos de los créditos de carbono, por lo tanto apoyan todo proyecto que ambientalmente no emita carbono o reduzca la emisión de carbono al medio ambiente. La energía renovable es apoyada a través de esta línea de crédito, apoyo financiero manejado por BUN en Centro América.

E&Co:

Corporación sin fines de lucro establecida en 1994 por la Fundación Rockefeller para apoyar, en países en desarrollo, empresas de energía renovable y eficientes en el uso de energía que demuestren su sostenibilidad financiera y ambiental. Actualmente administran fondos de la línea FENERCA, proporcionados con un convenio con la USAID. Financian proyectos de energía renovable con un plazo menor de cinco años, ambientalmente amigable y eficiente.

ALURE:

Fundación que promueve el uso racional de la energía, a través de convenios de cooperación con la Unión Europea. Brindan asesoría técnica y crediticia para proyectos que cumplan con la finalidad mencionada; encontraríamos aquí, todo proyecto que pueda disminuir la tarifa eléctrica de una comunidad. No es permanente la ayuda financiera que aquí se brinda, puesto que tienen espacios de tiempo al año para aprobar los proyectos que apoyarán.

3. DONACIONES

En cuanto a donaciones, las diferentes entidades que las brindan no cuentan con programas permanentes, sino que apoyan los proyectos que se acercan en el momento en el que se encuentra disponibilidad para hacerlo.

Dentro de las entidades que se han caracterizado por este tipo de ayuda, están:

Rotary International

Iglesias internacionales

Agencia Canadiense para el Desarrollo internacional (ACDI)

A continuación se muestra un formato de solicitud y requisitos de las instituciones más conocidas, de las anteriormente mencionadas.

APÉNDICE DOS

“FOTOGRAFÍAS DEL PROYECTO CONSTRUIDO”

Figura 23. Fotografía núm. 1



Vista del dique (azud) durante la construcción. Nótese la diferente altura y ancho del vertedero y el dique; además, la rejilla coladera en la parte media de la fotografía y en la parte posterior, el canal.

Figura 24. Fotografía núm. 2



Vista del canal. Nótese el cambio de altura de una pared para que actúe de vertedero lateral. Al fondo el depósito de sedimentación, resalta el canal de piedra que se construyó a la izquierda de dicho depósito, para cuando se abra la puerta corrediza y el sedimento fluya.

Figura 25. Fotografía núm. 3



Vista posterior de la casa de máquinas. Nótese la tubería forzada y el canal de descarga.

Figura 26. Fotografía núm. 4



Detalle de los instrumentos de medición del proyecto.

Figura 27. Fotografía núm. 5



Detalle de un poste con lámpara. Nótese el número de acometidas servidas.

Figura 28. Fotografía núm. 6



Vista de la tienda de la aldea. Nótese el uso de refrigerador y licuadora.

ANEXO

CATÁLOGOS Y CARACTERÍSTICAS DE TUBERÍAS PVC Y METÁLICAS

Tabla X. Catálogo de tubería PVC

Tuberías de PVC para construcción

Presión (agua fría)

SDR	Presión de trabajo a 23°C en PSI	
-----	----------------------------------	--