



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS,
UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA
COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Libni Misael Ortiz Morales

Asesorado por el Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj
y el Ing. Gustavo Adolfo Aldana Reyes

Guatemala, enero de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS,
UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA
COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LIBNI MISAEL ORTIZ MORALES

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ
Y EL ING. GUSTAVO ADOLFO ALDANA REYES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS, UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha enero de 2007.



Libni Misael Ortiz Morales

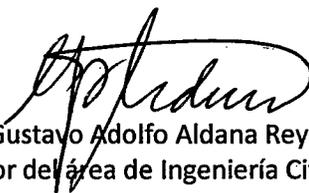
Guatemala, 23 de noviembre de 2010

Ingeniero
Jorge Luis Pérez
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Respetable Ingeniero Pérez:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS, UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, desarrollado por el estudiante LIBNI MISAEEL ORTIZ MORALES, carné 1989-12487 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo remitiéndole a esa Coordinación para el trámite pertinente, en el sentido de que el autor y el asesor somos responsables del contenido y conclusiones del trabajo.

Sin otro particular, me suscribo de usted,


Ing. Gustavo Adolfo Aldana Reyes
Asesor del área de Ingeniería Civil

Guatemala, 25 de Noviembre de 2010

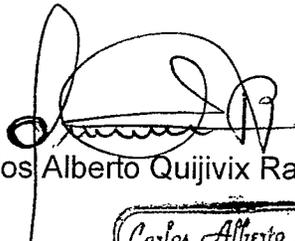
Ingeniero
Jorge Luis Pérez
Coordinador Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ing. Pérez:

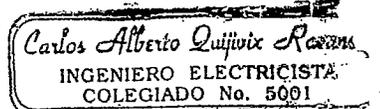
Me dirijo a usted, saludándolo respetuosamente y deseando que sus labores diarias sean tan exitosas como siempre. El motivo de la presente es para notificarle que, he terminado la revisión del trabajo de tesis titulado: **GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS, UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, realizada por el estudiante LIBNI MISAEEL ORTIZ MORALES, carné 1989-12487, y que luego de haberle hecho las correcciones satisface los requisitos necesarios para su publicación. En tal sentido, me permito informarle que encuentro satisfactorio el trabajo realizado y lo remito a usted para los trámites respectivos de aprobación.

Finalmente, debo comunicarle que el desarrollo del trabajo y las conclusiones del mismo son responsabilidad del autor y del asesor.

Sin otro particular, me suscribo de usted.



Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj





Ref. EIME 46. 2011
Guatemala, 14 de JULIO 2011.

FACULTAD DE INGENIERIA

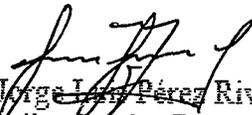
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES
ELÉCTRICAS, UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y
ECONÓMICA PARA COMUNIDADES SIN SERVICIO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA, del estudiante Libni Misael Ortiz Morales,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 53. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; LIBNI MISAEL ORTÍZ MORALES titulado: GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS, UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Fuente Romero



GUATEMALA, 16 DE AGOSTO 2011.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MICROCENTRALES ELÉCTRICAS, UNA ALTERNATIVA DE ENERGÍA LIMPIA Y ECONÓMICA PARA COMUNIDADES SIN SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario **Libni Misael Ortiz Morales**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Rosinos
Decano



Guatemala, enero de 2012

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Mi Padre celestial y Creador
Jenny Velásquez y Adrián Ortiz	Mi esposa e hijo
Jose Luis y Elsa Marina	Mis padres
Noel, Immer, Heber y Eglá	Mis hermanos
Ernestina, Silvestre y Olivia	Mis abuelos, en memoria de sus sabios consejos
Universidad de San Carlos	La academia que me ha formado

AGRADECIMIENTOS A:

Ing. Carlos Quijivix

Por su apoyo a lo largo de mi carrera

Ing. Gustavo Aldana Reyes

Por la asesoría profesional brindada

Finca Las Nubes

Por su apertura para la realización del
trabajo de campo

INDICE GENERAL

INDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XIX
GLOSARIO	XXI
RESUMEN	XXVII
OBJETIVOS.....	XXIX
INTRODUCCIÓN	XXXI
1. GENERALIDADES Y ASPECTOS PREVIOS DE DISEÑO	1
1.1. Microhidrogeneración	1
1.2. Componentes de un sistema.....	5
1.3. Energía a partir del agua.....	5
1.4. Capacidad y estudio de la demanda	7
1.5. Estudio hidrológico	13
1.6. Estudio de pre-factibilidad	13
1.7. Estudio de factibilidad final.....	14
1.8. Factor de planta	21
1.9. Factor de carga	26
1.10. Costo unitario de la energía	27
1.11. Decisiones costo-beneficio.....	30
2. EVALUACIÓN DE RECURSOS HIDROENERGÉTICOS	35
2.1. Medición de salto o caída.....	35
2.2. Métodos para la medición del caudal	35
2.2.1. Método del recipiente.....	38
2.2.2. Método del área y la velocidad	38

2.2.3.	Medidores de corriente o correntómetros.....	39
2.2.4.	Método del vertedero de pared delgada.....	40
2.2.5.	Método de la sección de control y regla graduada ..	42
2.3.	Hidrología.....	44
2.3.1.	Ciclo hidrológico	44
2.3.2.	Análisis de la información hidrométrica	45
2.4.	Características de las cuencas	54
2.4.1.	Cuenca hidrográfica	55
2.4.2.	Cuenca hidrológica.....	55
2.4.3.	Área de la cuenca.....	55
2.4.4.	Longitud y perímetro de la cuenca	57
2.4.5.	Forma de la cuenca y sus parámetros	58
2.4.6.	Pendiente de la cuenca	62
2.4.7.	Precipitación.....	64
2.4.8.	Polígono de Thiessen.....	65
2.4.9.	Método de las curvas de igual precipitación o Isoyetas	66
2.4.10.	Estimación del escurrimiento mensual por el método NRECA	67
2.4.11.	Estimación de los caudales de avenida.....	77
2.5.	Datos hidrológicos de Guatemala.....	79
2.5.1.	Vertiente del Pacífico	80
2.5.2.	Vertiente del Atlántico	80
2.5.3.	Vertiente del Golfo de México.....	81
2.5.4.	Principales ríos de Guatemala.....	81
2.5.5.	Aprovechamiento energético del agua.....	86
3.	OBRAS CIVILES.....	87
3.1.	Componentes de la obra civil.....	87

3.2.	Bocatomas	90
3.2.1.	Toma lateral mediante espigones	92
3.2.2.	Vertedero tipo Tirol	94
3.2.3.	Criterios de selección	98
3.2.4.	Dimensionamiento de un vertedero tipo Tirol.....	99
3.2.5.	Dimensionamiento del vertedero de caída completa.....	106
3.3.	Función general de las obras de aliviadero.....	114
3.3.1.	Cálculo del vertedero lateral paralelo	123
3.4.	Canales	126
3.4.1.	Dimensionamiento de canales	126
3.4.2.	Ejemplo ilustrativo para calcular un canal	134
3.5.	Desarenador.....	137
3.5.1.	Contenido de materias en suspensión	138
3.5.2.	Grado de evacuación de sedimentos.....	140
3.5.3.	Determinación del grado límite.....	141
3.5.4.	Dimensionamiento del desarenador.....	143
3.5.5.	Ejemplo de cálculo del desarenador	149
3.6.	Tubería de presión	153
3.6.1.	Diseño general y sistema de apoyos.....	153
3.6.2.	Selección del material para la tubería forzada	155
3.6.3.	Selección del diámetro adecuado	160
3.6.4.	Caída neta y pérdidas de carga	161
3.6.5.	Determinación del espesor de pared de la tubería.....	169
3.6.6.	Dimensionamiento de la tubería por flexión.....	173
3.6.7.	Análisis estructural de los apoyos fijos	174

4.	TURBINAS HIDRÁULICAS Y TRANSMISIÓN DE POTENCIA	
	MECÁNICA.....	181
4.1.	Partes fundamentales de una turbina hidráulica.....	181
	4.1.1. Carcasa.....	181
	4.1.2. Distribuidor.....	181
	4.1.3. Rodete.....	183
	4.1.4. Tubo de aspiración.....	183
4.2.	Criterios de clasificación de las turbinas hidráulicas.....	184
	4.2.1. Turbinas de acción o impulso.....	185
	4.2.2. Turbinas de reacción.....	185
	4.2.3. Turbinas de admisión parcial y admisión total.....	186
4.3.	Potencia de la turbina.....	188
4.4.	Números específicos de revoluciones.....	190
4.5.	Cavitación.....	196
4.6.	Velocidad de embalamiento.....	199
4.7.	Rendimiento de las turbinas.....	200
4.8.	Curvas características de las turbinas.....	200
	4.8.1. Curvas par-velocidad.....	204
	4.8.2. Curvas potencia-velocidad.....	204
	4.8.3. Curvas caudal-velocidad.....	205
	4.8.4. Colina de rendimientos.....	205
4.9.	Selección rápida de la turbina.....	207
4.10.	Turbina Pelton.....	209
	4.10.1. Distribuidor de la turbina Pelton.....	209
	4.10.2. Rodete de la turbina Pelton.....	210
	4.10.3. Instalación típica de la turbina Pelton.....	210
	4.10.4. Dimensionamiento de la turbina Pelton.....	212
4.11.	La turbina Francis.....	214
	4.11.1. Distribuidor de la turbina Francis.....	215

4.11.2.	Rodete de la turbina Francis	215
4.11.3.	Tubo de aspiración.....	216
4.11.4.	Carcasa.....	216
4.11.5.	Dimensionamiento de la turbina Francis	217
4.12.	Turbina de impulso radial (Michell-Banki)	218
4.12.1.	Principio de funcionamiento de la turbina radial	220
4.12.2.	Dimensionamiento de la turbina radial	221
4.13.	Regulación de velocidad en la turbina.....	231
4.13.1.	Regulación manual.....	232
4.13.2.	Regulación automática.....	233
4.13.3.	Reguladores oleomecánicos	233
4.14.	Sistemas de transmisión de potencia mecánica.....	244
4.15.	Elementos de un sistema de transmisión potencia	245
4.16.	Tipos de transmisiones	246
4.17.	Velocidad y parámetros de potencia transmitida.....	248
4.18.	Comparación entre sistemas de transmisión	252
4.18.1.	Transmisión por fajas	253
4.18.2.	Transmisión por cadena de rodillos.....	257
4.18.3	Transmisión por engranajes.....	259
4.19.	Criterios para dimensionar un sistema de transmisión.....	260
4.20.	Ejes	274
4.21.	Acoplamientos.....	277
4.22.	Cojinetes o rodamientos.....	278
5.	EQUIPO ELÉCTRICO, DISPOSITIVOS DE CONTROL, REGULACIÓN Y MEDICIÓN	283
5.1.	Generalidades.....	283
5.2.	Definiciones básicas.....	285

5.3.	Conceptos de potencia y energía	290
5.4.	Principios de generación de energía eléctrica	293
5.4.1.	Inducción electromagnética	293
5.4.2.	Fuerzas en un campo magnético sobre conductores.....	295
5.4.3.	Reacción de armadura	296
5.4.4.	Excitación de campo	298
5.4.5.	Circuito magnético.....	298
5.4.6.	Circuito eléctrico	299
5.5.	El generador síncrono en la MCH.....	300
5.5.1.	Velocidad síncrona	300
5.5.2.	Principio de funcionamiento.....	301
5.5.3.	Características constructivas	306
5.5.4.	Criterios de selección.....	308
5.6.	Disposiciones de montaje del generador eléctrico.....	310
5.6.1.	Cableado del generador al tablero	315
5.6.2.	Criterios de inspección para la instalación del generador.....	316
5.7.	Regulación de voltaje.....	318
5.7.1.	Regulador automático de voltaje (RVA)	319
5.8.	Control electrónico de velocidad	322
5.8.1.	Regulación automática de velocidad	323
5.8.1.1.	Regulación analógica continua	325
5.8.1.2.	Regulador electrónico de carga	327
5.9.	Elementos de control y protección del generador eléctrico.....	333
5.9.1.	Elementos de medición.....	333
5.9.2.	Seccionamiento	335
5.9.3.	Relevadores de protección	337
5.9.4.	Otras protecciones.....	339

6.	TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	343
6.1.	Generalidades	343
6.2.	Modelo de la línea de transmisión corta.....	343
6.3.	Diseño de la línea de transmisión	347
6.3.1.	Forma y trazo de la línea	348
6.3.2.	Selección de la tensión de la línea	350
6.3.3.	Selección del conductor.....	351
6.4.	Montaje de postes y estructuras para la línea de transmisión.....	354
6.4.1.	Aisladores.....	360
6.5.	El transformador de servicio.....	365
6.6.	Otras estructuras.....	368
6.7.	Ejemplo de cálculo de la caída de tensión en la línea	369
7.	MANTENIMIENTO DE MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS....	371
7.1.	Precauciones antes, durante y después de la operación de la MCH.....	371
7.1.1.	Recomendaciones generales	372
7.1.2.	Mantenimiento de tomas de agua	375
7.1.3.	Mantenimiento del sistema de conducción de agua	376
7.1.4.	Plan de mantenimiento recomendado para obras civiles	381
7.2.	Mantenimiento del equipo electromecánico	382
7.2.1.	Condiciones normales y anormales de funcionamiento.....	382
7.2.2.	Secuencia de operaciones de los equipos	385
7.2.3.	Programa de mantenimiento del equipo electromecánico.....	387

7.2.4.	Recomendaciones de seguridad	389
7.3.	Mantenimiento e inspección de la red eléctrica	390
7.3.1.	Acciones de mantenimiento sugeridas	391
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO	393
8.1.	Análisis esenciales para evaluar la construcción de una MCH.....	393
8.2.	Costos y beneficios de una MCH.....	396
8.2.1.	Costos de inversión.....	396
8.2.2.	Costos variables de operación y mantenimiento	398
8.2.3.	Cálculo de los beneficios de una MCH	399
8.3.	Evaluación económica una MCH.....	400
8.3.1.	Método del Beneficio/Costo.....	400
8.3.2.	Método del valor actual neto (VAN)	403
8.3.3.	Método de la tasa interna de retorno (TIR)	403
8.4.	Análisis de sensibilidad.....	404
	CONCLUSIONES.....	405
	RECOMENDACIONES	409
	BIBLIOGRAFÍA.....	413
	APÉNDICES.....	417

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ilustración del salto o distancia vertical	2
2.	Esquema de una central de agua fluyente o derivación	4
3.	Esquema de una central con embalse o caudal retenido	5
4.	Factor de simultaneidad	11
5.	Hidrograma de ejemplo	24
6.	Ilustración del concepto de salto	36
7.	Método del recipiente	38
8.	Lectura para tres tipos de vertederos de pared delgada	42
9.	Método de la sección de control y regla graduada	43
10.	Hidrograma de aforos diarios	46
11.	Curva de duración de caudales	48
12.	Histograma de frecuencias relativas para caudales	50
13.	Curva de duración de potencias	54
14.	Longitud y perímetro de una cuenca	58
15.	Influencia en la forma de las cuencas	59
16.	Hidrógrafas según la forma de la cuenca	61
17.	Índice de Gravelius	62
18.	Método para hallar la pendiente S de una cuenca	63
19.	Polígono de Thiessen	66
20.	Método de las curvas de igual precipitación	67
21.	Balance hidrológico de la cuenca NRECA	72
22.	Relación entre la evapotranspiración real y potencial	74
23.	Gráfica de la razón de exceso de humedad	74

24.	Estimación del caudal de avenida.....	78
25.	Mapa de cuencas y vertientes de Guatemala	82
26.	Toma lateral mediante espigones	93
27.	Descargas en el canal de agua motriz y en el río en relación del nivel aguas arriba	94
28.	Vista de planta del vertedero tipo Tirol.....	96
29.	Vertedero tipo Tirol, corte A-A y detalle de los canales.....	97
30.	Vertedero tipo Tirol situado en el lecho	99
31.	Corte del vertedero tipo Tirol.....	100
32.	Vista superior del vertedero tipo Tirol.....	100
33.	Altura del vertedero de caída completa.....	107
34.	Caída completa por encima de un barraje de madera	109
35.	Coeficiente de corrección para un vertedero sumergido.....	111
36.	Caída sumergida por encima de un barraje de madera	112
37.	Vertedero fijo (nivel de agua y nivel energético)	114
38.	Resaltos	115
39.	Colchón amortiguador con contra-umbral	116
40.	Valores de dimensionamiento al final del colchón amortiguador.....	117
41.	Dimensionamiento del colchón amortiguador sin umbral.....	120
42.	Dimensionamiento del colchón amortiguador con umbral.....	121
43.	Nivel de agua ascendente a lo largo del vertedero lateral con caudal subcrítico.....	122
44.	Ábaco referente a la fórmula de Manning-Strickler	132
45.	Diseño final del canal	136
46.	Representación esquemática de un desarenador con paso de agua uniforme.....	138
47.	Curva esquemática de arena “K” depositándose bajo la influencia de turbulencia.....	143

48.	Velocidad de descenso de las partículas en aguas tranquilas a 10 ⁰ C.....	147
49.	Zona de transición en un desarenador	151
50.	Ejemplo numérico para calcular un desarenador	151
51.	Tubería de presión, perfil y planta.....	154
52.	Construcción de soportes sin y con cinta metálica de fijación.....	156
53.	Conexiones de tubos rígidos	157
54.	Materiales y zonas económicas de aplicación	158
55.	Velocidades máximas en tuberías de presión en función del gradiente	162
56.	Caída bruta en turbinas de reacción e impulso	162
57.	Coeficientes de la forma β de las barras de la rejilla	163
58.	Coeficientes de pérdidas en codos.....	164
59.	Tubos en Y (simétricos) y diferente admisión.....	166
60.	Tubos en Y simétricos	167
61.	Estrechamientos repentinos	168
62.	Estrechamiento paulatino	169
63.	Polígonos de aumentos de presión determinados por las dimensiones de la tubería de presión.....	169
64.	Construcción de apoyos fijos, subsuelo poco cohesivo.....	175
65.	Esquemas para el dimensionamiento del apoyo fijo.....	178
66.	Turbina Pelton de 2 inyectores de diámetro fijo y variable con aguja de regulación	182
67.	Rodete de turbina Pelton.....	183
68.	Comparación entre la turbina de acción y reacción.....	186
69.	Esquema de un grupo de generación.....	188
70.	Cavitación.....	197
71.	Gráfica %caudal nominal vrs. %rendimiento	203
72.	Curva par-velocidad	204

73.	Curva potencia-velocidad.....	205
74.	Curvas caudal-velocidad.....	206
75.	Colina de rendimientos de la turbina.....	206
76.	Diagrama de selección de turbinas hidráulicas	208
77.	Turbina Pelton de doble rodete.....	212
78.	Esquema de instalación de la turbina Francis.....	215
79.	Álabes en posición abierta y en posición cerrada	217
80.	Dimensiones básicas de la turbina Francis.....	218
81.	Esquema de una turbina Michell-Banki.....	219
82.	Comparación de rendimiento entre una turbina Francis y una turbina Michell-Banki.....	222
83.	Sección transversal del inyector de la turbina Michell-Banki.....	227
84.	Arco de admisión de la turbina Michell-Banki.....	228
85.	Péndulo de 2 masas	234
86.	Péndulo de Escher Wyss de una masa oscilante	234
87.	Bomba de aceite del regulador oleomecánico	235
88.	Válvula de distribución de aceite del regulador oleomecánico.....	236
89.	Esquema de un regulador oleomecánico.....	238
90.	Comportamiento de un regulador con retroceso rígido y con retroceso elástico	239
91.	Esquema del regulador desarrollado por SKAT.....	243
92.	Sistema de transmisión de una etapa	246
93.	Sistemas de transmisión	247
94.	Correa de sincronización.....	256
95.	Transmisión por cadena.....	257
96.	Caja de engranajes	259
97.	Número de secciones de correa según la potencia y velocidad.....	262
98.	Fuerzas en las correas.....	275
99.	Desalinamiento en el acople	277

100.	Acoplamiento flexible.....	278
101.	Esquema de instalación del equipo electromecánico	283
102.	Forma senoidal de la tensión alterna.....	286
103.	Representación fasorial de un número complejo.....	288
104.	Representación fasorial de la impedancia	289
105.	Triángulo de potencia y factor de potencia	292
106.	Generador eléctrico elemental.....	295
107.	Efecto de la corriente circulante sobre los conductores	297
108.	Efecto de la reacción de armadura.....	297
109.	Características de excitación de un generador.....	299
110.	Circuito equivalente por fase del generador síncrono	302
111.	Clases de rotor en la máquina síncrona	303
112.	Voltaje trifásico generado	304
113.	Esquema de funcionamiento de un generador síncrono	304
114.	Esquema de funcionamiento en carga	305
115.	Diagramas vectoriales para los distintos tipos de carga.....	306
116.	Rotor de polos salientes	307
117.	Turbina Kaplan acoplada directamente al generador	311
118.	Caso I: Disposición de instalación del generador	312
119.	Caso II: Disposición de instalación del generador	313
120.	Caso III: Disposición de instalación del generador	314
121.	Caso IV: Disposición de instalación del generador.....	315
122.	Diagrama de bloques de un RAV	320
123.	Conexión de un RAV a un generador convencional.....	321
124.	Regulador de voltaje para generador con excitador estático.....	321
125.	Variación en la forma de onda de la corriente de lastre en función del ángulo de disparo	326
126.	Regulación electrónica de carga	328
127.	Regulación electrónica de carga, puente Graetz trifásico	329

128.	Circuito de conmutación equivalente con las capacitancias entre las terminales del MOSFET	330
129.	Circuito de accionamiento de un MOSFET de potencia.....	331
130.	Sistema de excitación del MOSFET con transistores Bipolares.....	332
131.	Sistema de excitación del MOSFET con transformador de pulso	332
132.	Esquema de tablero de control básico de generación	334
133.	Organigrama de los tableros de control en una planta hidroeléctrica	340
134.	Modelo de la línea de transmisión corta.....	345
135.	Esquemas típicos para transmisión y distribución.....	350
136.	Disposición de conductores	354
137.	Tipo de aisladores de cadena	364
138.	Subestaciones montadas en poste	367
139.	Esquema de una bocatoma	376
140.	Esquema de un canal abierto.....	377
141.	Vista de planta y lateral de una cámara de carga	378
142.	Esquema de una tubería de presión	380
143.	Esquema de un apoyo	380
144.	Esquema típico de una casa de máquinas.....	383

TABLAS

I.	Informes de factibilidad	2
II.	Cuadro de costos de un proyecto de MCH	32
III.	Tabla de métodos para medir salto.....	37
IV.	Datos de caudales río X.....	47
V.	Tabla de frecuencias, absoluta y relativa de duración de caudal	48
VI.	Tabla de duración de potencias y cálculos de energía	53

VII.	Resumen de cálculos del ejemplo ilustrativo.....	76
VIII.	Clasificación de vertientes.....	83
IX.	Cuencas de la vertiente del pacífico.....	83
X.	Cuencas de la vertiente del Atlántico	84
XI.	Cuencas de la vertiente del Golfo de México	84
XII.	Características de los principales ríos	85
XIII.	Potencial hidroeléctrico teórico por vertiente.....	86
XIV.	Criterios de selección para la toma en el lecho	98
XV.	Coeficientes x para vertederos.....	102
XVI.	Coeficientes de forma de cresta para diferentes barrajes	109
XVII.	Coeficientes de rugosidad (k), según material	127
XVIII.	Taludes naturales según diferentes tipos de suelo.....	130
XIX.	Perfiles trapezoidales hidráulicamente favorables.....	131
XX.	Límites de velocidad del agua en el canal según distintos tipos suelo y/o revestimientos de suelo.....	135
XXI.	Criterios de selección para el material de la tubería forzada.....	159
XXII.	Coeficientes de pérdidas para bifurcaciones en tubos circulares	167
XXIII.	Coeficientes de pérdidas para tubos “Y” simétricos	168
XXIV.	Límites de alturas en la tubería de presión.....	171
XXV.	Permitividad para distintos materiales	174
XXVI.	Características principales de las turbinas hidráulicas	187
XXVII.	Eficiencia del grupo de generación.....	190
XXVIII.	Velocidades de sincronismo de los generadores	200
XXIX.	Clasificación de MCH según potencia	208
XXX.	Parámetros característicos en turbinas ensayadas por diferentes investigaciones	224
XXXI.	Resultados de las pruebas del regulador desarrollado por SKAT	242

XXXII.	Velocidades máximas recomendadas.....	251
XXXIII.	Valores de relación de transmisión	251
XXXIV.	Rendimientos	251
XXXV.	Índices comparativos de distintas transmisiones	253
XXXVI.	Longitudes normalizadas de correas trapezoidales	265
XXXVII.	Diámetros de poleas normalizados	266
XXXVIII.	Coeficientes de diámetro pequeño K_d	267
XXXIX.	Coeficientes de arco de contacto K_θ	268
XL.	Factores de corrección K_L	269
XLI.	Valores aproximados de factor de servicio	270
XLII.	Dimensiones de diámetros y número de fajas	274
XLIII.	Dimensiones de poleas y variación de fuerzas de flexión	276
XLIV.	Resumen de velocidades, según cantidad de polos y frecuencia.....	301
XLV.	Dimensionamiento para cableado de un generador para conductores aislados	341
XLVI.	Pérdidas de tensión para alambres y cables en ductos metálicos.....	342
XLVII.	Tolerancias admisibles para la regulación de tensión respecto al valor nominal, en (%)	347
XLVIII.	Capacidad máxima de conducción de corriente en conductores desnudos de cobre, ACSR y Aluminio.....	352
XLIX.	Factores de sobrecarga para estructuras, cruceros retenidas y anclas para ser utilizados con los factores de resistencia de la tabla L	358
L.	Factores de resistencia mecánica para estructuras, cruceros, retenidas, cimientos y anclas, para ser utilizados con los factores de sobrecarga de la tabla XLIX	359
LI.	Tensiones mínimas de flameo en seco de aisladores.....	364

LII.	Acciones de mantenimientos para obras civiles	381
LIII.	Acciones y periodicidad de mantenimiento en la turbina.....	388
LIV.	Acciones y periodicidad de mantenimiento en el generador	388
LV.	Acciones de mantenimiento en la red eléctrica	391

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
\vec{E}	Campo eléctrico
C	Capacitancia
Q	Caudal
\vec{B}	Densidad de flujo magnético
$\text{Cos}\phi$	Factor de potencia
Hz	Hertz
X	Impedancia
I	Intensidad de corriente
kVA	Kilovoltio Amperio
kVAR	Kilovoltio Amperio Reactivo

kW

Kilowatt

kWh

Kilowatt hora

S

Potencia aparente

R

Resistencia

W

Watt

GLOSARIO

Azud	Barrera que sirve para elevar el nivel de un caudal con el fin de derivar parte de éste, puede considerarse como una presa.
Babbit	Metal antifricción aleación estaño, plomo, antimonio y cobre.
Cámara de carga	Estructura construida al comienzo de la tubería de presión para asegurar una suficiente profundidad del agua en el ingreso de la tubería de presión.
Canal	Puede ser un tipo de aducción práctico y de bajo costo en ciertas áreas rurales para conducir el agua hasta la cámara de carga.
Cantiléver	Esfuerzo de flexión en un pieza rígida empotrada en un extremo y voladiza en el otro extremo.
Carcasa	Estructura metálica que cubre la turbina.
Casa de máquinas	La edificación que contiene el equipo electromecánico de generación; turbina, generador, controladores, reguladores, etc.

Caudal	Cantidad de agua en unidades de volumen por unidades de tiempo.
Cavitación	Es la formación de burbujas y su posterior estallido cuando un líquido en movimiento es sometido a presión, los estallidos elevan la presión del fluido.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Cuenca hidrográfica	Territorio o espacio de terreno limitado por cerros y partes elevadas de las cuales se configura una red de drenaje superficial que en presencia de lluvia forman el escurrimiento del río.
Cuenca hidrológica	Es aquella cuya divisoria de aguas es definida por la configuración hidrogeomorfológica y geológica superficial.
Demanda	Cantidad de potencia requerida por una carga en un momento dado.
DEOCSA	Distribuidora de Occidente, S.A.
Eficiencia	Relación entre la potencia útil y la potencia invertida en el proceso de generación de energía eléctrica de todo el sistema en conjunto; en la medida que esta relación es cercana a 1 el sistemas es eficiente y cuando es cercana a 0 el sistema es ineficiente.

Energía	Potencia por unidades de tiempo.
Estiaje	Época seca, cuando ocurre cantidad mínima de lluvia.
Factor de carga	Valor promedio de la carga en un período determinado.
Factor de planta	Relación entre la energía usada y la energía disponible en toda la instalación; mide el grado de utilización de la capacidad de la central eléctrica.
Falla a tierra	Desperfecto en un sistema que permite fuga de la electricidad a la tierra.
Frecuencia	Cantidad de ciclos por segundo.
Hoya	Concavidad u hondura formada en la tierra por la cuenca.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
INSIVUMEH	Instituto de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología.
ITDG	Intermediate Technology Development Group.
Junta de Dilatación	Dispositivo que permite el desplazamiento de la tubería de presión por cambios de temperatura.

MCH	Microcentral hidroeléctrica.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
Neopreno	Marca comercial de DuPont para una familia de cauchos sintéticos basados en policloropreno.
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association.
NTOID	Norma Técnica de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
NTSD	Norma Técnica del Servicio de Distribución.
Número de Froude	Cantidad adimensional que muestra la relación entre las fuerzas de inercia que actúan sobre un fluido.
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía.
ONUDI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial.
Resistencias balastro	Usualmente un elemento de resistencia que consume la potencia producida por el generador y que no está requerida por los consumidores.
RVA	Regulador Automático de Voltaje.

Salto de agua	Distancia vertical por donde cae el agua.
SKAT	Swiss Centre for Appropriate Technology.
Velocidad síncrona	Velocidad de giro de la máquina en revoluciones por minuto, que permanece invariable y origina en la corriente alterna la frecuencia síncrona normalizada (60 Hz).
Vertedero	Estructura hidráulica destinada a permitir el pase libre o controlado de agua en los escurrimientos superficiales.
Watt	Unidad de potencia activa.

RESUMEN

Realizar una guía técnica que indique una hoja de ruta en la construcción de microproyectos hidráulicos requiere de un trabajo de investigación profundo y laborioso. Es difícil en el medio nacional indicar cuál debe ser el mejor camino, esto porque la información técnica disponible para este tipo de proyectos no está armonizada y se parte de conceptos que son aplicables a proyectos hidroeléctricos de gran escala, no obstante las experiencias de otros países de similares características al nuestro resultan una fuente valiosa de aprendizaje.

Necesariamente se debe partir de una evaluación de los recursos hidroenergéticos disponibles para establecer la potencia disponible, este cálculo debe acompañarse de la estimación de una demanda actual y futura que el proyecto deberá satisfacer; en este punto se esbozan conceptos como el costo unitario de la energía y los factores de planta y de carga; sin embargo, para darle profundidad a estos temas es necesario un estudio de prefactibilidad y/o factibilidad que incluya una estructura de tarifas y el uso que se le dará a la energía, en este tipo de estudios los aspectos sociales y económicos serán tomados con mayor relevancia.

El punto medular de esta investigación es la información técnica sobre los cálculos matemáticos de las estructuras hidráulicas, los esquemas de instalación del equipo electromecánico, de los dispositivos de regulación y control así como de normas técnicas que deben regir en el diseño y supervisión de una red eléctrica confiable que garantice la continuidad del servicio.

También es importante destacar que se esbozan los principales aspectos de los protocolos de mantenimiento a nivel preventivo y correctivo, para las obras civiles, equipo electromecánico y para la red de transporte y distribución de energía, la operación eficiente y segura de la MCH depende en gran medida de seguir estos protocolos y rutinas.

Finalmente se mencionan los aspectos financieros y económicos que el proyectista deberá tomar en cuenta al momento de ejecutar un microproyecto hidráulico, no es el objeto de esta guía hacer profundos análisis sobre este tipo de aspectos, inclusive la información técnica involucra a la ingeniería eléctrica, mecánica y civil; por esta razón la información plasmada únicamente indica un camino a seguir para el proyectista y éste deberá apoyarse en otros profesionales que tengan la experiencia en su campo de aplicación

OBJETIVOS

General

Hacer una investigación y plasmarla en una guía que provea información técnica y confiable a ingenieros, técnicos, empresarios locales y líderes comunitarios para implementar esta clase de proyectos en el medio rural, destacando los beneficios sociales, económicos y ambientales, coadyuvando así a salvar los obstáculos para encarar las inversiones y la ejecución de los mismos.

Específicos

1. Describir los aspectos hidroenergéticos que como mínimo deben evaluarse antes de tomar la decisión de ejecutar un proyecto microhidroeléctrico.
2. Proveer información técnica sobre todas las obras civiles necesarias, facilitando esquemas de construcción y modelos matemáticos que permitan calcular las estructuras hidráulicas de una microcentral hidroeléctrica.
3. Proveer información técnica básica sobre el funcionamiento, instalación, mantenimiento y operación de una turbina hidráulica, proveyendo esquemas de instalación y modelos matemáticos para dimensionar el equipo acorde a las necesidades de generación.

4. Determinar los criterios necesarios para seleccionar un generador eléctrico así como todos los equipos necesarios para su instalación, operación y mantenimiento; proveer la información técnica necesaria para el adecuado diseño y supervisión de un sistema eléctrico confiable.
5. Describir el análisis ambiental que como mínimo debe hacerse antes de emprender la construcción de una microcentral hidroeléctrica.
6. Sugerir los métodos de análisis económico y financiero para cuantificar la inversión y de esta manera poder tomar decisiones sobre la construcción de una microcentral hidroeléctrica.

INTRODUCCION

La energía eléctrica es un medio para alcanzar el desarrollo social económico y tecnológico, como consecuencia elevar el nivel de vida de los habitantes en las comunidades que actualmente no tienen servicio eléctrico. En Guatemala, según el documento del Ministerio de Energía y Minas sobre la “Política Energética 2008-2022”, la matriz energética nacional es muy dependiente de la generación con combustibles fósiles; debido a la volatilidad de los precios del petróleo y sus derivados la energía eléctrica ha experimentado un encarecimiento sensible, este incremento no solo afecta el bolsillo del consumidor sino la competitividad de las empresas y más aún a las familias que no tienen acceso a este servicio.

Si a este entorno se agrega el deterioro ambiental por la utilización de combustibles y carbón además de la evidencia de que la demanda energética aumenta vertiginosamente y este tipo de combustibles tiende a agotarse, se pone atención en los tipos de generación limpios y renovables en donde no solamente está la generación hidráulica sino también la generación eólica y solar, avizorando también el desarrollo de los biocombustibles.

Los proyectos rurales de generación eléctrica con medios hidráulicos adquieren importancia porque se transforman en una alternativa para aquellas comunidades que por su lejanía no tienen acceso al servicio pero tienen recursos hídricos que pueden hacer viable la construcción de una microcentral hidroeléctrica.

Se busca que el contenido de esta investigación sea accesible y entendible incluso para personas que no tienen una experiencia técnica en la materia, además se resalta que el impacto ambiental que provoca el desarrollo de estos proyectos es realmente mínimo debido a su tamaño; los beneficios sociales, económicos y ambientales son tangibles pero una mayoría de personas en las comunidades aisladas está desinformada sobre éstos y por lo tanto existe una oposición sin razones fundamentadas.

1. GENERALIDADES Y ASPECTOS PREVIOS DE DISEÑO

1.1. Microhidrogeneración

Este concepto se puede usar para nombrar la escala más baja de las tres escalas de generación de electricidad por medios hidráulicos. Según la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, los sistemas en gran escala son centrales hidroeléctricas capaces de abastecer grandes demandas por encima de 10 MW, en el caso particular de Guatemala se puede mencionar la central hidroeléctrica Chixoy, ubicada en el departamento de Alta Verapaz con una capacidad nominal de 300 MW con embalse de regulación anual, esta planta se considera la más importante para el país.

Por debajo de 5 MW pero mayores de 300 kW pueden nombrarse como pequeñas centrales, el caso que interesa para este trabajo está por debajo de 300 kW aunque los conceptos que se esbozan aquí pueden generalizarse para escalas de mini y microhidrogeneración, en este trabajo al hacer referencia a plantas hidroeléctricas por debajo de los 300 kW se usarán la siglas MCH que significan micro centrales hidroeléctricas.

Los límites de los rangos de generación pueden variar de uno a otro país, cuando se aborda el tema de generación de energía en pequeñas escalas se hace referencia a plantas que no necesitan una gran inversión y que producen a lo largo del tiempo energía eléctrica más barata con bajos costos de mantenimiento, esta inversión se compara con los costos en que se tendría que incurrir en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones

eléctricas para permitir que cierta comunidad se conecte al sistema nacional interconectado (SIN) para obtener una tarifa eléctrica subsidiada.

Una MCH puede tener límites desde los 200 W hasta los 300 kW suficiente para abastecer un pequeño taller, un beneficio de café, la iluminación de una comunidad pequeña, se puede también abastecer a una pequeña red de distribución que no esté conectada a la red nacional. Para poner en perspectiva estos valores de potencia 1 kilowatt (kW) es lo mismo que decir 1,000 watts (W), esto es suficiente para abastecer de electricidad a 20 bombillas de 50 watts cada una, dicho de otra forma se abastece a 5 casas con 4 bombillas de 50 watts cada una.

De esta manera los sistemas micro hidráulicos se convierten en alternativas baratas puesto que son sistemas menos estrictos, se pueden construir con personal local y los componentes son baratos en relación a los costos de infraestructura de interconexión y del personal de operación y mantenimiento.

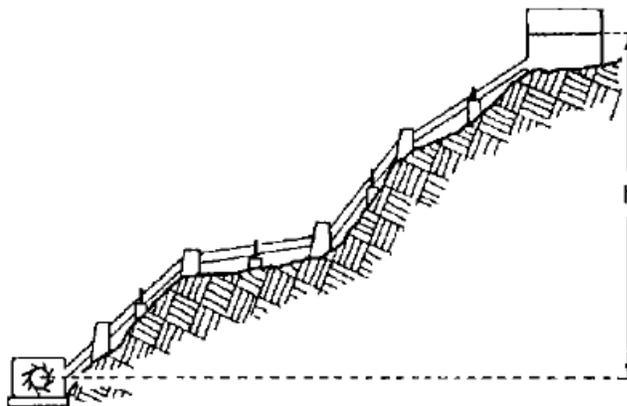
En Guatemala se puede hacer referencia a la hidroeléctrica Chichiac como minicentral, está ubicada en Cobán Alta Verapaz, con una capacidad nominal de 700 kW y utiliza una caída de 25 metros para su operación, esta planta usa el sistema sin embalse o a filo de agua.

1.2. Componentes de una MCH

Una MCH requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura (conocida como “salto”) para producir energía útil, tal como se muestra en la figura 1, esta forma de conversión de energía aprovecha la energía potencial y

cinética (salto y caudal) del agua para producir energía mecánica o energía eléctrica, como no es un sistema ideal la cantidad de energía que se entrega no es la misma que se absorbe debido a las pérdidas en el sistema, pérdidas por fricción, calor, ruido y otras.

Figura 1. **El salto o distancia vertical**

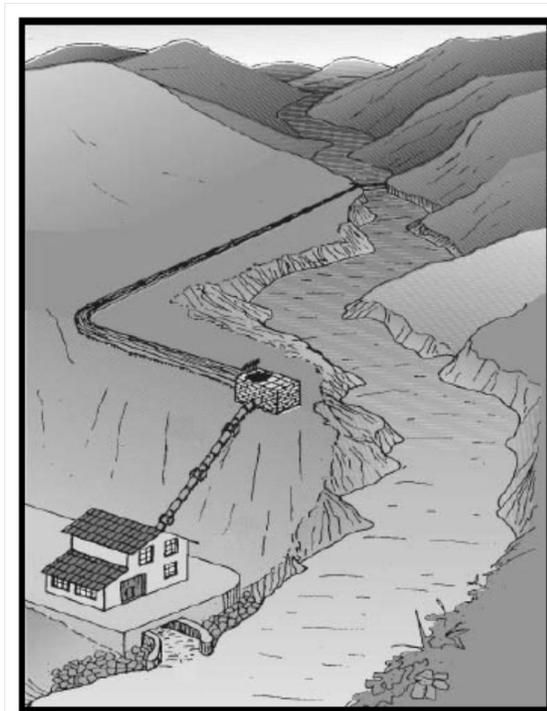


Fuente: ITDG, Microcentrales hidroeléctricas, una alternativa para el desarrollo rural. p. 4

Es importante hacer una distinción entre los sistemas que se utilizan para el aprovechamiento del agua; hay dos clases de sistemas, el sistema de derivación también llamado a filo de agua o de agua fluyente (figura 2) y el sistema de embalse (figura 3), el sistema de derivación no detiene el caudal del río sino que desvía parte de éste por medio de una bocatoma hacia un canal que mantiene la altura deseada, de este canal se conecta a una tubería y luego hacia una turbina, la desventaja de este sistema es que no se puede almacenar agua durante la época de lluvia para generar en la época seca (estiaje), sin embargo tiene la ventaja de que por ser un sistema de bajo costo y simple proporciona una mejor confiabilidad a largo plazo.

El sistema de derivación es preferible desde el punto de vista de daños ambientales dado que las características estacionales del flujo aguas debajo de la instalación no se ven afectadas y tampoco hay necesidad de inundar los valles ubicados aguas arriba de la instalación.

Figura 2. **Esquema de una central de agua fluyente o derivación**

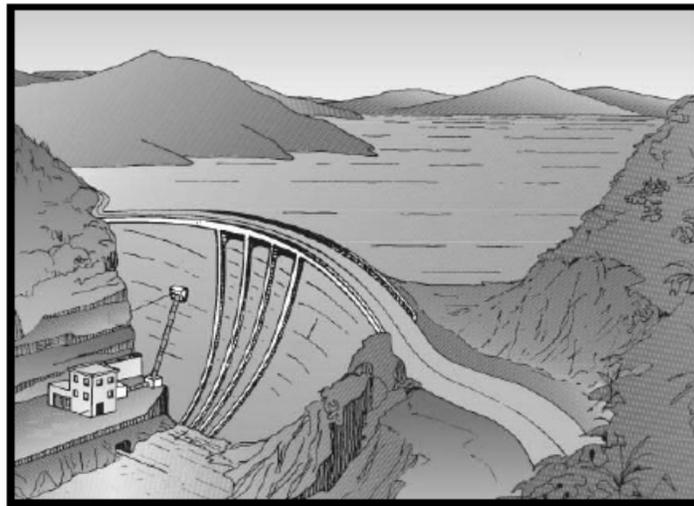


Fuente: ITDG, Microcentrales hidroeléctricas, una alternativa para el desarrollo rural. p. 6

El sistema de embalse (figura 3) hace uso de un dique para detener el caudal del río, esto permite que se forme un reservorio desde el cual fluye agua hacia las turbinas cuando se necesita energía, este método tiene la ventaja de que acumula agua durante la época de lluvia para generar en los períodos secos, tiene la desventaja de ser más costoso y además no es libre de mantenimiento porque después de algunos años se forman sedimentos y será

necesario hacer una limpieza la cual tiene un costo elevado y el sistema genera menos energía que la esperada, para proyectos de energía rural generalmente se usa el sistema de derivación.

Figura 3. **Esquema de una central con embalse o caudal retenido**



Fuente: ITDG, Microcentrales hidroeléctricas, una alternativa para el desarrollo rural. p. 7

1.3. Energía a partir del agua

Como se mencionó anteriormente, para diseñar un sistema micro hidráulico se usa la energía potencial del agua o “salto” que no es otra cosa que la distancia vertical a lo largo de la cual cae el agua, y la energía cinética del agua, utilizada como volumen por unidad de tiempo o sea caudal. La ecuación de conversión es entonces:

$$\text{Potencia de entrada} = \text{Potencia de Salida} + \text{Pérdidas} \quad (\text{ec. 1})$$

Otra forma de expresarlo es,

$$\text{Potencia de salida} = \text{Potencia de entrada} \times \text{eficiencia de conversión} \quad (\text{ec. 1.2})$$

Estas dos ecuaciones pueden expresarse de otra forma mediante los siguientes términos; la potencia de entrada o potencia total disponible en el sistema puede expresarse como P_{disp} . La potencia útil entregada es la potencia neta; P_{neto} .

La eficiencia total del sistema se representa por η_o de manera que la nueva expresión se puede escribir así,

$$P_{\text{neto}} = P_{\text{disp}} \times \eta_o \quad \text{kW} \quad (\text{ec. 1.3})$$

La potencia disponible es igual al salto disponible (h_{disp}) y multiplicado por el caudal (Q) y por un factor de 10, obteniéndose de esta forma la ecuación fundamental de potencia hidráulica donde el salto está en metros y el caudal en metros cúbicos por segundo (m^3/s),

$$P_{\text{neto}} = 10 \times h_{\text{disp}} \times Q \times \eta_o \quad \text{en kW} \quad (\text{ec. 1.4})$$

Esta ecuación es la base de todo trabajo de diseño de sistemas hidroenergéticos; es importante usar las dimensionales correctas.

La energía liberada por un cuerpo que cae es su peso por la distancia vertical recorrida, la fuerza que ejerce el agua es el producto de su masa (m) y la aceleración de la gravedad (g), la distancia vertical es el salto (h_{disp}).

$$\text{Energía liberada} = m \times g \times h_{\text{disp}} \quad \text{en joules} \quad (\text{ec. 1.5})$$

La masa de agua es su densidad (ρ) por su volumen (V) de manera que,

$$P_{\text{disp}} = \rho \times Q \times g \times h_{\text{disp}} \text{ joules/s o watts} \quad (\text{ec. 1.6})$$

Se considera que el agua tiene una densidad de $1,000 \text{ kg/m}^3$ y la aceleración de la gravedad es 9.8 m/s^2 , la potencia producida en la turbina será mucho menor que la potencia disponible debido a las pérdidas por fricción en la tubería y en la turbina, la potencia de salida del generador es menor nuevamente debido a la ineficiencia del sistema de transmisión y generador; más aún, las pérdidas en el transporte de la energía harán al final que el usuario reciba alrededor de la mitad de la potencia disponible del sistema; la eficiencia total del sistema (η_o) en realidad varía entre 0.4 y 0.6, la potencia recibida por el consumidor o potencia neta P_{neta} , es,

$$P_{\text{neta}} = \eta_o \times \rho \times Q \times g \times h_{\text{disp}} \text{ en watts} \quad (\text{ec. 1.7})$$

$$P_{\text{neta}} = \eta_o \times 1,000 \times Q \times 9.8 \times h_{\text{disp}} \text{ en watts} \quad (\text{ec. 1.8})$$

$$P_{\text{neta}} = \eta_o \times Q \times 9.8 \times h_{\text{disp}} \text{ en kw} \quad (\text{ec. 1.9})$$

La potencia neta se estima a menudo en una forma rápida asumiendo que η_o es 0.5 de modo que redondeando,

$$P_{\text{neta}} (\text{estimada}) = 0.5 \times Q \times h_{\text{disp}} \text{ en kW} \quad (\text{ec. 1.10})$$

1.4. Capacidad y estudio de la demanda

Cuando se diseña un sistema es necesario establecer cuanta energía se necesita para un propósito dado, cuando se necesita y donde se necesita; este estudio es la base para una evaluación financiera, es necesario evaluar la capacidad organizativa de los usuarios del sistema, las MCH están orientadas para comunidades rurales donde las personas no usan máquinas complejas.

El sistema tenderá a abarcar grandes cantidades de capital y algunas contribuciones de la comunidad, generalmente en mano de obra, la comunidad tendrá una gran expectativa en cuanto a los beneficios que les traerá la nueva tecnología pero para evitar desilusiones y tensiones que desemboquen en problemas serios, se debe tener un eficiente sistema de administración, es ineludible que habrá contratiempos por el mantenimiento irregular y las dificultades de flujo de caja, por eso antes de iniciar el proyecto debe preverse este sistema de administración.

El estudio debe considerar el entrenamiento en nuevas técnicas, tales como; contabilidad, sistemas de administración, métodos para recabar tarifas y gastos de fondo; algunas comunidades emplean métodos complejos para administrar sus recursos por lo que los mismos deben ser tomados en cuenta.

Este apartado está dedicado al análisis de la demanda de energía, para este propósito se debe hacer un censo de los posibles consumidores de energía eléctrica, este censo puede basarse en los siguientes criterios,

- Número de casas y demanda doméstica de energía
 - Censo de artefactos eléctricos (potencia activa absorbida)
 - Alumbrado (número de focos con su respectiva potencia)

- Número de talleres y pequeños establecimientos industriales
 - maquinaria eléctricamente accionada (con potencia activa absorbida)
 - demanda de energía mecánica

- Número de edificios de administración y del servicio público
 - escuelas / colegios
 - municipalidad
 - policía
 - hospital o centro de salud

Debe estimarse la energía que consumirán dichos establecimientos y también se debe considerar otros aspectos como,

- Longitud de calles para alumbrado público

- Tipos iluminación por instalarse con el número de luminarias

- Red de alumbrado

- Demanda de instalaciones eléctricas públicas
 - 800 W por kilómetro de longitud de calle para lámparas fluorescentes
 - 2,500 W por kilómetro de longitud de calle para lámparas normales

Cuando hay nuevas regiones de electrificación rural normalmente no existen datos básicos del censo, es decir que no hay datos referentes al comportamiento energético de los hogares por lo que deben hacerse estimaciones en base al tipo de artefactos eléctricos que la comunidad podría utilizar (valores de estimación); empíricamente se aplica para el sector

doméstico en electrificaciones rurales por hogar un rango entre 200 W a 400 W.

Este dato se estima a partir de la tarifa en baja tensión simple social BTSS que agrupa a los usuarios regulados que consumen un promedio mensual de 300 kWh, tarifa establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

En la estimación de demanda energética se considera todo consumidor individual y se calcula su máxima demanda eléctrica (demanda de punta). El suministro energético a partir de una MCH se hace para cubrir las necesidades de múltiples consumidores y por eso se toma en cuenta los períodos de conexión del consumidor a la red eléctrica, en teoría cada consumidor individual tiene su propia curva característica de demanda entonces varias curvas (de consumidores individuales) superpuestas dan una curva global de demanda.

Con el propósito de establecer esta gráfica conjunta (global) es necesario sumar los contenidos energéticos de todas las curvas domésticas aisladas pero no totalizar los valores de demanda de punta. Por lo tanto, se denomina la proporción entre los valores de punta de la curva global P_{max} y los valores de punta de las curvas aisladas (suma de conexiones) $\Sigma P_{i max}$. Se define entonces el factor de simultaneidad f_s ;

$$f_s = \frac{P_{max}}{\sum P_{i max}} \quad (\text{ec. 1.11})$$

Un número infinito de consumidores hace que el valor de f_s tome un valor infinito, los valores del factor de simultaneidad en relación del número de consumidores comparables y en relación del porcentaje de electrificación se muestra en la figura 4, según el cálculo de probabilidad resultante para n

consumidores considerando el período relativo de conexión, un factor de simultaneidad (con probabilidad máxima menor o igual 0.999) se calcula,

$$f_{S(n)} = f_{S\infty} + \frac{1-f_{S\infty}}{\sqrt{n}} \quad (\text{ec. 1.12})$$

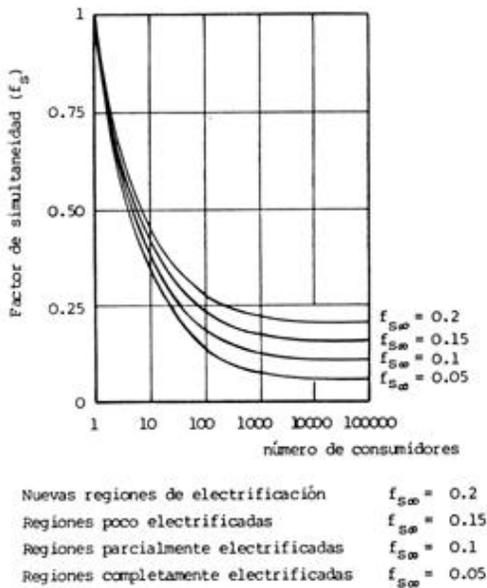
Y con esto la demanda pico se calcula:

$$D_{mp} = n \cdot f_{S(n)} \cdot \sum P_{i \max} \quad (\text{ec. 1.13})$$

D_{mp} = demanda máxima de potencia

Este resultado sirve de base para el dimensionamiento de la MCH siempre y cuando sea necesario cubrir la totalidad de la demanda por la operación aislada de la planta.

Figura 4. **Factor de simultaneidad**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 93

Ejemplo ilustrativo referente al cálculo de la demanda pico; en una comunidad constituida por 60 hogares, los cuales dentro de un programa de electrificación probablemente necesitarán en el futuro los siguientes valores de conexión;

Alumbrado = 120 W

Radio = 20 W

Refrigeradora = 120 W

Plancha = 500 W

Capacidad de conexión: 760 vatios = $\sum P_{i \max}$

Cuando se hace referencia a la capacidad de conexión significa que la acometida instalada al usuario debe soportar nominalmente ese valor de potencia, que no es más que la suma de las potencias que se conectarán a la acometida asumiendo que se conectan al mismo tiempo con sus valores máximos.

La demanda pico (máxima) P_{\max} de la curva global (suma de curvas individuales) se calcula de la siguiente manera;

Alumbrado = 120 W (se consume el 80% entre 19 y 22 horas) = 96W

Radio = 20 W (se consume el 60% de las 18 horas a la 1 AM) = 12 W

Plancha = 31 W (se usa una hora al día, a las 21:00 horas)

Refrigeradora = 20 W (se asume el consumo cada vez que se activa el compresor, arranque y apagado cada hora)

Total = 159 W, es la suma de estas potencias = P_{\max}

Aplicando la ecuación 1.12 para hallar el factor f_s o factor de simultaneidad para 60 hogares

$$f_{s(\infty)} = \frac{P_{\max}}{\sum P_{i \max}} = \frac{159}{760} = 0.2 \quad \text{y} \quad f_{s(60)} = 0.2 + \frac{1-0.2}{\sqrt{60}} = 0.3$$

Entonces la demanda pico para los 60 hogares se calcula así,

$$D_{mp} = (60) (0.3) (0.76 \text{ kW}) = 13.68 \text{ kW} \quad \text{o redondeando } 14 \text{ kW}$$

1.5. Estudio hidrológico

Esta etapa permite evaluar los recursos hidroenergéticos y establecer el potencial hidráulico, muestra la variación del caudal en el año y donde se debe tomar el agua para obtener el sistema más barato y efectivo. Muestra además, la potencia disponible y cuando está disponible; este estudio debe considerar los diferentes usos del agua.

1.6. Estudio de pre-factibilidad

Es un estudio rápido de costos de un rango de opciones de diseño y fuentes de energía rurales, la persona encargada del diseño del sistema hidráulico por lo general identifica de tres a cuatro opciones para satisfacer la demanda del consumidor, por ejemplo puede haber dos opciones de microcentrales, una opción de extensión de líneas hacia la red nacional y la opción de instalar un generador diesel; el estudio de pre-factibilidad compara estas opciones y presenta las principales características, esto es importante conocerlo para obtener el financiamiento.

La pre-factibilidad también compara los resultados de los estudios de demanda de energía con los resultados del estudio hidrológico, el estudio de la demanda nos dice como varía la demanda de energía mientras que el estudio hidrológico nos dice como varía el suministro de energía, este estudio deberá dejar claro lo bien que se acoplan el suministro y la demanda.

Las conclusiones de un estudio de capacidad deben también incluirse en esta parte comprendiendo recomendaciones para la estructura administrativa, estructura de tarifas y planes de contingencias; en los capítulos posteriores se establecen principios para realizar los estudios de pre-factibilidad.

1.7. Estudio de factibilidad final

Si el análisis realizado después del estudio de pre-factibilidad indica que una de las opciones propuestas es la mejor se procede entonces a los cálculos de ingeniería y de costos; se incluye también un estudio financiero usando indicadores financieros, se incluye un estudio de operación total y mantenimiento (O+M).

Es importante adaptar el diseño técnico para adecuar el nivel de las fuentes de operación y organización como finanzas, accesibilidad, técnicas de taller de reparaciones y herramientas, de igual manera el diseño técnico debe ser adaptado a las condiciones económicas locales como los recursos financieros de los usuarios, tarifa que están dispuestos a pagar por la instalación hidráulica y cuanto tiempo pueden dedicar a la administración en años futuros según sus prioridades.

El estudio de factibilidad señalará también en detalle la estructura de tarifas del sistema y su respectiva implementación, también puede incluir

medidas para la acumulación de fondos para el desarrollo de futuros proyectos hidroenergéticos, planes de contingencia en caso de dificultades técnicas y/o administrativas, por ejemplo problemas con la recaudación de tarifas.

Si la energía generada es para uso doméstico o para el abastecimiento de negocios, deben establecerse derechos de prioridad sobre el uso de la misma y las obligaciones relativas de las partes deben ser definidas cuidadosamente en forma de contratos, esto ayudará a resolver dificultades inesperadas por cambios en el abastecimiento de agua o en la demanda de energía.

En la tabla I se incluyen los títulos sugeridos que debe llevar un informe de factibilidad o de pre-factibilidad, no se deben omitir títulos por el simple hecho de que no halla suficiente información o porque no se ha tenido el tiempo y/o el financiamiento para hacer las investigaciones correspondientes, el informe debe ser un documento honesto y abierto a la contribución de otras personas; hay tópicos que por su importancia deben estudiarse completamente, por ejemplo operación y mantenimiento, estructura administrativa y el potencial hidráulico.

Tabla I. Informes de Factibilidad

<ul style="list-style-type: none"> • Resumen • Ilustraciones claves 	<p>Presenta brevemente todas las conclusiones importantes alcanzadas en el informe. Se debe incluir solicitudes de financiamiento. Establecer si las necesidades son o no típicas o excepcionales y si pertenecen a una política general para financiamiento de sistemas en la región. Se debe incluir también una comparación económica con otras opciones energéticas</p> <p>Por ejemplo, un mapa esquemático de las casas de la comunidad, posibles líneas de transmisión, diagramas de ubicación de turbinas, generador, cargas, etc.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Demanda de energía 	<p>Resumir los resultados de estudios de capacidad y demanda, concentrándose en los perfiles de demanda de energía diarios y estacionales. Incluir gráficos simples. Estimar las tendencias de demanda futura para un mínimo de 15 a 20 años</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Demanda de agua 	<p>Estudiar la posible competencia en el uso del agua en actividades como los sistemas de riego, agua potable y otros. Se debe discutir este tema con los miembros de la comunidad y las autoridades locales competentes</p>

Continuación tabla I.

<ul style="list-style-type: none"> • Opciones de suministro de energía 	<p>Presentar un breve estudio y tablas de costos de varias opciones energéticas. Comentar sobre las tendencias futuras en el suministro de combustibles. Los costos comparativos de las fuentes de energía que son alternativos a la hidráulica (o que pueden ser usados como fuentes auxiliares en combinación con la hidráulica), por ejemplo, solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, biocombustibles, diesel; incluyendo la hidráulica en tablas comparativas. Siguiendo el mismo criterio de la viabilidad socioeconómica de la energía hidráulica, costo del ciclo de vida, factibilidad de administración y mantenimiento. Información detallada, referencias de fuentes de datos y cálculos deben incluirse en un anexo</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad de administración 	<p>Tomar datos sobre la capacidad de los pobladores para la administración de la planta. Esto serviría para elaborar un plan de capacitación sobre administración, operación y mantenimiento de la planta.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Potencial hidráulico 	<p>Esta sección debe contener dos elementos claves sobre el estudio de factibilidad; un hidrograma y una curva de duración de caudal, CDC . El hidrograma debe mostrar demandas de riego y otros usos no energéticos. También se puede presentar una tabla de excedencia que pueda reemplazar al CDC. En los casos en que haya necesidad de trabajar caudales parciales, se debe analizar el efecto sobre la capacidad de la planta.</p>

Continuación tabla I.

<ul style="list-style-type: none"> • Diseño de la MCH 	<p>Esta sección se subdivide en los componentes de obras civiles, tubería de presión, equipo electromecánico, distribución y uso de energía.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Factor de planta; comparación del suministro y la demanda 	<p>Calcular el factor de planta y hacer una discusión sobre las tendencias futuras. Discutir sobre el posible crecimiento de la demanda por expansión urbana, instalación de nuevos servicios (salud o educación, por ejemplo) y usos productivos.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Operación y mantenimiento 	<p>Describir los requerimientos para entrenamiento, por ejemplo, traducción del documento al lenguaje local, visitas a fabricantes de equipo, cursos de reforzamiento, entrenamiento futuro de nuevos operadores. Todos los aspectos de O+M deben ser costeados (por ejemplo, repuestos, partes, entrenamiento y traducciones). Evitar el uso de equipos experimentales y en el caso de utilizar turbinas o generadores usados, considerar los costos de rehabilitación</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Estructura de la administración 	<p>¿Cómo se realizarán los procedimientos de O+M y el uso integrado del agua? ¿Cómo se sostiene el fondo de O+M, quién lleva la contabilidad y visitas al banco? ¿Cómo se resolverán los conflictos de intereses en cuanto a riego y generación en los meses de sequía? Estos ejemplos están simplificados en los casos de propiedad privada; pero deben elaborarse cuidadosamente en los casos de responsabilidad colectiva.</p>

Continuación tabla I.

<ul style="list-style-type: none"> • Provisiones de administración 	<p>Este tópico debe analizarse con un especialista en proyectos de desarrollo rural. Se debe establecer qué técnicas de administración hace falta y como podría ayudar el entrenamiento. Hay que considerar los beneficios de posponer el inicio del proyecto mientras se forma el comité de administración. También hay que establecer procedimientos contables, estructura de tarifas, entrenamiento en O+M, planes de contingencia.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Costos de mantenimiento 	<p>Aunque la organización de la administración esté resuelta, se requerirá un financiamiento. Por ejemplo, un sistema piloto, costos de entrenamiento, un sueldo para un administrador o un incentivo de ganancias para un propietario privado. Estos costos se incluyen en el análisis financiero bajo el rubro O+M.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Plan de operaciones 	<p>Incluir el primer año de operación durante el cual se requerirá todavía un control y un entrenamiento de O+M.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de costos 	<p>Preparar una hoja de costos similar a la tabla II. Incluir costos corrientes, contingencias, factor de planta y costos unitarios de energía.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Ingresos 	<p>Comentar las diferentes fuentes de ingreso por la venta de energía, por ejemplo al propietario de un molino, a una empresa comercial, para servicio doméstico.</p>

Continuación tabla I.

<ul style="list-style-type: none"> • Bienestar 	<p>Comentar sobre el potencial del sistema de hidrogenación para incrementar la seguridad de la comunidad como un todo, introduciendo nuevos puestos de trabajo y trayendo beneficios a los miembros de la comunidad. Comentar también sobre posibles pérdidas de puestos de trabajo debido a la sustitución de servicios existentes.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Estructura tarifaria 	<p>Frecuentemente, en los sistemas de electrificación rurales es posible presentar un análisis que se comprenda bajo la forma de propuesta de tarifa. Las tarifas son cantidades pagadas por familias y empresas las cuales se calculan a partir del pago de préstamos, operaciones O+M y fondos de bienestar. Indicar si la estructura de tarifas concuerda con lo que se ha pactado previamente con los usuarios y si existe algún tipo de subsidio de la misma.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Análisis Financiero <ul style="list-style-type: none"> ○ Fuentes de financiamiento 	<p>Esta sección presenta el futuro financiero del sistema; por ejemplo, a través de un análisis de flujo de caja y presentando indicadores económicos. Este análisis responde a la pregunta ¿el sistema es económicamente viable o no?</p> <p>Analizar las fuentes de financiamiento, tomando el costo del capital, tiempos de retorno, etc. Pueden considerarse pedidos de subsidio o donaciones que cubran un porcentaje de la inversión</p>

Continuación tabla I.

<ul style="list-style-type: none">• Viabilidad Socioeconómica	Hacer conclusiones cuidadosamente de los aspectos vistos anteriormente sobre viabilidad financiera, capacidad de administración, planes de O+M y realizar comentarios sobre factores que puedan afectar la operatividad.
<ul style="list-style-type: none">• Monitoreo de planes de contingencia	Describir cómo las estructuras propuestas deberán ser monitoreadas y que provisiones de propiedad alternativa, administración y planes de O+M se pueden tomar en el caso de que esas disposiciones puedan o no ser efectivas en los años siguientes.

Fuente: elaboración propia

1.8. Factor de planta

También se le llama “factor de capacidad”, éste se define como una relación entre la energía usada y la energía disponible, el factor de planta mide el grado de utilización de la capacidad de una central eléctrica; es el resultado de dividir la potencia producida entre la potencia máxima teórica posible en un lapso de tiempo, es importante mencionar que la energía se define como potencia por unidades de tiempo de disponibilidad; para efectos de diseño es importante destacar que éste debe hacerse para el más alto factor de planta posible, como se verá a continuación un bajo factor de planta significa un alto costo por consumo de energía.

Ejemplo ilustrativo para el cálculo del factor de planta; se diseña un sistema hidráulico para proveer de electricidad a una pequeña comunidad de

cincuenta casas, el costo del proyecto es de un valor supuesto de Q80,000.00 pero solo veinticinco casas tienen infraestructura para conexión eléctrica, en promedio cada casa consume 200 W y la capacidad instalada alcanza para cubrir las cincuenta casas de modo que desde el primer día la capacidad instalada es de $50 \times 200 \text{ W} = 10 \text{ kW}$. También se asume que durante los primeros 5 años se usaran realmente $25 \times 200 \text{ W} = 5 \text{ kW}$, considerando la relación de potencia,

$$\text{Relación de potencia} = \text{Potencia usada} / \text{Potencia instalada}$$

En este caso la relación de potencia en los primeros cinco años es $5 \text{ kW} / 10 \text{ kW} = 0.5$ y en adelante debería ser $10 \text{ kW} / 10 \text{ kW} = 1$; según lo que se definió sobre el factor de capacidad o el factor de planta, se establece la relación para encontrar este factor el cual quedará definido de la siguiente manera;

$$\begin{aligned} \text{Factor de Planta} &= \frac{\text{Potencia usada} \times \text{tiempo de uso}}{\text{Potencia Instalada} \times \text{tiempo considerado}} \\ &= \frac{\text{Energía usada}}{\text{Energía disponible}} \end{aligned}$$

En el supuesto caso que en los primeros cinco años las veinticinco casas conectadas utilizan potencia de 6:00 pm a 12 pm, seis de las veinticuatro horas del día, que es el período considerado, esto da un factor de planta de,

$$\text{Factor de Planta} = \frac{5 \text{ kW} \times 6 \text{ horas}}{10 \text{ kW} \times 24 \text{ horas}} = 0.125$$

Cuando el sistema funcione a plena carga el factor de planta es,

$$\text{Factor de Planta} = \frac{10 \text{ kW} \times 6 \text{ horas}}{10 \text{ kW} \times 24 \text{ horas}} = 0.25$$

Estas cifras 0.125 y 0.25 como factores de planta constituyen una medida rápida del uso exitoso del sistema hidráulico.

Haciendo un análisis rápido del sistema instalado con el objetivo de aprender a utilizar este factor, se estableció que el costo inicial del proyecto era de Q 80,000.00 y este capital fue obtenido mediante un préstamo bancario; se supone un pago anual al banco de Q 16,000.00 incluyendo intereses a un plazo de diez años, en los primeros cinco años veinticinco casas tendrán energía siendo el costo anual por casa debido solo a la devolución del préstamo, de $Q 16,000.00 / 25 = Q 640.00$ por casa y por año, lo que equivale a Q 53.33 mensuales, a esto debe agregarse los costos de mantenimiento, pago de sueldo del operador de la planta y otros gastos relacionados.

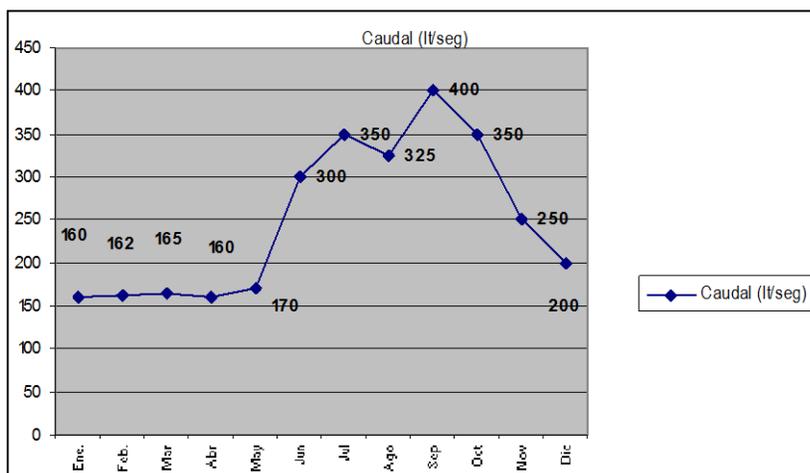
Este costo relativamente alto para una comunidad debe consensuarse entre los pobladores, debe decidirse si el costo se divide entre las cincuenta casas aunque solo la mitad esté conectada o definir un porcentaje para que paguen los que aún no reciben energía; la situación mejorará cuando el factor de planta sube de 0.125 a 0.25 porque indica que cada casa pagará Q 26.67 mensuales.

En la práctica un bajo factor de planta indica energía costosa, es conveniente que para los primeros años de funcionamiento se diseñe para un factor de planta por encima de 0.4 y para los años subsiguientes por encima de

0.6, una clave para el buen diseño de una MCH es diseñar para el factor de planta más alto posible; en el siguiente ejemplo ilustrativo se utiliza un hidrograma porque éste muestra el comportamiento del caudal en el intervalo de un año.

Tomando como base este hidrograma y datos hipotéticos con el fin de ejemplificar su uso se calculará un factor de planta para las condiciones descritas, se desea determinar para cierto sistema de microhidrogeneración cual es el factor de planta; el uso que se dará a la energía generada es para iluminación y para un molino de granos, existe también interés en la carga de baterías y el funcionamiento de calentadores eléctricos, se dispone del hidrograma de la figura 5 y el salto es de 30 metros. El factor de planta que se desea determinar es para las cargas primarias (iluminación y molino) y después calcularlo adicionando las otras cargas (baterías y calentadores de agua).

Figura 5. **Hidrograma, mes vs. Caudal**



Fuente: elaboración propia

Se supondrá una estimación de crecimiento de la demanda de iluminación (carga primaria) para los siguientes cuatro años de 20 kW como máxima, el período de uso se asumirá de las 6:00 pm a las 12:00 pm a lo largo del año, el molino de granos (carga primaria) funcionará de 8:00 am a 4:00 pm, se supondrá que el molino consume 12 kW, la carga de baterías requerirá de solo 1 kW de potencia y solo diez casas de la comunidad tendrán calentadores que necesitan 200 W cada uno.

Observando el hidrograma de la figura 5 el caudal menor esperado es de 160 lt/s o el equivalente a 0.16 m³/s; al usar la ecuación 1.10 para estimar la potencia se obtiene,

$$P_{\text{neta}} = 0.5 \times 0.16 \text{ m}^3/\text{s} \times 9.8 \text{ m}^2/\text{s} \times 30 \text{ m} = 23.52 \text{ kW}$$

Esto significa que por lo menos la demanda de iluminación estará cubierta durante los cinco meses de época seca, durante el diseño de la MCH puede preverse esta situación y optar por instalar una turbina de caudal variable que sea capaz de producir la energía demandada para estos cinco meses, es claro que esta turbina es más costosa; también puede optarse por complementar la demanda de las cargas secundarias por otra fuente de energía haciendo más restrictivo el uso de las cargas secundarias.

Cálculo del factor de planta de las cargas primarias,

$$\frac{8 \text{ horas} \times 12 \text{ kW (molino)} + 6 \text{ horas} \times 20 \text{ kW (iluminación)}}{20 \text{ kW} \times 24 \text{ horas}} = 0.45$$

Al adicionar las cargas secundarias el factor de planta durante los cinco meses secos no aumentará mucho debido a que las cargas secundarias

tendrán restricción de uso, entonces no se calcula un factor de planta para cargas inciertas como éstas.

Para los restantes siete meses del año si no se usa una carga de balastro adecuada para mantener la eficiencia del sistema, el calentador de agua consumiría 2 kW continuamente y la carga de baterías consumiría un promedio de 0.5 kW, asumiendo que la unidad de carga se usa solo la mitad del tiempo disponible, se calcula el factor de planta sobre la base anual,

$$\text{Factor de planta} = 0.45 + 2.5 \text{ kW} \times 9 \text{ meses} / 20 \text{ kW} \times 12 \text{ meses} = 0.54$$

Es importante notar que si los pobladores deben adquirir y usar más calentadores y usan energía hidráulica que de otro modo se desperdiciaría en la noche durante los siete meses lluviosos, el factor de planta podría aumentar.

1.9. Factor de carga

A menudo se confunden el factor de carga y el de planta y se toma el factor de carga como el factor de planta, tal como se definió aquí; cuando se planea un sistema de suministro de energía y por consiguiente cuando se planea un sistema de tarifas, se puede encontrar que es muy útil usar el factor de carga en un sentido correcto,

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{energía total usada por los consumidores}}{\text{capacidad total de energía conectada a los consumidores}}$$

En otras palabras el factor de carga también puede definirse como el valor promedio de carga en un período determinado (1 año) dividido entre el valor máximo de carga, nominal.

En los ejemplos ilustrativos sobre el factor de planta veinticinco casas de las cincuenta están conectadas en los primeros cinco años, si todas ellas consumieran 200 W por seis horas cada día, entonces la energía usada cada día sería:

$$25 \times 200 \text{ W} \times 6 \text{ hr} = 30 \text{ kWh.}$$

La capacidad total de energía conectada a los hogares (para la carga que se esté usando) será;

$$25 \times 200 \text{ W} \times 24 \text{ hr} = 120 \text{ kWh.}$$

Por lo tanto el factor de carga será $30/120 = 0.25$ durante los primeros cinco años, con este patrón de consumo éste se reduce si un consumidor apaga las luces por algún tiempo, hay que notar que el factor de planta para el mismo período es de 0.125; el factor de carga considera las características de conducta de consumo y el consumo promedio de energía por casa, este factor y la curva de carga son muy útiles cuando se planea una estructura de tarifas, al igual que el factor de diversificación cuando se dimensionan los generadores.

1.10. Costo unitario de la energía

El aspecto más importante que se desea conocer sobre un sistema hidroenergético es si la energía generada es más barata que la energía producida por otros medios; se debe tomar la decisión de interconectarse a la

red nacional o generar con una MCH, este corto análisis no toma en cuenta la inversión inicial en infraestructura (postes, líneas de transmisión y subestaciones) para lograr la interconexión sino hace una referencia simple al sistema de tarifas, si se tuviera interconexión la tarifa estaría estructurada de la siguiente forma.

Según tarifas vigentes de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE (<http://www.cnee.gob.gt>) de fecha noviembre 2010 a enero 2011 referente a la tarifa social y consultando el pliego tarifario de Distribuidora de Occidente, S.A. por poner un ejemplo;

Cargo por consumo de energía 1.7100 Q/kWh IVA incluido.

La energía en kW consumida se estima así,

$$6 \text{ (horas por día)} \times 365 \text{ (días al año)} \times 0.2 \text{ (kW por poblador)} \times 25 \text{ (No. de casas)} = 10,950 \text{ kWh al año}$$

Según lo que se planteó en el ejemplo ilustrativo, al banco debe pagársele anualmente Q16,000.00 = C_{anual} o costo anual, si a esto se agrega el salario de dos operadores (considerando 2 turnos) se tiene un salario de Q600 por turno y un aproximado de Q300.00 mensuales por gastos de mantenimiento, este rubro de salarios y mantenimiento se llama O + M que significa operación y mantenimiento.

Entonces el costo anual total será de $C_{\text{anual}} + (O + M) = \text{Costo anual total}$ es,

$$\text{Costo anual total} = Q16,000.00 + (Q600.00 \times 2 \text{ turnos} \times 12 \text{ meses} + Q300 \times 12 \text{ meses}) = Q34,000.00$$

Entonces el costo unitario de la energía es,

$$\text{CUE} = \text{Costo anual total} / \text{energía consumida útil por año}$$

$$\text{CUE} = \text{Costo anual total} / \text{potencia usada} \times \text{período en que se usa la energía}$$

La energía consumida útil anual depende del factor de planta y de la potencia total instalada. De manera que se hace el siguiente razonamiento,

$$\text{CUE} = [C_{\text{anual}} + (O + M)] / P_{\text{instalada}} \times \text{Factor de Planta} \times 8,760 \text{ horas}$$

Recordar que un año tiene 8,760 horas (24 horas x 365 días).

Se espera para los primeros cinco años el siguiente costo, con un factor de planta de 0.125:

$$Q34,000.00 / 10 \text{ kW} \times 8,760 \text{ hr} \times 0.125 = 3.1050 \text{ Q/kWh}$$

En los siguientes cinco años, es decir hasta que se pague el préstamo bancario, el costo unitario de energía para un factor de planta de 0.25 es,

$$Q34,000.00 / 10 \text{ kW} \times 8,760 \text{ hr} \times 0.25 = 1.5525 \text{ Q/kWh}$$

Este cálculo muestra que el esquema de la MCH proporcionaría energía levemente más cara que la obtenida de la red nacional para los primeros cinco años con un margen 1.395 Q/kWh, sin embargo para los siguientes cinco años el costo queda por debajo de la tarifa obtenida de la red nacional por un margen de 0.1575 Q/kWh.

Es de recordar que la tarifa social en baja tensión es subsidiada por lo que este proyecto podría considerarse financieramente viable dados los beneficios futuros; también puede considerarse la adición de cargas para aumentar el factor de planta durante los primeros cinco años, además debe decidirse si las cincuenta casas pagarán la tarifa aunque no tengan energía instalada.

Cuando se halla pagado el préstamo el costo unitario de la energía bajará notablemente; es claro que el análisis de tarifas de energía lleva un estudio y análisis más profundo, en este apartado únicamente se han utilizado los principios de análisis con objeto de ejemplificar el uso del factor de planta y del factor de carga y de cómo éstos influyen en el cálculo de tarifas.

1.11. Decisiones costo-beneficio

Los costos de una MCH se ubican dentro de dos categorías; costos de capital y costos corrientes; un típico cuadro de costos se incluye a manera de ejemplo ilustrativo y no debe tomarse como representativo de otros esquemas además en el capítulo de análisis económico se le dará profundidad al método de Beneficio/Costo para evaluar la viabilidad del proyecto porque los costos de una MCH varían de un lugar a otro.

La tabla II incluye un cálculo del costo unitario de energía porque esta es la manera de incluir los costos corrientes para obtener un indicador financiero

del sistema fácil de comprender, muestra observaciones en la sensibilidad del costo-beneficio preguntando sobre cada componente, ¿puede existir una gran diferencia en el éxito de un sistema con una pequeña inversión extra en el costo o en el esfuerzo en el diseño de ingeniería?

Para responder a la pregunta se necesita de alguna experiencia en la región en particular en donde se está trabajando y a menudo suele surgir un patrón; es útil incluir esas observaciones a fin de descubrir dicho patrón, esto ayuda a que se concentre la atención en los componentes que ocasionan las mayores diferencias en el comportamiento, los beneficios y el éxito económico.

Por ejemplo, resulta claro que un pequeño cambio en el factor de planta producirá un cambio mucho más grande en el costo unitario final que el que produciría un cambio pequeño en el costo de la transmisión de energía; es posible que se pase algunos días revisando el diseño de la línea de transmisión o igualmente planificando un factor de planta más alto, puede ser que revisando estas dos tareas no quede tiempo para realizar otras, es importante entonces prestar atención a las tareas de diseño que producen un alto retorno; esto viene a ser una decisión de costo-beneficio.

Anteriormente se analizó que el factor de planta se reduce por fallas en el equipo, la administración cuidadosa de los inventarios de repuestos y el entrenamiento efectivo de los operadores evitará fallas en los equipos y largas salidas de servicio. En el cuadro el costo de O + M es relativamente bajo (12% del costo total) y su contribución al beneficio es muy alto, esto significa que O + M es un área muy sensible y cuando se diseña el sistema se debería dedicar más tiempo a esta área que a alguna otra menos sensible.

Por la misma razón, el proceso de planificación y los estudios de diseño son importantes, en el cuadro ellos cuestan 3% del costo total del capital pero los beneficios que resultan de una pequeña inversión extra son altos, por ejemplo invertir en un estudio energético más largo o un estudio hidrológico puede traer grandes beneficios.

No se debe olvidar financiar el período de formación institucional que a menudo es muy necesario antes de la instalación del sistema. Puede ser necesario entrenar administradores locales para implementar un sistema de tarifas y un sistema de O + M. Puede también haber gastos legales si el sistema será administrado por una empresa privada o por la comunidad.

Tabla II. Cuadro de costos de un proyecto de MCH

Costo de Capital (Sistema de 60 kW)	Costo en USD\$	Proporción del costo total	Contribución a los beneficios
Planeamiento/diseño Ingeniería, estudio de energía, estudio hidrológico, estudio del lugar, informe de factibilidad, gastos de supervisión, gastos de comisión, manuales de entrenamiento	4,000.00	3%	Alto
Administración y finanzas Formación de institución, obtención de fondos, aspecto legal y seguros, entrenamiento para administración	2,000.00	1%	Alto
Tubería de Presión	37,000.00	27%	Mediano
Otras obras civiles	35,000.00	25%	Mediano
Equipo electromecánico Turbina, generador, tableros y otros	36,000.00	26%	Mediano
Distribución Líneas de transmisión y de distribución (conexiones domésticas)	12,000.00	9%	Mediano

Continuación tabla II.

Instrumentación	3,000.00	2%	Mediano
Contingencias	10,000.00	7%	Mediano
Costo total de capital	139,000.00	100%	
Costos Corrientes	Costo en USD\$	Proporción del costo total	Contribución a los beneficios
Costos anuales fijos (O + M) Salarios (personal O + M) Comité de administración (O+ M) Inspección especializada, mantenimiento y otros.	2,000.00/año	6%	Alto
Costos variables Contratación de personal O+M, capacitación inicial cada 5 años, capacitación adicional de refuerzo, piezas de repuestos, herramientas, materiales, asesoramiento de especialistas, equipos de repuestos, otros.	Permisible hasta 1,000.00/año	3%	Alto
Contingencias	Permisible hasta 1,000.00/año	3%	Mediano
Estimado de costos corrientes totales al año (O+M)	4,000.00	12%	Alto
Costos de capital expresados como costo anual (C_{anual})*	28,000.00	88%	
Costos anuales totales = Canual + (O+M) = 28,000.00 + 4,000.00	32,000.00	100%	
Factor de Planta	0.4		
Costos unitarios de energía = $C_{anual} + (O+M) / P_{instalada} \times 8,760 \times \text{Factor de Planta}$ $= 28,000 + 4,000 / 60 \times 8 \times 8,760 \times 0.4 = \$ 0.15/\text{kWh}$ Costo por kW instalado = $139,000 / 60 = \$ 2,300 / \text{kW}$			

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

2. EVALUACIÓN DE RECURSOS HIDROENERGÉTICOS

2.1. Medición del salto

Los mapas con curvas de nivel que sirven para hacer una primera estimación del salto disponible y pueden utilizarse para estudios de prefactibilidad de las MCH; en los estudios de factibilidad y en los definitivos se hace necesario realizar mediciones en el lugar a fin de obtener una mayor precisión, se requiere precisiones de 3% o más puesto que la caída es un parámetro importante en el diseño del sistema.

Es recomendable efectuar tres mediciones y analizar los resultados en el lugar con el propósito de corregirlos u obtener nuevas medidas en el caso que fuera necesario, en la tabla III se ha resumido los métodos comúnmente utilizados para medir el salto (figura 6), algunos de los métodos descritos en la tabla son artesanales sin embargo con trabajos de topografía y GPS pueden obtenerse precisiones milimétricas sin tanto esfuerzo.

2.2 Métodos para la medición del caudal

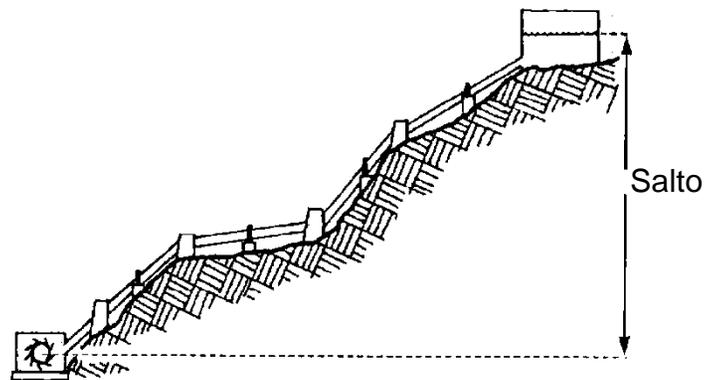
Primero debe entenderse que caudal es el volumen de fluido (en este caso agua) por unidades de tiempo (segundos); dado que el caudal de los ríos varía a lo largo del año realizar una medida del caudal instantáneo resulta un registro aislado cuya utilidad es relativamente pequeña, probablemente en muchos de los casos no exista información para hacer un estudio de hidrología entonces necesariamente hay que recolectar los datos a partir de mediciones instantáneas de caudal. Lo ideal es hacer mediciones a diario aunque también

se usan mediciones semanales y mensuales; es claro que existen otros métodos que no se mencionan, los métodos considerados importantes para este trabajo son,

- Método del recipiente
- Medidores de corriente o correntómetros
- Método de la sección de control y regla graduada
- Método del vertedero de pared delgada

Es necesario estudiar las características de estos métodos a fin de utilizarlos adecuadamente aprovechando las ventajas que ofrecen en cada caso particular.

Figura 6. **Ilustración del concepto de salto**



Fuente: ITDG, Microcentrales hidroeléctricas una alternativa para el desarrollo rural. p. 4

Tabla III. **Métodos para medir el Salto**

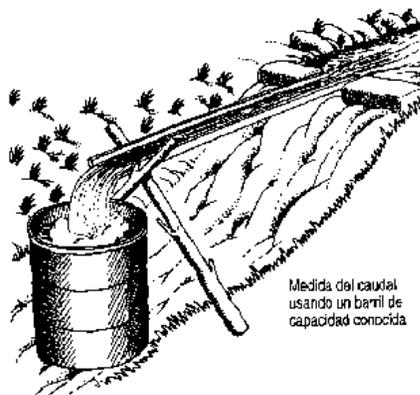
Método	Ventajas y Limitantes	Precisión	Observaciones
Manguera de nivelación	Agotador para caídas altas, rápido para caídas pequeñas	Aproximadamente 5%	Es recomendable hacerlo entre dos persona
Manguera y manómetro	Rápido, seguro. Da la posibilidad de medir la tubería de presión a la vez, su peso es ligero y bajo su costo	Menor al 5%	Calibrar instrumentos
Nivel de carpintero y tablas	Inapropiado para pendientes suaves y largas. Es un método lento	Aproximadamente 5% en pendientes pronunciadas y de 10% a 20% en pendientes suaves	Se usa en caídas pequeñas cuando no se dispone de otro método
Altímetro	Usado en caídas altas y medianas (>40 metros) Rápido	Probabilidad de grandes errores (30%)	Necesita calibración de instrumentos y destreza. Tomar 3 o más medidas
Eclímetro	Rápido, peso liviano, costo moderado	Buena 5%	Recomendable en terrenos despejados. Usado en todos los lugares especialmente donde los otros métodos son muy lentos
Mapa	Sólo para caídas altas. No necesita viajar al lugar. Peso liviano y bajo costo	Aceptable para prefactibilidad	Se necesita destreza para leer planos

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

2.2.1. Método del recipiente

Este método es una manera muy simple de medir el caudal, todo el caudal a medir es desviado a un balde o barril y se anota el tiempo que toma en llenarlo (ver figura 7); el volumen del envase se conoce y el resultado del caudal se obtiene mediante la división del volumen por el tiempo de llenado, la desventaja del método es que todo el caudal debe ser canalizado o entubado al envase y frecuentemente es necesario construir una presa temporal, este método resulta práctico con caudales pequeños.

Figura 7. Método del recipiente



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 36

2.2.2. Método del área y la velocidad

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

$$\text{Área} \times V_{\text{media}} = Q = \text{Constante, en m}^3/\text{s} \quad (\text{ec. 2})$$

Donde V_{media} = velocidad promedio del agua en la corriente en m/s.

Este producto es igual al valor del caudal volumétrico Q en m^3/s .

2.2.3. Medidores de corriente o correntómetros

También se les llama molinetes, están formados por un mango y una hélice o copas conectadas al final; la hélice rota libremente y la velocidad de una rotación está relacionada con la velocidad del agua, un contador mecánico registra el número de revoluciones del propulsor que se ubica a la profundidad deseada, otros aparatos más sofisticados utilizan impulsos eléctricos, con estos medidores es posible tomar muchas lecturas en una corriente y calcular la velocidad media.

Los medidores de corriente son suministrados con una fórmula que relaciona la velocidad de rotación del instrumento con la velocidad de la corriente, en general estos aparatos son usados para medir velocidades de 1.2 a 5 m/s con un error probable del 2%; al igual que otros medidores de velocidad el molinete debe ser sumergido en el agua, el fabricante coloca una marca en el mango del medidor para indicar la profundidad de los álabes.

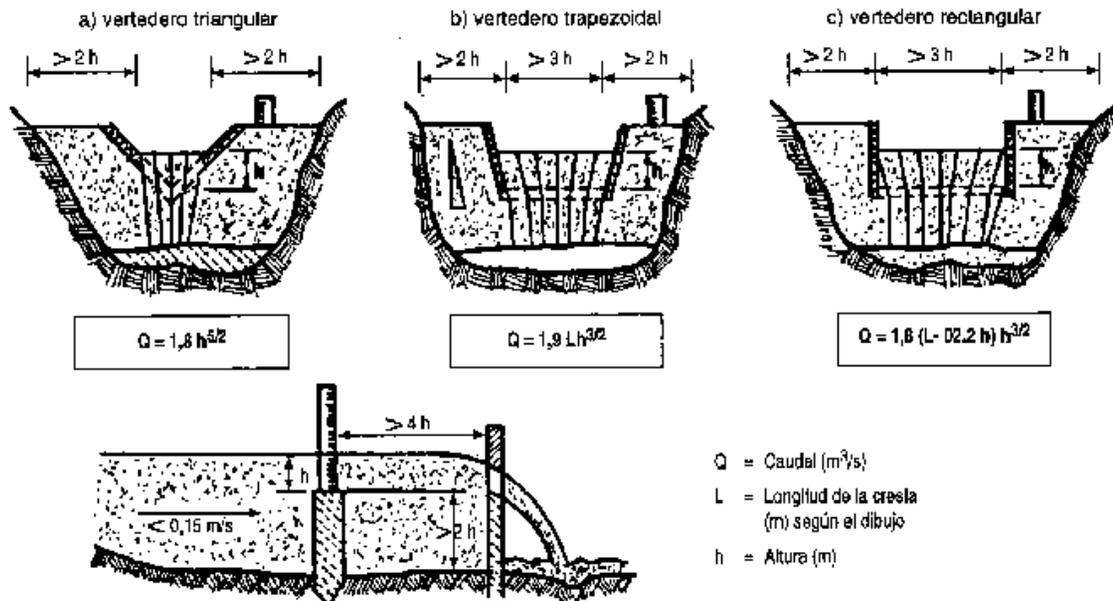
2.2.4. Método del vertedero de pared delgada

Un vertedero es una estructura similar a un muro de baja altura ubicado a lo ancho de un río o canal. Un vertedero de medición de caudal tiene una muesca a través de la cual toda el agua de la corriente fluye. Los vertederos son generalmente estructuras temporales y son diseñados de modo que la descarga volumétrica pueda ser leída directamente o determinada por una simple lectura de la diferencia de altura entre el nivel del agua antes del vertedero y el vértice o cresta de éste.

Para alcanzar mejores resultados hay que utilizar vertederos de pared delgada y además evitar que el sedimento se acumule tras ellos; se hacen de plancha de acero y hay tres tipos de vertedero (ver figura 8) de uso frecuente en mediciones.

El vertedero triangular mide descargas pequeñas con mayor precisión que los otros tipos, el vertedero trapezoidal llamado Cipoletti puede compensar las contracciones en los bordes con caudales reducidos lo cual introduce errores en los vertederos rectangulares; la fórmula para calcular la descarga se simplifica al eliminar el factor de corrección en los vertederos rectangulares. Por último está el vertedero rectangular, que permite medir descargas mayores y su ancho puede ser cambiado para diferentes caudales.

Figura 8. Lectura para tres tipos de vertedero de pared delgada



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 38

Los vertederos pueden ser de madera o metal y están siempre orientados perpendicularmente al sentido de la corriente, hay que ubicar el vertedero en un punto donde la corriente sea uniforme y esté libre de remolinos, la distancia entre el fondo del lecho del río y la cresta del vertedero agua arriba de éste deberá ser al menos dos veces la altura máxima a medirse (carga del vertedero). No debe haber ninguna obstrucción al paso de agua cerca del vertedero y los lados de éste deben estar perfectamente sellados a fin de evitar fugas o goteos, para sellar puede emplearse lámina plástica.

La cresta del vertedero deberá ser lo suficientemente alta como para permitir que el agua caiga libremente dejando un espacio bajo el chorro, las crestas de vertederos trapezoidales y rectangulares deben estar a nivel.

Los vertederos triangulares pueden usarse con un amplio rango de ángulos de vértice (el ángulo de 90^0 es el más usado). Las ecuaciones para la mayoría de vertederos de pared delgada por lo general no son precisas para alturas muy pequeñas (menores de 5 cm).

En comparación con otros el vertedero triangular puede medir un rango mayor de caudales, la cresta del vertedero debe ser lo suficientemente ancha para recibir la mayor descarga esperada, por eso es necesario conocer los probables valores del caudal antes de seleccionar o diseñar un vertedero; si se encuentran velocidades de corriente superiores a los 0.15 m/s será necesario corregir la cresta por el efecto de la velocidad de aproximación, cuando se construya un vertedero temporal simple los problemas de sellado pueden ser solucionados pegando lámina plástica que se pone corriente arriba del vertedero y se sujeta con arena y rocas. Las desventajas del vertedero son,

- Si la cresta es muy ancha o profunda, la fórmula tiende a subestimar la descarga.
- Si la velocidad de aproximación es muy alta, la descarga también es subestimada.

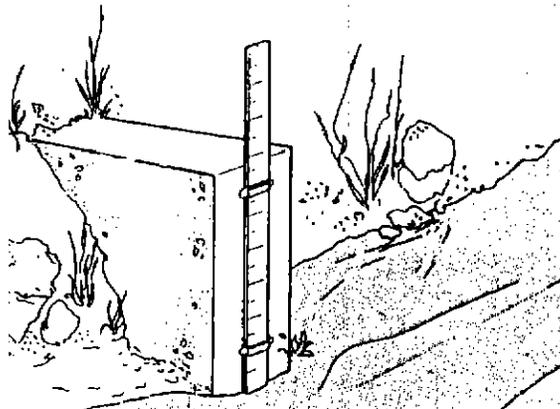
2.2.5. Método de la sección de control y regla graduada

Es similar al método del vertedero, se diferencia en que la característica física de la sección es utilizada para controlar la relación entre el tirante de agua y el caudal; el tirante de agua se refiere a la profundidad de ésta en la sección.

Una sección de control se ubica donde un cambio dado en el caudal se traduce en un cambio apreciable en el tirante de agua en la sección de control, deberá evitarse una sección ancha porque los cambios en el caudal resultarán en cambios pequeños en el tirante, si algún objeto obstruye la sección de control o la erosión hace que la pendiente cambie, entonces las lecturas no serán válidas.

El medidor, típicamente un listón de madera graduado, deberá estar situado donde sea factible leerlo (figura 9), hay que notar que este método es válido para comparar un caudal con otro, pero un caudal de referencia debe ser conocido y relacionado con la tabla graduada a modo de obtener una estimación cuantitativa del caudal.

Figura 9. **Método de la sección de control y regla**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 37

2.3. Hidrología

La cantidad de agua que corre en un río varía a lo largo del año, esta variación de caudal obedece a múltiples factores, por ejemplo; el área de la cuenca, las condiciones climáticas existentes, la topografía del terreno y las características geológicas de la cuenca.

Las mediciones ocasionales de caudal son referencias importantes que deben tomarse en cuenta pero por si solas no son suficientes para predecir si el año será muy seco o muy lluvioso o a que niveles de caudal puede bajar el río en época seca y hasta que niveles puede subir en época de lluvia. Un estudio hidrológico de la cuenca puede contestar ésta y otras preguntas, sin embargo la hidrología no es una ciencia exacta, por lo general se encontrarán respuestas en forma de probabilidad de ocurrencia.

2.3.1. El ciclo hidrológico

El transporte de agua de mar a la atmósfera por efecto de evaporación, su caída a la superficie por precipitación y su regreso al mar a través de ríos o filtraciones es conocido como ciclo hidrológico; en forma resumida; el agua de mar se evapora debido a la radiación solar, luego estas masas de vapor de agua son transportadas por acción de los vientos de tierra firme donde el agua se precipita en forma de lluvia o nieve (zonas frías). Una vez en la tierra parte del agua corre por los ríos y otra parte es absorbida por el terreno y se filtra hasta niveles inferiores del manto freático.

El agua absorbida en esta zona se mueve lentamente a acuíferos o hacia el mar, otra parte que ha sido absorbido por el terreno pasa hacia la plantas y regresa a la atmósfera debido a la transpiración de las mismas. El agua en la

superficie regresa en parte a la atmósfera por evaporación y la mayor parte llega al mar por medio de los ríos, los cuales captan el agua de las precipitaciones. El agua del subsuelo, que se mueve más lentamente, llega a los ríos y otra al mar completando el ciclo.

2.3.2. Análisis estadístico de la información hidrométrica

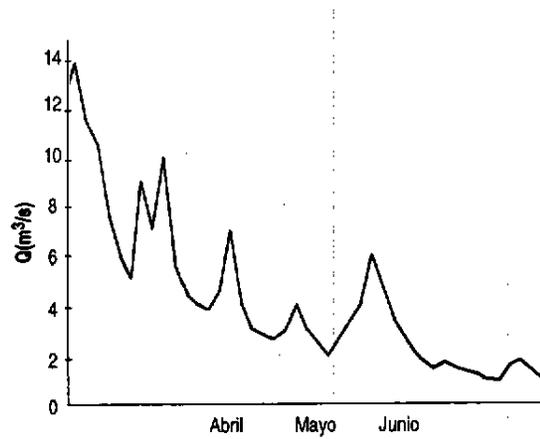
El registro de la variación de caudal a lo largo del año se toma de las estaciones hidrométricas las cuales se ubican en los principales ríos, se obtienen hidrogramas tal como se muestra en la figura 10; puede ser que en estas estaciones se tomen datos en forma diaria o mensual tal como lo muestra la tabla IV. Un registro de aforo de varios años resulta de gran utilidad para predecir las variaciones estacionales del caudal, en caso de no tener esta información se puede realizar una estimación de los caudales sobre la base de la información meteorológica de la cuenca.

El análisis estadístico consiste en elaborar, primero, las tablas de frecuencias absolutas y relativas agrupando los datos en clases o rangos, la tabla de frecuencias relativas acumuladas (tabla V) representa muy bien la curva de duración de caudales (figura 11); con el fin de entender el proceso en la tabla IV se dan los datos de aforos diarios de determinado río tomados durante tres meses.

En la tabla V se puede observar el procesamiento estadístico de los datos agrupados en rangos o clases, en la primera columna se encuentran los rangos de caudales; en la segunda la frecuencia absoluta de cada rango; en la tercera la frecuencia relativa en términos de porcentaje y en la cuarta está la frecuencia relativa acumulativa en porcentaje. En la primera columna se ha ordenado de

mayor a menor a fin de facilitar la interpretación de la curva de duración de caudales.

Figura 10. **Hidrograma de aforos diarios**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 37

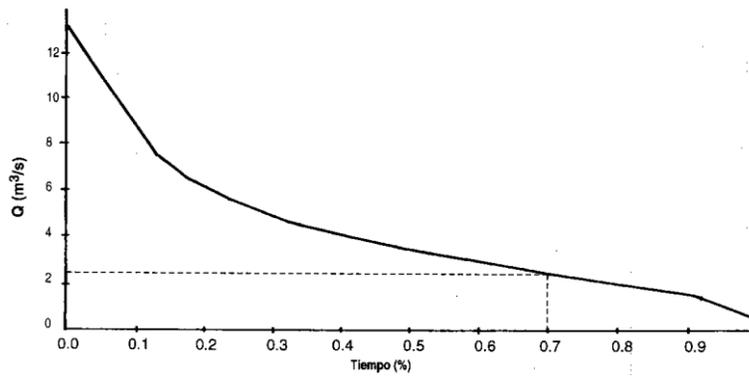
Tabla IV. Datos de caudal río X

Día	Mes 1	Mes 2 Q(m ³ /s)	Mes 3
1	12.0	7.0	3.0
3	14.0	4.0	2.3
5	11.5	3.0	1.8
7	10.3	2.8	1.4
9	7.7	2.6	1.8
11	6.0	3.0	1.5
13	5.0	4.0	1.3
15	9.0	3.0	1.2
17	7.0	2.4	1.0
19	10.0	2.0	1.0
21	5.5	2.6	1.5
23	4.5	3.4	1.9
25	4.0	4.0	1.4
27	3.8	6.0	1.0
29	4.4	4.6	0.9
31	-----	3.3	-----

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 40

Figura 11. **Curva de duración de caudales**



Fuente: ITDG, Microcentrales hidroeléctricas una alternativa para el desarrollo rural. p.14

Tabla V. **Frecuencias absolutas, relativas y duración de caudales**

$(Q_i - Q_{j-1})$	F	Fr (%)	Duración (%)
14 - 13	1	2.2	2.2
13 - 12	1	2.2	4.3
12 - 11	1	2.2	6.5
11 - 10	1	2.2	8.7
10 - 9	1	2.2	10.9
9 - 8	1	2.2	13.0
8 - 7	1	2.2	15.2
7 - 6	2	4.3	19.6
6 - 5	3	6.5	26.1
5 - 4	4	8.7	34.8
4 - 3	7	15.2	50.0
3 - 2	9	19.6	69.6
2 - 1	10	21.7	91.3
1 - 0	4	8.7	100.0

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.

La curva de duración de caudales muestra la probabilidad como un porcentaje de tiempo de todo el período de aforos en el cual el caudal es igual o menor al caudal correspondiente a dicho porcentaje de tiempo.

Ejemplo ilustrativo; para ilustrar el uso de la curva de duración de caudales se puede afirmar que el 70% del tiempo se producen caudales menores o iguales a 2.5 m³/s según la figura 11, en términos prácticos la frecuencia relativa acumulativa viene a ser la duración en términos de porcentaje, para calcular la frecuencia relativa de cada rango se divide el número de ocurrencias entre el número total de aforos,

$$F_r (\%) = (F/N) \times 100 \quad (\text{ec. 2.1})$$

El caudal medio se determina mediante la siguiente expresión,

$$Q_m = \sum Q_i \times F_r/100 \quad (\text{ec. 2.2})$$

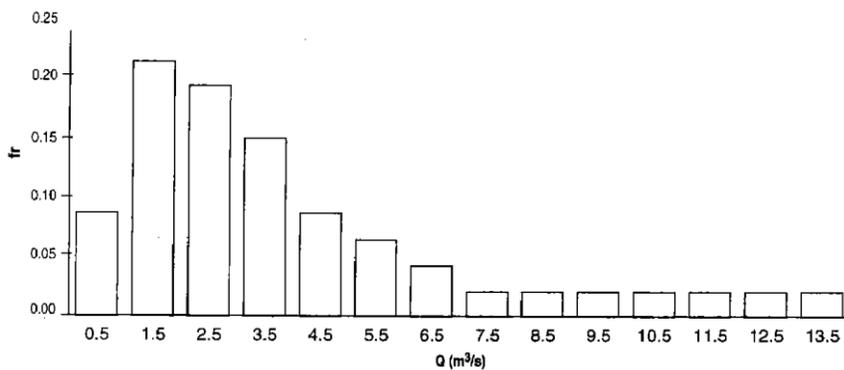
Aunque lo más relevante para el análisis hidrológico es la curva de duración de caudales, también la curva de frecuencias relativas tiene cierta importancia porque permite visualizar a priori la mayor o menor concentración de datos (aforos para cada caudal o rango de caudales).

Por ejemplo, en la figura 12 se puede observar que el caudal con mayor persistencia es de 1.5 m³/s. Una vez obtenida la curva de duración de caudales dependerá del proyectista decidir sobre el caudal de diseño, si se requiere que la MCH trabaje el 100% del tiempo a plena carga el caudal de diseño será muy pequeño (0.4 m³/s), en cambio si ésta trabajará a un 70% del tiempo a plena carga el caudal de diseño o disponible para el diseño será mucho mayor

(2.5 m³/s), además del caudal de diseño hay que analizar el tipo de turbina que se utilizará.

Si para el caso anterior se estima una altura de 120 metros y se considera una eficiencia total del sistema de 48% (energía útil), se obtiene la tabla de duración de potencias (tabla VI) y las energías posibles de generar para los diferentes rangos de caudales, la turbina adecuada para este caso es Pelton.

Figura 12. **Histograma de frecuencias relativas**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.
p. 41

En la tabla VI se puede apreciar diferentes potencias posibles de obtener según diferentes valores de caudal de diseño y a la vez el período en que el equipo estará funcionando a plena carga (duración). Si se multiplica la potencia por duración se obtiene la energía total generada al año para los diferentes caudales de diseño,

$$\text{Energía} = \frac{\text{Pot} \times \text{Duración} \times 8,760}{100} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right] \quad (\text{ec. 2.3})$$

En algunos casos es importante conocer la cantidad de energía posible de generar utilizando uno u otro valor de caudal de diseño, saber cuántos kWh al año se podría generar; para trazar la curva de duración de potencias basta convertir el eje de ordenadas de la curva de duración de caudales en eje de potencias multiplicando por $\gamma \times H \times \eta$ puesto que la potencia es,

$$P = \gamma \times Q \times H \times \eta \quad (\text{ec. 2.4})$$

Conservando los valores del eje de las ordenadas se puede graficar la curva de duración de potencias (figura 13).

$$P = \frac{\gamma \times Q \times H \times \eta}{1,000} \text{ en kW} \quad (\text{ec. 2.5})$$

$$P = \frac{10,000 \times Q \times H \times 0.48}{1,000} \text{ en kW} \quad (\text{ec. 2.6})$$

$$P = 4.8 \times Q \times H \text{ en kW} \quad (\text{ec. 2.7})$$

Ejemplo ilustrativo; usando los datos de la tabla IV y la curva de duración de caudales (figura 11) calcular,

- Caudal medio
- Caudal que tenga una probabilidad de ocurrir el 80% del tiempo
- ¿Qué caudal sería el recomendable para una planta que tenga asegurada la venta de la energía que produce al SIN?

Solución; de acuerdo a la ecuación 2.3 relacionada al cálculo de caudales se tiene,

$$Q_m = 0.5 \times 0.87 + 1.5 \times 0.217 + 2.5 \times 0.196 + 3.5 \times 0.152 + \dots$$

$$\text{Entonces } Q_m = 4.1 \text{ m}^3 / \text{s}$$

De acuerdo a la curva de duración de caudales el caudal medio corresponde a,

$$Q_m = 4.1 \text{ m}^3 / \text{s}$$

Si la venta total de energía producida está asegurada lo más conveniente es tomar como caudal de diseño aquel que produciría la máxima energía, el valor de éste según la tabla VI es $3.5 \text{ m}^3/\text{s}$; sin embargo, es conveniente hacer también un análisis económico puesto que la inversión fija inicial influirá en la decisión.

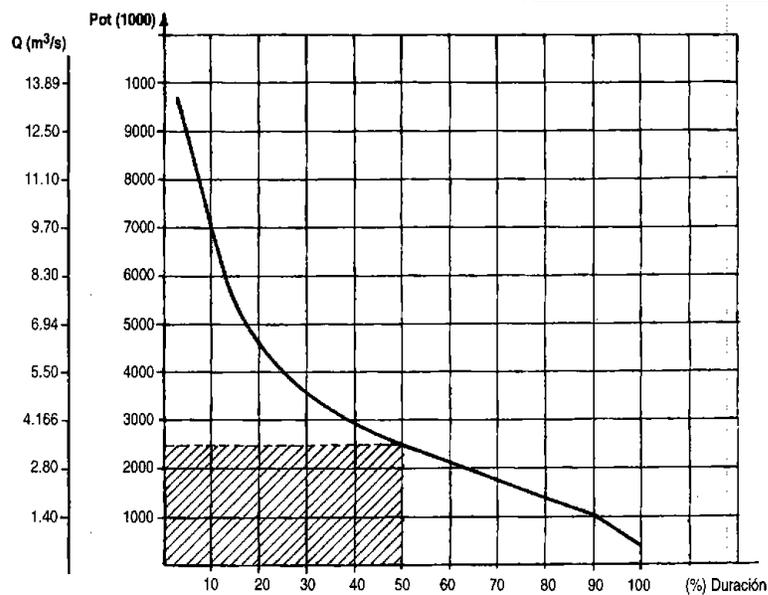
Tabla VI. Tabla de duración de potencias y cálculos de energía

$(Q_i - Q_{i-1})$	Q_{im} (m ³ /s)	Potencia Relativa (kW)	Duración (%)	Energía kWh X10 ⁵
14-13	13.5	9,720	2.2	18.7
13-12	12.5	9,000	4.3	33.9
12-11	11.5	8,280	5.5	47.1
11-10	10.5	7,560	8.7	57.6
10-09	9.5	6,840	10.9	65.3
09-08	8.5	6,120	13.0	69.7
08-07	7.5	5,400	15.2	71.9
07-06	6.5	4,680	19.6	80.4
06-05	5.5	3,960	26.1	90.5
05-04	4.5	3,240	34.8	98.8
04-03	3.5	2,520	50.0	110.4
03-02	2.5	1,800	69.6	109.7
02-01	1.5	1,080	91.3	86.4
01-00	0.5	360	100.0	31.5

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.

p. 42

Figura 13. Curva de duración de potencias



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.
p. 42

2.4. Características de las cuencas

Las características físicas de la cuenca tienen una influencia importante en el escurrimiento del agua, éstas forman un conjunto que influye rotundamente en el comportamiento hidrológico de la zona tanto a nivel de las excitaciones y de las respuestas de la cuenca vista como un sistema. Así pues, el estudio sistemático de los parámetros físicos de las cuencas es de gran utilidad en la ingeniería de la hidrología.

En base a estos parámetros físicos se puede lograr una transferencia de información de un sitio a otro, donde exista poca información o falten datos o donde haya carencia total de información de registros hidrológicos. Esta transferencia de información puede hacerse si existe cierta semejanza geomorfológica y climática de las zonas en estudio, en seguida se explican en forma resumida estas semejanzas.

2.4.1. Cuenca hidrográfica

Territorio o espacio de terreno que está limitado por cerros, partes elevadas y montañas, de los cuales se configura una red de drenaje superficial que en presencia de la precipitación o lluvia forma el escurrimiento de un río para conducir sus aguas a un río más grande o a otro río principal, lago o mar.

2.4.2. Cuenca hidrológica

Es aquella cuya divisoria de aguas es definida por la configuración hidrogeomorfológica y geológica subsuperficial, por esta razón los flujos internos de agua pueden no coincidir con los de la cuenca hidrográfica.

2.4.3. Área de cuenca

El área de cuenca es un dato muy importante de todo estudio de hidrología, está definida como la proyección horizontal de toda el área de drenaje de un sistema de escorrentía dirigido directa o indirectamente a un mismo cauce natural.

Es de mucho interés discutir un poco sobre la determinación de la línea de contorno o de divorcio de la cuenca; realmente la definición de dicha línea no es clara ni única, pueden existir dos líneas de divorcio, una para las aguas superficiales que sería la topográfica y otra para las aguas subsuperficiales que sería determinada en función de los perfiles de la estructura geológica fundamentalmente por los pisos impermeables.

Una cuenca de gran área tendrá una tendencia menor a tener picos pronunciados en los caudales de avenida que en una cuenca pequeña, además en una cuenca de mayor área los valores del escurrimiento mínimo en el año serán mayores que en pequeñas cuencas debido a una mayor cantidad de acuíferos subterráneos y a la menor influencia de las lluvias locales.

El área de la cuenca se puede calcular utilizando mapas topográficos que muestren curvas de nivel, los mapas disponibles, por lo general están a una escala de 1:100,000 ó 1:125,000. Un modo rápido de calcular el área es trazando en el mapa los límites de la cuenca y con la ayuda de un papel milimetrado transparente contar el número de cuadrados de 1 cm o de 1 mm según sea el caso, para obtener el resultado final hay que tener en cuenta la escala del mapa para hacer la conversión y obtener el área en km².

Debe tomarse en cuenta que los límites topográficos trazados en el mapa sólo son hipotéticos porque debido a características geológicas del subsuelo puede ocurrir que parte del agua subterránea de una cuenca se infiltre hacia otra adyacente contribuyendo a aumentar el escurrimiento en esta última, en la actualidad se utilizan los recursos informáticos para calcular el área de una cuenca.

Frecuentemente se desea analizar una cuenca de gran tamaño y muchas veces es necesario dividirla en subcuencas o subsistemas dependiendo de las metas en estudio del proyecto determinado. El área es un parámetro geomorfológico muy importante, su importancia radica en las siguientes razones,

- Es un valor que se utilizará para muchos cálculos en varios modelos hidrológicos.
- Para una misma región hidrológica o regiones similares, se puede decir que a mayor área, mayor caudal medio.
- Bajo las mismas condiciones hidrológicas cuencas con áreas mayores producen hidrógrafas con variaciones en el tiempo más suaves y más llanas; sin embargo en cuencas grandes se pueden dar hidrógrafas picudas cuando la precipitación fue intensa y en las cercanías aguas arriba de la estación de aforo.
- El área de las cuencas se relaciona en forma inversa con la relación entre caudales extremos; mínimos/máximos.

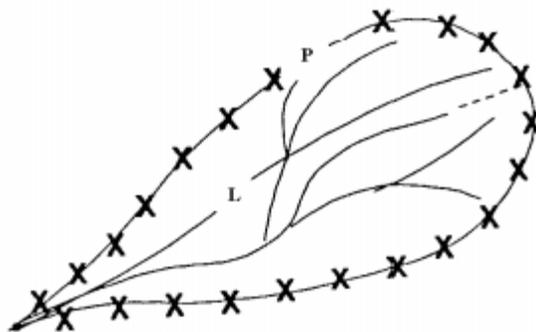
2.4.4. Longitud y perímetro de la cuenca

El perímetro de la cuenca o la longitud de la línea de divorcio de la hoya es un parámetro importante pues en conexión con el área predice algo sobre la forma de la cuenca.

Usualmente este parámetro físico es simbolizado por la mayúscula P (ver figura 14), el ancho se define como la relación entre el área (A) y la longitud de la cuenca (L) y se designa por la letra W de manera que,

$$W = A / L \quad (\text{ec. 2.8})$$

Figura 14. **Longitud y perímetro de una cuenca**

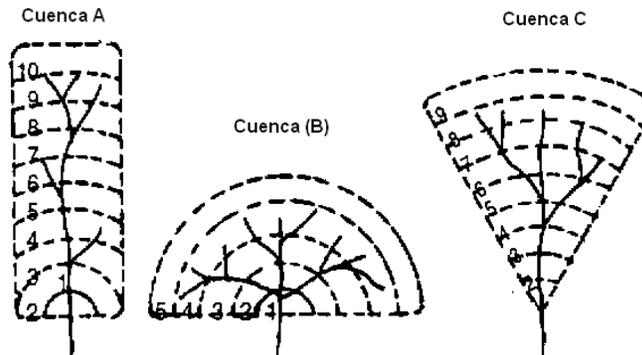


Fuente: Grupo de investigación de la Universidad de los Andes, Venezuela. Geomorfología de cuencas. p. 8

2.4.5. Forma de la cuenca y sus parámetros

La forma de la cuenca influirá también en el escurrimiento, en la figura 15 se muestran tres formas de cuenca considerando similares condiciones climáticas e igual área; luego de las lluvias intensas la segunda cuenca tendrá mayor tendencia a un rápido aumento de caudales que la primera y tercera cuenca. De igual modo, la disminución del caudal de la segunda cuenca será más rápida que en las otras dos.

Figura 15. **Influencia en la forma de la cuenca**



Fuente: Grupo de investigación de la Universidad de los Andes, Venezuela. Geomorfología de cuencas. p. 45

Dada la importancia de la configuración de las cuencas se trata de cuantificar las características por medio de índices o coeficientes los cuales relacionan el movimiento del agua y las respuestas de la cuenca a tal movimiento (hidrógrafa).

En la figura 16 se muestra varias hidrógrafas para cuencas con la misma área y diferentes formas ante una lámina precipitada igual, parece claro que existe una fuerte componente probabilística en la determinación de una cuenca mediante sus parámetros y las características de la red de drenaje. Por esta razón se ha buscado relaciones de similitud geométrica entre las características medias de una cuenca y de su red de canales con las de otras cuencas.

Los principales factores de forma son; el factor de forma de Horton y el coeficiente de compacidad o índice de Gravelius.

Las observaciones de un buen número de cuencas reales en todo el mundo permiten establecer la siguiente relación entre el área de la cuenca A y el área de un cuadrado de longitud L, siendo L la longitud del cauce principal,

$$\frac{A}{L^2} = \frac{A^{-0.136}}{2} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Al despejar el valor de L se obtiene,

$$L = 1.41 A^{0.568} \quad (\text{ec. 2.10})$$

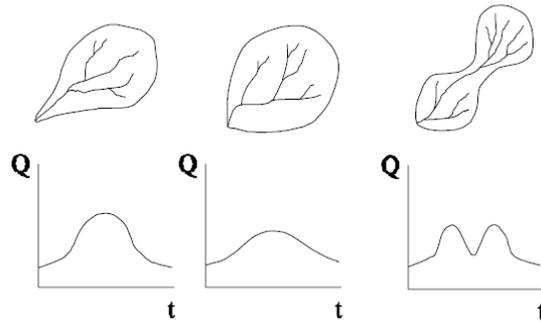
El área A se establece en millas cuadradas, en la anterior ecuación se observa que las cuencas no son similares en forma; a medida que el área aumenta su relación A / L^2 disminuye, esto indica el alargamiento en cuencas grandes. La forma de la cuenca afecta los hidrogramas de caudales máximos por lo que se han hecho muchos esfuerzos para tratar de cuantificar este efecto por medio de un valor numérico adimensional llamado coeficiente Horton (R_f) o índice de la forma de una cuenca.

El índice de la forma de cuenca se define así,

$$R_f = A / L_b^2 \quad (\text{ec. 2.11})$$

Donde A es el área de la cuenca y L_b la longitud medida desde la salida hasta el límite de la hoya cerca de la cabecera del cauce más largo a lo largo de una línea recta. Este índice y su recíproco han sido usados como indicadores de la forma del hidrograma unitario.

Figura 16. **Hidrógrafas según la forma de la cuenca**



Fuente: Grupo de investigación de la Universidad de los Andes, Venezuela. Geomorfología de cuencas. p. 10

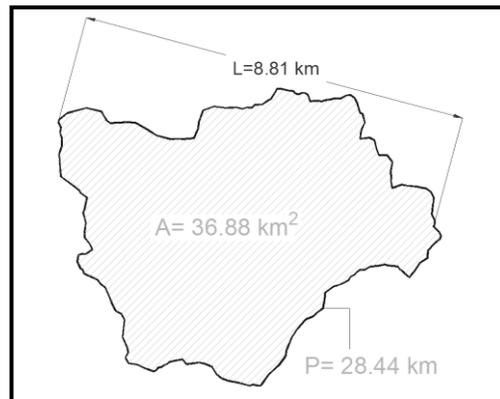
El coeficiente de compacidad o índice de Gravelius está definido como la relación entre el perímetro P y el perímetro de un círculo que contenga la misma área A de la cuenca hidrográfica,

$$K = 0.282 \frac{P}{\sqrt{A}} \quad (\text{ec. 2.12})$$

El radio (r) es el radio de un círculo equivalente en área de la cuenca, por la forma como fue definido $K \geq 1$ y cuando $K = 1$ la cuenca es circular.

La razón para usar la relación del área equivalente a la ocupada por un círculo es porque una cuenca circular tiene mayores posibilidades de producir avenidas superiores dada su simetría, sin embargo este índice de forma ha sido criticado pues las cuencas en general tienden a tener la forma de una pera.

Figura 17. Índice de Gravelius



$$r = (A/\pi)^{1/2}$$

Fuente: Grupo de investigación de la Universidad de los Andes, Venezuela. Geomorfología de cuencas. p. 10

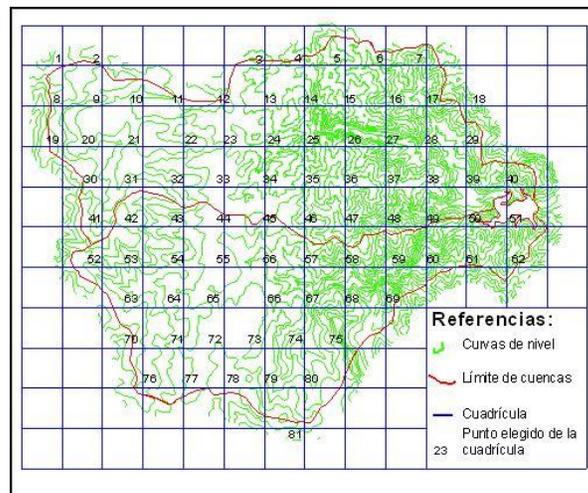
Para esta cuenca en particular representada en la figura 17 el índice de Gravelius es $K = 1.32$.

2.4.6. Pendiente de la cuenca

Este parámetro es de importancia porque da un índice de la velocidad media de la escorrentía, de su poder de arrastre y de la erosión sobre la cuenca, una cuenca con mayor pendiente hará que el escurrimiento del agua sea más rápido causando caudales de avenida más pronunciados. Uno de los métodos más representativos para el cálculo es el muestreo aleatorio por medio de una cuadrícula; llevando las intersecciones de la cuadrícula sobre el plano topográfico y calculando la pendiente para todos los puntos arbitrariamente escogidos como lo muestra la figura 18.

Con todos estos valores se puede construir un histograma de pendientes que permite estimar el valor medio y la desviación estándar del muestreo de las pendientes, las pendientes para los puntos dados por las intersecciones de la cuadrícula se calculan teniendo en cuenta la diferencia de las dos curvas de nivel entre las cuales el punto quedó ubicado y dividiéndola por la distancia horizontal menor entre las dos curvas de nivel, pasando por el punto ya determinado.

Figura 18. **Método para hallar la pendiente S**



Fuente: Grupo de investigación de la Universidad de los Andes, Venezuela. Geomorfología de cuencas. p. 13

Otro método bastante utilizado es el siguiente; se monta sobre la cuenca una cuadrícula de tamaño conveniente, se cuentan los cortes de las curvas de nivel con los ejes horizontal y vertical de la cuadrícula respectivamente y se tiene,

$$S_h = \frac{n_h h}{L_h} \quad (\text{ec. 2.13})$$

$$S_v = \frac{n_v h}{L_v} \quad (\text{ec. 2.14})$$

Donde

- h es la diferencia de cotas entre curvas de nivel.
- n_h es el número de cruces de las curvas de nivel con líneas de igual coordenada este.
- n_v es el número de cruces de las curvas de nivel con líneas de igual coordenada norte.
- S_h y S_v son la pendiente horizontal y vertical de la cuenca respectivamente.

Entonces la pendiente promedio es,

$$S = \frac{S_e + S_n}{2} \times 100\% \quad (\text{ec. 2.15})$$

Sin embargo este método es bastante dependiente de la orientación que se le dé a la cuadrícula de referencia.

2.4.7. Precipitación

En Guatemala ocurre fundamentalmente en forma de lluvia, aunque puede presentarse también en forma de rocío, niebla, granizo y en otros países también en forma de nieve. Las estaciones pluviométricas registran datos de precipitación por lo general expresada en milímetros (mm), la precipitación puede variar considerablemente de un lugar a otro incluso a unos pocos

kilómetros de distancia, por ejemplo en el altiplano de Guatemala se pueden tener variaciones de precipitación muy marcadas con respecto a la costa sur, es por ello que en muchos casos cuando se realizan estudios de hidrología de una cuenca se debe hacer un reparto proporcional de los datos de precipitación tomando cifras de varias estaciones pluviométricas en la cuenca o cerca de ella.

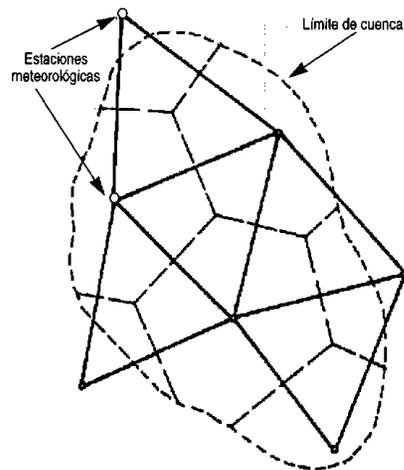
Debe ponerse especial cuidado en que cada estación pluviométrica a considerar sea representativa de la precipitación de una porción de la cuenca, existen varios métodos para asignar valores de precipitación promedio a determinadas zonas de la cuenca; uno de estos es el polígono de Thiessen (figura 19) y el método de las curvas de igual precipitación o igual altitud (figura 20).

2.4.8. Polígono de Thiessen

Este método considera sólo la posición geométrica de cada estación pluviométrica con relación a la cuenca, para ello se ubican en el mapa las estaciones localizadas en la cuenca o en la vecindad de la misma, luego se unen mediante líneas y se trazan perpendiculares en el punto medio de cada segmento de manera que estas perpendiculares delimitan la influencia de cada estación.

La desventaja de este método es que no toma en cuenta las diversas altitudes que pudieran existir en una cuenca lo que puede dar resultados erróneos en los casos de cuencas con grandes variaciones de altitud y precipitación.

Figura 19. **Polígono de Thiessen**



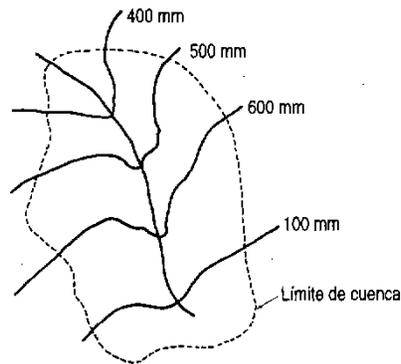
Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.

p. 45

2.4.9. Método de las curvas de igual precipitación o Isoyetas

Para la aplicación de este método es necesario tener una considerable cantidad de información pluviométrica de la cuenca y zonas vecinas para trazar las curvas, en caso de no poder trazarlas se puede dividir la cuenca de acuerdo a la altitud y asignar un valor representativo de la precipitación a cada zona.

Figura 20. **Método de las curvas de igual precipitación**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.

p. 46

2.4.10. Estimación del escurrimiento mensual por el método NRECA

Si en Guatemala se comenzaran a implementar estos proyectos para pequeños beneficios de café, molinos o simplemente iluminación en pequeñas aldeas, las MCH se ubicarían en pequeñas quebradas donde los ríos no tienen registros de aforos, por ello la National Rural Electric Cooperative Association (NRECA) de los EE.UU, propone un método para el cálculo de escurrimiento mensual basado en datos meteorológicos de la cuenca.

Este método puede aplicarse a cuencas menores de mil kilómetros cuadrados donde el caudal no esté regulado por grandes reservorios y no exista otra clase de influencia como nieve u otros, los autores de este método consideran que durante e inmediatamente después de fuertes precipitaciones, debido a que el terreno está saturado de agua, la mayor parte de la lluvia se mueve como escurrimiento superficial hacia los ríos creando caudales de

avenida; posteriormente el agua absorbida por el terreno durante la lluvia se mueve como flujo subterráneo hacia los ríos o quebradas y los provee de agua en períodos en los que no se presentan lluvias.

El método utiliza los datos de precipitación y evapotranspiración potencial mensual, además define tres parámetros que caracterizan la cuenca en estudio; nominal, P_{sub} y GWF. Para entender el método primero deben definirse los siguientes conceptos,

- Evapotranspiración, el agua se evapora de los ríos, lagos, terreno con o sin vegetación, de los árboles y otras superficies, la tasa está influenciada por varios factores como la temperatura, la radiación solar, la humedad relativa, la velocidad del viento entre otros, en algunos lugares la tasa de evaporación puede llegar a 1,500 a 2,000 milímetros al año.
- Nominal es un índice de la capacidad que tiene el terreno para almacenar agua, si la cantidad de agua almacenada es igual a Nominal entonces la mitad de la diferencia entre la precipitación y la evapotranspiración real (ETR) o balance de agua, se moverá en forma de escurrimiento directo y subterráneo; se expresa en milímetros (mm).
- P_{sub} es la fracción del escurrimiento que se mueve como flujo subterráneo, los terrenos poco permeables tienen mayor escurrimiento superficial y por lo tanto presentan mayores variaciones estacionales en el caudal de los ríos, por el contrario, los terrenos con alta capacidad de infiltración tienen caudales uniformes a lo largo del año.
- GWF es la fracción del volumen total de agua almacenada en el subsuelo que llegará al río durante el mes de estudio.

Estimación de parámetros; para estimar los valores de Nominal, Psub y GWF se pueden seguir las siguientes pautas,

$$\text{Nominal} = (100 + C1 \times Pm) \times C2 \quad (\text{ec. 2.16})$$

C1 es una constante empírica y puede tomarse entre 0.2 y 0.25, Pm es la precipitación media anual (mm), C2 es una constante empírica entre 1 y 0.75, siendo este último valor para cuencas con escasa vegetación y suelo de poco espesor.

- Psub=0.6 es un valor promedio; en terrenos de alta permeabilidad pueden tomarse hasta 0.8; e inversamente en terrenos de baja permeabilidad puede tomarse hasta 0.3.
- GWF= 0.5 es un valor medio; en los casos de cuencas con caudales muy variables puede tomarse hasta 0.9 y en cuencas con caudales sostenidos a lo largo del año puede reducirse hasta 0.2.

Si se contara con registros de aforos en la cuenca durante algunos meses con poca o ninguna precipitación, entonces el valor de GWF se puede estimar mediante la fórmula,

$$\text{GWF} = 1 - (\text{caudal hoy} / \text{caudal 1 mes antes}) \quad (\text{ec. 2.17})$$

Si hay varios meses con poca o ninguna precipitación se debe tomar el menor valor de GWF.

Una vez que se han determinado estos valores se puede iniciar el cálculo del escurrimiento mensual, para ello hay que asumir condiciones iniciales del nivel de humedad en suelo (H_S) y en el subsuelo (H_{sub}). Si la secuencia de cálculo se inicia en el mes más seco, entonces los niveles de humedad serán bajos. Valores típicos son,

$$H_S = 0.10 \times \text{Nominal} \quad (\text{ec. 2.18})$$

$$H_{sub} = 0.05 \times \text{Nominal} \quad (\text{ec. 2.19})$$

En cuencas con precipitación uniforme durante todo el año,

$$H_S = \text{Nominal} \quad (\text{ec.2.20})$$

$$H_{sub} = 0.20 \times \text{Nominal} \quad (\text{ec.2.21})$$

Si el cálculo se inicia en el mes más lluvioso entonces se puede asumir,

$$H_S = 1.25 \times \text{Nominal} \quad (\text{ec.2.22})$$

$$H_{sub} = 0.40 \times \text{Nominal} \quad (\text{ec.2.23})$$

El efecto de asumir arbitrariamente estos valores desaparece el proceso de cálculos luego de unas seis corridas de la rutina (seis meses). Por ello se recomienda desechar los resultados del primer año o repetir dos veces el cálculo para el primer año.

La secuencia de cálculo es de la siguiente manera,

- Asignar valores a las características de la cuenca; Nominal, P_{sub} y GWF.
- Asignar valores a las condiciones iniciales del terreno; H_S , H_{sub} .

- Ingresar datos mes a mes; precipitación (P) y evapotranspiración potencial (ETP).
- Hallar la razón entre el nivel de humedad en el suelo y el valor de nominal.
- Calcular la relación; P / ETP .
- Empleando la figura 22 se halla el valor de la relación ETR / ETP ; si la relación $P / ETP > 1$ entonces $ETR / ETP = 1$. Alternativamente se puede usar la siguiente ecuación;

$$R1 = HS / Nominal \quad (\text{ec. 2.24})$$

- Hallar ETR.
- Calcular el balance de agua para el mes en estudio;

$$WB = P - ETR \quad (\text{ec. 2.25})$$

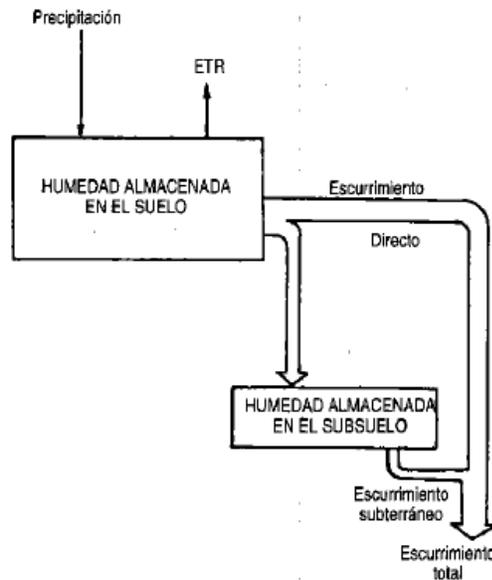
- Si $WB > 0$, utilizando la figura 23 con el valor de R1 se halla la razón del exceso de humedad (R4). También se puede usar las siguientes ecuaciones;

$$R4 = 1 - [0.5(2 - R1)^2] \text{ si } R1 > 1 \quad (\text{ec.2.26})$$

$$R4 = 0.5 (R1)^2 \text{ si } R1 < 1 \quad (\text{ec.2.27})$$

Si $WB < 0$ entonces $R4 = 0$

Figura 21. **Balance hidrológico de la cuenca (NRECA)**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas. p. 46

- Calcular el valor de la humedad en exceso (HE),

$$HE = R4 \times WB \quad (\text{ec. 2.28})$$

- Calcular el cambio en el nivel de humedad en el suelo ,

$$\Delta HS = WB - HE \quad (\text{ec. 2.29})$$

- Calcular la cantidad de agua que se infiltra hacia el subsuelo,

$$R = P_{\text{sub}} \times HE \quad (\text{ec. 2.30})$$

- Calcular el valor de la humedad almacenada en el subsuelo al final del mes,

$$H_{sub} = H_{sub} + R \quad (\text{ec. 2.31})$$

- Calcular el escurrimiento subterráneo hacia el río,

$$ES = GWF \times H_{sub} \quad (\text{ec. 2.32})$$

- Calcular el escurrimiento directo hacia el río,

$$ED = HE - R \quad (\text{ec. 2.33})$$

- Calcular el escurrimiento total (mm):

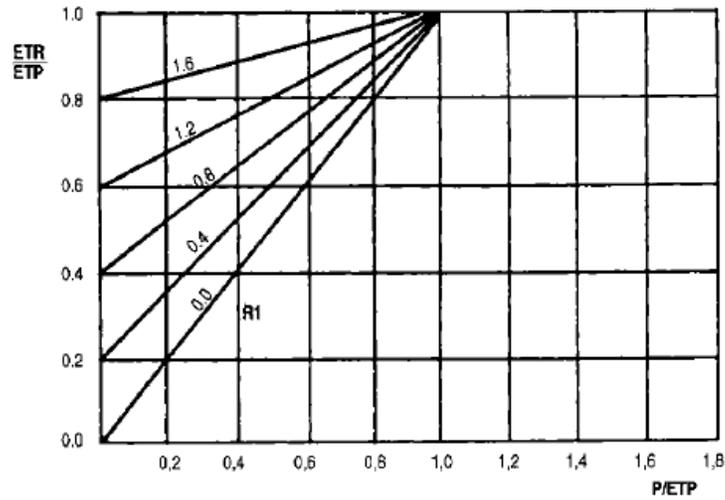
$$E = ED + ES \quad (\text{ec. 2.34})$$

- Calcular el nuevo valor de H_{sub} (al inicio del próximo mes),

$$H_{sub} = H_{sub} - ES \quad (\text{ec. 2.35})$$

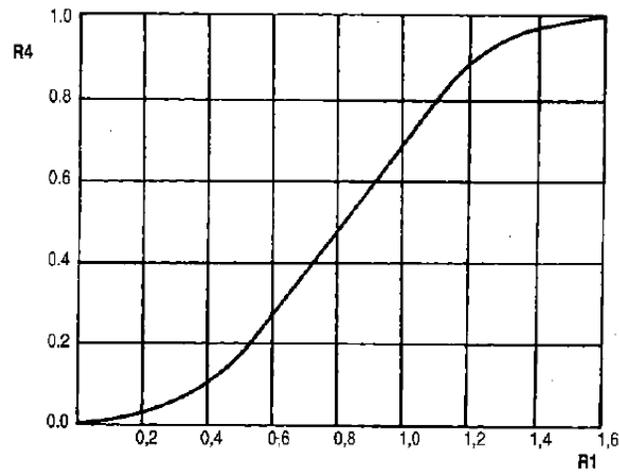
Repetir la secuencia de cálculo empleando esta vez los nuevos valores de H_s y H_{sub} , el caudal se calcula multiplicando el escurrimiento total (E) por el área de la cuenca; el resultado se dará en m^3 al mes, con lo cual se puede convertir fácilmente a m^3/s y el proceso de cálculo puede acelerarse haciendo un programa de computadora que calcule las iteraciones.

Figura 22. **Relación entre la evapotranspiración real y potencial**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.
p. 50

Figura 23. **Gráfica de la razón de exceso de humedad**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.
p. 50

Ejemplo ilustrativo; las ideas expuestas se hacen más claras con un ejemplo el cuál es con propósitos didácticos e ilustra como deben usarse las ideas aquí expuestas. En este orden de ideas se supone que se quiere calcular el escurrimiento total en mm/mes tomando los datos de los seis meses de invierno, considerando la precipitación y la evapotranspiración potencial asumir que,

- Precipitación media anual $P_m = 668$ mm
- $P_{sub} = 0.6$
- $GWF = 0.115$
- $C_1 = 0.25$

La solución al ejemplo es,

- Cálculo de nominal según la ecuación 2.16 y asumiendo $C_2 = 0.75$ es,

$$\text{Nominal} = (100 + C_1 \times P_m) \times C_2 = (100 + 0,25 \times 668) \times 0.75 = 200.2 \text{ mm}$$

- Asignando los valores H_S y H_{sub} suponiendo los meses más lluviosos:

$$H_S = 1.25 \times \text{Nominal} = 253.3 \text{ mm}$$

$$H_{sub} = 0.40 \times \text{Nominal} = 80.1 \text{ mm}$$

En adelante se ha resumido los cálculos de los respectivos pasos descrito en la tabla VII.

Tabla VII. Resumen de cálculos para el ejemplo (iteraciones)

Mes	P (mm)	ETP	HS	Hsub (l) / i	R1	P / ETP	ETR/ETP	ETR	WB	R4	HE	HS	R	Hsub(f) / f	ES	ED	EX
1	197.5	59.4	250.3	80.1	1.25	3.32	1.00	59.4	138.1	0.72	99.4	38.7	59.6	139.7	16.1	39.8	55.9
2	73.4	65.9	289.0	123.6	1.44	1.11	1.00	65.9	7.5	0.84	6.3	1.2	3.8	127.4	14.7	2.5	17.2
3	40.5	68.0	290.2	112.7	1.45	0.60	0.89	60.5	-20.0	0.00	0.0	-20.0	0.0	112.7	13.0	0.0	13.0
4	0.0	70.3	270.2	99.7	1.35	0.00	0.67	47.1	-47.1	0.00	0.0	-47.1	0.0	99.7	11.5	0.0	11.5
5	0.6	71.1	223.1	88.2	1.11	0.01	0.56	39.8	-39.2	0.00	0.0	-39.2	0.0	88.2	10.1	0.0	10.1
6	3.5	77.4	183.9	78.1	0.92	0.05	4.49	37.9	-34.4	0.00	0.0	-34.4	0.0	78.1	9.0	0.0	9.0

Hsub(i) = Hsub inicial (supuesto)

Hsub(f) = Hsub calculado (final)

Fuente: elaboración propia

2.4.11. Estimación de los caudales de avenida

Los caudales de avenida se originan debido a las lluvias intensas sobre una cuenca con el suelo saturado de agua, los registros de avenidas a lo largo de varios años son de gran importancia para estimar los caudales de avenidas esperados en los próximos años; generalmente se trabaja con avenidas de 1 en 50 años o de 1 en 100 años, estos datos servirán para ubicar y dimensionar las obras civiles de las cuales se tratará en el próximo capítulo; especialmente de la bocatoma y de la casa de máquinas.

Cuando no se tenga registro de caudales de avenidas lo recomendable durante la visita de campo es recoger información que proporcionen los pobladores del lugar acerca de los niveles máximos alcanzados en el cauce del río, además se deberá buscar huellas o rastros dejados por alguna crecida en años anteriores y contrastarlos con la información obtenida, a continuación se describe un método simple para estimar el caudal de avenida, a partir de huellas de avenidas anteriores en el cauce del río (figura 24).

- Medir la profundidad actual en el centro del río (h).
- Usando un objeto que flote en el agua, hallar la velocidad superficial del agua (V_s).
- Calcular el área de la sección transversal del río durante la avenida (A_a), para ello se debe localizar el nivel de avenidas máximas que se han producido en el río en los últimos años.
- Dividir el ancho del río (en avenida) en varios segmentos iguales y se toman medidas de la variación de la profundidad a lo ancho del cauce, el

área se puede calcular usando la regla de Simpson o dibujando la sección en papel milimetrado y contando una sección rectangular; referirse a la ecuación 2.36,

$$h_m = A_a / W_a \quad (\text{ec.2.36})$$

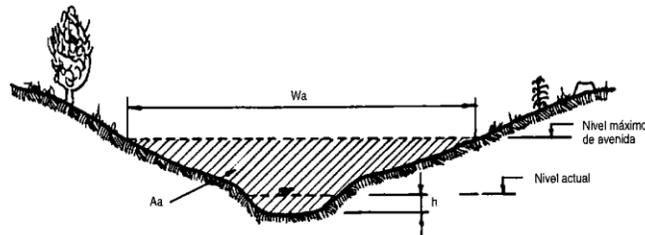
- La velocidad del agua durante la avenida es mayor, se calcula con:

$$V_a = V_s \left(\frac{h_m}{h} \right) \left(\frac{2}{3} \right) \quad (\text{ec. 2.37})$$

- Calcular el caudal de avenida con,

$$Q_a = V_a \times A_a \quad (\text{ec. 2.38})$$

Figura 24. **Estimación del caudal de avenida**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas.

2.5. Datos hidrológicos de Guatemala

La república de Guatemala se ubica al noroeste del istmo centroamericano, limita al norte y al oeste con México, al este con Belice, el mar Caribe, las repúblicas de Honduras y El Salvador y al sur con el Océano Pacífico; su área es de 108,889 kilómetros cuadrados, está localizada entre los paralelos 13° 44´ a 18° 30´ norte y meridianos 87° 24´ al 92° 14´ al oeste del meridiano de Greenwich.

Desde el punto de vista hidrológico, el territorio de la República de Guatemala se puede dividir en tres vertientes de acuerdo al punto donde desembocan los ríos que atraviesan y/o nacen en el territorio nacional. El área que drena hacia el Océano Pacífico es el 22% de área total del país, mientras que el área que drena hacia el mar Caribe es el 31% y hacia el golfo de México es el 47%.

En forma general, los ríos en una misma vertiente son similares pero cada vertiente tiene condiciones propias que afectan las características de los ríos que están incluidos en ella, estas vertientes se enumeran a continuación (su ubicación, se puede observar en la figura 25),

- Vertiente del Pacífico
- Vertiente del Atlántico o vertiente del mar de las Antillas
- Vertiente del golfo de México

2.5.1. Vertiente del Pacífico

Los ríos que corresponden a esta vertiente tienen longitudes cortas (110 km promedio) y se originan a una altura media de 3,000 msnm, las pendientes son fuertes en las partes altas de las cuencas entre el 10% y 20%, cambiando bruscamente a pendientes mínimas en la planicie costera lo que crea grandes zonas susceptibles a inundación en esta área; estas condiciones fisiográficas producen crecidas instantáneas de gran magnitud y corta duración así como tiempos de propagación muy cortos.

Por otro lado, todos los ríos de la vertiente del Pacífico acarrear grandes volúmenes de material, especialmente escorias y cenizas volcánicas debido a que la cadena volcánica se encuentra entre los límites de la vertiente. Este arrastre de material causa que los ríos tengan cursos inestables causando daños e inundaciones en la planicie costera, la precipitación tiene períodos de gran intensidad la cual es típica de las zonas costeras, el valor medio anual es de 2,200 mm.

2.5.2. Vertiente del Atlántico

En el caso de la vertiente del Atlántico la longitud de los ríos es mucho mayor e incluye el río más largo de Guatemala, el río Motagua cuya longitud es de 486.55 km; las pendientes son más suaves y su desarrollo es menos brusco porque en la parte montañosa los ríos hacen su recorrido en grandes barrancas o cañones; las crecidas son de mayor duración y los tiempos de propagación son también mayores.

Los caudales son más constantes durante todo el año, parte del área dentro de esta vertiente tiene muy baja pluviosidad, 500 mm/anuales, mientras que en la zonas de Puerto Barrios y el municipio de Morales del departamento de Izabal, la pluviosidad alcanza hasta 3,500 mm/anuales.

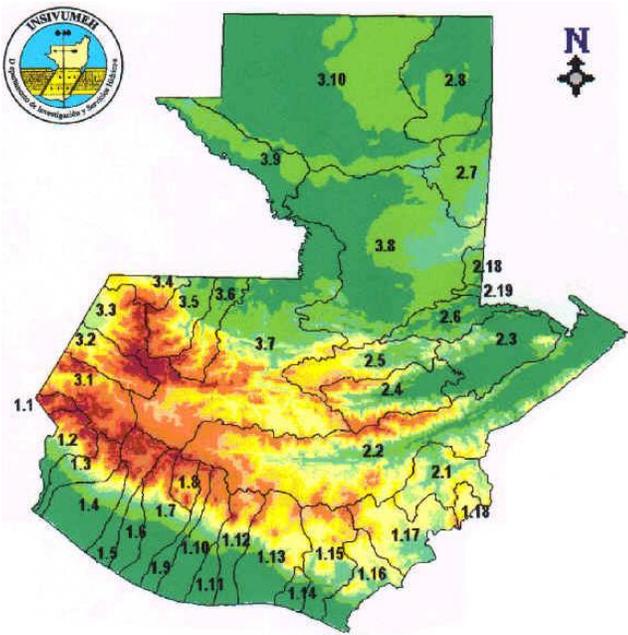
2.5.3. Vertiente del golfo de México

Al igual que los ríos que desembocan en el Atlántico, los ríos que desembocan en el golfo de México poseen grandes longitudes, aquí se encuentran los ríos más caudalosos del país como lo son el Usumacinta, Chixoy y el de La Pasión. Las crecidas son de larga duración, los cauces son relativamente estables y los recorridos más sinuosos; las pendientes son relativamente suaves y la precipitación media es de 2,500 mm/anuales.

2.5.4. Principales ríos de Guatemala

Cada una de las vertientes se subdivide en cuencas (ver figura 25), éstas son las áreas drenadas por un río (tributarias de un río), los límites de una cuenca se obtienen de la topografía del lugar; en la siguiente figura y tablas aparece una lista de las cuencas en que se divide Guatemala.

Figura 25. Mapa de cuencas y vertientes de Guatemala



Fuente: Sitio Web del INSIVUMEH. <http://www.insivumeh.gob.gt>. Consulta enero de 2010.

Tabla VIII. Clasificación de las vertientes

Vertiente del Pacífico			Vertiente de Las Antillas			Vertiente del Golfo de México	
1.1	Coatán	1.10.	Coyolate	2.1	Grande de Zacapa	3.1	Cuilco
1.2	Suchiate	1.11.	Acomé	2.2	Motagua	3.2	Selegua
1.3	Naranjo	1.12.	Achiguate	2.3	Izabal – Río Dulce	3.3	Nentón
1.4	Ocosito	1.13.	María Linda	2.4	Polochic	3.4	Pojom
1.5	Samalá	1.14.	Paso Hondo	2.5	Cahabón	3.5	Ixcán
1.6	Sis – Ixcán	1.15.	Los Esclavos	2.6	Sarstún	3.6	Xaclbal
1.7	Nahualate	1.16.	Paz	2.7	Mopán – Belice	3.7	Salinas
1.8	Atitlán	1.17.	Ostúa – Güija	2.8	Hondo	3.8	Pasión
1.9	Madre Vieja	1.18.	Olopa	2.18	Moho	3.9	Usumacinta
				2.19	Temans	3.10	San Pedro

Fuente: Sitio Web del INSIVUMEH. <http://www.insivumeh.gob.gt>. Consulta enero de 2010.

Tabla IX. Cuencas de la vertiente del Pacífico

No. *	Cuenca	Area (km ²)	No. *	Cuenca	Area (km ²)
1.1	Coatán	270	1.1	Coyolate	1,648
1.2	Suchiate	1,054	1.11	Acomé	706
1.3	Naranjo	1,273	1.12	Achiguate	1,291
1.4	Ocosito	2,035	1.13	María Linda	2,727
1.5	Samalá	1,510	1.14	Paso Hondo	512
1.6	Sis - Ixcán	919	1.15	Los Esclavos	2,271
1.7	Nahualate	1,941	1.16	Paz	1,732
1.8	Atitlán	541	1.17	Ostúa - Güija	2,243
1.9	Madre Vieja	1,007	1.18	Olopa	310
Área total en Km ²					23,990

Fuente: Sitio Web del INSIVUMEH. <http://www.insivumeh.gob.gt>. Consulta enero de 2010.

Tabla X. Cuenkas de la vertiente del Atlántico

No. *	Cuenca	Area (km ²)	No. *	Cuenca	Area (km ²)
2.1	Grande de Zacapa	2,462	2.5	Cahabón	2,459
2.2	Motagua	12,670	2.6	Sarstún	2,109
2.3	Río Dulce	3,435	2.7	Vertiente Belice	8,159
2.4	Polochic	2,811			
Área total en Km ²					34,105

Fuente: Sitio Web del INSIVUMEH. <http://www.insivumeh.gob.gt>. Consulta enero de 2010.

Tabla XI. Cuenkas de la vertiente del Golfo de México

No. *	Cuenca	Area (km ²)	No. *	Cuenca	Area (km ²)
3.1	Cuilco	2,274	3.6	Xaclbal	1,366
3.2	Selegua	1,535	3.7	Chixoy	12,150
3.3	Nentón	1,451	3.8	La Pasión	12,156
3.4	Pojom	813	3.9	Usumacinta	2,638
3.5	Ixcán	2,085	3.10	San Pedro	14,335
Área total en Km ²					50,803

Fuente: Sitio Web del INSIVUMEH. <http://www.insivumeh.gob.gt>. Consulta enero de 2010.

Tabla XII. Características de los principales ríos

Cuenca	Nombre del Río	Longitud río (kms.)	Punto de control	Caudal Medio en punto de control (m3/s)
1.2	Cabuz	60.8	Malacatán	21.3
1.3	Naranjo	104.55	Coatepeque	20.7
1.4	Ocosito	106.8	Caballo Blanco	30.2
1.5	Samalá	145	Candelaria	8.7
1.6	Icán	52.8	Bracitos	34
1.7	Nahualate	130.3	San Mauricio	60.8
1.9	Madre Vieja	125.5	Palmira	8
1.1	Coyolate	154.95	Puente Coyolate	15.6
1.13	María Linda	70.1	Guacamayas	13.1
1.15	Los Esclavos	144.8	La Sonrisa	15.8
1.16	Paz	133.8	El Jobo	23.2
2.1	Grande de Zacapa	86.55	Camotán	28.5
2.2	Motagua	486.55	Morales	208.7
2.4	Polochic	193.65	Telemán	69.3
2.5	Cahabón	195.95	Cahaboncito	164.2
3.2	Selegua	101.75	Chojil	38
3.7	Salinas	112.7	San Agustín Chixoy	551
3.8	La Pasión	353.9	El Porvenir	322.8
3.10	San Pedro	186.25	San Pedro Mactún	529

Fuente: Sitio Web del INSIVUMEH. <http://www.insivumeh.gob.gt>. Consulta enero de 2010.

2.5.5. Aprovechamiento energético del agua

Hasta el año 2,008 según el documento de la Política Energética de Guatemala 2008-2022 del Ministerio de Energía y Minas, la matriz energética de país estaba compuesta de la siguiente manera; 46.06% de la energía eléctrica producida en el país se generaba por derivados del petróleo; el 37.62% por hidroeléctricas, el 13.8% térmica basada en carbón, 2.94% térmica y el 0.2% térmica basada diesel. En la tabla XIII se muestra la distribución del potencial teórico del país por vertiente, datos que se obtuvieron del Plan Maestro de Electrificación del INDE.

Tabla XIII. **Potencial hidroeléctrico teórico por vertiente**

Vertiente	Potencial teórico (MW)
Océano Pacífico	3,528.5
Mar Caribe	3,487.9
Golfo de México	4,165.0
Total	11,181.4

Fuente: INDE, Plan Maestro de Electrificación. p.19

Se estima que el potencial efectivo es de 5,227.9 MW.

3. OBRAS CIVILES

3.1. Componentes de la obra civil

Dentro del proceso del planeamiento de la obra civil para las MCH se conocen los siguientes componentes básicos que conforman el conjunto;

- La bocatoma
- El canal de aducción
- El desarenador y la cámara de carga
- Las obras de caída
- La casa de máquinas y fundamentos de equipamiento
- El canal de descarga

No obstante de estos seis componentes básicos en algunos casos específicos se verán complementados con obras adicionales como de represas, almacenamiento y/o encauzamiento, desgravadores y/o desripadores, aliviaderos, canales de purga, canales de demasías, túneles y puentes-canal, pozos de succión, chimeneas de equilibrio, sifones invertidos, rápidas, cascadas y otras.

La bocatoma es la estructura inicial y tal vez la más importante, por ella se capta el recurso hídrico necesario para el funcionamiento de los equipos transformadores de la energía hidráulica y cuyo emplazamiento, cálculo, diseño y construcción debe responder necesariamente a las exigencias mínimas establecidas, ésta se diseñará para las condiciones de máxima avenida

probable del recurso hídrico y su proceso constructivo deberá desarrollarse de preferencia en períodos de estiaje o ausencia de lluvia; en este capítulo se esboza el diseño y cálculo de estas estructuras y se analizan las obras de aliviadero.

El canal de aducción (o conducción) permite conducir de manera segura y permanente el caudal requerido por las turbinas alojadas en la casa de máquinas y deberá ser diseñado para las condiciones de máxima potencia probable de tales equipos. Es normalmente suficiente que las secciones adoptadas sean las rectangulares para caudales de hasta 600 a 800 l/s y trapecoides para caudales mayores; en MCH de hasta 50 a 80 kW es suficiente considerar canales en tierra y/o emboquillados de piedra dependiendo de la pendiente y posibilidades geológicas y topográficas de los terrenos que éste deba atravesar.

El desarenador y la cámara de carga o tanque de presión, son dos estructuras que normalmente se construyen adyacentes y a través de las cuales se pueden eliminar por decantación la mayor proporción de material fino y en suspensión que contiene el recurso hídrico que llega al desarenador, al mismo tiempo se debe lograr que la tubería forzada (tubería de presión) trabaje a sección llena evitando acciones de sobrepresión o cavitación a través de la cámara de carga, normalmente se construyen de concreto armado y semienterradas, sus características geométricas están influenciadas por el caudal de diseño de la MCH y por la velocidad de sedimentación de las partículas en arrastre.

Las obras de caída están constituidas básicamente por estructuras de soporte y fijación o empotramiento de la tubería forzada al terreno para las cuales el asumir un comportamiento estático de requerimientos en el diseño es

suficientemente aceptable; sin embargo es en el proceso constructivo donde se debe tener especial cuidado en la utilización de materiales y mano de obra de la mejor calidad que aseguren la estabilidad y empotramiento adecuados de la tubería; estas estructuras de fijación o bloques de anclaje tendrán diferentes diagramas de fuerzas si son saltantes hacia afuera o hacia adentro para el caso de cambios de dirección en el desarrollo de la tubería.

La casa de máquinas o casa de fuerza se puede considerar como el corazón de la MCH, en ella se alojará prácticamente todo el equipo electromecánico que conforma el proyecto y dependiendo de las características y dimensiones de los mismos se tendrán establecidas la estructura y arquitectura de aquella, en muchos casos también alojará la subestación transformadora o deberá prever áreas para futuras ampliaciones o instalación de equipos que en algún momento trabajarán en paralelo; es frecuente el uso de MCH en el medio rural para el procesamiento agro-industrial.

Para los casos mencionados en el párrafo anterior, la concepción de la casa de máquinas deberá prever los espacios necesarios para tales equipos en mérito a sus características físicas y de funcionamiento o accionamiento a través del sistema de transmisión desde la turbina. Se debe analizar y diseñar la ubicación y concepción de los cimientos o apoyos del equipo electromecánico (turbina, generador, regulador, etc.) para los cuales el dimensionamiento debe ser el más exacto posible de modo que facilite el proceso de montaje y mantenimiento.

Los equipos deberán ser diseñados para absorber durante su vida útil requerimientos de vibración y de impacto que pudieran originarse por el funcionamiento deficiente del equipamiento como el golpe de ariete, por mencionar un ejemplo.

Es recomendable que la ubicación y emplazamiento para la casa de máquinas se determine muy cercana al lugar de descarga de las aguas turbinadas, por esta razón es importante estudiar seriamente la capacidad de soporte del suelo para cimentación en zonas muy cercanas a quebradas o cauces de ríos que sirvan para tal fin; los equipos instalados en la casa de máquinas son objetos de estudio de los posteriores capítulos en donde se abordará con detalle lo relacionado a la turbina hidráulica, generador eléctrico y todos sus componentes.

El canal de descarga se constituye en el último componente de la obra civil y cuya característica más importante es la de servir de desfogue o conducción de las aguas turbinadas hacia el punto de descarga, por lo general éste es el mismo cauce del recurso utilizado como fuente energética para la MCH.

3.2. Bocatomas

La función de bocatomas para MCH es tomar del río las cantidades de agua necesarias para la generación de energía, con o sin embalse pequeño en la otra toma, para tal efecto se requiere una estructura de retención del río así como una obra de toma para la evacuación de las cantidades de agua destinadas a la generación de energía (agua motriz), en general se utilizan tomas de dos tipos; toma directa mediante espigones y tomas en el lecho del recurso o tipo Tirol, en toda la MCH puede existir una combinación de ambos tipos.

Las bocatomas se ubican preferentemente en zonas estables del cauce del río para que disminuya la posibilidad de arenamiento o sedimentación a la entrada de la rejilla; es conveniente que en las zonas de emplazamiento la pendiente promedio del río sea entre 3% al 10% de modo tal que esas posibilidades se vean minimizadas, es preferible darle uso a materiales de la zona para las obras de encauzamiento o ejecución de espigones si fueran necesarios.

Una posición particular sirve para la toma directa en el lecho del río (comparar vertedero tipo Tiro), que combina la retención del agua y su derivación en una sola estructura, los diferentes elementos de la bocatoma deberán ser diseñados de tal manera que cumplan con los siguientes requerimientos básicos,

- El agua tomada debe ser en lo posible libre de sólidos, a fin de no cargar con mucho material de acarreo el siguiente desarenador y el canal de aducción.
- El material sólido que se deposita aguas arriba detrás del barraje (a pesar de los dispositivos de prevención) debería ser evacuado por el flujo de agua restante en el río o por un chorro de lavado intermitente.
- El tipo de construcción debería ser simple y económico, facilitando una operación sin mantenimiento y requerimiento de trabajos simples para reparaciones.
- En épocas de crecidas las descargas deben ser evacuadas de la obra de retención y de la obra de toma en forma segura y sin causar daño alguno.

- El diseño y la construcción respectiva del barraje y de la obra de toma deben ser efectuadas de tal manera que la derivación de las cantidades mínimas de agua motriz sea garantizada con cualquier caudal del río, para tal fin deberán fijarse en forma precisa las cotas de nivel de las crestas de las diferentes obras para embalsar el río y para la toma de agua motriz en dependencia del nivel del agua del río.

Para la captación de aguas motrices de ríos que llevan arrastres de sólidos son apropiadas tomas laterales mediante espigones sin embalses así como vertederos tipo Tirol para minimizar la introducción de sedimentos en el canal de agua motriz.

3.2.1. Toma lateral mediante espigones

Se desvía el agua del río o riachuelo hacia el canal de aducción colocando un espigón que consiste de montones de piedras en el río; de acuerdo a las condiciones locales esta obra de toma puede ser construida con o sin barraje, la bocatoma sin barraje conviene para la captación de caudales más pequeños.

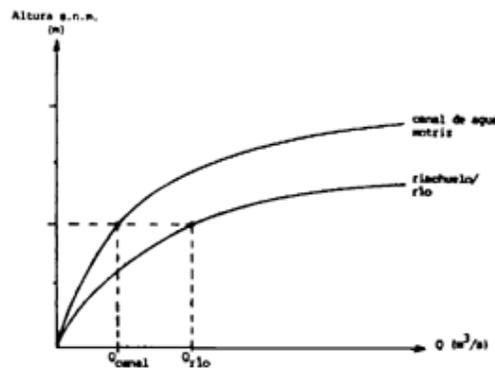
En períodos de estiaje o de niveles medios de agua en los cuales el río lleva ninguno o pocos sedimentos, el canal de aducción no es afectado por la acumulación de sólidos pero en épocas de crecidas si el río lleva grandes cantidades de sólidos el espigón es destruido de manera que los sedimentos quedan en el río pues solamente caudales pequeños en relación a los caudales del río son descargados del canal de aducción.

Luego al descenso de las crecidas al final de la época de lluvia hay que restablecer el espigón para garantizar la descarga de agua hacia el canal de aducción en la subsiguiente época de estiaje, esta manera de

dimensionamiento de tomas laterales mediante espigones no hace posible averiguar las condiciones hidráulicas exactas de las descargas que entran al canal de agua motriz puesto que el caudal afluente hacia el canal, guiado por un espigón, depende mucho de las condiciones del flujo en el río especialmente del nivel del agua en el río, una toma típica mediante espigones se muestra en la figura 27.

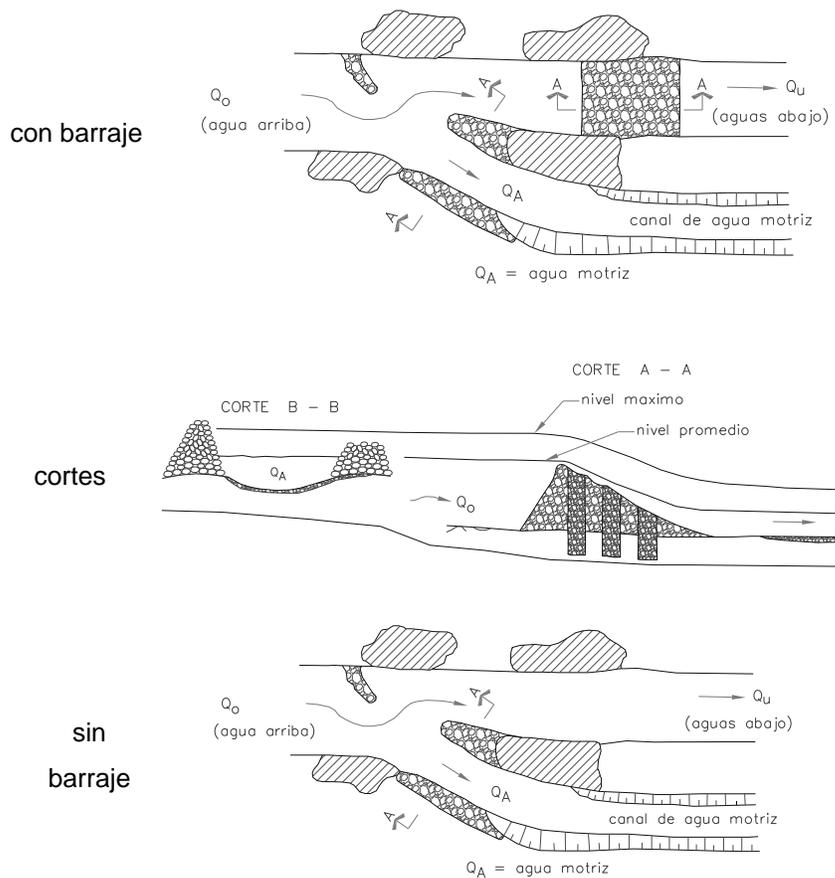
Mediante la aplicación de las curvas características del río y del canal que relacionan niveles y caudales (ver figura 26) únicamente se puede estimar las descargas aproximadas que entran al canal de agua motriz; estas descargas de agua motriz se pueden averiguar en dependencia de los niveles de agua tanto del río como del canal que coincide en la zona de la toma por lo cual es posible deducir el caudal aproximado correspondiente en el canal de agua motriz.

Figura 26. **Descargas en el canal de agua motriz y en el río, en relación del nivel de aguas arriba**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 95

Figura 27. Toma lateral mediante espigones



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 98

3.2.2. Vertedero tipo Tirol

Es una bocatoma situada en el lecho del río, capta el agua motriz desde el fondo del río, para tal efecto se dispone de un colector fijado en dirección del flujo siendo cubierto con una rejilla, las barras de la rejilla se tienden en dirección de la corriente y las mismas impiden el ingreso de sedimentos más gruesos al colector los cuales son evacuados y transportados hacia aguas abajo; granos con tamaños menores que el espaciamiento de las barras de la

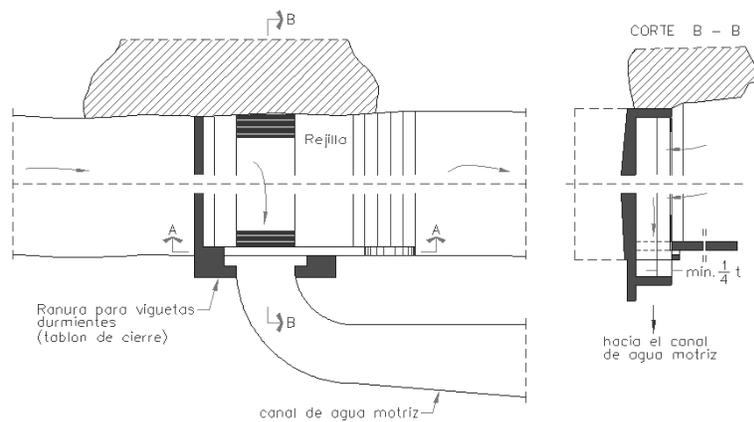
rejilla son llevados con el agua derivada por el colector y deben ser separados posteriormente; la estructura ubicada en el lecho puede ser construida al nivel del fondo del río o erigida del mismo en forma de un vertedero, para el diseño de la toma en el lecho hay que tomar en consideración lo siguiente,

- Construcción maciza del cuerpo de concreto ya que la obra está sujeta a grandes fuerzas de abrasión.
- Angulo de inclinación de la rejilla recomendado entre 5° y 35° .
- Fijación firme de las barras de rejilla.
- Borde suficientemente libre entre nivel de agua en el colector y la cota superior de la rejilla, como mínimo $0.25 t$ y $t =$ profundidad máxima del agua en el canal colector.
- Pendiente suficiente del colector para la evacuación de los sedimentos introducidos por la rejilla, el tamaño de estos sedimentos está limitado por el espaciamiento entre las barras.

Al dimensionar la toma en el lecho hay que considerar que todo el caudal afluente del río es tomado hasta llegar al límite de la capacidad de la rejilla (ver figuras 28 y 29). En caso de que la cantidad máxima posible de agua captada sea mayor que la descarga en épocas de estiaje, el río en el tramo aguas abajo queda seco; si el caudal afluente sobrepasa el límite de la capacidad de la rejilla durante épocas de crecidas las descargas no derivadas son evacuadas por encima de la rejilla hacia aguas abajo.

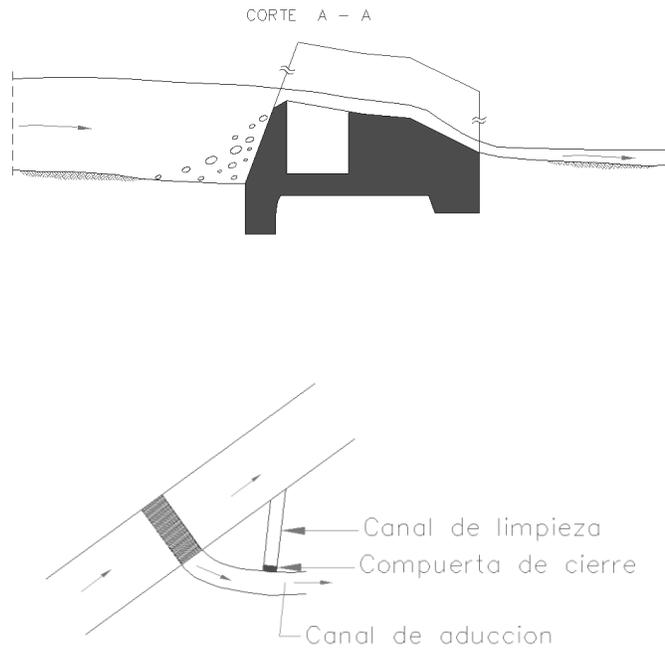
Por las razones expuestas la delimitación de la cantidad máxima de agua motriz es más exacta mediante una bocatoma en el lecho del río que mediante un vertedero lateral con barrajes firmes pero hay que tomar los dispositivos apropiados para la separación de cantidades mayores de sólidos que ingresan al canal colector.

Figura 28. **Vista de planta del vertedero tipo Tirol**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 99

Figura 29. **Vertedero tipo Tirol, corte A-A y detalle de los canales**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 99

Tabla XIV. **Criterios de selección para toma en el lecho**

Criterio	Bocatoma en el lecho del río
Captación de agua para la generación de energía	Es posible construirla con conexión a un desarenador
Caudal de captación	La rejilla en el fondo siempre capta del río cada caudal afluente hasta llegar al límite de la capacidad de la rejilla
Pendientes del río muy fuertes ($I > 10\%$)	Muy favorable; esta obra ha probado su eficacia debido a su operación sin mantenimiento, en caso de que sea bien construida.
Pendiente del río fuertes ($10\% > I > 1\%$)	
Pendiente del río suave ($0.01\% > I > 0.001\%$)	Desfavorable; sedimentos finos entran en el colector, lo que puede causar fuerte sedimentación delante del canal de agua motriz o en el mismo; la disposición de las facilidades de lavado es más difícil.
Curso del río recto	Muy favorable debido a un paso de agua uniforme por la rejilla
Curso del río sinuoso	Desfavorable, debido a un paso de agua no uniforme por la rejilla
Curso bifurcado	Desfavorable
Caudal sólido del río con concentración alta de material sólido en suspensión	Menos apropiada
Caudal sólido del río con concentración baja de material sólido en suspensión	Muy favorable
Transporte de sólido fuerte en el fondo	Bien apropiada en caso de sedimentos gruesos; la evacuación de sedimentos finos por facilidades de lavado es difícil y costosa
Transporte de sólido pequeño en el fondo	Bien apropiada

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 99

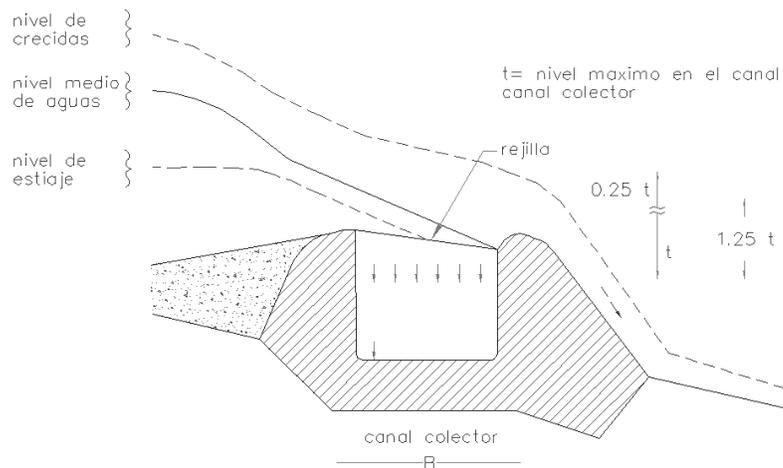
3.2.3. Criterios de selección

La toma de agua mediante espigón siempre es recomendable para los ríos que lleven grandes cantidades de sedimentos y parcialmente tienen fuertes pendientes siempre que no afecten considerablemente ni el río ni el régimen fluvial; los criterios para la selección de la toma en el lecho se resumen en la tabla XIV.

3.2.4. Dimensionamiento de un vertedero tipo Tirol

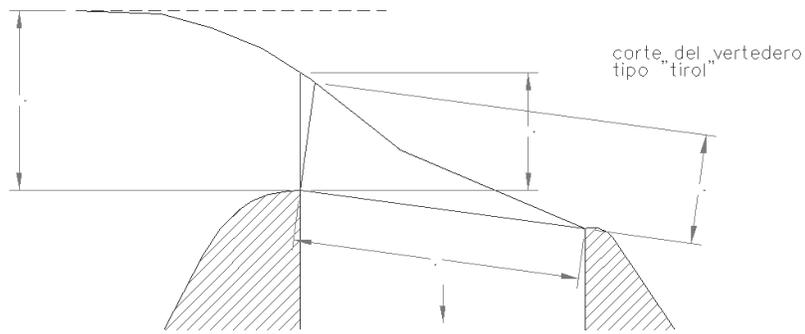
Un vertedero tipo Tirol es una toma verticalmente alcanzada por la corriente y su construcción es de tal manera que el agua del río corre por encima del vertedero equipado con una rejilla suavemente inclinada (ver figuras 30, 31 y 32). El agua captada pasando por la rejilla cae al canal colector situado más abajo y éste facilita la evacuación lateral del agua.

Figura 30. Vertedero tipo Tirol situado en el lecho



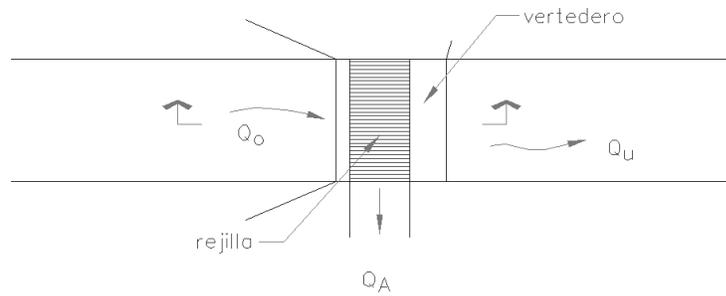
Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 101

Figura 31. **Corte del vertedero tipo Tirol**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 101

Figura 32. **Vista superior del vertedero tipo Tirol**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 101

Para el dimensionamiento del vertedero tipo “Tirol” se aplica la fórmula del vertedero,

$$Q = \frac{2}{3} \cdot c \cdot \mu \cdot b \cdot L \cdot \sqrt{2gh} \text{ en m}^3 / \text{s} \quad (\text{ec. 3})$$

Donde,

Q = caudal captado de (m³ / s) y h se calcula como sigue,

$$h = x \cdot h_{gr} = \frac{2}{3} x \cdot H_o \quad (\text{ec. 3.1})$$

Altura inicial de agua (m) y para los valores de x ver la XV.

$$c = 0.6 \cdot \frac{a}{d} \cos^{\frac{3}{2}} \beta \text{ (adimensional)} \quad (\text{ec. 3.2})$$

Donde C es el coeficiente de reducción, para el cálculo del calado inicial de las rejillas a partir del calado crítico.

Con

a = aberturas (espaciamiento) de las barras de la rejilla (m)

d = distancia entre ejes de las barras (m)

β = ángulo de inclinación de la rejilla (°)

μ = coeficiente de derrame por la rejilla (adimensional)

b = ancho del vertedero tipo “Tirol” (m)

L = longitud de la rejilla (m)

El valor de μ depende de la forma de la rejilla, puede variar entre 0.75 a 0.85, entre 0.80 a 0.90, entre 0.90 a 0.95; los diferentes coeficientes se toman de la tabla XV.

Tabla XV. **Coefficientes x para vertederos**

β	x	β	x
0°		14°	0.879
2°	0.900	16°	0.865
4°	0.901	18°	0.851
6°	0.944	20°	0.837
8°	0.927	22°	0.825
10°	0.910	24°	0.812
12°	0.984	26°	0.800

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 102

La rejilla inclinada impide la acumulación de material acarreado que obstaculice la evacuación de aguas, el vertedero de tipo Tirol es muy apropiado como obra de toma en ríos que llevan mucho material de acarreo; para garantizar la evacuación mínima de agua motriz es necesario, dado el caso que se traben piedras en las barras o en caso que éstas sean obstruidas por ramas/hojas (en estiaje), aumentar la longitud de la rejilla por un 20%.

$$L_{\text{incrementada}} = 1.2 \times L_{\text{calculada}} \quad (\text{ec. 3.3})$$

El canal colector será diseñado según las condiciones siguientes,

- Que el ancho del canal corresponda aproximadamente a la longitud de la rejilla L, más exacto cuando $B = L \cos\beta$; donde β es la inclinación de la rejilla contra la horizontal.

- La profundidad del canal debe corresponder aproximadamente al ancho,

$$T \cong B \quad (\text{ec.3.4})$$

- La profundidad del canal debe dejar un borde libre entre el nivel acuático y la cota superior de la rejilla $0.25t$ (t = tirante necesaria para evacuar el agua motriz mínima).

En caso de que la capacidad de descarga del canal sea suficiente con las dimensiones antes recomendadas debe aplicarse una mayor pendiente o darle profundidad al canal (incrementando el tirante t). La delimitación de la descarga de aguas motrices es dada por la capacidad hidráulica del canal (dada por la sección).

Ejemplo numérico; perpendicular al cauce de un río se diseña un vertedero en el lecho con una descarga a evacuar de $Q_A = 0.85 \text{ m}^3/\text{s}$. El ancho del río en el lugar de la captación tiene aproximadamente 8 metros. El nivel mínimo de agua en el río (h_o =nivel inicial) en épocas de estiaje es de $h_o = 0.5$ metros. Se requiere las dimensiones necesarias del vertedero para garantizar el caudal a captar de $Q_A = 0.85 \text{ m}^3/\text{s}$

Datos escogidos (ejemplos),

- Coeficiente de derrame de la rejilla (barras redondas), $\mu = 0.85$
- Espaciamiento entre barras: $a = 2 \text{ cm}$.
- Distancia entre ejes de las barras: $\beta = 8^0$
- Inclinación de la rejilla: $x = 0.927$

- Con estos datos se procede a calcular la altura inicial del agua (h) en m,

$$h = \frac{2}{3} \times h_0 = \frac{2}{3}(0.927)(0.5) = 0.31 \text{ m}$$

- Luego calcular c (coeficiente de reducción en las rejillas),

$$c = 0.6 \frac{a}{d} \cdot \cos^2 \beta = 0.6 \left(\frac{2}{4}\right) \cos^2 8^\circ = 0.3$$

- Con estos datos se calcula el derrame por la rejilla (A primero) en función del ancho B y de la longitud L de la rejilla, este se hace aplicando la ecuación 3

$$Q_A = \frac{2}{3}(0.3)(0.85) \cdot b \cdot L \sqrt{2(9.81)0.31} = 0.49b \cdot L$$

como $Q_A = 0.85 \text{ m}^3 / \text{s}$ sigue:

$$0.85 = 0.419 \cdot b \cdot L$$

$$b \cdot L = 2.03 \text{ o dicho de otra forma } L = \frac{2.03}{b} \text{ (m)}$$

Ancho de la rejilla b en metros es 2, 4 y 5

Longitud de la rejilla en metros es 1, 0.51 y 0.34

Ancho escogido de la rejilla b = 4m, a este ancho según la tabla le corresponde la longitud L.

$$L = 2.03/b = 2.03/4 = 0.51 \text{ m}$$

La selección del ancho de la rejilla con la longitud correspondiente se hace según los siguientes criterios;

- Adaptación del vertedero tipo Tirol a las condiciones locales.
- Selección de suficiente longitud de la rejilla la cual fija el ancho del canal colector subyacente; si se escoge una longitud insuficiente entonces

resulta un canal colector más profundo que pueda evacuar las aguas necesitadas, tal solución puede traer costos más altos por eso se recomienda aplicar la misma medida para la longitud de la rejilla (proyectada hacia la horizontal) y para su ancho.

Durante la operación del vertedero puede ocurrir el caso que por obstrucciones debido a la acumulación de piedras, hojas o ramas, la rejilla ya no garantice la evacuación del caudal mínimo requerido hacia el canal colector, por eso la longitud de la rejilla L debería ser incrementada por un 20%.

$$\text{En este caso: } L = (0.51) (1.2) = 0.61 \text{ m}$$

- Dimensionamiento del canal colector (ver figura 30), el agua colectada en el canal debajo de la rejilla comienza a caer en el lado opuesto a la entrada del propio canal de aducción (hacia la planta) y aumenta en forma continua por el ancho hacia el otro extremo de la rejilla y ahí alcanza su cantidad máxima, esta sección del canal colector es la decisiva para el dimensionamiento (todo el canal colector será dimensionado de acuerdo a esta sección decisiva para simplificar el diseño).
- Dimensiones escogidas (ejemplo numérico).

Ancho del canal colector: $B = 0.65 \text{ m}$

Rugosidad $K_s = 50$ (para concreto)

Pendiente: $I = 30\%$

Se recomienda usar una pendiente mínima de 30% para facilitar la eliminación entera de los sólidos cayendo a través de la rejilla y siendo acumulados en el canal colector. Para esta eliminación se requiere una gran

fuerza de arrastre y esa depende de la velocidad del agua. La velocidad a su vez depende de la pendiente del canal.

Se busca el tirante (nivel) de agua t ; la fórmula de descarga para canales rectangulares,

$$Q_A = B \cdot t \cdot K_S \cdot I^{1/2} \cdot \left(\frac{B \cdot t}{B + 2t} \right)^{2/3} \text{ en m}^3/\text{s} \quad (\text{ec. 3.5})$$

Introduciendo los valores,

$$Q_A = 0.85 \text{ m}^3/\text{s} = 0.65t(50)(0.03)^{1/2} \cdot \left(\frac{0.65t}{0.65 + 2t} \right)^{2/3}$$

mediante una solución iterativa de la ecuación para distintos valores de t

Resultado: $t = 0.46 \text{ m}$

Borde libre: $0.25t = 0.12 \text{ m}$

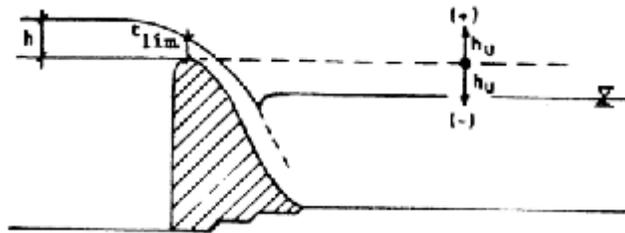
Profundidad total del canal: $0.46 \text{ m} + 0.12 \text{ m} = 0.58 \text{ m}$

3.2.5. Dimensionamiento de un vertedero de caída completa

La cantidad de agua a descargarse por encima de un vertedero depende de la forma de la cresta, de la altura del vertedero h y del tipo de la caída, puede ser caída completa o caída incompleta a la que también se le llama caída sumergida, ver figura 33.

Si $h_u < 0$ siempre se trata de una caída completa, si $h_u > 0$ y se produce a la profundidad límite t_{lim} sobre la cresta del vertedero, se trata todavía de una caída completa. Si $h_u > 0$ pero produciéndose un estado de flujo subcrítico sobre la cresta del vertedero, se trata de una caída incompleta o sumergida, el caudal descargado por encima del vertedero está influenciado por el caudal aguas abajo.

Figura 33. **Altura del vertedero de caída completa**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 102

Los siguientes ejemplos muestran el cálculo de una caída completa y una caída sumergida, en otro ejemplo adicional se analiza que detrás del vertedero debe ser construida una solera amortiguadora o un colchón amortiguador para la amortiguación de la energía forzando el resalto hidráulico en un tramo distinto detrás del vertedero y fijando localmente la transición del estado de flujo supercrítico al estado de flujo subcrítico, en esta parte se muestra el cálculo para el dimensionamiento del colchón amortiguador o la solera amortiguadora.

Ejemplo ilustrativo; una cantidad mínima de agua de $0.65 \text{ m}^3/\text{s}$ debe ser descargada sobre un barraje de madera, los niveles de agua en el canal de aducción así como en el río se pueden tomar de la figura 34; el ancho del vertedero es de 2 m y se busca la altura necesaria h de descarga sobre el vertedero.

Despejando h de la ecuación del vertedero que corresponde al cálculo del caudal en el vertedero se obtiene,

$$Q = \frac{2}{3} \cdot c \cdot \mu \cdot b \cdot L \cdot \sqrt{2gh}, \text{ se asume } L = h \text{ de manera que } Q = \frac{2}{3} \cdot c \cdot \mu \cdot b \cdot \sqrt{2g} h^{3/2}$$

asumiendo $c = 1$ (coeficiente de reducción de calado de rejilla) y despejando h:

$$h = \left(\frac{2}{3} \frac{Q}{\mu \cdot b \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}$$

La altura "h" queda en metros y,

$$\mu = 0.64 \text{ (vertedero de pared delgada ver tabla XVI para vertederos)}$$

$$b = 2 \text{ m}$$

$$g = 9.81 \text{ m/s}^2$$

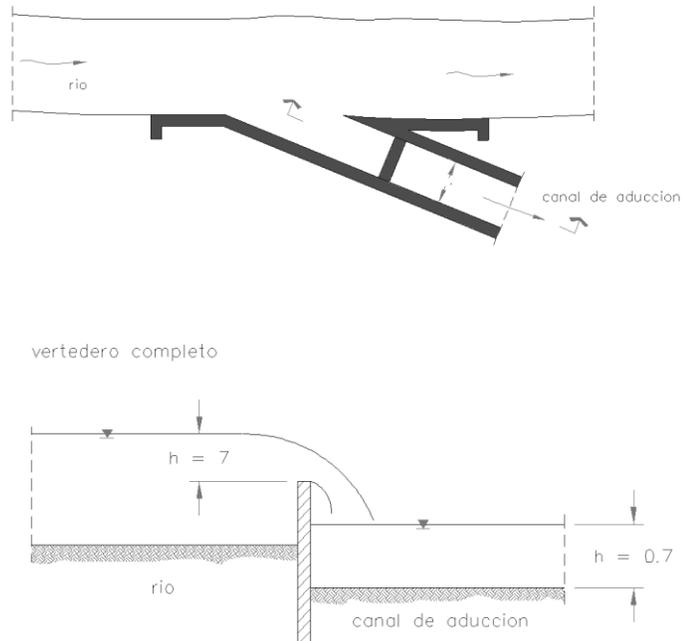
$$Q = 0.65 \text{ m}^3 / \text{s}$$

Al sustituir valores se obtiene el valor de h,

$$h = \left(\frac{3}{2} \frac{0.65}{0.64(2)\sqrt{2(9.81)}} \right)^{3/2} = \boxed{0.31 \text{ m}}$$

Esto significa que la capacidad de descarga del barraje de madera con una lámina vertida de 0.31 m es en este ejemplo aproximadamente 0.65 m³/s, si esta cantidad mínima de agua motriz debe ser evacuada hacia el canal de aducción de la planta la cota de la coronación del vertedero debe encontrarse por lo menos 0.31 metros más baja que el nivel mínimo del agua del río.

Figura 34. **Caída completa por encima de un barrage de madera**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 106

Tabla XVI. **Coeficiente de forma de cresta para diferentes barrajes**

Forma de Cresta	μ
 ancho, de cantos vivos	0.49 – 0.51
 ancho, de cantos redondeados	0.40 – 0.55
 vertedero redondeado	0.70
 vertedero en pared delgada	0.64
 redondeado	0.75
 en forma de tejado	0.79

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 106

Ejemplo ilustrativo; debido a una avenida el nivel de agua del río ha crecido llegando simultáneamente al canal de aducción cantidades mucho mayores de agua de modo que el nivel del agua en el canal se eleva también, este incremento máximo del nivel de agua resulta de la hidráulica del canal y puede ser determinado para cualquier capacidad de descarga, los valores correspondientes al ejemplo numérico están indicados en la figura 36; para esta situación del vertedero sumergido hay que determinar la cantidad de agua a evacuarse por encima del vertedero, el ancho (b) del vertedero es de 2 metros.

- Capacidad de descarga del vertedero, reescribiendo la ecuación 3,

$$Q = \frac{2}{3} \cdot c \cdot \mu \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot h^{3/2} \quad (\text{ec. 3.6})$$

Donde

h = altura del vertedero en m

g = gravedad = 9.81 m/s²

b = ancho del vertedero en m

μ = coeficiente de forma de cresta (adimensional)

c = coeficiente de corrección de un vertedero en cresta sumergida

- Coeficiente de corrección, ver el diagrama para el coeficiente de corrección en la figura 35,

h' = 0.30 m y h = 0.80 m

$$\frac{h'}{h} = \frac{0.30}{0.80} = 0.375$$

Del diagrama se obtiene que c \cong 0.86

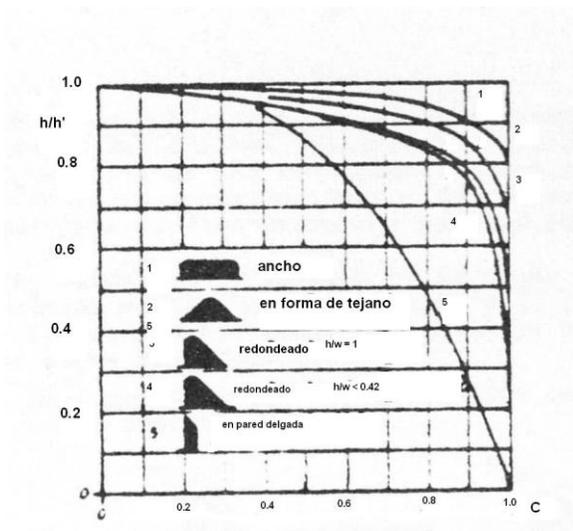
- Capacidad de descarga del vertedero,

$$Q = \frac{2}{3} \cdot c \cdot \mu \cdot B \cdot \sqrt{2g} \cdot h^{3/2} \text{ (m}^3 \text{ / s)} \quad \text{(ec. 3.7)}$$

$$Q = \frac{2}{3} (0.86)(0.64) 2 \sqrt{2(9.8)} (0.81)^{3/2}$$

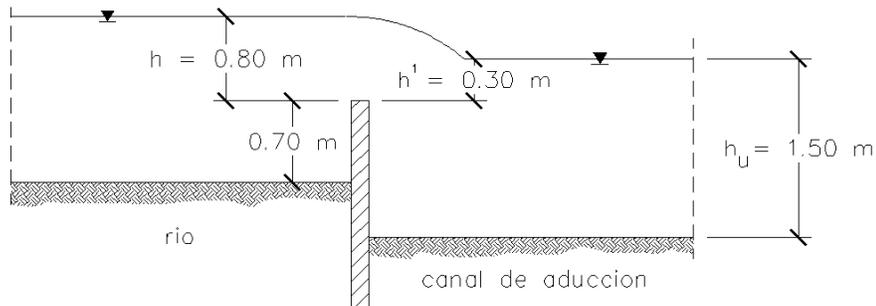
$$Q = 2.3 \text{ m}^3 \text{ / s}$$

Figura 35. **Coefficiente de corrección para un vertedero sumergido**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 107

Figura 36. **Caída sumergida por encima de un barraje de madera**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 106

Ejemplo Ilustrativo para el dimensionamiento de un vertedero con una solera amortiguada adyacente y pozo amortiguador respectivamente, la solera también se conoce como plataforma amortiguada.

En el dimensionamiento se procede según los pasos siguientes,

- Los niveles aguas arriba h_o y aguas abajo h_u tienen valores conocidos, el nivel de aguas arriba concuerda con el tirante del río y el nivel de aguas abajo es función de las condiciones hidráulicas, en dependencia de la descarga vertiendo por encima de una presa en el cauce del caudal, pasando encima de un vertedero y entrando en el canal alimentador de agua motriz, siempre considerando los tirantes abajo en el río y/o en el canal.
- De la fórmula del vertedero se obtiene el valor de h y éste determina la altura de coronación o cresta del vertedero.

- A continuación se eligen las dimensiones y la forma del vertedero.
- Se supone que la solera amortiguadora coincide con el nivel del lecho del río así se puede determinar el tirante del agua h_1 en el inicio de la plataforma amortiguadora,

$$h_1 = h + w - \frac{V_1^2}{2g} - \Delta Z_{el} \quad (\text{ec. 3.8})$$

con :

$$\frac{V_1^2}{2g} = \frac{Q^2}{h_1^2 \cdot B^2 \cdot 2g} \quad (\text{ec. 3.9})$$

Donde

Q = caudal sobre el vertedero (m^3/s)

B = ancho del vertedero (m)

$\Delta Z_{el} = \lambda \cdot \frac{V_1^2}{2g}$ y λ = coeficiente de pérdida = 0.1

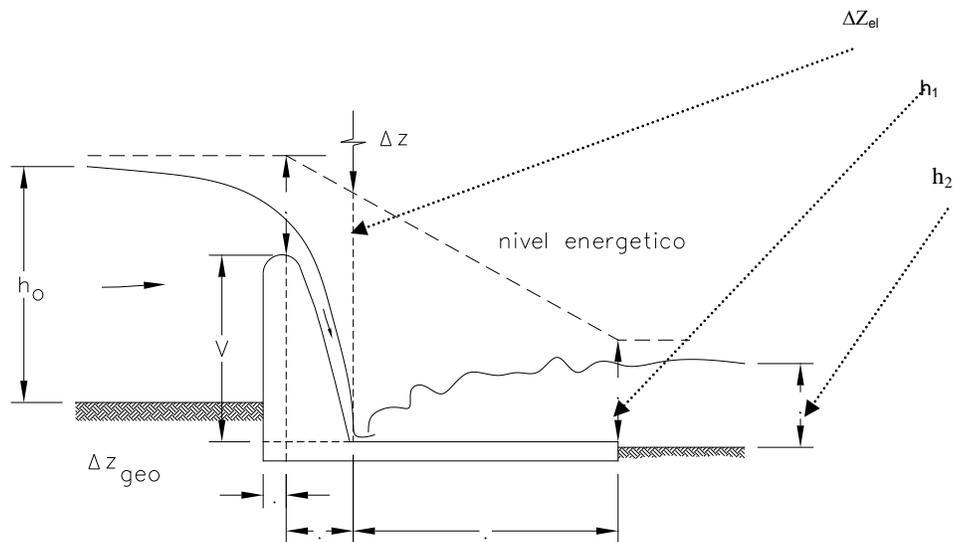
$$h_1 = h + w - \frac{Q^2}{h_1^2 \cdot B^2 \cdot 2g} - 0.1 \cdot \frac{Q^2}{h_1^2 \cdot B^2 \cdot 2g} \quad (\text{ec. 3.10})$$

$$h_1 = h + w - \frac{Q^2}{h_1^2 \cdot B^2 \cdot 2g} \cdot 1.1 \text{ en metros} \quad (\text{ec. 3.11})$$

- El nivel de agua h_2 correspondiente al tirante h_1 se calcula así,

$$h_2 = \frac{h_1}{2} + \sqrt{\frac{h_1^2}{4} - \frac{2Q^2}{g B^2 h_1}} \text{ en m,} \quad (\text{ec. 3.12})$$

Figura 37. **Vertedero fijo (nivel de agua y nivel energético)**



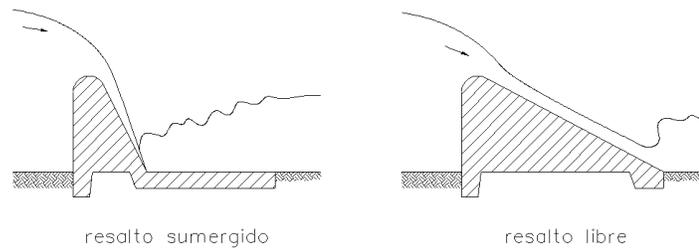
Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 107

En caso de que h_2 coincida justamente con el nivel de aguas abajo h_u se confirma el nivel del fondo del colchón amortiguador supuesto, el nivel de aguas abajo h_u resulta de las condiciones hidráulicas del río o del canal y puede ser calculado en forma aproximada por las fórmulas indicadas a no ser que los niveles de agua para ciertas descargas ya sean previamente conocidos.

Si la medida h_2 calculada es menor que el nivel de aguas abajo, la lámina vertiente es embalsada y el resalto hidráulico queda sumergido; el resalto hidráulico entonces es más corto que el calculado.

- Contramedida; la superficie del vertedero debe ser diseñada con una pendiente más suave como se muestra en la figura 38.

Figura 38. **Resaltos**

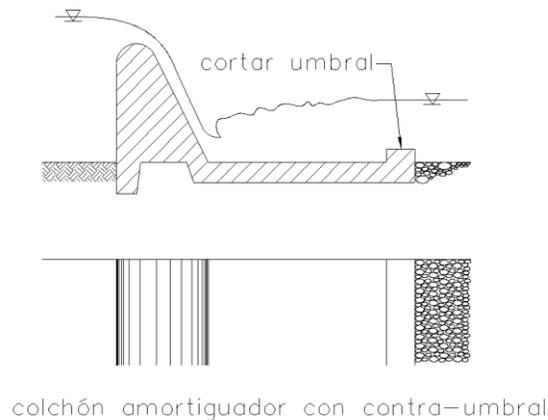


Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 107

De todos modos para el cálculo de h_2 correspondiente al tirante h_1 se puede determinar la longitud del colchón amortiguador siguiendo los siguientes razonamientos.

Dado el caso que h_2 sea mayor que el nivel de aguas abajo (h_u) el resalto hidráulico será trasladado hacia aguas abajo de manera que se requiera un colchón amortiguador correspondientemente más largo; en general esto es el caso cuando $F_1 > 4$, la contramedida del colchón amortiguador en este caso está a un nivel más bajo y en disposición de una contra-umbral como lo muestra la figura 39.

Figura 39. **Colchón amortiguador con contra-umbral**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 107

- Determinación de la longitud del colchón amortiguador; ésta resulta del diagrama de la figura 41 y es igual a la longitud del resalto hidráulico a no ser que sea recortada por un umbral; para la determinación del colchón amortiguador hay que determinar el número de Froude.

$$F_1 = \frac{V_1}{\sqrt{g \cdot h_1}} \quad \text{con} \quad V_1 = \frac{Q}{B \cdot h_1} \quad (\text{ec. 3.13})$$

Q = descarga por encima del vertedero (m^3/s)

B = ancho del vertedero o ancho del colchón amortiguador (m)

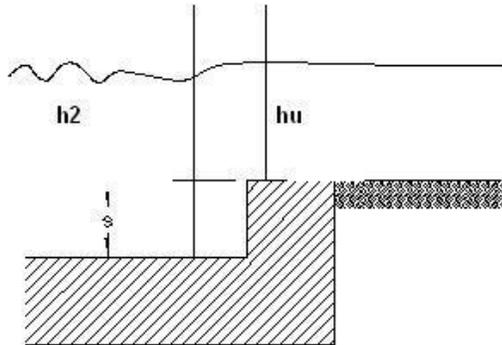
h_1 = nivel de agua en la cabecera del colchón amortiguador (m)

Del diagrama resulta la longitud del colchón amortiguador en dependencia de h_1 .

- Para profundizar la solera del colchón amortiguador se estima el valor s (ver figura 40).

$$s > h_2 - h_u$$

Figura 40. **Valores de dimensionamiento al final del colchón amortiguador**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 110

Se determina el nuevo valor de h_1 (ahora h_1 anterior + s) y h_2 según los pasos anteriores y la longitud de la plataforma amortiguadora,

$$L = 5 \cdot h_u + s \text{ en metros} \quad (\text{ec. 3.14})$$

Ahora que se han definido los pasos a seguir se aplican los valores numéricos, los cuales se asumen con propósitos didácticos;

- Valores conocidos
 - Nivel de aguas arriba (embalse máximo) en el río, $h_0 \text{ max} = 2 \text{ m}$
 - Nivel de aguas abajo en el río $h_u = 0.70 \text{ m}$
 - Caudal vertiente, avenida máxima $Q = 10 \text{ m}^3 / \text{s}$
 - Ancho del vertedero, $B = 9 \text{ m}$
 - Coeficiente de coronación $\mu = 0.60$ (vertedero ancho)

- Determinación de la altura de coronación W ;

- Fórmula del vertedero, $Q = \frac{2}{3} \cdot \mu \cdot B \cdot \sqrt{2g} \cdot h^{3/2}$ (ec. 3.15)

- Despejando $h = \left(\frac{3}{2} \cdot \frac{Q}{\mu B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}$ (ec. 3.16)

Y al sustituir valores: $h = \left[\frac{3}{2} \cdot \frac{10}{(0.6)(9)\sqrt{2(9.81)}} \right]^{2/3} = 0.73 \text{ m}$

La altura de coronación resulta del nivel de aguas (máximas) arriba menos la altura de la descarga;

$$w' = h_o - h = 2 - 0.73 = 1.27 \text{ m}$$

$$w = (h_o - h) + \Delta Z_{\text{geo}} \quad (\text{ec. 3.17})$$

ΔZ_{geo} = desnivel; fondo del río aguas arriba/plataforma de amortiguadora

- Ver la representación en la figura 41
- Determinar el nivel (tirante) de agua h_1

$$h_1 = h + w - \frac{Q^2}{h_1^2 B^2 2g} \times 1.1 \text{ en, m} \quad (\text{ec. 3.18})$$

$$h_1 = 0.73 + 1.27 - \frac{10^2}{(h_1^2)(9^2)(2)(9.81)} \times 1.1$$

$$h_1 = 2 - \frac{0.069}{h_1^2} \text{ entonces,}$$

$$h_1^3 - 2 - h_1^2 + 0.69 = 0 \text{ (mediante solución iterativa)}$$

$$h_1 = 0.20 \text{ m}$$

- Determinación del nivel de agua h_2 en dependencia del nivel de agua h_1 ,

$$h_2 = -\frac{h_1}{2} + \sqrt{\frac{h_1^2}{4} + \frac{2 Q^2}{g B^2 h_1}} \quad (\text{ec. 3.19})$$

al sustituir valores;

$$h_2 = -\frac{0.20}{2} + \sqrt{\frac{0.2^2}{4} + \frac{2 \cdot 10^2}{(9.81) (9^2) 0.20}} = 1.00 \text{ m}$$

comparando $h_2 = 1.00 \text{ m} > h_U = 0.70$

$$\Delta h = s = 1 - 0.70 = 0.30 \text{ m}$$

- Determinación de la longitud del colchón amortiguador (sin umbral)

$$F_1 = \frac{V_1}{\sqrt{g h_1}} \text{ pero como } V_1 = \frac{Q}{B h_1} \text{ entonces } F_1 = \frac{Q}{B h_1 \sqrt{g h_1}} \quad (\text{ec. 3.20})$$

$$F_1 = \frac{10}{(9)(0.2)\sqrt{(9.81)(0.2)}} = 4 \text{ del diagrama de la figura 41}$$

$$\frac{L_2}{h_1} = 30 \text{ entonces } L_2 = 30(0.2) = 6 \text{ m}$$

Esto significa que la longitud de la plataforma amortiguadora sin umbral debería de ser de 6 metros.

- Profundización del colchón amortiguador con umbral, pozo amortiguador y longitud reducida de la estructura,

Se elige $s = 0.50 \text{ m}$ entonces,

$$h_{U \text{ nuevo}} = h_U + s = 0.70 + 0.50 = 1.2 \text{ m} \quad (\text{ec. 3.21})$$

$$h_{1 \text{ nuevo}} = h + w - \frac{Q^2}{h_1^2 B^2 2g}$$

$$w_{\text{nuevo}} = 1.27 + 0.50 = 1.77 \text{ m}$$

$$h_{1 \text{ nuevo}} = 0.73 + 1.27 - \frac{10^2}{h_1^2 (9)^2 (2)(9.81)} = 2.5 - \frac{0.69}{h_1^2}$$

$$h_1^3 - 2.5 h_1^2 + 0.069 = 0 \text{ (solución iterativa)}$$

$$h_{1 \text{ nuevo}} = 0.17 \text{ m}$$

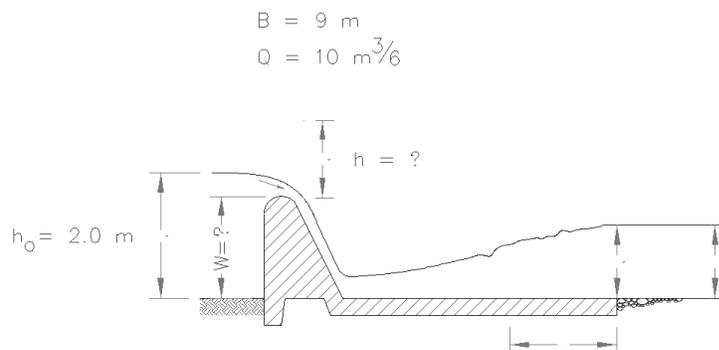
$$h_{2 \text{ nuevo}} = -\frac{0.17}{2} + \sqrt{\frac{0.17^2}{4} + \frac{(2)(10)^2}{(9.81)(9)^2 0.17}} = 1.13 \text{ m}$$

$$h_{2 \text{ nuevo}} = 1.13 \text{ m} < h_{U \text{ nuevo}} = 1.20 \text{ m}$$

Longitud del pozo amortiguador:

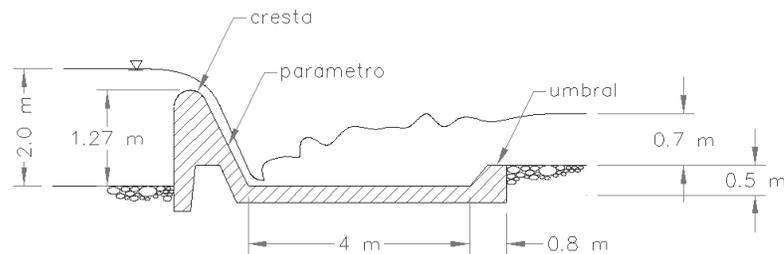
$$L = 5 (h_U) + s = 5(0.7) + 0.5 = 4 \text{ m}$$

Figura 41. Dimensionamiento del colchón amortiguador sin umbral



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 110

Figura 42. **Dimensionamiento del colchón amortiguador con umbral**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 110

3.3. Función general de las obras de aliviadero

Las obras de toma como el vertedero tipo Tirol y la toma mediante espigones se les diseña de una manera tal que con un cierto nivel de agua (caudal) en el río, una cantidad de agua determinada es introducida al canal de agua motriz; la cantidad de agua captada cambia de acuerdo a los caudales del río razón por la cual ésta puede ser muchas veces mayor que el caudal de diseño del canal de agua motriz.

Con el fin de delimitar el caudal del canal de agua motriz al caudal de diseño, se debe construir una obra de aliviadero detrás de la bocatoma de manera que las cantidades excesivas de agua puedan ser reconducidas hacia el río, las obras más favorables para tal fin son los vertederos laterales porque;

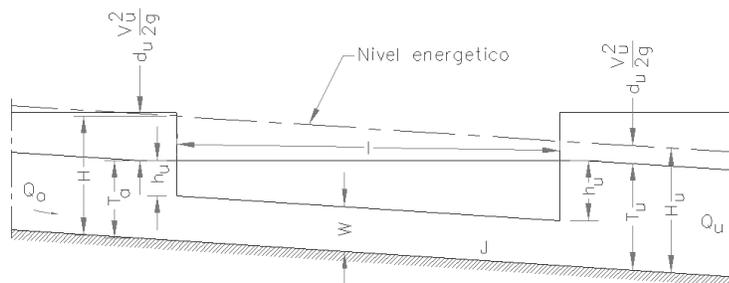
- El nivel de agua en el canal puede ser limitado mediante los mismos vertederos a manera que al presentarse niveles de agua más altos los excesos puedan ser derivados por medio de un vertedero fijo colocado en la pared del canal.

- No son necesarias compuertas móviles de manera que la obra de aliviadero prácticamente no requiere trabajos de mantenimiento.

Estas ventajas del vertedero lateral son restringidas por una desventaja que resulta del funcionamiento hidráulico; en general para el dimensionamiento del vertedero lateral la función del mismo es dada como sigue; en un canal con caudales afluentes variables no debe ser sobrepasado un cierto nivel en el cauce aguas abajo de la obra de aliviadero, de acuerdo a estos requerimientos y dadas las dimensiones del canal, la rugosidad y la pendiente del canal, se conoce el caudal de diseño Q_u del canal aguas abajo así como el nivel de aguas abajo.

Siendo conocido el caudal afluente Q_o hay que escoger la longitud del vertedero de tal manera que la diferencia entre $Q_o - Q_u = Q_A$ (Q_A = caudal de diseño), esto permitiría que el caudal de diseño pueda ser descargado lateralmente por encima del vertedero, en caso de un caudal subcrítico a lo largo del vertedero lateral se produce un nivel de agua ascendente en forma rectilínea.

Figura 43. **Nivel de agua ascendente a lo largo del vertedero lateral con caudal subcrítico**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 113

De ahí se ve que la limitación del nivel aguas abajo y del caudal Q_u a un valor determinado es posible solamente para un caudal Q_o determinado; al captar agua para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos puede presentarse el caso que $Q_o \text{ max} \gg Q_u$ mientras que $Q_{o \text{ min}}$ es casi igual a Q_u , en tales casos el caudal de diferencia no puede ser descargado por encima de un vertedero lateral por razones económicas porque debido a la altura de descarga relativamente pequeña se necesitarían vertederos muy largos ($L \gg 20 \text{ m}$).

En tales casos es posible la construcción de varios vertederos laterales uno tras otro (así llamadas cascadas de vertederos) o la colocación de una pantalla de embalse para fijar el nivel del agua al final del vertedero, la colocación de una pantalla de embalse es la solución más económica.

3.3.1. Cálculo del vertedero lateral paralelo

Para aclarar estos conceptos se puede ver el siguiente ejemplo, consiste en una descarga por encima de un vertedero lateral para descargar un caudal de agua motriz determinado.

Valores dados;

- Caudal aguas arriba Q_o (m^3/s)
- Caudal de agua motriz a descargar Q_A (m^3/s)
- Caudal aguas abajo $Q_u = Q_o - Q_A$ (m^3/s)
- Ancho del río aguas arriba B_o y aguas abajo B_u (m)
- Nivel de aguas abajo t_u (m) de acuerdo a condiciones hidráulicas del río o canal

Valores escogidos;

- Altura mínima de descarga sobre el vertedero h_U
- Altura de coronación del vertedero $w = t_U - h_U$

Valor buscado;

- Longitud del vertedero lateral L (m)

La longitud del vertedero se puede determinar mediante la siguiente ecuación;

$$L = \frac{2}{3} \frac{Q_A}{\mu^x \sqrt{2g} h_m^{3/2}} \text{ en m,} \quad (\text{ec. 3.22})$$

donde $\mu^x = 0.95\mu$ y μ se define como el coeficiente de forma de cresta para el perfil correspondiente de barraje, según la tabla XVI

$g = \text{gravedad} = 9.8 \text{ m/s}^2$

$h_m = \text{altura media de descarga sobre el vertedero (m)}$

La altura media se determina mediante la ecuación,

$$h_m = \frac{h_o + h_U}{2} \text{ en m,} \quad (\text{ec. 3.23})$$

$h_U = \text{altura escogida de descarga sobre el vertedero aguas abajo (m)}$

$h_o = \text{altura escogida de descarga sobre el vertedero aguas arriba (m)}$

Se determina mediante iteraciones la altura h_o , en la cabecera del vertedero (aguas arriba) por medio de la ecuación 3.24.

Primera iteración,

$$(h_o + w)^3 - H_U \cdot (h_o + w)^2 + \alpha \frac{Q_o^2}{(2g)B_o^2} = 0 \quad (\text{ec. 3.24})$$

α = coeficiente de velocidad = 1.1

$$H_U = t_U + \frac{v_U^2}{2g} \quad (\text{ec. 3.25})$$

$$v_U = \frac{Q_U}{t_U \cdot B_U} \quad (\text{ec. 3.26})$$

Donde

H_U = Nivel energético, en m (ver figura 40)

v_U = velocidad aguas abajo con nivel t_U , en m/s

Segunda iteración, se utiliza la misma ecuación pero se corrige el coeficiente de velocidad α por un factor n. Este factor de corrección es una relación entre la velocidad real y la velocidad ideal.

Finalmente se debe comprobar si las condiciones de flujo corresponden al estado subcrítico, este razonamiento es,

Número de Froude: $F_o < 0.75$

$$F_o = \frac{v_o}{\sqrt{g(h_o + w)}} \quad (\text{adimensional}) \quad \text{y} \quad v_o = \frac{Q_o}{B_o(h_o + w)} \quad \text{en, m/s} \quad (\text{ec.3.27})$$

3.4. Canales

Los canales son estructuras hidráulicas de forma regular y artificialmente construidos, en razón de su pendiente pueden conducir agua de un lugar a otro; para este estudio casi siempre se trata de conductos abiertos de sección muy diversa, trapezoidales, semicirculares, rectangular e irregular, el propósito es examinar los parámetros para dimensionar estas estructuras tomando en cuenta los factores que afectan su diseño.

3.4.1. Dimensionamiento de canales

Los canales de aducción y derivación deben ser dimensionados de acuerdo al caudal de diseño de tal manera que con la inclinación dada el caudal requerido pueda ser descargado en la sección del canal, según la ecuación de continuidad el caudal Q es una función de la velocidad de escorrentía y del área de la sección transversal.

$$Q = v \cdot F \quad (\text{ec.3.28})$$

Donde

Q = caudal en [m^3/s]

F = sección transversal en [m^2]

v = velocidad media en [m/s]

La velocidad depende de la inclinación del fondo del canal y del radio hidráulico del canal, así como del material constructivo del fondo y de las paredes del canal.

El material constructivo es considerado por un coeficiente de rugosidad k , según la ecuación de Manning-Strickler la velocidad en canales abiertos se define como:

$$v = kR^{\frac{2}{3}}\sqrt{J}, \text{ en m/s} \quad (\text{ec. 329})$$

R = es el radio hidráulico, en m. Se define como, $\frac{F}{U} = \frac{\text{sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}$

k = coeficiente de rugosidad

J = inclinación

El coeficiente k para los diferentes materiales constructivos de canales está indicado en la tabla XVII. En adelante se desarrolla el procedimiento para calcular en forma iterativa las dimensiones del canal.

Tabla XVII. **Coeficiente de Rugosidad (k), según material**

Tipos de Canal	k
Canales en tierra	
Canales en tierra firme, liso	60
Canales en tierra arenosa compacta, con poca arcilla o con piedra triturada	50
Canales en tierra arenosa; solera en arena y grava; taludes empedrados	45-50
Canales en tierra en grava fina	45
Canales en tierra en grava media	40
Canales en tierra en grava gruesa	35
Canales en tierra con piedras gruesas en el lecho	25-30
Canales en tierra o arena, limo o grava cubiertos de vegetación	20-25

Continuación tabla XVII.

Canales en roca:	
Excavación en roca (superficie rugosa)	25-30
Excavación por voladura controlada (superficie rugosa)	20-25
Excavación irregular áspera (voladuras no controladas)	15-20
Canales en mampostería:	
Canales de ladrillos bien colocados	80
Canales en sillares	70-80
Canales en piedra bien tallada	70
Canales en mampostería regular	70
Canales en piedra tallada	60
Canales en piedra poco tallada	50
Sentado en piedras (paredes), taludes empedrados, solera de arena y grava	45-50
Canales en concreto:	
Enlucidos con mortero de cemento (liso)	100
Concreto liso, hecho a base de encofrado metálico	90-100
Enlucido con mortero	90-95
Concreto cuidadosamente elaborado (liso)	90
Encofrado exacto: enlucido limpio; concreto liso con alto contenido de cemento	80-90
Concreto a base de encofrado de madera, sin enlucir	65-70
Concreto compactado con superficie limpia	60-65
Concreto viejo, superficie limpia	60
Canalones de concreto (150-200 kg cemento/m ³), según edad	50-60
Revestimiento de concreto grueso	55
Concreto irregular	50

Continuación tabla XVII.

Canales metálicos	
Tubos con remaches sentados	90-95
Tubos de hierro fundido, nuevos	90
Tubos remachados, solapados	65-70
Otros revestimientos:	
Revestimiento asfaltado (con pasada de rodillo)	70-75
Cauces naturales de ríos/riachuelos:	
Lechos naturales con solera firme, sin irregularidades	40
Lechos naturales con material de acarreo regular	33-35
Lechos naturales, con vegetación	30-35
Lechos naturales con material de acarreo irregular	30
Lechos naturales con mucho material de acarreo	20
Lechos de torrentes con bolones y demás sólidos en estado tranquilo	25-28
Lechos de torrentes con material de acarreo en movimiento	19-22
Canales en madera	
Canales lisos, nuevos	95
Planchas cepilladas, bien puestas	90
Planchas no cepilladas	80
Canales viejos en madera	65-70

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 113

Tabla XVIII. **Taludes naturales según diferentes tipos de suelo**

Tipo de suelo	Seco	Humedad Natural	Saturado de agua
Arcilla grasosa	1: 0.5 – 1.1	-	1:3 (empapado)
Tierra muy compacta	1: 0.75 – 1:1	1: 1.5 – 1:2	1: infinito (líquido)
Suelo de terraplén	1: 1.25 – 1: 1.5	1 : 1	1 : 2
Suelo pedroso y limoso, grava gruesa	1: 1 – 1: 1.5	1: 1.5	1:2
Arena	1:1.5	1:1.25	1:2
Grava media fina	1: 2 – 1: 2.5	-	-
Escombros irregulares	1:1	-	-
Cantos rodados	1:1.75	-	-
Roca sedimentaria	1 : 0 – 1: 0.5	-	-
Roca dura, ígnea	1:0	-	-

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 113

El procedimiento para cálculo de canales es el siguiente,

- Primero se escoge el perfil del canal hidráulicamente más favorable según tabla XIX, siendo conocido el caudal Q; según la tabla XVIII se determinan las inclinaciones de los taludes del canal de acuerdo a las condiciones existentes del suelo y se escoge la velocidad máxima admisible según tabla XX; con estos valores se calculan las dimensiones geométricas del perfil del canal según tabla XIX.
- La velocidad de escorrentía efectivamente existente en el canal se comprueba mediante la fórmula de Manning-Strickler.

$$v_{\text{exist}} = k.R^{\frac{2}{3}}.\sqrt{J} \leq v_{\text{max}} \text{ con } v_{\text{max}} \text{ según la tabla XX} \quad (\text{ec. 3.30})$$

- Cuando $V_{exist} \gg V_{max}$ el canal debe ser revestido, con la velocidad máxima admisible para el tipo de revestimiento se debe averiguar nuevamente las dimensiones del canal y efectuar la prueba correspondiente.

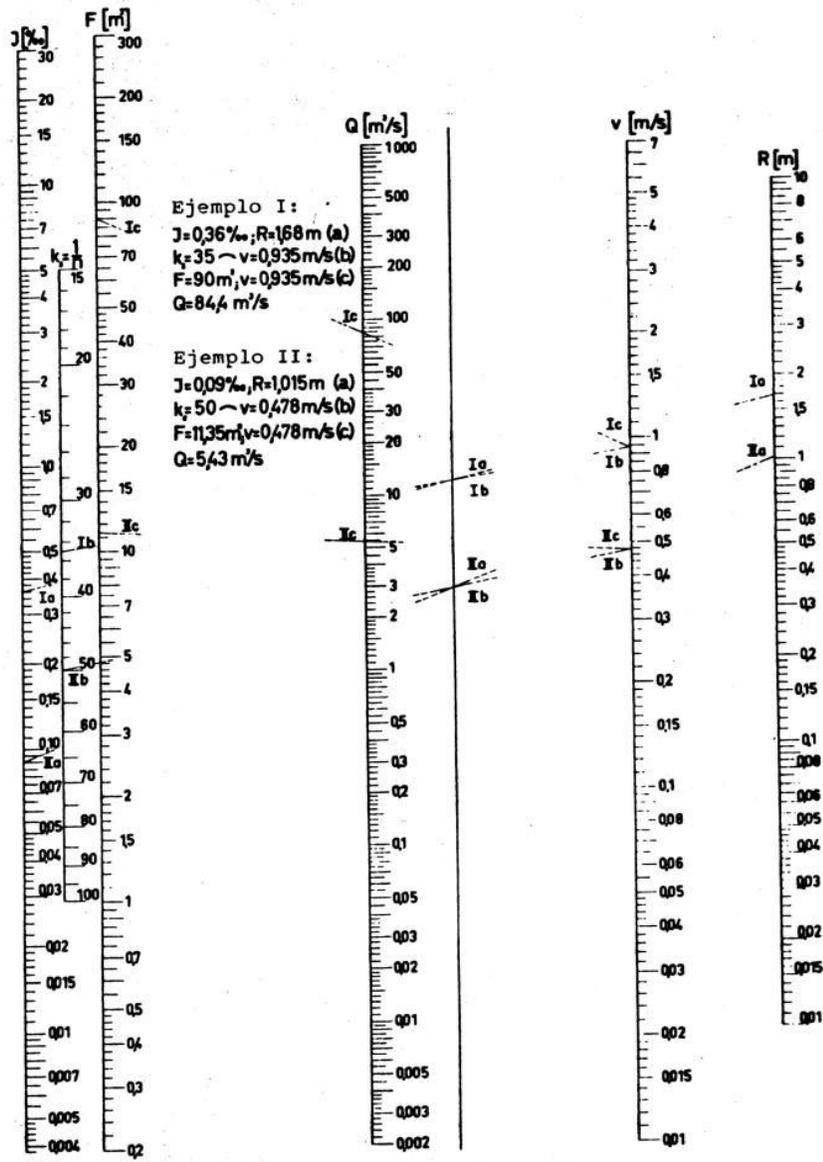
Con los valores conocidos de J, R y k se puede determinar gráficamente la velocidad existente mediante la figura 44 y el caudal Q a descargarse mediante los valores de v y F; en las tablas XIX y XX se muestran algunas propiedades de los taludes según diferentes tipos de suelo así como los límites de velocidad del agua en los canales según los diferentes tipos de suelo y/o revestimiento.

Tabla XIX. **Perfiles trapezoidales hidráulicamente favorables**

	1: m	$\varphi_t = \frac{t}{\sqrt{F}}$	$\varphi_s = \frac{s}{\sqrt{F}}$	$\varphi_b = \frac{b}{\sqrt{F}}$	$\varphi_a = \frac{a}{\sqrt{F}}$	$\varphi_R = \frac{R}{\sqrt{F}}$
Semi-cuadrado	1:0	0.7072	1.4140	1.4140	0.7072	0.3540
	1: 0.5	0.7590	1.6980	0.9380	0.8490	0.3790
	1: 0.58	0.7600	1.7550	0.8760	0.8776	0.3800
	1: 1	0.7390	2.0920	0.6120	1.0452	0.3700
	1: 1 ¼	0.7160	2.2910	0.5030	1.1456	0.3590
Perfiles trapezoidales	1: 1 ½	0.6890	2.4830	0.4170	1.2430	0.3440
	1: +3	0.6640	2.6560	0.3540	1.3280	0.3320
	1: 1 ¼	0.6620	2.6700	0.3560	1.3346	0.3310
	1: 2	0.6320	2.8440	0.3000	1.4228	0.3180
	1: 2 ½	0.5890	3.1690	0.2270	1.5749	0.2945
	1: 3	0.5490	3.5020	0.1740	1.7596	0.2745
	1: 4	0.4850	4.0020	0.1220	1.9796	0.2425
1: 5	0.4390	4.3960	0.0770	2.2398	0.2195	

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 128

Figura 44. **Ábaco referente a la fórmula de Manning-Strickler $v = k.R^{\frac{2}{3}}.J^{\frac{1}{2}}$**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 131

Tabla XX. **Límites de velocidad del agua en el canal según distintos tipos y/o revestimientos de suelo**

Tipo de Suelo	V_m max (m/s)	
	en agua limpia	Con material en suspensión o material de acarreo
Lodo	0.10	0.15
Barro suelto	0.15	0.20
Arena fina (0.02 – 0.2 mm)	0.30	0.40
Arena media (0.2 – 0.5 mm)	0.35	0.50
Limo arenoso (natural)	0.40	0.60
Arena gruesa (2.5 mm)	0.45	0.65
Grava muy arenosa	0.60	0.80
Limo compacto (natural)	0.70	1.00
Grava media (5 – 20 mm)	0.80	1.15
Tierra arcillosa grasosa (natural)	1.00	1.30
Grava gruesa, piedras (20 – 50 mm)	1.40	1.60
Piedras (50 – 75 mm)	1.70	1.80
Cantos rodados (75 – 100 mm)	1.90	2.00
Césped/prado, bien radicado	1.80	1.80
Tipo de revestimiento		
Concreto (materia en suspensión, mucha arena)	--	
Concreto (agua sin arena)	4.0	2.0 – 2.5
Mampostería con piedras sentadas y mortero	5.0	

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 130

3.4.2. Ejemplo ilustrativo para calcular un canal

Se diseña el perfil trapezoidal más favorable para un caudal de $Q = 8.50 \text{ m}^3/\text{s}$, los taludes así como la solera del canal están constituidos de grava media, la inclinación admisible de los taludes 1:2 y la velocidad de descarga v_m menor a 0.80 m/s , con esto el área de la sección requerida es,

$$F_{\text{requerida}} = \frac{Q}{V} = \frac{8.5}{0.8} = 10.6 \text{ m}^2 \quad (\text{ec. 3.31})$$

Según la tabla XIX con taludes 1: 2,

$$\varphi_t = \frac{t}{\sqrt{F}} = 0.636 \rightarrow t = \varphi_t \cdot \sqrt{F} = 0.636 \sqrt{10.6} = 2.07 \text{ m}$$

$$\varphi_b = \frac{b}{\sqrt{F}} = 0.3 \rightarrow b = \varphi_b \cdot \sqrt{F} = 0.3 \sqrt{10.6} = 0.98 \text{ m}$$

$$\varphi_R = \frac{R}{\sqrt{F}} = 0.318 \rightarrow R = \varphi_R \cdot \sqrt{F} = 0.318 \sqrt{10.6} = 1.04 \text{ m}$$

$$\rightarrow \underline{U} = \frac{F}{R} = \frac{10.6}{1.04} = 10.2 \text{ m (perímetro mojado)}$$

Para efectuar la prueba,

$$v = kR^{2/3} \sqrt{J} \quad (\text{ec. 3.32})$$

El coeficiente k para grava media según la tabla XVII es $k = 40$

La inclinación del tramo del canal es $J = I_a = 0.001$ (ver figura 45)

$$v_{\text{exist}} = 40(1.04)^{2/3} \times \sqrt{0.001} = 1.30 \text{ m/s de manera que } v_{\text{exist}} > v_{\text{max}} = 0.8 \text{ m/s}$$

De ahí que se deducen dos posibilidades,

- Cambio de la inclinación por modificación del trazado del canal o del perfil
- Revestimiento del canal

Con la posibilidad de revestir el canal resulta, para un revestimiento de concreto $v_{\max} = 2.0 - 4.0$ m/s.

Primera iteración

$$v_{\text{escogida}} = 1.20 \text{ m/s}$$

$$F_{\text{requerida}} = \frac{8.5}{1.2} = 7.08$$

$$\varphi_t = 0.636 \rightarrow t = 0.636\sqrt{7.1} = 1.690 \text{ m}$$

$$\varphi_b = 0.300 \rightarrow t = 0.300\sqrt{7.1} = 0.800 \text{ m}$$

$$\varphi_R = 0.318 \rightarrow t = 0.318\sqrt{7.1} = 0.847 \text{ m}$$

con $k = 50$ para concreto irregular:

$$v_{\text{exist}} = k^{2/3} \sqrt{J} = 50(0.847)^{2/3} \sqrt{0.001} = 1.42 \text{ m/s}$$

$$v_{\text{exist}} > v_{\text{escogida}}$$

Segunda iteración

$$v_{\text{escogida}} = 1.3 \text{ m/s}$$

$$F_{\text{requerida}} = \frac{8.5}{1.3} = 6.54$$

$$\varphi_t = 0.636 \rightarrow t = 0.636\sqrt{6.54} = 1.63 \text{ m}$$

$$\varphi_b = 0.300 \rightarrow t = 0.300\sqrt{6.54} = 0.77 \text{ m}$$

$$\varphi_R = 0.318 \rightarrow t = 0.318\sqrt{6.54} = 0.814 \text{ m}$$

con $k = 50$ para concreto irregular:

$$v_{\text{exist}} = k^{2/3} \sqrt{J} = 50(0.814)^{2/3} \sqrt{0.001} = 1.38 \text{ m/s}$$

$$v_{\text{exist}} > v_{\text{escogida}}$$

Tercera iteración

$$v_{\text{escogida}} = 1.34 \text{ m/s}$$

$$F_{\text{requerida}} = \frac{8.5}{1.34} = 6.34$$

$$\varphi_t = 0.636 \rightarrow t = 0.636\sqrt{6.34} = 1.60 \text{ m}$$

$$\varphi_b = 0.300 \rightarrow t = 0.300\sqrt{6.34} = 0.76 \text{ m}$$

$$\varphi_R = 0.318 \rightarrow t = 0.318\sqrt{6.34} = 0.80 \text{ m}$$

con $k = 50$ para concreto irregular:

$$v_{\text{exist}} = 0.80^{2/3}\sqrt{0.001} = 1.36 \text{ m/s}$$

$$1.36 \text{ m/s} = v_{\text{exist}} \approx v_{\text{escogida}} = 1.34 \text{ m/s}$$

De acuerdo con esto el perfil del canal está determinado como sigue;

$$Q = 8.5 \text{ m}^3/\text{s}$$

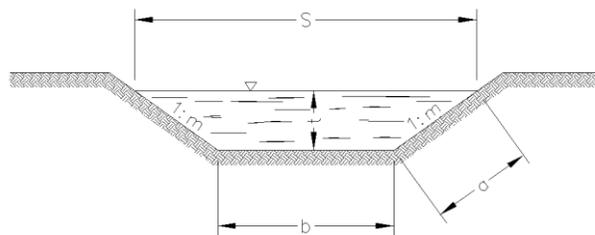
$$v = 1.36 \text{ m/s}$$

$$t = 1.60 \text{ m}$$

$$a = \text{Inclinación} = 1:2$$

$$b = 0.76 \text{ m}$$

Figura 45. **Diseño final del canal**



Fuente: elaboración propia

3.5. Desarenador

Los desarenadores siempre son necesarios cuando el contenido de materias en suspensión en el agua del río es alto y cuando los elementos de la obra tales como tubería de presión, ruedas de la turbina y compuertas deben ser protegidos contra la abrasión por materias duras en suspensión, como la arena cuarcítica.

El efecto de desgaste por abrasión dentro del corto tiempo puede causar graves daños y reducir considerablemente el rendimiento de las turbinas, el riesgo de deterioro para los componentes de la estructura es tanto mayor cuanto mayor es la caída útil.

El propósito del desarenador consiste en eliminar las materias finas en suspensión del agua protegiendo así los elementos de la estructura; esto ocurre en su forma más simple por medio de la sedimentación de las materias en suspensión en el desarenador tipo largo.

El principio de funcionamiento consiste en reducir la corriente de agua a una velocidad pequeña y distribuida lo más uniformemente posible a lo largo de la sección de la cámara, el tiempo de transcurso del agua por la cámara no debe ser menor que el tiempo que la materia en suspensión necesite para depositarse; con estas condiciones marginales se llega a obras largas y de forma hidráulicamente favorables.

La velocidad del agua en el canal de entrada al desarenador no debe ser baja a fin de que la materia en suspensión no se deposite con anticipación en el canal de entrada; por eso el agua entra en el desarenador con turbulencia, entonces para conseguir una corriente tranquila y uniforme se debe prever un

tramo de transición bien diseñado; además se puede colocar rejillas de tranquilización con las cuales se obtienen buenos resultados (figura 46).

Figura 46. **Representación esquemática de un desarenador con paso de agua uniforme**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 130

3.5.1. Contenido de materias en suspensión

En vista de que los componentes de la estructura tales como compuertas, tuberías de presión, turbinas, ruedas y cajas que están en contacto con el agua son susceptibles a la destrucción por el efecto abrasivo de las materias en suspensión, es necesario determinar la concentración y la composición de las materias en suspensión, generalmente se puede constatar que las materias en suspensión se componen de partículas de diferentes tamaños de grano.

En ríos de llanura y montañas de mediana altura las partículas coloidales pueden abarcar un amplio rango granulométrico desde la fracción de limo hasta la fracción de arena (\emptyset 0.002 mm - 0.2 mm y \sim 1 mm, respectivamente) mientras que en los ríos de montaña con pendientes fuertes los tamaños de grano pueden llegar al rango de 2 - 3 mm.

$$\text{Concentración de materias en suspensión} = \frac{\text{Km de materias en suspensión}}{\text{m}^3 \text{ de agua}} \quad (\text{ec. 3.33})$$

En general las materias en suspensión (C) son de;

- C = 0.1 – 1.0, en kg/m^3 en ríos de terreno llano.
- C = 2.0 – 10, en kg/m^3 en ríos/riachuelos de montañas.

Estos valores pueden ser superiores o inferiores de acuerdo a las características de las cuencas como la topografía, geología, condiciones de riego y vegetación natural; la concentración de las materias en suspensión puede ser averiguada por la toma de muestras en el fondo del río y evaluada por presentación del agua.

El agua limpia que admite ver hasta el fondo, es pobre en materias en suspensión; agua turbia de coloración marrón amarillo indica una concentración elevada de materias en suspensión; el contenido de materias en suspensión cambia con las estaciones del año y depende de las precipitaciones en el área de la cuenca y del nivel de agua en el río o riachuelo.

3.5.2. Grado de evacuación de sedimentos

El grado de evacuación de sedimentos es expresado por la relación entre la concentración C_{adm} de sedimentos en el agua motriz desarenada y la concentración C de sedimentos en el agua del río no desarenada,

$$\text{Grado de evacuación de sedimentos} = 100 \frac{C_{adm}}{C} \text{ en \%} \quad (\text{ec.3.34})$$

No hay ningún reglamento ni normas para la selección del grado de evacuación de sedimentos, se basa en valores empíricos tomados de la operación de centrales hidroeléctricas existentes, los criterios decisivos para la determinación del grado de evacuación de sedimentos son,

- Minimización de los daños de abrasión originados por materias en suspensión en los componentes de la obra.

- Susceptibilidad de las turbinas a materias en suspensión en dependencia de;
 - El tipo de la turbina
 - La composición metalúrgica de la turbina (aleación)
 - Tamaño de las partículas
 - La naturaleza mineralógica de las partículas (efecto abrasivo)
 - La caída útil (velocidad)

Según experiencias;

- Turbinas de tipo rueda son poco susceptibles a la abrasión causada por impurificaciones blandas tales como limos, arcillas y otros materiales flotantes como hierbas y hojas.

- Turbinas Kaplán (hélices) son de un mayor grado sensibles al efecto abrasivo de toda materia en suspensión.
- Turbinas Francis y Pelton en minicentrales menos afectadas por impurificaciones del agua, sin embargo la abrasión de los cangilones puede aumentarse.

La concentración admisible de materias en suspensión es fijada también por la determinación del diámetro límite de tal grano que justamente debe depositarse en el desarenador.

3.5.3. Determinación del grano límite

En consideración de los criterios antes mencionados y de los requerimientos operativos se fija un grano límite de la materia en suspensión por determinación del diámetro que precisamente debe depositarse, de acuerdo a experiencias se puede asumir para;

- Plantas de baja presión, $d_{lim} = 0.2 - 0.5 \text{ mm}$
- Plantas de media y alta presión, $d_{lim} < 0.1 - 0.2 \text{ mm}$
- Plantas con 100 m de caída y más $d_{lim} \leq 0.01 - 0.05 \text{ mm}$

Si las partículas a depositarse consisten de arena cuarcítica se pueden aplicar los valores límites aún inferiores; los valores indicados para plantas con 100 m de caída también pueden ser fijados por razones económicas cuando las fracciones granulométricas a evacuarse consisten de minerales especialmente duros como el cuarzo, feldespato y granate.

Las centrales hidroeléctricas pueden ser diseñadas como centrales de alta y media presión según la siguiente condición empírica;

$$\frac{h}{\sqrt[3]{Q}} \geq 100 \quad (\text{ec. 3.35})$$

donde Q es el caudal de diseño en m³/s y h la altura bruta en m.

Las tuberías forzadas de tales plantas generalmente tienen longitudes considerables con fuertes caídas, por eso se trata de tuberías cargadas de altas presiones interiores, una central de baja presión tiene caídas de $h \leq 10$ m.

Considerando las granulometrías límites antes mencionadas para los diferentes tipos de plantas y suponiendo que minicentrales hidroeléctricas en general tienen caídas ≤ 100 m se puede constatar que la granulometría límite a evacuarse es;

- En el caso normal puede ser determinada con 0.2 mm
- Solamente en casos extraordinarios debería ser seleccionada con $d_{\text{lim}} = 0.05$ mm

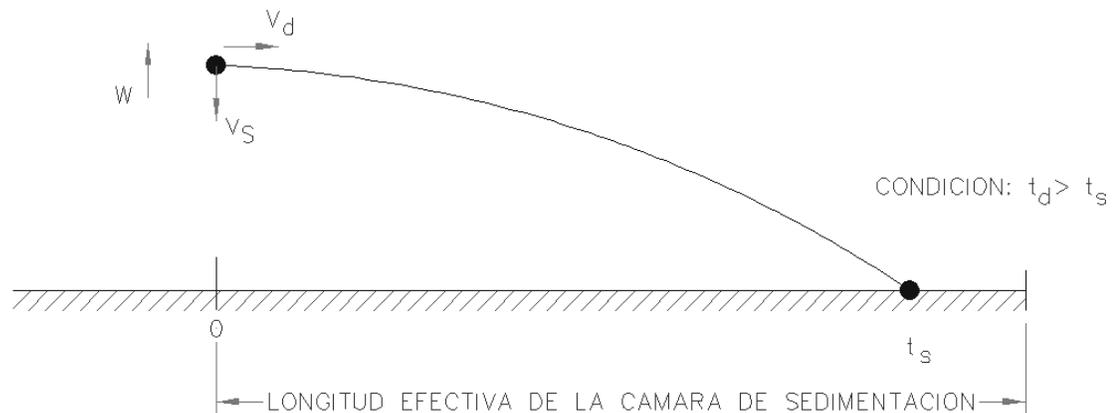
Excepciones

- Caída > 100 m
- Mineral como cuarzo puro o material parecido
- Tipo de turbina; Francis o turbina de tipo rueda

3.5.4. Dimensionamiento del desarenador

El agua afluyente al desarenador es retardada por una ampliación de la sección transversal del embalse de tal manera que las partículas en suspensión dejan de flotar y se depositan; las partículas en las aguas entrantes con la materia en suspensión transportada por las mismas en dirección horizontal con velocidad constante deben llegar al final de la cámara recién cuando el proceso de sedimentación esté concluido, es decir el tiempo de sedimentación t_s debe ser más corto que el tiempo requerido para el transcurso de agua por todo el largo de la cámara (tiempo de desplazamiento) t_D figura 47.

Figura 47. **Curva esquemática de arena "K" depositándose bajo la influencia de la turbulencia**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 138

- V_d es velocidad horizontal de la corriente en la cámara de sedimentación en m/s.

- V_s es velocidad vertical de sedimentación de los granos en el agua estancada en m/s.
- W es el empuje de ascenso dinámico que se debe a turbulencias en el escurrimiento, en N (corriente turbulenta).

De manera entonces que la velocidad efectiva de descenso de las partículas es;

$$V_s' = V_s - W \text{ en m/s,} \quad (\text{ec. 3.36})$$

Esencialmente W es una función de la velocidad media de la corriente en la cámara de sedimentación, como valor de estimación sirve el siguiente;

$$W = a.V_d \text{ con } a = 0.04 \quad (\text{ec. 3.37})$$

Así es que: $V_s' = V_s - 0.04(V_d)$ en m/s; para el proceso de sedimentación resultan las siguientes cuatro relaciones,

- $t_d = \frac{L}{V_d}$ en s (ec. 3.38)

donde L = longitud efectiva de la cámara de sedimentación en m

V_d = velocidad media de la corriente en m/s

- $t_s = \frac{h}{V_s'}$ en s (ec. 3.39)

donde h = profundidad efectiva del desarenador en m

V_s' = velocidad media efectiva de sedimentación

De una sección rectangular del desarenador resulta,

- $V_d = \frac{Q}{B \cdot h}$ en m/s (ec. 3.40)

donde Q = caudales en m³ /s,

B = ancho del desarenador en m

h = profundidad del desarenador en m

- Por transformación y utilizando la relación límite $t_d = t_s$ resulta:

$$L = \frac{V_d \cdot h}{V_s} = \frac{V_d \cdot h}{V_s - 0.04V_d} \text{ en m} \quad (\text{ec. 3.41})$$

Cuando haya velocidades de descenso V_s muy pequeñas se ve que el denominador puede tomar un valor negativo, si esto ocurre una sedimentación bajo las condiciones asumidas no es posible; el resultado es que la determinación de la velocidad de sedimentación V_s tiene una importancia decisiva, ésta es una función del movimiento de agua, del estado de la corriente, de la viscosidad cinemática, de la forma y dimensión de la materia en suspensión y del peso específico de las partículas.

La velocidad de sedimentación depende especialmente del estado del escurrimiento, corriente que corre alrededor de los granos, durante el proceso de sedimentación del número de Reynolds se deduce,

Vale para $R_{ek} < 1$ Ley de Stokes (corriente laminar)

$$V_s = (s - 1) \frac{g}{18\nu} d^2 \quad (\text{ec. 3.42})$$

Donde

d = diámetro granular en cm

s = peso específico de los granos dividido por masa específica del agua

(2.5 – 2.7 g/cm³ para arena)

ν = viscosidad cinemática del agua (0.0132 cm²/s con 10⁰C en agua limpia)

g = gravedad (9.81 m²/s)

$R_{ek} > 2000$ Ley de Newton (corriente turbulenta)

$$V_s = \sqrt{(s-1) \frac{4gd}{3c}} \quad (\text{ec. 3.43})$$

Donde

c = coeficiente de resistencia de los granos (0.5 para granos redondos)

$1 < R_{ek} < 2000$ se llama zona de transición

La figura 48 muestra el comportamiento de la velocidad de sedimentación en donde se reconocen las zonas mencionadas sin embargo en el desarenador mismo predomina una corriente turbulenta según el número de Reynolds.

$$R_e = \frac{V_d D}{\nu} > 2000 \quad (\text{ec. 3.44})$$

$$4F/U = 4 \frac{B \cdot h}{B + 2h} \quad (\text{ec. 3.45})$$

Donde

D = diámetro equivalente, en m

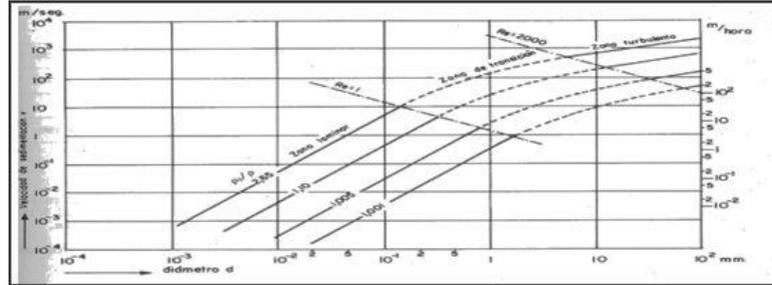
B = ancho de la cámara de sedimentación, en m

h = altura efectiva del desarenador, en m

F = área transversal de la sección de la cámara, en m²

U = perímetro mojado, en m

Figura 48. **Velocidad de descenso de las partículas en aguas tranquilas a temperatura de 10⁰C.**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 138

Para otras temperaturas se debe multiplicar los valores según la Ley de Stokes.

De manera entonces que la velocidad de sedimentación V_s según la gráfica de la figura 47 debe ser reducida correspondientemente y sustituida en la ecuación 3.41, la velocidad horizontal V_d no debe sobrepasar un valor máximo para que;

- Las materias en suspensión puedan depositarse.
- Las materias en suspensión ya depositadas no sean arrastradas nuevamente.
- Las materias en el proceso de descenso no sean puestas nuevamente en flotación

Esta velocidad considerada como valor límite puede ser comparada con la velocidad crítica conocida de las teorías del acarreo o sea del flujo de sólidos en suspensión, esta velocidad crítica puede describirse según la siguiente ecuación;

$$V_d = a\sqrt{d} \text{ en cm/s} \quad (\text{ec. 3.46})$$

Donde

d = diámetro granular, en mm.

a = coeficiente en dependencia de d con valores a = 36 si d > 1 mm y a = 44 con, 1 mm > d > 0.1 mm

para d = 0.2 resulta entonces $V_d = 44\sqrt{0.2} = 19.7 \text{ cm/s}$

En la práctica se ha escogido una velocidad media de la corriente $V_d = 0.2 \text{ m/s}$ por transformación de la ecuación del paso 1; $V_d = \frac{L}{t_d}$ y al sustituirla en la ecuación 3.40 resulta;

$$V_d = \frac{L}{t_d} = \frac{Q}{B.h} Q t_d = LBh \quad (\text{ec. 3.47})$$

El volumen del desarenador deben ser igual que el volumen de agua que entra en la unidad de tiempo de espera conocido como tiempo de paso o tiempo de sedimentación; con la velocidad de la corriente V_d ya conocida se puede calcular ahora las dimensiones de la cámara de sedimentación teniendo la longitud y el ancho del desarenador menor influencia sobre los costos que las obras de fundición y excavación de tierra; se selecciona entonces la profundidad h.

Para MCH la profundidad h debería encontrarse entre 0.5 y 2 m; al poner h , V_S y V_D en la ecuación 3.41 se puede calcular L , con V_d , h y Q se puede calcular B según la ecuación 3.47.

3.5.5. Ejemplo de cálculo del desarenador

Se determina el grano límite según el siguiente criterio; de acuerdo con los requerimientos operativos se fija un grano límite de la materia en suspensión el cual debe precisamente depositarse, para plantas de baja y alta presión se hace empíricamente encontrado un grano límite de 0.2 mm para alturas de caída mayores a 100 metros; en presencia de arena de cuarzo se aplica un $d_{\text{límite}} = 0.05$ mm (caso excepcional).

Se determina la velocidad de escorrentía horizontal según el criterio; la velocidad de la corriente V_d en el desarenador no debe exceder un valor máximo a fin de que el grano límite pueda depositarse.

$$V_d = a\sqrt{d} \quad (\text{ec. 3.48})$$

d = diámetro del grano, en mm

a = coeficiente en función de d

Para $d = 0.2$ mm, $a = 44 \rightarrow V_d = 44\sqrt{0.2} = 19.7$ cm/s

en la practica se usa $V_d = 0.2$ m/s

Cálculo de las dimensiones del desarenador según el criterio; la longitud del desarenador esta dado por la ecuación;

$$L = \frac{V_d \cdot h}{V_S - 0.04V_d} \text{ en metros} \quad (\text{ec. 3.49})$$

Donde

L = longitud efectiva de sedimentación en m

h = profundidad de sedimentación en m

V_d = velocidad horizontal de la corriente en m/s

V_s = velocidad vertical de sedimentación del grano límite en m/s, según la

gráfica de la figura 48 en función de $\frac{\gamma_s}{\gamma_w}$

γ_s = peso específico de granos, por ejemplo para la arena es 2.7

γ_w = peso específico del agua

Cuando hayan velocidades de descenso V_s muy pequeñas se ve que el denominador puede tomar un valor negativo, si esto ocurre una sedimentación bajo las condiciones asumidas no será posible.

El ancho del desarenador se define por medio de la ecuación;

$$B = \frac{Q \cdot t_d}{L \cdot h} \text{ en metros : } t_d = \frac{L}{V_d} \quad (\text{ec. 3.50})$$

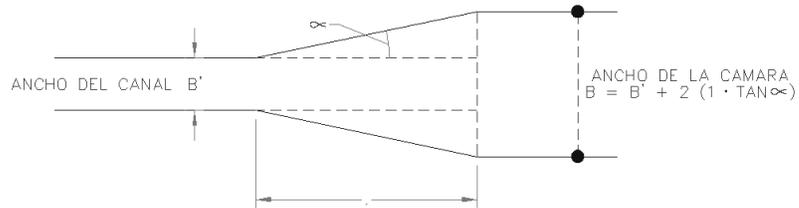
Donde

Q = caudal en m³/s

t_d = tiempo de transcurso en segundos

Para lograr una afluyente homogénea a lo largo de toda la cámara de sedimentación es necesario construir la zona de transición según la gráfica de la figura 49.

Figura 49. **Zona de transición en un desarenador**

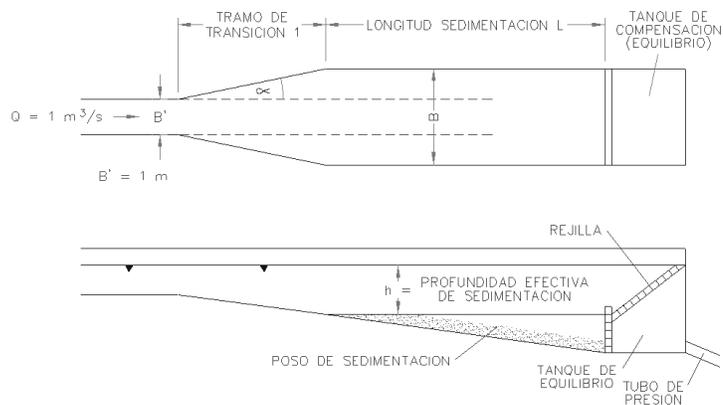


Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 144

$$\text{Longitud de transición} = l = \frac{B - B'}{2 \tan \alpha} \leq \frac{L}{3} \quad (\text{ec. 3.51})$$

Aplicando valores numéricos al ejemplo, ver figura 50;

Figura 50. **Ejemplo numérico para calcular un desarenador**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 144

Se escoge la profundidad de sedimentación $h = 1$ m, para el grano límite de 0.2 mm.

$$V_d = 0.2 \text{ m/s}$$

$$S = 2.7 \rightarrow V_s = 2.8 \text{ cm/s}$$

$$\alpha = 12^\circ$$

$$\rightarrow L = \frac{V_d \cdot h}{V_s - 0.04V_d} = \frac{0.2(0.1)}{0.028 - 0.04(0.2)} = 10 \text{ m}$$

Determinación de B;

$$B = \frac{Q \cdot t_d}{L \cdot h}, \text{ con } t_d = \frac{L}{V_d} = \frac{10}{0.2} = 50 \text{ s}$$

$$\rightarrow B = \frac{1(50)}{10(1)} = 5 \text{ m}$$

Haciendo la prueba para las dimensiones de la cámara;

$$l = \frac{B - B'}{2 \tan \alpha} = \frac{5 - 1}{2 \tan 12^\circ} = 9.4 \text{ m} > \frac{L}{3} \text{ porque } \frac{L}{3} = 3.333$$

La zona de transición es demasiado larga, nuevamente escogiendo la profundidad de sedimentación $h = 1.5$ m y repitiendo los cálculos;

$$L = 15, B = 3.33 \text{ con } t_d = 75 \text{ segundos}$$

Al hacer la prueba;

$$l = \frac{3.33 - 1}{2(0.2126)} = 5.49 \text{ m} \approx \frac{L}{3} = 5$$

$$\text{con } \alpha = 14^\circ$$

$$l = \frac{3.33 - 1}{2(0.2493)} = 4.68 < \frac{L}{3}$$

Entonces las dimensiones del desarenador son;

$$L = 15 \text{ m}, h = 1.5 \text{ m}, B = 3.4 \text{ m}, l = 4.7 \text{ m y } \alpha = 14^\circ$$

3.6. Tubería de presión

Son tuberías de acero o PVC que transportan agua bajo presión hasta la turbina, debido a que el costo de esta tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la MCH es prioritario optimizar su diseño para reducir los costos de mantenimiento y la inversión inicial.

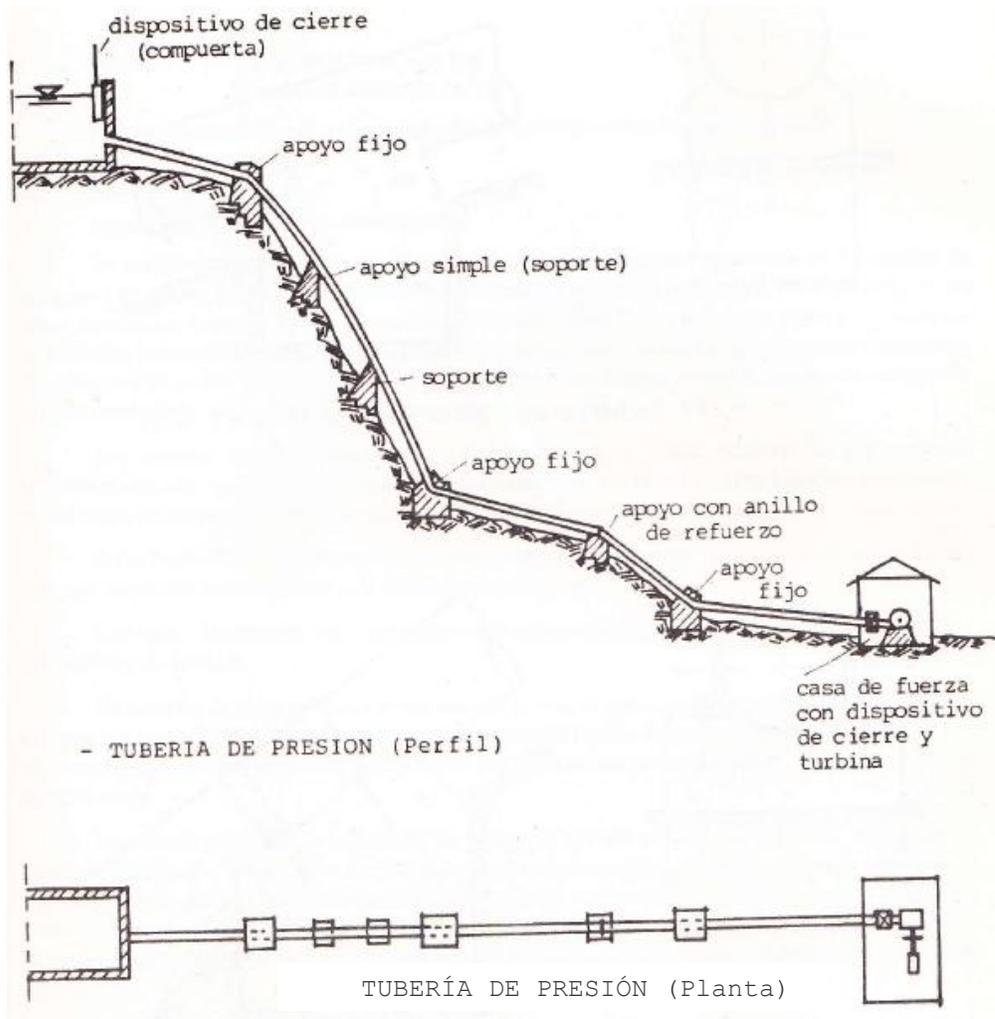
Para que los costos de mantenimiento sean bajos hay que colocar los soportes y los anclajes de la tubería en pendientes estables y encontrar buenos cimientos, no deberá haber peligro de erosión por desprendimientos en las laderas pero si acceso seguro para hacer los trabajos de mantenimiento y reparación (por ejemplo, repintado). Al momento de hacer la proyección de los costos de la tubería es fácil subvalorar los gastos de diversas operaciones secundarias como uniones y pintura.

3.6.1. Diseño general y sistema de apoyos

La tubería forzada referente al perfil longitudinal se adapta al terreno con la pendiente respectiva y en el trayecto puede poseer uno o varios codos que son puntos de cambio de pendiente, éstos son sujetos a fuerzas adicionales debido a esfuerzos de desviación de la escorrentía del agua dentro del tubo, en vista en planta el alineamiento debe ser recto tal como lo muestra la figura 51 en donde se muestra el perfil y la planta de la tubería.

Los apoyos consisten en bloques de concreto, estos pueden ser simples soportes que admiten pequeños desplazamientos del tubo en dirección longitudinal.

Figura 51. Tubería de presión, perfil y planta



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 145

En caso que haya fuerzas consideradas despreciables en dirección vertical se absorben mediante cintas de fijación ancladas al zócalo como se muestra en la figura 52, en lugares donde hay cambio de pendiente la tubería de presión será anclada con apoyos fijos que impiden movimientos en toda

dirección y que facilitan la absorción del esfuerzo de desviación por medio del peso del bloque de concreto, la profundidad de la cimentación de los soportes y apoyos fijos debe ser tal que todo deslizamiento sea imposible; eventualmente habrá que prever anclajes especiales que aseguren los bloques de concreto en el subsuelo y que impidan deslizamientos.

Frecuentemente se utilizan tuberías de presión colocadas en superficies abiertas, con esto se logra un montaje rápido a bajo costo de las piezas y se puede vigilar la tubería en momentos de operación así como se facilita el acceso para las acciones de mantenimiento; ocasionalmente se usan protecciones de tubos plásticos contra los rayos ultravioleta para evitar que éstos se vuelvan quebradizos, otra opción para evitarlo es enterrando la tubería con poca cobertura de suelo.

3.6.2. Selección del material para la tubería de presión

En las tuberías de alta presión es esencial seleccionar un material más adecuado, como se dijo anteriormente, la inversión en la tubería de presión tiene un costo significativo, los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos pueden ser nombrados de alta presión cuando;

$$\frac{H_R}{\sqrt[3]{Q}} \geq 100 \quad (\text{ec. 3.52})$$

Donde

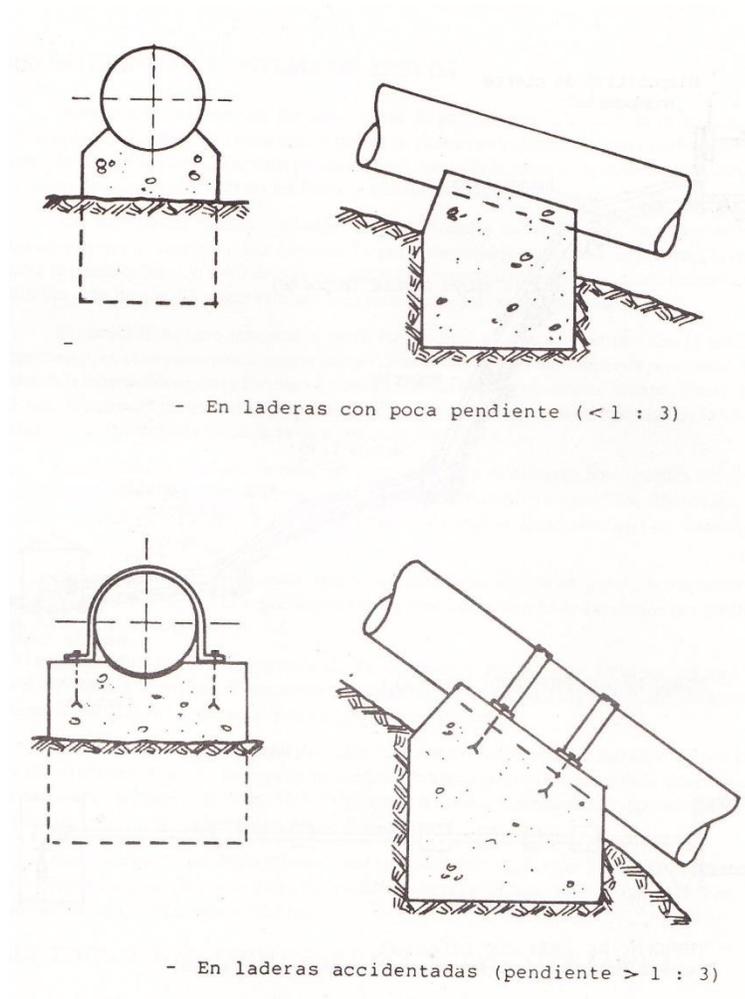
H_R = caída en el tubo en metros

Q = caudal de diseño en m^3/s

Los siguientes materiales son aptos para ser aplicados en tuberías de presión;

- Plásticos
- Acero laminado
- Acero fundido (fundición centrifugada)

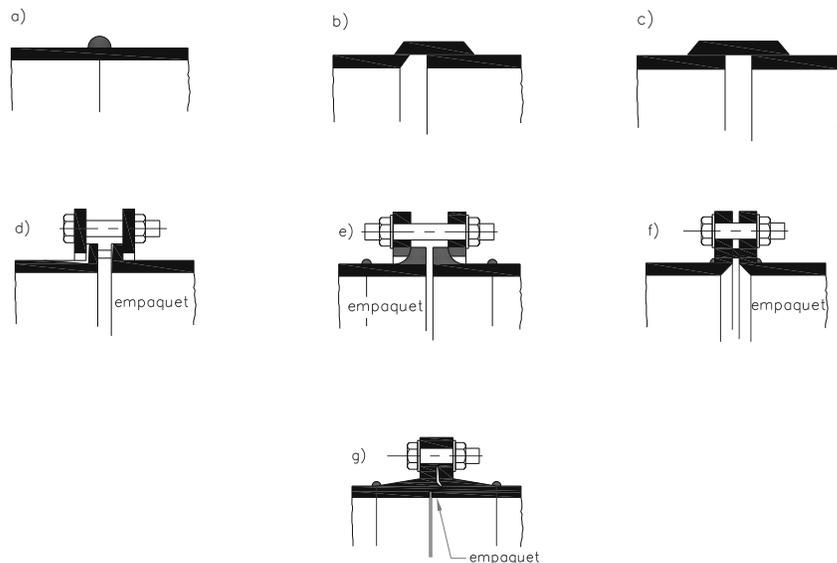
Figura 52. **Construcción de soportes sin y con cinta metálica de fijación**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 145

La tubería se confecciona en piezas de diferentes longitudes las cuales dependen de los medios de transporte, acceso y las condiciones locales de la obra; en la mayoría de los casos para juntar tubos de acero se hace con soldadura en los extremos; tubos de menor diámetro puede ser atornillados o enchufados con sus respectivas uniones, bridas o mangos si se trata de tubos plásticos o acero fundido. En la figura 53 se muestra las diferentes posibilidades de uniones de tubería para soldadura, brida atornillada y enchufe con manguitos.

Figura 53. **Conexiones de tubos rígidos. a) junta soldada b) manguito soldado c) cubrejunta soldada d) bridas sueltas para tubos con pared delgada e) bridas sueltas para tubo con pared gruesa f) bridas sueltas para tubo con pared delgada g) bridas sueltas para tubos con pared gruesa**

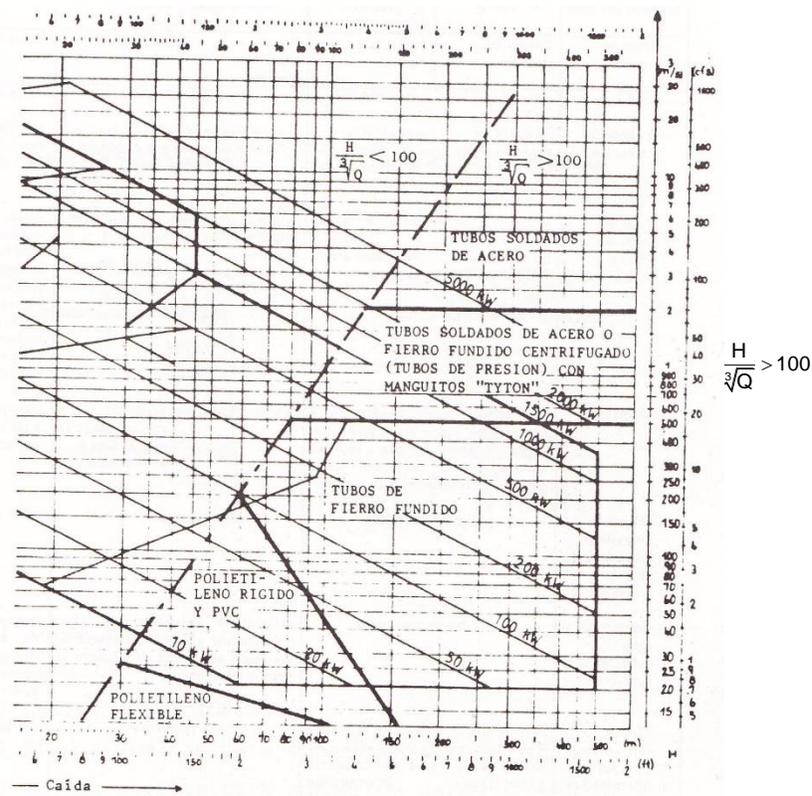


Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 150

En la tabla XXI se encuentran los criterios mas importantes para la selección del material adecuado y en la figura 54 hay una gráfica muy conveniente que muestra las zonas económicas de aplicación de los diferentes materiales en función del caudal y caída para plantas de alta presión.

En tuberías de acero es de suma importancia prever la protección contra la corrosión en la pared exterior del tubo; los tubos no protegidos son propensos al rápido desgaste e implica el pronto reemplazo por ciertos tramos; se aplica por lo tanto una pintura anticorrosiva al exterior del tubo de acero.

Figura 54. **Materiales y zonas económicas de aplicación**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 150

Tabla XXI. Criterios de selección para el material de la tubería forzada

Material del tubo	Tubos Plásticos		Tubos de acero fundido (centrifugado)		
Criterios de aplicación	Polietileno Flexible	Polietileno Rígido	Juntas resistentes a la tracción	Juntas no resistentes a la tracción	Tubos de acero
Caudal	máx. 30 l/s	máx. 200 l/s	Cualquier caudal		
Presión (en operación)	máx. 100 m	máx. 160 m	máx. 400 m de columna de agua (en función del espesor de pared del tubo y del diámetro)		en función del espesor de pared y del diámetro
	de columna de agua, en función del espesor de pared del tubo y del diámetro				
Modo de unión de tubos a ensamblarse	mangos enroscados o bridas impermeables		uniones enroscadas o bridas impermeables y resistentes a la presión		bridas soldadas o uniones simplemente soldadas
	no resistentes a la tracción	resistentes a la tracción	no resistentes a la tracción	resistentes a la tracción	
Montaje	muy simple: tubos rápidamente a juntarse, no todos estos tubos son aptos (en caso de laderas propensas a deslizamiento) uniones no resistentes a la tracción		simple, rápido montaje		trabajoso debido a las acciones de soldadura
				aptos en laderas propensas a deslizamiento	
Peligro de desgaste (a causa de arena en suspensión)	Peligro de desgaste		peligro menos pronunciado		poco peligro
Resistencia al agua químicamente agresiva	muy buena resistencia		resistencia relativamente alta; reduciéndose a medida del avance de corrosión al interior de acuerdo al tiempo operado		poca resistencia; de acuerdo al tiempo operado; corrosión de la pared interior
Efecto de rayos UV	muy sensibles a los rayos UV; siendo el PVC el más susceptible. Solo usar tubos con alta resistencia garantizada. Protección profiláctica o enterrar la tubería		sin problemas		sin influencia
Costo de la tubería	menos costosa que los tubos de metal		más caros que los tubos plásticos y que los de acero		menos costosos que tubos de acero fundido centrifugado
Costo del montaje	relativamente bajo		relativamente bajo		relativamente alto

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 150

Los daños debidos a la corrosión pueden presentarse en forma más grave al interior del tubo, particularmente cuando el agua es químicamente agresiva y así tiende a destruir la pared interior del tubo produciendo manchas de corrosión, esto va junto con un aumento de la rugosidad; el efecto final es la introducción de grandes pérdidas de energía en conductos largos de tal manera que el salto aprovechable se reduce considerablemente; el peligro de la oxidación también esta presente, especialmente en períodos de descanso de la planta.

3.6.3. Selección del diámetro adecuado

El diámetro requerido del tubo es basado en la siguiente ecuación;

$$d = 1.13 \sqrt{\frac{Q}{V}} \text{ en metros,} \quad (\text{ec. 3.53})$$

Donde

Q = caudal del agua motriz, en m³/s

V = velocidad del agua dentro del tubo, en m/s

Cuando el caudal de agua motriz ya es conocido únicamente habrá que introducir en la fórmula un valor de velocidad admitida, ésta depende de la de la pendiente, del diámetro y de las pérdidas de fricción; en tubos de diámetros pequeños se producen altas velocidades y estas van parejo con pérdidas apreciables de fricción e implican considerables golpes de ariete cuando las turbinas se cierran bruscamente, por lo tanto se recomienda velocidades máximas comprendidas entre 3 a 5 m/s.

En la figura 55 se encuentran las velocidades máximas admisibles en función de la longitud de la tubería y de la presión hidrostática, de acuerdo a la velocidad escogida se puede averiguar el diámetro del conducto mediante la fórmula antes mencionada.

3.6.4. Caída neta y pérdidas de carga

La caída neta resulta de la caída bruta menos las pérdidas de energía debidas a la fricción del tubo, codos, la rejilla y la entrada;

$$H = H_R - \sum \Delta h \text{ en m,} \quad (\text{ec. 3.54})$$

Donde

H_R = caída bruta, en metros

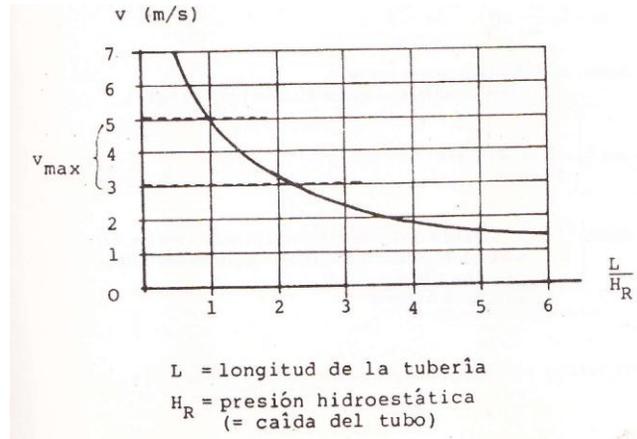
$\sum \Delta h$ = suma de las pérdidas individuales de carga, en metros

La caída bruta H_R es determinada por;

- El nivel superior de agua en el tanque de equilibrio (cámara de carga).
- El nivel inferior de agua; en turbinas de reacción este nivel representado por aguas abajo; en turbinas de impulso (de chorro libre o turbinas Pelton) este nivel se refiere a la cota de tobera (ver figura 56)

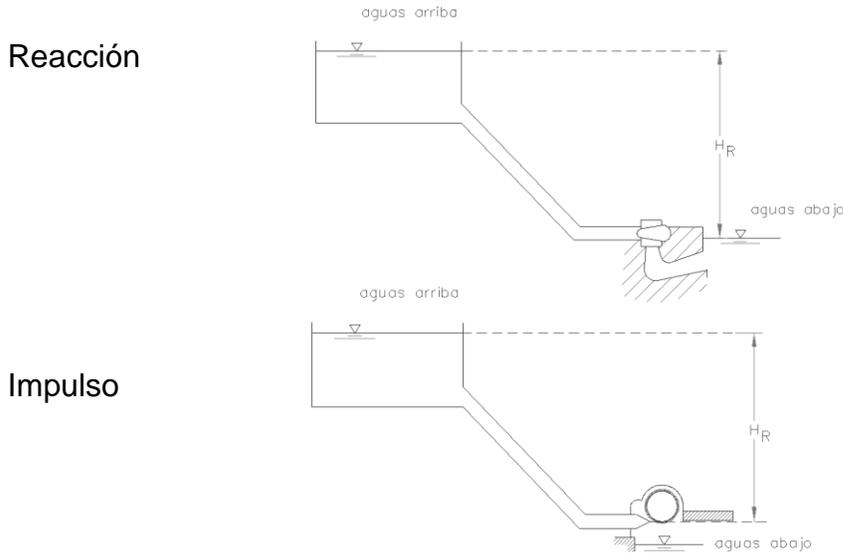
Aguas abajo hay que tomar en cuenta fluctuaciones de los niveles de agua.

Figura 55. **Velocidades máximas en tuberías de presión en función del gradiente**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 153

Figura 56. **Caída bruta H_R en turbinas de reacción y de impulso**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 155

Las pérdidas individuales de carga se agrupan en siete criterios; pérdidas de la rejilla, de entrada, en codos, por fricción en el tubo, en dispositivos de cierre, por bifurcaciones y por estrechamiento.

- Pérdidas de la rejilla h_R :

$$h_R = \xi_R \cdot \frac{v^2}{2g} \text{ en m} \quad (\text{ec. 3.55})$$

Donde

ξ_R = coeficiente de pérdida (adimensional)

v = velocidad del agua entrante a la rejilla (m/s)

$$\text{con; } \xi_R = \beta \cdot \text{sen} \alpha \cdot \left(\frac{d}{a} \right)^{4/3} \quad (\text{ec. 3.56})$$

Donde

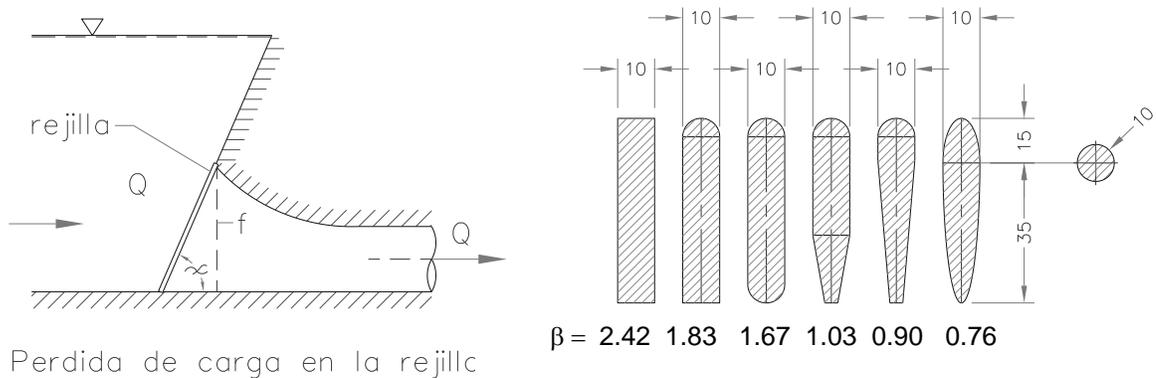
β = coeficiente de la forma de las barras de la rejilla

α = ángulo de inclinación contra la horizontal (dirección de flujo)

d = espesor de la barra, en m

a = espacio entre barras, en m

Figura 57. Coeficiente de la forma β de las barras de la rejilla



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 156

- Pérdidas de entrada:

$$h_E = \xi_E \frac{v^2}{2g} \text{ en metros} \quad (\text{ec. 3.57})$$

donde:

ξ_E = coeficiente de pérdida; depende de la entrada (adimensional)

v = velocidad dentro del tubo, en m/s

- Pérdida en codos, ver figura 58:

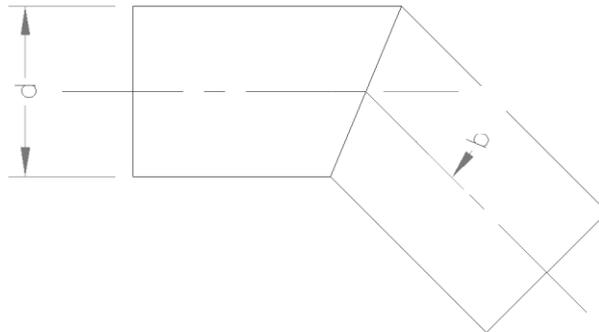
$$h_K = \xi_K \frac{v^2}{2g} \text{ en metros} \quad (\text{ec. 3.58})$$

donde:

ξ_K = coeficiente de pérdida; depende del ángulo del codo, adimensional

v = velocidad dentro del tubo, en m/s

Figura 58. **Coeficiente de pérdidas en codos**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 156

Al ensayar distintos ángulos en la ecuación 3.58 para codos circulares se obtiene:

δ	10°	15°	22.5°	30°	45°	60°	90°
ξ_K	0.044	0.062	0.154	0.165	0.320	0.684	1.265

- Pérdidas por fricción en el tubo:

$$h_{\text{fricc}} = \lambda \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \text{ en metros,} \quad (\text{ec. 3.59})$$

con coeficiente de pérdida $\lambda = 0.001 \left(\frac{K}{d} \right)^{0.134}$

Donde

L = longitud de la tubería, en metros

d = diámetro interior de la tubería, en metros

v = velocidad dentro del tubo, en m/s

Los parámetros K son;

K = 1.5 [m] en tubos de acero nuevos

K = 2.5 [m] en tubos de hierro fundido nuevos

K = 5.0 [m] en tubos de acero con mucho tiempo de uso (corroído)

K = 7.0 [m] en tubos de acero corroído, después de mucho tiempo sin operación

K = 0.5 [m] en tubos plásticos

La pérdida por fricción en el tubo de alta presión es la más importante de todas las pérdidas individuales, debido a la longitud de la tubería.

- Pérdidas en dispositivos de cierre (válvulas)

$$h_v = \xi_v \cdot \frac{v^2}{2g} \text{ en metros,} \quad (\text{ec.3.60})$$

Donde

ξ_v = coeficiente de pérdida, depende del tipo de válvula

0.20 a 0.40 : Válvula de estrangulamiento (mariposa)

0.1 : Válvula esférica (de bola)

1.20 a 2.50: Válvula anular

V = velocidad dentro del tubo, en m/s

En plantas con caídas grandes y consecuentemente con longitudes considerables en la tubería de presión, las pérdidas por fricción son muy apreciables representando un porcentaje igual o mayor al 90% de la totalidad de pérdidas, por lo tanto a veces solo es necesario calcular las pérdidas de carga en el tubo y agregar un cierto porcentaje ($\geq 10\%$) para el resto de pérdidas.

- Pérdidas por bifurcación en la tubería, ver figuras 59 y 60

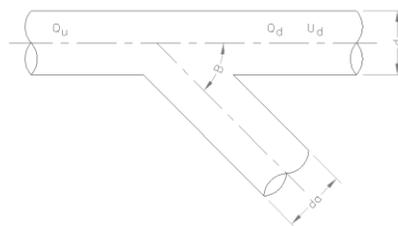
$$h_{\text{RAM}} = \xi' \frac{v^2}{2g} \text{ en metros} \quad (\text{ec. 3.61})$$

Donde

ξ' = coeficiente de pérdidas dependiente de la relación de las corrientes parciales de los diámetros y del ángulo de desviación del ramal

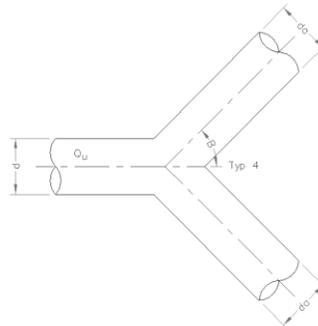
El tipo de pérdidas por bifurcación se produce cuando un solo conducto se bifurca y se tiende por cierto tramo en tubos múltiples, puede ser el caso cuando el agua motriz de una tubería de presión debe ser conducida a dos turbinas paralelas o cuando una turbina Pelton es admitida con dos toberas.

Figura 59. **Tubos en Y (simétricos) y diferente admisión**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 159

Figura 60. Tubos en “Y” simétricos



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 159

Tabla XXII Coeficientes de pérdidas para bifurcaciones en tubos circulares, con diámetros $d = d_a$

Ángulo de desviación β	90°		45°	
	ζ_a'	ζ_d'	ζ_a'	ζ_d'
$Q_a/Q = 0$	0.95	0.04	0.90	0.04
= 0.2	0.88	-0.08	0.68	-0.06
= 0.4	0.89	0.05	0.50	0.04
= 0.6	0.95	0.07	0.38	0.07
= 0.8	1.10	0.21	0.35	0.20
= 1	1.28	0.35	0.48	0.33

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 159

Tabla XXIII **Coefficiente de pérdidas para tubos Y simétricos con $\beta = 45^\circ$ y diferente admisión**

d_a / d	1		0.707	
Q_a / Q	$\zeta a'$	ζa	$\zeta a'$	ζa
0.5	0.55	2.20	0.75	0.75
1	0.50	0.50	1.35	0.34

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 159

- Pérdidas por estrechamiento del tubo, ver figuras 61 y 62
 - Estrechamiento repentino

$$h_{\text{estr}} = \zeta \frac{v_2^2}{2g} = c \left(1 - \frac{F_2}{F_1} \right)^2 \frac{v_2^2}{2g} \text{ en metros,} \quad (\text{ec. 3.62})$$

Donde

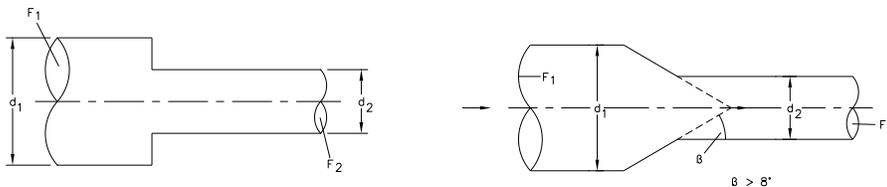
v_2 = velocidad del agua en el tubo *detrás* del estrechamiento, en m/s

F_1 = área de la sección transversal delante del estrechamiento

F_2 = área de la sección transversal detrás del estrechamiento

c = coeficiente de corrección; 0.4 + 0.5, en el caso del estrechamiento repentino se puede hacer el cálculo con $c = 0.45$

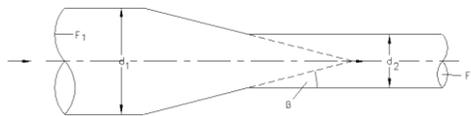
Figura 61. **Estrechamientos repentinos**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 160

- Estrechamiento paulatino; las pérdidas ocasionadas por este estrechamiento se pueden despreciar cuando el ángulo del estrechamiento del tubo no sea mayor a 8° , cuando los ángulos sean mayores a 8° la pérdida puede ser calculada en forma simplificada, de la misma manera que para un estrechamiento repentino.

Figura 62. **Estrechamiento paulatino**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p.160

3.6.5. **Determinación del espesor de pared del tubo de presión**

Con el propósito de dimensionar el espesor de la pared del conducto es necesario averiguar el polígono de aumentos de presión en la tubería según la figura 63; este polígono de aumentos de presión está relacionado con el proceso del cierre de la turbina en momentos cuando la presión alcanza su valor máximo al costado de la válvula,

$$H^X = H_R + h_{\max} \quad (\text{ec. 3.63})$$

Donde

H_R = altura de presión estática, en metros (=caída bruta)

h_{\max} = altura de presión dinámica causada por el cierre de la turbina, en metros

La altura de presión estática en este caso corresponde a la caída bruta, como se mencionó al principio de la sección 3.6.4; la altura de presión dinámica h_{\max} depende esencialmente del tiempo de cierre y resulta con,

$$h_{\max} = 0.2 \frac{vL}{T_s} \text{ en metros,} \quad (\text{ec. 3.64})$$

Donde

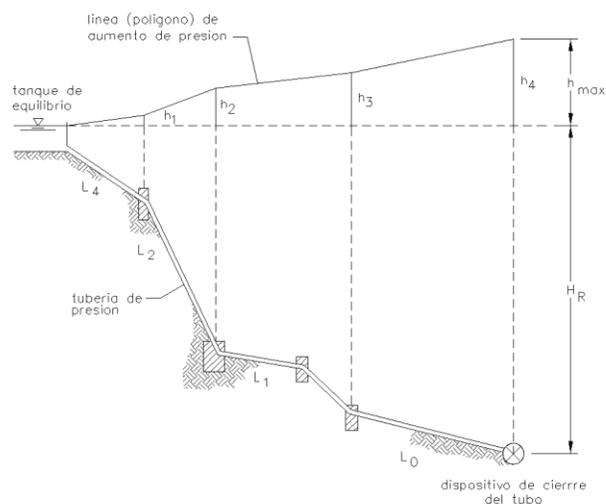
v = velocidad dentro del tubo (m/s)

L = longitud del tubo de presión (m)

T_s = lapso (tiempo) de cierre de la turbina de la válvula respectiva (s)

El tiempo de cierre debe ser limitado y los dispositivos de cierre o la válvula de cierre de la turbina deben ser construidos de tal manera que en función de la altura de caída, los siguientes valores de aumentos de presión no sean sobrepasados, ver figura 63.

Figura 63. **Polígono de aumentos de presión determinado por las dimensiones de la tubería de presión**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 161

Tabla XXIV. **Límites para H_R y h_{max}**

Altura de caída (m) $H_R =$ presión estática	Aumento máximo de presión h_{max} (m)
< 50	25
< 100	35
< 150	40
< 200	40

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 164

Respetando los límites de la tabla XXIV se logra un dimensionamiento económico del espesor de pared de tuberías de presión.

En caso de que se necesite un conducto forzado muy largo con gran altura de caída, entonces por razones económicas no se aplicará el mismo espesor de pared del tubo por toda la longitud; en función del máximo aumento de presión al costado de la válvula, en este caso es preferible dividir la tubería de presión en secciones ubicadas entre puntos de cambio de pendiente y dimensionar estos tramos individuales del conducto en su extremo inferior para los máximos esfuerzos, tomando la presión máxima que actúa en tales lugares.

Si se procede como lo anteriormente indicado se obtiene diferentes espesores de pared del conducto solamente manteniendo el mismo diámetro interior de la tubería, se calcula el espesor de pared del tubo según la siguiente ecuación;

$$t = 0.005 \frac{H^x \cdot d}{\sigma_{\text{permit}}} \text{ en mm} \quad (\text{ec. 3.65})$$

Donde

H^x = altura de presión máxima incluidos los aumentos de presión por cierre de la turbina, en m.

d = diámetro interior del tubo, en m.

σ_{permit} = tensiones admisibles del material del tubo, en N/mm^2

acero \approx 120 N/mm^2

hierro centrifugado \approx 140 N/mm^2

polietileno flexible: max \approx 6 N/mm^2

polietileno rígido max \approx 10 N/mm^2

PVC \approx 10 N/mm^2

Se aplicará al espesor de pared una sobremedida de 1.5 mm en tubos de acero, para aumentar la seguridad considerando la corrosión.

En resumen los pasos para el dimensionamiento son;

- Determinar la altura de presión hidroestática H_R .
- Determinar el aumento máximo de presión dinámica h_{max} en el lugar del dispositivo de cierre del tubo.
- En función de h_{max} averiguar el tiempo (mínimo) necesario de cierre T_S y en caso de la división de tramos de conducto.

- Averiguar los aumentos individuales de presión en los extremos interiores de los tramos.
- Dimensionar los espesores de pared del conducto.

3.6.6. Dimensionamiento de la tubería por flexión

Aparte del dimensionamiento en función de aumentos de carga con los resultados respectivos para las tensiones anulares es necesario investigar las tensiones longitudinales provocadas por la flexión del tubo las cuales yacen en los soportes.

El torque flector máximo en los apoyos puede aproximarse con la siguiente ecuación;

$$M = \frac{1}{12}(G_o + G_w).b^2.\cos\beta \text{ kN/m} \quad (\text{ec. 3.66})$$

Donde

G_o = peso propio del tramo del tubo, en kN/m

G_w = peso del agua, cantidad que se encuentra en el tramo, en kN/m

b = distancia entre apoyos, en m.

β = ángulo de inclinación contra la horizontal del tramo en consideración.

El peso G_o se obtiene en forma aproximada por medio de:

Acero $G_o \approx 0.25.d.t$ en kN/m, d en metros y t en mm

Plásticos $G_o \approx 0.05.d.t$ kN/m, d en metros y t en mm

El momento de resistencia W del tubo con diámetro interior d y espesor de pared t es;

$$W = \frac{\pi}{4} t d^2, \text{ en cm}^3 \quad (\text{ec. 3.67})$$

Con esto se calculan las máximas tensiones longitudinales del tubo;

$$\sigma = \frac{M}{W} \cdot 100 \text{ (kN/cm}^2\text{)} \quad (\text{ec. 3.68})$$

Tabla XXV. **Permitividad para distintos materiales**

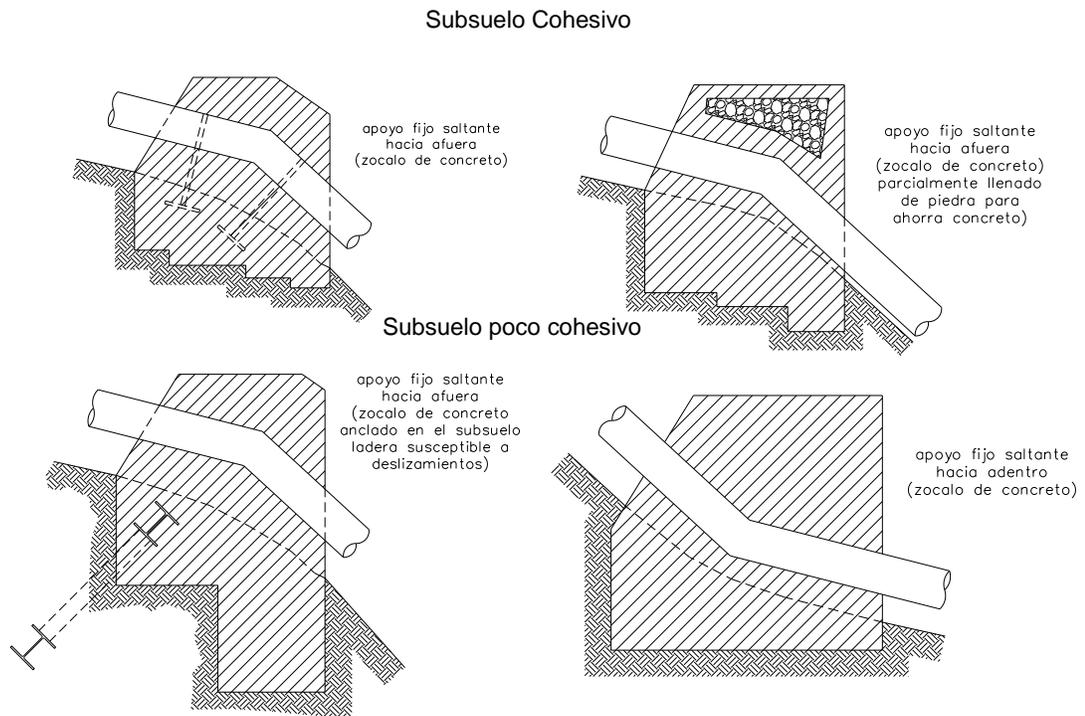
Material	Permitividad d
Acero	14 [kN/cm]
Hierro fundido centrifugado	16 [kN/cm]
Polietileno flexible	0.6 [kN/cm] (depende de las calidades del fabricante)
Polietileno rígido	1.0 [kN/cm] (depende de las calidades del fabricante)
La tensión máxima averiguada debe ser inferior a la tensión máxima admisible del material del tubo	

Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 164

3.6.7. Análisis estructural de los apoyos fijos

Los apoyos fijos de la tubería de presión sirven como estructuras de empotramiento en lugares de cambio de pendiente y pueden presentarse como puntos saltantes hacia afuera o puntos saltantes hacia adentro, ver figura 64.

Figura 64. **Construcción de apoyos fijos y tipos de subsuelo**



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 165

En apoyos saltantes hacia adentro los esfuerzos debidos a la desviación de la escorrentía actúan contra el terreno y por eso tienen una influencia favorable para la estabilidad de los soportes fijos, se logra suficiente estabilidad de este punto mediante un zócalo de concreto que impide movimientos de la tubería, tal como lo muestra la figura 64.

En apoyos saltantes hacia afuera los esfuerzos a lo contrario actúan en dirección hacia el aire y toman en función del ángulo quebrado, magnitudes considerables; debido a esto la estabilidad de tal apoyo tiene que ser asegurada mediante una mayor masa de concreto, encima del tubo habrá que colocar una

armadura en caso que existan grandes esfuerzos evitando así el desprendimiento del concreto en la superficie; si es necesario se puede colocar cintas de acero dando vuelta al tubo y anclándolas en el concreto del apoyo a fin de que el esfuerzo resultante sea absorbido por la estructura del zócalo.

En el dimensionamiento de un apoyo saltante hacia afuera se averiguan los esfuerzos cuya resultante debe ser absorbida por el contrapeso del zócalo, éstos son;

- Esfuerzos actuantes en el tramo superior del tubo
 - Peso propio del tramo del tubo (esfuerzo suspendido), este depende de las calidades suministradas por el productor

$$P_o' = G_o' \sin\beta_1 \text{ (kN)} \quad \text{(ec. 3.69)}$$
 con: $G_o' = 0.25.d.t.L' \text{ (kN)}$
 Donde
 - d = diámetro interior del tubo (m)
 - t = espesor de pared (mm)
 - L' = mitad de longitud del tramo superior del tubo
 - β_1 = ángulo de inclinación del tramo superior del tubo contra la horizontal
 - Presión de agua dentro del tubo

$$P_w' = \frac{\pi d^2}{4} \cdot \gamma_w \cdot H \text{ (kN)} \quad \text{(ec. 3.70)}$$
 Donde
 - H = altura decisiva de presión en punto de cambio de pendiente (m)
 - γ_w = peso específico del agua (kN/m³)
 - d = diámetro interior del tubo (m)

- Esfuerzo de impulso a la desviación de la escorrentía en el tubo

$$P_1' = \frac{\gamma_w}{g} \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot v^2 \text{ en (kN)} \quad (\text{ec. 3.71})$$

Donde

g = gravedad = 9.81 m² / s

v = velocidad del agua dentro del tubo (m/s)

- Esfuerzos actuantes en el tramo inferior del tubo

- Peso propio del tramo de tubo (esfuerzo suspendido)

$$P_o'' = -G_o'' \cdot \sin \beta_2 \text{ (kN)} \quad (\text{ec. 3.72})$$

Donde

$G_o'' = 0.25 \cdot d \cdot t \cdot L'' \text{ (kN)}$

β_2 = ángulo de inclinación del tramo inferior horizontal (en grados)

L'' = mitad de longitud del tramo inferior (m)

- Presión de agua dentro del tubo

$$P_w'' = -\frac{\pi d^2}{4} \cdot \gamma_w \cdot H \text{ (en kN)} \quad (\text{ec. 3.73})$$

- Esfuerzo de impulso debido a la desviación de la escorrentía en el tubo

$$P_1'' = -\frac{\pi d^2}{4} \cdot \gamma_w \cdot H \text{ (kN)} \quad (\text{ec. 3.74})$$

Se introducen gráficamente estos esfuerzos saliendo del punto de intersección de ejes de los dos tramos del tubo, ver figura 65.

En la prolongación de ejes respectivos en dirección hacia el apoyo fijo;

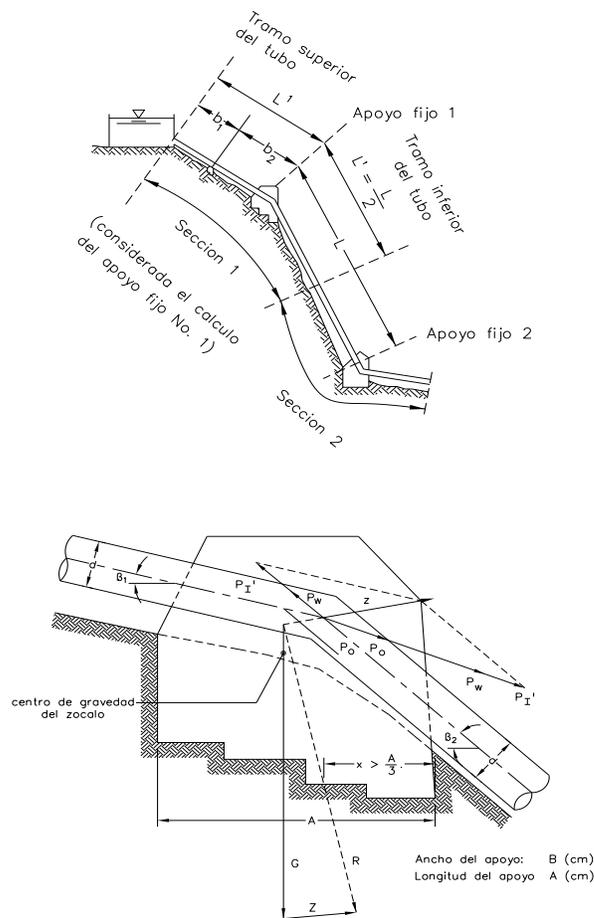
- Prolongación del eje superior hacia abajo:

$$\sum P' = P_o' + P_w' + P_i' \quad (\text{ec. 3.75})$$

- Prolongación del eje superior hacia arriba:

$$\sum P'' = P_o'' + P_w'' + P_i'' \quad (\text{ec. 3.76})$$

Figura 65. Esquemas para el dimensionamiento del apoyo fijo



Fuente: FERNÁNDEZ, Lautering Viaene. Taller de microcentrales hidroeléctricas. p. 168

Los esfuerzos negativos se representan gráficamente en un sentido opuesto, por ejemplo P_o' hacia abajo.

La fuerza resultante Z se da como la suma vectorial y representa con su valor y su dirección la fuerza actuando sobre el apoyo fijo, como lo muestra el segundo esquema de la figura 65, el apoyo fijo esta condicionado de absorber esta fuerza Z con su propio peso (G) siempre y cuando la resultante R (de G y Z) tenga el punto de intersección en la junta de cimentación; en el tercio interior de la longitud de cimentación por;

$$x > \frac{L}{3}$$

Por razones estructurales de equilibrio estático los apoyos saltantes hacia afuera han de ser diseñados de tal manera que el centro de gravedad del zócalo se encuentre más arriba de la intersección de eje de tubos, dado este caso las fuerzas actuantes hacia abajo ($\sum P''$) son mejor absorbidas por el zócalo de concreto.

4. TURBINAS HIDRÁULICAS Y TRANSMISIÓN DE POTENCIA

4.1. Partes fundamentales de una turbina hidráulica

Una turbina hidráulica elemental o monocelular tiene básicamente una serie de álabes fijos (distribuidor) y otra de álabes móviles (rueda, rodete o rotor), la asociación de un órgano fijo y una rueda móvil constituye una célula.

Una turbomáquina se compone de tres órganos diferentes que el fluido atraviesa en orden, éstos son; distribuidor, rodete y difusor; están localizados dentro de la carcasa de la máquina, el distribuidor y el difusor en algunas máquinas puede no existir (ver figura 66).

4.1.1. Carcasa

Es la estructura de soporte principal de la turbina, este elemento tiene la función general de cubrir y soportar a las partes de la turbina, en las turbinas Francis y Kaplan tiene la forma de una espiral

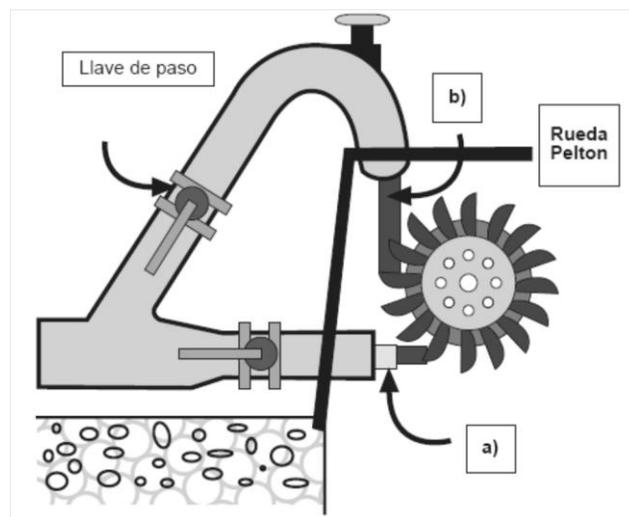
4.1.2. Distribuidor

Es un elemento estático porque en él no se realiza trabajo mecánico y tampoco posee velocidad angular, adopta diferentes formas; puede ser de tipo inyector en las turbinas de acción o de forma radial en las turbinas de reacción axial y semi-axial.

Sus funciones principales son;

- Acelerar el flujo de agua al transformar total o parcialmente la energía del agua.
- Dirigir el agua hacia el rodete siguiendo una dirección adecuada.
- Actuar como órgano regulador de caudal.

Figura 66. **Turbina Pelton de 2 inyectores a) de diámetro fijo y b) variable con aguja de regulación**



Fuente: COZ, Federico. Manual de diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas, volumen

IV p. 47

4.1.3. Rodete

Es el elemento intercambiador de energía, aquí se produce la transformación de la energía hidráulica del salto en energía mecánica por medio de la aceleración o desviación del flujo de agua a través de los álabes; este elemento es el órgano fundamental de la turbina y también se le llama rotor o rueda; esencialmente consta de un disco provisto de un sistema de álabes, paletas o cucharas que está animado por una cierta velocidad angular, ver figura 67.

Figura 67. **Rodete de turbina Pelton**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMIREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 137

4.1.4. Tubo de aspiración

Este elemento muy común en las turbinas de reacción, se instala a continuación del rodete y por lo general tiene una forma de conducto divergente; puede ser recto o acodado y cumple con las siguientes funciones;

- Recupera la altura entre la salida del rodete y el nivel del canal de desagüe.

- Recupera una parte de la energía cinética correspondiente a la velocidad residual del agua en la salida del rodete a partir de un diseño tipo difusor.

El tubo de aspiración también llamado tubo de succión se utiliza frecuentemente en las turbinas de reacción, ocasionalmente se usa en las turbinas de acción como la Michell-Banki donde adopta la forma cilíndrica.

4.2. Criterios de clasificación de las turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas responden a una clasificación de máquinas llamadas rotodinámicas o turbomáquinas, éstas aprovechan las variaciones de la energía cinética que el agua experimenta a su paso por la máquina, el trabajo mecánico proviene de la variación de la cantidad de movimiento del agua al fluir a través de un sistema de álabes rotativos; en este sistema denominado rodete puede ocurrir una simple desviación del flujo de agua o en otros casos una desviación y una aceleración de este flujo.

Comúnmente se clasifican mediante los siguientes criterios;

- Según la variación de la presión estática a través del rodete
- Según la dirección del flujo a través del rodete
- Según el grado de admisión del rodete

4.2.1. Turbinas de acción o impulso

Según el criterio de la variación de presión en primer lugar se menciona a las turbinas de acción o impulso, en este tipo de turbinas toda la energía mecánica del flujo se convierte en energía cinética en una tobera antes de tener contacto con los álabes, la fuerza resultante sobre el rodete se obtiene como consecuencia del cambio de dirección de la velocidad del fluido al pasar por los álabes; las turbinas de acción más conocidas son la turbina Pelton y la turbina Michelle-Banki; la turbina Turgo está en esta clasificación pero ésta no ha sido muy difundida.

4.2.2. Turbinas de reacción

También bajo el criterio de la variación de presión están las turbinas de reacción, una parte de la energía se transforma en energía cinética al pasar el fluido a través de una rueda de álabes directrices situada antes del rodete; todos los espacios de guía y móviles quedan llenos de agua a presión y conforme ésta escurre a través del rodete, la velocidad cambia en magnitud y dirección con lo cual aparece una fuerza sobre el rodete que lo hace girar.

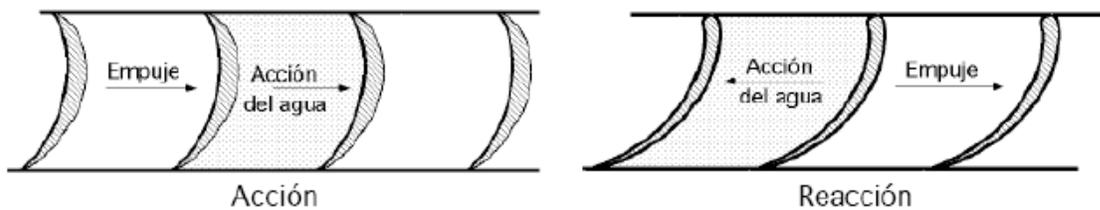
Existen dos tipos de turbinas de reacción, la turbina Francis y las turbinas axiales Kaplan; las turbinas axiales trabajan con saltos pequeños y grandes caudales además pueden alcanzar eficiencias de hasta 90%; dentro de las turbinas Kaplan hay dos tipos, una tiene álabes fijos y la otra tiene los álabes del rodete orientables para que se pueda variar el ángulo de los mismos y así mantener la velocidad de giro constante.

El grado de reacción de una turbina se define de la siguiente manera;

$$\varepsilon = \frac{\text{altura de presión en el rodete}}{\text{altura de presión en el distribuidor} + \text{altura de presión en el rodete}} \quad (\text{ec. 4})$$

Cuando ε es igual 0 la turbina se llama de acción y si ε es distinto de cero la turbina es de reacción, ver la comparación en la figura 68.

Figura 68. **Comparación entre la turbina de acción y la de reacción**



Fuente: MATAIX, Claudio. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas. p. 90

4.2.3. Turbinas de admisión parcial y admisión total

Considerando la alternativa de que los álabes del rodete son sometidos parcial o simultáneamente a la acción del flujo de agua pueden clasificarse como turbinas de admisión parcial y de admisión total; este tipo de clasificación determina la forma o geometría del rodete y se hará un estudio en forma cuantitativa en este mismo capítulo al tratar el concepto del número específico de revoluciones; este criterio las clasifica en turbinas de flujo tangencial, de flujo radial y de flujo semi-axial.

Se mencionó anteriormente la clasificación de turbinas haciendo referencia a los dos grandes grupos que las clasificó en turbinas de acción y

reacción, la tabla XXVI muestra las características en forma resumida; en la mayoría de aplicaciones para generación en pequeña escala las más utilizadas son Pelton, Francis y la turbina de flujo radial (Michell-Banki).

Tabla XXVI. **Características principales de las turbinas hidráulicas**

Turbina		Velocidad n_s RPM	Q m^3 / s	H (altura, salto o caída)	Potencia (Kw)	η_{max} (%)
Acción	Pelton	1 Ch : 30 2 Ch : 30 – 50 4 Ch : 30 – 50 6 Ch : 50 – 70	0.05 – 50	30 – 1,800	2 – 3.000,00	91
	Turgo	60 – 260	0.025 – 10	15 – 300	5 – 8,000	85
	Michell-Banki	40 – 160	0.025 – 5	1 – 50 (200)	1 - 750	82
Reacción	Bomba rotodinámica	30 – 170	0.05 – 0.25	10 – 250	5 – 500	80
	Francis	L : 60 – 150 N : 150 – 250 R : 250 – 400	1 – 500	2 – 750	2 – 750,000	92
	Deriaz	60 – 400	500	30 – 130	100,000	92
	Kaplan y de hélice	300 – 800	1,000	5 – 80	2 – 200,000	93
	Axiales • Tubular • Bulbo • Generador periférico	300 – 800	600	5 – 30	100,000	93

n_s = velocidad específica Ch = chorro L: lenta N: normal R : rápida

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMIREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 127

4.3. Potencia de la turbina

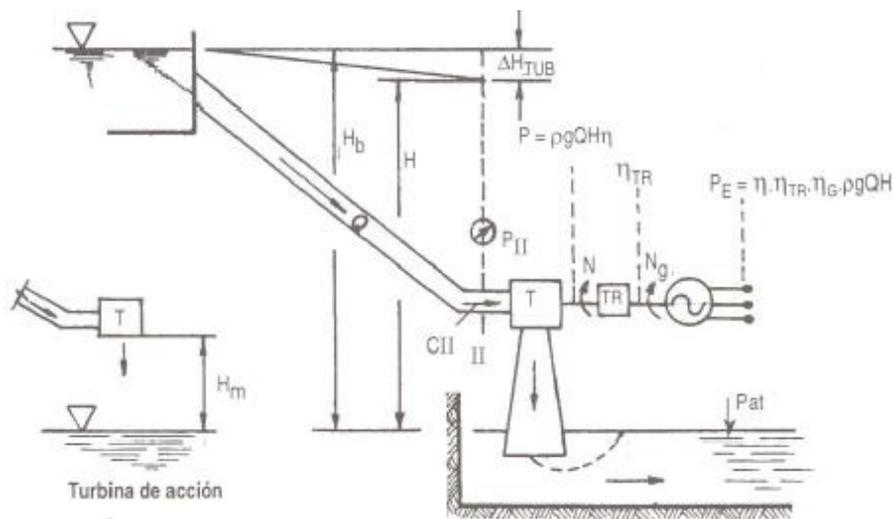
Aparte de la potencia que se quiere generar, el dimensionamiento de la turbina está condicionado por los siguientes parámetros; altura neta del salto, caudal a turbinar, velocidad de rotación, problemas de cavitación, velocidad de embalamiento y costo, de acuerdo al esquema de una MCH mostrado en la figura 69, la potencia generada se obtiene de las ecuaciones que se describen a continuación;

$$P_E = P \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_G \quad (\text{ec. 4.1})$$

$$P = \frac{\rho g Q H \eta}{K} = \frac{P_E}{\eta_{TR} \cdot \eta_G} = \frac{Q H \eta}{102} \quad (\text{ec. 4.2})$$

$$\eta_{GR} = \eta \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_G \quad (\text{ec. 4.3})$$

Figura 69. Esquema de un grupo de generación



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMIREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

Donde,

- P_E = Es la potencia en los bornes del generador, kW
- P = es la potencia al eje de la turbina, kW
- Q = es el caudal de la turbina, en m^3/s
- H = es el salto neto, en metros
- ρ = es la densidad del agua, $1000 \text{ kg} / m^3$
- η = eficiencia de la turbina, adimensional
- η_{TR} = es la eficiencia de la transmisión, adimensional
- η_G = eficiencia del generador, adimensional
- η_{GR} = es la eficiencia del grupo de generación, adimensional
- K = es una constante, donde K es 1000 W/kW
- g = es la gravedad

En relación a la determinación del salto neto (ver el esquema general de la figura 69) se puede proceder de la siguiente manera;

$$\text{Turbinas de reacción: } H = H_b - \Delta H_T \quad (\text{ec. 4.4})$$

$$\text{Turbinas de acción: } H = H_b - \Delta H_T - H_m \quad (\text{ec. 4.5})$$

Donde H_b = salto bruto, en m

ΔH_T = altura de pérdidas en la tubería de presión, en m

H_m = altura de montaje de la turbina, en m

En el caso de que la turbina no accione un generador eléctrico sino otra máquina operadora como una bomba, un molino de granos u otro equipo parecido, se deberá conocer la eficiencia, potencia y otros datos de dicha máquina utilizándose las mismas ecuaciones anteriores, en el caso de no tener información directa de la eficiencia de las turbinas o del generador pueden

usarse los valores de la tabla XXVI para la eficiencia de la turbina y la información de la tabla XXVII para la eficiencia del grupo de generación.

Tabla XXVII. **Eficiencia del grupo de generación**

Potencia (kW)	Tipo de Turbina			
	Pelton	Michell-Banki	Francis	Axial
<50	58-65%	54-62%	59-65%	58-86%
51-500	65-69%	62-65	66-70	66-70
501-5,000	69-73%	65*	70-74	70-74

*Limitación por máxima potencia de 1,000 kW

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMIREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 135

4.4. **Números específicos de revoluciones**

El diseño y construcción de turbinas requiere de la solución de una serie de problemas que no siempre pueden resolverse en forma matemática, entonces debe hacerse en forma experimental mediante la utilización de modelos, de este modo se obtiene una reducción en el costo de los ensayos experimentales y mucho mayor control y precisión en la conducción de éstos; en tales casos se usa como fluido de ensayo el agua o el aire; el modelo permitirá verificar los cálculos teóricos antes de construir el prototipo (turbina real) y señalar las mejoras necesarias para obtener el comportamiento deseado.

Las relaciones entre el modelo y el prototipo requieren del establecimiento de las leyes de semejanza (geométrica, cinemática y dinámica) de cuyo análisis se obtienen una serie de características entre ellas los números específicos de

revoluciones, éstos son los que mejor expresan la semejanza entre un modelo y un prototipo; en este apartado se hace un razonamiento matemático para deducir las ecuaciones de estos números, este análisis es considerado importante porque estos números definen un criterio de clasificación cuantitativo de las turbinas.

En este orden de ideas se establece el siguiente razonamiento partiendo de las semejanzas, se plantea la pregunta con la premisa de conocer cómo funciona un cierto tipo de máquinas bajo determinados parámetros hidráulicos, ¿se puede saber cómo funcionará esa misma máquina u otra geoméricamente semejante cuando opera bajo otros parámetros hidráulicos diferentes?

Si se puede responder a la anterior pregunta, la teoría de la similitud proporcionará un criterio científico con el cual se puede catalogar a las turbinas, este criterio es de gran utilidad en el proceso de selección de la turbina que mejor se adapta a las condiciones del aprovechamiento que se está proyectando; la respuesta es afirmativa si el modelo y el prototipo cumplen con las siguientes condiciones;

- Son geoméricamente semejantes
- Tienen el mismo coeficiente volumétrico definido por,

$$\text{Coeficiente volumétrico} = \frac{Q}{A\sqrt{2gH}} \quad (\text{ec. 4.6})$$

Donde Q es el caudal, A el área, g la gravedad y H el salto.

Aquí se presentan los números de interés sin el razonamiento matemático respectivo, para profundizar puede consultarse cualquier texto de máquinas hidráulicas específicamente sobre las leyes de semejanza para turbinas.

Para ser geoméricamente semejantes el modelo tendrá que ser una reducción del prototipo con una relación fija para todas las dimensiones homogéneas; las cantidades físicas involucradas en la semejanza son la longitud l , el área A y el volumen V . Si la relación de longitudes es k , la de áreas será k^2 y la de volúmenes k^3 ; para que el modelo y prototipo tengan el mismo coeficiente volumétrico deberá cumplirse la ecuación;

$$\frac{Q}{Q'} = \sqrt{\frac{2gH}{2gH'}} \times \frac{A}{A'} = \left(\frac{H}{H'}\right)^{\frac{1}{2}} k^2 \quad (\text{ec. 4.7})$$

La relación de potencia prototipo y modelo vendrá dada por;

$$\frac{P}{P'} = \frac{HQ}{H'Q'} = \left(\frac{H}{H'}\right)^{\frac{3}{2}} k^2 \quad (\text{ec. 4.8})$$

$$\text{como } v = \sqrt{2gH} ; \frac{v}{v'} = \sqrt{\frac{H}{H'}} \quad (\text{ec. 4.9})$$

La relación de velocidades angulares será;

$$\frac{n}{n'} = \frac{v/r}{v'/r'} = \frac{v}{v'} \times \frac{r}{r'} = \left(\frac{H}{H'}\right)^{\frac{5}{2}} \left(\frac{n}{n'}\right)^2 \quad (\text{ec.4.10})$$

Sustituyendo en (4.9) el valor despejado de (4.10);

$$\frac{P}{P'} = \left(\frac{H}{H'}\right)^{\frac{3}{2}} \left(\frac{H}{H'}\right)^{\frac{2}{2}} \frac{n'^2}{n^2} = \left(\frac{H}{H'}\right)^{\frac{5}{2}} \left(\frac{n'}{n}\right)^2 \quad (\text{ec. 4.11})$$

Se realizan los ensayos del modelo, con un salto de 1 metro, con un caudal Q tal que genere 1 kW de potencia y suponiendo que el rodete gira a n_s rpm, la ecuación 4.11 se puede reescribir como;

$$n_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (\text{ec. 4.12})$$

A este número se le conoce como número específico de revoluciones de potencia o número de Camerer (N_s o n_s). También se le conoce como velocidad específica.

Todas las turbinas con idénticas proporciones geométricas aunque de diferente tamaño tendrán una misma velocidad específica; si el modelo se ha afinado para que el rendimiento hidráulico sea óptimo, todas las turbinas con la misma velocidad específica tendrán también un rendimiento óptimo.

Un segundo número importante que algunos fabricantes toman por velocidad específica se calcula a partir de la ecuación 4.9, sustituyendo P/P' por su equivalente HQ/HQ' y reescribiendo la ecuación 4.12 de manera que;

$$\frac{HQ}{H'Q'} = \left(\frac{H}{H'}\right)^{5/2} \left(\frac{n}{n'}\right)^2; HQ = H^{5/2} \frac{n_q}{n} \quad (\text{ec.4.13})$$

Partiendo del supuesto que $H'=1$, $Q'=1$ y $n'=n_q$ se obtiene;

$$n_q = n \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (\text{ec. 4.14})$$

Como se mencionó anteriormente a este número algunos fabricantes lo toman como la velocidad específica pero también se le llama número específico de revoluciones de caudal o número de Brauer.

El significado de los parámetros en las ecuaciones 4.13 y 4.14 es el siguiente;

- n_q o n_s Número específico de revoluciones, en rpm
- n velocidad de rotación de la turbina, en rpm
- Q caudal de la turbina, en m^3/s
- H salto neto, en m
- P potencia del eje de la turbina, en HP o kW

Después de haber definido estos números que representan la velocidad específica es importante hacer los siguientes comentarios;

- Ambos números pueden usarse indistintamente pero para el caso de turbinas hidráulicas aún se prefiere usar el número n_s a pesar de que representa el inconveniente de la dependencia de la eficiencia de la turbina tal como lo muestra la ecuación vista en la sección 4.3.

$$n_s = n \frac{\sqrt{\frac{\rho g Q H \eta}{K}}}{H^{5/4}} \quad (\text{ec. 4.15})$$

La relación con el número n_q es la siguiente;

$$n_s = \left(\frac{\rho g \eta}{K} \right)^{1/2} \times n_q \quad (\text{ec. 4.16})$$

Así por ejemplo, si se expresa la potencia en HP y se asume en turbinas grandes una eficiencia promedio de $\eta = 0.88$ y en turbinas pequeñas $\eta = 0.70$, se tendría:

$$\text{Turbinas grandes: } n_s = 3.40n_q$$

$$\text{Turbinas pequeñas: } n_s = 3.03n_q$$

- Los números específicos pueden definirse como las velocidades de rotación de una turbina prototipo cuyo modelo semejante opera bajo parámetros unitarios, de este modo n_q representa la velocidad de rotación en rpm del modelo cuando $Q = 1 \text{ m}^3 / \text{s}$ y $H = 1 \text{ m}$; de modo similar n_s representa la velocidad de rotación en rpm del modelo cuando $P = 1 \text{ HP}$ ó 1 kW y $H = 1 \text{ m}$.
- La importancia práctica de estos números radica en su utilidad como criterio de clasificación de turbinas en forma cuantitativa, establecen una secuencia de valores que definen cierta forma geométrica del rodete cuando se reemplazan los datos reales de N , Q o P y H para el punto de máxima eficiencia de la turbina.
- Distribución del caudal en paralelo; este es el caso de las turbinas Pelton de varios chorros o turbinas Francis de doble descarga; existen situaciones que por razones de facilidad de reparación, mantenimiento, menor tamaño de la turbina o mayor velocidad de giro, es conveniente elegir una turbina Pelton en lugar de una Francis, optando así por dividir el caudal en chorros parciales.

- En forma similar existen turbinas Francis de rodetes de doble descarga o salida; si se denomina i al número de chorros en una turbina Pelton; $i = 1$ hasta 6, o $i = 2$ en turbina Francis, entonces para un salto constante H los números específicos estarán expresados de la siguiente manera;

$$n_{q_{i=1}} = n \frac{\sqrt{i}}{H^{3/4}} = \frac{n\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \times \frac{1}{\sqrt{i}} = \frac{\bar{n}_q}{\sqrt{i}} \quad (\text{ec. 4.17})$$

$$n_{s_{i=1}} = n \frac{\sqrt{i}}{H^{5/4}} = \frac{n\sqrt{P}}{H^{5/4}} \times \frac{1}{\sqrt{i}} = \frac{\bar{n}_s}{\sqrt{i}} \quad (\text{ec. 4.18})$$

Cuando aumentan las subdivisiones de caudal la turbina aumenta de velocidad con lo cual se reduce su tamaño y al mismo tiempo puede instalarse un generador de mayor velocidad, con esto se reduce el costo del grupo generador, por ejemplo, si se usara una turbina Pelton de un solo chorro de gran caudal las cucharas serían grandes y por consiguiente el rodete rotará a baja velocidad, en cambio si se dividen en chorros parciales de menor diámetro, las cucharas serían mas pequeñas, reduciendo así el tamaño del rodete alcanzando mayor velocidad de rotación.

4.5. Cavitación

Cuando la presión ejercida sobre un líquido en movimiento desciende por debajo de su presión de vaporización, éste se evapora formando gran número de pequeñas burbujas que al ser arrastradas a zonas de mayor presión terminan por estallar, la formación de estas burbujas y su subsiguiente estallido es lo que constituye la cavitación; la experiencia demuestra que el estallido genera impulsos de presión muy elevados que van acompañados de fuertes ruidos y que la acción repetitiva de los impulsos produce una especie de

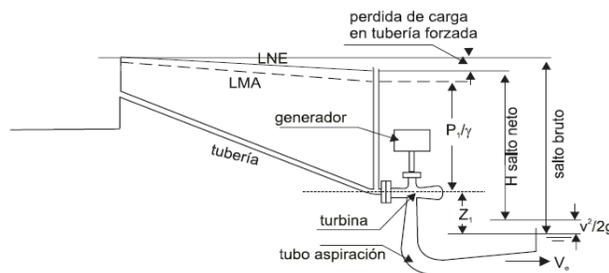
corrosión difusa formando picaduras en el metal, esta corrosión se conoce como pitting

Con el tiempo las picaduras degeneran en verdaderas grietas con arrancamiento de metal; las elevadas temperaturas generadas por esos impulsos y la presencia frecuente de gases ricos en oxígeno agravan la corrosión, un álabe sometido a cavitación aparece al cabo de cierto tiempo lleno de cavidades lo que obliga a sustituirlo o repararlo recargándolo por soldadura.

La experiencia demuestra que existe un parámetro llamado coeficiente Thoma (σ_T) que define con bastante precisión bajo que parámetros tiene lugar la cavitación, se define por;

$$\sigma_T = H_{suc} / H \quad (\text{ec. 4.19})$$

Figura 70. **Cavitación**



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 185

Según la figura 70;

$$H_{\text{SUC}} = H_{\text{atm}} - Z - H_{\text{vap}} + \frac{V_d^2}{2g} + H_l \quad (\text{ec.4.20})$$

En la que H_{suc} es la altura de succión neta positiva, H la altura neta y H_{atm} es la altura de la columna de agua equivalente a la presión atmosférica del lugar donde está la central, H_{vap} es la presión del vapor de agua a su paso por la turbina en metros, Z es la altura de aspiración o distancia entre el eje del rodete en turbinas de eje horizontal o de su plano de referencia en turbinas de eje vertical y la lámina de agua en el canal de descarga, en metros; V_d es la velocidad media del agua al salir al canal de descarga en m/s y H_l es la pérdida de carga en el difusor en metros.

Si se desprecian las pérdidas de carga en el difusor y la altura correspondiente a la velocidad de salida V_d , el valor sigma crítico es;

$$\sigma_T = (H_{\text{atm}} - H_{\text{vap}} - z)/H \quad (\text{ec. 4.21})$$

Para que no haya cavitación la turbina deberá instalarse como mínimo a una altura Z_p sobre la lámina de agua en el canal de descarga, la cual está dada por la ecuación;

$$Z_p = H_{\text{atm}} - H_{\text{vap}} - \sigma_T H \quad (\text{ec. 4.22})$$

El sigma de una turbina es una función de su velocidad específica, el proyectista deberá solicitarla al fabricante.

En base a estudios estadísticos se ha establecido para las turbinas Francis la siguiente correlación entre σ_T y velocidad específica:

$$\text{Francis: } \sigma_T = 7.54 \times 10^{-5} \times n_s^{1.41} \quad (\text{ec. 4.23})$$

Conviene señalar que la altura de instalación varía sensiblemente con la altitud de la central, H_{atm} disminuye aproximadamente 1.1 m por cada 1,000 m de altitud, desde los 10.3 m de columna de agua al nivel del mar a los 7 m a una altitud de 3,000 m; así una turbina Francis con una n_s de 150 trabajando con un salto de 100 m de altura ($\sigma_T=0.088$) exigiría una altura de instalación de;

$$z = 10.3 - 0.09 - 0.088 \cdot 100 = 1.41 \text{ m}$$

Si la central se instala a una altitud de 2,000 m la altura sería:

$$z = 8.1 - 0.09 - 0.088 \cdot 100 = 0.79 \text{ m}$$

4.6. Velocidad de embalamiento

Si se trabaja a plena potencia hidráulica y desaparece súbitamente la carga exterior bien sea por corte del interruptor o por falla en la excitación del alternador la turbina aumenta su velocidad hasta alcanzar lo que se conoce como velocidad de embalamiento, ésta varía con el tipo de turbina; en las Francis, Pelton y Banki, la velocidad de embalamiento puede llegar a ser entre 1.8 y 2 veces la nominal.

Hay que tener en cuenta que al aumentar la velocidad de embalamiento se encarecen el multiplicador y el generador que habrán de diseñarse para poder resistir las fuerzas de aceleración centrífuga correspondientes.

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

No. Polos	Frecuencia		No. Polos	Frecuencia	
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz
2	3,000	3,600	16	375	450
4	1,500	1,800	18	333	400
6	1,000	1,200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	277
14	428	540	28	214	257

Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 187

4.7. Rendimiento de las turbinas

El rendimiento que garantizan los fabricantes de turbinas está basado en el “Internacional Code for the field acceptance tests of hydraulic turbines” (publicación IEC-41) o cuando es aplicable, en el “International Code for model acceptance tests” (publicación IEC-193), el rendimiento se define como la relación entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominales.

En las turbinas de acción la altura del salto se mide hasta el punto de impacto del chorro para evitar que el rodete quede sumergido en épocas de crecidas, de modo que estará siempre por encima del nivel de la lámina de agua en el canal de descarga, se pierde una cierta altura con respecto a las

turbinas de reacción en las que el plano de referencia es la propia lámina de agua.

Dadas las pérdidas que tienen lugar en el conjunto de la turbina de reacción el rodete solo utiliza una altura H_u inferior al salto neto H_n , tal y como se define en la figura 70; estas pérdidas son esencialmente pérdidas de fricción y tienen lugar en la cámara espiral, en los alabes directrices del rodete y en el tubo de aspiración o difusor.

El difusor tiene por objeto recuperar el mayor porcentaje posible de la pérdida de energía cinética correspondiente a la velocidad a la que el agua sale del rodete, su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica, las pérdidas por este concepto podrían alcanzar el 50% del salto mientras que en las turbinas lentas apenas representan un rango entre el 3% al 4%.

La columna de agua que acciona a la turbina equivale al salto neto menos la presión equivalente a la energía cinética disipada en el tubo de aspiración, ésta se cuantifica por la expresión $V_e^2/2g$ siendo V_e la velocidad media a la salida del tubo de aspiración, es por eso que con el fin de reducir la velocidad media a la salida del tubo de aspiración se aumenta el área de su sección de salida lo que conduce a un perfil cónico; sin embargo si se quiere evitar que la vena de agua se despegue de las paredes el ángulo de conicidad no puede superar los 7° , un difusor bien diseñado permitirá instalar la turbina por encima del nivel del canal de descarga sin perder prácticamente altura de salto.

Los tubos de aspiración pueden ser rectos, cónicos, curvados o de otras formas, en una turbina Francis de eje horizontal el tubo de aspiración al dejar la turbina tiene forzosamente que ir seguido por un codo, el tipo más utilizado es

el difusor cónico recto cuando las configuraciones son verticales pero se vuelve deficiente al superar los 7° de conicidad, para reducir la velocidad de salida con poca conicidad los tubos resultan muy largos y por lo tanto caros; por eso con frecuencia se utilizan difusores con conicidades próximas a los 15 grados.

En la salida de la turbina el agua tiene un cierto movimiento rotacional el cual si es excesivo da lugar a variaciones de presión e inestabilidad, pero dentro de ciertos límites mejora el rendimiento del difusor; por todo lo dicho el comportamiento del difusor es de tal importancia que se sugiere que sea el constructor el que lo suministre o lo diseñe; por el momento no hay ningún código que defina la altura de salto en el cálculo del rendimiento de una turbina de flujo cruzado por lo que hay que extremar las precauciones cuando se comparan soluciones en las que intervienen turbinas de este tipo.

Midiendo la altura de salto con el mismo criterio que en las turbinas Pelton, en las turbinas de flujo cruzado el rendimiento rara vez supera el 84%, para calcular el rendimiento global del grupo turbo-generator hay que multiplicar el de la turbina por el del multiplicador (si es que existe) y por el del generador, generalmente la turbina se diseña para trabajar con el caudal nominal para que el rendimiento sea máximo.

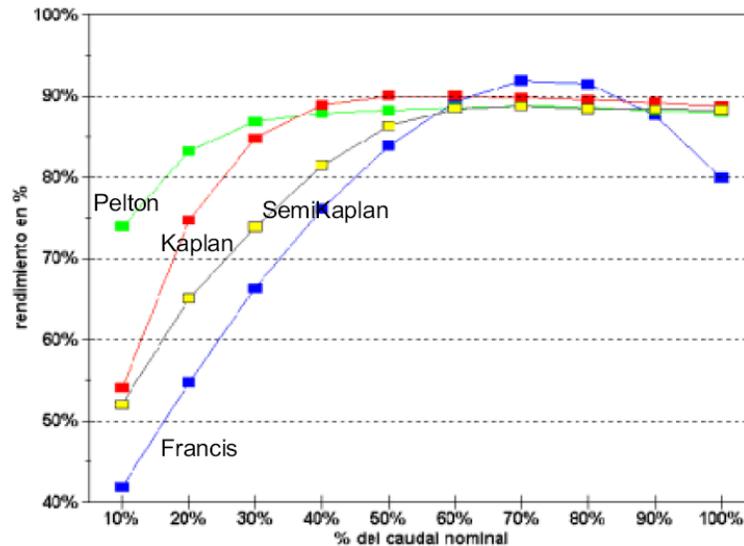
Cuando el caudal se aleja del valor nominal tanto hacia arriba como hacia abajo desciende el rendimiento hasta que el caudal es inferior al mínimo técnico y la turbina no puede seguir funcionando, la figura 71 muestra las curvas de rendimiento en función del caudal para distintos tipos de turbina.

Las turbinas Francis con cámara espiral tienen un rendimiento aceptable solo a partir del 50%, por debajo del 40% una turbina Francis, dependiendo de

su diseño y de las condiciones en que ha sido instalada, puede experimentar vibraciones que hacen inestable su funcionamiento y obligan a su parada.

Las turbinas de flujo cruzado tienen para el caudal nominal un rendimiento sensiblemente inferior a las Pelton, Francis o Kaplan; pero pueden trabajar con una eficiencia en un rango de caudales mucho más amplio.

Figura 71. % del caudal nominal - %rendimiento



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 188

4.8. Curvas características de las turbinas.

Los fabricantes de turbinas determinan en laboratorio sobre modelos reducidos y con los mismos criterios empleados para determinar la velocidad específica, curvas que correlacionan las principales características.

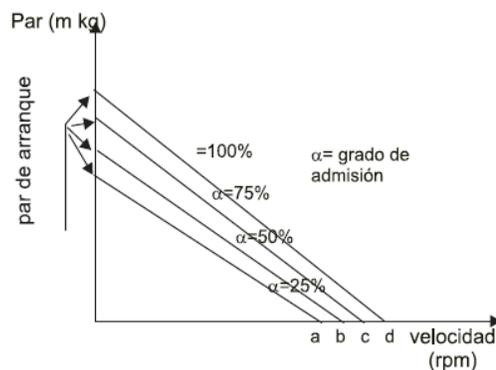
4.8.1. Curvas par-velocidad.

Son curvas (figura 72) que reflejan como varía el par con la velocidad de giro para diferentes grados de admisión, los resultados indican que para un valor dado de la admisión el par decrece linealmente al aumentar la velocidad; el valor máximo corresponde a la velocidad $n=0$ lo que da a la turbina un par de casi dos veces el nominal, el punto en que estas curvas cortan al eje de abscisas (par nulo) es lo que se conoce como velocidad de embalamiento n_e .

4.8.2. Curvas potencia-velocidad

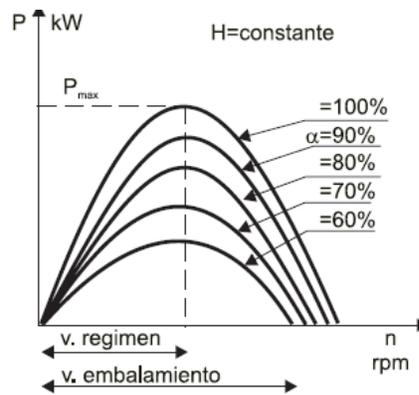
Son curvas (figura 73) que se trazan en función del grado de admisión para un salto neto constante, las curvas de forma parabólica cortan al eje de las abscisas en dos puntos que corresponden a n_0 y n_e .

Figura 72. Curva Par-Velocidad



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 189

Figura 73. **Curva Potencia-Velocidad**



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 189

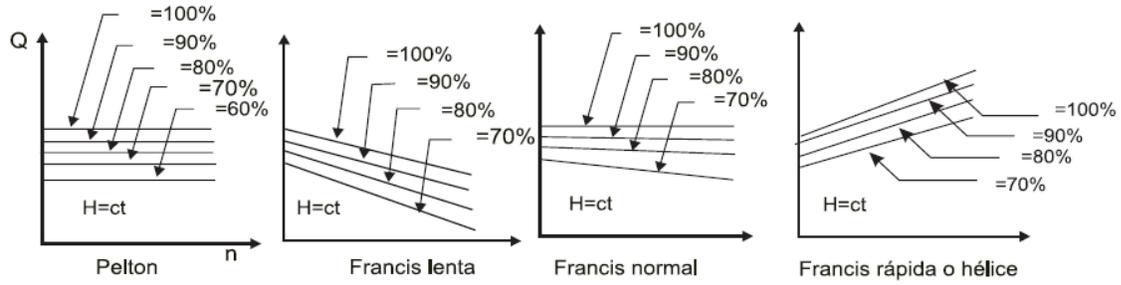
4.8.3. **Curvas caudal-velocidad**

Son curvas prácticamente rectilíneas (figura 74) que reflejan el caudal admitido por la turbina en función de la velocidad, para una altura de salto fijo y un grado de admisión variable, en las turbinas Pelton las rectas son prácticamente horizontales, en las Francis lentas son descendentes y en las Francis rápidas ascendentes.

4.8.4. **Colina de rendimientos**

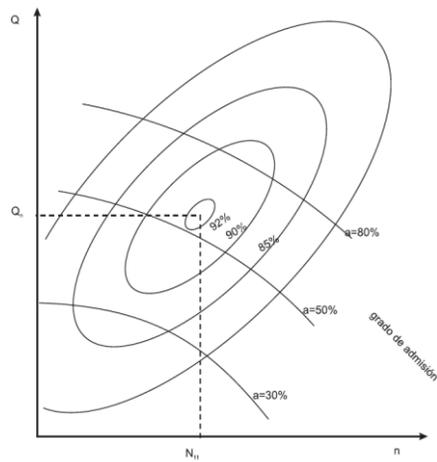
Cuando en el plano caudal-velocidad se unen los puntos de igual rendimiento se obtienen curvas semejantes a las curvas de nivel de un plano topográfico (figura 75); si se combinan con la potencia como tercer eje estas curvas tridimensionales forman lo que se conoce como colina de rendimientos.

Figura 74. **Curva Caudal-Velocidad**



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 190

Figura 75. **Colina de rendimientos de la turbina**



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 190

4.9. Selección rápida de la turbina

Se puede realizar una selección rápida de la turbina para una MCH utilizando el diagrama de la figura 76, en éste aparecen las diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zona de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

El diagrama de la figura 76 se basa en la ecuación;

$$P = \rho g Q H \eta / K = P_E / \eta_{TR} \eta_G = Q H \eta / 102 \quad (\text{ec. 4.24})$$

De la anterior ecuación se despeja el salto neto H de modo que;

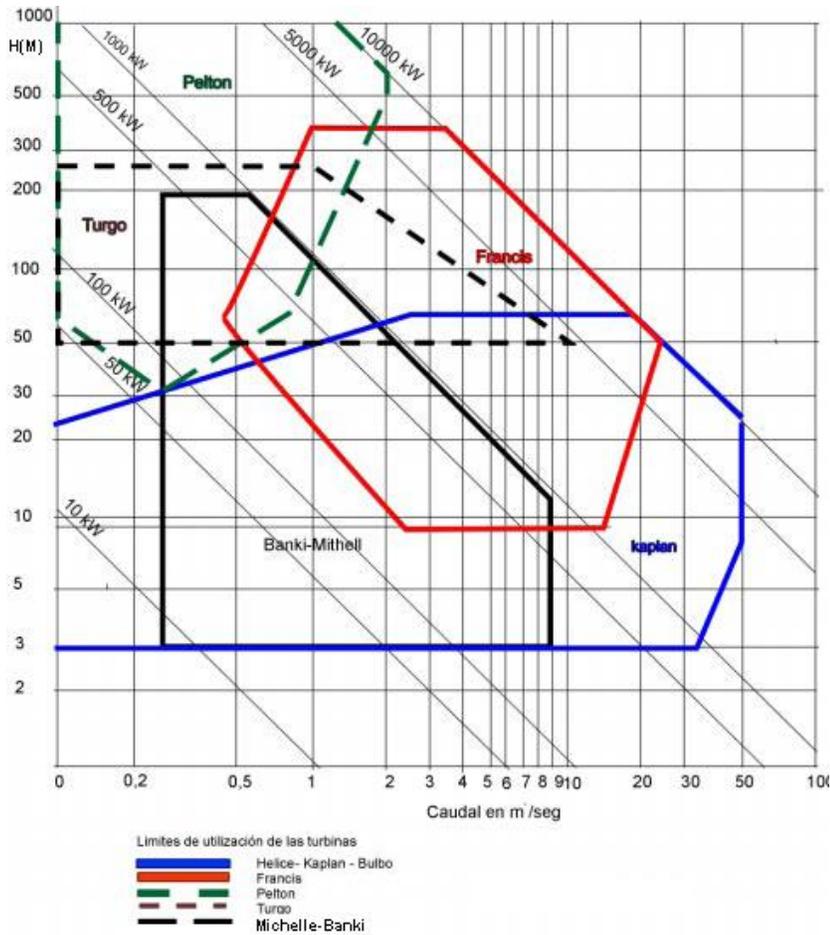
$$H = (P / \rho g \eta) \times (1/Q) \quad (\text{ec. 4.25})$$

Tomando los logaritmos;

$$\log H = \log(P / \rho g \eta) - \log Q \quad (\text{ec. 4.26})$$

Asumiendo una eficiencia promedio se obtiene una relación lineal entre H y Q para una potencia constante P en coordenadas logarítmicas, el límite superior de estos diagramas en cuanto a potencia, dependerá de la definición nacional o regional de los rangos establecidos y de los que se denomina una microcentral hidráulica como se muestra en la tabla XXIX.

Figura 76. Diagrama de selección de turbina hidráulicas



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 190

Tabla XXIX Clasificación de MCH según potencia

Región	Institución	Micro Central	Mini Central	Pequeña Central
Mundial	ONUUDI	<100 kW	101-2,000 kW	2,000-10,000 kW
Latinoamérica	OLADE	<50 kW	51-500kW	500-5000 kW

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 135

En general la selección del tipo de turbina depende del campo de aplicación, principalmente del salto y caudal del agua además de criterios como la sensibilidad a materias en suspensión, la posibilidad y magnitud del mantenimiento y el costo; para proyectos de generación en áreas rurales con pequeños aprovechamientos son ampliamente utilizadas las turbinas Pelton, Francis y la de impulso radial Michelle-Banki.

4.10. La turbina Pelton

Esta turbina se define como una turbina de acción, de flujo tangencial y de admisión parcial, opera más eficientemente en condiciones de grandes saltos, bajos caudales y cargas parciales.

4.10.1. Distribuidor de la turbina Pelton

Es el elemento de transición entre la tubería de presión y los inyectores, está hecho por uno o varios inyectores y el inyector consta de una tobera de sección circular provista de una aguja de regulación que se mueve axialmente, variando la sección de flujo; para una operación rápida que deje al rodete sin acción del chorro se adiciona una placa deflectora, así la aguja se cierra en un tiempo más largo reduciendo los efectos del golpe de ariete; en las turbinas pequeñas se puede prescindir de la aguja y operar con una o más toberas con caudal constante.

4.10.2. Rodete de la turbina Pelton

La turbina Pelton es de chorro libre, en ella la energía potencial del agua es transformada en energía cinética mediante toberas que facilitan el impulso del agua sobre los álabes, por lo tanto el rodete trabaja en condiciones cercanas a la presión atmosférica y debido a eso la altura de caída neta H de una Pelton es limitada a su cota inferior por el punto de impacto del chorro saliente de la tobera sobre la corona de los álabes del rodete.

4.10.3. Instalación típica de una turbina Pelton

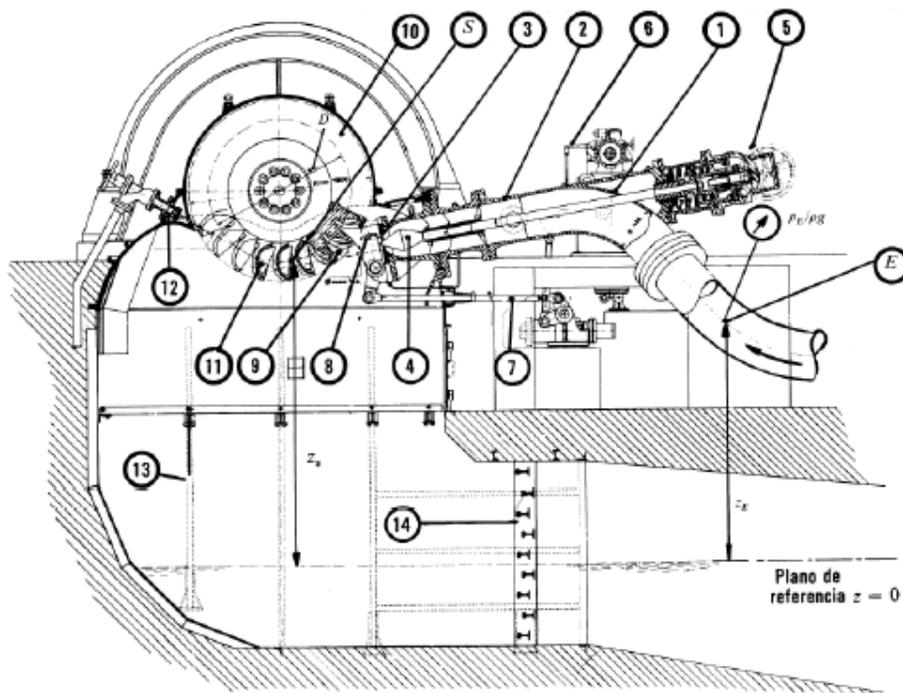
La figura 77 muestra una turbina Pelton construida por la casa Alsthom-Charmillés, consta de doble rodete montados en el mismo eje (el segundo está justo tras del que se ve en la figura) y dos inyectores por cada rodete, la turbina Pelton sencilla tiene solamente un rodete y un inyector; en esta misma figura se pueden apreciar las partes de una instalación típica, cada parte está numerada y corresponde a;

- El número uno corresponde al codo de entrada.
- El dos al inyector; éste es el distribuidor de las turbinas Pelton, transforma la energía de presión del fluido de trabajo en energía cinética, la velocidad del chorro a la salida del inyector en algunas instalaciones llega a 150 m/s o más, consta principalmente de una tobera y una válvula de aguja.
- El tres corresponde a la tobera.

- El cuatro a la válvula de aguja; ésta se desplaza longitudinalmente, la boquilla y la aguja del inyector suelen construirse de acero muy duro sin embargo si la agua contiene arena al cabo de 4,000 horas de servicio estas piezas ya no producen un cierre estanco y deben reemplazarse.
- El cinco corresponde al servomotor el cual desplaza la aguja del inyector para regular el caudal.
- El seis al regulador.
- El siete al mando del deflector.
- El ocho al deflector o pantalla deflectora que sirve para evitar el golpe de ariete y el embalamiento de la turbina.
- El nueve es el chorro.
- El diez corresponde al rodete.
- El once corresponde a los álabes, cucharas o cazoletas.
- El doce es el freno de la turbina por chorro de agua, el pequeño chorro actúa sobre el dorso de los álabes y frena al rodete, sin esto el rodete seguiría girando por inercia cada vez más lentamente con perjuicio de la lubricación y deterioro de los cojinetes.
- El trece corresponde al blindaje que protege la infraestructura contra el efecto destructor del chorro desviado.

- El catorce es el destructor de energía que también evita las erosiones de la infraestructura.

Figura 77. **Turbina Pelton doble con un chorro por rodete, construida por la casa Alsthom-Charmilles, Suiza**



Fuente: MATAIX, Claudio. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas. p. 110

4.10.4. Dimensionamiento de la turbina Pelton

En microhidrogeneración el uso de esta turbina puede resultar económico con caudales a partir de los $0.05 \text{ m}^3/\text{s}$ y caídas desde 20 m, un aspecto importante en el dimensionamiento de la turbina consiste en el cálculo del diámetro del rodete y del chorro, el diámetro de la turbina Pelton que corresponde a la circunferencia media de los álabes es tangente a la línea del

chorro y función de la caída neta, del caudal Q y del número específico de revoluciones, puede estimarse según la ecuación;

$$D = \frac{97.5 Q}{n_s^{0.9} \sqrt[4]{H}} \quad (\text{ec. 4.27})$$

$$n_s = 240 \frac{d}{D} \sqrt{Z} \quad (\text{ec. 4.28})$$

Donde

D = diámetro de la corona de paletas en (m)

Z = número de toberas

n_s = velocidad, en rpm

Q = caudal, en m^3 / s

H = altura, en metros

Las ecuaciones anteriores provienen de un análisis vectorial de los triángulos de velocidades para un rodete, el análisis no se ha incluido porque no es el objetivo de este trabajo pero puede consultarse en cualquier texto sobre máquinas hidráulicas; el diámetro del chorro que sale de la tobera puede calcularse según la ecuación;

$$d = 0.55 \frac{\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H}} \quad (\text{ec. 4.29})$$

Donde Q es el caudal de diseño (m^3 / s) y H la altura (m).

La abertura de la tobera tiene un diámetro menor de acuerdo a las especificaciones del fabricante, para optimizar el rendimiento de la turbina proporcionando la libre salida del agua después de la vuelta en las paletas, habrá que respetar la siguiente relación;

$$\frac{D}{d} \geq 10, \text{ con esto se obtiene el diámetro óptimo de la corona}$$

$$D_{\text{OPT}} = \frac{5.88 \sqrt{Q}}{Z^{0.45} \sqrt[4]{H}} \quad (\text{ec. 4.30})$$

$$D/d = 7.0 \text{ para } n_s = 30$$

$$D/d = 15.0 \text{ para } n_s = 15$$

Las turbinas Pelton en comparación con las Francis tienen la ventaja de una mejor curva de rendimiento como lo muestra la figura 71, la razón para esto se encuentra en la poca variabilidad de velocidad del chorro en función de los caudales; también en la susceptibilidad al desgaste por materias en suspensión en el agua motriz, esto se refiere sólo a granos finos; es menor para turbinas Pelton que para las turbinas Francis o las de impulso radial, aún con esto es necesario tomar precauciones para un funcionamiento hidráulico del desarenador.

Finalmente es importante mencionar que las acciones de mantenimiento y reparación son más fáciles en las turbinas Pelton debido a la construcción relativamente simple de la rueda motriz y un fácil acceso.

4.11. La turbina Francis

Puede definirse como una turbina de reacción, de flujo mixto, centrípeto y de admisión total; muy utilizadas en saltos de altura media equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos, en las turbinas Francis rápidas la admisión sigue siendo radial pero la salida tiende a ser axial, ver figura 78.

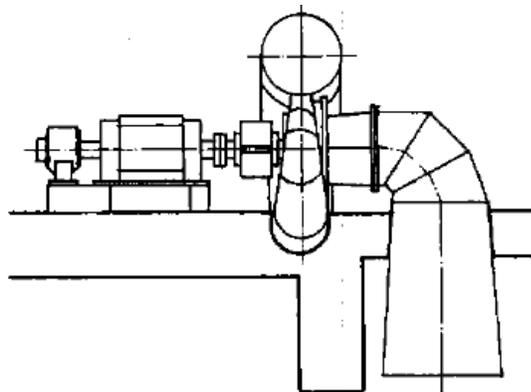
4.11.1. Distribuidor de la turbina Francis

Consta de una serie de álabes de posición variable y de perfil aerodinámico, dispuestos conforman conductos convergentes del tipo tobera; de este modo el flujo del agua se acelera y orienta hacia el rodete bajo diferentes ángulos de inclinación y permite una regulación de caudal, mediante un regulador los álabes del distribuidor pueden ser operados manual o automáticamente.

4.11.2. Rodete de la turbina Francis

Está formado por una serie de álabes fijos colocados entre un disco y una corona exterior; por lo general poseen doble curvatura (figura 79); el agua ingresa radialmente por la periferia externa y abandona el rodete en dirección axial para dirigirse al tubo de aspiración.

Figura 78. Esquema de instalación de la turbina Francis



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 131

4.11.3. Tubo de aspiración

Su forma básica es la de un difusor, puede ser del tipo recto o del tipo acodado; la adopción de uno u otro de esos tipos dependerá de la altura de aspiración cuyo valor se calcula basándose en la teoría de la cavitación.

4.11.4. Carcasa

Consiste en una cámara en espiral que puede ser construida por fundición o segmentos de plancha soldada, su función es dirigir el agua hacia el distribuidor; en turbinas que operan con bajo salto puede no haber espiral cuando se trabaja la turbina en modalidad de cámara abierta o del tipo pozo.

En zonas de coincidencia las turbinas Francis presentan ventajas respecto de las turbinas Pelton; tienen dimensiones más pequeñas debido a que presentan mayores secciones de flujo y son de admisión total; además de operar a mayor velocidad de rotación debido a que son turbinas de reacción; estas ventajas la hacen más económica sin embargo presentan algunas desventajas como la baja eficiencia a cargas parciales al estar sometidas a un gran riesgo de cavitación y un alto costo de reparación de los elementos desgastados por erosión.

Figura 79. **Álabes en posición abierta y en posición cerrada**



Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 170

4.11.5. Dimensionamiento de la turbina Francis

El dimensionamiento en estas turbinas es más laborioso, sin embargo se pueden estimar las dimensiones generales en forma empírica de acuerdo a la figura 80, cada letra corresponde a un valor;

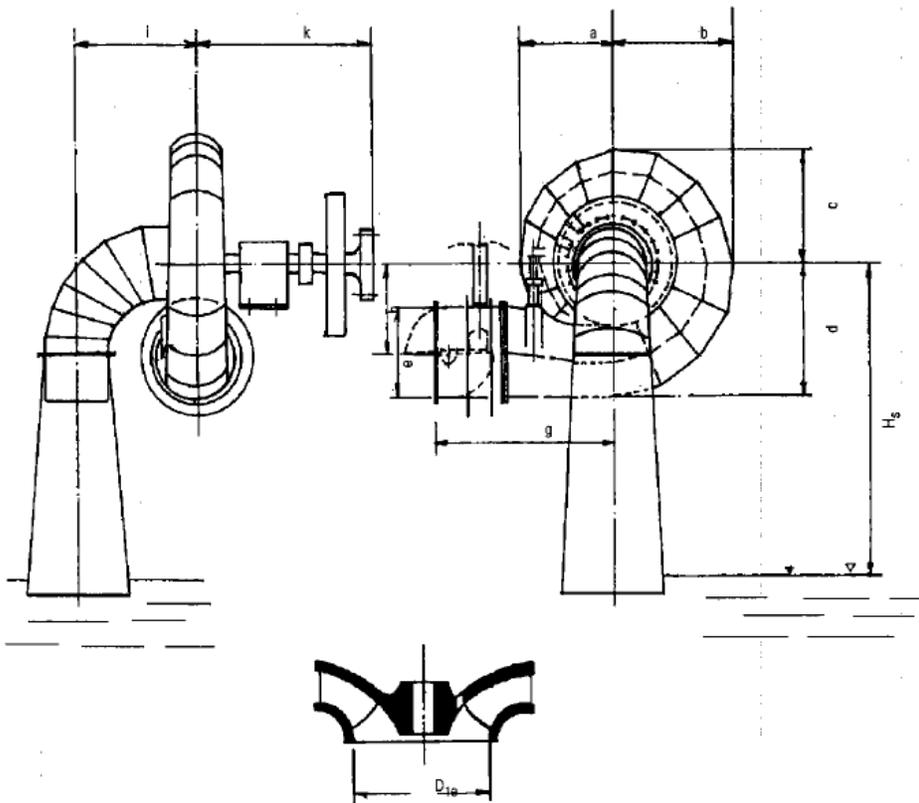
a	b	c	d	e	f	g	h	i	k
1.5	1.9	1.7	2.0	1.3	1.05	2.9	1.4	2.0	3.8

Para obtener las dimensiones reales, multiplicar estos valores por el diámetro del rodete D_{10} .

$$D_{10} = \left(0.239 + 0.0081x \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \right) x \frac{60}{\pi n} x \sqrt{2gH} \quad (\text{en m}) \quad (\text{ec. 4.31})$$

n en rpm, Q en m^3/s y H en metros

Figura 80. Dimensiones básicas de la turbina Francis



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 145

4.12. Turbina de impulso radial

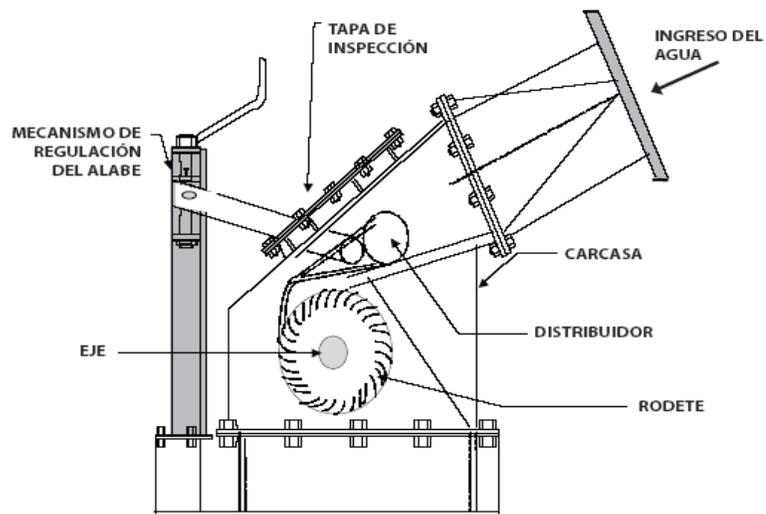
Esta turbina también llamada Michell-Banki (figura 81) es muy popular en pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, sus ventajas principales están en el sencillo diseño y fácil construcción lo que la hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala.

Aunque esta turbina se conoce como una máquina de pequeña escala, existen actualmente máquinas de este tipo de hasta 6 MW.

Las principales características de esta máquina son las siguientes;

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal
- Se alcanza un aceptable nivel de rendimiento con pequeñas turbinas
- Se puede regular el caudal y la potencia por medio de un álabe ajustable

Figura 81. **Esquema de una turbina Michell-Banki**



Fuente: ITDG, Soluciones prácticas. Ficha técnica 2 p. 2

4.12.1. Principio de funcionamiento

La turbina consta de dos elementos principales; inyector y rotor, el agua es restituida mediante una descarga a presión atmosférica; el rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de sector circular.

El inyector tiene una sección transversal rectangular que va unida a la tubería por una transición rectangular circular, este inyector es el que dirige el agua hacia el rotor a través de una sección que toma una determinada cantidad de álabes del mismo y que guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía.

La energía del agua es transferida al rotor en dos etapas lo que también da a esta máquina el nombre de turbina de doble efecto; la primera etapa entrega un promedio del 70% de la energía total transferida al rotor y la segunda el 30% restante; los ensayos realizados por distintos investigadores sitúan el rendimiento hidráulico de esta máquina entre un 65% a 70%, otros autores mencionan un 61% aclarando que la segunda etapa entrega un 17% y en general muchos autores indican un 70% hasta un 84%.

Una característica atractiva de esta máquina es la forma aplanada de su curva de rendimiento, esto se logra con un diseño de la turbina con admisión parcial, por ejemplo si se divide el rotor en 3 partes iguales y la admisión del agua se puede realizar por $1/3$, $2/3$ o la totalidad del rodete, esta clase de admisión permite obtener una curva de rendimiento como la de la Figura 82 en la cual se observa la comparación con la curva de rendimiento de una turbina tipo Francis.

Como se mencionó anteriormente la turbina de impulso radial es especialmente apropiada para ríos con pequeños caudales, generalmente llevan durante varios meses muy poca agua por lo que en su diseño debe considerarse para el mínimo caudal que será el parcial y para épocas de abundancia de agua se considerará el caudal total que será utilizado para usos productivos, de la curva característica de rendimiento de cada turbina depende si durante este tiempo se sigue produciendo energía eléctrica, ver figura 82.

4.12.2. Dimensionamiento de la turbina de impulso radial

Las dimensiones importantes de estimar son, el diámetro, la velocidad de giro, el número de álabes del rotor, ancho del rotor y el diseño del inyector.

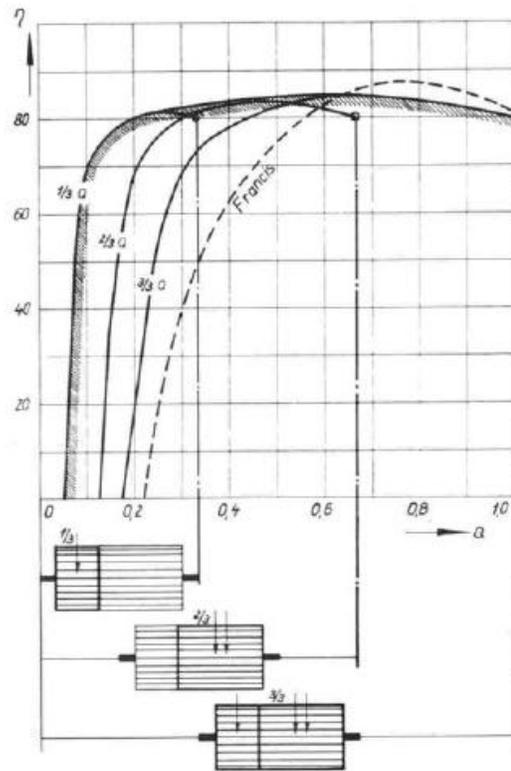
El diámetro de esta máquina no depende del caudal, esta premisa facilita el diseño pues otorga al diámetro el carácter de parámetro independiente, se afirma por el hecho de que esta turbina puede trabajar dentro de un amplio rango de velocidades de rotación por lo tanto el diámetro podrá ser seleccionado en primer término, muchos autores señalan que para pequeños aprovechamientos hidroenergéticos los diámetros comúnmente utilizados van desde los 200 mm hasta los 500 mm.

Lo que se hace frecuentemente es seleccionar el diámetro de los diagramas de estandarización que ofrece la bibliografía disponible y tomar a éste como base del diseño, algunos factores a tener en cuenta son los siguientes;

- Si se reduce el diámetro del rodete se reduce el rendimiento hidráulico.
- Los rodetes más grandes tienen una velocidad de embalamiento menor.

- Se debe mantener una cierta proporcionalidad entre el diámetro y el ancho de la turbina a fin de evitar cambios de sección demasiado bruscos entre la tubería y el inyector que provoquen fuertes perturbaciones en la vena del fluido.
- Se debe tener en cuenta al seleccionar dicho parámetro el grado de simplicidad en la fabricación de la turbina.

Figura 82. **Comparación de rendimiento entre una turbina Francis y una turbina Michell-Banki**



Fuente: ITDG, Soluciones prácticas. Ficha técnica 2 p. 3

Una vez seleccionado el diámetro se procede a obtener la velocidad de giro de la máquina:

$$n = 40.62k_c \times \frac{\sqrt{H}}{D} \quad (\text{ec.4.32})$$

Donde

k_c = es el coeficiente de velocidad del inyector

H = altura neta, en metros

D = diámetro del rotor (ya conocido), en metros

La ecuación que define la velocidad se obtiene de un razonamiento matemático parecido al que se utilizó con la turbina Pelton, según la teoría de las turbomáquinas se puede relacionar el par de fuerzas que actúan en el eje de una turbina con el salto o altura rotórica (altura útil), de esta manera se llega a la ecuación de Euler para turbomáquinas y desde allí se llega al razonamiento que lleva a la ecuación planteada anteriormente.

En esta ecuación aparece K_c que es un coeficiente de velocidad que afecta a la velocidad absoluta de entrada y tiene en cuenta las pérdidas que se generan en el escurrimiento dentro del inyector, de acuerdo a esto se puede decir que el coeficiente k_c afectará de manera directa al rendimiento hidráulico de la turbina; cuando k_c se aleja de la unidad decreciendo su valor (lo que equivale a un inyector ineficiente) se hace necesario un incremento en el ángulo de admisión de la turbina; el valor de este coeficiente es un valor que generalmente se determina en forma experimental, los distintos investigadores han obtenido valores que van desde 0.95, 0.97 y 0.98.

El otro parámetro importante en el dimensionamiento de esta turbina es el número de álabes del rotor, esta selección se realizará en base al diámetro y las condiciones de funcionamiento de la turbina, altura y caudal, se deberá tener en cuenta que un reducido número de álabes provocará pulsaciones en la generación de la potencia y un número elevado producirá una aceleración de la vena fluida con el consiguiente aumento de las pérdidas.

En la tabla XXX se transcriben los resultados de diferentes investigaciones reflejadas en la literatura disponible, de la tabla se desprende que el número óptimo de álabes está entre 24 y 30.

Tabla XXX. Parámetros característicos en turbinas ensayadas por diferentes investigaciones

Referencia	D/d	D/B	z	η_h (rendimiento hidráulico)
Yokohama, 1985, Japón	0.66	4.25	26	80.60
VIGM, 1986, CCCP	0.63	3.00	24	78.00
GANZ, 1984, Hungría	0.66	1.00	30	75.00
Alabama, 1983, USA	0.66	0.25	20	75.00
Resita, 1983, Rumania	0.66	1.28	24	73.00
KTU, 1987, Trazbon, Turquía	0.54	0.81	24	71.30
OREGON, 1949, USA	0.66	1.09	20	68.00
VDI, 1981, ETIOPIA	0.67	3.26	36	66.00
LOS ANDES, 1973, COLOMBIA	0.62	1.87	27	60.60
ODTU, 1985, ANKARA, TURKEY	0.83	1.44	30	55.60

Fuente: ITDG, Soluciones prácticas. Ficha técnica 2 p. 5

Después haber definido el número de álabes se procede a calcular el ancho del rodete teniendo en cuenta que ya se tiene un diámetro seleccionado y los parámetros de funcionamiento de altura (H) y caudal (Q).

El área de admisión de una turbina se puede calcular con la siguiente ecuación;

$$A_a = \frac{Q}{c_{m1}} \quad (\text{ec. 4.33})$$

$$\text{además } A_a = B.p_z.Z_a \quad (\text{ec. 4.34})$$

$$\text{el paso estará dado por } p_z = \frac{\pi D}{z} \quad (\text{ec. 4.35})$$

Si se define una relación (X_z) entre el número de álabes de la admisión y el número de álabes totales se tendrá que una vez seleccionado el número de álabes del rotor se podrá determinar el número de álabes que actúan en la admisión y por lo tanto el valor de la relación; el número de álabes de la admisión tiene estrecha vinculación con el ángulo de admisión de la máquina.

$$X_z = \frac{Z_a}{z} < 0.35 \quad (\text{ec. 4.36})$$

Este coeficiente puede variar entre 0.05 y 0.35.

Igualando las ecuaciones 4.34 y 4.35 y despejando B, se obtiene;

$$B = \frac{Q.z}{\pi D c_1 \text{sen} \alpha_1 Z_a} \quad (\text{ec. 4.37})$$

En el modelo matemático para el cálculo de velocidades (triángulo vectorial de velocidades) establece que la velocidad en el inyector está dada por la ecuación;

$$c_1 = 4.429.K_c \sqrt{H_n} \quad (\text{ec. 4.38})$$

Haciendo las sustituciones convenientes se obtiene que;

$$B = 0.259 \frac{Q}{k_c D \sqrt{H_n} \cdot x_z} \quad (\text{ec. 4.39})$$

Donde

B = ancho del rotor, en m

D = diámetro del rotor, en m

k_c = coeficiente de velocidad del inyector

c_1 = velocidad en el inyector, en m/s

H_n = altura neta, en m

z = ángulo entre álabes, en $^\circ$

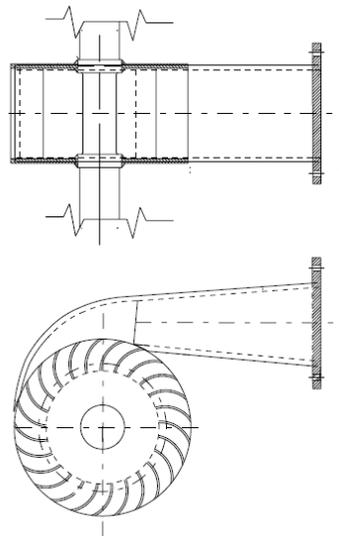
Z_a = número de álabes en la admisión

Para terminar de analizar el dimensionamiento se examina el diseño del inyector, es el segundo componente de esta máquina que en conjunto con el rotor determinan la eficiencia de la turbina, el inyector es el encargado de guiar el flujo hacia el rotor, esta conducción deberá tener una buena aceleración y una distribución de velocidades uniforme en la sección de salida así como un bajo nivel de pérdidas de carga, de esta manera se logra la mayor transformación posible de energía potencial en energía cinética.

El inyector tiene una sección transversal de forma rectangular compuesto por dos caras laterales rectas que permiten descargar el flujo sobre todo el ancho del rotor (ver figura 83), la cara superior envolvente guía el flujo, tiene un ángulo (α_1) óptimo constante en cada punto de la curva, la velocidad absoluta será tangente a esta curva en todo punto, la cara inferior es recta y puede tener un ángulo de 5° como máximo.

El chorro entra al rotor con un ángulo α_1 que es constante en toda la admisión y tangente a la periferia de la rueda, el flujo que abandona las paredes sólidas del inyector es definido como un chorro libre, la velocidad a la salida del inyector tiene un valor un poco más pequeño que el valor de diseño lo que provoca un incremento en el arco de entrada, la diversidad de diseño en la geometría del inyector hace que se adopten distintos ángulos de admisión.

Figura 83. **Sección transversal del inyector de la turbina radial**



Fuente: ITDG, Soluciones prácticas. Ficha técnica No. 2. p. 7

A través de las diversas investigaciones que se han realizado sobre esta máquina los ángulos de admisión del inyector van desde los 30° hasta los 120° , la bibliografía consultada coincide en que el ángulo de admisión θ_a óptimo para este tipo de turbina está alrededor de 90° ; tanto el ángulo como el arco de admisión estarán definidos de acuerdo con el valor de x_z adoptado con anterioridad, es decir por el número de álabes en la admisión.

Además se deberá tener en cuenta el efecto de reja que causa el espesor de los álabes en la entrada, así el arco de admisión (ver figura 84) estará dado por;

$$L_a = \frac{\pi D}{z} Z_a + Z_a e_a \quad (\text{ec. 4.40})$$

Donde

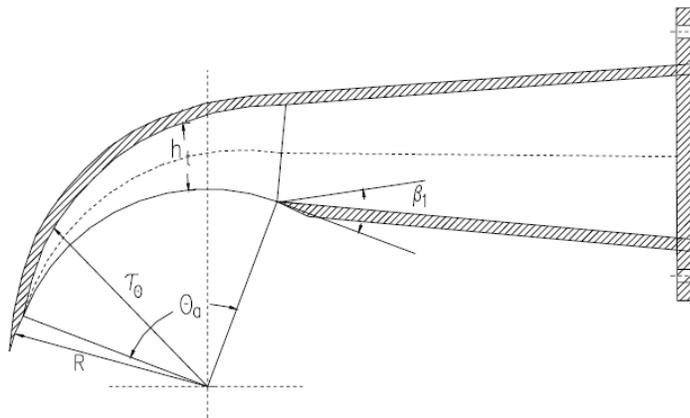
Z_a = No. de álabes de admisión

z = ángulo entre álabes

e_a = espesor del álabe, en metros

D = diámetro, en metros

Figura 84. Arco de admisión de la turbina Michell-Banki



Fuente: ITDG, Soluciones prácticas. Ficha técnica No. 2. p. 8

Luego el ángulo de admisión está dado por;

$$\theta_a = \frac{360^\circ}{\pi D} L_a \quad (\text{ec. 4.41})$$

Por último se debe definir la función que representará la curva envolvente del inyector, el modelo matemático de la entrada y salida del caudal en el inyector puede definirse como un flujo potencial, en general para cualquier ángulo entre 0° y θ_a la curva envolvente del inyector está dada por:

$$\tau_\theta = R \cdot e^{\left[\frac{\left(1 - \frac{\theta}{\theta_a} \right)}{B.C} \right] \cdot Q} \quad (\text{ec. 4.42})$$

$$\text{donde } c = 2.3\eta_h \cdot \frac{D\sqrt{H}}{K_{c1}} \quad (\text{ec. 4.43})$$

En esta ecuación en particular e corresponde a la función exponencial y no debe confundirse con el espesor del álabe; R es el radio del rotor de modo que la altura del inyector en cada punto de la envolvente es;

$$h_t = \tau_\theta - R \quad (\text{ec. 4.44})$$

Para finalizar esta sección se ha resumido la nomenclatura usada en las diferentes ecuaciones;

- c = velocidad absoluta, m/s
- u = velocidad tangencial de la turbina, en m/s
- w = velocidad relativa del fluido, en m/s
- H_r = altura rotórica, en m
- Q = caudal, en m^3 / s
- g = gravedad, en m^2 / s
- H_n = altura neta, en m
- η_h = rendimiento hidráulico
- k_c = coeficiente de velocidad del inyector
- α = ángulo entre la velocidad absoluta y la velocidad tangencial, en $[^\circ]$
- β = ángulo entre la velocidad relativa y la velocidad tangencial, en $[^\circ]$
- c_m = componente de la velocidad absoluta en la dirección meridiana, en m/s
- n = velocidad de rotación de la máquina, en rpm
- D = diámetro del rotor, en m
- d = diámetro interno del rotor, en m
- A_a = área de admisión, en m^2
- B = ancho del rotor, en m
- Z = número de álabes del rotor
- Z_a = número de álabes en la admisión
- X_z = relación de número de álabes
- p_z = paso entre álabes, en m
- z = ángulo de entre álabes $[^\circ]$
- R = radio del rotor ($r = D/2$), en m
- L_a = arco de admisión, en m
- e_a = espesor del álabe, en m

θ_a = ángulo de admisión, en [°]

θ = ángulo de la envolvente en un punto cualquiera, en [°]

τ_0 = radio de la curva envolvente del inyector, en m

C = constante de la Ley del Torbellino Potencial

h_t = altura del inyector en cada punto, en m

4.13. Regulación de velocidad

Las MCH requieren de una operación a velocidad constante para no dañar el generador eléctrico ni los equipos y máquinas que utilicen esta energía, dado que la frecuencia de la corriente eléctrica es directamente proporcional a la velocidad de giro del generador, una variación en la velocidad de giro se traduce en una variación en la frecuencia del sistema eléctrico que debe tener un valor de 60 Hz para este caso particular.

Para un proyecto eléctrico de esta naturaleza la demanda de potencia no es constante durante el día, se tienen horas con poca demanda y horarios pico de manera que sin un sistema de regulación una variación en la demanda provocaría una variación en la velocidad de giro de la turbina y por consiguiente el generador empezaría a girar a velocidad diferente a la sincrónica provocando consecuencias como la variación de la frecuencia y el voltaje de la línea; el objeto de regular la velocidad es que aunque la demanda sea variable tanto la turbina como el generador puedan operar a frecuencia constante.

Básicamente hay dos maneras de regular la velocidad del grupo generador, por regulación en el caudal de agua que entra a la turbina y por regulación de la carga, en esta sección se examina el primer método dejando el otro para el capítulo en donde se analiza al generador eléctrico.

4.13.1. Regulación manual

Para obtener una velocidad constante del grupo generador cuando hay una demanda de potencia variable es necesario que en todo momento la potencia disponible al ingreso del grupo generador debe ser igual a la potencia eléctrica a la salida de éste más las pérdidas internas del grupo.

$$\text{Potencia de ingreso} = \text{Potencia de salida} + \text{pérdidas} \quad (\text{ec. 4.45})$$

Este equilibrio se logra regulando la cantidad de agua que ingresa a la turbina de tal manera que si se produjera un aumento en la demanda se abriría una válvula que permite el mayor ingreso de agua a la turbina ocasionando que la potencia generada se iguale a la demanda, existen dos maneras de realizar esta regulación; manualmente y automáticamente.

Tradicionalmente, la regulación manual se ha utilizado en microcentrales de potencia menor de 50 kW porque su costo inicial es bajo, este tipo de regulación se emplea en aquellos sistemas donde no existen grandes fluctuaciones en la demanda de energía, para utilizar este sistema se requiere de un operador en la casa de máquinas que este atento a las variaciones en la frecuencia del sistema y que compense estas variaciones haciendo variar el caudal de agua en la turbina, la variación del caudal se realiza por medio de la válvula de aguja o de alabes directrices según el tipo de turbina empleada.

4.13.2. Regulación automática

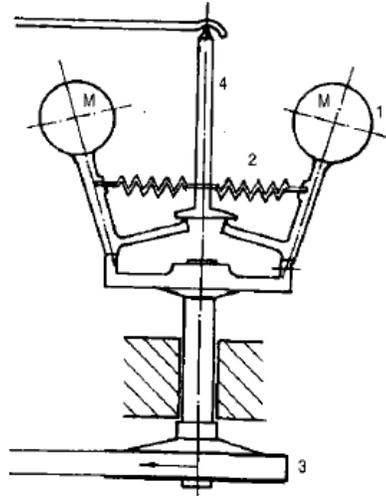
La regulación automática de la velocidad por medio del caudal proporciona un sistema con frecuencia y voltaje estables; este sistema se emplea cuando exista la posibilidad de grandes fluctuaciones instantáneas en la demanda de potencia eléctrica, este tipo de regulación utiliza reguladores de velocidad oleomecánicos y sus variaciones tales como los taquimétricos, electro-mecánicos y electro-hidráulicos, entre otros; por su elevado costo este sistema resulta poco apropiado en microcentrales y es más utilizado en centrales de más de 100 kW de potencia.

4.13.3. Reguladores oleomecánicos

A continuación se describirá brevemente las partes y modo de operación de los reguladores oleomecánicos, para los otros tipos de reguladores el principio es el mismo.

El péndulo consiste en contrapesos que giran a una velocidad proporcional a la velocidad de giro de la turbina, la acción de la fuerza centrífuga sobre estas masas detecta los cambios que ocurren en la velocidad nominal de trabajo, su función es la de captar estas variaciones en la velocidad y transmitir un movimiento para el cierre o apertura del paso de agua hacia la turbina, ver figuras 85 y 86.

Figura 85. **Péndulo de 2 masas**

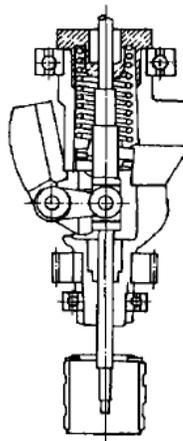


1. Masas 2. Resortes 3. Acoplamiento 4. Varilla pendular

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 154

Figura 86. **Péndulo Escher Wyss de una masa oscilante**



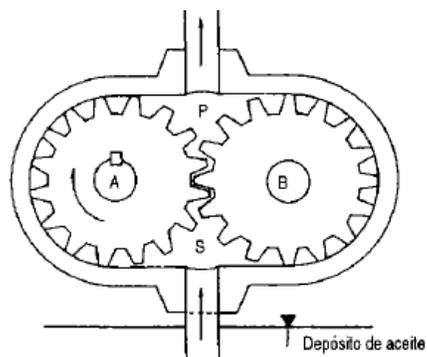
Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 154

La bomba de aceite es parte del sistema de mando para el cierre o apertura del paso de agua, se realiza a través de un circuito con aceite a presión, este sistema usualmente trabaja con una o más bombas de desplazamiento positivo igual a las de engranajes que pueden ser movidas desde la turbina por medio de fajas y poleas, ver figura 87.

La válvula de distribución de aceite tiene la función de distribuir el flujo de aceite hacia la dirección apropiada en caso de que se trate de un cierre o apertura del paso de agua, la posición de esta válvula es controlada básicamente por el péndulo, ver figura 88.

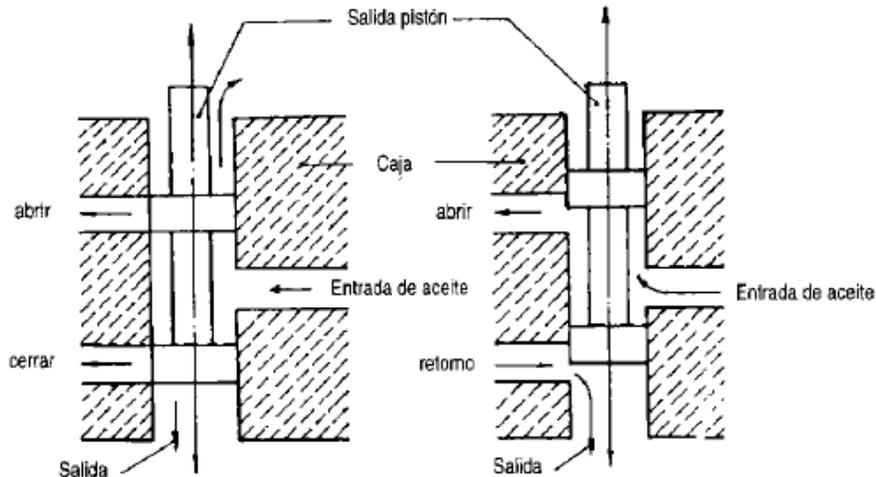
Figura 87. **Bomba de aceite del regulador oleomecánico**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 154

Figura 88. **Válvula de distribución de aceite**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 154

El servomotor es el cilindro hidráulico que ejerce la fuerza sobre los órganos reguladores de caudal de la turbina, es decir sobre el distribuidor o sobre la válvula de aguja; los dispositivos distribuidores del aceite como la válvula de distribución y el péndulo no tienen energía suficiente como para mover los elementos reguladores de caudal de las turbinas, por ello necesitan de un mecanismo que amplifique la fuerza utilizando la presión de aceite proveniente de las bombas de desplazamiento positivo.

El mecanismo de retroalimentación es un sistema regulable que interrumpe a tiempo el curso de la regulación y lleva a la válvula de distribución a su posición de equilibrio consiguiendo la estabilidad de las oscilaciones de la velocidad de la turbina en un tiempo reducido.

El cuerpo regulador es una carcasa de protección de los elementos que componen el regulador de velocidad, generalmente el carter o depósito de aceite forma parte del cuerpo del regulador, el esquema de la figura 89 muestra los elementos principales del sistema de regulación de velocidad.

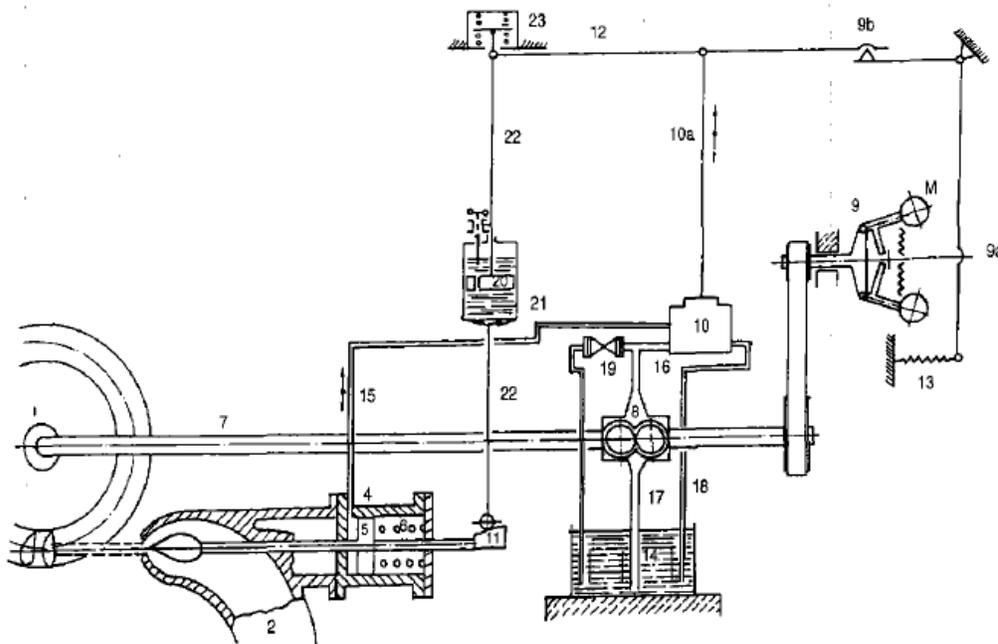
El péndulo (9) y la varilla (9a) transmitirán las variaciones en la velocidad del péndulo además aparece el circuito de aceite en forma simplificada, en el esquema aparece la bomba de engranajes (8) que es movida por la turbina, el depósito de aceite o carter (14), la válvula de distribución de aceite (10) y el servomotor (4) que incluye el pistón (5) y el resorte (6).

El mecanismo de retroalimentación o de retorno está representado en el esquema por la cuña (11) y la varilla de retroceso (22), el cilindro (21), el pistón (20) y el muelle (23) son componentes que forman el retroceso elástico el cual permite reducir las oscilaciones en la velocidad de la turbina; si se contara solo con la cuña (11) y la varilla de retroceso (22) entonces se tendría un sistema de retroceso rígido (figura 90); no se muestran otros elementos como el dispositivo variador de velocidad y el limitador de apertura para simplificar el esquema.

A continuación en base a la figura 89, se explica como se realiza el control automático de la velocidad de la turbina; suponiendo que el péndulo (9) detecta un aumento de la velocidad de la turbina, las masas (M) se separan y la varilla (9a) se mueve hacia la derecha haciendo que el punto (9b) descienda; al descender el punto (9b) manda la válvula de distribución (10) al cierre, en ese momento parte del aceite en el servomotor (4) va por el conducto (15) hacia el carter (14) reduciendo la presión sobre el lado izquierdo del pistón (5) y éste por acción del resorte (6) se desplaza hacia el cierre.

Al mismo tiempo el mecanismo de retroalimentación actúa al desplazarse la cuña (11) hacia la izquierda y elevar el cilindro (21) mediante la varilla (22), al ocurrir esto el aceite a presión empuja el pistón (20) hacia arriba.

Figura 89. **Esquema de un regulador oleomecánico**



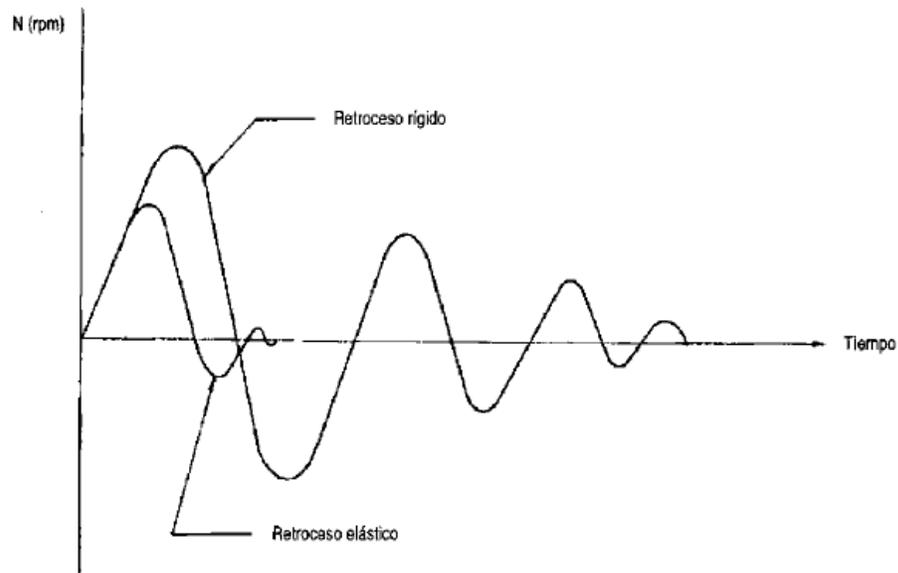
Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 155

Este movimiento es transmitido por la varilla (22) y comprime el resorte (23), luego este resorte fuerza al pistón (20) a descender lo cual es facilitado por los pequeños orificios que éste tiene para que el aceite pase de un lado a otro del pistón, durante este tiempo disminuirá la velocidad de la turbina debido al menor caudal de agua que utiliza y el punto (9b) vuelve a su posición original con lo cual la válvula de distribución (10) vuelve a su punto de equilibrio.

En caso de disminución de la velocidad se produce el mismo proceso en sentido inverso, los reguladores de velocidad deben reunir ciertas cualidades técnicas como minimizar las variaciones de la frecuencia y minimizar el tiempo que demora en restablecerse la frecuencia nominal.

Figura 90. **Comportamiento de un regulador con retroceso rígido y con retroceso elástico**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 156

Los fabricantes de estos reguladores de velocidad proporcionan en cada caso las características técnicas del regulador;

- Velocidad de giro del péndulo o taquímetro en rpm.
- Velocidad de giro de la bomba de aceite si tiene accionamiento independiente del péndulo, en rpm.

- Carrera del servomotor en metros; se define como la distancia que puede recorrer el pistón del servomotor para variar la posición del mecanismo de admisión de agua desde marcha en vacío hasta plena carga.
- Capacidad de trabajo en kg-m; es el valor obtenido de multiplicar la máxima fuerza que se requiere para accionar el mecanismo de admisión de agua a la turbina por la carrera del servomotor.
- Regulación o ajuste de la velocidad en porcentaje; es el rango de velocidades dentro del cual el regulador puede funcionar satisfactoriamente, este ajuste se consigue actuando sobre el dispositivo variador de velocidad y se expresa como un porcentaje de la velocidad nominal.
- Estatismo permanente en porcentaje, es la diferencia relativa de las velocidades en vacío y a plena carga, generalmente varía entre 0% y 6%.
- Constante de tiempo del sistema de amortiguación del retroalimentador; es el tiempo que demora el pistón del amortiguador en recorrer toda su carrera por acción del resorte, este tiempo puede ser graduado mediante una válvula de aguja.
- Tiempo de cierre en segundos, es el tiempo que emplea el servomotor para conseguir un cierre total del mecanismo de admisión de agua a la turbina; por lo general varía entre 3 y 15 segundos.

- Grado de insensibilidad en porcentaje, es la variación de velocidad necesaria del péndulo para que se inicie la regulación, es una medida de la fricción que existe en el regulador.
- Capacidad de aceite en litros, es el volumen de aceite necesario para el funcionamiento del regulador.
- Máxima presión de operación de aceite en kg/cm^2 , este puede regularse por una válvula de seguridad.
- Peso total del regulador en kilogramos (kg).

A nivel mundial existen varios fabricantes de reguladores de velocidad por regulación de caudal, algunos de los más importantes son Escher Wyss, Voight, Woodward, Neyrpic y otros; la mayor parte de los reguladores fabricados por estas compañías corresponden a una escala mayor y los que pueden incluirse en el rango de las microcentrales son excesivamente costosos.

Con el objetivo de desarrollar reguladores de velocidad más simples y de menor costo que puedan adaptarse a la escala de las microcentrales hidroeléctricas la SKAT (*Swiss Centre for Appropriate Technology*) desarrolló y probó un regulador mecánico hidráulico que utiliza el agua de la tubería de presión para accionar el servomotor que controla el caudal de agua en la turbina; los resultados obtenidos en las pruebas realizadas en una microcentral hidroeléctrica de 30 kW usando una turbina Michell-Banki se muestran en la tabla XXXI.

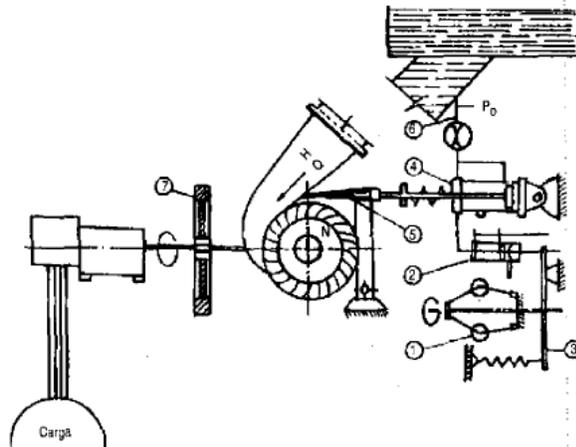
Tabla XXXI. **Resultados de las pruebas del regulador desarrollado por SKAT**

Desviación de la velocidad nominal		
En vacío	+10%	
A la potencia nominal	-6%	
A plena carga	-20%	
Variaciones transitorias		
retiro de carga	demora en la regulación	Δ r.p.m
25%	5.2 segundos	9%
50%	5.5 segundos	13%
75%	6.0 segundos	23%
100%	7.0 segundos	26%

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 157

Si bien estos resultados pueden satisfacer los requerimientos de muchos usuarios de microcentrales hidroeléctricas hay que mencionar que el mantenimiento de este regulador requiere de mucha atención, en especial el filtro de agua del regulador que se recomienda limpiar por lo menos una vez por semana.

Figura 91. Esquema del regulador desarrollado por SKAT



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 157

Las partes del esquema SKAT son las siguientes, ver figura 91;

- Péndulo centrífugo
- Válvula de control
- Varilla
- Servomotor con resorte de caudal
- Válvula reguladora de caudal
- Alimentación de agua
- Volante inercial

La nomenclatura usada en el esquema de la figura 91 corresponde a;

- H : Caída
- Q : Caudal

- P_0 : Presión antes de 4
- P_1 : Presión después de 4
- N : velocidad de la turbina

El otro método de regulación de velocidad es el método por regulación de carga el cual consiste en generar una potencia constante igual o mayor a la demandada, entonces se procede a disipar el exceso mediante resistencias de balastro, también esta regulación puede ser manual o automática siendo ésta última la más utilizada, incluso con desarrollo de sistemas de regulación electrónica de carga; este tipo de sistema de regulación tiene una relación más estrecha con los elementos eléctricos de la microcentral por lo que su explicación y algunas aplicaciones específicas se analizan en el capítulo cinco.

4.14. Sistemas de transmisión de potencia mecánica

En una microcentral hidroeléctrica se produce una continua conversión de energía hidráulica en energía mecánica dentro de la turbina y de energía mecánica en energía eléctrica en el generador; en el caso de sistemas eléctricos con corriente alterna a una frecuencia de 60 Hz se dispone de generadores con velocidades de $n=3600 / p$ (rpm) siendo p el número de pares de polos del generador; de esta manera se puede contar con velocidades de 3,600, 1,800, 1,200 y 900 rpm, hay generadores aún más lentos pero son más costosos.

La velocidad de giro de la turbina está relacionada con la caída neta, el caudal y las dimensiones del rodete; en el caso de grandes centrales hidroeléctricas se justifica construir los rodetes de las turbinas con dimensiones que permitan garantizar una velocidad de giro igual a la del generador y permitir su acoplamiento directo, en cambio en el caso de microcentrales hidroeléctricas

solo se puede emplear los rodets con dimensiones estándares de los fabricantes; en consecuencia la velocidad de operación para las condiciones de caída neta y caudal disponible rara vez coincide con la de los generadores; razón por la cual deben emplearse sistemas de transmisión de movimiento y potencia mecánica entre la turbina y el generador.

4.15. Elementos de un sistema de transmisión de potencia mecánica

En todo sistema de transmisión de movimiento y potencia mecánica se pueden distinguir fundamentalmente dos tipos de elementos;

- Elemento conductor o motriz
- Elemento conducido

De una manera más específica los elementos mecánicos involucrados en una transmisión serán;

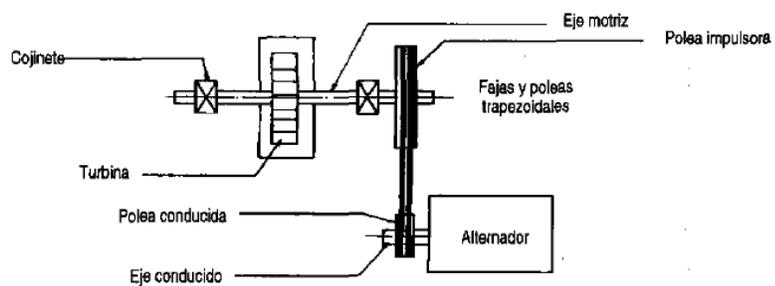
- Una rueda impulsora
- Una rueda conducida
- Ejes que soportan las ruedas y giran con ellas
- Soportes de los ejes, cojinetes de rodamiento o deslizamiento
- Acoplamientos

En la figura 92 se puede observar estos elementos, es importante apreciar que la transmisión de la potencia mecánica se producirá continuamente con la participación de los diferentes elementos mecánicos; así en el ejemplo mostrado el eje motriz entrega movimiento a la rueda mediante la unión enchavetada, la rueda mueve a la faja por fricción, la faja mueve a la rueda conducida y finalmente ésta mueve al eje conducido.

4.16. Tipos de transmisiones

Existen varios tipos de transmisiones mecánicas, las importantes para este trabajo se catalogan en flexibles y por engranajes.

Figura 92. Sistema de transmisión de una etapa



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 163

Transmisiones flexibles por fajas ver figura 93;

- Planas
- Trapezoidales o en V
- Dentadas

Transmisiones flexibles por cadenas de rodillos;

- Simples
- Múltiples

Transmisiones por ruedas de fricción;

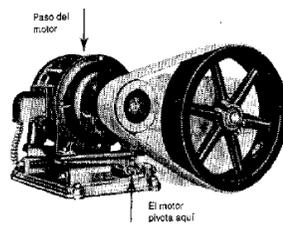
- Cilíndricas de ejes paralelos
- Cilíndricas de ejes transversales
- Cónicas

Transmisiones por engranajes;

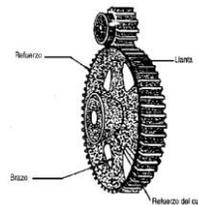
- Cilíndricas de dientes rectos
- Cilíndricas de dientes helicoidales
- Cónicos de dientes rectos
- Cónicos de dientes espirales
- Tornillo sin fin con rueda dentada

Figura 93. **Sistemas de transmisión**

a) Por correa plana



b) Por engranaje recto



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 163

4.17. Velocidad y parámetros de potencia transmitida

En la transmisión de movimiento de un sistema se busca aumentar o disminuir la velocidad angular así como transmitir potencia de un eje a otro, para una mejor comprensión se examinan algunos conceptos y relaciones fundamentales.

Velocidad tangencial; es un concepto ampliamente conocido del movimiento circular uniforme, se describe en las siguientes ecuaciones;

$$V = \pi \cdot D \cdot \frac{N}{60}, \text{ en m/s} \quad (\text{ec. 4.46})$$

o también como:

$$V = \omega \cdot \frac{D}{60} \quad (\text{ec. 4.47})$$

Donde

D = diámetro de la rueda, en m

N = rpm de la rueda

ω = velocidad angular, en rad/seg

$$\text{recordar que } \omega = \frac{2\pi N}{60} \quad (\text{ec. 4.48})$$

Relación de transmisión; es la relación entre las velocidades de la rueda impulsora y de la rueda conducida; relación que identificaremos con la letra *i*, es igual a;

$$i = N_1/N_2 = D_2 / D_1 \quad (\text{ec. 4.49})$$

Donde

N_1 = velocidad de la rueda impulsora, en rpm

N_2 = velocidad de la rueda conducida, en rpm

D_1 = diámetro de la rueda impulsora, en metros

D_2 = diámetro de la rueda conducida, en metros

En caso de necesidad de altas relaciones de transmisión se puede utilizar etapas sucesivas, en estos casos se cumple;

$$i_t = \frac{\text{RPM Entrada}}{\text{RPM Salida}} \quad (\text{ec. 4.50})$$

siendo $i_t = i_1 \times i_2 \times \dots \times i_n$

siendo i_1, i_2, \dots relaciones de transmisión de cada etapa

El torque indica la capacidad de un eje giratorio para desarrollar una fuerza tangencial F a una distancia radial r del centro del eje, se define como;

$$T = F \times r \text{ en kg.m} \quad (\text{ec. 4.51})$$

La potencia es la energía por unidad de tiempo que transmite un eje, se define como:

$$P = \frac{T \times \omega}{102} = \frac{T \cdot N}{974}, \text{ en kW} \quad (\text{ec. 4.52})$$

tambien:

$$P = \frac{F \cdot V}{102} \quad (\text{ec. 4.53})$$

Se puede apreciar que la potencia es directamente proporcional al producto del torque y la velocidad angular; esto equivale a indicar que para un mismo valor de la potencia el torque y la velocidad son inversamente proporcionales entre sí.

Lo anterior significa que en un sistema en el que se conserva la potencia mecánica si aumenta la velocidad disminuye la capacidad de desarrollar torque y viceversa.

La eficiencia en todo sistema de transmisión de potencia mecánica no se puede conservar completamente, de cualquier manera se producirán pérdidas en forma de calor a causa de la fricción; en una transmisión por fajas se presentan pérdidas por la fricción entre las poleas y la faja y entre los ejes y sus apoyos, en consecuencia la potencia de salida en el eje conducido será menor que la potencia de entrada en el eje impulsor.

La eficiencia mecánica (η) está definida así;

$$\eta = \frac{\text{Pot. de salida}}{\text{Pot. de entrada}} = \frac{P_2}{P_1} \text{ luego } P_2 = P_1\eta \quad (\text{ec. 4.54})$$

$$\text{Considerando que } P = T \cdot \frac{N}{974} \text{ se obtiene que } T_2 \cdot \frac{N_2}{974} = (T_1 \cdot \frac{N_1}{974}) \cdot \eta \quad (\text{ec. 4.55})$$

$$\text{De donde } T_2 \cdot N_2 = (T_1 \cdot N_1) \eta \text{ de manera que } \frac{T_2}{T_1} = \frac{N_1}{N_2} \eta \quad (\text{ec. 4.56})$$

$$\text{finalmente } \frac{T_2}{T_1} = i \cdot \eta \quad (\text{ec. 4.57})$$

Tabla XXXII. Velocidades máximas recomendadas

Correa plana corriente	V máx. < 25 m/s
Correas especiales de fibras artificiales	V máx. < 50 m/s
Correas trapezoidales estándar	V máx. < 25 y 30 m/s
Correas trapezoidales con alma de acero	50 m/s
En transmisiones por cadena $V_{\max} = 25-40$ m/s	V máx = 80 m/s
En los engranajes de dientes rectos a $V > 10$ m/s, en los dientes helicoidales a $V > 15$ m/s deben fabricarse con 6 grados de precisión	V máx. 150-180 m/s
En las transmisiones de tornillo sin fin	V máx. < 20 m/s

Fuente: DOBROVOLSKI, Zablonki. Elementos de máquinas. p. 80

Tabla XXXIII. Valores de relación de transmisión

Engranaje	$i = 4$ hasta 20
Tornillo sin fin	las más altas
Cadena de manguitos de rodillo	hasta 6 – 10
Cadena dentada	hasta 15
Correa trapezoidal	hasta 8 – 15
Correa plana con rodillo tensor	hasta 10
Correa plana abierta	hasta 5

Fuente: DOBROVOLSKI, Zablonki. Elementos de máquinas. p. 80

Tabla XXXIV Rendimientos

Transmisiones dentadas	99%
Transmisiones por cadena	97.99%
Transmisiones por correa plana	95 – 97%
Transmisiones por correa trapezoidal	96%
Transmisiones por tornillo sin fin	75 – 90 %

Fuente: DOBROVOLSKI, Zablonki. Elementos de máquinas. p. 80

Ejemplo ilustrativo para cálculo de relaciones de transmisión, se tienen los siguientes datos;

Velocidad de la turbina N (turbina) = 250 rpm

Velocidad del generador N (generador) = 3,600 rpm

- De estos datos se obtiene la relación de transmisión de una sola etapa que es igual a $i = 3600/250 = 14.4$. Si se supone un diámetro de polea del generador igual a 5" entonces el diámetro de la polea de la turbina se calcula como:

diámetro de la polea (turbina) = $14.4 \times 5" = 72"$ y al convertirlo da 1.82 m.

- Si la relación de transmisión fuera en dos etapas ésta se calcula así;

$$i = \sqrt{3600/250} = 3.8$$

Se mantiene el diámetro de la polea del generador en 5" entonces el diámetro de la polea de la turbina es ahora $3.8 \times 5" = 19"$ o 0.48 m

En conclusión se emplearían dos poleas de 5" y dos poleas de 19", estas dimensiones son manejables comparadas con poleas de 72" en una sola etapa.

4.18. Comparación entre sistemas de transmisión

Para las diferentes necesidades de transmisión de potencia son válidas las opciones mencionadas anteriormente, cada una de ellas tiene características particulares que según el caso hacen conveniente su selección; a manera de comparación en la tabla XXXV se presentan las características de diferentes sistemas de transmisión para el caso de una potencia continua de 75 kW, velocidad N = 1000 rpm y relación de transmisión $i = 4$, se puede apreciar

que la transmisión por fajas trapezoidales es de menor precio relativo y que la transmisión por engranajes es la más compacta, a continuación se muestran las características más relevantes de los principales sistemas de transmisión.

Tabla XXXV **Índices comparativos de distintas transmisiones**

Transmisión	Dist. entre los ejes en mm.	Ancho de la rueda dentada o polea en mm	Masa aprox. (Kg)	Precio relativo %
Por correa (abierta plana)	5000	350	300	106
Por correa plana con rodillo tensor	2300	250	350	125
Por correa trapezoidal	1800	130	300	140
Por cadena	830	360	300	140
De rueda dentada	830	360	300	140

Fuente: DOBROVOLSKI, Zablonki. Elementos de máquinas. p. 84

4.18.1. Transmisión por fajas

Tienen amplia aplicación en el caso de microcentrales hidroeléctricas; en ellas la capacidad de transmisión de potencia depende de la fricción entre la faja y las ruedas que a su vez depende del coeficiente de rozamiento y del ángulo de contacto de la faja con la polea menor, las ventajas son;

- Posibilidad de unir el árbol conductor con el conducido, dispuestos a distancias relativamente grandes.
- Aparte de los cojinetes no se requiere lubricación.

- Debido a que la transmisión es por fricción en caso de sobrecargas se produce resbalamiento entre faja y poleas, lo que protege a otros elementos de la transmisión y a los equipos involucrados.
- Funcionamiento relativamente suave sin golpeteo originado por la propia transmisión.
- Sencillez.
- Costo inicial relativamente bajo.

Las desventajas son;

- Grandes dimensiones exteriores.
- En caso de bajas velocidades su empleo se limita a pequeñas potencias porque si las potencias fueran grandes el número de fajas y las dimensiones exteriores serían desproporcionadamente altas.
- Debido al resbalamiento relativo entre faja y poleas no se puede garantizar una relación de transmisión constante ni una sincronización entre los movimientos conductor y conducido.
- Duración relativamente baja, ciclo de trabajo desde 1,000 hasta 5,000 horas.
- Normalmente se producen grandes cargas sobre los ejes y apoyos y por consiguiente considerables pérdidas de potencia.

Las fajas de transmisión pueden ser planas y trapezoidales aunque también existen las fajas especiales dentadas, las fajas planas son relativamente más antiguas en los equipos y maquinarias; inicialmente se fabricaban en cuero tratado; actualmente se fabrican en tejido de algodón y/o fibra sintética con entrecapas y recubrimientos exteriores de caucho o neopreno; en el caso de las fajas tejidas debe tomarse en cuenta que los éstos soportan las cargas de tensión y que los recubrimientos exteriores proporcionan la fricción necesaria por lo que deben ser resistentes al desgaste superficial.

En el caso de fajas tejidas con diferente número de telas las fajas planas se fabrican de diferente ancho y espesor, deben empalmarse por sus extremos para alcanzar la longitud requerida; estos empalmes se obtienen por articulaciones metálicas de diferente tipo y también por vulcanizado, este último es el que las hace más eficientes con límite de hasta el 100% de la resistencia de la faja.

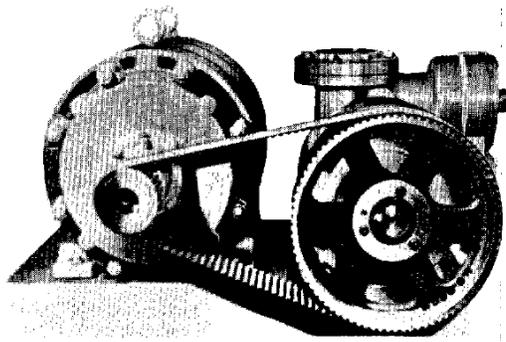
El lugar del empalme suele ser rígido y a veces más pesado que las otras partes de la faja lo que produce golpeteo en la polea y causa oscilaciones en la velocidad del movimiento.

Las fajas trapezoidales se fabrican en longitudes cerradas estándar a las que debe adaptarse la transmisión, el efecto de cuña que se produce en el contacto entre fajas y poleas crea el efecto equivalente a un altísimo coeficiente de fricción, permite que la capacidad de tracción sea mayor que la correspondiente a fajas planas y por consiguiente se permitan menores ángulos de contacto y distancias más cortas entre los ejes de las poleas.

El correcto tensado y alineamiento de los ejes es un requisito necesario para un buen funcionamiento y una duración adecuada de las fajas para que no se produzcan cargas irregulares en los cojinetes.

Las fajas dentadas mostradas en la figura 94 se diferencian de las anteriores porque en ellas la transmisión es a través de una fuerza de contacto directo y no por fricción, esto permite la sincronización en la transmisión del movimiento; se fabrican empleando como elementos de tracción más usuales los cables de acero aunque también se emplean tejidos de algodón y/o fibras.

Figura 94. **Correa de sincronización**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 169

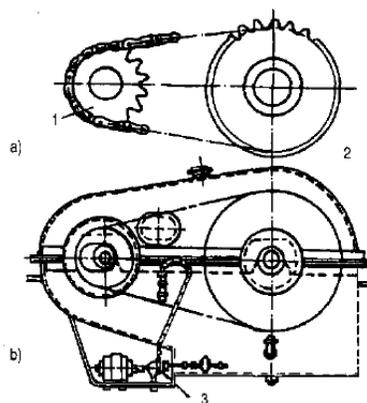
Los forros y los dientes son de caucho o neopreno; como se emplean cables las fajas dentadas se estiran poco bajo carga y en consecuencia la tensión inicial puede ser baja con bajas cargas en los cojinetes prescindiendo de dispositivos tensores; otras características notables de las fajas dentadas son gran capacidad en pequeño espacio, funcionamiento silencioso a bajas velocidades y pueden tolerar un pequeño arco de contacto; en cambio transmiten golpeteos debido a la forma del contacto.

4.18.2. Transmisión por cadena de rodillos

Son transmisiones que tienen flexibilidad y están constituidas por articulaciones de eslabones metálicos que al entrar en contacto con los dientes de las ruedas permiten una transmisión sincronizada, los eslabones se fabrican de acero de alta resistencia lo que permite una gran capacidad de tracción en poco espacio; además cuentan con rodillos que son los elementos que entran en contacto directo con los dientes de las ruedas.

En este sistema de contacto la fricción que se produce es por rodamiento, a diferencia de las cadenas sin rodillos en las que se produce deslizamiento, esto permite una mayor eficiencia en la transmisión; en la figura 95 se muestra para a) un caso simple y b) cuando trabajan muy cargadas y a altas velocidades, este sistema se encierra en una caja y tienen dispositivos de tensión y lubricación.

Figura 95. Transmisión por cadena



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 169

Ventajas;

- Se pueden tener grandes distancias entre ejes (hasta 5 m).
- Es posible transmitir movimiento a varios ejes con una misma cadena.
- Se consiguen eficiencias relativamente altas (98%).
- Se originan menores cargas sobre los ejes con respecto a los casos de fajas.
- Mayor vida útil (10,000 horas).

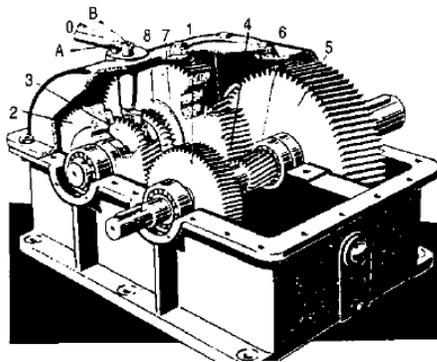
Desventajas;

- Costo relativamente elevado.
- Requerimientos de sistemas de lubricación en casos de grandes velocidades y cargas.
- En casos de reemplazos las cadenas quedan inutilizables debido al estiramiento sufrido.
- Necesidad de montaje y mantenimiento más cuidadoso.
- Cierta irregularidad en la velocidad y cargas sobre la rueda conducida durante el funcionamiento.

4.18.3. Transmisión por engranajes

Las cajas reductoras de engranajes significan una opción para la transmisión de movimiento entre el eje de la turbina y el generador con las ventajas de ocupar poco espacio, originar menores pérdidas por fricción y evitar cargas fuertes en los cojinetes del generador; los engranajes tienen la ventaja de poder adaptarse adecuadamente tanto a transmisiones de baja y alta velocidad.

Figura 96. Caja de engranajes



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 170

El principal inconveniente es su elevado costo comparado con las transmisiones por fajas y los trabajos de mantenimiento relacionados mayormente con cambios de rodamientos de las cajas que requieren sumo cuidado.

4.19. Criterios para dimensionar un sistema de transmisión

Para dimensionar un sistema de transmisión debe contarse con la siguiente información, potencia a transmitir, velocidades de entrada/salida y condiciones de servicio.

Las condiciones de servicio están relacionadas con el tipo de maquina motriz y el tipo de maquina conducida, otra condición a considerar son las vibraciones que cada máquina origine en la transmisión, también depende de las horas de servicio, condiciones ambientales entre otras.

Estas condiciones de servicio han sido evaluadas experimentalmente para los diferentes sistemas de transmisión considerándose en la forma de un factor de servicio, para propósitos prácticos la selección se efectúa con la potencia de diseño (P_{dis}) que esta definida así;

$$P_{dis} = P_{trans} \times F_{serv} \quad (\text{ec. 4.58})$$

Donde P_{trans} = potencia transmitida y F_{serv} = factor de servicio.

El dimensionamiento específico se debe efectuar con la ayuda de tablas y catálogos de los fabricantes.

El criterio de selección de fajas en V puede efectuarse siguiendo el procedimiento general que se aplica a los diferentes sistemas de transmisión de potencia siendo requisito fundamental contar con los datos iniciales sobre potencia a transmitir, relación de transmisión y condiciones de servicio así como alguna restricción de espacio.

El criterio de selección del tipo de sección de mayor uso industrial se designan con las letras A ($1/2" \times 5/16"$), B ($21/32" \times 13/32"$), C ($7/8" \times 17/32"$), D ($1 \frac{1}{4}" \times 3/4"$) y E ($1 \frac{1}{2}" \times 29/32"$); existen también secciones más compactas como 3V ($3/8"$ ancho), 5V ($5/8"$) y 8V ($1"$), se ha determinado experimentalmente el rango apropiado de uso de cada sección de acuerdo a la potencia y velocidad; la gráfica de la figura 97 permitirá seleccionar el tipo de sección debiendo destacarse que en esta gráfica se debe emplear la potencia de diseño del proyecto.

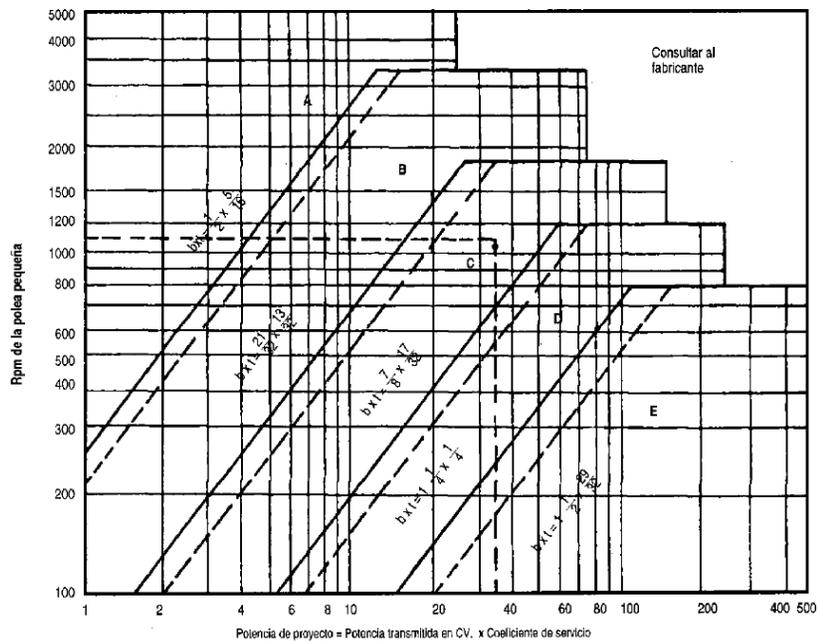
La determinación de los diámetros de las poleas se hará considerando varios criterios, entre los que destacan;

- La relación de velocidades a obtener.
- El diámetro mínimo tolerable por las diferentes secciones.
- La conveniencia de usar diámetros normalizados.
- La influencia del diámetro de la polea menor en la capacidad de transmitir potencia de las fajas.
- La influencia de los diámetros en las tensiones y fuerzas en los ejes y los rodamientos.

Algunos ingenieros privilegian el uso de los diámetros más pequeños posibles basados en la suposición de que se ahorrará en costos de poleas y se obtendrán fajas cortas; sin embargo ello disminuirá la capacidad de transmitir potencia y las fuerzas en los ejes y rodamientos serán mayores que para una polea de mayor diámetro.

En consecuencia se obtendrá soluciones con mayor número de fajas, poleas más anchas, ejes más gruesos y rodamientos más grandes; es necesario estudiar varias alternativas y seleccionar la de menor peso con menor precio de todos los componentes de la transmisión, tal como se apreciará en los ejemplos los cálculos a efectuar son relativamente sencillos por lo que el estudio de varias alternativas no resulta muy laborioso.

Figura 97. **Número de secciones de correa según la potencia y la velocidad**



Fuente: MORING, Faires. Diseño de elementos de máquinas. p. 190

El criterio de la longitud requerida de la faja se calcula mediante la siguiente fórmula;

$$L = 2C + \frac{\pi(D+d)}{2} + \frac{(D-d)^2}{4C} \quad (\text{ec.4.59})$$

Donde C es la distancia entre centros, D es el diámetro de paso de la polea mayor y d es el diámetro de paso de la polea menor, todas las dimensiones en metros.

La distancia entre centros C se determinará de acuerdo a las restricciones de espacio impuestas por los equipos motriz y conducido, en caso de que no haya restricción alguna, la distancia entre centros se puede tomar como el mayor valor entre las expresiones;

$$C = (D + 3d)/2 \text{ y } C = D \quad (\text{ec. 4.60})$$

Tomando como referencia el valor calculado con la fórmula indicada anteriormente se seleccionará la longitud estándar más cercana.

Para determinar el número de fajas en primer lugar debe calcularse la capacidad de transmisión de potencia por faja; para esto se dispone de tablas de fabricantes que permiten determinar esta capacidad para las condiciones requeridas por la transmisión, también se puede emplear la siguiente fórmula;

$$\text{Pot.nom} = \left[2.19 \times a \left(\frac{10^3}{V} \right)^{0.09} - \frac{6.2 \times c}{k_d \times d} - \frac{26.26 \times e \times V^2}{10^6} \right] \times \frac{V}{1000} \quad [\text{kW / faja}] \quad (\text{ec. 4.61})$$

En la ecuación; a, c y e son constantes que corresponden a una sección determinada; K_d es el coeficiente de diámetro pequeño, V es la velocidad tangencial en m/min y d es el diámetro de polea menor en cm.

La capacidad nominal obtenida debe corregirse para la longitud de correa y el arco de contacto, en la siguiente forma;

$$\text{Pot. nom. ajustada} = (\text{Pot. nom.}) K_{\theta} .K_L \quad (\text{ec. 4.62})$$

Donde K_{θ} es un coeficiente de corrección por un arco de contacto diferente a 180° y el coeficiente K_L corrige el efecto de la longitud; obteniéndose los valores correspondientes de tablas finalmente el número de fajas se puede obtener así;

$$\text{número de fajas} = \frac{\text{potencia de diseño}}{\text{pot.nom. ajustada}} \quad (\text{ec. 4.63})$$

En las siguientes páginas se muestran las tablas para diferentes estándares norteamericanos referentes a longitudes de fajas, diámetros de poleas y coeficientes aplicables.

Tabla XXXVI. **Longitudes normalizadas de correas trapezoidales**

Sección A		Sección B		Sección C		Sección D	
Dmin = 3" (7.62 cm)		Dmin = 5.4" (13.71 cm)		Dmin = 9" (22.86 cm)		Dmin = 13" (33 cm)	
Correa num.	Longitud Primitiva pulg (cm)	Correa num.	Longitud Primitiva pulg (cm)	Correa Num.	Longitud Primitiva pulg (cm)	Correa num.	Longitud Primitiva pulg (cm)
A26	27.3 (69.3)	B35	36.8 (93.4)	C51	53.9 (136.9)	D120	123.3 (313.1)
A31	32.3 (82.0)	B38	39.8 (101.1)	C60	62.9 (159.0)	D128	131.3 (333.5)
A35	36.3 (92.2)	B42	43.8 (111.2)	C68	70.9 (180.0)	D144	147.3 (374.1)
A38	39.3 (99.8)	B46	47.8 (121.4)	C75	77.9 (197.8)	D158	161.3 (409.7)
A42	43.3 (109.9)	B51	52.8 (134.1)	C81	83.9 (213.1)	D173	176.3 (447.8)
A46	47.3 (120.1)	B55	56.8 (144.2)	C85	87.9 (223.2)	D180	183.9 (465.5)
A51	52.3 (132.8)	B60	61.8 (156.9)	C90	92.9 (235.9)	D195	198.3 (503.6)
A55	56.3 (143.0)	B66	69.8 (177.2)	C96	98.9 (251.2)	D210	213.3 (541.7)
A60	61.3 (155.7)	B75	76.8 (195.0)	C105	107.9 (274.0)	D240	240.8 (611.6)
A68	69.3 (176.0)	B81	82.8 (210.3)	C112	114.9 (291.0)	D270	270.8 (687.8)
A75	76.3 (193.0)	B85	86.8 (220.4)	C120	122.9 (312.1)	D300	300.8 (764.0)
A80	81.3 (206.5)	B90	91.8 (233.1)	C128	130.9 (332.4)	D330	330.8 (840.2)
A85	86.3 (219.2)	B97	98.8 (250.9)	C144	146.9 (373.1)	D360	360.8 (916.4)
A90	91.3 (231.9)	B105	106.8 (271.2)	C158	160.9 (408.6)	D390	390.8 (992.6)
A96	97.3 (247.1)	B112	113.8 (289.0)	C173	175.9 (446.7)	D420	420.8 (1068.8)
A105	106.3 (270.0)	B120	121.8 (308.3)	C180	182.9 (464.5)	D480	480.8 (1221.2)
A112	113.3 (287.7)	B128	129.8 (329.6)	C195	197.7 (502.6)	D540	540.8 (1373.6)
A120	121.3 (308.1)	B144	145.8 (370.3)	C210	212.9 (540.7)	D600	600.8 (1526.0)
A128	129.3 (328.4)	B158	159.8 (405.8)	C240	240.9 (611.8)	D660	660.8 (1672.4)

Continuación tabla XXXVI.

Sección A		Sección B		Sección C		Sección D	
Dmin = 3" (7.62 cm)		Dmin = 5.4" (13.71 cm)		Dmin = 9" (22.86 cm)		Dmin = 13" (33 cm)	
Correa num.	Longitud Primitiva pulg (cm)						
		B173	174.8 (444.0)	C270	270.9 (688.0)		
		B180	181.8 (461.7)	C300	300.9 (764.2)		
		B195	196.8 (499.8)	C330	330.9 (840.4)		
		B210	211.8 (537.9)	C360	360.9 (916.6)		
		B240	240.3 (610.3)	C390	390.9 (992.8)		
		B270	270.3 (686.0)	C420	420.9 (1069.0)		
		B300	300.3 (762.7)				
Constantes para potencia nominal		Constantes para potencia nominal		Constantes para potencia nominal		Constantes para potencia nominal	
a = 2.684		a = 4.737		a = 8.792		a = 18.789	
c = 5.326		c = 13.962		c = 38.819		c = 137.7	
e = 0.0136		e = 0.0234		e = 0.0416		e = 0.0848	

Fuente: MORING, Faires. Diseño de elementos de máquinas. p. 191

Tabla XXXVII. **Diámetros de poleas normalizados**

Sección A	Sección B	Sección C	Sección D
Algunos diámetros de polea normalizados			
Varía en aumentos de 0.2" desde 2.6" hasta 5.2" luego en aumentos de 0.4" hasta 6.4"; luego los diámetros de 7, 8.2, 9, 10.6, 12, 15 y 18"	Varía en aumentos de 0.2" hasta 4.6" luego los diámetros de 5, 5.2, 5.4, 5.6, 6, 6.4, 6.8, 7.4, 8.6, 9.4, 11, 12.4, 15.4, 18.4, 20, 25, 30, 38"	Varía en aumentos de 0.5", desde 7" hasta 11" luego en aumentos de 1" hasta 14"; de 2" hasta 20"; luego los diámetros de 24, 30, 36, 44 y 50"	Varía en aumentos de 0.5", desde 13" hasta 16"; luego los diámetros de 8, 22, 27, 33, 40, 48, 58"

Fuente: MORING, Faires. Diseño de elementos de máquinas. p. 192

Tabla XXXVIII. **Coefficientes de diámetro pequeño K_d**

D_2 / D_1	K_d
1.000 – 1.019	1.00
1.020 – 1.032	1.01
1.033 – 1.055	1.02
1.056 – 1.081	1.03
1.082 – 1.109	1.04
1.100 – 1.142	1.05
1.143 – 1.178	1.06
1.179 – 1.222	1.07
1.223 – 1.274	1.08
1.275 – 1.340	1.09
1.341 – 1.429	1.10
1.430 – 1.562	1.11
1.563 – 1.814	1.12
1.815 – 2.948	1.13
2.949 y más	1.14

Fuente: MORING, Faires. Diseño de elementos de máquinas. p. 193

Tabla XXXIX. **Coefficientes de arco de contacto K_θ**

$D_2 - D_1$	K_θ	
C	w	V-plana
0.00	1.00	0.75
0.10	0.99	0.76
0.20	0.97	0.78
0.30	0.96	0.79
0.40	0.94	0.80
0.50	0.93	0.81
0.60	0.91	0.83
0.70	0.89	0.84
0.80	0.87	0.85
0.90	0.85	0.85
1.00	0.82	0.82
1.10	0.80	0.80
1.20	0.77	0.77
1.30	0.73	0.73
1.40	0.70	0.70
1.50	0.65	0.65

Fuente: MORING, Faires. Diseño de elementos de máquinas. p. 193

Tabla XL. Factores de corrección K_L

Designación de la longitud normalizada		Sección transversal de la correa				
cm.	Pulg.	A	B	C	D	E
66.0	26	0.81	----	----	----	----
78.7	31	0.84	----	----	----	----
88.9	35	0.87	0.81	----	----	----
96.5	38	0.88	0.83	----	----	----
106.6	42	0.90	0.85	----	----	----
116.8	46	0.92	0.87		----	----
129.5	51	0.94	0.89	0.80	----	----
139.7	55	0.96	0.91		----	----
152.4	60	0.98	0.93	0.82	----	----
172.7	68	1.00	0.95	0.85	----	----
190.5	75	1.02	0.97	0.87	----	----
203.2	80	1.04			----	----
205.7	81		0.98	0.89	----	----
215.9	85	1.05	0.99	0.90	----	----
228.6	90	1.06	1.00	0.91	----	----
243.8	96	1.08		0.92	----	----
246.3	97		1.02		----	----
266.7	105	1.10	1.04	0.94	----	----
284.5	112	1.11	1.05	0.95	----	----
304.8	120	1.13	1.07	0.97	0.86	----
495.3	195	----	1.18	1.07	0.96	0.92
533.4	210	----	1.19	1.08	0.96	0.94
609.6	240	----	1.22	1.11	1.00	0.96
685.8	270	----	1.25	1.14	1.03	0.99
762.0	300	----	1.27	1.16	1.05	1.01
838.2	330	----	----	1.19	1.07	1.03
914.4	360	----	----	1.21	1.09	1.05
990.6	390	----	----	1.23	1.11	1.07
1066.8	420	----	----	1.24	1.12	1.09
1219.2	480	----	----	----	1.16	1.12
1371.6	540	----	----	----	1.18	1.14
1524.0	600	----	----	----	1.20	1.17
1676.4	660	----	----	----	1.23	1.19

Fuente: MORING, Faies. Diseño de elementos de máquinas. p. 193

Tabla XLI. Valores aproximados de factor de servicio

Transmisión	Grado de irregularidad en máquina conducida	Maquina Propulsora											
		Motor Eléctrico.Horas de funcionamiento diario				Turbinas, motores multicilíndricos.Horas de funcionamiento diario				Motores Monocilíndricos.Horas de funcionamiento diario			
		0.50	3.00	8.00	24.00	0.50	3.00	8.00	24.00	0.50	3.00	8.00	24.00
Engranajes cilíndricos y cónicos, así como ruedas de fricción	I	0.50	0.80	1.00	1.25	0.80	1.00	1.25	1.50	1.00	1.25	1.50	1.75
	II	0.80	1.00	1.25	1.50	1.00	1.25	1.50	1.75	1.25	1.50	1.75	2.00
	III	1.25	1.50	1.75	2.00	1.50	1.75	2.00	2.25	1.75	2.00	2.25	2.50
Transmisión por tornillo sin fin, así como por cadenas	I	0.50	0.75	1.00	1.25	0.70	0.95	1.20	1.45	0.85	1.10	1.35	1.60
	II	0.70	0.95	1.20	1.45	0.85	1.10	1.35	1.60	1.00	1.25	1.50	1.75
	III	1.00	1.25	1.50	1.75	1.20	1.45	1.70	1.95	1.35	1.60	1.85	2.10
Transmisión por fajas	I	0.50	0.75	1.00	1.25	0.65	0.90	1.15	1.40	0.75	1.00	1.25	1.50
	II	0.65	0.90	1.15	1.40	0.75	1.00	1.25	1.50	0.90	1.15	1.40	1.65
	III	0.90	1.15	1.40	1.65	1.00	1.25	1.50	1.75	1.10	1.35	1.60	1.85

Fuente: MORING, Faires. Diseño de elementos de máquinas. p. 193

A continuación se analiza un ejemplo ilustrativo para comprender el uso de las tablas, se suponen algunos datos para una MCH de 20 kW de potencia, la velocidad de la turbina es de 400 rpm y acciona un generador de 1,800 rpm, se asume que funciona 24 horas/día, la transmisión es mediante fajas V.

- Calcular el tipo de sección a seleccionar; para esta parte se observan las condiciones de servicio de la tabla XLI y se obtiene el factor de servicio con valor de 1.25, la potencia de diseño se define entonces como:

$$20\text{kW} \times 1.25 = 25\text{kW} \text{ o } 34 \text{ HP aproximadamente}$$

En este caso, la polea menor (eje del generador) gira a 1,800 rpm, empleando la gráfica de la figura 97 (25 kW, 1800 rpm) para ubicar el punto este valor de potencia se ubica entre los rangos B y C pero más cercano a B por lo que se tomará ese valor de sección que corresponde a ("21/32" x "13/32").

- El diámetro de poleas se puede calcular empezando por lo anterior en donde se tomó una sección B, al observar en la tabla XXXVI el diámetro mínimo recomendado es 5.4", aunque existen otras posibilidades con el objeto de ilustrar se tomará 6" para la polea menor; luego para obtener el diámetro de la polea mayor D se calcula la relación de transmisión, $i = 1800/400 = 4.5$; con este valor la polea mayor tiene un diámetro de;

$$D = 6" (4.5) = 27"$$

- Para calcular la longitud de la faja primero habrá que determinar la distancia entre centros C con valores referenciales;

$$C = (D+3d)/2 \quad (\text{ec. 4.64})$$

Al sustituir valores se tiene $[27 + 3(6)]/2 = 22.5''$ y hacemos $C = D = 27''$

Con este valor se calcula la longitud L de la faja;

$$L = 2C + \frac{\pi(D+d)}{2} + \frac{(D-d)^2}{4C} \quad (\text{ec. 4.65})$$

Sustituyendo datos;

$$L = 2(27) + \frac{\pi(27+6)}{2} + \frac{(27-6)^2}{4 \times 27} = 109.9''$$

De la tabla XXXVI se obtiene que para fajas estandarizadas más cercanas;

$$B105 = 106.8''$$

$$B112 = 113.8''$$

Como B105 está debajo del valor se escoge entonces $B112=113.8''$ consecuentemente hay que corregir la distancia entre centros;

$$C = 27 + (113.8 - 109.9) / 2 \quad C = 28.95''$$

- Para el número de fajas primero se calcula la velocidad tangencial, recordando la fórmula $V = \pi D N / 60$, se calcula el valor de V definido por $\pi (6'' \times 25.4) \times 1800 / 1000 = 861.8 \text{ m/min}$, es notorio que para no cometer errores si se toma el diámetro menor la velocidad es la de la polea menor (1,800 rpm); ahora con la relación de diámetros $D/d = 4.5$ se obtiene de la tabla XXXVII un $K_d = 1.14$ y de la tabla XXXVI se obtienen los valores de

las constantes de potencia nominal que para la sección B que se escogió es;

$$a = 4.737, c = 13.962, e = 0.0234$$

Con estos valores se aplica la fórmula de potencia nominal;

$$\text{Pot.nom} = \left[2.19 \times a \left(\frac{10^3}{V} \right)^{0.09} - \frac{6.2 \times c}{k_d \times d} - \frac{26.26 \times e \times V^2}{10^6} \right] \times \frac{V}{1000} \text{ [kW / faja]}$$

$$\text{Pot.nom} = \left[2.19 \times 4.737 \times \left(\frac{1000}{861.8} \right)^{0.09} - 6.2 \times \frac{13.962}{1.14 \times (6 \times 2.54)} \right] = 4.37 \text{ kW/faja}$$

Ahora de la tabla XXXIX para $(D - d) / c = (27 - 6) / 29 = 0.7241$, se obtiene:

$$K_\theta = 0.885$$

De la tabla XXXVIII para B112 se obtiene $K_L = 1.05$, luego la potencia nominal ajustada es $= 4.374 \times 0.885 \times 1.05 = 4.06 \text{ kW / faja}$

Finalmente el número de fajas es:

$$\text{Número de fajas} = \frac{20 \times 1.25}{4.06} = 6.15$$

redondeado a 7 fajas.

Si se repiten los cálculos para varias combinaciones de poleas se puede resumir los datos en la tabla XLII.

Tabla XLII. **Dimensiones de diámetros y número de fajas**

Combinación	D (pulgadas)	D (pulgadas)	C (pulgadas)	Número de fajas
1	27	6	29	7B
2	31.5	7	32.3	5B
3	36	8	35.6	4B
4	45	10	52	3B
5	54	12	65	2C

Fuente: elaboración propia

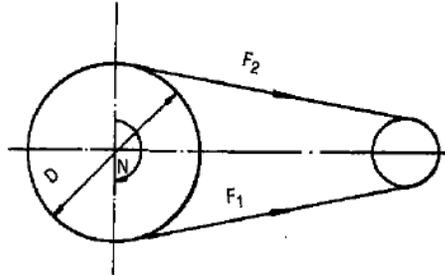
4.20. Ejes

Los ejes son elementos indispensables en todo sistema de transmisión de potencia, se construyen en acero al carbono o acero aleado, de sección maciza o hueca, las fallas más frecuentes que se pueden presentar en los ejes son;

- Fracturas por los esfuerzos combinados repetitivos que originan las cargas y el torque que actúan en ellos.
- Deformaciones laterales (flechas) y/o torsiones.

En cuanto al dimensionamiento de los ejes la medida principal es el diámetro, el cual se determina con el fin de evitar que se produzcan las fallas anteriormente indicadas; en principio la longitud del eje debe ser lo más corta posible y la ubicación de los cojinetes de apoyo debe hacerse de modo que los momentos flectores resultantes en el eje sean bajos.

Figura 98. **Fuerzas en las correas**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 177

Ejemplo ilustrativo; anteriormente se analizaron los parámetros de potencia en los sistemas de transmisión, estos parámetros para este ejemplo se refieren a fuerza (F), torque (T); la idea es examinar las fuerzas que actúan sobre las correas y el eje, compararlas para distintos tamaños de diámetro, ver figura 98, las fórmulas a utilizar son;

$$P = T \times N/974 \quad (\text{ec. 4.66})$$

$$T = Fx (dp/2) \quad (\text{ec. 4.67})$$

$$F = F1 - F2 \quad (\text{ec. 4.68})$$

Aplicando las anteriores ecuaciones a una correa trapezoidal donde;

P: potencia en, kW

N: velocidad, en RPM

T: Torque, en kg. m

F: Fuerza tangencial neta, en kg

dp: Diámetro de la polea, en m

F1: Lado de mayor tensión de la correa, en Kg

F2: Lado de menor tensión de la correa, en Kg

F_t : Fuerza de flexión sobre el eje, en Kg

En una MCH de 15 kW de potencia la velocidad de la turbina es 730 rpm y acciona un generador de 1,800 rpm; la transmisión de potencia es mediante fajas en V y la relación de transmisión $i = 1800/730 = 2.45$; utilizando las fórmulas arriba mencionadas y las limitaciones de velocidad periféricas de un sistema de transmisión por correas establecidas en la tabla XXXII se elabora la siguiente tabla de resultados que permite mostrar la variación de las fuerzas de flexión con la variación de los diámetros de la polea.

Tabla XLIII **Dimensiones de poleas y variación de fuerzas de flexión**

Polea de la turbina		Polea del Generador	Fuerza de flexión sobre el eje	
Diámetro	Velocidad Tangencial	Diámetro	Kg	%
14"	14 m/s	5.7"	188	+56
18"	17.5 m/s	7.3"	146	+22
22"	21.5 m/s	8.9"	120	referencia
26"	25 m/s	10.6"	101	-16
31"	30 m/s (máx)	12.6"	85	-30

Fuente: elaboración propia

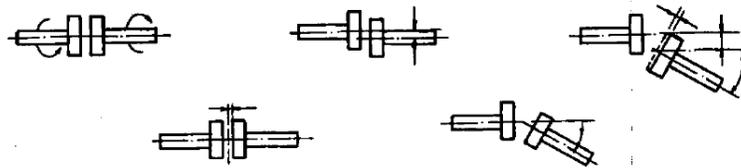
En la anterior tabla se puede observar que la fuerza de flexión sobre el eje es mayor cuanto menor es el diámetro de las poleas, el hecho de conseguir una menor fuerza de flexión sobre el eje significa menor exigencia de carga al eje y a los rodamientos, redundando en una prolongación de la vida útil de estos elementos.

4.21. Acoplamientos

Los acoplamientos son elementos mecánicos que se emplean para unir dos ejes consecutivos en movimiento, en el caso de microcentrales hidroeléctricas se emplean para unir directamente la turbina con el generador en caso les corresponda la misma velocidad nominal o para unir el eje del generador con el eje de la polea conducida.

Existen dos tipos de acoplamientos, rígidos y flexibles; los acoplamientos rígidos se emplean cuando se puede garantizar un buen alineamiento de los ejes y cuando no se presentan grandes cargas transversales en ellos; los acoplamientos flexibles como muestra la figura 100, se emplean cuando no se puede obtener el centrado exacto y permanente debido a defectos de fabricación, deformaciones por cargas de servicio, influencia de la temperatura, defectos en el cimiento y/o en el montaje; la figura 99 muestra casos de desalineamiento.

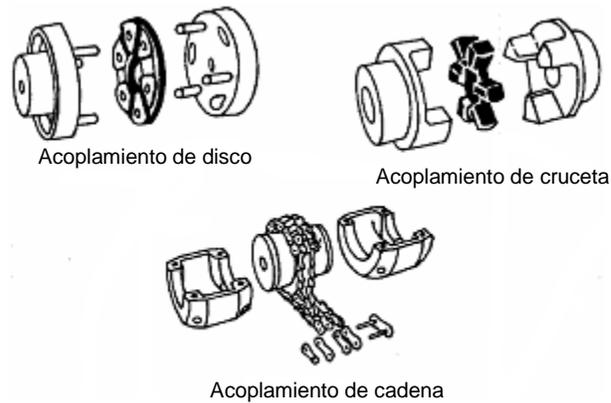
Figura 99. **Desalineamiento en el acople**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 179

Figura 100. **Acoplamientos flexibles**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 179

4.22. **Cojinetes o rodamientos**

Los cojinetes son elementos que permiten soportar a los ejes en movimiento, constituyen elementos intermedios entre un cuerpo en movimiento (eje) y otro fijo (soporte) ligado a la estructura de la máquina, en el contacto entre ejes y cojinetes forzosamente se producirá rozamiento y pérdidas de potencia en forma de calor; lo importante de las formas constructivas de los cojinetes es que permitirán que las pérdidas por rozamiento sean pequeñas.

Existen dos tipos de cojinetes que corresponden a los dos tipos de rozamiento conocidos; los cojinetes de deslizamiento a los que comúnmente se conocen como cojinetes y los cojinetes de rodamiento a los que se conoce como rodamientos.

Los cojinetes de deslizamiento constructivamente pueden ser enteros o partidos, se construyen de materiales que permitan un bajo coeficiente de fricción en el contacto con los ejes de acero, como el bronce grafitado y el babbit, deben ser permanentemente lubricados, sus dimensiones radiales son más reducidas que las de los rodamientos lo que los hace preferidos en el caso de grandes dimensiones de los ejes.

De acuerdo al tipo de carga soportado los cojinetes pueden ser radiales y axiales; en el caso de turbinas y generadores de eje vertical el cojinete superior tomará la carga axial de peso llamándosele de empuje, los otros cojinetes serán de guía y hay una amplia variedad constructiva de rodamientos aptos para atender diversos requerimientos de servicio.

Los rodamientos constan sustancialmente de dos anillos, uno ligado al eje y otro ligado al soporte; entre ambos se encuentran dispuestos los elementos de rodadura que pueden ser bolas o rodillos, de acuerdo al tipo de carga para la cual son más aparentes se pueden también distinguir como rodamientos radiales y axiales; para casos de pequeñas y medianas dimensiones de los ejes los rodamientos son preferidos a los cojinetes de deslizamientos por su mayor sencillez en la lubricación y el mantenimiento.

La selección del tipo de rodamiento a utilizar depende de muchos factores como magnitud y tipo de carga, la existencia de cargas variables, límites de velocidad, precisión de giro, rigidez, autoalineación y otros; para pequeños montajes se emplean generalmente rodamientos de bolas por ser menos costosos.

El tamaño del rodamiento se determina de acuerdo a las cargas que deberá soportar y por las exigencias sobre la duración y la seguridad de

funcionamiento, estos aspectos se comparan con la capacidad de carga dinámica del rodamiento C que está definida como la carga constante admisible para una duración nominal de un millón de revoluciones.

La relación entre las condiciones de servicio del rodamiento y la capacidad de carga dinámica requerida están dadas por;

$$C = P \cdot L^{1/p} \quad (\text{ec.4.69})$$

Donde C es la capacidad de carga dinámica en kN, P es la carga dinámica equivalente en kN, L es la duración en millones de revoluciones y p es un valor numérico empírico que depende del tipo de elemento de rodadura; 3 para bolas y 3.33 para rodillos.

P que es la carga dinámica equivalente se define;

$$P = x \cdot F_r + y \cdot F_a \quad (\text{ec. 4.70})$$

F_r : Carga radial de rodamiento, en kN

F_a : Carga axial en el rodamiento, en kN

x : factor de carga radial
 y : factor de carga axial

} Estos factores de carga se obtienen de tablas y dependen del tipo de rodamiento y relación entre cargas

Asimismo;

$$L = \frac{(60L_h \cdot n)}{10^6} \quad (\text{ec. 4.71})$$

Donde L_h es duración del rodamiento en horas y n es la velocidad en rpm.

En el caso de turbinas y generadores con eje horizontal las cargas son totalmente del tipo radial debiéndose al peso propio y a las tensiones de las fajas, en estos casos se pueden emplear rodamientos rígidos de bolas, rodamientos de rodillos cilíndricos si son cargas mayores y en caso de posibles desalineamientos en la transmisión se pueden emplear rodamientos a rótula.

En el caso de turbinas de eje vertical se presentarán cargas verticales causadas por el propio peso, si se trata de un accionamiento directo al generador la disposición es del generador arriba y la turbina abajo, en este caso deberá existir un cojinete de empuje que tome la carga axial que normalmente es el superior así como dos a tres cojinetes de guía.

La carga axial en este caso, se debe a los pesos del rotor del generador, rodete de la turbina y ejes, en estos casos no existen propiamente cargas radiales sobre los rodamientos salvo las que se originen por vibraciones en los ejes; en tal sentido resulta casi imposible que se presente algún tipo de carga radial en los cojinetes de empuje de manera que las que se presenten por vibraciones a ligeras inclinaciones de los ejes son tomadas mayormente por los cojinetes de guía; por tal razón como cojinetes de empuje usualmente se emplean los de tipo axial que están capacitados solo para tomar cargas axiales.

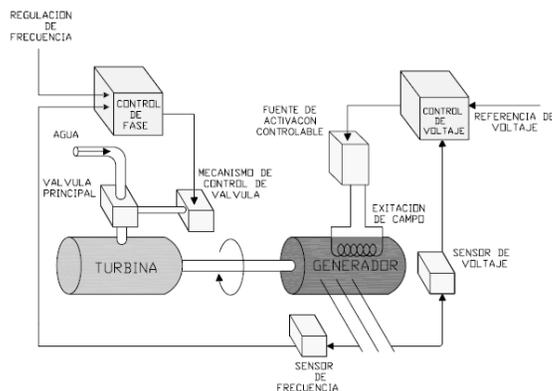
En el caso de turbinas de eje vertical con accionamiento mediante fajas a un generador de eje vertical la situación es muy diferente, en cada eje se presentaran cargas axiales debidas a los pesos propios y cargas radiales debidas a las tensiones de las fajas, en cada eje un apoyo (normalmente el superior) debe estar preparado para tomar carga axial y carga radial y el restante solo debe tomar carga radial; para los apoyos que tomen cargas axiales y radiales es recomendable el empleo de rodamientos cónicos o los de contacto angular, el procedimiento específico de selección del tamaño del rodamiento se debe efectuar con la ayuda de catálogos de fabricantes.

5. EQUIPO ELÉCTRICO, DISPOSITIVOS DE CONTROL, REGULACIÓN Y MEDICIÓN

5.1. Generalidades

El generador eléctrico se encuentra en la casa de máquinas o casa de fuerza junto a otros elementos electromecánicos cuya función principal en conjunto es transformar la energía cinética del agua en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica (proceso de conversión electromecánica de energía). En general se puede afirmar que en la casa de máquinas se encuentra la válvula de ingreso, turbina, generador, sistema de transmisión, regulador, tablero de control y sistema de transformación, en este capítulo se analiza con mayor detalle lo relacionado con el generador eléctrico, los dispositivos de control y protección.

Figura 101. Esquema de instalación del equipo electromecánico



Fuente: GUERRA, Jaime, Tecnología intermedia de MCH. p. 71

La turbina hidráulica se acoplará con el rotor de un generador eléctrico para convertir la energía mecánica en energía eléctrica, por ser un flujo de electrones a través de un conductor se deben destacar los siguientes aspectos;

- Facilidad de transporte a grandes distancias.
- Los puntos de toma de energía pueden ubicarse en distintos lugares lo cual permite flexibilidad y versatilidad en su aplicación.
- Los sistemas de control son más económicos y versátiles sometidos a menores servicios de mantenimiento lo que incrementa la confiabilidad y operatividad del sistema.

En este capítulo se establecen los lineamientos para que se diseñe y supervise un sistema eléctrico adecuado que llene las expectativas del proyecto microhidráulico, no es el propósito profundizar en la teoría de las máquinas eléctricas y su funcionamiento, en cambio se establecen criterios de selección para un generador, criterios de instalación, supervisión, control y mantenimiento.

Es importante mencionar los principios básicos de funcionamiento sin ahondar en aspectos constructivos y modelos matemáticos de comportamiento de los generadores eléctricos, aunque se hace mención del generador de corriente continua y del generador asíncrono, este capítulo tiene un interés en el generador síncrono.

5.2. Definiciones básicas

Es importante entender las definiciones básicas sobre electricidad antes de entrar a considerar el generador eléctrico y sus respectivos componentes en una MCH; relacionados con el dimensionamiento, instalación y puesta en servicio.

- Tensión o voltaje (V); es el potencial eléctrico o fuerza que hace fluir la corriente de electrones a través de un conductor, su unidad es el voltio y también se le conoce como fuerza electromotriz.
- Corriente eléctrica o intensidad de corriente (I); es el movimiento de cargas a través de un conductor debido a la fuerza electromotriz o voltaje, se mide en amperios (A)
- Resistencia eléctrica es la oposición al paso de corriente, su unidad es el ohm (Ω) y al elemento que posee esta propiedad se le llama resistor o resistencia.
- La ley de Ohm es la ley fundamental que relaciona el voltaje (V) con la corriente (I) y resistencia eléctrica (R), su expresión matemática es;

$$V = I \cdot R \quad (\text{ec. 5})$$

- La corriente continua (DC) es una corriente eléctrica que fluye en un solo sentido, en aplicaciones de generación interesa el nivel positivo.
- La corriente alterna se le llama a la corriente eléctrica que varía en el tiempo desde cero a un valor máximo positivo, decrece a cero y llega a un

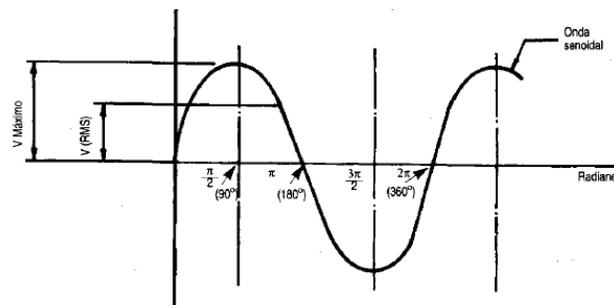
valor máximo negativo, su comportamiento es senoidal como se muestra en la figura 102, el valor efectivo de la onda esta dado por la expresión;

$$\text{Valor RMS (corriente o voltaje)} = \frac{1}{\sqrt{2}} \text{ Valor máximo (I o V)} \quad (\text{ec.5.1})$$

- La frecuencia (F) es el número de ciclos completos por unidad de tiempo que efectúa la onda, su unidad es el hertz (Hz) que es igual a 1 ciclo por segundo, en Guatemala el valor comercial de frecuencia es 60 Hz.
- La inductancia (L) se manifiesta en todo componente formado por un bobinado o arrollamiento de un conductor, tiene como estructura principalmente hierro magnético y se manifiesta como una inercia que en cada instante se opone al cambio de la corriente quedando así la corriente atrasada respecto a la tensión. Se mide en henrios (h) y en un circuito de corriente alterna provoca una impedancia que se evalúa así;

$$X_L = (\Omega) = 2\pi f L \quad (\text{ec. 5.2})$$

Figura 102. **Forma senoidal de la tensión alterna**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

- La capacitancia (C) es una propiedad tal que si una tensión es aplicada a dos conductores separados por un dieléctrico éste se carga eléctricamente con la alternancia de la tensión, se presenta un flujo de corriente alterna en los conductores estimulados por el cambio de polaridad, por el principio de atracción de polos opuestos la corriente es directa cuando la tensión es inversa dando la apariencia de un adelanto del flujo de corriente respecto a la tensión, la unidad de medidas es el faradio (F) y en corriente alterna produce una impedancia que se evalúa así;

$$X_C(\Omega) = \frac{1}{2\pi fC} \quad (\text{ec. 5.3})$$

- La impedancia (Z) es la oposición al flujo de corriente cuando se aplica una tensión alterna a un circuito RLC, su unidad es el ohmio;

$$Z = (\Omega) = [R^2 + (X_L - X_C)^2]^{1/2} \quad (\text{ec. 5.4})$$

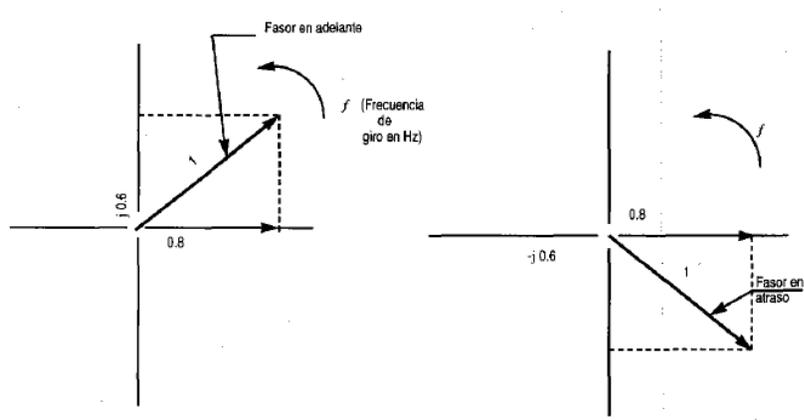
Y la corriente alterna se rige también por la Ley de Ohm;

$$V' = I' Z' \quad (\text{ec. 5.5})$$

La notación fasorial introducida e indicada con un apóstrofe (') convencionalmente hace uso de la notación de número imaginario j para dar la idea y evaluar el atraso o adelanto de la corriente respecto al voltaje, el fasor es un vector que gira describiendo un círculo sobre un punto central a una velocidad angular igual a la frecuencia del pulso eléctrico.

$$Z' = R + j(X_L - X_C) \quad (\text{ec. 5.6})$$

Figura 103. Representación fasorial de un número complejo

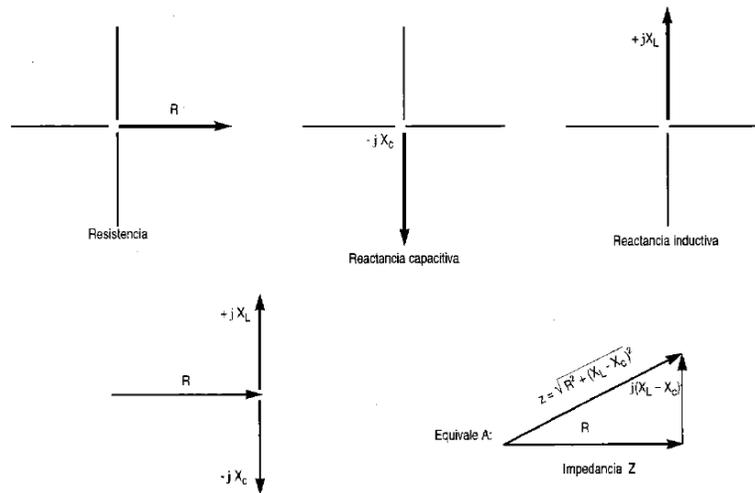


Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 187

- La resistencia pura (R) causa que la corriente y tensión estén en fase, el máximo de la corriente y de la tensión se presentan en el mismo instante, el comportamiento es equivalente al de la corriente continua.
- La reactancia inductiva (X_L) causa que la corriente se atrase en 90° respecto a la tensión, la corriente alcance su máximo un cuarto de ciclo después que la tensión.
- La reactancia capacitiva (X_C) causa que la corriente se adelante a la tensión en 90° , la corriente alcance su máximo un cuarto de ciclo antes que la tensión.

Los postulados descritos pueden representarse gráficamente como lo muestra la figura 104, los elementos capacitancia (C) e inductancia (L) se muestran con un fasor cuyo número complejo es positivo o negativo según el caso.

Figura 104 Representación fasorial de la impedancia y sus componentes



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 187

5.3. Conceptos de potencia y energía

- La potencia activa se define como la velocidad de la realización de trabajo, su unidad es el Watt (W), muy frecuentemente se utiliza el kilowatt que no es más que un prefijo donde $k = 1,000$ de manera que $1kW = 1,000W$; en el sistema inglés para motores eléctricos se utiliza la medida inglesa para potencia en HP (Horsepower o caballo de fuerza); para cuestiones de conversión $1HP = 0.746kW$.

- En corriente continua, la potencia activa se evalúa así;

$$P (W) = V(\text{voltios}) \cdot I(\text{amperios}) \quad (\text{ec. 5.7})$$

- En corriente alterna monofásica (una fase) se define como;

$$P (W) = V(\text{voltios}) \cdot I(\text{amperios}) \cdot \cos\Phi \quad (\text{ec. 5.8})$$

Donde el $\cos\Phi$ = factor de potencia

- En corriente alterna trifásica (3 fases), la potencia activa se define como:

$$P(W) = \sqrt{3} V(\text{voltios}) \cdot I(\text{amperios}) \cdot \cos\Phi \quad (\text{ec. 5.9})$$

- Energía es la medida de la potencia consumida o generada en un intervalo de tiempo dado, para este caso interesa la energía eléctrica cuya forma de medir es el kw-hora; es la medida de la potencia en el intervalo de una hora.

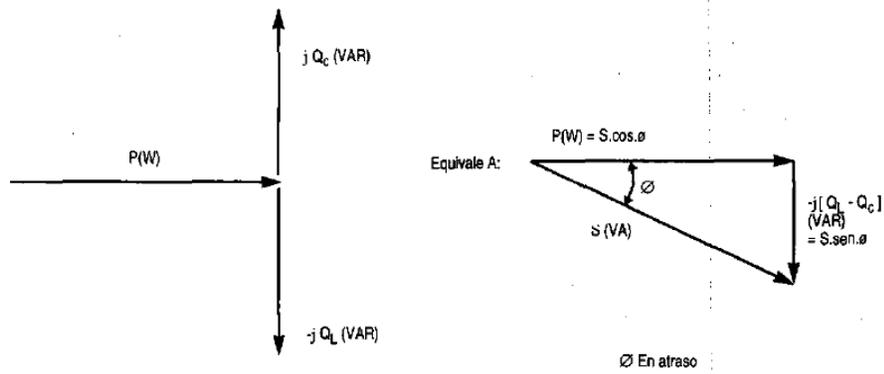
- La potencia aparente (S) se deduce cuando la corriente y la tensión no alcanzan su correspondiente valor máximo al mismo tiempo como ocurre en los circuitos puramente resistivos, la potencia aparente se define como el producto de estos valores (V.I) y se mide en volt-amperios (VA).

$$S(\text{VA}) = V(\text{V}) \cdot I(\text{A}), \text{ en el caso que sea monofásica} \quad (\text{ec. 5.10})$$

$$S(\text{VA}) = \sqrt{3} V(\text{V}) \cdot I(\text{A}) \text{ en el caso que sea trifásica} \quad (\text{ec. 5.11})$$

- El factor de potencia ($\cos\Phi$) es la relación de la potencia activa P respecto a la potencia aparente S suministrada por un generador o consumida por una carga, la combinación de cargas aplicadas a una fuente de corriente alterna pueden ser resistivas, capacitivas o inductivas.
- Si es una carga resistiva como lámparas incandescentes, hornos resistivos, planchas eléctricas o calefactores no causan desfase entre corriente y tensión, entonces el factor de potencia es unitario ($\cos\Phi = 1$); las cargas inductivas puras toman como factor de potencia cero ($\cos\Phi = 0$); las cargas inductivas combinadas con resistivas como motores eléctricos asíncronos, balastos, reactores, hornos de inducción tienen factores de potencia en atraso y menores que la unidad.
- Las cargas capacitivas como condensadores, correctores de factor de potencia o líneas de transmisión largas también tienen factores de potencia menores a la unidad pero en adelanto ($\cos\Phi < 1$). Se deduce que el factor de potencia nunca es mayor que la unidad sino menor o igual a 1; matemáticamente el factor de potencia es igual al coseno del ángulo de atraso o adelanto entre la tensión y la corriente, ver figura 105.

Figura 105 **Triángulo de potencia y factor de potencia**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas. p. 189

- La potencia reactiva (Q) es la parte de corriente que no está en fase con la tensión y que se manifiesta como corriente magnetizante de los motores de inducción, transformadores, balastos, condensadores y otros; pasa a multiplicarse por la tensión y a formar la potencia reactiva, su unidad es el VAR (voltio amperio reactivo).

$$Q(\text{VAR}) = V(\text{V}) \cdot I(\text{A}) \cdot \text{sen}\Phi \quad (\text{ec. 5.12})$$

- Eficiencia (η) es la relación entre la potencia activa de salida (P_s) respecto a la potencia de entrada (P_e) a un dispositivo, la diferencia entre la potencia de entrada menos la potencia de salida es la potencia de pérdidas (P_p) del dispositivo, originado por la presencia real de fricción mecánica, resistencia al paso de corriente o pérdidas de fluido; la potencia de pérdidas se manifiesta la mayoría de veces en forma de calor.

- Las ecuaciones que definen la eficiencia son;

$$\eta (\%) = (P_s / P_e) \cdot 100 \quad (\text{ec. 5.13})$$

$$P_p (W) = P_e(W) - P_s(w) \quad (\text{ec. 5.14})$$

$$\eta (\%) = (1 - [P_e / P_s]) \cdot 100 \quad (\text{ec. 5.15})$$

5.4. Principios de generación de energía eléctrica

No es el objetivo de este capítulo hacer un análisis profundo de modelos matemáticos o modelos de circuito de los generadores eléctricos, para ello hay abundantes textos sobre las máquinas eléctricas, sin embargo es importante esbozar algunos conceptos fundamentales que por ese mismo carácter deberán utilizarse constantemente en el desarrollo del capítulo.

5.4.1. Inducción Electromagnética

Sea un campo magnético $\langle \phi \rangle$ cuya unidad es el Weber (Wb) formado por líneas continuas de flujo emergiendo desde el polo norte y entrando al polo sur, (un polo p, es la unidad de carga magnética), una o más bobinas cada cual de una N espiras ubicadas entre ambos polos; al variar el número de líneas de flujo que abrazan a estas bobinas se induce en ellas una tensión en voltios denominada fuerza electromotriz FEM cuyo símbolo es E.

Los elementos así formados que dan lugar a una máquina eléctrica rotativa son;

- Campo, formado por líneas de flujo ϕ .
- Armadura, que es la bobina o bobinas de N vueltas en cuyos extremos se presenta la tensión E.

En este caso la variación de líneas de flujo es causada por el movimiento rotativo a la velocidad n en revoluciones por minuto aplicado por el giro del rodete de la turbina a uno de los elementos anteriores; según el elemento a cual se le aplica el movimiento giratorio, los sistemas son;

- De armadura rotativa y campo estático si las bobinas a las que se les induce tensión son las que giran, por ejemplo el generador de corriente continua convencional.
- De campo rotativo y armadura estática si el campo es el que gira y las bobinas a quienes se les induce tensión permanecen estáticas, por ejemplo el generador síncrono y asíncrono.

Generalmente al elemento estático se le llama estator y al elemento rotativo rotor ambos ilustrados en la figura 106; la frecuencia del pulso eléctrico alterno depende directamente de la velocidad de giro de la máquina y cumple con la relación:

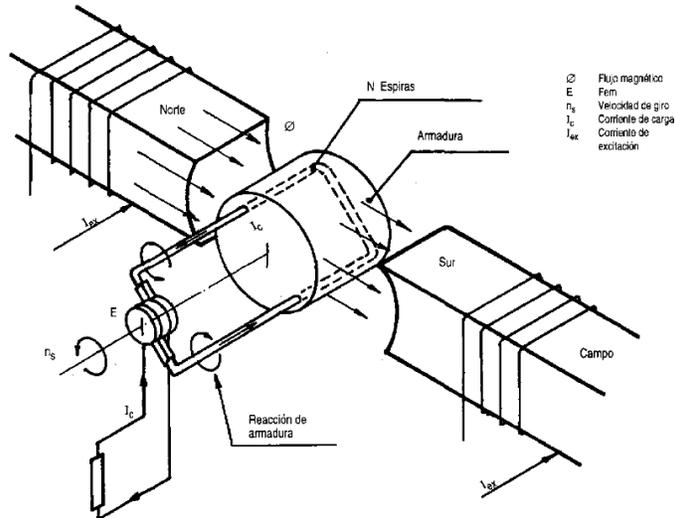
$$f(\text{Hz}) = n(\text{rpm}) \cdot p(\text{polos}) / 120 \quad (\text{ec. 5.16})$$

La máquina elemental tiene solo 2 polos, las más avanzadas tienen mayor número de polos (p), finalmente el principio de inducción electromagnética puede expresarse mediante la siguiente ecuación;

$$E(\text{V}) = K_1 \cdot N \cdot f(\text{Hz}) \cdot \phi (\text{Wb}) \quad (\text{ec. 5.17})$$

Donde K_1 es un factor de proporciones y unidades

Figura 106. **Generador eléctrico elemental**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
 p. 189

5.4.2. Fuerzas en un campo magnético sobre conductores

La corriente que recorre un conductor origina lazos de flujo magnético alrededor de sí mismo, si el conductor está dentro de un campo magnético la combinación de ambos campos magnéticos causan una concentración de flujo al lado del conductor donde coinciden en sentido así como una disminución sobre el lado donde son opuestos, ver figura 107. En un generador la concentración de líneas de flujo indicadas en las figuras produce un par de fuerzas que trata de detener el movimiento rotativo y regresar a la bobina a su posición inicial.

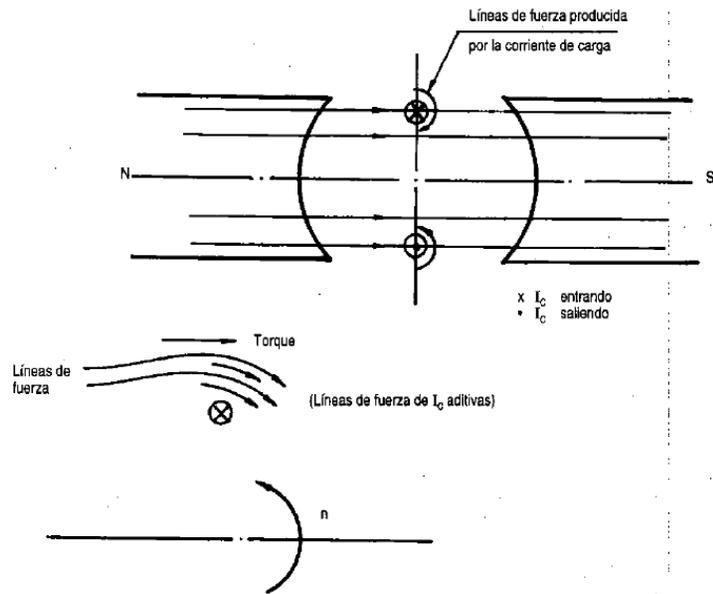
Para vencer este par de fuerzas el accionamiento de la turbina debe entregar más energía mecánica y así mantener el movimiento, al aumento de corriente circulante por el conductor aumentará la necesidad de energía mecánica, la corriente circulante aumenta cuando se conecta más carga eléctrica a la armadura del generador.

5.4.3. Reacción de armadura

En la figura 108 se puede observar que en el lado del conductor donde los flujos son opuestos hay una pérdida de líneas de campo por efecto del flujo creado por la corriente que circula por el conductor; esta disminución de magnitud de las líneas se refleja como pérdida de tensión inducida, a más corriente circulante más líneas en oposición luego menor flujo abrazando la bobina y por lo tanto menor tensión inducida.

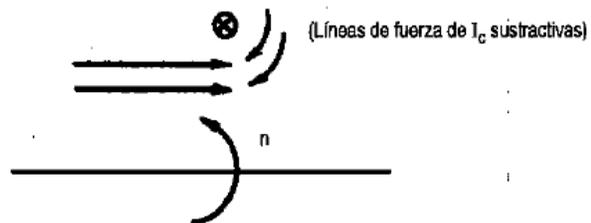
Resumiendo, a mayor corriente por la armadura mayor caída de tensión, a este efecto se le denomina reacción de armadura.

Figura 107. Efecto de la corriente circulante sobre los conductores



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas. p. 191

Figura 108. Efecto de la reacción de armadura



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas. p. 189

5.4.4. Excitación de campo

Se sabe que los conductores que llevan corriente producen un flujo magnético $\langle \phi \rangle$, en los polos principales el flujo se obtiene a partir de bobinas conductoras con N_e vueltas ubicadas alrededor de los cuerpos de los polos (llamados bobinas de campo) al hacerles circular una corriente I_e llamada corriente de excitación de campo, el suministro de corriente de campo puede ser;

- Desde una fuente externa de corriente DC como una batería, llamada excitación independiente para el caso del generador síncrono.
- Tomada desde la red a donde esté conectado como el caso del generador asíncrono o el motor de inducción actuando como generador.

5.4.5. Circuito magnético

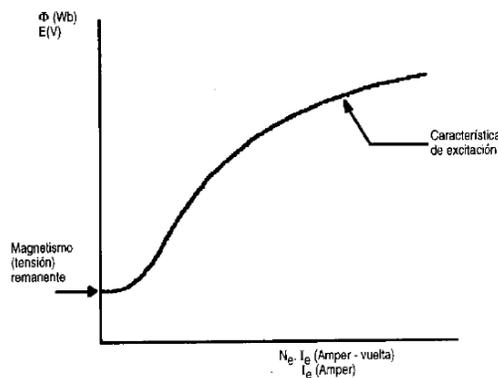
De manera semejante a un fluido, el flujo magnético se transporta por un conductor que se caracteriza por mínimas pérdidas de flujo de energía impulsora, el elemento conductor usado es hierro en aleaciones especiales y generalmente laminado que al apilarse forma un núcleo magnético; cuando los conductores alcanzan los límites de su capacidad conductora a fuertes aumentos de corriente de excitación (fuerza impulsora) corresponden pequeños aumentos de flujo. Por lo tanto a incrementos altos de corriente de excitación corresponden pequeños aumentos de tensión generada, a este estado se le denomina saturación.

Cuando el flujo es alterno por las conmutaciones de polaridad de norte a sur se producen pérdidas de energía en el hierro que se convierten en calor, la cantidad de pérdidas depende de la magnitud del flujo y de la frecuencia además del espesor y calidad de las láminas del núcleo, el magnetismo remanente es la pequeña cantidad de energía magnética que almacenan los núcleos ferromagnéticos y que sirven para inicializar la generación eléctrica o cebado en las máquinas autoexcitadas, ver figura 109.

5.4.6. Circuito eléctrico

Está formado por las bobinas y las conexiones de éstas por donde circula la corriente eléctrica, las bobinas de campo y de armadura se hacen comúnmente de alambre redondo o de platina de cobre. La conexión de un conductor estático a otro rotativo se hace con escobillas de carbón grafitado como elemento estático y el colector que se monta sobre el eje giratorio.

Figura 109. Características de excitación de un generador



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

El paso de corriente por la resistencia natural de todo conductor produce pérdidas que se manifiestan como calor de manera que a más corriente más pérdidas y más calor.

5.5. El generador síncrono en la MCH

El generador tiene como función transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina, en principio se utilizaban generadores de corriente continua; actualmente se utilizan alternadores trifásicos de corriente alterna aunque hay excepciones.

Este generador está equipado con un sistema de excitación asociado a un regulador de tensión para que antes de ser conectados a la red generen energía eléctrica con el mismo voltaje, frecuencia y ángulo de fase, así como la energía reactiva requerida por el sistema una vez conectados, se pondrá especial atención en estos generadores porque pueden funcionar muy bien en forma aislada de una red comercial.

5.5.1. Velocidad síncrona

Es la velocidad de giro de la máquina en rpm que permanece invariable y origina en la corriente alterna la frecuencia síncrona normalizada, la velocidad rotativa es dada por la máquina motriz en este caso la turbina hidráulica.

Las frecuencias síncronas normalizadas son 50 Hz y 60 Hz y las velocidades síncronas deducibles de la frecuencia f y el número de polos P de la máquina se deducen por medio de la ecuación 5.18.

$$n_s (\text{rpm}) = 120 \cdot f (\text{Hz}) / P$$

(ec. 5.18)

Tabla XLIV. **Resumen de velocidades según cantidad de polos y frecuencia normalizada**

Frecuencia (Hz)	Polos	Velocidad (RPM)
50	2	3,000
	4	1,500
	6	1,000
	8	750
	10	600
	12	500
60	2	3,600
	4	1,800
	6	1,200
	8	900
	10	720
	12	600

Fuente: elaboración propia

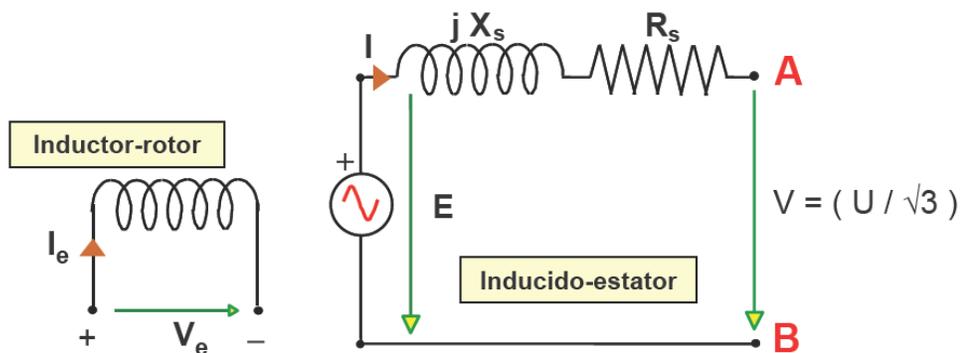
5.5.2. Principio de funcionamiento

El generador síncrono tiene el bobinado de campo excitado por corriente continua y la tensión desarrollada en la armadura es alterna, por eso se denomina alternador. La frecuencia de la tensión de salida es la síncrona, la forma de onda puede tomarse como senoidal y por el acomodo de las bobinas de armadura da lugar a una o más fases.

Para conectar el generador a una red es necesario que gire a la velocidad de sincronismo correspondiente a la frecuencia eléctrica de la red, controlando la excitación se consigue que la máquina trabaje con cualquier factor de potencia; puede absorber o ceder potencia reactiva (Q).

El estator es un devanado trifásico distribuido a donde se conecta la carga a alimentar, el devanado del rotor se alimenta con corriente continua creando un campo magnético fijo, éste a su vez se hará girar con un elemento externo (turbina hidráulica) dando como resultado un campo giratorio que induce un voltaje en el estator (FEM) y por lo tanto habrá una circulación de corriente en la carga, este es el proceso de conversión de energía mecánica en energía eléctrica.

Figura 110. **Circuito equivalente del generador por fase**



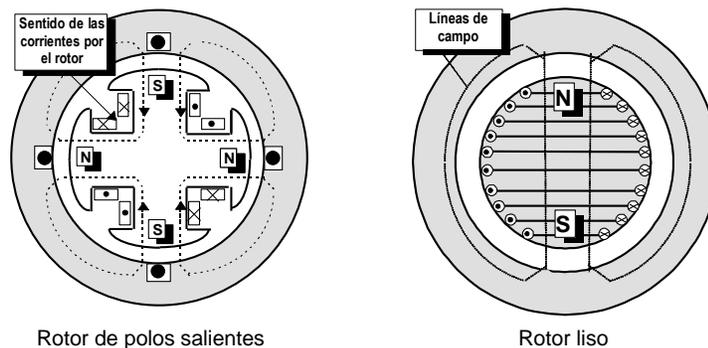
Fuente: Biblioteca virtual de la Universidad de Oviedo. Curso de máquinas rotativas. p. 10

En la figura 110 se muestra el circuito equivalente, la FEM E es proporcional a la corriente de excitación del rotor (I_e), esta FEM representa la tensión que se induce en el estator, en este circuito se incluye una reactancia X_s a la cual se le denomina reactancia sincrónica y en ella se toma en cuenta el

efecto del flujo de fuga y de magnetización producida por la corriente de estator; la resistencia R_a representa la resistencia del embobinado del estator

El alternador trifásico tiene en el estator tres fases distanciadas 120 grados eléctricos entre sí, la disposición de bobinas y las tensiones de armadura en el generador elemental de cuatro polos se pueden observar en la figura 111, el rotor está formado por un devanado alimentado desde el exterior a través de escobillas y anillos rozantes mediante corriente continua.

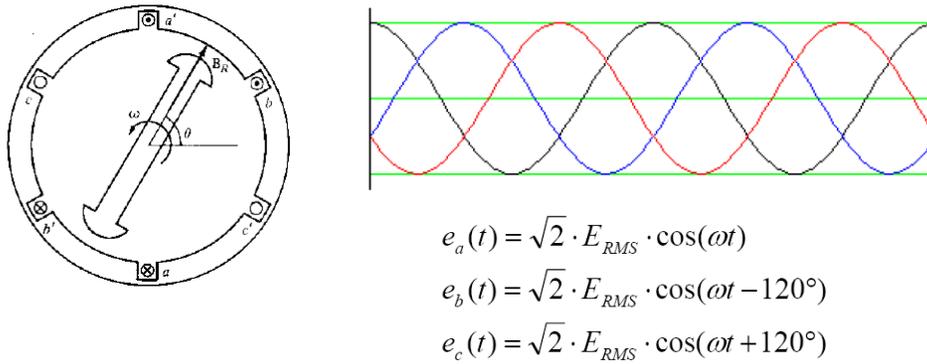
Figura 111. **Clases de rotor en la máquina síncrona**



Fuente: Biblioteca virtual de la Universidad de Oviedo. Curso de máquinas rotativas. p. 3

Con la disposición de los bobinados como se ha expuesto en párrafos anteriores se consigue un voltaje trifásico cuyos voltajes inducidos estarán desfasados simétricamente como se muestra en la figura 112, para este caso al rotor se le llama inductor y al estator inducido, la corriente continua que genera el campo estático se consigue mediante métodos que se describen en los aspectos constructivos.

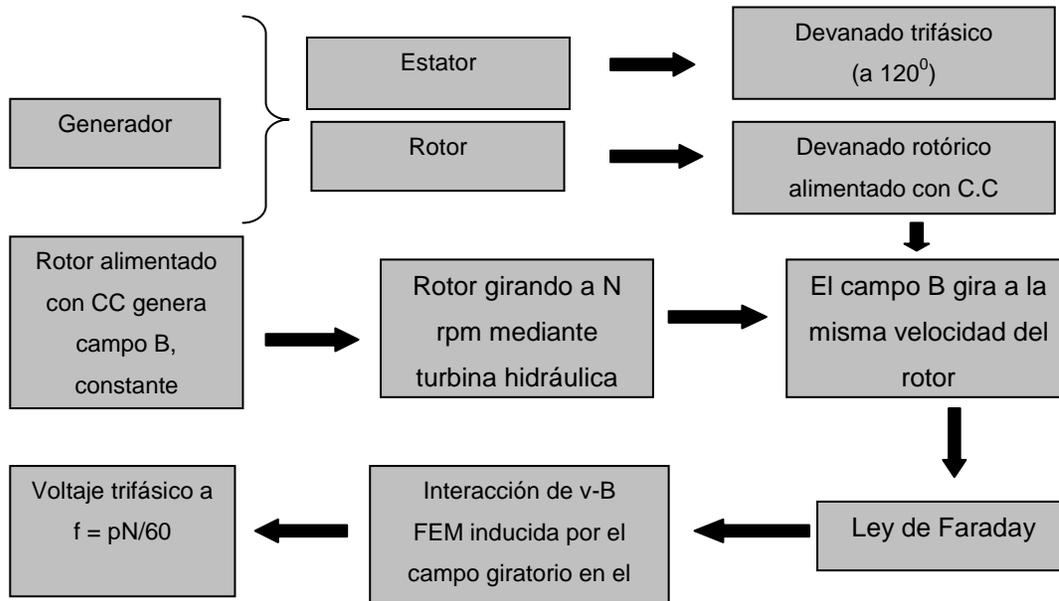
Figura 112. **Voltaje trifásico generado**



Fuente: Biblioteca virtual de la Universidad de Oviedo. Curso de máquinas rotativas. p. 5

El siguiente esquema resume el funcionamiento del generador;

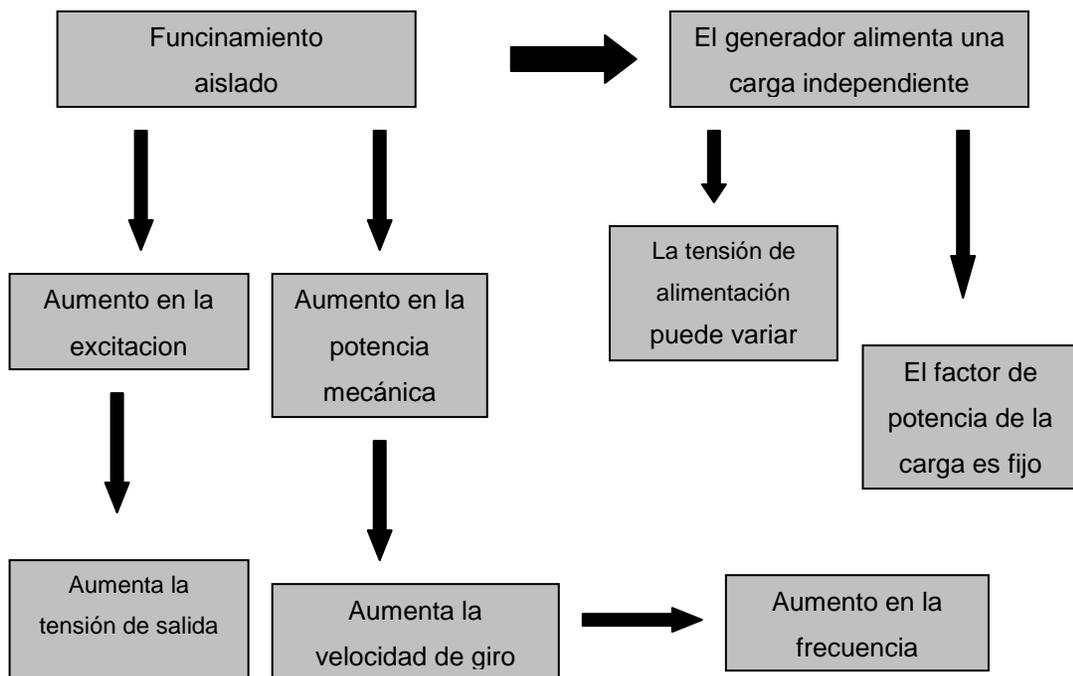
Figura 113. **Esquema de funcionamiento de un generador síncrono**



Fuente: elaboración propia

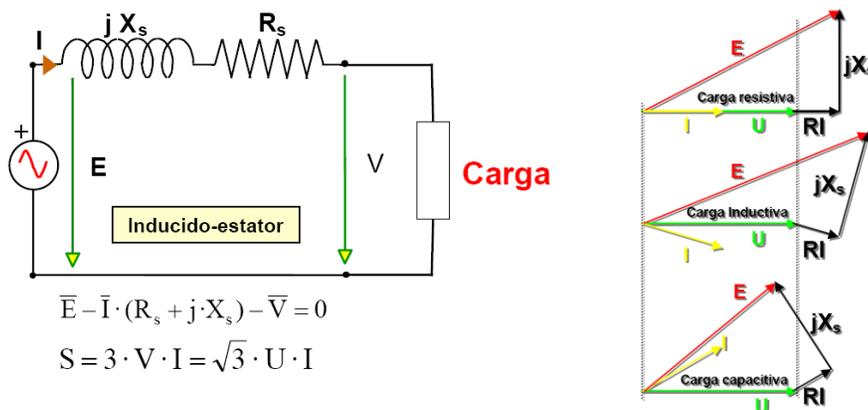
El esquema de la figura 114 resume el funcionamiento del generador en forma aislada tal como se quiere instalar, para una misma tensión de salida el generador puede ceder o absorber potencia reactiva dependiendo si la carga es inductiva o capacitiva, para conseguirlo basta modificar el valor de E, ver figura 115.

Figura 114. Esquema de funcionamiento en carga



Fuente: elaboración propia

Figura 115. Diagramas vectoriales para los distintos tipos de carga



Fuente: Biblioteca Virtual de la Universidad de Oviedo. Curso de máquinas rotativas. p. 11

5.5.3. Características constructivas

Fundamentalmente se deben destacar las tres partes importantes del generador síncrono, el estator, el rotor y la excitatriz; aunque en los aspectos constructivos hay otros elementos importantes como niveles de aislamiento, carcasas y disposiciones de instalación esta sección se enfoca en los aspectos constructivos de las tres partes mencionadas.

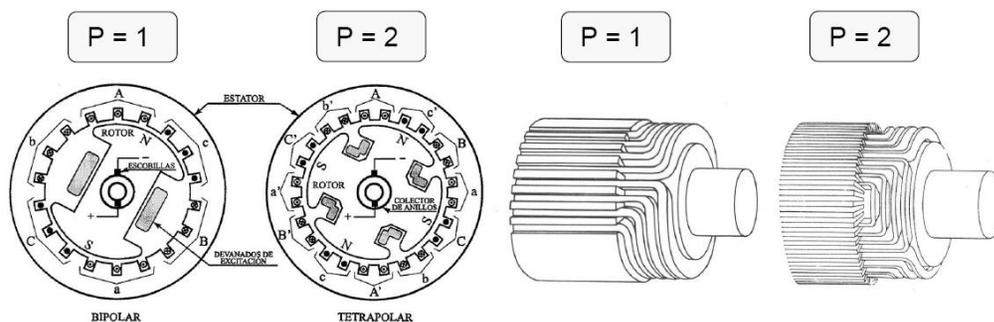
El estator es la parte estática, esta constituido por un devanado trifásico simétrico distribuido a 120 grados.

El rotor es la parte móvil de la máquina, éste es un devanado cuya alimentación se hace mediante corriente continua desde el exterior a través de escobillas y anillos rozantes; el rotor está acoplado mecánicamente a la fuente de energía mecánica exterior.

Hay dos clases de rotores, el de polos salientes cuya bobina del electroimán rodea a las expansiones polares del rotor y que se utiliza para velocidades lentas de giro y el rotor liso cuya bobina del electroimán se sitúa en ranuras practicadas longitudinalmente en el rotor y que además se utiliza para velocidades rápidas de giro; en el rotor se genera el campo magnético constante cuya frecuencia de giro es igual a la frecuencia de giro del rotor, ver figuras 111 y 116.

La excitación en el generador síncrono se produce cuando se hace circular una corriente continua por el circuito de los polos inductores lo que representa entre el 0.5% al 1% de la potencia útil del generador, aunque la tendencia es a utilizar excitatrices estáticas aún existen excitatrices rotativas.

Figura 116. Rotor de polos salientes



Fuente: Biblioteca Virtual de la Universidad de Oviedo. Curso de máquinas rotativas. p. 11

La excitatriz rotativa de corriente continua se configura cuando los inducidos de la excitatriz principal y auxiliar van montados sobre el eje del generador principal, cuando se utilizan dos excitatrices en cascada se amplifica la potencia y se regula la tensión actuando sobre un circuito de poca potencia.

La excitatriz de corriente alterna sin escobillas se configura al utilizar un pequeño generador de corriente alterna cuyo inducido va montado en el rotor del generador principal, la corriente se rectifica mediante un rectificador eliminándose el problema de mantenimiento de las escobillas; la tensión se regula mediante un equipo electrónico que actúa sobre la excitación de la excitatriz.

La excitatriz estática se configura de forma que la corriente de excitación se extrae de los terminales del generador principal mediante un transformador, esta corriente se rectifica mediante un equipo electrónico y se inyecta en el bobinado de excitación rotórica del generador por medio de un sistema de escobillas y anillos rozantes; cuando el generador arranca no hay tensión en bornes y por lo tanto no se dispone de corriente de excitación.

Los magnetismos remanentes, ayudados si es necesario por una batería, permiten iniciar el funcionamiento que se normaliza inmediatamente en cuanto la tensión en bornes alcanza un valor modesto, estos equipos exigen menos mantenimientos tienen buen rendimiento y la velocidad de respuesta del generador es muy buena ante las oscilaciones de tensión.

5.5.4. Criterios de selección

Por sus características de funcionamiento y construcción, el alternador síncrono es el dispositivo más importante para la conversión electromecánica de energía en la MCH, conocidas estas características se esbozan ideas para seleccionar adecuadamente el generador eléctrico.

El criterio de las cargas con factor de potencia menor a 0.8 en atraso establece, el $\cos \phi = 0.8$ es un valor convencional de fabricación y corresponde

al promedio de la carga mixta industrial y doméstica, si el factor de potencia es 0.6 se dimensiona el alternador a 110% de los kVA de la carga; si es 0.7 el dimensionado será a 105% los kVA. Con cargas parciales menores a 80% de la potencia nominal del generador éste puede llevar cargas de bajo factor de potencia

Criterio del arranque de motores eléctricos; el alternador puede soportar altas corrientes instantáneas de carga a bajos factores de potencia, típicamente el arranque de un motor de inducción, a continuación se indican valores para los kVA del alternador y los kW de turbina por HP de motor eléctrico requeridos para su arranque.

- Motor monofásico; 3.5 kVA / HP, 1.9 kW / HP
- Motor trifásico; arranque directo a 3.5 kVA / HP, 2.2 kW / HP y arranque estrella-delta a 1.35kVA / HP, 1.1 kW / HP

Esta condición la cumple todo generador con regulador automático de voltaje (RAV) si la regulación es manual, el procedimiento es difícil por la lenta recuperación de tensión y la capacidad es limitada a pequeñas fracciones del generador.

Criterio de la carga regulada por tiristores; un factor práctico de aplicación es dimensionar el generador en 150% la magnitud de la carga con tiristores.

Criterio de la generación en paralelo; los generadores con RAV electrónico están preparados para trabajar en paralelo con otra maquina con excitación similar de igual o diferente potencia, es necesario solicitar para cada una el equipo de cuadratura con el fin de hacer el reparto automático de la carga reactiva. Si el RAV es compuesto la operación en paralelo sin dispositivos

adicionales especiales se limita a maquinas iguales o de la misma familia de forma que tengan excitación de igual valor.

El desequilibrio de corriente de carga es un criterio en el cual los alternadores normales permiten desbalances de la corriente de carga de 25% sin superar la corriente nominal, es decir;

Caso a: 75%, 100%, 75%.

Caso b: 100%, 75%, 100%.

A cargas parciales los desbalances pueden ser mayores pero sin superar el 40% para evitar desequilibrio de tensiones y hasta sobretensiones.

El criterio de la regulación de velocidad establece que los rangos de deben mantenerse de manera que no caigan debajo del 5%, de lo contrario se presenta un calentamiento por sobreexcitación y disminución de aire de enfriamiento, en casos límite se admite una caída de hasta 15% de velocidad para cargas parciales menores al 60%.

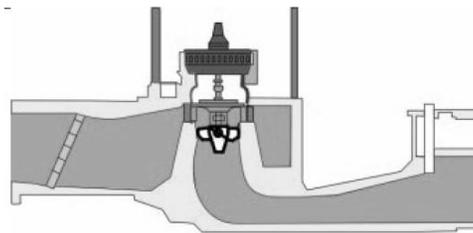
5.6. Disposiciones de montaje del generador eléctrico

Para accionar el generador eléctrico es necesario acoplar el rotor a la turbina hidráulica, los generadores pueden ser de eje horizontal o de eje vertical; independientemente de cual sea el tipo o configuración de turbina utilizada por regla general los generadores adoptan la misma configuración que la turbina. En las turbinas Kaplan o Hélice dispuestas en ángulo a veces se utiliza un reductor con reenvío a 90° para aprovechar mejor el espacio disponible, la figura 117 muestra una configuración de turbina Kaplan de eje vertical, de 214 rpm, directamente acoplada a un generador de 28 polos.

Otro criterio que caracteriza a los generadores es la disposición de sus cojinetes, con turbinas Francis de eje horizontal es bastante frecuente utilizar un generador horizontal con dos cojinetes y montar en voladizo el rotor de la turbina para evitar que el eje atravesase el tubo de aspiración porque aumentaría la pérdida de carga y complicaría su fabricación.

En las turbinas Pelton de eje horizontal suele emplearse la misma configuración disponiendo también en voladizo el rodete, estos generadores, si son pequeños se enfrían con aire en circuito abierto y cuando son mayores se enfrían por agua en circuito cerrado empleando intercambiadores agua-aire.

Figura 117. **Turbina Kaplan acoplada directamente al generador**



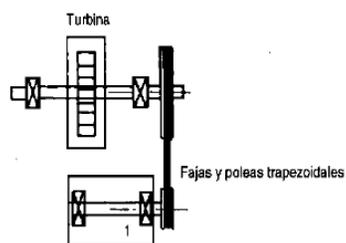
Fuente: PENCHE, Celso. Manual de la pequeña hidráulica. p. 196

Existen algunos elementos para transmitir la potencia mecánica al generador como por ejemplo fajas, poleas, rodamientos y otros componentes, en esta sección se mencionan cuatro casos para accionar el generador y los componentes de transmisión se han estudiado en el capítulo anterior.

Caso I.

- Las poleas son instaladas en voladizo.
- Las tensiones de la faja pueden ser peligrosas para los rodamientos si es que no han sido calculados para este efecto, mayor riesgo corre el generador pues normalmente esta diseñado para accionamiento directo.
- Los rodamientos de la turbina pueden ser seleccionados con suficiente capacidad y evitar este riesgo.
- Por construcción, la masa donde se aloja el rodamiento del generador no es suficiente como para instalar un rodamiento de mayor capacidad.

Figura 118. **Caso I: Disposición del generador**



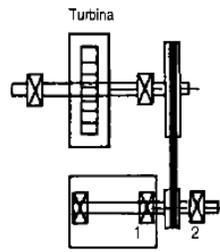
Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 184

Caso II.

- Para disminuir el efecto de la tensión de la faja sobre el rodamiento delantero del generador se debería solicitar al fabricante del generador prolongar el eje y colocar un rodamiento adicional con el fin de instalar la polea tal como se muestra en la figura 119.

Figura 119. **Caso II: Disposición del generador**



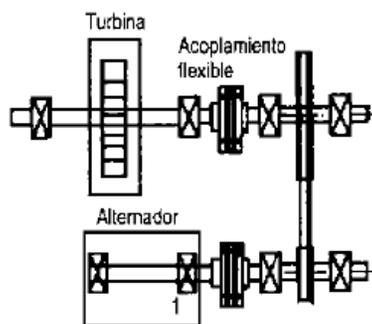
Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 184

Caso III.

- Para evitar el efecto de las tensiones de las fajas sobre rodamientos, tanto de la turbina como del generador, se puede ejecutar una disposición como muestra la figura 120, es un tren de poleas con ejes y rodamientos independientes calculados adecuadamente.
- El acoplamiento se realiza mediante acoples flexibles por lo que estaría transmitiendo torque y no tensión.

- El inconveniente de esta disposición es que se tiene más elementos móviles, además si no se realiza un adecuado alineamiento la duración de los elementos de unión del acoplamiento disminuye significativamente por lo que se hace más vulnerable el equipo

Figura 120. **Caso III: Disposición del generador**

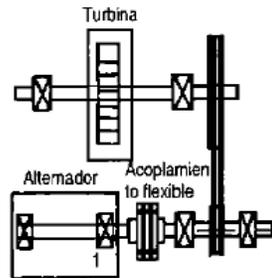


Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 184

Caso IV.

- Protege el generador por accionamiento directo
- Se logra menos elementos móviles

Figura 121. **Caso IV: Disposición del generador**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 184

5.6.1. **Cableado del generador al tablero**

Se usan conductores sólidos o cableados de cobre con forro de PVC que trabajan hasta 60⁰C (p.e. TW), o hasta 75⁰C (THW) a tensiones de servicio entre 600 V a 2,000 V.

El dimensionado obedece a dos criterios básicos;

- Térmico, para lo cual se muestra la tabla XLV (al final del capítulo) donde se indica la capacidad de conducción de corriente de varios calibres de conductor
- Caída de tensión, que depende de la magnitud de corriente I (A) a conducir por la distancia L (metros) entre el generador y el seccionador del tablero; En la tabla XLVI (al final del capítulo) se muestran valores de producto $I \times L$ (en amperios x metros) con sus respectivas caídas en niveles de tensión de uso común.

5.6.2. Criterios de inspección para la instalación del generador

Para los cuidados durante el transporte se debe tener en consideración por lo menos los siguientes aspectos.

- Evitar golpes a la estructura de la máquina, los golpes pueden causar deterioro de los cojinetes, rotura de las escobillas o de los componentes electrónicos y de la carcasa metálica.
- Cubrir hasta impermeabilizar la máquina con mantas plásticas para protegerla de la lluvia y la humedad y solicitar el embalaje con protecciones de madera.

Recepción del equipo;

- Verificar que los elementos del generador tengan fácil acceso y que el equipo adicional se encuentre en buen estado, anotar faltantes y deterioros para los reclamos respectivos.
- Verificar la presencia de humedad, polvo y elementos extraños, es conveniente secar y limpiar.

Cimentación;

- Verificar pesos del equipo y guiarse por las recomendaciones del constructor de la obra civil.

Espaciamiento del generador de las paredes;

- La distancia mínima entre el extremo por donde se realiza la toma de aire de ventilación debe ser de 30 cm. y las salidas del aire de 50 cm.

Aire de ventilación;

- El requerimiento de aire de ventilación mínimo por el generador debe ser de 15 m³ / kWh.

Montaje al accionamiento;

- Montaje directo, el alineamiento debe ser lo más preciso; el acoplamiento será rígido o flexible y debe guardar las tolerancias especificadas por los fabricantes.
- Montaje indirecto, si el acoplamiento es por fajas tener cuidado con el alineamiento de las poleas y dar el ajuste correcto para la transmisión de potencia, si es por tren de engranajes proceder como en el montaje directo.
- La tolerancia de los extremos de eje para acoplamiento en los generadores se encuentra entre k6 y m6 de la norma ISO 286(I)-62

Finalmente el cable a tierra es la consideración para la protección del personal, la estructura metálica del generador (masa) se conecta a la red de tierra, para esto el generador está provisto de una terminal ubicada generalmente en uno de los soportes o patas; el cable debe tener una sección no menor a 4 AWG y debe ser de varios hilos trenzados y desnudos.

La red de tierra esta formada por una malla de conductor y/o electrodos de cobre desnudo de 2.5 metros de longitud y 19 mm de diámetro, la cantidad y configuración de estos electrodos se definen durante la elaboración del proyecto por personal calificado y es de suministro indispensable.

5.7. Regulación de voltaje

El caso de interés particular son las MCH funcionando aisladamente, en la mayoría de casos el generador atiende carga domestica, alumbrado público y energía industrial; para un trabajo adecuado es necesario el control de la tensión de salida que se logra manteniendo la regulación de tensión en estrechos valores.

Recordar que la reacción de armadura producida por el paso de la corriente de carga y su factor de potencia causa un efecto desmagnetizante que hace caer de valor a la tensión generada, la regulación de tensión es la relación porcentual de la diferencia entre la tensión de vacío (sin carga) V_0 menos la tensión con carga V referida a la tensión de vacío.

$$V(\%) = \frac{(V_0 - V)}{V_0} \times 100 \quad (\text{ec. 5.19})$$

5.7.1. Regulador automático de voltaje (RAV)

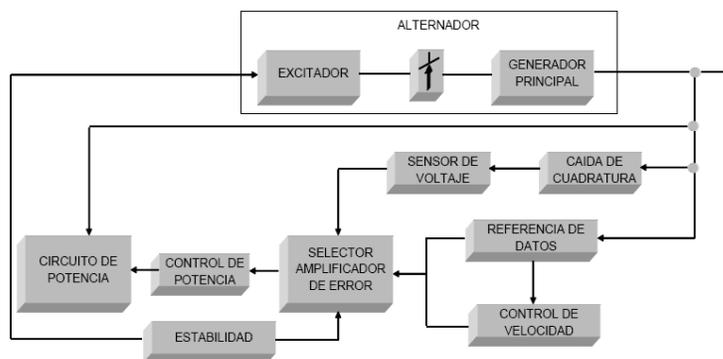
Es un dispositivo fabricado con elementos de estado sólido montados sobre una tarjeta impresa, su función es mantener el nivel de tensión constante a cualquier condición de carga dentro del valor nominal del generador aún con variaciones de la velocidad (5%), toma como señal la tensión de salida del generador, la compara y emite automáticamente hacia el campo de la excitatriz la corriente continua necesaria para mantener la tensión en el nivel de calibración, los circuitos que componen un RAV se definen a continuación.

- Circuito sensor y comparador, toma la señal, compara con una referencia precalibrada y detecta el error.
- Circuito amplificador del error y de control de disparo; detectado el error es traducido y retenido por un tiempo, luego del cual se emite la señal que dispara el tiristor (rectificador de silicio cuya conducción de corriente es controlable).
- Circuito de control de potencia, toma la potencia del mismo generador según el error y la señal del disparo rectifica la corriente que se aplica al campo de excitatriz para corregir las variaciones de tensión, está formado por diodos de silicio y tiristores.
- Circuito de estabilidad, es un circuito de realimentación de señal para detectar si la corrección de excitación es la apropiada, es calibrable y depende de las características del conjunto RAV y generador, de este circuito depende la velocidad de respuesta del equipo ante cambios bruscos de carga.

- Circuito de protección por baja velocidad motriz, el RAV básico solo sensa tensión, consecuentemente para evitar sobreexcitación por caída en la velocidad de giro; estos dispositivos incluyen un circuito que sensa la frecuencia y ante una disminución de la misma por debajo de un valor calibrado dejan pasar menos corriente de excitación de manera que la tensión de salida disminuye proporcionalmente a la caída de velocidad, este circuito no actúa sobre el regulador de velocidad de la turbina.

Este sistema de excitación fue construido especialmente para los generadores sin escobillas por la reducida potencia de excitación que demandan las excitatrices pero se ha extendido su aplicación a los generadores de mayor potencia constituyendo excitadores estáticos; los niveles de regulación de tensión se encuentran en valores usuales de $\pm 1.5\%$ llegando hasta $\pm 0.25\%$, el diagrama de bloques de la figura 122 representa la interconexión de funciones entre circuitos.

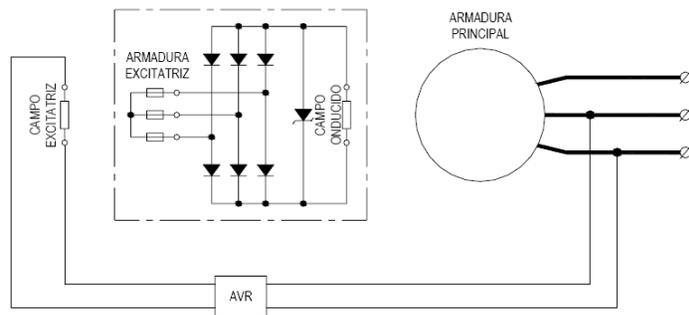
Figura 122. Diagrama de bloques de un RAV



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

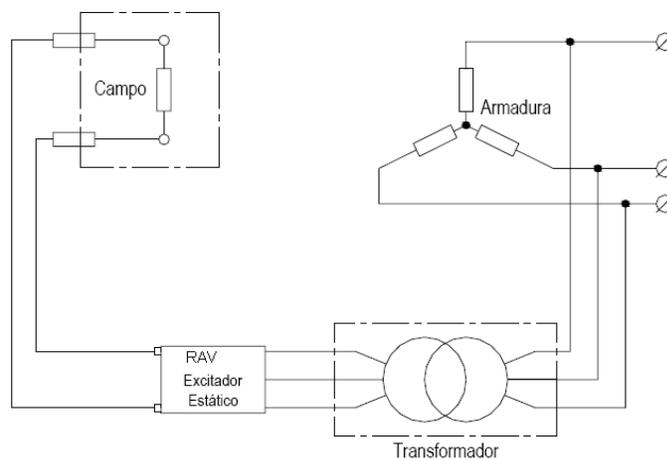
En la figura 123 se muestra la conexión de un RAV a un generador convencional.

Figura 123 **Conexión de un RAV a un generador convencional**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 202

Figura 124. **Regulador de voltaje para generador con excitador estático**



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.
p. 203

Para la calibración, deben tomarse en cuenta los siguientes aspectos;

- Tensión, todo RAV dispone de un potenciómetro para calibrar la tensión desde la misma unidad, puede existir un segundo potenciómetro que se coloca en el panel de control del equipo generador, el calibrado de este último es posterior al primero y para realizarlo se gira el cursor del potenciómetro en sentido horario si se quiere aumentar la tensión de salida.
- El calibrado se hace con el generador girando a velocidad nominal y sin carga, el valor no debe exceder del 5% del nivel del valor nominal salvo indicación del fabricante
- Estabilidad, en la unidad hay otro potenciómetro que sirve para calibrar la estabilidad, en sentido horario la respuesta del sistema es más lento; sin embargo se tiene que girar en ambos sentidos hasta conseguir que la tensión de salida este sin oscilar.
- Protección por baja velocidad motriz, los métodos difieren según el fabricante del RAV y es necesario guiarse por el manual respectivo.

5.8. Control electrónico de velocidad

En una MCH es imperativo el control de la velocidad, regulación de voltaje, un adecuado sistema de protección y equipos de medición para establecer las acciones a tomar, en esta sección el control de velocidad se analizará con un enfoque eléctrico y electrónico, diferente de como se hizo en el capítulo 4, enfocado a la regulación de caudal.

Esta forma de control se consigue haciendo funcionar la turbina con caudal constante de modo que genere una potencia eléctrica constante, si el sistema demanda menos energía, la turbina tiende a embalsarse; un sensor electrónico detecta el aumento de frecuencia y un dispositivo conocido como controlador de carga procede a disipar el exceso de energía en un banco de resistencias, sumergidas en agua o al aire manteniendo constante la demanda; no obstante debe cuidarse que el grupo genere una potencia mayor o igual a la máxima potencia esperada en la demanda, esta regulación también se puede realizar de manera manual o automática siendo esta última la más utilizada.

5.8.1. Regulación automática de velocidad

Con el fin de lograr soluciones más económicas y sencillas en el mantenimiento y operación de los reguladores automáticos de velocidad, en los últimos años se ha desarrollado el sistema de regulación electrónica de carga, este sistema ha encontrado su campo de aplicación principalmente en el rango de las microcentrales hidroeléctricas

En este sistema el generador produce una potencia constante y el regulador electrónico de carga, a través de unos dispositivos de control de potencia conocidas como tiristores, deriva la energía no consumida por la demanda a un sistema de disipación de energía.

Algunas de las principales ventajas de estos reguladores respecto de los reguladores oleomecánicos y similares son;

- Simplificación del diseño de las turbinas
- Menor costo
- Operación y mantenimiento sencillos

- No produce sobrepresiones en la tubería de presión
- Fácil ensamblaje o fabricación
- Mayor rapidez en la respuesta a cambios de carga

Los reguladores electrónicos de carga se componen básicamente de tres unidades.

- Fuente de poder, toma la energía del generador y se encarga de suministrarla en corriente continua y en el voltaje requerido por todos los circuitos electrónicos que componen el regulador.
- Unidad de control y protección, es el corazón del regulador y consiste en los circuitos sensores de frecuencia, voltaje y corriente; además contiene los relevadores, interruptores y fusibles de protección.
- Unidad de potencia, contiene los circuitos de disparo para regular la cantidad de energía que se disipa en la carga de lastre o secundaria, además contiene los tiristores y relevadores en caso de regulación escalonada.

Actualmente existen dos sistemas de regulación electrónica de carga; una es la regulación continua de la carga o regulación analógica y la otra es la regulación escalonada a regulación digital.

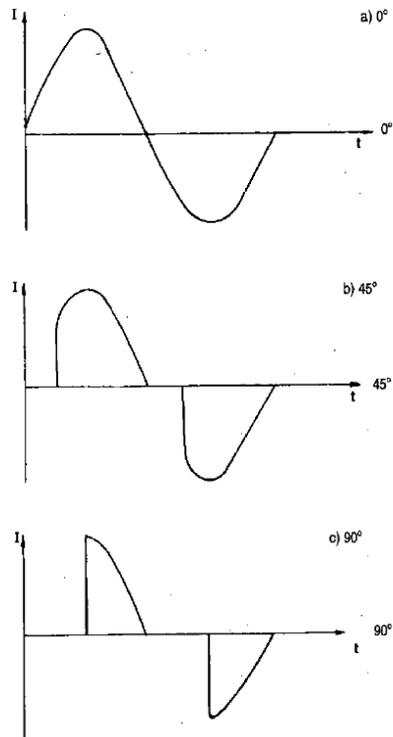
5.8.1.1. Regulación analógica continua

Esta regulación se logra mediante el uso de tiristores o rectificadores de control de silicio (RCS) los cuales permiten el paso de corriente hacia la carga secundaria (lastre) solo cuando reciben un pulso de pase proveniente del circuito de control de disparo, estas señales se suceden cada medio ciclo y el tiristor permite el paso de corriente hasta que la onda llega a cero, haciendo variar las pulsaciones de pase de 0° a 180° se puede variar el flujo de corriente hacia la carga secundaria y por lo tanto la energía que se disipará en la carga, ver figura 125.

El proceso de control de frecuencia se realiza comparando la frecuencia del generador con una señal de referencia pre-establecida (set point), se compara estos dos valores y se emite una señal diferencial que va a un circuito integrado de control y luego al circuito de disparo donde se controla el ángulo de fase de las pulsaciones.

Existe un circuito de control por fase así como una carga de lastre por fase, cuando la señal diferencial es cero el ángulo de fase y por tanto la carga de lastre permanecen constantes; cuando se producen variaciones de carga y por tanto de frecuencia, entonces la señal diferencial toma un valor diferente de cero; luego se producen variaciones en el ángulo de disparo y por lo tanto en la carga de lastre hasta que la frecuencia vuelva a estabilizarse; entonces la señal diferencial volverá a cero.

Figura 125. **Variación en la forma de onda de la corriente de lastre en función del ángulo de disparo**



Fuente: KURTZ, Victor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 3

Por la forma de funcionamiento a este sistema también se le puede denominar control por ángulo de fase.

Al observar la figura 125 se nota que dicho tipo de control recorta la onda de tensión, esta deformación de la forma de onda senoidal produce armónicas de frecuencia elevada que se traducen en perturbaciones en el espectro de radiofrecuencia (RF) que pueden afectar la recepción de ondas de radio en la zona donde se ubica el micro aprovechamiento hidroeléctrico.

Una solución alternativa para este problema es la utilización del transistor MOSFET de potencia, es un transistor de efecto de campo basado en la estructura de Metal Óxido Semiconductor (MOS) cuya aplicación en este caso se basa en la ventaja de la alta velocidad de conmutación. Se utiliza como un interruptor controlado por tensión con una frecuencia de operación elevada que la usada en el control con tiristor, en este caso, no es el objetivo la no emisión de interferencias electromagnéticas; pero el diseño de filtros utilizados para atenuar tal emisión es más simple que para el tiristor y por tanto más económico.

Por otro lado el uso de MOSFET posibilita dotar al sistema de un control eficaz contra cortocircuitos y efectuar una regulación más fina de la carga, en esta sección se presentan topologías de simple construcción con componentes de bajo costo y fáciles de adquirir en el mercado.

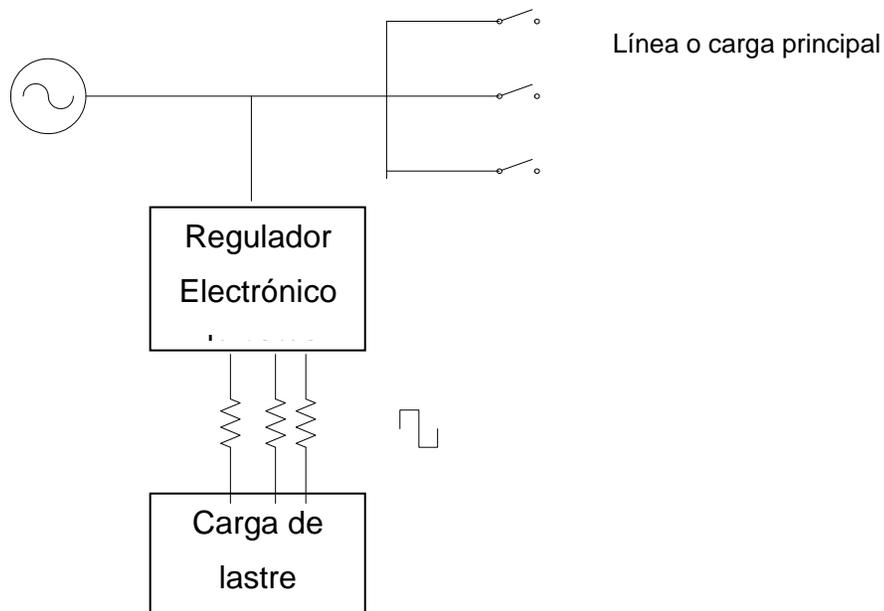
5.8.1.2. Regulador electrónico de carga

La opción más económica es utilizar un único MOSFET, teniendo en cuenta que esta llave es unidireccional en tensión y bidireccional en corriente, esto debido al diodo en antiparalelo conectado entre drenador y surtidor como lo muestra la figura 127. Considerando que la potencia que será controlada es alterna la opción consiste en instalar el MOSFET dentro de un puente de Graetz.

En la figura 126 se muestra un esquema general del regulador y en la figura 127 se muestra la topología propuesta para generación trifásica.

En esta configuración la corriente que circula por la carga es alterna mientras que por el transistor circula corriente continua, esta topología parece la más obvia; sin embargo el MOSFET deberá funcionar en alta frecuencia de conmutación, los diodos que formen el puente de Graetz deberán ser del tipo rápidos (Fast Recovery Diodes), estos diodos rápidos no son muy comunes y son de costo elevado especialmente para corrientes mayores de 3 amperios.

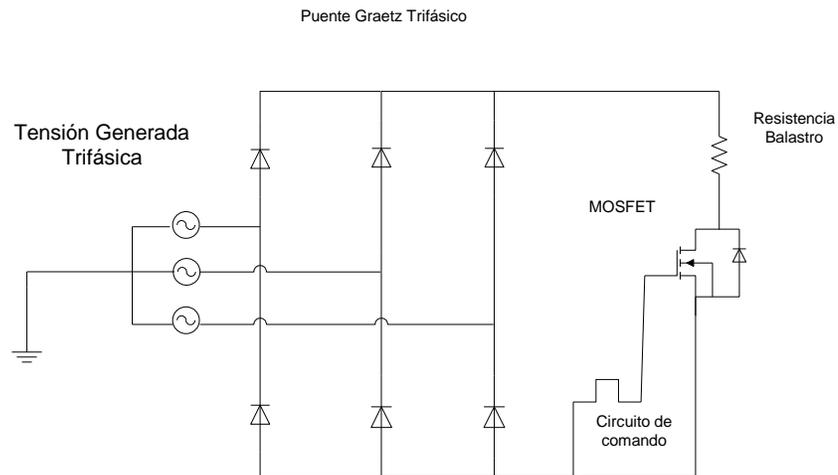
Figura 126. **Regulación electrónica de carga**



Fuente: KURTZ, Victor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 4

En la figura 127 se considera el circuito propuesto con la carga balastro colocada en el lado de corriente continua, esto es posible porque las cargas balastro son puramente resistivas ($L=0$) por lo que el 100% de la potencia consumida es activa, entonces es posible ubicar la carga del lado de corriente continua en serie con el MOSFET.

Figura 127. Regulación electrónica de carga



Fuente: KURTZ, Victor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 5

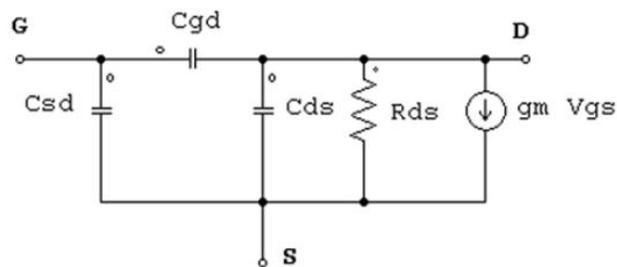
Es importante tomar en cuenta que los MOSFET de potencia presentan capacitancias parásitas entre sus terminales, éstas influyen en la entrada y salida de los estados de conducción de manera que se debe asegurar que las capacitancias intrínsecas al dispositivo no provoquen atrasos en la conmutación, el circuito de comando debe proveer un camino de carga y descarga de las capacitancias de entrada del MOSFET. En la figura 128 se observan estas capacitancias.

Este transistor es un dispositivo controlado por voltaje, simplifica el circuito de comando para la entrada y salida de la conducción y constituye una ventaja al comparar la configuración con el comando de transistores bipolares de potencia o el control por ángulo de fase en tiristores.

La entrada en conducción se consigue cuando el voltaje entre puerta-surtidor sobrepasa el voltaje de umbral, provoca que el MOSFET entre en la

región de trabajo denominada región ohmica, mientras que la salida de conducción se consigue con un voltaje menor al de umbral, ver figura 128.

Figura 128. **Circuito de conmutación equivalente con las capacitancias entre las terminales del MOSFET**



Fuente: KURTZ, Victor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 5

Excitación de compuerta, el tiempo de excitación de la compuerta puede reducirse si se conecta un circuito RC como se muestra en la figura 129, para cargar más rápidamente la capacitancia de puerta, cuando se energiza la puerta debido a la capacitancia de puerta la corriente inicial es;

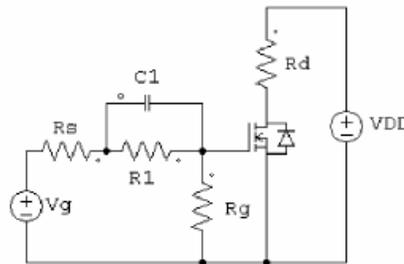
$$I_g = \frac{V_g}{R_s} \quad (\text{ec. 5.20})$$

Una vez en régimen permanente, la tensión en la puerta se transforma en;

$$V_{gs} = \frac{R_g V_g}{R_s + R_1 + R_G} \quad (\text{ec. 5.21})$$

Donde R_S representa la resistencia interna de la fuente de excitación de la compuerta.

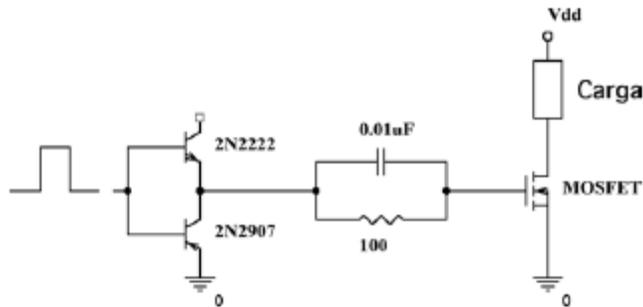
Figura 129. **Circuito de accionamiento de un MOSFET de potencia**



Fuente: KURTZ, Víctor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 6

Para aumentar el tiempo de conmutación alrededor de los 100 nanosegundos o menos, el circuito de excitación debe presentar baja impedancia de salida y relativamente alta capacidad de proveer o absorber grandes corrientes, un circuito posible para la excitación del MOSFET y mejorar la entrada y salida de conducción puede estar formado por dos transistores bipolares de conmutación, uno PNP y otro NPN, en configuración push-pull y como seguidor de emisor la cual presenta baja impedancia de salida. La Figura 130 muestra el esquema eléctrico del circuito ensayado.

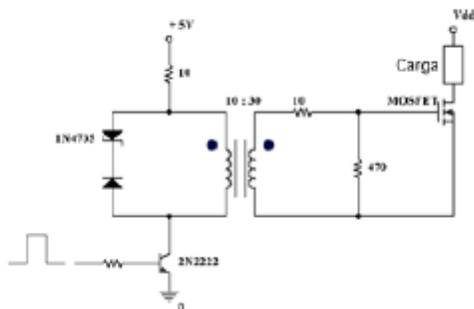
Figura 130. **Sistema de excitación del MOSFET con transistores bipolares**



Fuente: KURTZ, Víctor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 5

Finalmente es importante mencionar que en la mayoría de los casos prácticos se sugiere aislar galvánicamente la etapa de potencia del circuito de comando del MOSFET, para este caso se ha ensayado y se propone el circuito representado en la figura 131 el cual utiliza un transformador de pulso comandado por un transistor bipolar de conmutación.

Figura 131. **Sistema de excitación del MOSFET con transformador de pulso**



Fuente: KURTZ, Víctor y BOTTERÓN, Fernando. Revista hidrored, febrero 2006. p. 5

5.9. Elementos de control y protección del generador eléctrico

Cuando se trabaja con energía eléctrica y en particular cuando se genera la misma, el operador de la planta debe ser capaz de leer correctamente los parámetros de corriente, tensión y potencia para tomar cualquier acción correctiva; para esto debe valerse de instrumentos que le den esa información, también el generador debe tener instalados los dispositivos necesarios para asegurar su correcta protección para seguridad del mismo equipo y del personal de la planta.

5.9.1. Elementos de medición

Para medir los parámetros arriba mencionados son necesarios los siguientes instrumentos.

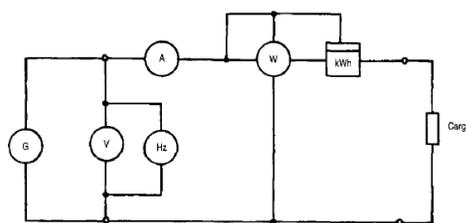
- El voltímetro permite medir la tensión o voltaje, se construye con alta impedancia para ser conectado en derivación, es decir directamente a los bornes del aparato cuya tensión se desea medir.
- El amperímetro permite medir la intensidad de la corriente, la impedancia interna es muy baja por lo que se conecta en serie con las cargas receptoras y nunca en paralelo porque podría producirse un cortocircuito.
- El vatímetro se usa para medir la potencia eléctrica, está formado por dos bobinas; una voltimétrica y otra amperimétrica.
- El frecuencímetro mide la frecuencia de la tensión alterna, existen dos formas constructivas; una con lengüetas vibrátiles y otra con aguja indicadora, ambas conectadas a la tensión.

Adicional a estos dispositivos es importante mencionar otros que sirven para control y protección como es el caso de los transformadores de tensión TPs y los transformadores de corriente TCs.

- El transformador de voltaje para medición se emplea cuando la generación es superior a los 240 voltios y los instrumentos comerciales son de 120 o 220 voltios, toma una señal en alta tensión con propósitos de medición.
- El transformador de corriente se usa para bajar la intensidad de corriente a un nivel medible en un instrumento comercial, usualmente 5 amperios.

En la figura 132 se propone un esquema de medición que resulta muy apropiado para una MCH.

Figura 132. **Esquema de tablero de control básico de generación**



G = Generador
A = Amperímetro
Hz = Frecuencímetro
kWh = Medidor de energía
W = Vatímetro
V = Voltímetro

Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

p. 214

5.9.2. Seccionamiento

Son los elementos de conexión y desconexión del generador hacia los receptores (consumidores); se deben considerar los siguientes aspectos;

- Facilidad de maniobras manuales.
- Desconexión automática por sobrecarga o cortocircuito en la carga, cumpliendo así con la misión fundamental de proteger al generador de estas dos anomalías.
- Desconexión automática ante una eventual mala operación o falla de los equipos de aprovechamiento hidráulico.

En las MCH se suele usar por lo menos los siguientes equipos;

- Seccionador y fusible, es un método antiguo y cumple con las dos primeras condiciones, el seccionamiento manual se realiza con una llave de cuchilla que se debe accionar sin carga para evitar el deterioro de las áreas de contacto; la corriente económica de los fusibles es de hasta 150 amperios.
- Contactor y fusible, cumple con los tres requisitos; es un método de mayor costo pues requiere de otros equipos y de cableado auxiliar.
- Interruptor termomagnético, es un dispositivo compacto de uso actual que cumple con las dos primeras condiciones, para cumplir con la tercera se solicita una bobina de disparo (shunt trip) que al excitarse con una señal eléctrica abre el interruptor.

- Dimensionamiento del interruptor, deberán considerarse los siguientes criterios;
 - La acción térmica protege la sobrecarga, la corriente nominal del interruptor será igual a la del generador, la divergencia máxima con el valor comercial será de $\pm 10\%$.
 - La acción térmica se corrige cuando se exceden las siguientes condiciones de operación; temperatura ambiente mayor de 40°C , la corriente del interruptor disminuye en 0.8% por cada 1°C en exceso de 40°C , altitud de operación mayor de 2,000 metros sobre el nivel del mar.
 - La acción magnética (capacidad de ruptura) protege el cortocircuito, es la cualidad que determina la bondad de un interruptor; los generadores para uso en microcentrales tienen como corriente de cortocircuito un máximo de seis veces su corriente nominal. Un generador de 625 kVA (500 kW), a 220 V de generación tiene de corriente nominal 1,640 amperios y de cortocircuito 9,850 amperios, este valor que es cumplido por un interruptor de 10 kA de capacidad.
 - La tensión de trabajo del interruptor también es corregida cuando la altitud de operación esta por encima de 2,000 m.s.n.m. Tomar en cuenta los valores de corrección de corriente y tensión para la altura.

De 2,001 a 2,600 metros sobre el nivel del mar la corriente se debe multiplicar por 0.95 y para alturas de 2,601 a 4,000 metros sobre el nivel del mar la corriente se multiplica por 0.80.

5.9.3. Relevadores de protección

Estos elementos protegen al generador actuando sobre la bobina de disparo del interruptor o del contactor, también protegen al resto del equipo cuando existen bobinas de comando eléctrico para el cierre de la válvula y/o la parada del regulador de velocidad de la turbina.

- Relevador de sobrecorriente o relevador térmico, se usa cuando el interruptor comercial excede al 10% de la corriente nominal del generador, debe ser graduable entre 75% y 100% y preferentemente alimentado por transformadores de corriente, actuará sobre el interruptor ante los siguientes casos.
 - Exceso de corriente de carga
 - Cortocircuito

- Relevador de sobrefrecuencia, sensa el exceso de frecuencia de la velocidad de giro, debido a su fácil instalación y bajo costo sustituye a los interruptores centrífugos que actúan durante el embalamiento de las turbinas, debe ser graduable por sobre el 120%, ya que valores menores a este porcentaje pueden conducir a rechazos erróneos de operación por conexión de cargas bruscas normales; actuará sobre la válvula, el regulador de velocidad de la turbina y el interruptor en los casos siguientes.

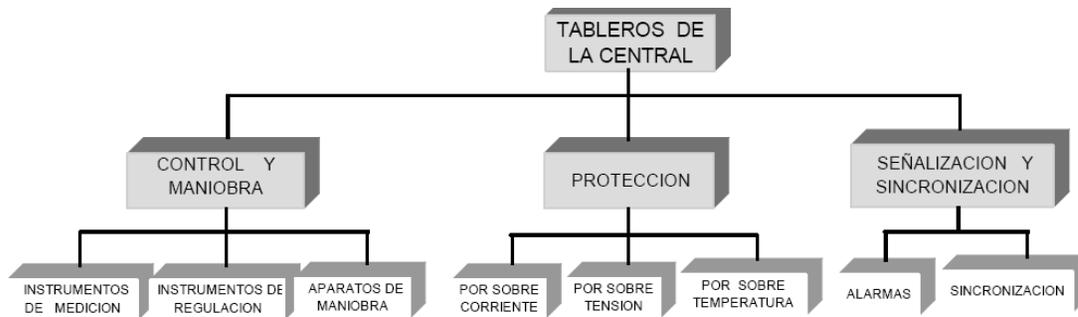
- Regulador de velocidad defectuoso
- Exceso de agua
- Relevador de mínima tensión, sensa la caída anormal de tensión; debe ser graduable entre 75% y 100% y no debe actuar cuando se hacen conexiones de cargas intempestivas normales; actúa sobre el interruptor, la válvula y el regulador de velocidad de turbina cuando.
 - El RAV está defectuoso
 - Hay una sobrecarga de corriente
 - El factor de potencia de la carga es bajo
 - La velocidad de giro es menor que lo normal, por exceso de potencia de carga, defecto del regulador de velocidad, falta de agua o resbalamiento de las fajas de transmisión
- Relevador de sobretensión, sensa el exceso del nivel de tensión; se debe graduar entre 100% y 125%; actúa sobre el interruptor, válvula y regulador de velocidad cuando.
 - El RAV está defectuoso
 - El factor de potencia es capacitivo
 - Hay exceso de velocidad de giro por defecto del regulador de velocidad o exceso de caudal
- Relevador de potencia inversa, se usa cuando los generadores operan en paralelo y protegen a los generadores de contratorques que afectan los acoplamientos mecánicos; actúa sobre el interruptor ante malas maniobras de emparalelamiento y motorización de las máquinas.

5.9.4. Otras protecciones

En el esquema de protección propuesto en la figura 132 aparecen otras protecciones importantes que deben tomarse en cuenta.

- Protección diferencial a tierra, sirve para localizar fugas de corriente por contacto de las bobinas con tensión a la masa; protege a las máquinas, a los dispositivos y a las personas.
- Pararrayos, son dispositivos que permiten desviar a tierra los elevados picos de tensión inducidos por las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión o maniobras que también provocan estos mismo picos, deben colocarse al menos después del tablero de control del generador.
- Puesta a tierra, es una red mallada con electrodos que conduce las corrientes parásitas a tierra, los tableros de control, el generador y todo dispositivo con cubierta metálica conductora que guarde elementos bajo tensión deben conectarse a tierra mediante la conexión de un borne montado sobre la parte metálica y un cable desnudo de hilos trenzados de cobre calibre 4 AWG, de esta manera se protege al personal de los dispositivos de contactos de la tensión.

Figura 133 **Organigrama de los tableros de control en una planta hidroeléctrica**



Fuente: GUERRA, Jaime. Tecnología intermedia de MCH. p. 73

Tabla XLV. Dimensiones para cableado de un generador. Cargas máximas para conductores aislados a 20°C

Sección del conductor	Calibre AWG	Conductor al aire				3 conductores en ducto					
		Corriente máxima admisible para conductores (amperios)	Capacidad máxima en voltios				Corriente máxima admisible para conductores (amperios)	Capacidad máxima en voltios			
			Sistema Monofásico (Cos $\phi = 1$)		Sistema Monofásico (Cos $\phi = 0.8$)			Sistema Monofásico (Cos $\phi = 1$)		Sistema Monofásico (Cos $\phi = 0.8$)	
			120 V	220 V	220 V	440 V		120 V	220 V	220 V	440 V
0.750		-----	-----	-----	-----	6.5	780	1,430	-----	-----	
0.823	18	-----	-----	-----	-----	7	840	1,540	-----	-----	
1.000		-----	-----	-----	-----	8	960	1,760	-----	-----	
1.309	16	-----	-----	-----	-----	10	1,200	2,200	-----	-----	
1.500	-----	-----	-----	-----	-----	12	1,440	2,640	-----	-----	
2.081	14	20	2,400	4,400	6,100	12,200	15	1,800	3,300	4,580	9,150
2.500	-----	22	2,640	4,840	6,710	13,410	18	2,160	3,960	5,490	10,980
3.309	12	25	3,000	5,500	7,620	15,240	20	2,400	4,400	6,100	12,190
4.000	-----	32	3,840	7,040	9,760	19,510	25	3,000	5,500	7,620	15,240
5.261	10	40	4,800	8,800	12,200	24,390	30	3,600	6,600	9,150	18,290
6.300	-----	48	5,760	10,560	14,630	29,270	34	4,080	7,480	10,370	20,730
8.366	8	55	6,600	12,100	16,770	33,530	40	4,800	8,800	12,200	24,390
10.000	-----	65	7,800	14,300	19,820	39,630	46	5,520	10,120	14,020	28,050
13.300	6	80	9,600	17,600	24,390	48,780	55	6,600	12,100	16,770	33,530
16.000	-----	88	10,560	19,360	26,823	53,650	60	7,200	13,200	18,300	36,580
21.150	4	105	12,600	23,100	32,010	64,020	70	8,400	15,400	21,340	42,680
25.000	-----	112	13,440	24,640	34,140	68,290	78	9,360	17,160	23,780	47,560
33.630	2	140	16,800	30,800	42,680	85,360	95	11,400	20,900	28,960	57,960
42.410	1	165	19,680	36,100	50,030	99,960	110	13,000	23,840	33,040	66,100
50.000	-----	185	22,200	40,700	56,400	112,800	120	14,400	26,400	36,580	73,160
53.460	0	195	23,400	42,900	59,450	118,900	125	15,000	27,500	38,100	76,220
67.440	00	225	27,000	49,500	68,600	137,200	145	17,400	31,900	44,200	88,400
70.000	-----	230	27,600	50,600	70,120	140,230	148	17,760	32,560	45,120	90,240
85.020	000	260	31,200	57,200	79,260	158,520	165	19,800	36,300	50,300	100,600
95.000	-----	280	33,600	61,600	85,360	170,720	180	21,600	39,600	54,870	109,750
107.200	0000	300	3,600	66,000	91,640	182,910	195	23,400	42,900	59,450	118,890

Fuente: HUGHES, Edgard. Electrical Technology. p. 120

Tabla XLVI. Pérdida de tensión para alambres y cables en ductos metálicos

Tensión	Sistema monofásico						Sistema Trifásico								
	1%	2%	3%	4%	5%	6%									
110 V	1%	2%	3%	4%	5%	6%									
220V	0.5%	1%	1.5%	2%	2.5%	3%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	8%	10%	
440V							0.5%	1%	1.5%	2%	2.5%	3%	4%	5%	
Calibre AWG/MCM	Amperios por metros (corrientes en amperios por extensión de la línea en metros)														
14	70	140	210	280	350	420	160	320	480	640	800	960	1,280	1,600	
12	110	220	330	440	550	660	255	510	765	1,020	1,275	1,530	2,040	2,550	
10	172	344	516	688	860	1,032	398	796	1,200	1,600	1,990	2,388	3,184	3,980	
8	272	544	816	1,088	1,360	1,632	625	1,250	1,880	2,500	3,125	3,750	5,000	6,250	
6	423	846	1,269	1,692	2,115	2,538	970	1,940	2,910	3,900	4,850	5,820	7,760	9,700	
4	646	1,292	1,938	2,584	3,230	3,876	1,492	2,984	4,480	5,970	7,460	8,952	11,936	14,920	
2	948	1,968	2,952	3,940	4,940	5,904	2,266	4,532	6,800	9,070	11,330	13,596	18,128	22,660	
1/0	1,330	2,660	3,990	5,320	6,650	7,980	3,049	6,098	9,100	12,200	15,245	18,300	24,400	30,500	
2/0	1,580	3,160	4,740	6,320	7,900	9,840	3,648	7,296	11,000	14,580	18,240	21,880	29,184	36,480	
3/0	1,860	3,720	5,580	7,440	9,300	11,160	4,286	8,572	12,800	17,200	21,430	25,716	34,288	42,680	
4/0	2,180	4,360	6,540	8,720	10,900	13,080	5,009	10,018	15,000	20,000	25,045	30,054	40,072	50,090	
250	2,330	4,660	6,990	9,320	11,650	13,980	5,357	10,714	16,000	21,600	26,785	32,142	42,856	53,570	
300	2,600	5,200	7,800	10,400	13,000	15,600	5,984	11,968	18,000	23,940	29,920	35,904	47,872	59,890	
350	2,840	5,680	8,520	11,360	14,200	17,040	6,538	13,076	19,600	26,150	32,960	39,228	52,304	65,380	
400	3,000	6,000	9,000	12,000	15,000	18,000	6,934	13,868	20,750	27,750	34,670	41,604	55,472	69,340	
500	3,360	7,720	10,080	13,440	16,800	20,160	7,722	15,444	23,200	31,000	38,610	46,332	61,776	77,200	

Fuente: HUGHES, Edgard. Electrical Technology. p. 120

6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

6.1. Generalidades

En las MCH la potencia difícilmente sobrepasa los 500 kW, la construcción de este tipo de proyectos se hace para satisfacer la demanda de poblaciones con baja concentración de viviendas, con consumos por casa que en promedio no sobrepasan los 250 W y en la mayoría de casos requieren una conexión monofásica a 120V, la red eléctrica que se construye para eso es de longitud corta, en algunos casos quizá no halla subestación a la salida de la casa de máquinas.

En casos muy artesanales puede ser que no haya transformador para elevar la tensión como es el caso de el proyecto de Finca Las Nubes en el departamento de Retaluleu; este proyecto no tiene ni transformador ni subestación, la energía generada alimenta tres computadoras, iluminación y ocasionalmente una máquina para despulpado de café, esta línea de trasmisión está construida con cable 2/0, postes de madera y es de 220V, en este capítulo se examinará lo concerniente a la línea de transmisión para estos pequeños proyectos.

6.2. Modelo de la línea de transmisión corta

A grandes distancias la potencia se transmite a altos voltajes, en Guatemala los niveles de tensión manejados para transmisión son 69 kV, 138 kV, 230 kV y 400 kV, los voltajes de distribución son 34.5 kV y 13.8 kV.

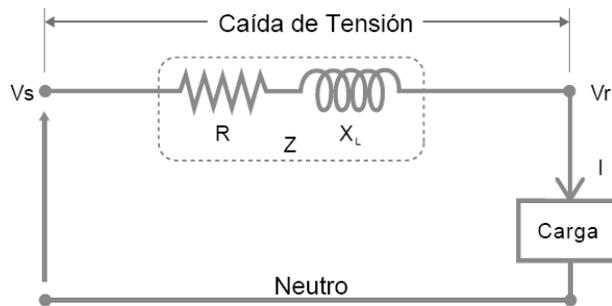
Los voltajes en las cargas a servir comúnmente son en 120/240/480 V (monofásico o trifásico), a estos niveles de tensión se les puede denominar también, alta, media y baja tensión. En proyectos rurales de generación de energía eléctrica las cargas a servir están a cortas distancias de la casa de máquinas, por lo que resultaría ilógico y demasiado caro construir líneas de transmisión en alta tensión por esta razón solamente se presentan los diseños de la línea para media y baja tensión.

El modelo de circuito de la línea corta (< 80 km) es una impedancia en serie con una inductancia despreciando el efecto capacitivo tal como se muestra en la figura 134, no interesa un análisis matemático y tampoco se entrará en detalle sobre los cálculos mecánicos de los conductores pero si se abarcan aspectos constructivos importantes en lo concerniente a normas para la instalación de las línea aéreas.

Con el propósito que este trabajo tenga un alcance mayor que el nacional las recomendaciones y normas que se presentan como referencia son las de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI, las normas ANSI y otras internacionalmente reconocidas, además para los casos específicos de Guatemala se hace referencia al compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

Para el circuito de la figura 134 es posible resolver sus parámetros aplicando la ley de ohm para circuitos de c.a, la caída de tensión depende de la corriente de carga, del factor de potencia y de la impedancia de los conductores; en estos circuitos es común la combinación de resistencias, capacitancias e inductancias.

Figura 134. **Modelo de la línea de transmisión corta**



Fuente: CHAPMAN, Stephen. Máquinas eléctricas. p. 119

De la figura 134 se obtiene la expresión para la caída de tensión.

$$V = I \cdot Z \quad (\text{ec. 6})$$

siendo Z la impedancia que queda definida como

$$Z = R \cos \phi + X \sin \phi \quad (\text{ec. 6.1})$$

Donde R es la resistencia del conductor, X es la reactancia y ϕ es el ángulo del factor de potencia del circuito.

La reactancia X es un valor que se define como $X_L - X_c$, pero como se trata de una línea corta, los efectos capacitivos se pueden despreciar tal como aparece el circuito de la figura 134.

$$Z = R \cos \phi + X_L \sin \phi \quad (\text{ec. 6.2})$$

Donde

I = corriente de carga que fluye por el conductor, en amperios

V_s = voltaje de envío por la fuente en voltios

V_r = voltaje de recibo en la carga en voltios

Z = impedancia de la línea en ohmios

R = resistencia de c.a del conductor en ohmios

X_L = reactancia inductiva del conductor en ohmios

El punto de interés es calcular la caída de tensión en la línea y con ello obtener el porcentaje de regulación (%) para ubicar si éste está dentro de las normas, para un servicio rural la máxima caída de tensión permisible en la línea de transmisión es del 10% y 12% dependiendo de la etapa de instalación, estos porcentajes están establecidos en el Artículo 24 de las Normas Técnicas de Distribución, NTSD de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la caída de tensión se calcula mediante las siguientes fórmulas.

Para circuitos monofásicos

$$\Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} = Z \cdot 2 \cdot L \cdot I \quad (\text{ec. 6.3})$$

Para circuitos trifásicos

$$\Delta V_{\text{FASE-FASE}} = \sqrt{3} \cdot \Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} \quad (\text{ec. 6.4})$$

$$\Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} = Z \cdot L \cdot I \quad (\text{ec. 6.5})$$

Donde

ΔV = caída de tensión, en voltios

L = longitud de la línea, en km

I = corriente del circuito, en A

Z = impedancia, en ohm/km

Tabla XLVII. Tolerancias admisibles para la regulación de tensión respecto del valor nominal, en (%)

Tensión	Etapa					
	Transición		Régimen. A partir del Mes1 al Mes 12		Régimen. A partir del Mes 13	
	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen. A partir del mes 1 al mes 12		Régimen a partir del mes 13	
	7		6		5	

Fuente: CNEE. Normas NTSD, artículo 24, inciso 1. p. 14

6.3. Diseño de la línea de transmisión

Generalmente las líneas de transmisión son trifásicas de tres o cuatro conductores, aunque también en este tipo de proyectos nos encontraremos con líneas monofásicas de dos conductores o incluso de un conductor con retorno por tierra, realmente el diseño dependerá de la configuración del sistema eléctrico y de la carga a servir.

En el diseño se van a considerar aspectos como, la forma y trazo de la línea, la selección de la tensión y la regulación de la misma, en este orden de ideas se establecen los parámetros a considerar.

6.3.1. Criterios generales de diseño y seguridad de la línea de transmisión

La línea de transmisión tendrá a la salida del generador un transformador para elevar la tensión, éste también sirve como protección y aislamiento, al final de la línea habrá otro transformador para bajar el nivel de tensión y así alimentar las cargas. En esta sección se abordan los criterios que como mínimo deben cumplir las líneas aéreas de una MCH y sus equipos asociados, la finalidad de estos criterios es obtener la máxima seguridad para la protección de personas y bienes, estos criterios están fundamentados en las normas NTDOID, emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE.

Se ha tomado de referencia estas normas por los niveles de tensión que se manejan en un proyecto de MCH, se deberá cumplir con los requisitos siguientes.

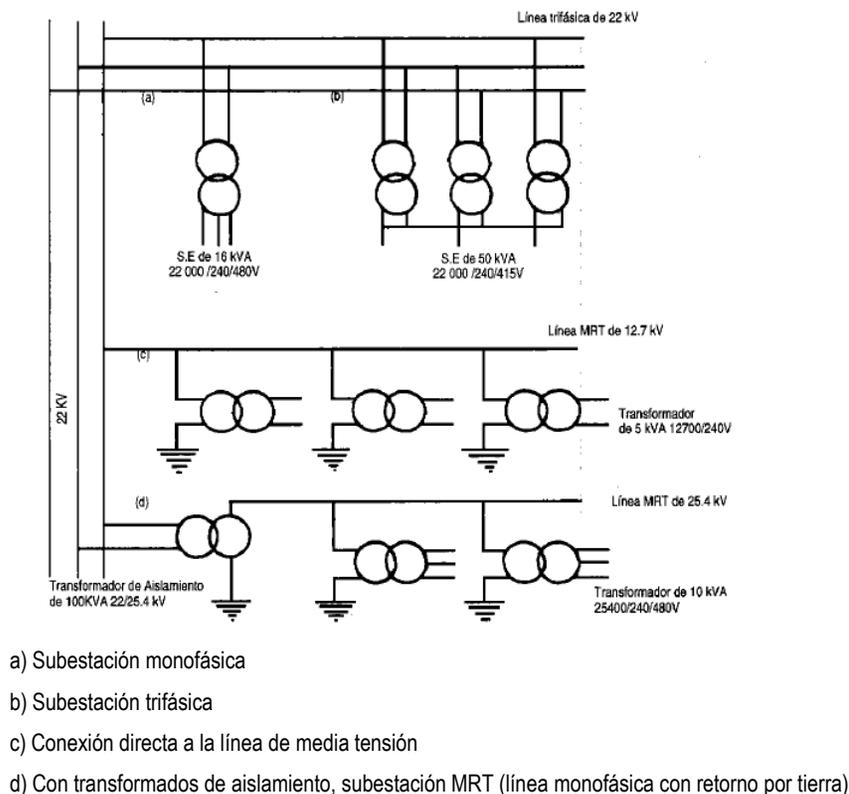
- Tramos rectos, el diseño deberá dar preferencia al trazo rectilíneo.
- Alineación de postes, en poblaciones urbanizadas todas las estructuras deberán quedar alineadas de un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal.
- Cruce de vías, deberá minimizarse el número de cruzamientos con otros derechos de vías tales como; vías férreas, carreteras, instalaciones telefónicas o de vídeo, canales navegables y otras similares, cuando sea necesario realizar los cruces de vías estos deberán realizarse de preferencia perpendicularmente al derecho de vía.

- Evitar riesgos de colisión, las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas.
- Paso sobre vivienda existente, no deberá diseñarse y/o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.
- Construcción de obras civiles debajo de líneas existentes, dentro del derecho de servidumbre de líneas aéreas podrá construirse obras civiles siempre y cuando se obtenga la autorización del distribuidor y se respeten las distancias mínimas de seguridad establecidas en las normas NTDROID y sus referencias.
- Interferencias eléctricas, el diseño de las líneas debe respetar los criterios así como las distancias recomendadas por normas internacionales tales como IEC, ANSI, CSA CAN3-C108.3.1-M84 u otra norma correspondiente para evitar o minimizar las interferencias eléctricas en componentes ajenos a la red eléctrica.
- Accesos a inmuebles, se debe prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles, si en el momento del diseño de la red los inmuebles afectados no tuvieran definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde estos colindan.
- Señalización de líneas, cuando por razones de la topografía del terreno los vanos de las líneas sean muy largos o queden a alturas considerables de la superficie del suelo o cuando se construyan líneas aéreas en lugares de tránsito aéreo de baja altura (avionetas o helicópteros), los conductores deben tener señalizaciones adecuadas para hacerlos visibles.

6.3.2. Selección de la tensión de la línea

En proyectos de electrificación rural predominan las tensiones de distribución en baja tensión, este nivel según las normas NTDOID son 13.8/7.6 kV, este voltaje comprende las líneas de distribución primaria, transformadores y otros equipos, así también las líneas de distribución secundaria que comprenden los voltajes para los domicilios en 120/240 V, se estima que las cargas no serán mayores a 11 kW.

Figura 135. Esquemas típicos para transmisión y distribución



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

6.3.3. Selección del conductor

El tipo de conductor y la tensión en la línea son elementos que van íntimamente relacionados, dependiendo de la tensión en la línea será el tipo de conductor adecuado, en el artículo 17 de las normas NTDOID se establecen los criterios para la selección del conductor adecuado; en estas normas se establece los criterios a tomar en cuenta.

- Los conductores deberán ser de un material o una combinación de materiales que minimicen la corrosión por causa de las condiciones ambientales.
- Las líneas aéreas se ejecutarán como regla general con conductores desnudos, en caso de usar conductores cubiertos de una capa aislante ésta deberá ser resistente a las acciones atmosféricas.

Al seleccionar los conductores desnudos con base a su capacidad de corriente se recomienda no sobrepasar los valores que han sido determinados con base a las propiedades físicas del material, bajo ciertas condiciones de temperatura ambiente y de elevación de temperatura del propio conductor. La tabla XLVIII muestra valores máximos de capacidad de conducción de corriente para los calibres de conductores de cobre y aluminio desnudos más usuales en líneas aéreas, estas capacidades corresponden a 75°C de temperatura total en el conductor operando a un régimen de carga constante.

Cuando se selecciona el conductor también se deben tener en cuenta consideraciones eléctricas tales como; caída de tensión y capacidad de corriente o las características mecánicas del conductor. La consideración más importante es la caída de tensión; la pérdida de potencia es sólo referencial, los

cálculos mecánicos no se tratarán sin embargo de presentarse problemas pueden resolverse modificando el vano entre postes, reubicando y/o aumentando el número de los mismos teniendo en cuenta que las recomendaciones en cuanto a cargas mecánicas pueden consultarse ampliamente en el artículo 19 de las normas NTDOID.

Tabla XLVIII. Capacidad máxima de conducción de corriente en conductores desnudos de cobre, ACSR y Aluminio

Calibre AWG o MCM	Cobre (*) (Amperios)	ACSR (Amperios)	Aluminio (Amperios)	Calibre AWG o MCM	Cobre (*) (Amperios)	ACSR (Amperios)	Aluminio (Amperios)
8	90	—	—	336.4	—	530	520
6	130	100	98	477.0	—	670	650
4	180	140	130	636.0	—	780	760
2	240	180	180	795.0	—	910	880
1/0	310	230	235	954.0	—	1010	970
2/0	360	270	275	1113.0	—	1110	1100
3/0	420	300	325	1351.0	—	1250	1230
4/0	490	340	375	1510.0	—	1340	1375
266.8	—	460	445	1590.0	—	1380	1600

Los datos consignados en la tabla se deben considerar bajo las siguientes condiciones

- Temperatura total máxima en el conductor: 75⁰C
- Temperatura ambiente: 25⁰C
- Velocidad del viento: 0.6 m/s
- Factor de emisividad: 0.5
- Frecuencia: 60 Hertz
- (*): Conductor de cobre duro con 97.3% de conductividad

Fuente: CNEE. Normas NTDOID, artículo 17 p. 9

Dicho lo anterior y tomando en cuenta el modelo de circuito de una línea corta (< de 80 km) se debe calcular el % de caída de tensión para tener un parámetro para seleccionar el conductor, para calcular este porcentaje se debe disponer de los siguientes datos.

- Potencia a transmitir, en kW
- Longitud de la línea, en km

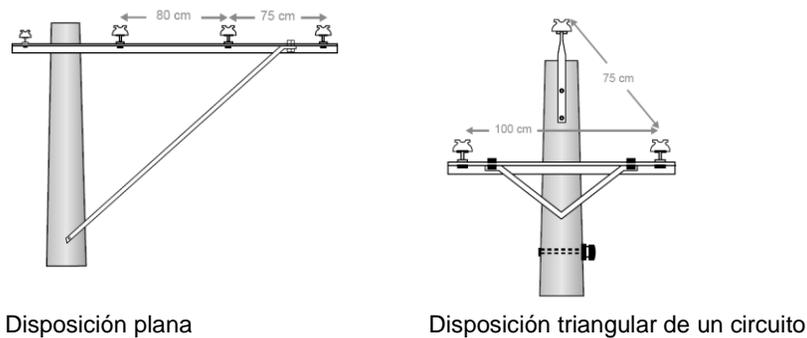
Se deben asumir los siguientes datos.

- Factor de potencia, algunas normas y la buena práctica recomiendan que se asuma $\cos\phi = 0.90$.
- Tensión en la línea de acuerdo a las tablas y normas establecidas por los entes reguladores.
- Sistema de la línea, trifásico o monofásico.
- Disposición de los conductores, triangular o vertical, ver figura 136.
- Material y sección de los conductores.
- Temperatura máxima de operación, generalmente se asume como 75 °C.

También se debe conocer los parámetros dados por el fabricante, estos son.

- Resistencia del material del conductor, dato generalmente dado por el fabricante a una temperatura de 20°C
- Coeficiente de corrección de temperatura α , también suministrado por los fabricantes

Figura 136. **Disposición de conductores**



Fuente: BAUTISTA, Juan. Líneas de transmisión de potencia. p. 12

6.4. Montaje de postes y estructuras

Para el caso de electrificación rural las estructuras para el montaje de la línea consiste en postes, es claro que hay otras estructuras relacionadas como los aisladores, anclajes y herrajes, pero se tratan los postes de madera y de concreto los cuales deben cumplir con las alturas normalizadas establecidas en el artículo 20 de las normas NTDOID y deben soportar los esfuerzos mecánicos que hacen los conductores sobre ellos, para esto se debe hacer referencia a la tabla XLIX en donde se indican las magnitudes de las cargas y los factores de

sobrecarga, como mínimo las estructuras deberán cumplir con los siguientes criterios.

- Los postes de concreto deberán ser de concreto reforzado o pretensados por los procesos centrifugado y/o vibrado.
- Los postes de madera deberán ser de madera seleccionada, libre de defectos que pudieran disminuir su resistencia mecánica y tratada con una solución preservadora para aumentar su duración.
- Los postes de madera deberán ser curados, taladrados y con los agujeros y cortes hechos antes del tratamiento.
- En los postes y estructuras de acero el espesor del material que se utilice no deberá ser menor de cuatro 4 mm, cuando la aleación de acero no contenga elementos que la hagan resistente a la corrosión se deberá proteger con una capa exterior de pintura o metal galvanizado que garantice la durabilidad.
- Las cimentaciones deberán ser diseñadas para resistir las cargas que le transmite la estructura, el diseño de los cimientos deberá verificar que su presión sobre el suelo no exceda el valor admisible de la capacidad de carga del mismo y que la fuerza de tracción en los cimientos no supere el peso propio del cimiento más el peso del suelo que gravita sobre él.
- Los postes o torres y sus cimientos se deben someter a pruebas en prototipos con métodos adecuados para garantizar su buen funcionamiento.

- Los herrajes deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar la tensión máxima resultante de la aplicación de las cargas correspondientes, los herrajes a utilizar preferiblemente deben ser los contruidos por inmersión en caliente.

Para las retenidas debe tenerse en cuenta lo siguiente;

- En postes de madera y concreto se deberá considerar que las retenidas llevan la resultante de la carga total en la dirección en que actúen.
- Se debe usar para las retenidas cables de acero y herrajes adecuados que protejan la estructura y mantengan al cable en la posición correcta
- El cable de acero, herrajes y aisladores que se utilicen deben tener una resistencia mecánica no menor que la requerida para la retenida.
- Los hilos, cables metálicos o barras empleados para los tirantes deberán ser galvanizados si son de acero o de otro material igualmente resistente a la corrosión; la sección del tirante deberá ser de por lo menos 30 mm².
- La resistencia mecánica de los aisladores que se utilicen para retenidas no debe ser menor que la resistencia de ruptura del cable de la retenida en que se instalen.
- La tensión de flameo en seco de estos aisladores debe ser cuando menos el doble de la tensión nominal entre fases de la línea en que se usen y su tensión de flameo en húmedo, cuando menos igual a dicha tensión.

- Ningún aislador debe quedar a una altura menor de 2.50 m del nivel del suelo.
- Cuando una retenida no conectada efectivamente a tierra pase cerca de conductores o partes descubiertas energizadas a más de 300 voltios debe proveerse un medio aislante adecuado de manera que el tramo de la retenida expuesto a contacto con dichos conductores o partes energizados quede comprendido entre la parte aislada.
- Factores de sobrecarga; las estructuras, cruceros, retenidas, fundiciones y anclas deberán ser diseñadas para soportar las cargas adecuadas multiplicadas por los factores de sobrecarga apropiados descritos en las tablas XLIX y L.

Con el objeto de establecer los coeficientes de seguridad y otros requisitos que las líneas aéreas deben cumplir en diferentes lugares y condiciones que representen peligro a las personas y bienes, como en cruzamientos o campo abierto, las líneas aéreas se dividirán, en cuanto a su construcción en dos clases que se denominan por las letras B y C. La clase B tiene mayor resistencia mecánica y llena los requisitos más exigentes que se consideran necesarios en lugares de mayor riesgo; mientras que la clase C tiene menor resistencia mecánica que la B pero llena los requisitos que se consideran necesarios en lugares de menor riesgo que los considerados para la clase B.

Tabla XLIX. Factores de sobrecarga para estructuras, cruceros, retenidas y anclas para ser utilizados con los factores de resistencia de la tabla L.

Tipo de carga	Clase B	Clase C
Cargas Verticales	1.50 ²	1.50 ²
Cargas Transversales:		
Viento	2.50	2.20 ³
Tensión del conductor	1.65 ¹	1.30 ⁴
Cargas Longitudinales:		
En los cruces:		
En general	1.10	No se requiere
En remates	1.65	1.30 ⁴
En otras partes:		
En general	1.00	No se requiere
En remates	1.65 ¹	1.30 ⁴

Explicación de los subíndices de la tabla.

- 1 Para retenidas y anclas asociadas con estructuras que únicamente soportan conductores y cables de comunicación, este factor puede reducirse a 1.33.
- 2 Donde las cargas verticales reducen significativamente la tensión en un miembro de la estructura, un factor de sobrecarga de 1.0 debe ser usado para el diseño de dicho miembro.
- 3 Este factor puede ser reducido a 1.75 para estructuras de madera y concreto reforzado (no pretensado) cuando no son estructuras de cruce.
- 4 Para estructuras de metal y concreto pretensado, cruceros, retenidas, fundiciones y anclas, usar un valor de 1.10.

Fuente: CNEE, Normas NTDOID, Artículo 20. p. 35

Tabla L. Factores de resistencia para estructuras, cruceros, retenidas, cimientos y anclas, para ser utilizados con los factores de sobrecarga de la tabla XLIX

Factores de resistencia	Clase B	Clase C
Estructuras de metal y concreto pretensado	1.0	1.0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0.65	0.85
Cable de retenida	0.9	0.9
Ancla de retenida y cimientos	1.0	1.0
Factores de resistencia para estructuras cuyos elementos estén instalados a 18.0 m ó más sobre el nivel del suelo		
Estructuras de metal y concreto pretensado	1.0	1.0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0.75	0.75
Cable de retenida	0.9	0.9
Ancla de retenida y cimientos	1.0	1.0

Fuente: CNEE, Normas NTDOID, artículo 20. p. 35

Por lo amplio del tema, todo lo relacionado a las cargas mecánicas de los conductores así como las distancias mínimas de seguridad, pueden consultarse ampliamente en los artículos 18 y 19 de las normas NTDOID emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

6.4.1. Aisladores

Cuando no sea posible cumplir las distancias mínimas de seguridad estipuladas en las normas NTDOID por la presencia de árboles, vegetación ó áreas protegidas, los conductores eléctricos y otras superficies energizadas asociadas a las líneas deberán ser protegidos o aislados para la tensión de operación, estas recomendaciones están fundamentadas en el artículo 15 de las normas NTDOID.

Como se ha mencionado anteriormente, los conductores empleados en líneas aéreas en la mayor parte de los casos son desnudos, por lo tanto se necesita aislarlos de los soportes por medio de aisladores fabricados generalmente de porcelana o vidrio; la sujeción del aislador al poste se realiza por medio de herrajes pero además un aislador debe tener las características mecánicas necesarias para soportar los esfuerzos a tracción o compresión a los que está sometido, estos esfuerzos no deben exceder los siguientes porcentajes.

- Cantiléver: 40%
- Compresión: 50%
- Tensión: 50%

En general se puede decir que las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son.

- Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo más elevada posible, esta rigidez depende de la calidad del vidrio o porcelana y del grueso del aislador.

- La tensión de perforación es la tensión con la cual se puede producir el arco a través de la masa del aislador.
- Disposición adecuada de forma que la tensión de contorno presente valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores.
- La tensión de contorno es la tensión con la cual se puede producir el arco a través del aire siguiendo la distancia mínima entre fase y tierra, a esta distancia se le llama línea de fuga.
- Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser por lo menos igual a la del conductor que tenga que soportar.
- Resistencia a las variaciones de temperatura.
- Ausencia de envejecimiento.

En los aisladores se pondrá el máximo cuidado, tanto en su elección como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación, en efecto son frágiles por naturaleza y se ven sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su destrucción.

Dentro de los materiales empleados en la construcción de aisladores están.

- Aisladores de porcelana, cuya estructura debe ser homogénea y para dificultar las adherencias de la humedad y polvo la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte, están fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad.
- Aisladores de vidrio, están fabricados por una mezcla de arena silícea y de arena calcárea, el material es más barato que la porcelana pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana pero debido a que el costo es más reducido y su transparencia facilita el control visual, hacen que sustituyan en muchos casos a los de porcelana.
- Aisladores de esteatita y resinas epóxicas, se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que los de porcelana y sus propiedades aislantes también son superiores; sin embargo el inconveniente es que tienen alto costo.

También es importante el tipo de aislador a usar, en esta clasificación sobre los tipos de aisladores están.

- Aisladores fijos, estos están unidos al soporte por un herraje fijo y no pueden por consiguiente cambiar normalmente de posición después de su montaje, su forma general es la de una campana que lleva en su parte superior una garganta sobre la que se fija el conductor por una ligadura de

cobre o aluminio, este aislador es el más simple y pertenece a las líneas de baja tensión.

- Aisladores en cadena o suspendidos, están constituidos por un número variable de elementos según la tensión de servicio, estas cadenas son móviles alrededor de su punto de unión al soporte y además las articulaciones entre elementos deben tener bastante libertad para que los esfuerzos de flexión queden amortiguados.
- El aislador en cadena es el más empleado en media y en alta tensión porque permite elevar la tensión de funcionamiento con sólo aumentar la longitud de la cadena, no se interrumpe el servicio por rotura de un aislador y presenta una gran economía en la reparación de las cadenas porque solamente es necesario cambiar el elemento averiado.

Finalmente es importante mencionar que los valores de tensión de flameo en seco de un aislador o de una cadena de aisladores cuando se prueban de acuerdo con las normas ANSI C29.1-1988, no deben ser inferiores que los presentados en la tabla L, estos datos han sido tomados del artículo 15 de las normas NTDOID en consonancia con la norma ANSI mencionada en este párrafo.

En zonas en donde las descargas electroatmosféricas son severas o existen condiciones de contaminación atmosférica alta u otra condición de contaminación desfavorable, deben usarse aisladores con tensiones de flameo en seco adecuadas a esas condiciones, estos valores no deben ser menores a los indicados en la tabla L.

Tabla LI. Tensiones mínimas de flameo en seco de aisladores

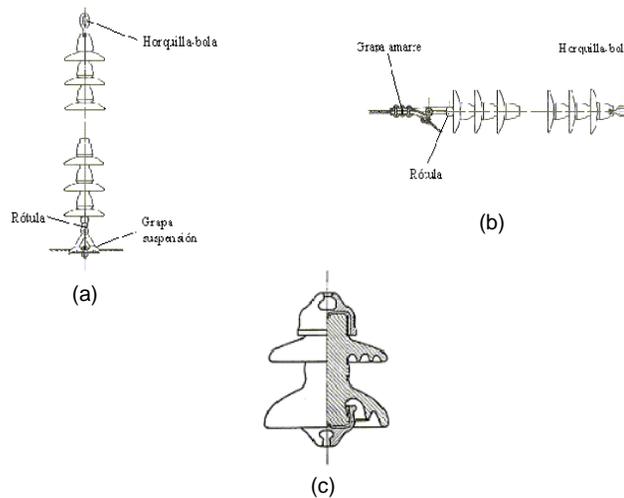
Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)
0.75	5	13.2	55	46	125	138	390
2.4	20	23.0	75	69	175	161	445
6.9	39	34.5	100	115	315	230	640

Fuente: CNEE, Normas NTDOID, artículo 15.5. p. 8

Los aisladores deben cumplir con la norma ANSI C29.

Figura 137. Tipos de aisladores de cadena

a) en cadena de suspensión b) en cadena de amarre c) tipo campana



Fuente: MENA, Jhony. Tesis sobre elaboración de aisladores eléctricos tipo 53-3. p. 4

6.5. El transformador de servicio

Un aspecto de importancia en el diseño de la línea incluye el adecuado dimensionamiento del transformador de servicio; en proyectos rurales la línea de transmisión incluye un transformador a la salida del generador para elevar el voltaje y un transformador al final de la línea para servir a la carga, éste baja el voltaje a niveles de 120/220/480 monofásico o trifásico.

El uso del transformador a la salida de la casa de máquinas cumple con las siguientes funciones.

- Aísla el circuito de la línea de transmisión y protege el generador.
- Eleva el voltaje para transmitirlo con la menor cantidad de pérdidas posibles, cabe mencionar que debe elevarlo a niveles de tensión que sean manejables por el conductor de la línea porque se busca no encarecer el costo de instalación de ésta.

En general los transformadores utilizados en distribución tienen por lo general las siguientes características.

- Monofásico o trifásicos.
- Manejan voltajes en el lado de alta de 19.9 y 7.2 kV.
- Voltajes en el lado de baja de 110/220/440 V.
- Las potencias nominales son de 10 y 25 kVA.
- El sistema de enfriamiento deberá ser natural y en aceite (Clase OA).
- En la instalación de transformadores que contengan aceite deberán tomarse en cuenta las recomendaciones sobre protección contra incendios que se indican en el artículo 22.5 G de las normas NTDROID.

Los criterios para seleccionar un transformador deben tomar en cuenta las condiciones de la red en el punto donde va a instalarse el mismo.

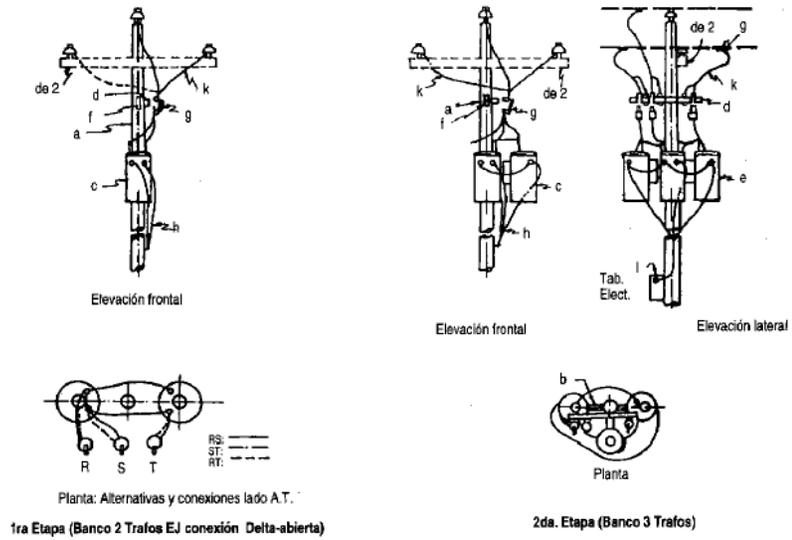
- Potencia nominal.
- Relación de transformación.
- Forma del equipamiento.
- Otras características importantes pueden ser; impedancia de corto circuito, configuración de conexiones y otras que pueden ser complementarias.

Para cuestiones de protección los transformadores de distribución deberán conectarse a una tierra común en el lado de descarga del pararrayos, terminal de tierra en el tanque del transformador y en el neutro del secundario; el equipamiento al principio y/o final de la línea se puede realizar en tres etapas.

- Se instala un transformador monofásico.
- Se adiciona otro transformador monofásico y se utiliza una conexión delta abierta.
- Se concluye adicionando un tercer transformador completando un banco trifásico.

Este equipamiento por etapas es recomendable cuando se tienen poblaciones de baja densidad y se prevé un crecimiento a largo plazo, en comunidades de alta densidad es preferible utilizar bancos trifásicos desde el inicio. La figura 138 muestra la disposición típica de los transformadores y sus accesorios, este concepto es de una subestación montada en poste o de alto perfil, muy compatible para proyectos rurales para minimizar costos, espacio y bajo mantenimiento.

Figura 138. Subestaciones montadas en poste



Fuente: SÁNCHEZ, Teodoro y RAMÍREZ, Javier. Manual de mini y microcentrales hidráulicas.

6.6. Otras estructuras

Otras estructuras importantes son las retenidas y anclajes, los anclajes son utilizados para compensar las cargas longitudinales de las líneas en las estructuras de remate y las cargas transversales de los esfuerzos en los postes en la estructura de ángulo, en los casos en que no existe espacio disponible para la instalación de anclajes se puede utilizar puntales de postes.

Las cargas de una estructura en ángulo son debidas a la tensión del conductor a lo largo de la línea y a la presión del viento aplicada en ángulo recto a los conductores; esto produce una fuerza desbalanceada en dirección bisectriz de la línea la cual debe ser efectivamente balanceada por medio del anclaje apropiado, los requerimientos de las anclas deben ser de acuerdo al tipo de suelo en que se instalen en concordancia con las cargas.

El ángulo vertical aceptado para el montaje de los anclajes debe ser en lo posible de 45 grados, sin embargo si no es posible conseguir el ángulo anteriormente mencionado puede aceptarse como mínimo un ángulo de 30 grados, este ángulo se mide entre el poste y el cable del anclaje.

Finalmente la profundidad del anclaje debe ser de 2.13 m actuando con inclinación de 45 grados, sobre la superficie del suelo deberá sobresalir 0.15 m de varilla, se puede consultar ampliamente sobre el tema de distancias mínimas en los artículos 18 y 19 de las normas NTDOID.

6.7. Ejemplo ilustrativo para calcular la caída de tensión en una línea de transmisión

Este ejemplo en particular se ha tomado del proyecto microhidroeléctrico ubicando en la finca cafetalera Las Nubes ubicada en las faldas del volcán Santo Tomás Pecul del departamento de Suchitepequez, el esquema es básicamente una línea de transmisión de 750 metros de longitud que alimenta una carga de aproximadamente 6.5 kVA, el factor de potencia del circuito se calcula en aproximadamente en 0.80 y el voltaje en bornes del generador es 208 V trifásico.

La idea de este ejemplo es calcular la caída de tensión, de manera que procedemos de la siguiente manera; el cable utilizado es de calibre 2/0 y la distribución es triangular, de una tabla de fabricante obtenemos lo siguientes datos para el cálculo.

$$R = 0.519 \Omega/\text{Km}$$

$$X_L = 0.409 \Omega/\text{Km}$$

$$\text{Longitud} = 0.75 \text{ Km}$$

$$\text{Cos } \phi = 0.8$$

$$\text{Sen } \phi = 0.6$$

$$Z = 0.519 \times 0.8 + 0.409 \times 0.6 = 0.6606 \Omega/\text{Km}$$

$$I = \frac{6500\text{VA}}{\sqrt{3} \times 208} = 18\text{A}$$

$$\Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} = Z \cdot L \cdot I = 0.6606 \times 0.75 \times 18 = 8.94\text{V}$$

$$\Delta V_{\text{FASE-FASE}} = \sqrt{3} \times 8.94 = 15.48\text{V}$$

$$\% \text{ de caída de tensión F-F} = \left[\frac{15.48\text{V}}{208\text{V}} \right] \times 100 = 7.44\%$$

Según los criterios establecidos en la tabla XLVII este porcentaje esta por debajo del 10% aceptado en la segunda etapa permanente para un servicio de instalación rural, este proyecto se construyó en 1973 y es un buen diseño porque a pesar del envejecimiento del conductor y que solamente se ha sustituido solo una parte del mismo se ha mantenido una buena regulación.

Cuando hay problemas de regulación idealmente debe hacerse una inversión en bancos de transformadores a la salida del generador y en el punto de alimentación de las cargas con esto se podría elevar el voltaje de transmisión desde la casa de máquinas hasta el punto de toma.

Como dato adicional para formar una idea del tamaño de una línea de transmisión en proyectos de MCH, esta línea esta constituida por 15 postes de madera y el trazo de la misma es bastante rectilíneo (es decir no tiene cambios bruscos de dirección), esto es favorecido por la topografía del terreno en donde está trazada la línea.

7. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DE LAS MCH

7.1. Precauciones antes, durante y después de la operación de la MCH

En primer lugar es importante que a nivel general se establezca una rutina de precauciones antes, durante y después de la operación de la planta, estos pueden enumerarse según la etapa.

Antes de la operación verifique los siguientes puntos.

- Coordinar con todo el personal responsable las operaciones de la planta que se van a realizar, es importante tener un adecuado canal de comunicación que puede establecerse vía radio o teléfonos.
- Asegurarse que el suministro de agua desde la bocatoma hasta la cámara de carga esté disponible.
- Verificar que la tubería de presión, la rejilla y las compuertas de la cámara de carga no estén obstruidas.
- Revisar que la válvula de admisión principal situada entre la tubería de presión y la turbina está cerrada.
- Verificar el nivel del agua mediante el manómetro de presión en la casa de fuerza o máquinas, igualmente revisar que la tubería de presión esté llena y no presente fugas.

- Las llaves que conectan al tablero del generador están en posición abiertos (desconectados).
- El canal de descarga debe estar libre de toda obstrucción.
- Asegurarse que todo el equipo así como los instrumentos de control y protección estén en perfecto orden de trabajo, listo para usarse

Durante la operación de la planta, las precauciones mínimas a tomar en cuenta son las siguientes.

- El agua no debe bajar de nivel por lo tanto observar el manómetro instalado en la tubería de presión, limpiar la rejilla de ingreso a la cámara de carga.
- Observar que no existan fugas de agua por los diferentes componentes.
- Maniobrar la válvula de ingreso sólo cuando sea necesario.

Después de la operación, verificar que la válvula este completamente cerrada y cerrar la compuerta de la cámara de carga.

7.1.1. Recomendaciones generales

Estas recomendaciones tienen por objetivo dar a conocer las acciones de mantenimiento de las obras civiles e hidráulicas para un permanente y adecuado funcionamiento del sistema.

- Partes de acero; si hay partes de acero expuestas al aire se deben proteger con galvanización, pintura, grasa u otro método apropiado, todo signo de oxidación debe eliminarse para proteger el área inmediatamente.
- Albañilería; los bordes de piedra del canal deben repararse en las secciones donde ocurran daños, se debe determinar la causa del daño y hacer las correcciones antes de reemplazar o reparar con cemento las grietas en la albañilería; las paredes se deberán inspeccionar y reparar con cemento siempre que sea necesario.
- Gaviones; las cestas de los gaviones se deben inspeccionar periódicamente, especialmente después de una inundación para determinar si han ocurrido daños o corrosión en el metal, todo daño debe repararse y se debe reemplazar todas las partes metálicas dañadas.
- Se debe comprobar si ha habido alguna interrupción en los gaviones o si hay evidencia de que los materiales bajo los gaviones están siendo arrastrados, esto se hace para asegurar de que los gaviones están proporcionando la protección requerida al suelo.
- Túneles; antes de entrar en un túnel se debe prestar especial atención a los siguientes aspectos de seguridad.
 - Establecer la presencia de gases tóxicos o falta de oxígeno, comprobar que hay una ventilación adecuada.
 - Establecer un sistema de señales y procedimientos, contar con un grupo de apoyo en la superficie, con transporte si es posible.

- Asegurarse de que el flujo de agua en el túnel no se restablecerá hasta que todo el personal, equipo y materiales estén fuera del túnel.

Deben llevarse a cabo inspecciones de rutina en los túneles, la primera inspección deberá llevarse a cabo seis meses después del comienzo de las operaciones. Las inspecciones posteriores deberán llevarse a cabo anualmente aunque la frecuencia de las mismas se puede aumentar o reducir de acuerdo a la experiencia, durante cada inspección rutinaria se debe extraer todas las piedras sueltas y el sedimento del túnel; se deberá evaluar la condición de los apoyos a lo largo de todo el túnel para determinar si los soportes anteriormente instalados aguantan de manera satisfactoria y si es necesario un apoyo adicional.

- Áreas alrededor de las estructuras de la central; las áreas alrededor de la planta y a lo largo del sistema de conducción que no estén pavimentadas con cemento o con un acabado similar deben estar cubiertas de vegetación, cualquier árbol o vegetación de gran tamaño que se encuentre cerca de las estructuras y que les pueda causar daños debe retirarse lo antes posible.
- Se debe impulsar el crecimiento de hierba y otra vegetación baja debido a su efecto estabilizador sobre las pendientes de tierra, se deben eliminar todas las obstrucciones en los drenajes de las cercanías de los perímetros de la excavación para interceptar desprendimientos y evitar la erosión y si es necesario se deben rehacer los drenajes.
- Áreas pintadas; la pintura puede verse dañada en puntos localizados debido a daños mecánicos menores o una pequeña falla localizada en el momento de aplicar la pintura, en cada caso, se debe secar el área

afectada, se debe eliminar la suciedad, la humedad y el posible óxido de la superficie justo antes de volver a pintarla con el mismo sistema de pintura utilizado inicialmente; si el sistema de pintura se deteriora de manera general en un tiempo de uso reducido, es necesario establecer si la raíz del problema está en la especificación inadecuada del sistema de pintura para este propósito determinado o si el problema está en la aplicación de la pintura.

7.1.2. Mantenimiento de la tomas de agua

Debe hacerse una inspección anual de la presa del río y de la estructura de la bocatoma, de manera similar éstas se deben inspeccionar después de cualquier inundación, especialmente el cauce del río y los trabajos de protección del banco del río, ver esquema de la figura 139.

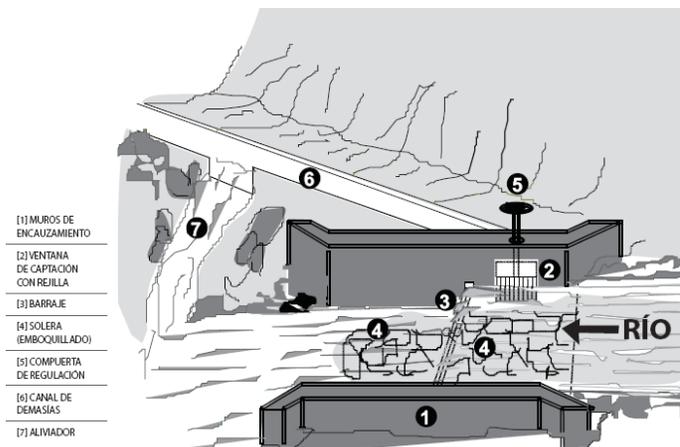
Se debe llevar cabo controles periódicos en busca de fugas a través o por debajo de la presa o alrededor de los refuerzos. La proporción de flujo deberá medirse para poder observar cualquier incremento y proceder con inspecciones más detalladas o tomar las medidas necesarias, estas medidas pueden consistir en la eliminación de la fuente de agua, bloqueando la fuga con cemento, un empaque impermeable u otro material apropiado, la instalación de filtros de grava o arena reversible o una malla de filtro entre otras.

7.1.3. Mantenimiento de los sistemas de conducción de agua

Dentro del sistema se incluye el desarenador, el propio canal de conducción y la tubería de presión, todo este sistema debe incluir por lo menos una inspección anual.

En el desarenador la arena que se asienta en el fondo del se limpia abriendo la válvula de limpieza, misma que debe abrirse intermitentemente o de manera continua durante la época de lluvia, si un conducto de limpieza está obstruido se deben quitar sus tapas para que se pueda limpiar, se debe comprobar las condiciones de las estructuras de cemento, además de las válvulas de limpieza y las compuertas.

Figura 139. Esquema de una bocatoma



Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 17

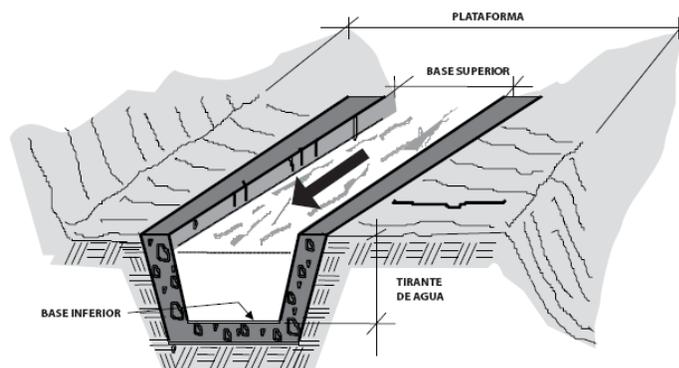
En el canal de conducción debe vigilarse que no halla fugas o bloqueos y observar su estabilidad, retirar todo material que haya caído a la plataforma

adyacente al canal descubierto para mantener limpia una banda de tierra adyacente al canal que podría detener materiales que en el futuro queden sueltos, esto ayudará a evitar que los materiales caigan en el canal, ver figura 140 correspondiente a un canal abierto.

Las obstrucciones parciales o totales del canal de conducción causadas por materiales que hayan caído o por el crecimiento de la vegetación deben eliminarse y mantener la vegetación en las pendientes.

El cemento y las uniones deben repararse con retoques de argamasa, las estructuras como acueductos, sifones invertidos o paredes de retención así como la típica sección del canal de conducción se deben vigilar para comprobar si hay indicaciones de inestabilidad o asentamiento de materiales. El canal debe drenarse para inspeccionarlo y limpiarlo totalmente una vez al año, el drenado se puede llevar a cabo cerrando el flujo en la toma de agua y dejando que el agua se descargue a través de la turbina bajo condiciones sin carga.

Figura 140. **Esquema de un canal abierto**



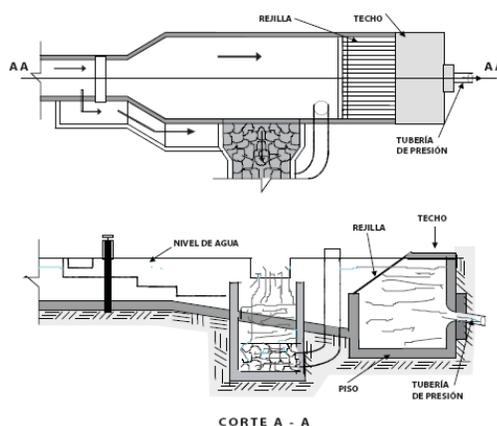
Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 17

En la cámara de carga se acumula arena y lodo, por lo tanto se debe limpiar periódicamente por medio de la válvula de limpieza, una sedimentación severa puede exigir el vaciado de la cámara de carga para su aseo, para ello se cierra el flujo de agua canal arriba y se abre la válvula de limpieza, ver esquema de la figura 141.

Las rejillas de protección de la entrada de la tubería de presión deben limpiarse regularmente de manera que nunca esté obstruida más del 25% de su área, revisar periódicamente las barras para observar la presencia de deterioros o corrosión, comprobar el libre funcionamiento de las válvulas y sus asientos quitando la tapa superior.

Todas las partes móviles deben lubricarse con grasa; además se debe llevar a cabo comprobaciones periódicas de la estabilidad de la cámara de carga para verificar su buen funcionamiento.

Figura 141. **Vista de planta y lateral de una cámara de carga**



Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 20

En la tubería de presión las acciones de mantenimiento abordadas están orientadas para una tubería de acero, en el caso de tuberías de PVC u otras considerar sólo las acciones pertinentes.

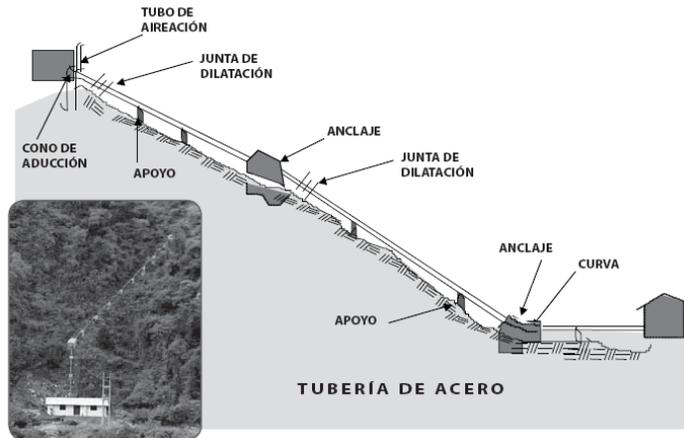
Es necesario llevar a cabo inspecciones rutinarias de la tubería para comprobar la condición de la pintura, observar si hay fugas en las conexiones o uniones de expansión y comprobar las condiciones de cojinetes, articulaciones y conexiones, los sellos alrededor de la tubería en los bloques de anclaje y los apoyos de cemento incluyendo la integridad de sus cimientos.

Inspeccionar cada tres meses o después de una temporada de lluvia copiosa los cimientos y apoyos para corregir cualquier erosión, insistir en la importancia del mantenimiento de los drenajes para el control del drenaje de superficie y la prevención de erosión, especialmente si las estructuras no se han unido con cemento a la roca, la figura 142 y 143 muestran detalles de la tubería.

La vegetación alta debe eliminarse en un borde de 10 m a cada lado de la tubería de presión para reducir el riesgo de incendio e impulsar el crecimiento de hierba y otra vegetación baja porque ayuda a estabilizar la superficie.

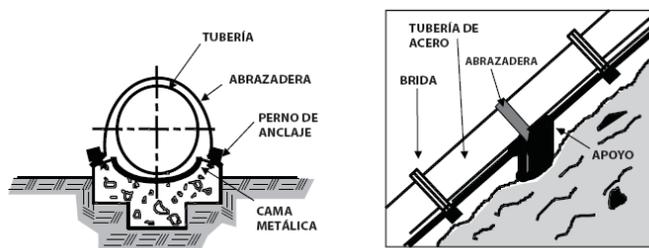
De manera similar inspeccionar el interior de la tubería de presión anualmente para verificar si hay indicaciones de corrosión, erosión, pintura interior dañada, deterioros, depósitos materiales en las paredes que podría dar lugar a un aumento de las pérdidas por fricción, si los desgastes de la tubería debidos a erosión se convierten en un problema, considerar medidas adicionales en la bocatoma o desarenador para reducir la carga de sedimentos.

Figura 142. Esquema de una tubería de presión



Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 23

Figura 143. Esquema de un apoyo



Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 17

7.1.4. Plan recomendado para el mantenimiento de obras civiles

Tabla LII. Acciones de mantenimiento para obras civiles

Acciones	Periodicidad	
	Época seca	Época de lluvias
En la bocatoma		
Limpieza	Cada 3 meses	Semanal o quincenal
Engrase de compuertas	Cada 6 meses	Cada mes
Control de funcionamiento de compuertas	Diario	Diario
Inspección general		
Pintado de compuertas con pintura anticorrosiva	Anualmente	Anualmente
En el desarenador		
Purga	Cada 2 meses	Semanal o quincenal
Engrase de compuertas	Cada 6 meses	Cada 2 meses
Control de funcionamiento de compuertas	Durante la purga	Durante la purga
Limpieza total	Cada 2 meses	Cada 15 días
Pintado de compuertas con pintura anticorrosiva	Anual	Anual
Inspección de la estructura del desarenador	Anual	Anual
En el canal		
Vigilancia del canal para eliminar obstrucciones	Diario	Diario
Limpieza total del canal incluyendo talud	Cada 6 meses	Cada 6 meses
Reparaciones del canal	Según el estado	Según estado
Inspección haciendo énfasis en zona de derrumbes	Anual	Anual
En la cámara de carga		
Limpieza de la rejilla, eliminando material flotante	Diario	Diario
Purga	Cada 3 meses	Cada 2 meses
Limpieza	Cada 3 meses	Cada 2 meses
Engrase de compuertas	Cada 6 meses	Cada 6 meses
Control de funcionamiento de compuertas	Durante la purga	Durante la purga
Pintado de compuertas con pintura anticorrosiva	Anual	Anual
Inspección de la estructura del desarenador	Anual	Anual

Continuación de la Tabla LII.

Acciones	Periodicidad	
	Época Seca	Época de lluvias
En la tubería de presión		
Inspección de fugas	Cada 3 meses	Mensual
Inspección del estado de la pintura	Según estado operativo	Según estado operativo
Cambio de empaquetadoras	Según estado	Según estado
Pintado general	Anual	Anual
Inspección de soporte y anclajes	Si hay deslizamientos	Si hay deslizamientos
Drenaje de agua de lluvia en el recorrido	Cada 6 meses	Cada 3 meses

Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 31

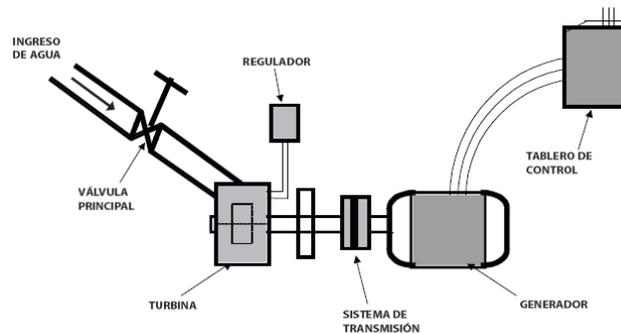
7.2. Mantenimiento del equipo electromecánico

En general el equipo electromecánico abarca todo lo instalado en la casa de máquinas, tal como lo muestra la figura 144, todos estos componentes funcionando en conjunto permiten la transformación de la energía dando como resultado la electricidad deseada, en esta sección se mencionan los componente señalados en el esquema; válvula principal, turbina, regulador, sistema de transmisión, generador eléctrico y tablero de control, cada uno de estos componentes lleva distintas acciones de mantenimiento que se describen a continuación.

7.2.1. Condiciones normales y anormales de funcionamiento

Durante la fase de instalación se debe haber terminado y registrado las lecturas de las condiciones de funcionamiento de todos los sistemas de la central, también se deben controlar cada hora las hojas de registro para ver las tendencias en los cambios, ejemplo, en la temperatura de los cojinetes porque es un buen indicativo de la condición del equipo.

Figura 144. Esquema típico de de una casa de máquinas



Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 17

No obstante se debe tener en cuenta que equipos similares pueden producir lecturas diferentes y aun así trabajar eficazmente durante muchos años; no se debe ignorar los ruidos y las vibraciones, se debe escuchar el ruido normal de los cojinetes y engranajes porque un cambio en dicho ruido puede ser señal evidente de posibles fallas; en caso de que la central cuente con un sistema auxiliar o de repuesto asegurar que éste se encuentre preparado para su uso.

Asimismo verificar que todos los niveles de aceite sean correctos, que los calentadores del generador estén encendidos y los interruptores del selector en posición adecuada; conviene equilibrar las horas de funcionamiento de los grupos turbina-generador de la central para repartir por igual el desgaste de las máquinas y hacer coincidir la revisión principal de las mismas con los períodos de baja demanda de carga.

El trabajo de mantenimiento deberá estar programado a lo largo de todo un año o más para los trabajos menos frecuentes, debe haber disponibilidad de

repuestos cumpliendo las recomendaciones de los fabricantes para las operaciones de mantenimiento, en casos de fallas conviene asegurarse de que todas las herramientas especiales y necesarias para los trabajos a llevar a cabo se han identificado y están disponibles.

En condiciones de bajo nivel de agua o alta temperatura ambiente el personal puede decidir reducir la potencia de salida del equipo reduciendo la carga, estos procedimientos anormales están orientados para impedir una falla total; se podría decidir continuar con la operación del sistema a pesar de existir un exceso de temperatura en el aceite si se tratara de que un hospital o centro militar requiere de energía; sin embargo esto no debe hacerse por rutina sino exclusivamente en circunstancias extremas.

La falla del equipo en funcionamiento y el subsiguiente uso del equipo auxiliar durante un largo período es otro ejemplo típico de funcionamiento anormal; cuando en condiciones normales de funcionamiento se identifica una falla que inevitablemente debería llevar al paro total, el equipo auxiliar se debería utilizar mientras se lleva a cabo la acción correctiva teniendo en cuenta que el equipo original está todavía disponible como reserva.

En todos los casos en los que existen condiciones anormales de funcionamiento debe haber un plan de emergencia para devolver la central a sus condiciones normales de funcionamiento lo antes posible.

7.2.2. Secuencia de operaciones de los equipos

En esta sección se examinan las verificaciones antes del arranque de un equipo y la secuencia de arranque de los mismos, el objetivo de conocer estas verificaciones y secuencias es el adecuado funcionamiento del equipo; antes de operar los equipos de la central el personal debe verificar.

- Que no halla elementos extraños al equipo que puedan afectar al funcionamiento del mismo.
- Las válvulas situadas entre la tubería y la turbina estén cerradas.
- La llave del generador esté en la posición de “Off” o apagado.
- Asegurarse que los niveles de aceite en los cojinetes del generador son correctos.
- Verificar que todas las obras civiles hidráulicas estén con suficiente agua para la operación de la central.
- Verificar que la presión de agua en el manómetro sea la indicada.

Esta previa inspección debe ser lo más minuciosa posible, la secuencia de arranque va en el siguiente orden.

- Abrir lentamente la válvula principal, utilizar el by-pass de esta válvula si existe.
- Con la turbina funcionando comprobar ruidos o vibraciones anormales, observar también la temperatura de los cojinetes.

- Llevar la turbina a su velocidad nominal.
- Ajustar la tensión a su valor nominal (tablero de control).
- Conectar el tablero de distribución auxiliar y probar el funcionamiento por unos minutos.
- Conectar la carga mediante el interruptor principal a la línea de transmisión.
- Ajustar el voltaje y la velocidad en el panel de distribución para los valores nominales.

Para la secuencia antes descrita se considera un generador conectado aisladamente y si todos los pasos y controles del regulador tienen ajustes correctos no habrá necesidad de controles adicionales; sin embargo puede ser que se necesite conectar el generador a una red que ya está en servicio o lo que se conoce como puesta en paralelo, para este caso se deben considerar los siguientes pasos.

- Igualdad de tensiones, se ajusta variando la intensidad de la excitación hasta que coincida la tensión del grupo de generación con la de la red. Por ejemplo si la tensión en la red es 220V la tensión del “grupo” también debe ser la misma.
- Igualdad de frecuencias, se ajusta variando la velocidad del grupo hasta que coincida con la frecuencia de la red. En Guatemala la frecuencia de red es 60 Hz, por lo tanto la frecuencia del grupo debe ser ese valor.

- Igualdad de fases, se ajusta variando la velocidad del grupo. La aguja del instrumento comparador de fases puede girar a la derecha o izquierda, cuando ésta permanece inmóvil significa que la frecuencia y fase del grupo y de la red son idénticas, hasta entonces se debe cerrar el interruptor de la línea de transmisión.

Si no se cumple con estas tres condiciones y a pesar de ello se cierra el interruptor principal puede ocurrir la rotura del eje del grupo, rotura del acoplamiento y/o quemadura del generador.

7.2.3. Programa de mantenimiento del equipo electromecánico

El mantenimiento es una actividad ordenada, planificada y permanente con el objetivo de que el equipo esté en óptimas condiciones de funcionamiento, es importante porque debido a esto se logra una mejor utilización, conservación u obtención de una vida útil prolongada, en cuestión de mantenimiento se evalúan dos condiciones.

- Mantenimiento preventivo; este tipo de mantenimiento abarca todas las acciones de inspección, revisión y limpieza para evitar fallas en los equipos, una condición de continuidad en el servicio eléctrico se logra haciendo un adecuado mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo; son todas las acciones y medidas a ejecutar cuando ocurren fallas en los equipos, estas acciones pueden ser impostergables si lo que se busca es garantizar la continuidad del servicio de la planta, en algunos casos este mantenimiento puede hacerse simultáneamente con el mantenimiento preventivo pero siempre debe priorizarse el preventivo a fin de evitar interrupciones en el servicio.

De acuerdo a la naturaleza y función de los componentes debe decidirse los períodos de mantenimiento, para ejemplificar esta tarea se muestra las siguientes tablas.

Tabla LIII. Acciones y periodicidad de mantenimiento en la turbina

Operación	Diario	Mensual	Anual
Revisar la cámara de la turbina, las válvulas de admisión y las tuberías en busca de deterioro o fugas	X	X	X
Inspeccionar los sellos en busca de fugas en los cojinetes de las paletas de las guías, cojinetes de la turbina, eje y generador	X	X	X
Examinar las paletas guías, paletas directrices e interior de la cámara espiral			X
Examinar rodetes y carcasa			X
Examinar el aparato de aletas guías en busca de holguras, cojinetes gastados y de la geometría apropiada			X

Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 51

Tabla LIV. Acciones y periodicidad de mantenimiento en el generador

Operación	Mensual	Anual	Otros
Inspección y limpieza de bobinado interior		X	
Medición del aislamiento		X	
Lubricación de cojinetes			Trimestral
Reparación y/o cambio de cojinetes			Según desgaste

Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 51

7.2.4. Recomendaciones de seguridad

Cuando se trabaja con energía eléctrica deben considerarse algunas medidas de seguridad a fin de evitar accidentes que inclusive lleven a la muerte de personal que trabaja en las instalaciones de la MCH, los riesgos derivados del uso de energía eléctrica pueden ser mínimos si se atienden correctamente las recomendaciones de seguridad.

Existen dos clases de riesgos asociados con el uso de la energía eléctrica.

- Riesgos de incendio y explosión; se da cuando existe un mal aislamiento de conductores o bien conexiones defectuosas, si parte de la corriente eléctrica encuentra un camino a tierra por medio de materiales que pueden servir como conductores y estos entran en contacto con otros materiales que pueden incendiarse fácilmente, se da el inicio de un incendio, puede evitarse si se detecta a tiempo la corriente de fuga y ésta se corrige, por eso son importantes las inspecciones de mantenimiento.
- Riesgo de electrocución; éste no está relacionado exclusivamente con el valor de la tensión aplicada al cuerpo humano sino con el de la corriente que puede atravesarlo y la duración del contacto, la resistencia que opone el cuerpo al paso de la corriente depende de la tensión, el estado y humedad de la piel y del tipo de contacto con el suelo.

En general es el riesgo de electrocución el que debe ocupar más operador de una central debido a su constante movimiento dentro de la misma y a los contactos que se tienen con los equipos, una tensión inferior a los 50V en un entorno seco y una tensión de 25V en un entorno húmedo no suponen peligro alguno, lo mismo para una corriente continua de 50 mA y una corriente

alterna 25 mA son límites admisibles por debajo de los cuales no se producen daños irreversibles.

El riesgo de electrocución puede darse cuando una persona entra en contacto directo con un punto de instalación sometido a tensión o bien el contacto puede ser indirecto cuando entra en contacto con la masa de equipo cuyo aislamiento ha fallado y por lo tanto está sometido a tensión. Para realizar la protección contra contactos directos se instalan interruptores diferenciales que detectan la circulación de corriente a tierra a través del contacto realizado por la persona y eliminan la alimentación de la instalación.

7.3. Mantenimiento e inspección de la red eléctrica

Las redes de distribución son un conjunto de conductores y demás accesorios de soporte, protección, control, medición y mando que tienen el propósito de transportar la potencia generada hasta los centros de consumo, un buen diseño de las mismas y una adecuada supervisión contribuirá en dar continuidad al servicio eléctrico.

La red eléctrica no requiere que el personal técnico esté permanentemente realizando acciones de operación, sin embargo son necesarias acciones de supervisión del normal funcionamiento de las instalaciones y eventuales maniobras de conexión y desconexión de las redes, por ello la operación debe tener en cuenta los siguientes objetivos.

- Mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, realizando en caso de fallas en las redes las acciones para restituir el suministro de energía al más breve plazo.

- Reducir al mínimo posible las pérdidas de energía eléctrica por concepto de hurto, instalaciones clandestinas y deficiencias técnicas.
- Suministrar información precisa acerca de las incidencias ocurridas en las redes así como las causas que las originaron.
- Accionar los mandos correspondientes para realizar maniobras en la red tanto en cortes programados como imprevistos.

7.3.1. Acciones y planes de mantenimiento en la red eléctrica

Estas acciones y planes deben orientarse para conservar la red eléctrica en óptimas condiciones de operación, prolongando la vida útil de las redes con plena garantía de seguridad para los usuarios y también para el personal técnico, las siguientes tablas sugieren acciones de mantenimiento que como mínimo debe considerarse en un proyecto de energía rural.

Tabla LV. Acciones de mantenimiento en la red eléctrica

En la red de transmisión	
Acción	Periodicidad
Inspección y limpieza de los aisladores	Anual
Inspección y prueba de las protecciones	Anual
Inspección del estado de los postes	Anual
Inspección de las conexiones a tierra	C / 2 años
Revisión del nivel de aceite del tanque del transformador	C / 6 meses
Inspección de fugas y calentamientos en el transformador	C / 6 meses
Muestreo y evaluación del aceite dieléctrico	Anual
Medición del nivel de aislamiento de la carcasa respecto a tierra	C / 2 años

Continuación de la tabla LV.

En la red primaria	
Inspección y limpieza de los aisladores	Anual
Inspección y prueba de las protecciones (si las hay)	Anual
Inspección de las conexiones a tierra	C / 2 años
Revisión del nivel de aceite del tanque del transformador (en la S/E)	C / 6 meses
Inspección de fugas y calentamientos en el transformador (en la S/E)	C / 6 meses
Muestreo y evaluación del aceite dieléctrico	Anual o según la indicación del fabricante

Fuente: BRICEÑO, Estuardo. Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas. p. 71

8. ANÁLISIS ECONÓMICO DE UNA MCH

8.1. Análisis esencial para la evaluar la construcción de una MCH

Para saber que tan factible es realizar el proyecto de una MCH es importante realizar, adicionalmente a la evaluación técnica que comprueba que existen las condiciones físicas para construir dicha central, un análisis de distintos aspectos sociales, ambientales, económicos, financieros y legales que permitan tomar la decisión apropiada en cuanto su construcción.

La generación de energía es un proceso importante que coadyuva al desarrollo y al mejoramiento de las condiciones de vida de la población, por lo tanto se debe realizar un análisis del impacto social que tendrá el proyecto en la sociedad.

Desde el punto de vista económico, este análisis debe considerar los costos y beneficios que se derivarán del proyecto y valorarlos para determinar si su ejecución es o no conveniente, es muy importante contar con una adecuada capacidad de organización y de gestión para realizarlo.

El análisis financiero por su parte permitirá evaluar aspectos tales como el sustento para un crédito que permita ejecutar el proyecto, esto implica el análisis del flujo de fondos y determinar si el flujo de dinero será suficiente para cancelar la deuda adquirida, desde el punto de vista empresarial es esencial porque permitirá prever si se recuperará o no la inversión y si se pueden pagar los costos de operación y mantenimiento que aseguren la continuidad del proyecto.

Es importante también realizar una evaluación de los aspectos legales por ejemplo, que la construcción de la MCH se realice en terrenos sin problemas de propiedad o que no se infrinjan cualquier tipo de leyes.

No se abordan en detalle los estudios de impacto ambiental debido a que la legislación de Guatemala en esta materia aún es muy ambigua y no está debidamente armonizada, el artículo 8 de la Ley General de la Electricidad decreto 93-96 establece que no es necesaria la autorización para instalar una central de generación menor de 5 MW siempre y cuando no se infrinja ley alguna sobre la protección al ambiente.

Las cuencas, especialmente las de recarga hídrica, gozan de protección especial de acuerdo a diversos cuerpos legales, en la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, decreto 68-86 se establece en el artículo 15 lo relacionado con la protección del sistema hídrico y la obligatoriedad del Estado de velar por el mantenimiento de la cantidad del agua para uso humano

Se establece la emisión de reglamentaciones para evaluar la calidad de las aguas y sus posibilidades de aprovechamiento, mediante análisis periódicos sobre sus características físicas, químicas y biológicas; promover el uso integral y el manejo racional de cuencas hídricas, manantiales y fuentes de abastecimiento de aguas.

Propiciar en el ámbito nacional e internacional las acciones necesarias para mantener la capacidad reguladora del clima en función de la cantidad y calidad del agua y ejercer control para que el aprovechamiento y uso de las aguas no cause deterioro ambiental.

En algunos casos por ser proyectos privados y de muy pequeñas potencias quizá no sea necesario un estudio de impacto ambiental, sin embargo cuando es un proyecto rural comunitario en donde interviene una organización de gobiernos locales, éste y otros temas deben tomar relevancia.

Brevemente se mencionan los objetivos que debe buscar un estudio de impacto ambiental.

- Identificar y describir, en la forma más cuantificada posible, los recursos y/o valores ambientales que se verán afectados por el proyecto propuesto, bajo condiciones sin proyecto.
- Describir los efectos positivos y negativos que el proyecto propuesto tendrá sobre los recursos y/o valores ambientales también en la forma más cuantificada posible
- Incluir en forma cualitativa los efectos positivos que mejorarán los recursos y/o valores ambientales, los efectos negativos que los perjudicarán, los efectos directos o indirectos, los efectos a corto y largo plazo, los efectos acumulativos y aquellos de carácter irreversible.
- Describir las formas específicas en que el plan o diseño del proyecto minimizará los efectos adversos y maximizará los efectos positivos.
- Describir alternativas al proyecto propuesto con las cuales se podrían lograr los mismos resultados deseados por el responsable del proyecto pero con una serie de efectos ambientales distintos, incluyendo una descripción de los efectos asociados con las alternativas.

La razón principal de los estudios de impacto ambiental es que al construir un proyecto de este tipo no se tiene el derecho de utilizar los recursos y/o valores ambientales en forma indiscriminada haciendo que las pérdidas que se obtengan de él, en lo que tiene que ver con lo ambiental, sean mayores que los beneficios que se puedan aprovechar para el bienestar de la gente; sin embargo al tener la necesidad de la construcción de nuevos proyectos se debe encontrar la manera de que los daños al medio ambiente sean mínimos pero que a la vez se promueva el desarrollo económico y social.

Lo que se busca entonces es un equilibrio entre el desarrollo hidroeléctrico logrado de forma sostenible y equitativo de la región con medidas que de la mejor manera posible compensen los daños inevitables y mejoren las condiciones ambientales y socioeconómicas.

8.2. Costos y beneficios de una MCH

Es muy importante la identificación de los costos y beneficios considerando el período en que se produce cada uno para determinar aquellos que entrarán en la evaluación del proyecto, empezando por los costos se pueden dividir en; costos de inversión y costos variables de O+M, los beneficios calculados aquí es por la venta de energía, aunque es obvio que habrán beneficios que no se cuantifican y que tienen que ver con la calidad de vida de los nuevos consumidores, aquellos que inclusive tendrán oportunidades de hacer pequeños negocios al tener instalado un servicio eléctrico.

8.2.1. Costos de inversión

Estos costos se calculan en base al siguiente índice, catalogados como un activo fijo.

- Obras Civiles
 - Bocatoma
 - Canal de conducción
 - Desarenador
 - Cámara de carga
 - Cimentación de tubería de presión
 - Casa de máquinas
 - Canal de descarga
 - Obras complementarias

- Maquinaria y equipo electromecánico
 - Tubería de presión
 - Turbina y regulador
 - Generador y accesorios
 - Subestación y línea de transmisión
 - Servicios auxiliares

- Montaje e instalación de equipo electromecánico
 - Instalación de maquinaria y equipo electromecánico
 - Instalación de redes y subestaciones
 - Fletes de transporte
 - Otros

- Como activos intangibles se catalogan
 - Los estudios de preinversión
 - Asesoría técnica y supervisión
 - Intereses durante la construcción
 - Gastos generales

Finalmente se incluye el capital de trabajo.

8.2.2. Costos variables de operación y mantenimiento

Son los costos variables de producción y están comprendidos aquellos necesarios para mantener y operar la unidad variando en función de la energía producida.

- Costos de operación.
 - Gastos de personal
 - Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación
 - Equipo e implementos de seguridad
 - Agua potable
 - Energía eléctrica para servicios auxiliares
 - Materiales de oficina
 - Gastos misceláneos

- Costos de mantenimiento.
 - Mantenimientos programados
 - Materiales y repuestos de generación
 - Herramientas
 - Otros

En los costos de mantenimiento durante el ciclo operativo se considera el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos, sean estos preventivos, correctivos o mayores.

Adicionalmente es importante considerar los costos variables de operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación de impacto ambiental, también cabe recalcar que no se considerarán aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o que sirvan para prolongar la vida útil original de las unidades generadoras.

Antes de considerar los beneficios es importante considerar el cálculo del costo de la energía (kWh), este cálculo se realiza mediante la división del valor actual de todos los costos por el valor de los kWh que se espera vender, a una misma tasa de descuento.

8.2.3. Cálculo de los beneficios de una MCH

Considerando que es un proyecto que no estará interconectado al sistema los beneficios cuantificables son los ingresos por la venta de energía y el valor residual, el rubro de venta de energía es el que se obtiene de las ventas anuales, desde la entrada en servicio de la central hasta el fin de su vida útil, puede calcularse mediante la ecuación.

$$B_n = E_n \cdot t \quad (\text{ec. 8})$$

donde B_n = ingresos por venta de energía en el año, en Q

E_n = energía vendida en el año, en kWh

t = tarifa de venta de energía, en Q/kWh

Al considerar el valor residual se le concibe como el valor de los bienes en el último año de vida útil del proyecto, para su cálculo se debe tener en cuenta el concepto de depreciación o pérdida de valor de los bienes en función

de su vida útil, en una MCH las obras civiles se consideran con una vida útil de 50 años y a la maquinaria y equipo electromecánico una vida útil de 30 años.

Finalmente debe cuantificarse la depreciación, una forma adecuada de hacerlo es que el bien vaya perdiendo su valor de manera uniforme cada año (depreciación lineal) desde su valor inicial hasta el último año de vida útil.

En forma de ecuación tomando en cuenta el valor residual.

$$VR_N = V_i - V_i \frac{(n)}{N} \quad (\text{ec. 8.1})$$

Donde

VR_n es el valor residual en el año n.

V_i es el valor inicial del bien en el año de su instalación.

N es la vida útil del bien, en años.

n es el año en que se calcula el valor residual, en años.

8.3. Evaluación económica de una MCH

Una vez establecidos los costos y los beneficios, la evaluación se realizará por los tres métodos que se describen a continuación para saber si la inversión será rentable o no.

8.3.1. Método del Beneficio/Costo

Para la evaluación de la rentabilidad se utilizará el método Beneficio/Costo, para ello es necesario identificar de forma muy precisa cuáles son los costos y cuáles los beneficios y compararlos a lo largo de la vida útil del proyecto. Lógicamente, el proyecto se realizará sólo si los beneficios son

mayores que los costos, es importante aclarar ciertos conceptos que permitan entender de mejor manera cómo funciona este método.

- Valor futuro del dinero; es el valor futuro que alcanzará un capital (P), a una tasa de interés compuesto anual (i), durante un periodo (n) de años, esto se expresa en la siguiente ecuación.

$$F = P(1+i)^n \quad (\text{ec. 8.2})$$

Donde F es valor futuro y P es valor presente, i es la tasa de interés y n es el número de años. $F = P(F/P, i, n)$ es una función del capital, y del factor de capitalización; $(F/P, i, n)$ es el factor de capitalización por pago único para la tasa i y n años.

- Valor Presente del dinero; es el valor actual de un monto de dinero futuro (F); es decir, es el monto que se debe colocar hoy a una tasa de interés (i) durante (n) años para obtener luego de ese tiempo el monto F, el valor presente se expresa en la siguiente fórmula:

$$P = \frac{F}{(1+i)^n} \quad (\text{ec. 8.3})$$

$P = F.(P/F, i, n)$ es función del factor de actualización por pago único donde $(P/F, i, n)$ es el factor de actualización por pago único.

El valor del factor de actualización se puede obtener de tablas financieras elaboradas para diversas tasas de interés y periodos de tiempo.

- Valor presente de una serie de amortizaciones iguales; es el valor actual (P) equivalente a una serie de n pagos periódicos e iguales (A), a una tasa de interés i. Se expresa por:

$$P = \frac{A \cdot [(1+i)^n - 1]}{(1+i) \cdot i} \quad (\text{ec. 8.4})$$

$P = A(P/A, i, n)$ P es función del factor de amortización
(P/A, i, n): es el factor de amortización

El factor de amortización se puede obtener de tablas financieras para diversas tasas de interés y periodos de tiempo, debido a que los costos y beneficios ocurren en años distintos es necesario para poder compararlos, actualizarlos a una misma tasa de interés y a un año que normalmente es el primero.

Al final este método aplica la Regla de Decisión para la relación beneficio-costos (B/C), se entiende como el cociente de la suma total de los beneficios actualizados sobre la suma total de los costos o egresos actualizados a una misma tasa de descuento i , si esta relación es mayor que uno significará que los beneficios son mayores que los costos, mientras que si es menor que la unidad los costos serán mayores que los beneficios.

La regla que se debe seguir para saber si un proyecto de inversión es rentable o no, se muestra a continuación.

- $B/C > 1$ implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- $B/C = 1$ implica que los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.

- $B/C < 1$ implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

8.3.2. Método del valor actual neto (VAN)

Este método es muy utilizado debido a dos grandes razones, la primera es la facilidad de su aplicación y la segunda es que los ingresos y los egresos deben transformarse a valor presente logrando de ésta manera distinguirse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos; por lo que si el VAN es mayor que cero significará que existe una ganancia, con base en una cierta tasa de interés, por el contrario cuando el VAN es menor que cero, ello implicará que hay una pérdida; cuando el VAN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente.

8.3.3. Método de la tasa interna de retorno (TIR)

Este método consiste en encontrar una tasa de interés en la cual se cumplen con las condiciones buscadas al momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión, es la tasa de descuento con la cual la suma de todos los beneficios sean igual a la suma de todos los costos, actualizados a esa tasa de descuento, si los costos son iguales a los beneficios el proyecto sólo cubrirá sus costos y no existirá utilidad, por lo tanto el proyecto es indiferente; se deduce que el proyecto será rentable en el caso en que la tasa de descuento o interés sea menor que la tasa interna de retorno.

El cálculo de la TIR se puede realizar de manera iterativa o con la ayuda de una hoja electrónica.

8.4. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad indica las variables que mas afectan en el resultado económico de un proyecto y las que tienen poca incidencia en el resultado final del mismo, en un proyecto individual el análisis de sensibilidad debe hacerse al parámetro más incierto para determinar que tan sensible es la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) ó la relación Beneficio-Costo con respecto a éste parámetro; por lo que debe realizarse el análisis de sensibilidad en variables en las que no se tenga un valor completamente definido como por ejemplo, la tasa de interés.

CONCLUSIONES

1. Mediante la evaluación de salto y caudal se llega a determinar la potencia neta disponible, este estudio hidrológico complementado con otros factores es importante porque indica como varía el suministro de energía, y se establece si el mismo es suficiente para satisfacer la demanda.
2. Los cinco componentes básicos de la obra civil en una MCH son; la bocatoma, el canal de aducción, el desarenador y cámara de carga, tubería de presión y canal de descarga.
3. En proyectos de MCH generalmente se privilegia la instalación de turbinas Michell-Banki, Pelton y Francis.
4. En saltos menores a 40 metros se considera como mejor opción a la turbina Michell-Banki, debido a su bajo costo, simplicidad y facilidad de mantenimiento.
5. La utilización de turbinas Pelton de múltiples inyectores permite utilizar para una misma potencia, rodets de menor diámetro y por lo tanto menos costosos.
6. Los criterios básicos a tomar en cuenta para seleccionar un generador eléctrico son; características de la carga a servir, valores de corriente instantáneos en la red que puedan considerarse altos, límites permisibles para desbalance de carga, regulador automático de voltaje de fácil mantenimiento y adecuada funcionalidad.

7. Para evitar el calentamiento del generador síncrono la velocidad debe estar regulada en rangos muy estrechos.
8. En el campo de las MCH, los reguladores electrónicos de carga resultan más económicos, confiables y de operación y mantenimiento más sencillos, si se comparan con los reguladores oleomecánicos.
9. El problema más común en las líneas de transmisión de las MCH tiene que ver con los porcentajes admisibles de regulación, la calidad de la energía tiende a ser mala en los proyectos rurales de generación.
10. En un proyecto de MCH no existe la obligación de presentar un estudio de impacto ambiental siempre y cuando el mismo no riña con la legislación ambiental vigente; sin embargo hay un esfuerzo porque se de un equilibrio entre el ambiente y el desarrollo microhidroeléctrico.
11. La implementación de proyectos de MCH representan un mínimo impacto ambiental, si se toma en cuenta que las obras de captación y derivación no afectarán en gran manera el cauce de los ríos.
12. Los métodos recomendables para evaluar la viabilidad económica de un proyecto de MCH son; el método del Beneficio/Costo, el método del Valor Actual Neto (VAN) y el método de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

13. La implementación de la tecnología para proyectos hidráulicos en microaprovechamientos aún es muy incipiente en Guatemala, a pesar de que hay trabajos de investigación sobre este tema, los trabajos consultados no tienen suficiente información técnica y tampoco destacan los beneficios sociales, económicos y ambientales de este tipo de proyectos.
14. La difusión de documentos, informes, manuales y cualquier otro tipo de literatura sobre microcentrales hidroeléctricas es aún muy pobre, por lo que se desconocen los beneficios sociales y económicos que podrían representar estos proyectos
15. En Guatemala no existe control ni medición en forma organizada sobre los usos del agua, en cuanto a riego, consumo humano, generación de energía y otros, ante la falta de un ente regulador en el tema las magnitudes usadas para propósitos de este trabajo se basan en estimaciones de la magnitud y número de usuarios, obtenidos de instituciones y funcionarios relacionados con el tema
16. En Guatemala, según el estudio “Capital Hídrico y Usos del Agua” elaborado por el INDE, actualmente existe un potencia teórico de 11,181 MW de los cuales son efectivos 5,000 MW, de este potencial efectivo se está utilizando un aproximado del 11%

RECOMENDACIONES

1. Dada la importancia del tema, ante los retos energéticos actuales, debe elaborarse un banco de datos que incluya los trabajos realizados, en curso y por efectuar, individualizando personas e instituciones y todo otro antecedente que sea de beneficio para la difusión de este tipo de proyectos.
2. Implementar estudios para el desarrollo de guías o manuales de estandarización para proyectos de factibilidad socioeconómica que normalice su presentación ante los organismos de cooperación técnica y financiera.
3. Es urgente conocer con la mayor certeza posible el uso actual que se le da al recurso hídrico, a fin de propiciar una legislación que lo regule que enfoque el uso racional y priorizado.
4. Elaborar documentos de difusión sobre este tipo de proyectos acordes a la realidad nacional, con el fin de informar apropiadamente a las comunidades y romper con la resistencia a este tipo de proyectos, de esta manera se pretendería transformar la matriz energética actual y aprovechar el potencial hídrico del país.
5. Difundir los avances tecnológicos en turbinas, poniendo al alcance de todos los interesados manuales y fichas técnicas que permitan la utilización de la mismas.

6. En proyectos en marcha se debe privilegiar el uso de reguladores electrónicos de carga, debido a que permiten simplificar los mecanismos de regulación de caudal en la turbina con lo cual se pueden bajar los costos.
7. Para evitar una mala regulación en el sistema se debe distribuir la caída de tensión entre la línea de transmisión y la red primaria. Si en caso, en la red primaria, la caída de tensión cae fuera de los valores permitidos en variaciones pequeñas, se puede hacer una compensación actuando sobre los cambiadores de derivación del transformador de distribución.
8. En la formulación de proyectos a presentarse a las autoridades, se debe privilegiar las actividades productivas aprovechando las ventajas comparativas que le puede ofrecer y los recursos naturales disponibles en su entorno.
9. Es muy importante, después de haber construido una MCH, capacitar a las personas, proveyendo de herramientas necesarias para el mantenimiento y operación de la planta, haciéndoles conciencia del costo de inversión y los beneficios de la planta, esto evitaría que la infraestructura se dañe por mal uso en un corto tiempo.
10. Elaborar manuales de operación y procedimientos de seguridad en lenguaje sencillo, a fin de evitar mal manejo de la planta que conlleve a situaciones indeseables como accidentes graves para el personal de operación y mantenimiento.

11. Dar a conocer por parte de las autoridades nacionales relacionadas con el tema energético, los nombres de posibles grupos y/o instituciones nacionales y/o internacionales de cooperación técnica que puedan financiar proyectos de microaprovechamientos hidroenergéticos.

BIBLIOGRAFÍA

1. BRICEÑO, Eduardo. *Manual de capacitación en operación y mantenimiento de pequeñas centrales hidráulicas* [en línea] No.36 Documento en PDF. [Lima, Perú] Soluciones Prácticas, ITDG. 2008. Disponible en web: <http://www.itdg.org.pe/publicaciones> [Consulta: Diciembre de 2008] ISBN-978-9972-47-148-3.
2. CHAPMAN, Stephen J. *Maquinas eléctricas*. 4ª ed. USA: McGraw-Hill, p. 90-246. ISBN-9701049471.
3. Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. Diario de Centro América. Guatemala 15 de noviembre de 1996.
4. DOBROVOLSKI, V., et al. *Elementos de máquinas*. Rusia: MIR, 1991. 584 p. ISBN-5030024700.
5. FERNANDEZ-JÁUREGUI, Viaene, et al. *Taller de microcentrales hidroeléctricas*. Montevideo, Uruguay: UNESCO/PHI, GTZ 1990, p. 63-187. ISBN-92-9089-015-0.
6. FERRY, Pope, et al. *Manual del gobernador electrónico de carga*. España: UNIOVI, 1989. p. 53-67.
7. GRAINGER, John J.; STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw-Hill/Latinoamérica, 1994. p. 38-98.

8. HUGHES, Edgar; MCKENZIE, Smith. *Hughes electrical technology*. 2^a ed. USA: Longman Scientific & Technical, University of Pensilvania, 1995. 803 p. ISBN-0470234342.
9. INSIVUMEH. Hidrología [en línea]. Formato HTML. Ríos de Guatemala [Guatemala]: Noviembre de 2007. Disponible en web: http://www.insivumeh.gob.gt/hidrologia/rios_de_guatemala.htm [Consulta: enero de 2010].
10. KURTZ, Victor; BOTTERÓN, Fernando. *Alternativa para el control de cargas balastro*. Hidrored, Red Latinoamericana Hidroenergía. 2006 núm. 3, p. 2-6. ISSN-0935-0578.
11. LARIOS, Javier Ignacio. *Diseño, montaje y pruebas de un prototipo de microcentral hidroeléctrica con turbina Pelton*. Tesis de grado, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Mecánica, 2007. p. 34-51.
12. MATAIX, Claudio. *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. 2^a ed. USA: Oxford University Press, 2004. 660 p. ISBN:9701510577.
13. MAZARIEGOS, Mónica Noemí. *Descripción técnica del diseño, montaje y operación de la pequeña central hidroeléctrica en la finca Santa Elena, en el departamento de Escuintla*. Tesis de Maestría en Energía y Ambiente, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Escuela de Estudios de Posgrado, 2008. p. 22-30.

14. MENA, Johnny Fernando. *Automatización del torno de la planta piloto de cerámica de la Escuela Politécnica Nacional para la elaboración de aisladores eléctricos tipo 53-3*. Tesis de grado, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, 2008. p. 17-30.
15. *Micro Centrales Hidroeléctricas: una alternativa para el desarrollo rural*. ITDG Programa de Energía, Infraestructura y Servicios Básicos. Lima: 2004. No. 1 01/2001, No.19 05/2002. Publicación 256/I61E.
16. MORING, Fairest. *Design of machine elements*. 2ª ed. Maine: Limusa Noriega, 2003. p. 180-200. ISBN-9681842073.
17. NTOID. *Normas técnicas de servicio de distribución de energía eléctrica*. Guatemala: CNEE, 2010. 18 p.
18. PENCHE, Celso. *Manual de la pequeña hidráulica: como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. España: European Small Hydropower Association, 1998. p. 22-69.
19. RIOS, Juan Bautista. *Líneas de transmisión de potencia: aspectos mecánicos y conductores*. Lima, Peru: Pre-edición, 2001. 208 p.
20. SÁNCHEZ, Teodoro; RAMÍREZ, Gaston Javier. *Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos*. Perú: ITDG, 1995. 313 p. ISBN: 1 85339 278 2.
21. *Source Book Micro-Hydropower*. USA: NRECA, 1986. p. 200-216.

22. Universidad Virtual de Oviedo. *La máquina síncrona* [en línea]. Presentación en formato PPT. Grupo de Investigación de Máquinas Eléctricas No. 2. [Oviedo, España]: Diciembre de 1999. Disponible en web: <http://blog.espol.edu.ec/files/10/06/tema6.ppt> [Consulta: marzo de 2008].

APÉNDICE

Visita técnica al proyecto microhidroeléctrico, ubicado en finca Las Nubes

- Monografía.
 - Ubicación; la finca se encuentra en el Municipio de San Francisco Zapotitlán del departamento de Suchitepéquez, en las faldas del volcán Santo Tomás (Pecul), colinda con el Cantón San Lorenzito, Chitá y las poblaciones de las fincas Las Margaritas y el Zambo. El acceso a la finca está por la carretera que se dirige a Mazatenango, luego en el kilómetro 160 se toma por el desvío que conduce al municipio de San Francisco Zapotitlán y se recorren 4 kilómetros, seguidamente se cruza a la izquierda y luego a la derecha para continuar un camino de tierra 12 kilómetros para llegar a la finca.
 - Características generales; la reserva donde se ubica la finca tiene una extensión de 945 hectáreas, los suelos se encuentran desarrollados sobre ceniza volcánica a elevaciones altas, el relieve y la topografía es muy variable presentando planicies ondulantes, valles rellenos, barrancos profundos con paredes casi verticales y montañas muy quebradas. Tiene una precipitación de 4,000 mm por año (INSIVUMEH) con viento predominante de norte a sur. Su altura oscila entre los 1,000 en la parte mas baja hasta los 3,000 sobre el nivel del mar en la parte alta del Volcán Santo Tomás (Pecul).

En general la zona de vida es de bosque muy húmedo subtropical cálido, bosque húmedo montano bajo subtropical cuya vegetación es típica de la parte central del altiplano. La finca cuenta con dos grandes ríos que la delimita en las partes este y oeste, siendo éstos el Chitá cuyo caudal es el que se utiliza para generación hidráulica y el río Negro, dentro de la finca existen quebradas que llevan agua solamente en la época de invierno.

Fotografía No. 1 **Ingreso a la finca**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

- Esquema del proyecto; es sin embalse, no utiliza presa sino un canal de derivación que desvía parte del caudal hacia la casa de máquinas. Este proyecto es bastante simple porque tanto la propia construcción como el mantenimiento son con mano de obra local y artesanal para la operación y mantenimiento, el proyecto tiene una antigüedad que data desde 1973.

- Canal de derivación; el canal a donde se deriva el caudal tiene un ancho aproximado de 0.6 metros, es un canal abierto de cemento y aparte del agua que entra desde el azud (toma de agua) tiene otras dos tuberías que alimentan el canal con agua que baja desde la montaña. La longitud del canal desde el azud hasta donde está la rejilla que atrapa los despojos (hojas, palos, basura orgánica, etc.) es de aproximadamente 75 m.

Fotografía No. 2 **Canal del tipo abierto de cemento**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

Fotografía No. 3 **Tomas de agua mediante tuberías desde la montaña**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

Foto No. 4 **Rejilla**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

En el trayecto aguas arriba hay dos desarenadores para tareas de mantenimiento, sin embargo por lo difícil de acceder al terreno no fue posible llegar al punto para incluirlo en las fotografías.

- Tubería de presión; está construida de acero con un diámetro de 6 pulgadas, y tiene dos estrechamientos antes de llegar hasta la válvula de admisión de la turbina, los anclajes y soportes están ocultos en la maleza, según se puede apreciar en las fotografía 5, esta tubería tiene una longitud de 95 metros.

En la fotografía 5 se aprecia; la casa de máquinas, la tubería de presión, la cual está semiocultada en la maleza, el canal donde sale el agua ya turbinada (canal de desfogue) y las dos líneas de transmisión que salen desde la casa de máquinas. La tubería solo se aprecia en la salida, casi toda esta oculta en la maleza.

Una línea de transmisión está conectada a un generador diesel marca Petter Limited de 25 kW, 3 fases, 1,800 RPM, 60 Hz. Éste se utiliza para alimentar las máquinas despulpadoras de café. La otra línea de transmisión, que es la que sale del generador síncrono, esta conectada a las cargas de iluminación, computadoras y un calentador de agua.

Fotografía No. 5 Vista general de la Microcentral



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

- Turbina; el proyecto cuenta con una microturbina Michelle-Banki rango de potencia nominal de 16kW. Rango de velocidad 40-160 rpm. La microturbina está acoplada al generador mediante una faja flexible (tal como se aprecia en las fotografía No. 6). La regulación de velocidad se hace mediante cargas balastro (fotografía No. 7) sumergidas en agua las cuales son controladas por medio de un circuito electrónico.

Fotografía No. 6 **Turbina Michell-Banki**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

Fotografía No. 7 **Resistencias de balastro sumergidas en agua**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

El mantenimiento de la turbina es artesanal porque incluso las cazoletas se enderezan a mano cuando sufren alguna torción por el paso de despojos grandes, adicional a esto se hacen cambios de cojinetes y empaques de la válvula de admisión, no hay un operador de planta en la casa de máquinas.

- Generador Eléctrico; es un generador síncrono marca GARBE-LAHMEYER AACHEN, trifásico de 220V (Fotografía No. 8). Potencia nominal de 5 Kw, de 3,600 RPM, 60 Hz, 2 polos. Cabe mencionar que no hay un transformador de servicio, la línea de transmisión se conecta directamente desde la salida del generador a la carga, en este caso 8 luminarias en poste de madera y una oficina con 4 computadoras.

Foto No. 8 **Generador Eléctrico**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010

- Línea de Transmisión; ésta sale directamente del generador, no hay transformador de servicio. Es una línea trifásica de 220V (ver fotografía No. 9), el cable utilizado es un 2/0 con una longitud aproximada de 750 metros, básicamente el servicio que se conecta al generador es la iluminación, un calentador eléctrico que da servicio a la casa patronal y 4 computadoras.

Fotografía No 9. **Salida de la línea de transmisión**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

Fotografía No. 10 **Casa de Máquinas**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

Fotografía No. 11 **Tableros de Servicios**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

- Datos de caudal; en la finca no se llevan registros de caudal en forma ordenada, básicamente el mecánico-operador con la experiencia desarrollada de tantos años le permite operar la planta sin mayores datos, según la información proporcionada por ellos, el caudal máximo se puede registrar en los meses de agosto o septiembre con un valor de 44 litros/seg.

- Cálculo de la potencia disponible en época de lluvia

$$\rho = \text{densidad del agua} = 1,000 \text{ kg/m}^3$$

$$Q = 44 \text{ litros/seg} = 0.044 \text{ m}^3 / \text{seg}$$

$$g = 9.8 \text{ m/seg}^2$$

$$h_{disp} = 52 \text{ metros}$$

Según la ecuación para calcular la potencia:

$$P_{disp} = \rho Q g h_{disp} = 1000 \times 0.044 \times 9.8 \times 52 = 22,422.4 \text{ joules/seg o W}$$

$$P_{disp} = 22.4 \text{ kW}$$

Sin embargo esta potencia disponible se multiplica por la eficiencia total del sistema que oscila entre 0.4 a 0.6, a menudo se puede tomar 0.5 con buenos resultados, lo que implica que la potencia neta es;

$$P_{neta} = 22.4 \times 0.5 = 11.2 \text{ kW}$$

Según la estimación, se puede afirmar que el equipo está dimensionado acorde a la demanda y a la potencia disponible, esta clase de proyecto rural de energía es para uso privado por lo tanto no hay una estimación de tarifas, para obtener un valor estimado de la energía tendría que hacerse un estudio de O+M en donde se incluyan repuestos de los equipos, mantenimientos y pago de mano de obra para el personal que colabora con las tareas de mantenimiento

Fotografía No. 12 **Personal de finca Las Nubes**



Fuente: Visita técnica de campo realizada por el estudiante Libni Ortiz en enero de 2010.

Para concluir se hace un agradecimiento al Sr. Luis Calderon, administrador de la finca y al Sr. Rodrigo Godínez, operador-mecánico que dieron acceso a la finca para mostrar el proyecto.