MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS

UNA GUÍA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS

© 1995, Intermediate Technology Development Group, ITDG-PERÚ

Auspiciadores de la presente publicación:
Programa Andino de Integración Energética (PAIE/JUNAC)
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos / Federico Coz... [et. al.]; Responsables de la presente edición, Teodoro Sánchez y Javier Ramírez Gastón.- Lima: ITDG, 1995

(Manuales de Energía, 1)

MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS / ENERGÍA HIDROELÉCTRICA / GENERACIÓN DE ENERGÍA / FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE / ANÁLISIS ECONÓMICO / ANÁLISIS FINANCIERO / ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO / MANTENIMIENTO Y REPARACIONES / CONSTRUCCIÓN / TURBINAS /

Descriptores OCDE / Esquema de clasificación SATIS

ISBN: 1 85339 278 2

© **1995 by Intermediate Technology Development Group, ITDG-Perú**
Av. Jorge Chávez 275, Lima 18, Perú. Casilla 18-0620
Teléfonos 446-7324 / 444-7055 / 447-5127

Autores: Federico Coz, Teodoro Sánchez, Bruno Viani, Jorge Segura, Luis Rodríguez, Homero Miranda, Eusebio Castromonte, Jaime Guerra, Luis Quiroz, José Gaitán, Luis Moreno e Ismael Muñoz
Responsables de la presente edición: Teodoro Sánchez y Javier Ramírez-Gastón; Programa de Energía de ITDG-Perú

Diseño y producción: Soledad Hamann; Área de Comunicaciones de ITDG-Perú
Corrección de estilo: Rosario Rey de Castro
Revisión técnica: Pedro Gamarra, Saúl Ramírez
Procesamiento gráfico: Santiago Roose
Fotografía: Archivo ITDG
Diagramación: Carlos Ruiz Durán, Santiago Roose
Coordinación: Beatriz Febres
Lima, ITDG, 1995

Primera impresión: Febrero de 1996.

Presentación

INTERMEDIATE TECHNOLOGY DEVELOPMENT GROUP, ITDG-Perú, tiene la enorme satisfacción de publicar este Manual, que es el producto de varios años de trabajo en el Perú y de la experiencia acumulada por ITDG en diversos lugares del mundo. Su publicación viene a llenar un importante vacío existente en la bibliografía en idioma español en lo que respecta a los aspectos técnicos de la hidroenergía en pequeña escala.

Es sabido que la situación actual en América Latina, en cuanto a la generación de energía, se caracteriza por su bajo grado de electrificación, sobre todo en la población rural. Los efectos negativos a nivel de la producción y la calidad de vida que conlleva esta situación son bastante conocidos. Por ello, es urgente que se pueda disponer de información sobre alternativas técnicas confiables y de bajo costo que estén al alcance de ingenieros o técnicos que deseen directamente contribuir a resolver tal problema. Este manual está concebido y diseñado con ese objetivo.

Mediante publicaciones como esta u otras similares, ITDG continuará con su política de difusión de alternativas tecnológicas de desarrollo. En este caso, en vista de que se trata de un Manual de carácter técnico, su contenido está sujeto a constantes avances o mejoras, lo que hará imprescindible su revisión y pronta reactualización. En ese sentido, esperamos contar con los aportes de quienes lo empleen.

Alfonso Carrasco
Director de ITDG-Perú

Presentación de los auspiciadores

Las energías renovables constituyen para América Latina, y en particular para la Subregión Andina, nuevas alternativas tanto para suministrar energía a regiones aisladas, como también para la sustitución y/o racionalización del uso de las fuentes tradicionales. Pero actualmente su producción, difusión y comercialización encuentra varias limitaciones para su pleno desarrollo. Una de ellas es la falta de información sobre las bondades técnicas que estos equipamientos ofrecen, así como una metodología para encarar su ejecución.

Por ello, la Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC), a través de su cooperación técnica y financiera con la Unión Europea en el Programa Andino de Integración Energética (PAIE), y en cooperación con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), han incluido como una de sus actividades la difusión de información de calidad que impulse su desarrollo, apoyando la edición de una serie de guías y manuales que permitan la uniformización de criterios técnicos que consoliden una tecnología regional.

Hoy tenemos la satisfacción de iniciar esta serie, auspiciando la edición del Manual que tiene en sus manos. Es el fruto de más de 10 años de experiencia de ITDG promoviendo la micro hidroenergía en los Andes peruanos y de su experiencia acumulada en varios países de Asia, África y Europa.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), está comprometido con el desarrollo de la pequeña empresa rural y urbana y comprende que los innumerables recursos hidroenergéticos en pequeña escala constituyen un instrumento valioso para promoverla en pueblos y regiones rurales de toda América Latina. Por eso ha hecho un Convenio con ITDG-Perú para colaborar en la promoción de proyectos de micro hidroenergía. En ese marco se complace en auspiciar la edición de este Manual, como instrumento de motivación de la inversión privada en el desarrollo de empresas de mini hidroenergía asociadas a proyectos de agroindustria rural.

El Manual de Mini y Micro Centrales Hidráulicas de ITDG subsana la carencia de bibliografía en español sobre los diversos aspectos de un proyecto de micro hidroenergía y da un paso muy importante en la forja de una metodología de aplicación regional capaz de ser asumida por profesionales, técnicos y pequeños empresarios locales. Creemos que de esta manera se dinamizarán los proyectos de micro hidroenergía y se usarán los innumerables recursos hidroenergéticos en pequeña escala que existen en las zonas aisladas y remotas de los Andes y de toda América Latina.

Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC)
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Reconocimiento

El contenido del presente Manual es producto del trabajo en equipo de especialistas en diversos campos. El material de base fue el Curso de Micro Hidroenergía que el Programa de Energía de ITDG dictó en 1991 en Cajamarca- Perú, bajo la coordinación del Ing. Teodoro Sánchez. El equipo de profesionales responsable de escribir los capítulos está constituido por los Ings. Bruno Viani y Teodoro Sánchez (Hidrología y regulación), Ings. Jorge Segura y Luis Rodríguez (Obras civiles), Ing. Federico Coz (Turbinas), Tec. Homero Miranda (Regulación de velocidad y mantenimiento de micro centrales), Ing. Eusebio Castromonte (Sistema de transmisión de potencia mecánica), Ings. Jaime Guerra y Luis Quiroz, (Electricidad), Ings. José Gaitán y Luis Moreno (Líneas de transmisión y redes), Ec. Ismael Muñoz e Ing. Teodoro Sánchez (Análisis económico y financiero). Asimismo, la experiencia de ITDG en Sri Lanka a través de Andy Brown en los años 80, y el esfuerzo editorial de Adam Harvey en el libro Micro Hydro Design Manual (ITDG, 1993) están presentes en el capítulo introductorio. A lo largo de estos años, cursos similares permitieron a los autores perfeccionar los materiales.

Armar la gran cantidad de piezas que comprende esta obra ha sido una tarea de filigrana. El trabajo de edición de este manual, tarea del Programa de Energía de ITDG-Perú, fue iniciada en 1991 por el Ing. Teodoro Sánchez y continuado desde 1994 por el Soc. Javier Ramírez-Gastón. Asistieron en la parte técnica los Ings. Federico Coz y Hugo Granados. La producción y cuidado de esta edición estuvo a cargo de Soledad Hamann del Área de Comunicaciones de ITDG-Perú, con el dedicado trabajo de Beatriz Febres (coordinación y digitación de textos), Rosario Rey de Castro (corrección de estilo), Pedro Gamarra y Saúl Ramírez (revisión técnica), Carlos Ruiz Durán (maquetación y diagramación) y Santiago Roose (procesamiento gráfico y diagramación).

Una edición preliminar con fines de validación, utilizada en el Curso de Micro Hidroenergía que dictó HIDRORED para PROPER Bolivia, en marzo de 1995 en la ciudad de Cochabamba, permitió recibir sugerencias y corregir errores.

El aporte financiero se sustentó en el invalorable concurso de tres importantes instituciones latinoamericanas comprometidas con el desarrollo energético e interesadas en la promoción de las energías renovables en la región: el Programa Andino de Integración Energética (PAIE) de la Junta del Acuerdo de Cartagena (JUNAC), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). También aportaron desinteresadamente las instituciones inglesas J.N. Addison, P.A. Morrell, Edinburgh Local Group (IT), Haddenham Third World Link y Rotary Club (UK). Cabe también reconocer el invalorable apoyo de la Unión Europea y la Overseas Development Administration (ODA) del Reino Unido que financiaron nuestras actividades de promoción de la Micro Hidroenergía en los Andes peruanos, experiencia de la que se nutre este Manual.

Los Editores

Contenido

Prefacio xi

Capítulo 1 Introducción 1
Federico Coz (Traducción y adaptación del capítulo introductorio de Micro Hydro Design Manual de Andy Brown y Adam Harvey)
1.1 Microhidrogeneración 1
1.2 Los componentes de un sistema de microhidrogeneración 3
1.3 Energía a partir del agua 4
1.4 Diseño de un sistema 6
1.5 Factor de planta 8
1.6 Costo unitario de la energía 14
1.7 Decisiones de costo-beneficio 15
1.8 Capacidad y estudio de demanda 17
1.9 Informes de factibilidad 22

Capítulo 2 Evaluación del recurso hidroenergético 27
Teodoro Sánchez y Bruno Viani
2.1 Medición del salto 27
2.2 Medición de caudal 33
2.3 Hidrología 39

Capítulo 3 Obras civiles 53
Jorge Segura y Luis Rodríguez
3.1 Introducción 53
3.2 Esquema general para una microcentral hidráulica 55
3.3 Bocatomas 56
3.4 Aliviaderos 71
3.5 Desarenadores y cámara de carga 74
3.6 Canales 83
3.7 Tuberías de presión 94

Capítulo 4 Turbinas hidráulicas 131
Federico Coz
4.1 Las turbinas hidráulicas 131
4.2 Clasificación de las turbinas hidráulicas 131
4.3 Partes de una turbina hidráulica 132
4.4 Tipos de turbinas hidráulicas 132
4.5 Selección de una turbina 140
4.6 Curvas características 144
4.7 Cavitación 146
4.8 Bombas usadas como turbinas 147
4.9 Dimensionamiento preliminar de turbinas 149
4.10 Ejercicios 152

Capítulo 5 Regulación de velocidad 157
Homero Miranda y Bruno Viani
5.1 ¿Por qué hay que regular la velocidad? 157
5.2 Regulación de velocidad por medio del caudal de agua en la turbina 158
5.3 Regulación de la velocidad por regulación de carga 164
5.4 Comparación entre diversos sistemas de regulación 168

Capítulo 6 **Sistemas de transmisión de potencia mecánica** **169**
Eusebio Castromonte
6.1 Introducción 169
6.2 Elementos de un sistema de transmisión de potencia mecánica 169
6.3 Tipos de transmisiones 170
6.4 Velocidad y potencia transmitida 171
6.5 Comparación entre sistemas de transmisión 174
6.6 Criterios para el dimensionamiento de sistemas de transmisión 177
6.7 Ejes 184
6.8 Acoplamientos 185
6.9 Cojinetes 189

Capítulo 7 **Electricidad** **193**
Jaime Guerra y Luis Quiroz
7.1 Introducción 193
7.2 Principios de electricidad 193
7.3 Generadores eléctricos de micro centrales hidráulicas 197
7.4 Generadores de corriente continua 203
7.5 Generador síncrono 205
7.6 Generadores de inducción o asíncronos (motores como generadores) 215
7.7 Instalación de generadores eléctricos 218
7.8 Puesta en servicio 218
7.9 Mantenimiento 219
7.10 Averías, localización y remedio 221
7.11 Elementos de control y protección de la generación 224

Capítulo 8 **Líneas de transmisión y redes de distribución** **231**
José Gaitán y Luis Moreno
8.1 Generalidades 231
8.2 Diseño de la línea de transmisión 232

Capítulo 9 **Mantenimiento de micro centrales** **247**
Homero Miranda
9.1 Introducción 247
9.2 Acciones de mantenimiento en bocatomas 247
9.3 Acciones de mantenimiento en canales 248
9.4 Acciones de mantenimiento en desarenadores 249
9.5 Acciones de mantenimiento en cámaras de carga 249
9.6 Acciones de mantenimiento en tuberías 250
9.7 Acciones de mantenimiento en válvulas 250
9.8 Acciones de mantenimiento en turbinas hidráulicas 251
9.9 Acciones de mantenimiento en acoplamientos, rodamientos y fajas 251
9.10 Acciones de mantenimiento en reguladores 254
9.11 Acciones de mantenimiento en el alternador y el equipamiento eléctrico 254
9.12 Repuestos y herramientas para mantenimiento 256
9.13 Operación de la MCH 257
9.14 Diagnóstico de fallas 258
9.15 Programa de mantenimiento 264

Capítulo 10 **Análisis económico y financiero** **267**
Ismael Muñoz y Teodoro Sánchez
10.1 Introducción 267
10.2 Matemáticas financieras para la evaluación de proyectos 268
10.3 Métodos de análisis beneficio/costo 272
10.4 Datos para la evaluación de un proyecto de MCH 272
10.5 Ejemplo de la evaluación económica de un proyecto de MCH 274
10.6 Datos para la evaluación financiera de un proyecto de MCH 281

Prefacio

La hidrogeneración de energía en pequeña escala -en potencias por debajo de los 500 kW- constituye una alternativa a la solución del problema del suministro de energía en regiones aisladas, especialmente en los países en vías de desarrollo, constituyéndose así en una de las bases principales para la electrificación rural. Sin embargo, es frecuente que durante su planeamiento se incurra en prolongados períodos de estudios, lo que se traduce en una elevación del costo del proyecto. Para que los proyectos puedan ser identificados, diseñados y ejecutados en el período más corto posible para satisfacer una cierta demanda eléctrica, se requiere la adopción de una metodología apropiada que sea considerablemente más simple que la utilizada en los grandes proyectos hidroeléctricos. De este modo, la selección del esquema hidroeléctrico más conveniente garantizará una operación adecuada de la pequeña central y posibilitará la obtención del máximo beneficio del proyecto en sus aspectos técnico, económico y social.

Con el fin de contribuir a estos planteamientos, el Programa de Energía de ITDG ha preparado el presente Manual, como parte de las actividades que realiza en el campo de la hidrogeneración en pequeña escala. El contenido del Manual presenta los lineamientos fundamentales y una metodología básica que puedan servir de guía para la realización o evaluación de proyectos de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas, así como el planeamiento de las actividades de operación y mantenimiento. En el material de consulta presentado, se resaltan los criterios principales para la toma de decisiones y los conceptos fundamentales que se deben usar en las diferentes fases de un proyecto, desde la evaluación del recurso hidráulico, hasta la selección del equipo electromecánico y la justificación económica. Todo ésto va acompañado de muchos gráficos, tablas y esquemas ilustrativos, así como de una selección de ejemplos de aplicación. Se ha obviado las deducciones teóricas de fórmulas, las que podrán ser consultadas en textos y tratados especializados.

Esperamos que el Manual logre dar respuesta a las inquietudes de jóvenes ingenieros que deseen iniciarse en esta actividad y también a profesionales experimentados que podrán contar con una fuente de consulta rápida para su trabajo cotidiano, siendo la hidrogeneración en pequeña escala una actividad interdisciplinaria que requiere el concurso de profesionales y técnicos de diferentes especialidades de la ingeniería y ramas afines.

Finalmente, serán bienvenidas todas aquellas sugerencias y recomendaciones que puedan contribuir al perfeccionamiento futuro del presente Manual.

Los Editores

Introducción

1

1.1

Microhidrogeneración

Este manual proporciona información sobre el diseño de sistemas de energía hidráulica en pequeña escala. Estos sistemas se clasifican, por lo general, en tres rangos de potencia: en gran escala, mini y micro generación.

Los sistemas en gran escala producen energía eléctrica suficiente para abastecer a grandes ciudades y a redes extensas. Por ejemplo, la Central Antúnez de Mayolo suministra energía a la red nacional del Perú.

Un sistema de generación en gran escala produce, por lo general, más de 10 MW de potencia; un megavatio (MW) es un millón de watts y tiene la potencia suficiente como para abastecer a 20,000 focos de 50 W c/u. Por otro lado, un kilowatt (kW) equivale a 1,000 watts, y es suficiente para abastecer de electricidad a 5 hogares con 4 bombillas de 50 watts cada uno.

Los sistemas de minigeneración son una pequeña contribución en el suministro a la red, particularmente en el rango de 300 kW a 10 MW. Algunas veces los valores extremos de este rango suelen recibir el nombre de "generación en pequeña escala". Los sistemas de microgeneración son aún más pequeños y, por lo general, no suministran energía eléctrica a las redes nacionales. Se usan en áreas apartadas a donde no llega la red y, en algunos casos, proveen de electricidad a pequeñas industrias y comunidades rurales. Su rango en potencia varía desde 200 watts, -suficiente para la provisión de iluminación doméstica o a un grupo de casas mediante un sistema de carga de baterías-, hasta 300 kW; este último puede usarse en pequeños talleres y para el abastecimiento de una "mini-red" local independiente que no sea parte de la red nacional.

Foto 1.1 Sistema de microcentral hidroeléctrica en Nepal. La cámara de carga en el primer plano puede usarse para una acumulación limitada de agua.

Foto 1.2 El agua es tomada de la cresta del salto de agua y retornada vía el canal de desagüe de la casa de fuerza. (Sri Lanka)

En muchos casos, los sistemas de microhidrogeneración no generan electricidad. Por ejemplo, los molinos de granos a menudo son accionados directamente por el eje de la turbina. Las pautas de diseño que se dan en este manual pueden usarse tanto para este tipo de aplicación (transmisión mecánica directa) como para los sistemas de generación de electricidad. Es bastante común que en una instalación se accionen al mismo tiempo un generador eléctrico y una máquina de procesamiento.

En muchos países hay una necesidad creciente de suministros de energía para las áreas rurales, tanto para el abastecimiento de electricidad como para el apoyo a la industria y las autoridades gubernamentales se enfrentan a los elevadísimos costos de la extensión de las redes de electricidad. Con frecuencia la microhidrogeneración constituye una alternativa económica a la red, pues con los micro hidrosistemas independientes se ahorra el costo de las líneas de transmisión y, por otro lado, los sistemas de extensión de la red están dotados de equipo muy costoso, además de los costos de personal.

Por el contrario, los sistemas de micro hidrogeneración pueden ser diseñados y construidos por personal local y organizaciones más pequeñas cumpliendo con requisitos menos estrictos y usando componentes fabricados en serie y maquinaria fabricada localmente. Este tipo de enfoque es conocido como enfoque localizado. La figura 1.3 nos muestra la diferencia significativa que esto produce en el costo de la electricidad generada. Se espera que este manual ayude a promover el enfoque localizado. Algunos gobiernos ya han adoptado políticas formales que incentivan la localización y es posible que muchos más lo hagan en un futuro cercano.

Es muy útil distinguir entre los sistemas de "derivación" (fig. 1.1) y los de "embalse" (fig. 1.2).

Un sistema de derivación no detiene al caudal del río sino que desvía parte del caudal a un canal y una tubería y luego hacia una turbina. La gran mayoría de los sistemas de microhidrogeneración son del tipo de derivación. La desventaja de este método es que el agua no se puede almacenar de una estación de lluvias a una estación seca del año. La ventaja es que el sistema se puede construir localmente a un bajo costo y su simplicidad proporciona una mejor confiabilidad a largo plazo. Los sistemas de derivación son preferibles desde el punto de vista de daños ambientales, dado que las características estacionales del flujo aguas abajo de la instalación no son afectadas y tampoco hay necesidad de inundar los valles ubicados aguas arriba de la instalación.

Un sistema de embalse hace uso de un dique para detener el caudal del río, formándose un reservorio de agua desde donde fluye el agua hacia las turbinas cuando se necesita energía. La ventaja de este método es que el agua puede acumularse durante la estación de lluvias y luego generar potencia durante los períodos secos del año.

Los sistemas de embalse con diques tienen la desventaja de ser más costosos. En ellos se pueden encontrar problemas muy serios, por ejemplo, los reservorios se pueden llenar de sedimento después de algunos años. Cuando esto sucede se encuentra a menudo que el dragado del reservorio -para limpiarlo- es demasiado caro, y el sistema termina por generar menos energía que la esperada.

En los micro hidrosistemas, a pesar de que no existe un gran dique, en algunos casos se cuenta con un pequeño reservorio para acumular agua. Este reservorio es, por lo general, una versión agrandada de una "cámara de carga" (fig. 1.1) en los sistemas que usan un canal.

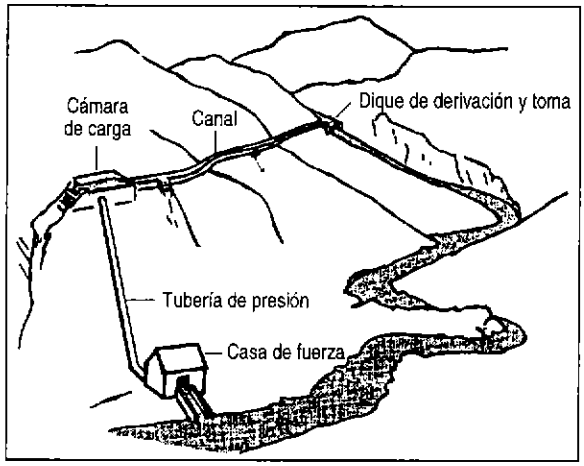


Fig. 1.1: Microcentral hidráulica de derivación.
Un dique de derivación origina un mínimo impacto ambiental en el río. Algunas microcentrales acumulan agua en la cámara de carga diariamente. Esto puede ser útil si existe un alto nivel de demanda de energía por sólo unas pocas horas cada día.

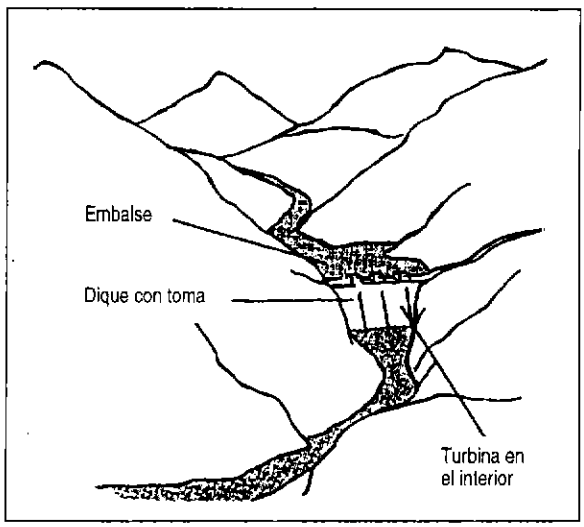


Fig 1.2: Central hidráulica de embalse.
Un dique origina un embalse de agua inundando el valle aguas arriba. El agua será luego liberada durante el año, originando un cambio en las características del flujo aguas abajo. La acumulación de sedimento en el reservorio puede originar serios problemas.

Fotos 1.3 y 1.4 La molienda de arroz es el uso principal de las microcentrales hidráulicas en Nepal.

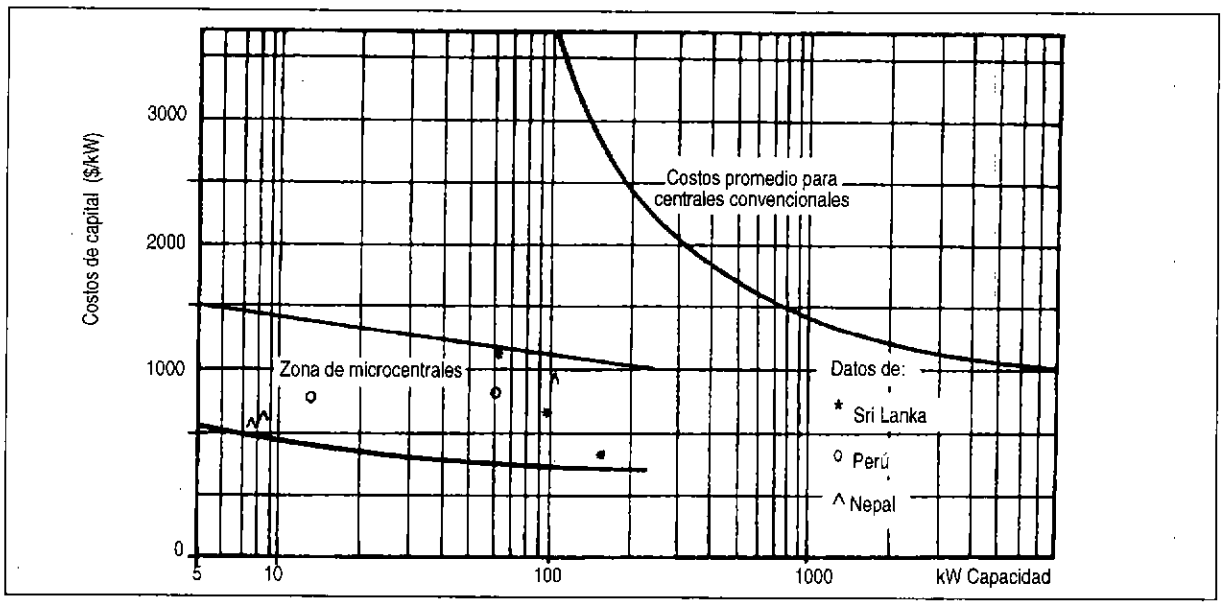


Fig. 1. 3: Economía de escala de las microcentrales hidráulicas.

El gráfico de arriba (basado en datos de 1985) muestra los costos totales de un número de sistemas de microhidrogeneración comparado con mini y grandes sistemas. Muestra claramente que la solución con microcentrales puede conducir a un bajo costo.

1.2

Los componentes de un sistema de microhidrogeneración

La fig. 1.4 nos muestra los componentes principales de un sistema típico de microhidrogeneración.

El azud desvía el caudal de agua a través de una abertura al costado del río (la abertura de "la toma") hacia un canal abierto. Para separar las partículas de arena del agua se usa un desarenador. El canal sigue los contornos del cerro con el fin de mantener la elevación del agua derivada. A continuación el agua ingresa a un depósito ("cámara de carga") y luego pasa a una tubería cerrada ("tubería forzada"), la cual está conectada a una máquina hidráulica conocida como turbina. La rotación del eje del rodete puede usarse para mover un artefacto mecánico (tal como un molino de grano, un expulsor de aceite, un torno para madera, etc.), o también para accionar un generador eléctrico. La maquinaria y artefactos que van a ser abastecidos de energía por el sistema de hidrogeneración son conocidos como la "carga". En la fig. 1.4 la carga es una sierra.

Existen, por supuesto, muchas variaciones para este tipo de diseño; por ejemplo, la sierra podría ser accionada directamente por el eje rotativo de la turbina sin necesidad de electricidad. Otra posibilidad es eliminar el canal y conectar la tubería directamente a la turbina desde el primer desarenador. Variantes como las expuestas dependerán de las características del lugar particular, de los requerimientos del usuario y los costos.

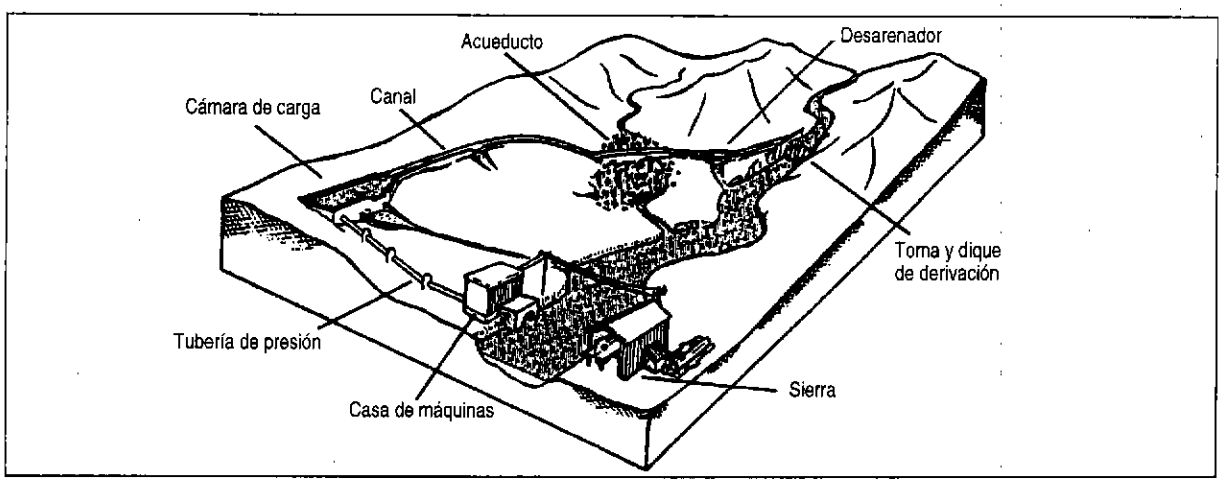


Fig. 1.4: Componentes importantes de un sistema de microhidrogeneración.

1.3

Energía a partir del agua

Un hidrosistema requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura (conocida como "salto") para producir potencia útil. Se trata de un sistema de conversión de energía, es decir, se toma energía en la forma de caudal y salto y se entrega energía en forma de electricidad o energía mecánica en el eje. Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como la que absorbe, pues una parte de la energía se pierde en el sistema mismo en forma de fricción, calor, ruido, etc.

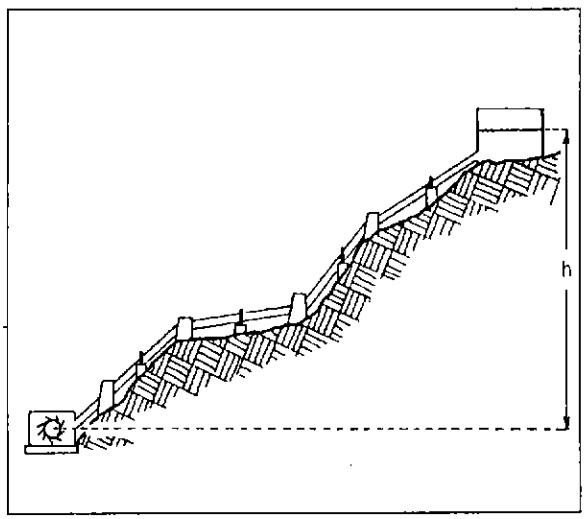


Fig. 1.5: El salto es la distancia vertical a lo largo de la cual cae el agua.

La ecuación de conversión es:

Potencia de entrada = Potencia de salida + pérdidas.

o también:

Potencia de salida = Potencia de entrada x eficiencia de conversión.

Por ejemplo, si el sistema recibe 200 kW y entrega 120 kW, entonces la pérdida es de 80 kW. La eficiencia es 60% (120 = 200 x 60%).

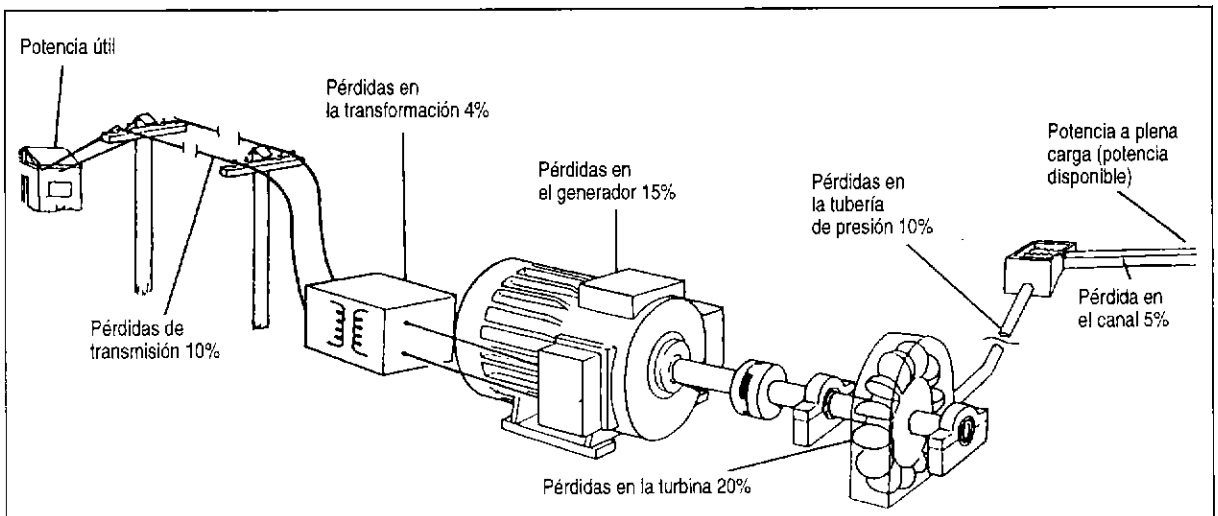
La ecuación de arriba se expresa por lo general de una manera ligeramente diferente. La potencia de entrada, o potencia total disponible en el sistema hidráulico, es la potencia disponible, P_{disp}. La potencia útil entregada es la potencia neta, P_{neta}. La eficiencia total del sistema (fig. 1.6) se representa por η_o.

$$P_{neta} = P_{disp} \times \eta_o \qquad \text{kW}$$

La potencia disponible es igual al salto disponible (h_{disp}) multiplicado por el caudal (Q) y también multiplicado por un factor de 10, obteniéndose la ecuación fundamental de potencia hidráulica:

$$P_{neta} = 10 \times h_{disp} \times Q \times \eta_o \qquad \text{kW}$$

donde el salto está en metros y el caudal en metros cúbicos por segundo. Esta simple ecuación debe aprenderse de memoria pues es la base de todo trabajo de diseño de sistemas hidroenergéticos. Es importante usar las unidades correctas (ver ejemplo 1.1).



Potencia útil = $\eta_{obra\ civil} \times \eta_{tubería} \times \eta_{turbina} \times \eta_{generador} \times \eta_{transformador} \times \eta_{línea}$ x Potencia disponible

= η_o x potencia disponible.

= 0.95 x 0.9 x 0.8 x 0.85 x 0.96 x 0.9 x Potencia disponible.

= 0.5 x Potencia disponible.

Fig. 1.6: Eficiencias típicas del sistema para una microcentral operando a plena carga. Para las eficiencias a carga parcial ver nota 1.1

Nota 1.1 La física detrás de la ecuación de potencia

La energía liberada por un cuerpo que cae es su peso multiplicado 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}).

$$\text{Energía liberada} = m \times g \times h_{disp} \quad \text{Joules}$$

La masa de agua es su densidad (p) por su volumen (V), de modo que:

$$\text{Potencia disponible } (P_{disp}) = \rho \times Q \times g \times h_{disp} \quad \text{Joules/seg o watts}$$

Se considera que el agua tiene una densidad de 1000 kg/m³ y la aceleración de la gravedad es 9.8 m/s². 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:

$$P_{neta} = \eta_o \times \rho \times Q \times g \times h_{disp} \quad \text{Watts}$$

$$P_{neta} = \eta_o \times 1000 \times Q \times 9.8 \times h_{disp} \quad \text{Watts}$$

$$P_{neta} = \eta_o \times Q \times 9.8 \times h_{disp} \quad \text{kW}$$

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

$$P_{neta\ (estimada)} = 5 \times Q \times h_{disp} \quad \text{kW}$$

Ejemplo 1.1 Uso de la ecuación de potencia

1. Se solicita diseñar un sistema de microhidroenergía para suministrar 50 kW para una pequeña fábrica rural. En las cercanías existe un salto de agua de unos 20 m. ¿Cuánto caudal se necesita?

$$P_{neta} = 5 \times Q \times h_{disp}$$

Para resolver el problema se debe despejar el caudal Q:

$$Q = \frac{P_{neta}}{5 \times h_{disp}} = \frac{50}{5 \times 20} = 0.5 \text{ m}^3/\text{s}$$

En los sistemas pequeños de hidrogeneración el caudal se mide a menudo en litros por segundo y no en metros cúbicos por segundo. Siempre es importante cambiar al sistema de unidades estándar que es conocido como unidades "SI" (Sistema Internacional). **Todas las ecuaciones en este libro usan el sistema SI.** Verifique siempre que está usando las unidades correctas cuando emplea una ecuación en este manual.

2. Si a Ud. le dicen que existe un río pequeño con un caudal de 150 lt/seg y que se puede usar un salto de 90 pies, ¿en cuánto estima la potencia de salida?

Se sabe que 90 pies equivale a alrededor de 30 metros y 150 lt/s equivale a 0.15 m³/s (para trabajar en el SI), entonces:

$$P_{neta} = 5 \times 0.15 \times 30 = 22.5 \text{ kW}$$

1.4

Diseño de un sistema

El procedimiento para diseñar un sistema tiene cuatro etapas:

1. **Capacidad y estudio de la demanda:** Es esencial establecer exactamente cuánta energía se necesita para un propósito dado, cuándo se necesita y dónde se necesita.¿Podrán los consumidores probables de la energía financiar una nueva fuente de energía y cuán dispuestos estarán a pagar por ella? Este estudio constituye la base de la evaluación financiera como se describe en el capítulo 10.

   Es imprescindible evaluar la capacidad organizativa de los usuarios del sistema. Con frecuencia, la microhidrogeneración se está pensada para las comunidades rurales donde la mayoría de la gente no usa máquinas complejas. El sistema tenderá a abarcar grandes cantidades de capital y algunas contribuciones de mano de obra de la población local, la que tendrá grandes expectativas por los beneficios que les traerá la nueva tecnología. Para evitar desilusiones debido al mantenimiento irregular y a las dificultades del flujo de caja, es mejor asegurar un buen sistema de administración antes de iniciar el proyecto. El estudio recomendará el entrenamiento en nuevas técnicas, por ejemplo: contabilidad, sistemas de administración, modo de recabar tarifas y gastos de fondo. La mayoría de comunidades practica métodos complejos para organizar sus asuntos, como en el caso de la distribución del agua de irrigación, de modo que la administración del sistema debe tener en cuenta tales técnicas y procedimientos locales. La sección 1.8 da los lineamientos preliminares para la capacidad de administración y el estudio de la demanda de energía.

2. **Estudio hidrológico e inspección del lugar:** Esta etapa permite establecer el potencial hidroenergético del lugar escogido. Muestra cómo el caudal de agua varía a lo largo del año y dónde se debe tomar el agua para obtener el sistema más efectivo y barato. Nos muestra además cuánta es la potencia disponible y cuándo está disponible. El estudio toma en consideración los diferentes usos del agua, por ejemplo, cuando el agua para irrigación en la agricultura tiene prioridad sobre la hidrogeneración. El capítulo 2 describe algunos procedimientos posibles para un estudio hidrológico.

3. **Estudio de pre-factibilidad:** Consiste en un rápido estudio de costos de un rango de opciones de diseño y fuentes de energía rurales. El diseñador de un sistema hidráulico por lo general identificará tres o cuatro diferentes opciones para satisfacer la demanda del consumidor; por ejemplo, puede haber dos diseños diferentes de microcentrales y otras posibilidades tales como la extensión de las líneas de las redes nacionales o el uso de un generador diesel. El estudio de pre-factibilidad compara esas opciones y presenta sus principales características. Los consumidores de energía desearán conocer esas opciones y sus costos comparativos para de este modo obtener la financiación.

   La pre-factibilidad comparará también los resultados de los estudios de la demanda de energía con los resultados del estudio hidrológico. El estudio de la demanda nos dice cómo varía la demanda de energía, mientras que el estudio hidrológico nos dice cómo varía el suministro de energía. La pre-factibilidad deberá dejar bien claro lo bien que se acoplan el suministro y la demanda. Por ejemplo, deberá responder preguntas tales como: ¿Es necesaria la potencia para la molienda de granos durante tres meses secos cuando hay poca agua, o estarán los pobladores contentos sin un servicio de molienda durante esos meses? Estas preguntas son respondidas mediante gráficos y un "factor de planta" cuyo cálculo se muestra en el ejemplo 1.2.

   Las conclusiones de un estudio de capacidad también deben incluirse aquí, comprendiendo recomendaciones para la estructura administrativa, estructura de tarifas, planes de contingencias, etc., como se describen más adelante en la sección 1.8. La escala de tiempo requerida para el establecimiento institucional y el logro de técnicas de administración deben estar claramente establecidos. Por ejemplo, se puede requerir de un año. En este año, es también muy importante controlar el caudal de agua y las prácticas de irrigación a fin de corregir las conclusiones de los estudios de hidrología frente a otras recomendaciones.

   En muchos casos es útil destacar en el informe de pre-factibilidad más de una opción de diseño de ingeniería. Por ejemplo, un sistema de microhidrogeneración podría generar electricidad que será transmitida al centro de un pueblo y usada por un molino de granos accionado por un motor. También podría molerse el grano mediante la transmisión mecánica directa de la turbina, pero los pobladores tendrán que caminar una cierta distancia hasta donde está ubicada la turbina hidráulica. Las dos opciones tendrán diferentes ventajas y desventajas, las cuales deberán ser resaltadas en el estudio de pre-factibilidad. El informe puede ser usado como una base para la discusión.

Para realizar el estudio de pre-factibilidad, los capítulos de este libro pueden seguirse rápidamente, haciendo suposiciones y estimaciones cuando sea posible.

4. **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 los indicadores económicos descritos en este capítulo y en el capítulo 10. También es importante no omitir un estudio de operación total y de mantenimiento (O+M). La regla de oro del estudio de factibilidad es:

   "Primero O + M, en segundo lugar economía y factor de planta, diseño de ingeniería al final".

   Es esencial seguir esta regla, debido a que el éxito del sistema dependerá, al final, de los procedimientos correctos de operación y de la administración efectiva del sistema cuando esté operando.

   Es importante adaptar el diseño técnico para adecuar el nivel de las fuentes de operación y organización (técnicas, finanzas, accesibilidad, técnicas de taller de reparaciones y herramientas) a la región. De igual modo, el diseño técnico debe ser adaptado a las condiciones económicas locales, tales como los recursos financieros de los usarios, cuánto dinero están en condiciones de pagar por la instalación hidráulica y cuánto tiempo pueden dedicar a la administración en los años futuros, según sus otras prioridades.

   De acuerdo a la regla de oro, es esencial hacer uso del capítulo 9 sobre la operación y mantenimiento en la preparación del estudio de factibilidad y también emplear los capítulos 1 y 10 sobre la evaluación económica.

   Asi mismo, la factibilidad señalará también en detalle la estructura de tarifas del sistema, y cómo será implementada. También puede incluir medidas para el bienestar, medidas para la acumulación de fondos de desarrollo de nuevos usos finales de la hidroenergía, planes de contingencia en caso de dificultades técnicas y administrativas o en caso de problemas con la recaudación de tarifas, términos de referencia para comités de supervisión y así sucesivamente. Si la energía hidráulica se usa tanto en el servicio público (electricidad doméstica) como en el abastecimiento de energía para negocios, la asignación de derechos de prioridad sobre el uso de la energía y las obligaciones relativas de las partes deben ser definidas cuidadosamente en la forma de contratos. Así, las obligaciones relativas y derechos de prioridad deben ser establecidos para los diversos usos del suministro de agua, irrigación y energía hidráulica, lo cual ayudará a resolver las dificultades causadas por cambios inesperados en el abastecimiento de agua en los años futuros, o cambios en la demanda sea por agua o energía.

Foto 1.5: La iluminación doméstica es ahora uno de los mayores usos de la microhidrogeneración. (Sri Lanka)

Foto 1.6: Un extractor de aceite operando mediante el uso de energía hidráulica. (Nepal)

1.5

Factor de planta

La mejor manera para explicar el factor de planta como concepto es con un ejemplo simple.

Supongamos que un ingeniero instala un sistema hidráulico para proveer de electricidad a un pueblo. El costo del sistema es de $10,000.00. El número total de casas del pueblo es 50, pero al empezar sólo 25 casas del pueblo tienen conexiones para iluminación consumiendo cada casa 200 watts de electricidad. La instalación ha sido dimensionada para proveer a 50 casas con 200 watts, de modo que desde el primer día su capacidad de potencia es de 50 x 200 = 10 kW. Durante los primeros cinco años se usarán realmente sólo 25 x 200 = 5 kW. Considerando la relación de potencia usada a la capacidad de potencia:

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

En este caso, la relación de potencia en los primeros cinco años es de 5 kW/10 kW = 0.5. En los segundos cinco años es de 10 kW/10 kW = 1.0.

Si en lugar de la relación de potencia se usa una relación de energía, multiplicando por el tiempo durante el cual la potencia está disponible o es usada, llegamos al factor de planta (también llamado "factor de capacidad").

Factor de planta:

$$= \frac{\text{potencia usada x tiempo de potencia usada}}{\text{potencia instalada x período considerado}}$$

$$= \frac{\text{energía usada}}{\text{energía disponible}}$$

En los primeros cinco años, los primeros 25 hogares están usando 5 kW para iluminación. Ellos requieren iluminación sólo en las horas de la noche, de 6 pm a 12 pm, es decir, durante 6 horas de las 24 horas. En este caso el tiempo de uso de la potencia es 6 horas y el período considerado es de 24 horas. El factor de planta será:

$$\frac{5 \text{ kW x 6 horas}}{10 \text{ kW x 24 horas}} = 0.125$$

En los segundos cinco años, las siguientes 25 casas serán conectadas y el total de potencia consumida en las horas de la noche será de 10 kW. El nuevo factor de planta es:

$$\frac{10 \text{ kW x 6 horas}}{10 \text{ kW x 24 horas}} = 0.25$$

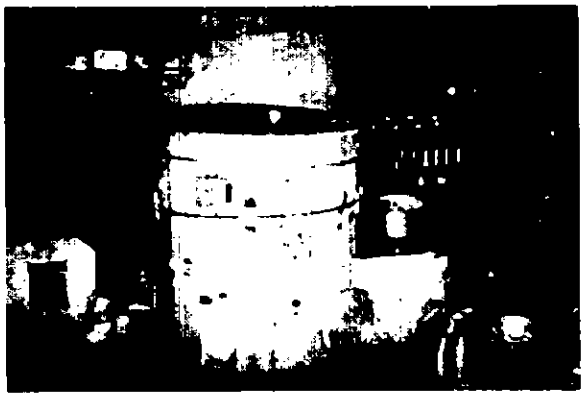
Estas cifras, 0.125 o 0.25 como factores de planta, constituyen una medida rápida del uso exitoso del sistema hidráulico.

Supongamos que el costo inicial de capital es de $10,000 y fue obtenido como préstamo de un banco. El banco cobra intereses y espera un repago de $2,000 anuales durante 10 años. En los primeros cinco años, sólo 25 casas están conectadas siendo los costos anuales por casa -debido a la devolución del préstamo- de $2,000/25 = $80 por casa y por año, es decir, cerca de $7 mensuales. Además debe agregarse los costos de mantenimiento, el pago de jornales del operador de la planta, etc. El pueblo puede tener dificultades con este alto costo y puede decidir si las 25 casas con luz pagan el costo ellas solas, o si los otros pobladores, que no están recibiendo aún la luz eléctrica, deben pagar algo. El sistema se está presentando a los pobladores con problemas económicos tal como lo está indicando el bajo factor de planta de 0.125. En el segundo período de 5 años, la situación ha mejorado debido a que todos los hogares ya están conectados pues el pago compartido de la deuda es la mitad, algo más de $3 mensuales. Es así como el factor de planta más alto de 0.25 indica una mejor situación.

En la práctica, el ingeniero diseñador se mostraría reacio a continuar con tal proyecto pues un buen diseño debería plantearse para un factor de carga por encima de 0.4 durante los primeros años después de las instalaciones, y por encima de 0.6 en los años subsiguientes. Esto se debe a que un bajo factor de carga significa energía costosa e indica también que otras fuentes de energía (por ejemplo el uso de un generador diesel para la iluminación nocturna) podría ser más conveniente para los pobladores.

Por consiguiente, una clave de diseño para microhidrogeneración es:
"Diseñe para el factor de planta más alto posible".

Foto 1.7: Una cocina de acumulación de calor en proceso de desarrollo por IT utiliza electricidad generada durante las horas de sueño.



La importancia de esta regla está ilustrada por el ejemplo 1.2, que nos muestra cómo el costo final de la energía producida por la microcentral depende mucho del factor de planta. El ejemplo también nos muestra cómo se puede alcanzar un alto factor de carga: mediante un cuidadoso equipamiento diario y estacional de los requerimientos de agua y de energía con la disponibilidad de agua y energía, y a través de un buen planeamiento y financiación de las tareas de mantenimiento. Un estudio cuidadoso de la energía permitirá alcanzar un alto factor de planta.

En el ejemplo se encuentra que el caudal de 160 lt/s es suficiente para satisfacer la demanda y que este caudal se encuentra disponible durante todo el año. En muchos sistemas de hidrogeneración propuestos, el caudal requerido no está disponible durante todo el año. Por ejemplo, supongamos que se necesitan 200 lt/s del mismo río del ejemplo, el cual tiene las características de caudal mostradas en el hidrograma.

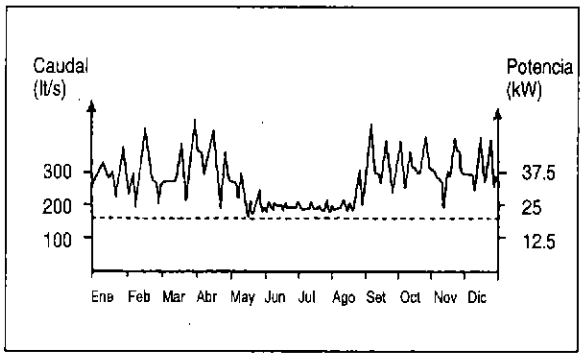


Fig. 1.7 Hidrograma simple.

En este caso la energía está disponible sólo 9 meses al año. Parecería que el factor de planta nunca sería mayor que 9/12 = 0.75 aún si toda la potencia fuese consumida. En el ejemplo 1.2, el factor de planta más alto alcanzable es 1 y se encuentra que es difícil alcanzar un factor de planta económicamente viable si la central no es operable durante 3 meses del año debido a la falta de agua. Por ejemplo, si el factor de planta de 0.5 se alcanza cuando la planta está trabajando, el no operar por 3 meses reducirá el factor a (9/12) x 0.5 = 0.38.

En realidad, es posible instalar una turbina que continúe operando cuando el caudal se reduce. Este tipo de turbina es conocida como una turbina de "caudal variable", opuesta a la turbina de "caudal fijo". Por lo general, una turbina de caudal variable es más cara, pero a menudo vale la pena porque por lo menos se puede generar algo de energía durante los períodos bajos de caudal del año. Ejemplos de tales turbinas son las turbinas Pelton de chorros múltiples y las de flujo transversal con paletas de regulación que se describen en el capítulo 4. En el ejemplo considerado aquí, una turbina con buena eficiencia a "cargas parciales" puede producir 25 kW con 200 lt/s durante los nueve meses lluviosos y 20 kW con 160 lt/s durante los tres meses secos. Como resultado el máximo factor de planta alcanzable sería de: (9/12) + (3/12) x (20/25) = 0.95. Si el factor de planta durante los nueve meses lluviosos es 0.5, entonces el factor de planta total no se reduce del todo ante esta situación.

El hidrograma muestra como varía el caudal a través del año y también podemos ver en cuántos meses al año se excede un cierto caudal (por ejemplo, en el ejemplo anterior se excede de 200 lt/s en nueve meses). Esta misma información se presenta a menudo en la "curva de excedencia" o "curva de duración de caudales" (CDC) del río. El hidrograma se convierte en una CDC en una forma simple, tomando todos los requisitos de caudal de muchos años y colocando los valores más altos al lado izquierdo y los valores más bajos progresivamente al lado derecho.

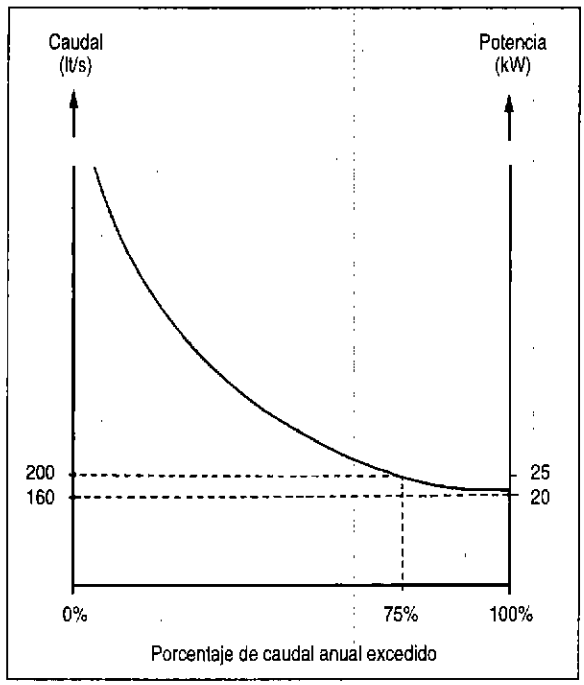


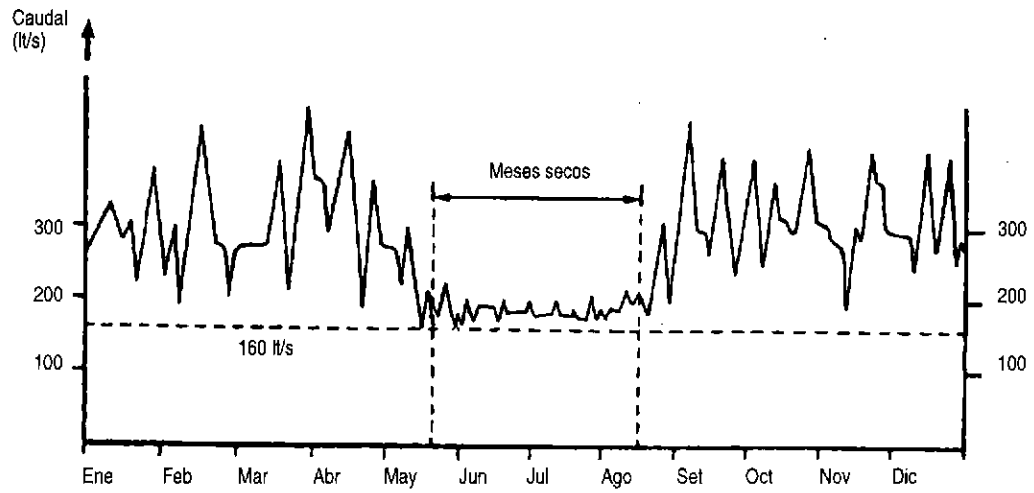
Fig. 1.8: Curva de duración de caudal (CDC).
Nótese que la potencia obtenida de los diferentes caudales se puede mostrar en el mismo gráfico.

La CDC es útil porque la energía correspondiente al caudal puede ser superpuesta sobre la curva, de modo que es posible obtener la cantidad de tiempo del año en que se puede obtener ciertos niveles de energía. Esta curva constituye una poderosa herramienta de planeamiento que permite seleccionar adecuadamente el tamaño de la turbina, el comportamiento de ésta con caudales variables y, además, una indicación de las limitaciones del factor de planta como resultado de la selección de un tamaño particular de turbina.

Ejemplo 1.2 Factor de planta: Equiparando suministro de potencia y demanda

Un cierto sistema de microhidrogeneración suministrará energía a un pueblo para fines de iluminación eléctrica y molienda de grano.

Existe también un cierto interés en la carga de baterías y tareas en cocinas por acumulación de calor. El salto disponible es de 25 metros. El caudal del río varía a lo largo del año según el hidrograma mostrado:



Ud. estima que la demanda de iluminación crecerá dentro de cuatro años a 20 kW en total, en el período de 6 pm a 12 pm a lo largo del año. El posible molinero le informa que desea operar su molino entre 8 a.m. y 4 p.m. todos los días. Él espera tener suficiente producción como para justificar la compra de una máquina de 12 kW, pero está llano a escuchar su consejo si Ud. piensa que sólo hay potencia como para una máquina de 6 kW. La carga de baterías requerirá de sólo 1 kW de potencia. Se estima que sólo 10 de los pobladores están dispuestos a adquirir cocinas de acumulación de calor que necesitan 200 vatios cada una.

Los pobladores son paralelamente agricultores y le dicen que el agua del río también se usará para irrigación durante 3 meses de la estación seca. Un grupo de agricultores intenta irrigar 400 Has. y cada hectárea requiere de 5 m^3 de agua por día (lo que cubre las pérdidas de evaporación). Ud. espera que la demanda de irrigación se duplicará dentro de 4 años. ¿Existe suficiente agua para satisfacer esta demanda y al mismo tiempo las demandas correspondientes a iluminación y molienda?

Los pobladores ya han considerado adquirir un motor diesel para la molienda y generación. El posible financiador del proyecto sabe que esto les costará alrededor de $0.08 por kWh de energía. ¿El sistema de hidroenergía es una mejor opción financiera para los pobladores? Asuma que el sistema costará $4,000 por año para pagar el capital requerido para su instalación.

Usted puede responder las preguntas planteadas y opinar sobre la factibilidad de la propuesta siguiendo estas etapas:

1. Decida sobre la prioridad que dará al uso del agua.
2. Considere cómo se comporta la variación de la demanda de agua a través del año en relación a la disponibilidad de agua. Para esto prepare un gráfico de demanda/suministro para un año típico.
3. Prepare un gráfico demanda/suministro para un día típico.
4. Calcule el factor de planta considerando sólo las dos cargas primarias, iluminación y molienda.
5. Calcule el factor de planta con la adición de cocinas de acumulación y cargas de baterías.
6. Considere posibles salidas de servicio y modifique el factor de planta. Considere cómo evitar la salida de servicio.
7. Compare con la opción alternativa de un grupo diesel generador/molino calculando el costo de la energía (ver sección 1.7)

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 1.2 (Continuación)

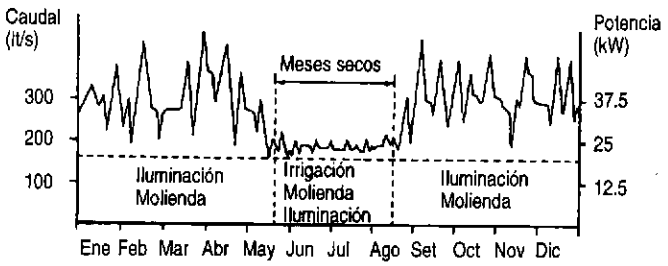
Solución de cada paso:

1. **Prioridades:** Por lo general, la irrigación tiene primera prioridad dado que es básica para la agricultura y la seguridad económica del pueblo.

   A continuación la molienda y la iluminación tienen las mayores prioridades.

   La molienda es generalmente más importante ya que es un servicio valorable y consigue ingresos que ayudan a la viabilidad financiera del sistema (los ingresos también reducen en forma efectiva las tarifas de iluminación). En este caso Ud. puede decidir que la carga de baterías tiene la siguiente prioridad, después de la iluminación doméstica, pues permite a un sector más amplio de la población tener acceso a la electricidad. Cocinar con acumulación será la última prioridad ya que se estima que muy poca gente podrá adquirir cocinas eléctricas de acumulación.

2. **Gráfico anual:** La demanda de agua y la disponibilidad de agua se muestran en el hidrograma convirtiéndolos en un gráfico de demanda/suministro anual.



   Este gráfico representa la conclusión de varios cálculos:

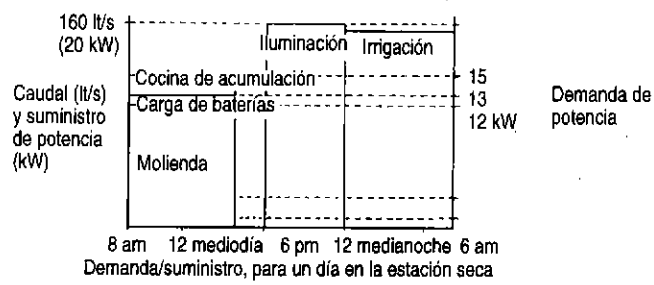
   El estudio hidrológico en este caso consiste en la obtención del hidrograma de caudales promedio, y en la observación de que es improbable que el caudal descienda por debajo de los 160 lt/s. La ecuación de potencia nos da:

$$P_{neta} = h_{disp} \times Q \times 10 \times \eta_o = 25 \times 0.16 \times 10 \times 0.5 = 20 \text{ kW}$$

   Este muestra que una turbina de 20 kW podría cubrir la demanda de iluminación de 20 kW a lo largo del año donde se necesite iluminación entre las 6 p.m. y 12 p.m. Si la molienda se realiza entre 8 a.m. y 4 p.m., el mejor momento para la irrigación será por la noche, entre 12 p.m. y 8 a.m., un período de 8 horas. ¿Habrá suficiente agua para irrigar durante las noches? El caudal será de 0.16 m^3/s, el cual para un período de 8 horas arroja un caudal total de 0.16 x 3600 x 8 = 4608 m^3 de agua.

   El caudal diario de agua requerido para irrigación es 400 x 5 x 2 (para permitir un crecimiento en la demanda de irrigación) = 4000 m^3 por día.

3. **Diagrama diario:** El gráfico de demanda/suministro para un típico día de la estación seca se muestra a continuación.



Demanda/suministro, para un día en la estación seca

   El gráfico muestra que la demanda total para la irrigación se alcanza por la noche. El molinero puede, por lo tanto, instalar una máquina de 12 kW, y la carga total de iluminación se puede cumplir aún en la estación seca cuando el agua se necesita para irrigación. Los 3 kW extras necesarios para la cocina de acumulación y la carga de baterías pueden ser suministrados durante las horas de molienda, pero la turbina no puede suministrar los 3 kW entre las 4 p.m. y las 6 p.m. Esto se debe a que la eficiencia a carga parcial del sistema será reducido. Es posible conectar una carga balastro artificial (o probablemente algunas cargas de iluminación) para permitir que el sistema opere eficientemente con pequeñas demandas entre las 4 p.m. y las 6 p.m. Esto sería aplicable también para la carga de baterías y cocinas de acumulación por la noche durante los nueve meses secos del año, cuando no se requiere irrigación . Se puede dibujar un diagrama similar diario para la estación de lluvias.

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 1.2 (Continuación)

4. **Cálculo del factor de planta de las cargas primarias:**

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

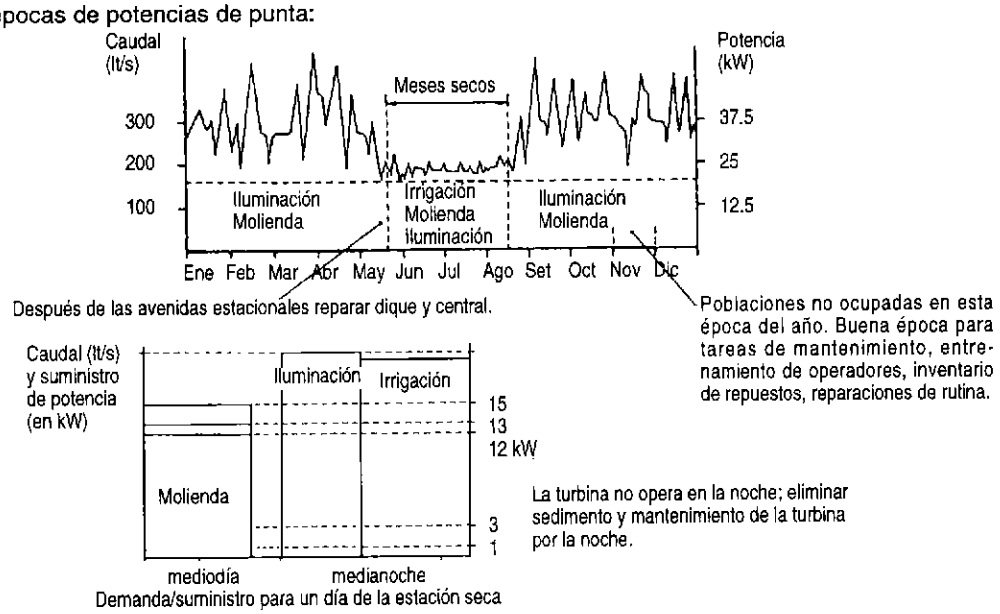
5. **Adicionando las cargas secundarias:** El factor de planta durante los tres meses secos no aumentará mucho por las cargas secundarias y estas no pueden ser usadas en condiciones en que el tiempo está restringido. No calcule el factor de planta a base de cargas inciertas como estas.

   Pero para los 9 meses del año, si no se usa un balastro adecuado para mantener la eficiencia del sistema, la cocina de acumulación consumiría 2 kW continuamente y la carga de baterías consumiría un promedio de 0.5 kW, asumiendo que la unidad de carga se usa sólo la mitad del tiempo disponible. Calculando el factor de planta sobre una base anual se tiene:

$$\text{Factor de planta} = 0.45 + \frac{2.5 \text{ kW} \times 9 \text{ meses}}{20 \text{ kW} \times 12 \text{ meses}} = 0.45 + 0.09 = 0.54$$

   Nótese que si los pobladores deben adquirir y usar más cocinas de acumulación, y usan energía hidráulica que de otro modo se desperdiciaría en la noche durante los nueve meses lluviosos, el factor de planta podría aumentar significativamente.

6. **Salida de servicio:** Los factores de planta calculados arriba son ideales. En la práctica, la maquinaria hidráulica puede salir fuera de servicio por uno o dos meses cada año debido a dificultades en obtener un diagnóstico de fallas, reparaciones completas, pedido de repuestos, entrega y ajustes. Aun en operaciones rutinarias, tales como la limpieza del sedimento de los canales, se producirá una salida de servicio con la consecuente reducción del factor de planta. Nótese que los gráficos de demanda/suministro se pueden usar para planear el mantenimiento y evitar así salidas de servicio durante las épocas de potencias de punta:



   Un estimado aproximado en la salida de servicio basado en un planeamiento muy bueno de O + M, será de un mes por año. Desde que esto equivale a 1/12 del año, el factor de planta es aproximadamente 1/12 menos que el calculado:

$$\text{Factor de planta} = 0.54 \times 11/12 = 0.5$$

7. **Costo unitario de la energía:** (ver sección 1.6) Asumiendo un 10% del costo anual de capital para costos de operación y mantenimiento en el año, y sabiendo que el costo anual del capital es $4,000:

$$\text{Costo unitario} = \frac{C_{\text{anual}} + (O + M)}{P_{\text{instalada}} \times 8760 \times FP} = \frac{4000 + (0.1 \times 4000)}{20 + 8760 \times 0.5} = 0.05 \text{ \$/kWh}$$

   Esto permite una comparación útil con el costo de un grupo diesel de 0.08 $/kWh.

1.5.1 Factores de carga y de planta

El término "factor de carga" a veces se toma erradamente como si fuese lo mismo que el "factor de planta" tal como lo definimos aquí. Cuando se planea un sistema de suministro de energía (y cuando se idea un sistema de tarifas) Ud. puede encontrar que es muy útil usar el término "factor de carga" en un sentido correcto:

Factor de carga:

$$= \frac{\text{Energía total usada por los consumidores}}{\text{Capacidad total de energía conectada a los consumidores}}$$

En el ejemplo desarrollado en el texto, sólo 25 casas de un total de 50 están conectadas en los primeros cinco años. Si todas ellas tuviesen las luces prendidas por seis horas cada día, entonces la energía total usada cada día será:

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

La capacidad total de energía conectada a los hogares (para la "carga" que es iluminación eléctrica) será:

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

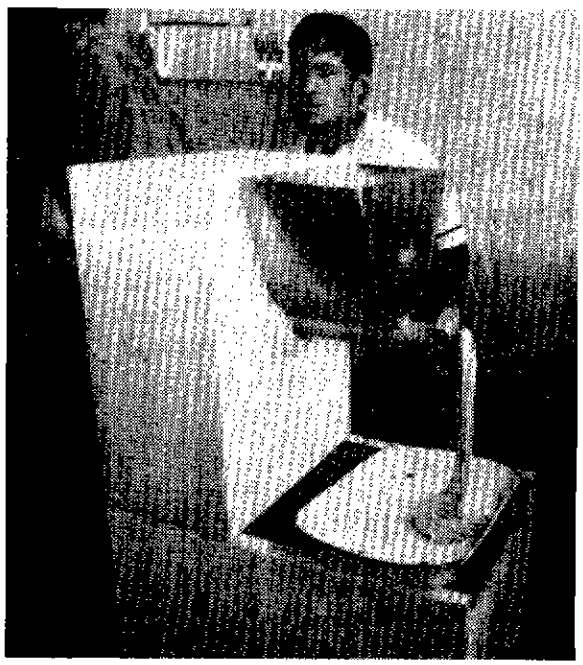
Por lo tanto, el factor de carga será de 30/120 = 0.25 durante los primeros cinco años, si todas las luces estuviesen prendidas siempre por 6 horas cada día. (Se reduce si alguno de los consumidores apaga las luces por algún tiempo.)

Nótese que el factor de planta para el mismo período es la mitad (0.125). El factor de carga considera las características de la conducta de consumo y el consumo promedio de energía por casa. No hay necesidad de usar esta definición convencional de factor de carga en el planeamiento de microcentrales, excepto en ocasiones cuando se planea una estructura de tarifas donde puede ser un concepto útil. Un concepto similar -el "factor de diversificación"- también es útil cuando se dimensiona generadores (ver capítulo 7).

Foto 1.9: La carga de baterías es a menudo la manera más práctica de distribuir la energía de las microcentrales a las casas rurales para iluminación y comunicaciones. (Sri Lanka)

Foto 1.8: Esta turbina acciona un eje que transfiere potencia a una peladora, un extractor de aceite y otros artefactos, incluyendo un pequeño generador eléctrico. La electricidad es generada sólo por las noches cuando los molinos están fuera de uso. (Nepal)

Foto 1.10: La energía de la microhidrogeneración puede usarse en la industria del procesamiento de alimentos en áreas rurales. (Perú)



1.6

Costo unitario de la energía

El primer aspecto que necesitamos conocer sobre un sistema hidroenergético es si la electricidad que produce es más barata o más cara que la electricidad producida por otros medios. Por ejemplo, si los pobladores compran electricidad de la red, les puede costar $0.04 por kWh. Esto es "el costo unitario de energía" de la red de electricidad. El kWh es una unidad de energía y su cálculo es simple:

Energía = Potencia x período de uso de la potencia

kWh = Potencia en kW x hr de uso de la potencia

Energía en kW consumida:

= 6 (hr por día) x 365 (días al año)
x 0.2 (kW por poblador) x 25

= 10950 kWh al año

Para saber si los pobladores están mejor o peor con la hidroelectricidad, se debe calcular el costo unitario de la energía.

Supongamos que el banco recibe $,2000 anuales por la devolución del préstamo. Esto viene a ser el costo anual (C_{anual}) del capital gastado en instalar la microcentral. Se espera que el sistema debe gastar $200 anuales en los salarios de los operadores y en costos de reparación; estos son los costos anuales de "operación y mantenimiento" (O + M).

El costo total anual es entonces: C_{anual} + (O + M) = $2,200 (ver capítulo 10 para calcular costos anuales partiendo del costo de capital).

Costo unitario de la energía:

$$= \frac{\text{Costo anual total}}{\text{Energía consumida útil por año}}$$

$$= \frac{\text{Costo anual total}}{\text{Potencia usada x período en que se usa la energía}}$$

La energía consumida útil anual depende del factor de planta (FP) y de la capacidad de la potencia instalada (P instalada). Un año tiene 8760 hr.

Costo unitario de la energía:

$$= \frac{C_{anual} + (O + M)}{P_{instalada} \times 8760 \times FP}$$

Si en el ejemplo anterior, el factor de planta esperado en los primeros cinco años de operación es 0.125, ¿cuál es el costo unitario de la energía?

Costo unitario de la energía:

$$= \frac{2000 + (200)}{10 \text{ kW} \times 8760 \times 0.125} = 0.2 \text{ \$/kWh}$$

En los siguientes cinco años, el factor de planta se eleva a 0.25:

Costo unitario de la energía:

$$= \frac{2000 + (200)}{10 \text{ kW} \times 8760 \times 0.25} = 0.1 \text{ \$/kWh}$$

Este cálculo muestra que el esquema de microcentral considerado suministra energía muy cara en comparación a aquella sumistrada por la red. Se necesita un factor de planta mucho más alto para obtener un costo comparable. En este caso un factor de planta de 0.6 produciría electricidad a 0.04 $/kWh. Una manera de incrementar el factor de planta es introducir una carga durante el día tal como un molino de granos o cocinas de acumulación.

La comparación en este caso puede no ser muy real dado que el costo de la electricidad de la red puede estar subsidiado.

La comparación de los costos unitarios de energía es una manera de calificar la viabilidad financiera de un sistema hidráulico. El capítulo 10 presenta otros métodos.

Foto 1.11: La cocina eléctrica es una de las aplicaciones de la energía hidráulica en Nepal. Estas cocinas fabricadas localmente consumen menos de 200 W y pueden usarse directamente para cocinar o para precalentar agua durante la noche.

1.7

Decisiones de costo-beneficio

Los costos de un sistema microhidroenergético se ubican dentro de dos grandes categorías: costos de capital y costos corrientes. Un típico cuadro de costos se presenta en el ejemplo 1.3. El cuadro incluye un cálculo del costo unitario de energía, ya que esta es la manera de incluir los costos corrientes y obtener así un indicador financiero del sistema fácil de comprender.

Los costos de un sistema de microhidrogeneración varían de un lugar a otro. El ejemplo 1.3 no debe tomarse como representativo de otros esquemas. La variación de costos dentro de un sistema sigue a menudo un patrón en una región particular (fig. 1.9); no obstante, también puede variar ampliamente dentro de una región.

El cuadro de costos 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, usted necesita de alguna experiencia en un país particular o en una localidad específica y a menudo suele surgir un patrón. Es muy útil incluir esas observaciones a fin de descubrir el patrón. Esto lo ayudará a concentrar su atención en los componentes que ocasionan las mayores diferencias en el comportamiento, los beneficios y el éxito económico.

Resulta muy claro, por ejemplo, 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 eléctrica. Como ingeniero diseñador, es posible que usted se vea ante la opción de pasarse algunos días revisando el diseño de la línea de transmisión o igualmente planificando un factor de planta más alto. Es probable que realizar una de aquellas tareas no le deje tiempo para la otra. Es importante prestar atención a las tareas de diseño que producen un alto retorno. Esto viene a ser una decisión de costo/beneficio.

En la sección anterior vimos 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. El costo de O + M, como se indica en el ejemplo 1.3, es relativamente bajo (sólo el 12% del costo total) y su contribución al beneficio es muy alto. Esto significa que O + M es un área muy sensible y el ingeniero diseñador 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 ejemplo ellos cuestan sólo 3% del costo total de capital, pero los beneficios que resultan de una pequeña inversión extra -por ejemplo un estudio energético más largo o un estudio hidrológico- pueden ser muy grandes.

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 a administradores locales para implementar un sistema de tarifas y un sistema de O + M. Pueden también haber gastos legales, si el sistema debe ser administrado por una compañía privada de reciente formación o por una compañía colectiva.

En resumen, el análisis de costo-beneficio es una parte importante del trabajo de un ingeniero de micro hidrogeneración.

- Mantenga registros de cuadros de costos.
- Incluya observaciones de costo-beneficio.
- Concentre su trabajo donde el potencial de reducción de costos sea el más grande.
- Concentre su trabajo donde los beneficios sean más altos (O + M, factor de planta)

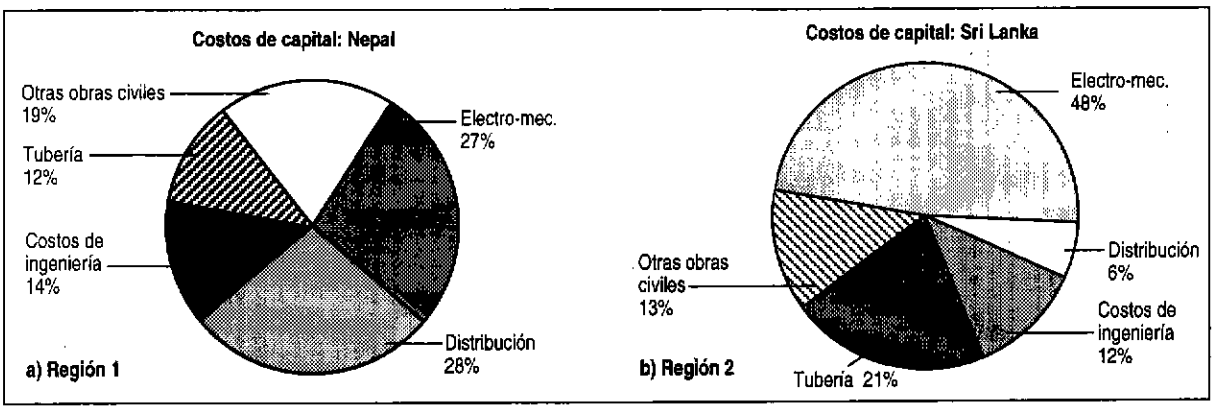


Fig. 1.9: Distribución de costos para diferentes regiones.

En la Región 2 debe estudiarse las formas de ahorro en costos de distribución y en la Región 1, en componentes electromecánicos.

Ejemplo 1.3 — Cuadro de costos

Costo de capital (sistema de 60 kW)	Costo $	Proporción del costo total	Contribución a los beneficios
1. Planeamiento/diseño Ingeniería, estudio de energía, estudio hidrológico, estudio del lugar, informe de pre-factibilidad, informe de factibilidad, gastos de supervisión, gastos de comisión, manuales de entrenamiento.	4 000	3%	Alto
2. Administración y finanzas Formación de institución, obtención de fondos, aspecto legal y seguros, entrenamiento para administración.	2 000	1%	Alto
3. Tubería de presión	37 000	27%	Mediano
4. Otras obras civiles	35 000	25%	Mediano
5. Equipo electro mecánico Turbina, generador, tableros, otros.	36 000	26%	
6. Distribución de la electricidad Líneas de transmisión conexiones domésticas.	12 000	9%	
7. Instrumentación	3 000	2%	
8. Contingencias	10 000	7%	
Costo total de capital	139 000	100%	
Costos corrientes			
1. Costos anuales fijos (O + M) Salarios (personal O + M) comité de administración (O + M), inspección especializada, mantenimiento, otros.	2 000/año	6%	Alto
2. 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/año	3%	Alto
3. Contingencias	Permisible hasta 1 000/año	3%	
Estimado de costos corrientes totales al año (O + M)	4 000	12%	Alto
Costos de capital expresados como costo anual (C_{anual})*	28 000/año	88%	
Costos anuales totales $= C_{anual} + (O + M)$ $= 28\,000 + 4000$	32 000	100%	
Factor de planta	0.4		Muy alto

$$\text{Costos unitarios de energía} = \frac{C_{anual} + (O + M)}{P_{instalada} \times 8\,760 \times FP} = \frac{28\,000 + 4\,000}{60 \times 8\,760 \times 0.4} = 0.15\ \$/kWh$$

$$\text{Costo por kW instalado} = \frac{139\,000}{60} = 2\,300\ \$/kW$$

* Ver capítulo 10 para una explicación de cómo se calcula el C_{anual}. Depende del descuento de las tasas de interés. En este caso la vida del sistema se asume de 9 años y la tasa de descuento se asume como 15%.

1.8

Capacidad y estudio de demanda

Asumiremos en esta sección que se propone un nuevo sistema de suministro de energía para una comunidad rural, tal como un pueblo de entre 10 y 100 casas. El consejo dado aquí es sólo un pensamiento preliminar sobre el caso; se necesita una preparación muy cuidadosa antes de emprender el estudio.

Se requiere de éste para establecer si el sistema será administrado eficientemente dentro de los próximos 15 años o más. La administración eficiente dependerá de la capacidad local y experiencia acumulada en aspectos tales como: organización de la recaudación de tarifas, mantenimiento de la contabilidad financiera, solución de conflictos, distribución de los beneficios de bienestar, etc. El propósito principal del estudio es evaluar esta capacidad; de sus resultados dependerá cuál es la asistencia que se necesita para elevarla al nivel requerido.

En segundo lugar, el estudio establecerá cuál es la demanda existente para una nueva fuente de energía; cuánto se necesita, dónde se necesita, en qué forma se necesita (¿energía mecánica, calor o electricidad?), y si existe un interés genuino y capacidad para pagar por el nuevo suministro propuesto. También se estudiará los métodos por los cuales el nuevo suministro de energía traerá beneficios a la gente más necesitada del pueblo y se deberá exponer las desventajas del nuevo sistema (por ejemplo: pérdida de puestos de trabajo).

Una vez que el estudio se ha terminado, se puede emitir un informe que cubra los aspectos listados en la Nota 1.2, que son esenciales para el planeamiento técnico así como para el planeamiento operacional. Por ejemplo, se necesitará un mapa o un esquema del pueblo para diseñar las líneas de transmisión eléctricas; así mismo se necesitarán los diagramas de demanda para seleccionar el tamaño de la turbina y el generador, como se muestra en la sección 1.5.

Cuando se recolecta la información, no es recomendable preparar cuestionarios formales. En lugar de eso, prepare algunas listas de verificación siguiendo las pautas dadas en la nota 1.3. Use esas listas al final de discusiones libres e informales con la mayor cantidad posible de pobladores. A esto se le llama una "entrevista abierta" (o entrevista cualitativa) y puede ser más efectiva porque permite a la persona entrevistada expresar asuntos a su manera. Es posible dirigir una discusión informal sobre temas que a usted le interesan, pero no espere obtener una determinada respuesta que se encuentre dentro de un rango de alternativas predeterminadas. Haga anotaciones durante la conversación, y prepare el momento y lugar adecuado para la entrevista. (Por ejemplo, una conversación inesperada en la calle puede ser la mejor manera de entrevistar mujeres y niños, que realizarla dentro de las formalidades de una casa.) Después de la conversación, escriba una nota de todos los puntos importantes siguiendo su lista.

Foto 1.12: Las discusiones externas con los pobladores durante las etapas iniciales del planeamiento proveen una base para una administración , operación y mantenimiento exitosos de un sistema de microhidrogeneración. La formulación completa de los acuerdos sobre subsidios, las estructuras tarifarias y los sistemas de contabilidad financiera deben ser presentados antes de que empiece la construcción. (Sri Lanka)

Es muy fácil llegar a una visión parcializada de la demanda de energía, la que refleja el interés de sólo un grupo de pobladores. A menudo, la mayoría de personas mayores de una casa o de un negocio del pueblo conversarán con usted, pero sus aspiraciones o necesidades pueden ser diferentes de las de sus hijos, o de sus nietos. Las entrevistas deben ser realizadas con todos los tipos de personas; por ello es muy importante identificarlos (punto 2 de la nota 1.2). A menudo algunas personas pueden parecer no estar dispuestas o se les puede describir como muy enfermas o muy viejas. Esas personas pueden ser los miembros más pobres de la comunidad y su encuesta será incompleta si se les deja de lado. El error más común es no considerar a las mujeres y los niños debido a que los hombres son quienes se presentan a responder en las entrevistas. Esta tendencia hará que su encuesta sea inefectiva, más aún sin valor, debido a que en la práctica son las mujeres las que realizan las tareas más importantes: cuidado de los niños, procesamiento agrícola, cocina, siembra, etc. Ellas pueden tener respuestas más precisas a la mayoría de las preguntas acerca del costo del combustible, de problemas asociados con el uso de diferentes combustibles, de las necesidades de los niños en los próximos cinco años, etc. Haga de las mujeres la primera prioridad.

Nota 1.2 — Capacidad y estudio de demanda

El estudio terminará en un informe que cubrirá los siguientes tópicos:

1. Un mapa o croquis del pueblo mostrando las distancias y posiciones de todas las casas, y de posibles actividades futuras tanto comerciales como productivas.
2. Un resumen de los diferentes tipos de personas del pueblo con comentarios de cómo los sistemas propuestos pueden afectar a su seguridad económica y oportunidades en el futuro.
3. Un resumen de las diferentes instituciones, organizaciones, líderes de negocios o miembros sobresalientes del pueblo que pueden ayudar a organizar la financiación, mantenimiento y operación de los nuevos sistemas. Este resumen debe incluir descripciones de experiencias pasadas en la organización de la financiación y actividades colectivas.
4. Una descripción completa de los sistemas de irrigación actuales y su administración y planes futuros de irrigación, así como un informe completo de cómo esperan los pobladores que la energía hidráulica afecte sus planes de irrigación.

   ¿Existen actualmente métodos de contabilidad, mantenimiento de maquinaria, etc.?
5. Un diagnóstico de la capacidad de organización local o individual para administrar un sistema complejo incluyendo financiación, distribución de bienestar, operación y mantenimiento de maquinaria.
6. Notas de entrevistas a personas e instituciones con respuestas a preguntas tales como aquellas planteadas en la nota 1.3. Una apreciación de los diferentes tipos de personas en cuanto a disposición y habilidad para pagar por el sistema propuesto (por ejemplo a través de tarifas de electricidad). Proyección hacia la demanda futura (cinco o diez años a partir de la fecha).
7. La cantidad de energía requerida, para qué se usa (uso doméstico y/o negocios productivos tales como molienda de granos) y cuándo se necesita. Esto se debe presentar en la forma de diagramas de demanda diaria y anual como se muestra en el ejemplo 1.2. Es esencial que esos diagramas sean trazados para los niveles de demanda futura. Puede resultar muy sabio diseñar los sistemas hidráulicos para la demanda futura más que para la demanda actual.
8. Una descripción de nuevos artefactos que puedan hacer uso de la fuente de energía (por ejemplo: cocinas, equipos de expulsión de aceite) y cómo pueden ser adquiridos y operados y cómo las ganancias por su uso deben ser recaudadas y empleadas.
9. Un diagnóstico de la posibilidad de distribución de un beneficio efectivo y prolongado, a partir del sistema, para los miembros más pobres de la comunidad.
10. Cuando sea apropiado, proponer algunas precondiciones organizacionales para elevar la capacidad a niveles requeridos (por ejemplo: formación de un comité de supervisión involucrando agencias locales y personal de banco y una provisión para el entrenamiento en contabilidad, administración, operación y mantenimiento de maquinaria). Tales acciones tendrían lugar en niveles específicos de logros que serían monitoreados a través de proyectos pilotos más pequeños, antes de la instalación del sistema hidráulico completo.
11. Un plan para un sistema de administración, explicando cómo las ganancias y tarifas serían recaudadas y acumuladas, cómo gastar, cómo se deberá organizar la operación y mantenimiento, y planes de contingencias para acomodarse a las posibles dificultades futuras.

Nota 1.3 Lista de control de la entrevista–Algunas ideas– Capacidad y estudio

1. Tipos de personas

Identificar tipos de personas y estimar su número.

Una lista como esta deberá usarse para verificar las entrevistas que se han realizado con todo tipo de poblador, para evitar favoritismos.

- Hombres con granjas, hombres sin granjas.
- Mujeres sin ingresos efectivos, mujeres con ingresos efectivos.
- Niños, promedio por casa.
- Gente mayor.
- Gente con desventajas (minusválidos, enfermos crónicos, subempleados, desempleados, desnutridos).
- Miembros de comunidades religiosas.
- Gente que vive en el pueblo sólo una parte del año y visitantes.
- Profesionales del exterior (por ejemplo, maestros de escuela, funcionarios del gobierno).
- Gente con trabajo fuera del pueblo.
- ¿Cómo será la distribución del cambio de tipo de personas en los próximos cinco o diez años?

2. Instituciones

Haga una lista para verificar que usted está considerando todas las instituciones posibles que pueden tener la capacidad para administrar un sistema hidráulico. Anote sus actividades y sus integrantes.

- Negocios privados.
- Sociedades.
- Bancos locales.
- Oficinas del gobierno y anexos.
- Organizaciones voluntarias.
- Comunidades religiosas.
- Fabricación local de maquinaria, etc.
- Para cada uno de los puntos anteriores, anote capacidades y experiencias en particular, habilidades (por ejemplo: bienestar, contabilidad, mantenimiento de maquinaria).

3. Fuentes de energía

¿Qué tipos de combustible se usan (madera, kerosene, estiércol, etc.)?

Para cada tipo especial de combustible:

- ¿Existe un suministro regular y fácil, o hay escasez por épocas?
- ¿Cuál es su costo en términos de ingreso laboral (por ejemplo: a pie, y acarreo manual), inconvenientes (consumo de tiempo), pagos al contado.
- Si se tuviera que reemplazar por otro combustible como la electricidad, qué inconvenientes originaría esto (por ejemplo: la recolección del combustible es también una oportunidad útil para otros asuntos, conversar con los vecinos, pastorear animales, recolectar plantas medicinales, etc.; el uso de combustible puede tener beneficios colaterales como el caso del humo de la madera que ayuda a ahuyentar insectos).
- ¿Cuáles son las dificultades en el uso de este combustible? (problemas de salud, riesgo de accidentes, etc.)
- ¿Cuáles son los beneficios del uso de este combustible (por ejemplo: el fuego de la madera produce altas temperaturas para combatir el frío).

El futuro

Regresando a aquellas preguntas, ¿respondería usted del mismo modo si pensase en los cinco o diez años venideros?

- ¿Qué posibilidad hay de una conexión a la red y cuán pronto?
- ¿Cuánto costaría la conexión a la red y cómo organizaría el pueblo la financiación?

Continúa en la pág. siguiente

Nota 1.3 (Continuación)

4. Organización del pueblo	- ¿Hay algunas organizaciones, por ejemplo, actividades amplias en la escuela o en los templos, una sociedad de bienestar del pueblo, una guardería infantil, una asociación de agricultores, un negocio, un proyecto gubernamental? - ¿Pagan los pobladores por esto? ¿Reciben dinero de ellas? ¿Cómo se realiza la contabilidad? ¿Están abiertas a la inspección? - ¿Podría una de esas organizaciones expandir sus actividades para administrar finanzas y trabajo remunerado para un sistema de electrificación del pueblo? - ¿Se usaría el sistema para beneficio de todos o sólo de algunas personas? ¿Cómo se recaudarían las tarifas de electricidad y cómo se llevaría la contabilidad? - ¿Por cuánto tiempo tendría que trabajar la organización más adecuada? - ¿Ha habido problemas?
El futuro	- ¿Es probable que la organización deje de operar pronto, o abandone el área?
5. Hogares e individuos	- Tamaño del hogar, número de ocupantes, edades, etc. - Ingresos en efectivo, comida doméstica, ingresos en productos. - Cantidad de tierra cultivable, ganado, herramientas. - Interés por una nueva fuente de energía (por ejemplo, suministro de electricidad). - ¿Posee usted artefactos eléctricos? ¿Cuáles? - Si no es así, ¿sabe su costo? - ¿Le causaría problemas conseguir el dinero para comprarlos? - ¿Esperaría algunos años antes de comprar artefactos? - ¿Cuánto podría usted pagar mensualmente por el suministro de electricidad (lo suficiente como para un radio/TV y dos luces)? De no ser así, ¿cómo gastaría Ud. el dinero? - ¿Cuál es la máxima cantidad que usted puede pagar? - ¿Consideraría usted como buena opción una batería si costase menos que una conexión a su casa? - ¿Se cambiaría de casa si fuese la única manera de conseguir electricidad? ¿Existe algún lugar cercano al generador donde se le permita construir? - ¿Piensan las mujeres de diferente manera? - ¿Piensan los mayores de diferente manera? Si es así, ¿por qué? - ¿Es buena idea para las mujeres el tener luz eléctrica y TV? ¿Instalaría usted luz en la cocina?
El futuro	- ¿Serán estas cosas diferentes dentro de cinco o diez años? (por ejemplo: los niños desearán electricidad mucho más que nosotros ahora; habrá más dinero disponible para pagar tarifas más altas). - ¿Causará el nuevo sistema divisiones y conflictos en el pueblo, si no todos obtienen el suministro de electricidad? ¿O esto es normal en otras actividades, por ejemplo, en la irrigación? - ¿Qué métodos podrían usarse para evitar dificultades?

Continúa en la pág. siguiente

Nota 1.3 (Continuación)

6. Empresarios y funcionarios	Considere actividades pasadas y presentes (por ejemplo, un negocio, una propiedad colectiva de un sistema de suministro de agua, un tractor o un sistema de irrigación): - Describa métodos usados para mantener registros de mantenimiento de maquinaria y mantenga los registros de finanzas. - ¿Se recaudan tarifas? ¿Existen métodos para incluir a la gente menos pudiente del pueblo? ¿Cómo se financian los beneficios del bienestar? - ¿Qué problemas se han encontrado? ¿Cómo se han resuelto los conflictos en el pasado? - ¿Quién organizaría aquí un suministro de electricidad? ¿Quién emplearía a los operadores y dispondría el entrenamiento? - ¿Quién llevaría la contabilidad y aseguraría que el stock de repuestos esté verificado y al día? ¿Cómo se recaudarían las tarifas? ¿Un comité de funcionarios externos supervisaría las actividades? ¿Aseguraría la organización de un servicio de electricidad y beneficios para los pobladores pobres así como para los agricultores exitosos y profesionales? ¿Cómo podría hacerse esto? Considerando un negocio basado en la hidroenergía: - ¿Qué actividades de negocios propone? (por ejemplo: molienda de granos, torneado de madera, molienda de caucho). - ¿Cuál es el mercado para el producto y cómo asegurarlo? ¿Prestaría un banco la financiación para empezar? - ¿Cuánta energía (transmisión mecánica directa de la turbina y/o electricidad del generador) sería necesaria, cuántas horas diarias y en qué estaciones del año? - ¿Cuánto pagaría el negocio por el suministro de energía? - ¿Entraría el negocio en conflicto con otros intereses? (por ejemplo, algunos pobladores perderían sus trabajos, o algún negocio de un pueblo vecino perdería su mercado). - ¿Se beneficiarían algunos de los pobladores menos pudientes a través del acceso a servicios y productos? - ¿Generará el negocio suficiente ganancia para un fondo hidroenergético de modo que las tarifas de electricidad puedan ser reducidas a niveles de fácil pago por los meses pendientes? - ¿Qué comité de supervisión puede formarse para asegurar un acceso equitativo a los beneficios de la hidroenergía?
El futuro	Se mantendrán las medidas propuestas por un buen tiempo? - ¿Cómo se controlará el acceso equitativo? - ¿Qué acciones correctivas podrían tomarse si ocurriesen conflictos o si los beneficios de la hidroenergía se hacen cada vez menos accesibles a la mayoría de los pobladores o si los procedimientos de mantenimiento y operación no trabajan bien? - Volviendo a todas las preguntas anteriores, ¿cómo variarían sus respuestas dentro de cinco o diez años?
7. Otros pueblos y modelos de sistema	- Identifique sistemas similares en los pueblos vecinos. - Tome nota de los estudios hechos sobre demanda y capacidad de otros lugares. - Averigüe cómo han ido las cosas y si hay lecciones que aprender. Incluya estas experiencias en el estudio.

Probablemente usted no estará en condiciones de conversar con todas las personas, de modo que necesitará usar los resultados de sus entrevistas para estimar las necesidades de energía del resto del pueblo.

Asigne en su croquis a cada casa un número y anote en el mapa qué hogares fueron entrevistados; incluya algunos puntos claves para la futura demanda de energía de esos hogares, el nivel de tarifa que pueden pagar y qué tipo de personas (género, edad, nivel de salud) han sido entrevistadas en cada casa. A continuación verifique que sus entrevistas se hayan realizado en una forma geográficamente pareja no debiendo tener muchas entrevistas cerca al centro, cerca al río o en una zona llana, dado que la gente que vive más lejos, distantes del agua o en las colinas, también son miembros de la comunidad. Un descuido en este aspecto puede conducir a error.

Un factor muy importante a considerar es el tiempo. Tome nota de si la población del pueblo crece o decrece y si el nuevo sistema incentivará el crecimiento de la demanda. Si usted no está seguro de cómo serán las cosas dentro de 5 ó 10 años, entonces diseñe para una demanda presente y haga previsiones para un posible crecimiento. Por ejemplo, la tubería de presión puede diseñarse para un caudal más alto, mientras que la turbina y el generador pueden ser pequeños, pero posteriormente se pueden vender a otro pueblo y ser reemplazados por unidades más grandes.

La irrigación es un factor muy importante pues afecta al suministro de agua, por ello es parte del estudio hidrológico. Sin embargo, también debemos tener en cuenta que el uso del agua para energía afectará la organización de la irrigación. Asegúrese de entender bien los convenios de irrigación vigentes y cómo se administran, y asegúrese de que las implicancias del uso de la energía hidráulica sean completamente entendidas por cualquiera que esté involucrado con los convenios de irrigación actuales.

Las preguntas relacionadas con las capacidades organizacionales deben ser planteadas junto con las preguntas relacionadas con la demanda de energía. Mucha información útil sobre las capacidades se puede obtener de las entrevistas directas a los pobladores, para lo cual se puede emplear una parte de la lista de verificaciones de la nota 1.3, de acuerdo a un criterio propio.

La información que usted obtenga sobre capacidades es la más importante de todas. Debe usarse para evaluar la necesidad de la "formación de una institución". Por ejemplo, usted puede decidir después de realizar la encuesta que el nuevo sistema de energía debe posponerse por un año o dos, hasta que ciertos principios financieros, contables y de organización sean bien entendidos y practicados. Una postergación como ésta, de uno a dos años, puede hacer la diferencia en el largo plazo entre un sistema exitoso y uno que fracase. Así se tiene la ventaja de ganar tiempo no sólo de organizar, sino también de realizar una revisión cuidadosa del estudio hidrológico y de los requerimientos de irrigación. Es siempre mejor explicar desde el principio mismo de las discusiones que el sistema no se construirá hasta dentro de dos años, evitándose así una desilusión por una necesaria postergación.

1.9

Informes de factibilidad

La siguiente lista de títulos es apropiada tanto para los estudios de pre-factibilidad como de factibilidad. Cada sección debería ser breve, entre media y dos páginas (toda la información detallada y cálculos deberían colocarse en los apéndices, los que pueden ser más grandes). Siempre que sea posible, utilice tablas, gráficos y esquemas para ahorrar palabras.

Nunca se debe omitir un título por el simple hecho de que no se ha realizado un trabajo suficiente sobre el tópico en cuestión. Por ejemplo, puede no estar claro qué es lo que quiere decir el título "Medidas para la Administración", con el número 10b, , lo cual puede tentar a retirarlo. Es mucho mejor mantener el título en su lugar y escribir "no se ha llegado a conclusiones, hasta ahora, sobre las medidas para reforzar la capacidad de administración, por ejemplo, a través de un plan piloto o a través de un entrenamiento especializado".

El informe de factibilidad viene a ser, entonces, un documento abierto al cual otras personas pueden contribuir. En este ejemplo, el presunto financiador puede leer esta sección y recomendar un estudio por parte de un especialista, que constituirá una mejor salida que si el sistema se realiza y posteriormente experimenta problemas derivados de dificultades administrativas. La misma estrategia se debe tomar para los otros títulos (tal como el número 4: "Opciones de suministro de energía"). Incluya siempre estos títulos aún si usted no dispone de inmediato de tiempo, dinero o acceso a especialistas para cubrir el tópico; escriba la verdad cualquiera que ella sea: "Datos insuficientes" o "No completamente investigados, estimados a ojo de buen cubero indican que...".

Hay algunos tópicos que nunca deben dejarse de estudiar, por ejemplo: el tópico 9 de O + M, el de la sección 10a de la Estructura de Administración y la sección 6 sobre potencial hidráulico. Es más, deben ser estudiados completamente.

En la nota 1.4 se presenta una lista de sugerencias sobre los títulos.

Nota 1.4 — Informes de factibilidad – Títulos

1a. Resumen	Presente brevemente todas las conclusiones importantes alcanzadas en el informe. Incluya solicitudes de financiamiento. Establezca si las necesidades de financiación son o no típicas o excepcionales y si pertenecen a una política general para financiación de sistemas en la región. Incluya una comparación económica con otras opciones energéticas.
1b. Ilustraciones claves	Por ejemplo, un simple mapa esquemático de las casas del pueblo y posibles líneas de transmisión, diagramas de ubicación de turbinas, generador, cargas, etc..
2. Demanda de energía	Resuma los resultados de sus estudios de capacidad y demanda, concentrándose en los perfiles de demanda de energía diarios y estacionales. Incluya gráficos simples. Estime también las tendencias de demanda futura para un mínimo de 15 a 20 años.
3. Demanda de agua	Estudie la posible competencia en el uso del agua en actividades como riego, agua potable y otros. Discuta el tema con los miembros de la comunidad y las autoridades locales competentes.
4. Opciones de suministro de energía	Presentar un breve estudio y tablas de costos de varias opciones energéticas. Comente sobre las tendencias futuras en el suministro de combustibles. Los costos comparativos de las fuentes de energía que son alternativas a la hidráulica (o que pueden ser usados como fuentes auxiliares en combinación con la hidráulica), por ejemplo, solar fotovoltaica, solar térmica, viento, biogas, 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
5. Capacidad de administración	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.
6. Potencial hidráulico	Esta sección contiene dos elementos claves sobre el estudio de factibilidad: un hidrograma como en la figura 1.7 y una curva de duración de caudal (CDC) como en la figura 1.8. El hidrograma debe mostrar las demandas de agua de irrigación y otros no energéticos. También se puede presentar una tabla de excedencia que pueda reemplazar al CDC. En los casos en que haya necesidad de trabajar a caudales parciales, se debe analizar el efecto sobre la capacidad de la planta.
7. Diseño de la MCH	Esta sección se subdivide en los componentes de obras civiles, tubería de presión, equipo electromecánico, distribución y uso de la energía. Para cada componente seleccionar materiales acorde a la disponibilidad y con las necesidades de un mantenimiento simple.
8. Factor de planta: Comparación del suministro y la demanda	Calcule el factor de planta y discuta las tendencias futuras. Discutir sobre el posible crecimiento de la demanda por: expansión urbana, instalación de nuevos servicios (educación, salud, etc.) y usos productivos.
9. Operación y mantenimiento	Describa los requerimientos para entrenamiento, por ejemplo, traducción del documento al lenguaje local, visitas a fabricantes de equipos, cursos de reforzamiento, entrenamiento futuro de nuevos operadores reclutados. Todos los aspectos de O + M deben ser costeados (por ejemplo, repuestos, partes, entrenamiento y traducciones). Evite el uso de equipos experimentales y en el caso de utilizar turbinas o generadores usados, considere los costos de rehabilitación.

Continúa en la pág. siguiente

Nota 1.4 (Continuación)

10a. Estructura de la administración	¿Cómo se realizarán los procedimientos de O + M y el uso integrado del agua? ¿Quién paga a los operadores reclutados? ¿Cómo se sostiene el fondo de O + M, quién lleva la contabilidad y visitas al banco? ¿Cómo se resolverán los intereses en conflicto en la hidrogeneración e irrigación durante las épocas de sequía? Estos ejemplos están simplificados en los casos de propiedad privada; pero deben elaborarse cuidadosamente en los casos de responsabilidad colectiva.
10b. Provisiones de administración	Analice este tópico con un especialista experimentado en proyectos de desarrollo rural (por ejemplo, suministro de agua, asistencia en la agricultura y otros sistemas en el área). Establezca qué técnicas de administración pueden estar faltando y cómo podría ayudar el entrenamiento. Considere los beneficios de posponer el inicio de la construcción, mientras se forma un comité de administración, y establezca procedimientos tales como contabilidad, doble verificación, estructura de tarifas, entrenamiento en O + M, planes de contingencia. Considere idealmente estas técnicas alrededor de un proyecto piloto, tal como un generador diesel o una instalación hidráulica más pequeña (la cual puede ser portátil y capaz de usarse posteriormente donde se le necesite), o un accionamiento con un motor diesel para un artefacto pensado eventualmente para la energía hidráulica.
10c. Costos de mantenimiento	Aunque la organización de la administración esté resuelta, se requerirá una financiación, por ejemplo, un sistema piloto, costos de entrenamiento, un sueldo para un administrador a tiempo completo o un incentivo de ganancias para un propietario privado. Incluya estos costos en su análisis financiero bajo el rubro O + M.
11. Plan de operaciones	Incluya el primer año de operación durante el cual se requerirá todavía un control y un entrenamiento de O + M.
12. Análisis de costos	Preparar una hoja de costos como en el ejemplo 1.3. Incluya costos corrientes, contingencias, factor de planta y costos unitarios de energía (u otros indicadores económicos comparativos). Otros detalles de costos se pueden dar bajo cada título de la hoja de costos, en hojas extras. (Datos de costos).
13. Ingresos	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. Considerar la venta de servicios como cargado de baterías, molienda, etc.
14. Bienestar	Comentar sobre el potencial del sistema de hidrogeneración para incrementar la seguridad del pueblo como un todo, introduciendo nuevos puestos de trabajo y trayendo beneficios a los miembros de la comunidad. Comente también sobre posibles pérdidas de puestos de trabajo debido a la sustitución de servicios existentes.
15a. Estructura tarifaria	Frecuentemente, en los sistemas de electrificación de pueblos es posible presentar un análisis financiero comprensible bajo la forma de una propuesta de tarifa. Las tarifas son precios pagados por las familias y los empresarios por el uso de la electricidad. Las cantidades pagadas se calculan a partir de rubros tales como el pago de préstamos, costos de O + M y fondos de bienestar. Un pedido de donación o subsidio se puede hacer a base de ese cálculo de tarifas, el cual está basado en un análisis de flujo de caja (capítulo 10). Establezca en esta sección si la estructura de la tarifa ha sido discutida con los pobladores y si existe acuerdo en principio. Indique cómo esta estructura tarifaria concuerda con lo encontrado en el estudio de capacidad y demanda. ¿Refleja la estructura de tarifa la buena disposición y capacidad de todos los pobladores para pagar por el sistema? ¿Se responde al consejo práctico de la mayoría de los pobladores?

Continúa en la pág. siguiente

Nota 1.4 (Continuación)

15b. Análisis financiero	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?
15c. Fuentes de financiamiento	Analizar las fuentes de financiamiento, tomando en cuenta el costo del capital, tiempos de retorno, etc. pueden considerarse pedidos para un subsidio o donación que cubra un porcentaje de la inversión
16. Viabilidad socioeconómica	Saque cuidadosamente conclusiones de los aspectos vistos anteriormente sobre viabilidad financiera, capacidad de administración, planes de O + M y realice comentarios sobre factores que puedan afectar la operatividad.
17. Monitoreo de planes de contingencia	Describa cómo las estructuras propuestas deberán ser monitoreadas y qué 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.

Foto 1.13: Dentro de las industrias rurales, la industria textil puede beneficiarse de la energía hidráulica.

Foto 1.14: Una importante fuente de ganancias para las microcentrales hidráulicas es la provisión del servicio de carga de baterías para iluminación doméstica. (Sri Lanka)

Referencias Bibliográficas:

1. FRITZ, J.F., "Small and hydropower systems", McGraw-Hill, London, 1984
2. HOLLAND, R.E., "Micro-hydro electric power", IT Publications, 1983
3. INVERSIN, ALLEN, "Micro-hidropower sourcebook", NRECA International Foundation, Washington, 1986
4. MEIER, U., "Local experiences with micro-hydro technology", SKAT, Switzerland, 1981
5. QUAYLE, J.P., "Kempe's engineers year book", Morgan-Grampian Book Publishing Co. Ltda., London

Evaluación del recurso hidroenergético

2

Luego de haber hecho la estimación de la demanda, el siguiente paso consiste en hacer una evaluación del potencial de generación de energía en la zona, tratando de que la casa de fuerza se encuentre lo más próxima posible a la carga a servir.

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

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

En la primera parte de este capítulo se describen algunos métodos sencillos para medir el salto y el caudal en ríos o canales. En la segunda parte se presenta el método de NRECA para la evaluación hidrológica de una cuenca. Dicho método se centra principalmente en el análisis de datos hidrométricos (aforos) y en la evapotranspiración para predecir el caudal a lo largo del año.

2.1

Medición del salto

Los mapas con curvas de nivel sirven para hacer una primera estimación del salto disponible y pueden utilizarse para estudios de prefactibilidad de microcentrales hidroeléctricas (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. Por lo general, 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 (p. e. si las tres mediciones realizadas son demasiado discordantes).

Como se puede apreciar en la tabla 2.1, existen varios métodos para medir el salto o caída. En esta tabla se incluyen también algunas observaciones sobre la precisión y otros detalles de cada método.

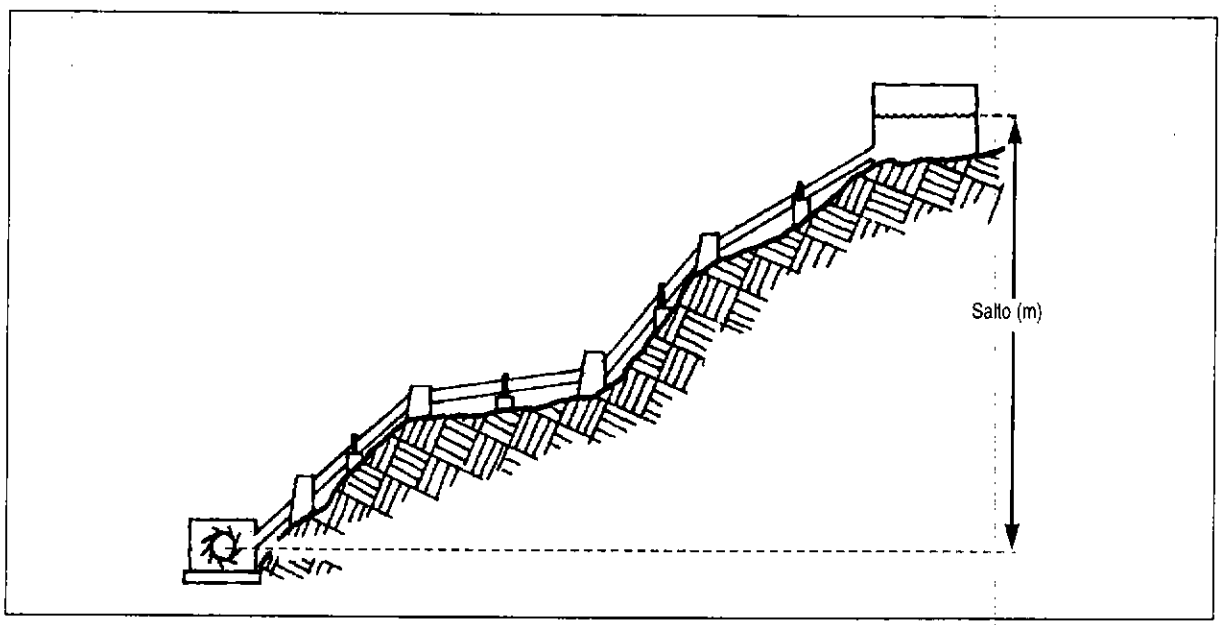


Fig. 2.1: El concepto de salto o caída.

Tabla 2.1 **Comparación de técnicas**

Método	Ventajas y limitaciones	Precisión	Observación
Manguera de nivelación	Agotador para caídas altas. Rápido para pequeñas caídas.	Aprox. 5%	Es recomendable hacerlo entre dos personas.
Manguera y manómetro	Rápido, seguro. Da la posibilidad de medir la longitud de la tubería de presión a la vez. Peso: ligero. Costo: bajo.	(< 5%)	Calibrar instrumentos.
Nivel de carpintero y tablas	Inapropiado para pendientes suaves y largas. Lento.	Aprox. 5% en pendientes pronunciadas. Poca precisión en pendientes suaves. (1:10) (10-20%)	Usar sólo para caídas muy pequeñas cuando no se dispone de otro método.
Altímetro	Usado en caídas altas y medianas (> 40 m) 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.
Nivel de ingeniero	Rápido. Costo: alto.	Muy buena.	No es bueno en lugares con demasiados árboles.
Mapa	Sólo para caídas altas. No necesita viajar al lugar. Peso: liviano. Costo: bajo.	Aceptable para prefactibilidad.	Se necesita destreza para leer planos.

2.1.1 Método de manguera de nivelación

Es recomendado especialmente para lugares con pequeños saltos; es económico, razonablemente preciso y poco propenso a errores. En la fig. 2.2 (a y b) se muestra el principio del método. Se recomienda eliminar las burbujas ya que podrían llevar a errores. Es necesario realizar dos o tres pruebas separadas para estar seguros de que los resultados finales sean correctos y confiables. De ser posible, hay que confrontar los resultados usando otros métodos.

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

Procedimiento

(Ver figuras 2.2.a, 2.2.b y 2.2.c)

1. Asumiendo que empieza en la posición de la futura cámara de carga, sostenga la manguera mientras su asistente camina cuesta abajo hasta que sus ojos estén alrededor del nivel de sus pies. El debe mantener el extremo de la manguera llena de agua levantada a la altura de su cabeza. Usted nivele la manguera con lo que sería el nivel del agua en la futura cámara de carga. Su asistente coloca la varilla o listón de madera graduada en posición vertical y registra el nivel de agua en su extremo (fig. 2.2.b).
2. Su asistente escogerá además una posición para B1. Mientras él permanece en la misma posición, Ud. puede caminar bajando la cuesta y colocar la varilla en la posición 2. Llenar la hoja de datos tal como se muestra en la figura 2.2.c y sumar las alturas H_1, H_2, etc., para obtener la altura bruta.
3. Si el suelo no tiene una pendiente definida sino que sube y baja, siga el mismo principio pero sustraiga las mediciones apropiadas.
4. Una alternativa a la varilla graduada es usar la distancia de los pies a los ojos de una persona como altura de referencia. Esto es efectivo en muchas situaciones. Si la caída está por encima de los 60 m., la precisión requiere estar sólo dentro de la mitad de la altura de una persona (alrededor de 1.5 m.).

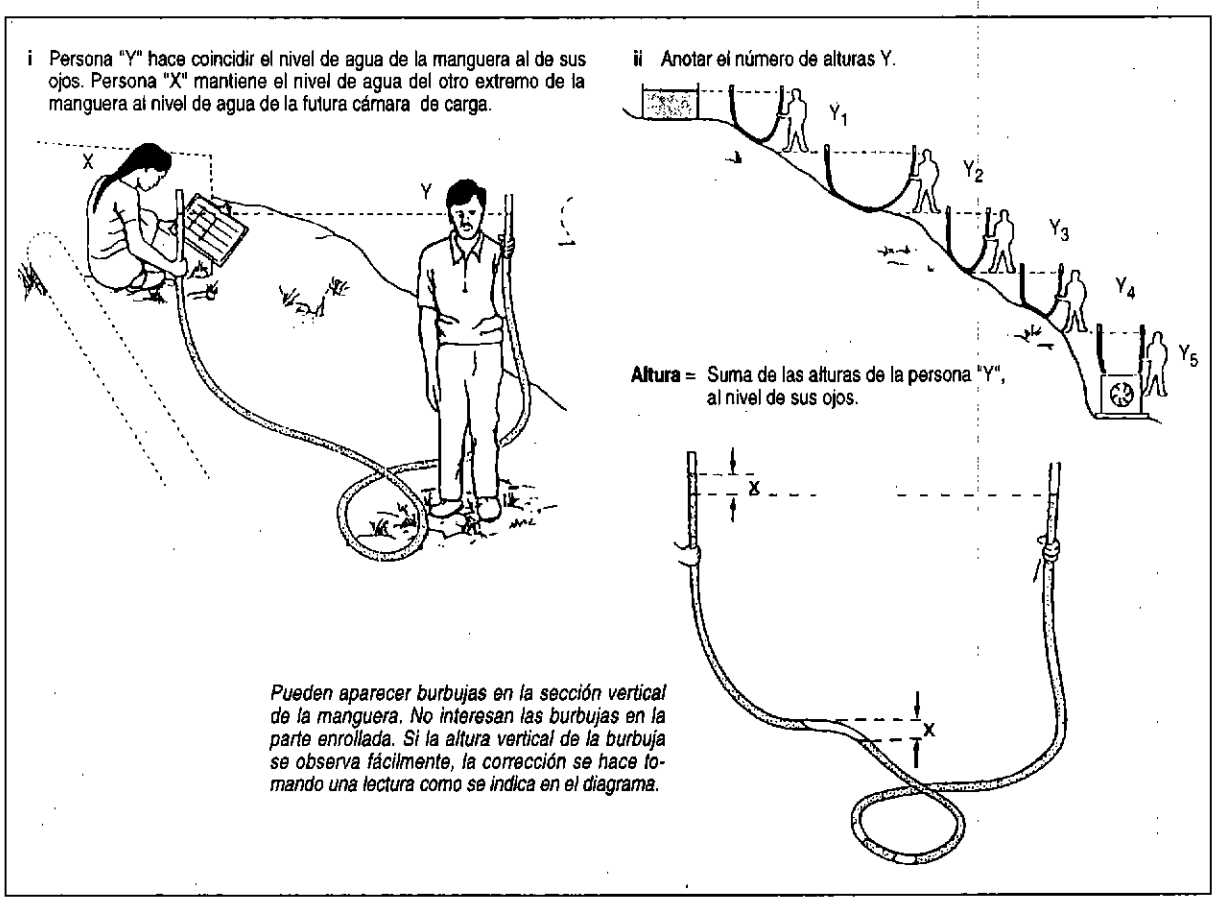


Fig. 2.2.a: Midiendo el salto con una manguera de nivel usando la altura de una persona.
La altura del hombre de referencia se calcula midiendo desde los pies hasta el nivel de los ojos.

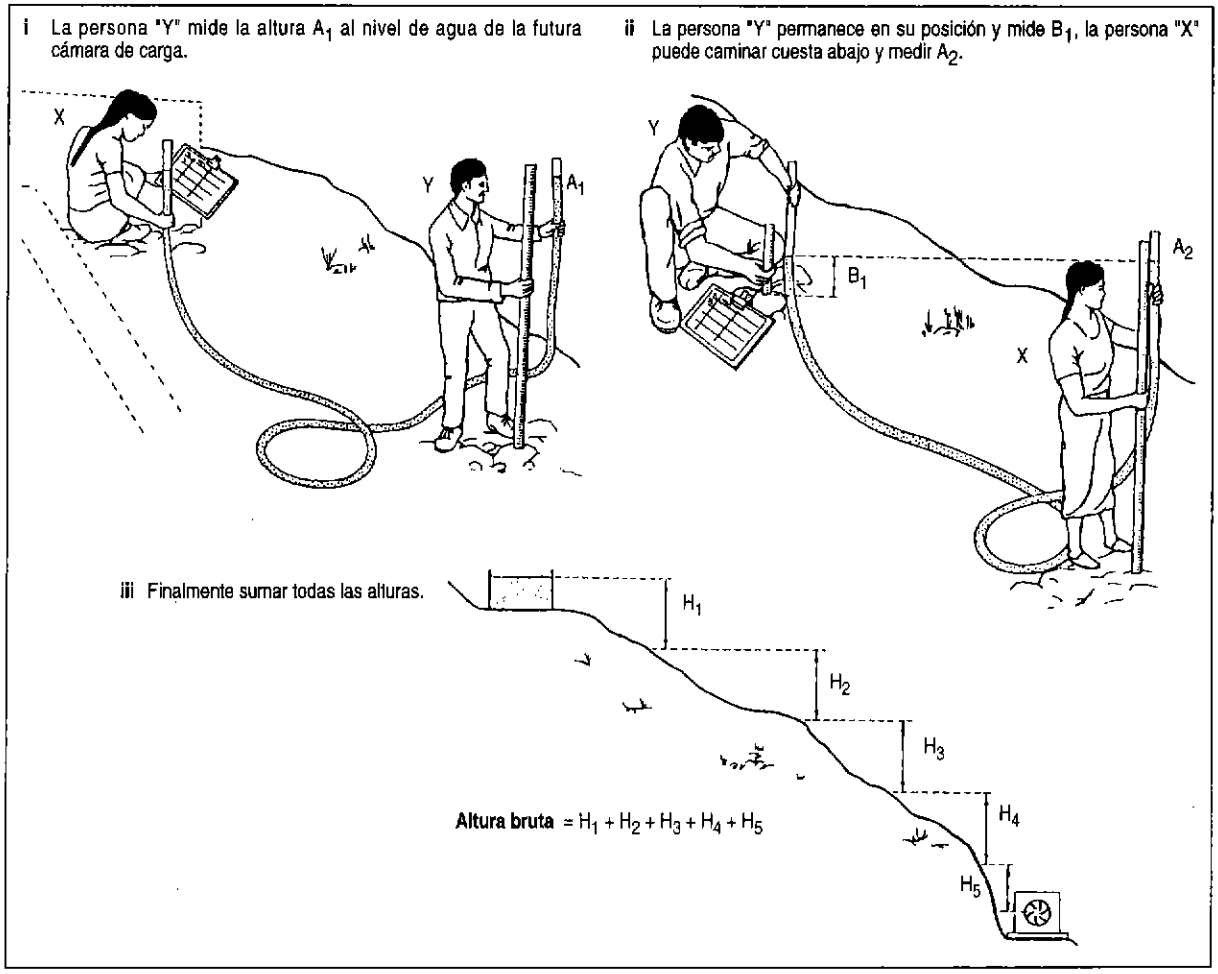


Fig. 2.2.b: Midiendo el salto con una manguera de nivel usando una varilla graduada.

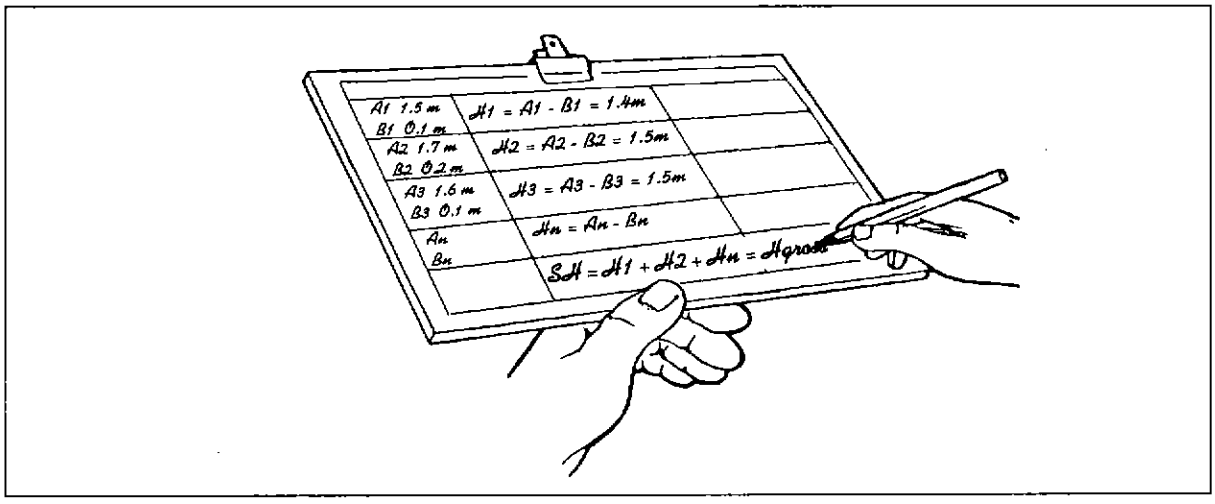


Fig. 2.2.c: Ejemplo de hoja para toma de medidas y suma para la altura bruta.

Equipo

- Una Manguera de nylon de 4 a 10 mm de diámetro, transparente o con extremos transparentes. Llénela con agua antes de ascender (fig 2.2.a).
- Dos listones graduados, con marcas al decímetro o centímetro son suficientes. También puede pegarse una cinta métrica de acero en los listones de madera o usar un solo listón graduado con una marca fija (fig. 2.2.b).
- Hoja de papel y lápiz tal como se muestra en la figura 2.2.c.

2.1.2 Método de manguera y manómetro

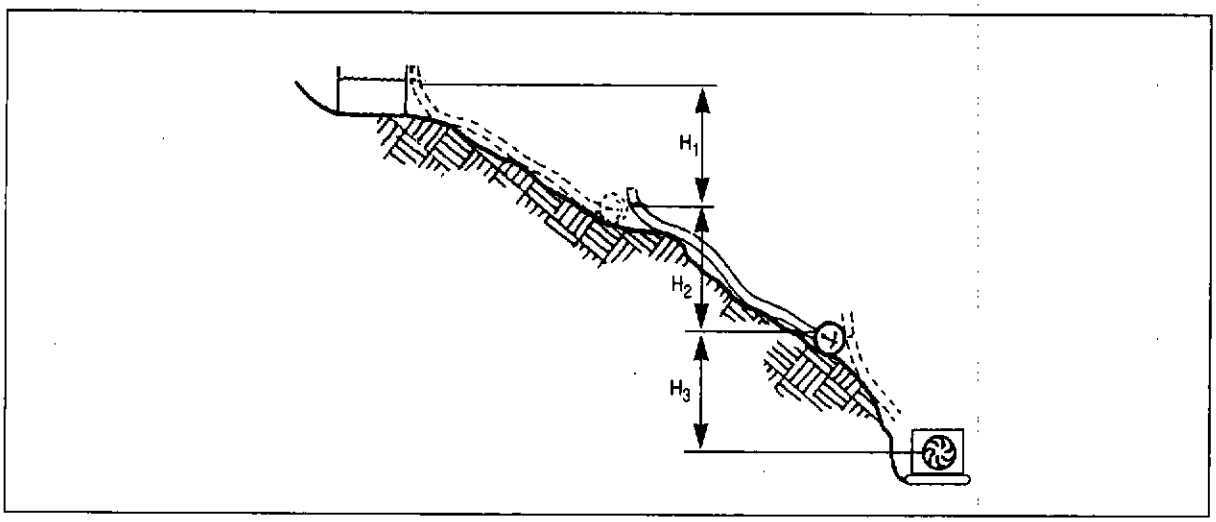


Fig. 2.3: Medición del salto usando una manguera y un manómetro.

Este es probablemente el mejor de los métodos simples disponibles, pero tiene sus riesgos. Los dos posibles errores son la mala calibración y la presencia de burbujas en la manguera. Para evitar el primer error se deberá calibrar el medidor antes y después de cada prueba en el lugar (ver fig. 2.3). Para evitar el segundo deberá usarse una manguera de plástico transparente que permita ver si existen burbujas para poder eliminarlas. Este método puede ser usado tanto en caídas altas como bajas, pero necesitará manómetros con diferente escala.

Se recomienda utilizar de preferencia mangueras con diámetros entre 6 y 8 mm. Otros más delgados pueden permitir el ingreso de burbujas de aire, mientras que las más gruesas resultan pesadas.

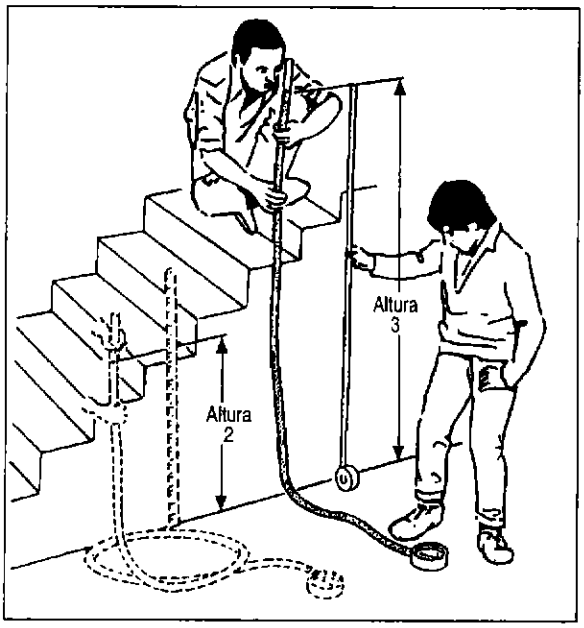


Fig. 2.4: Calibración del manómetro

Equipo

- Manguera plástica transparente

  La manguera debe ser transparente para permitir ver claramente las burbujas atrapadas. El manómetro debe ajustarse bien a la manguera para evitar pérdidas de agua. Mangueras de más de 20 m de longitud son, por lo general, difíciles de transportar cuando están llenas de agua.
- Curva de calibración.

  Siga el procedimiento mostrado en la fig. 2.4.
- Manómetro de presión.
- Hoja de resultados.

Procedimiento

a) **Primero calibre el manómetro.**

b) **Cuando esté tomando las mediciones,** anote cada lectura de la presión en una hoja de papel y conviértala a su verdadera magnitud usando la curva de calibración. Una lectura del medidor en kPa o PSI se puede convertir a una caída en metros por las ecuaciones:

$h(m) = P\,(kPa)/\,9.8$ $\qquad$ $h(m) = P(PSI) \times 0.7045$

c) **Calibración del manómetro**

Use papel milimetrado para hacer la curva de calibración (ver fig. 2.4). Mida cuidadosamente una distancia vertical, posiblemente usando una escalera, las ventanas o el techo de un edificio.

Tome alrededor de cinco lecturas, barriendo en lo posible desde la menor magnitud hasta la máxima. Grafique los resultados en un sistema de coordenadas, una los puntos obtenidos y prolongue la línea obtenida (debe ser una recta).

2.1.3 Método del nivel de carpintero y tablas

En principio, este método es idéntico al de la manguera de nivelación. La diferencia es que la horizontalidad es establecida no por niveles de agua, sino por un nivel de carpintero o de burbuja colocado en una tabla de madera recta y fija. La fig. 2.5 muestra el principio. En pendientes suaves este método es muy lento, pero en pendientes fuertes es apropiado, especialmente si se trata de pequeñas caídas.

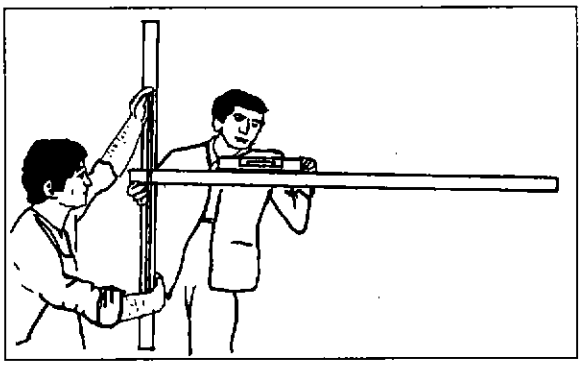


Fig. 2.5: Usando un nivel de carpintero para medir el salto

En el caso de una microcentral, lo más conveniente sería utilizar un solo altímetro, tomar varias medidas durante el día, tanto en el lugar de la cámara de carga como en el de la casa de fuerza, confeccionar una tabla donde se registre la hora y las lecturas del altímetro, luego graficar estos resultados como se muestra en la fig. 2.6, trazar líneas promedio y determinar la diferencia de alturas (salto).

El tiempo que transcurra entre la lectura en la casa de fuerza y la lectura en la cámara de carga para una hora determinada debe ser lo más corto posible.

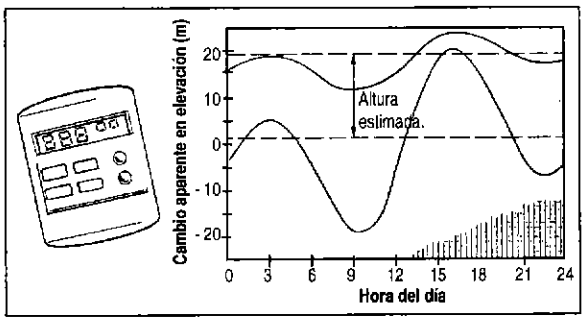


Fig. 2.6: Uso del altímetro para medir el salto.

2.1.4 Método del altímetro

El altímetro es un instrumento de medición fácil de usar pero relativamente costoso. La precisión de los resultados que se obtengan dependen principalmente de la destreza de quien lo emplee. Si se cuenta con mucha experiencia y las mediciones se realizan con cuidado, los resultados serán buenos y válidos para efectuar cálculos de ingeniería. Sin embargo, si ese no fuera el caso, estos sólo servirán como datos referenciales para un estudio preliminar más no así para un estudio de factibilidad, y mucho menos para cálculos de diseño de ingeniería.

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

2.1.5 Método del eclímetro

Para aplicar este método es necesario la participación de dos personas: una persona A usará el eclímetro y una persona B la apoyará. Es recomendable que la talla de ambos sea lo más parecida posible a fin de no incurrir en errores por diferencia de tamaños. No obstante, la búsqueda de tallas similares no debe ser causa de postergación o cancelación de la evaluación del lugar.

Una vez definidas las personas A y B, A tomará el eclímetro en la posición indicada en la fig. 2.7 dirigiendo la línea de mira a los ojos de B. En esta posición deberá graduarse cuidadosamente el ángulo del eclímetro. Luego, hay que medir la distancia entre A y B y registrar la distancia L_1 y el ángulo α_1. Hecha la primera medición, A se desplazará al lugar donde estuvo B en la primera medición, mientras que B se desplazará a una nueva posición para tomar los datos L_2 y α_2 y registrarlos. Después se repite el procedimiento cuantas veces sea necesario.

Tabla 2.2 — **Lecturas en casa de fuerza y cámara de carga**

Hora	8 a.m.	10 a.m.	12 m.	14 p.m.	16 p.m.	18 p.m.
Cámara de carga	3220	3235	3200	3240	3210	3225
Casa de fuerza	3170	3180	3150	3180	3150	3160

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

El cálculo de las alturas parciales se obtiene usando la relación:

$$H_1 = L_1 \cdot \text{Sen}\ \alpha_1$$

Para calcular la altura total o salto, se sumarán las alturas parciales obtenidas previamente.

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

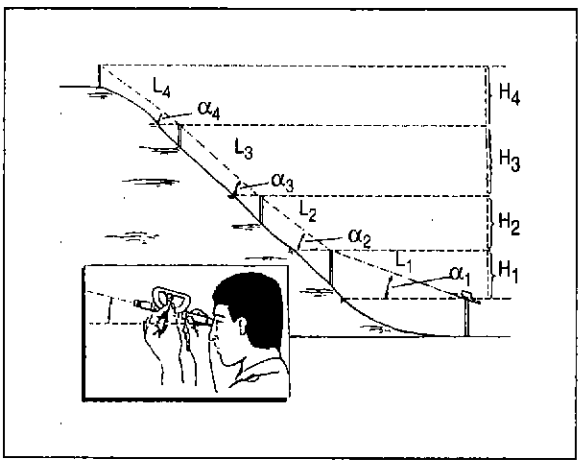


Fig. 2.7: Uso del eclímetro.

2.1.6 Método del nivel de ingeniero

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

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

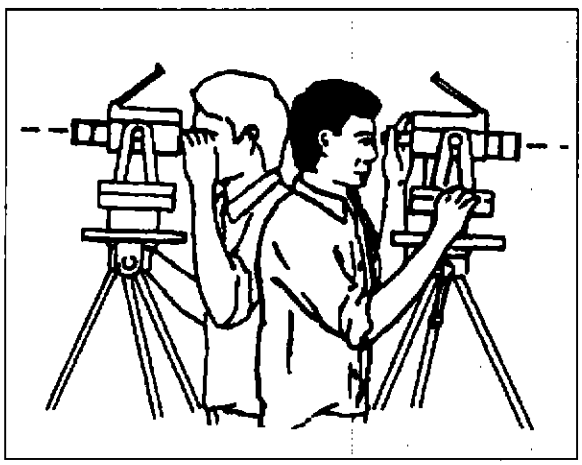


Fig. 2.8: Uso del nivel de ingeniero.

2.2

Medición del caudal

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

Es probable que algunas veces no exista información para hacer un estudio de hidrología, entonces nos veremos forzados a recolectar nuestros propios datos a partir de mediciones instantáneas del caudal. Lo ideal es hacer mediciones a diario, aunque también se usan mediciones semanales y mensuales.

Los métodos de medición de caudal aquí descritos son:

- Método de la solución de la sal.
- Método del recipiente.
- Método del área y velocidad.
- 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.

2.2.1 Método de la solución de la sal

Este método es fácil de usar y bastante preciso. Las mediciones bien efectuadas darán errores menores al 5%, y permiten hacer las estimaciones de potencia y cálculos posteriores.

Este método se basa en el cambio de la conductividad del agua (ohm^{-1} = Siemens) al cambiar el grado de concentración de sal. De este modo, si disolvemos una masa (M) de sal en un balde y vertemos la mezcla en una corriente de agua, dándole el tiempo necesario para diluirse, provocaremos un incremento de la conductividad que puede ser medido, como se explica más adelante, mediante un conductivímetro.

Como podemos imaginar, dicho incremento de la conductividad dura un cierto tiempo y no es uniforme durante ese lapso. Es decir, habrá pequeños incrementos al inicio y al final del paso de la "nube" de sal, mientras que habrá un máximo en una situación intermedia.

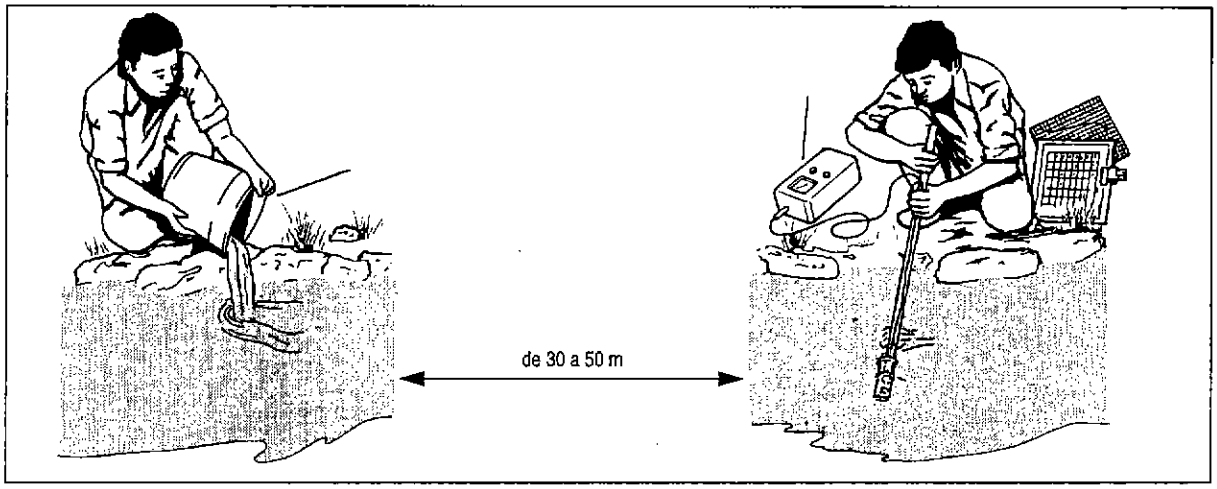


Fig. 2.9: Método de la solución de la sal.

Si hacemos mediciones de conductividad en Siemens(S) o microsiemens (µs) cada lapso corto (p. e. 5 segundos) desde que se inicia el paso de la "nube" de sal hasta el paso total de la misma y luego se grafica conductividad (µs) versus tiempo (t), se encontrará una curva más o menos uniforme de distribución.

Matemáticamente es demostrable que el caudal del río o quebrada en cuestión se puede calcular con la siguiente expresión, que relaciona al caudal con la masa de sal y el área bajo la curva obtenida y corregida por un factor K .

$$Q = KxM/A$$

Donde: Q = caudal (lt/seg)

M = masa de sal (miligramos)

K = factor de conversión [µS/(mgr/lt)]. Como se puede observar, K varía con la temperatura

A = área bajo la curva en µs seg.

Procedimiento

a. Haga indagaciones sobre el caudal aproximado. Resulta conveniente ver el río o quebrada antes de planear las mediciones para llevar las cantidades adecuadas de sal. La recomendación es usar aproximadamente 100 gr de sal por cada 0.10 m^3/s.

b. Tomar una cierta cantidad de sal de mesa y secarla a fin de eliminar el error del peso por humedad. Luego pesar pequeñas cantidades en bolsitas plásticas siguiendo la regla de 100 gr por cada 0.1 m^3/s.

c. Medir la temperatura del agua y registrarla.

d. Escoger un tramo del río o quebrada donde haya una velocidad más o menos uniforme. Evitar los remansos porque estos retardan el paso de la "nube" de sal afectando las medidas.

e. Una persona A disolverá una solución de una primera bolsita de sal en un balde de unos 10 a 12 litros de capacidad y lo llenará con agua hasta no más de 3/4 de su capacidad.

f. Seleccione el lugar de aplicación de la solución y el de la ubicación del medidor de conductividad. La distancia entre ambos puntos puede ir de 30 a 50 metros.

g. Coloque el medidor de conductividad y un reloj con precisión de segundos y prepare su registro para tomar los datos.

h. Ordene la aplicación de la solución y observe el medidor hasta que empiece a elevarse la conductividad.

i. Registre los valores de la conductividad cada 5 segundos.

Foto 2.1: Medidor de conductividad con sensor.

Procesamiento de resultados

a. Graficar conductividad vs. tiempo

b. Calcular el área encerrada por la curva y trazar una línea recta que une la conductividad base (primer punto leído) con el último punto (fig. 2.10).

c. Encontrar el factor de corrección en µs/(mg/lt).

d. Utilizar la expresión Q = K (M/A).

Recomendaciones

a. Si el medidor de conductividad se satura, cambie de escala

b. Si el paso de la "nube" de sal ha sido muy rápido, use una distancia mayor.

c. La solución debe ser lo suficientemente agitada para obtener una buena dilución antes de verter al río.

d. El gráfico resultante debe tener una forma más o menos regular (fig. 2.11.e).

e. Tener cuidado con las unidades al momento de hacer los cálculos.

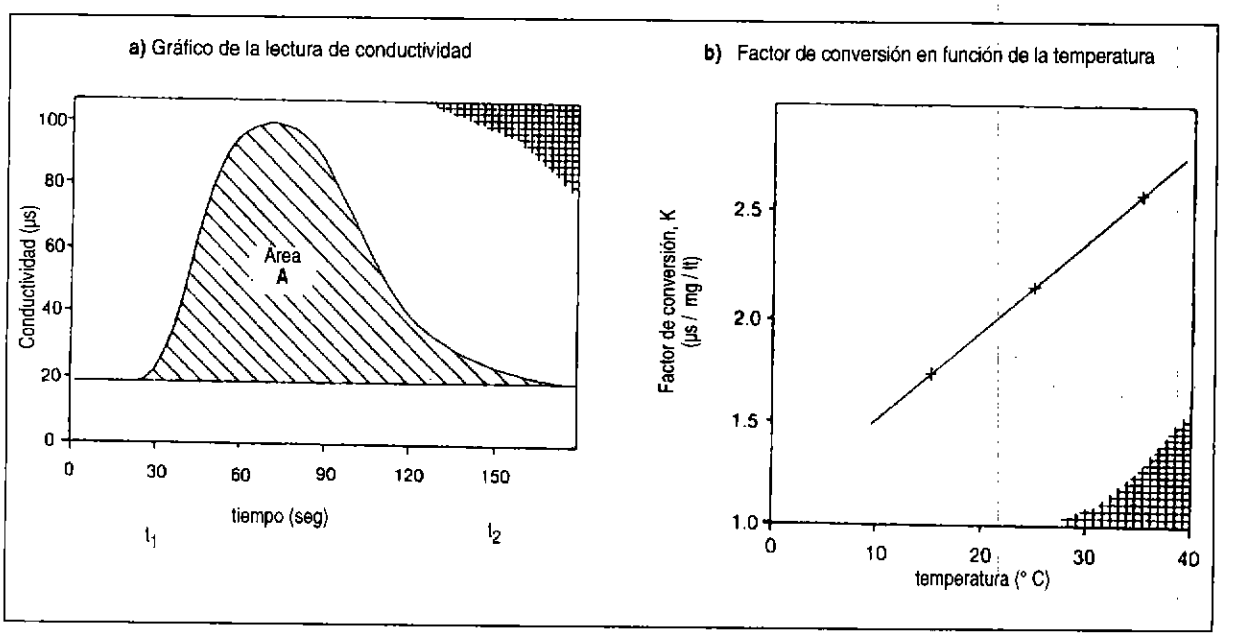


Fig. 2.10: Área bajo la curva y factor de conversión.

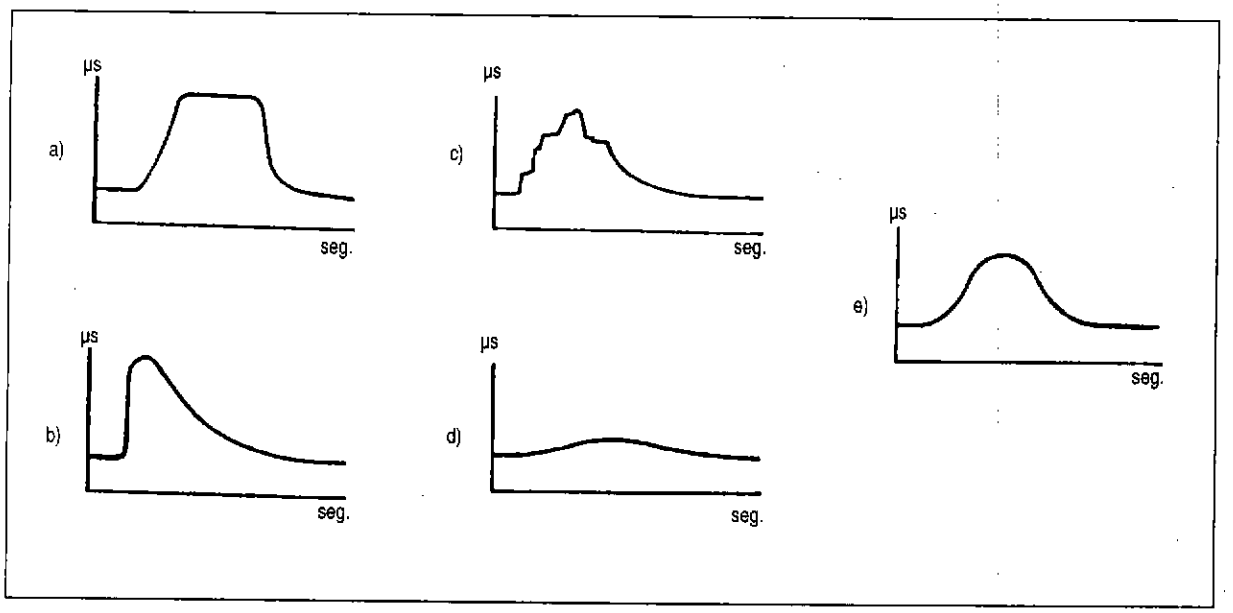


Fig. 2.11: Ejemplo de malas lecturas (a, b, c, d) y de buena lectura (e).

Ejercicio 2.1

Datos:

Cantidad de sal: 100 gr.

Temperatura del agua: 22 °C

El área A está en unidades de (conductividad x tiempo) esto es: µS x seg

Las mediciones están graficadas en la figura 2.10(a). Se elige una de escala conveniente. No se olvide de tomar en cuenta la escala cuando calcule el área.

Resultados:

Aproximadamente hay 145 m. cuadrados de 5x5:

A = 145 x 5 x 5

A = 3625 µS x seg

De la figura 2.10 (b), a 22 °C el factor de conversión es 2.04 ms/mg/lt.

El factor de calibración del sensor del medidor de conductividad puede asumirse como 1.0 Luego:

$$Q = M \times K/A$$

$$Q = 100 \times 10^3 \times 2.04/3625$$

$$Q = 56.27 \text{ lt/s}$$

2.2.2 Método del recipiente

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

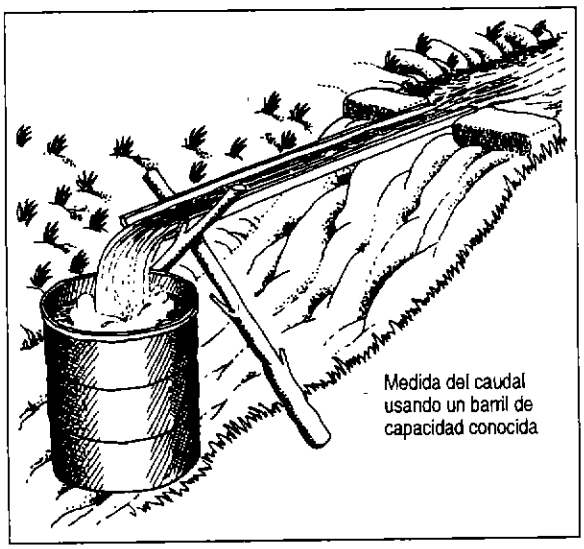


Fig. 2.12: Usando el método del recipiente.

2.2.3 Método del área y velocidad

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

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

Donde: V_{media} = velocidad promedio del agua en la corriente.

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

El flotador

Se dibuja el perfil de la sección del lecho del río y se establece una sección promedio para una longitud conocida de corriente (fig. 2.13). Utilizamos una serie de flotadores, podría ser una serie de pedazos de madera, para medir el tiempo que se demoran en recorrer una longitud preestablecida del río. Los resultados son promediados y se obtiene la velocidad superficial del flujo de agua. Esta velocidad deberá ser reducida por un factor de corrección para hallar la velocidad media de la sección. Este factor depende de la profundidad de la corriente. Multiplicando el área de la sección promedio por la velocidad del caudal promediada y corregida, se obtiene un esti-

mado del valor del volumen de agua que fluye. Las imprecisiones de este método son obvias.

A menos que se considere un canal de pendiente suave y regular, obtener un valor preciso del área de la sección de la corriente de agua será muy difícil y tedioso.

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

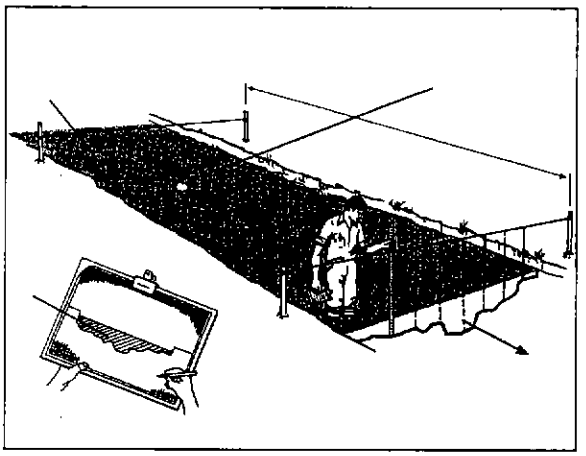


Fig. 2.13:
Dibujando el área de la sección transversal de la corriente.

En general, escoja la mayor longitud posible del arroyo que tenga orillas paralelas con un área de la sección transversal uniforme a lo largo de esta longitud. Una sección de fondo rocoso con obstáculos al flujo, como piedras grandes, llevará a resultados erróneos.

Medidores de corriente o correntómetros

También llamados molinetes, consisten en un mango con una hélice o copas conectadas al final. La hélice rota libremente y la velocidad de rotación está relacionada con la velocidad del agua. Un contador mecánico registra el número de revoluciones del propulsor que se ubica a la profundidad deseada. Otros aparatos más sofisticados utilizan impulsos eléctricos. Con 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. Generalmente estos aparatos son usados para medir velocidades de 1.2 a 5 m/s con un error probable de 2%.

Al igual que otros medidores de velocidad, el molinete debe ser sumergido bajo el agua. A menudo el fabricante coloca una marca en el mango del medidor para indicar la profundidad de los álabes.

2.2.4 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 de control 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 siguientes no serán válidas. El medidor, típicamente un listón de madera graduado, deberá estar situado donde sea factible leerlo y no esté expuesto a daños (fig. 2.14). Nótese 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 de modo de obtener una estimación cuantitativa del caudal.

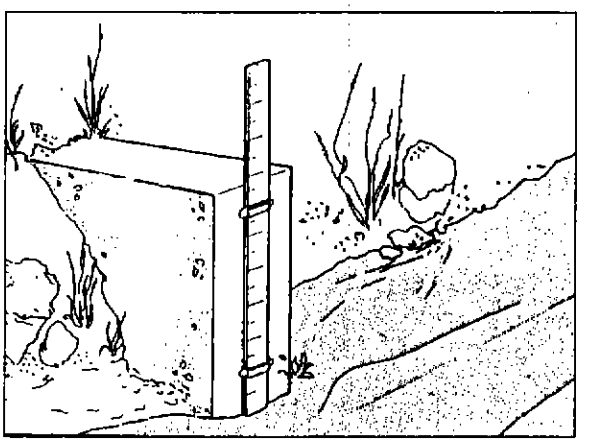


Fig. 2.14: Regla graduada en una sección de control.

2.2.5 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 en 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 este.

Para alcanzar mejores resultados hay que utilizar vertederos de pared delgada y además evitar que el sedimento se acumule tras ellos. Estos vertederos se hacen de plancha de acero.

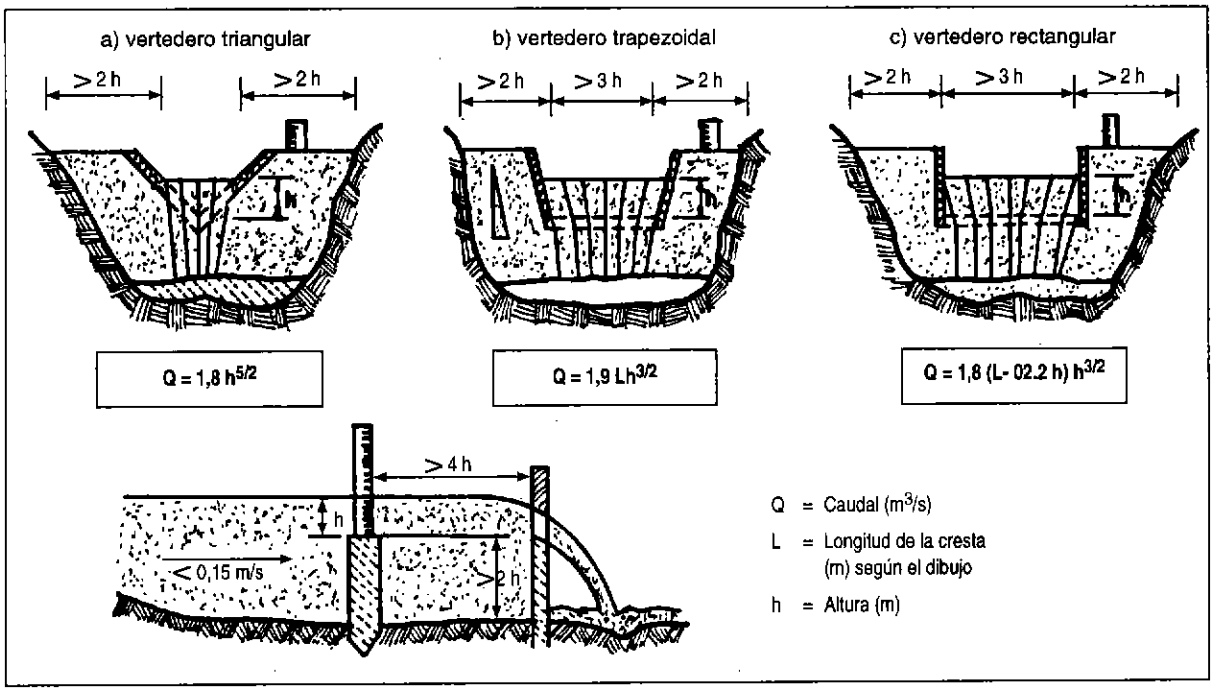


Fig. 2.15: Lectura del caudal para diversos tipos de vertederos de pared delgada.

Hay tres tipos de vertedero (fig 2.15) de uso más frecuente: a) El vertedero triangular, que mide descargas pequeñas con mayor precisión que los otros tipos; b) El vertedero trapezoidal llamado Cipoletti. Este 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 y, c) El vertedero rectangular, que permite medir descargas mayores y su ancho puede ser cambiado para diferentes caudales. La figura 2.16 muestra un gráfico de caudal versus altura para los tres tipos de vertedero.

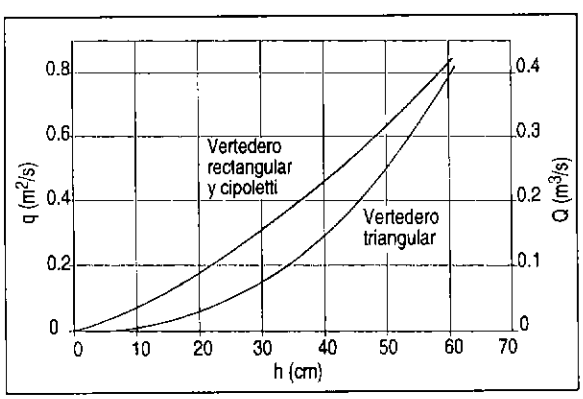


Fig. 2.16:
Gráfico de caudal vs. altura para tres tipos de vertederos.

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 al vertedero y los lados de éste deben estar perfectamente sellados a fin de evitar fugas o goteos. Para ello puede emplearse una 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° 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 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 una lámina plástica que se pone corriente arriba del vertedero y se sujeta con arena y rocas.

Las desventajas del vertedero incluyen:

- 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 es también subestimada.

2.3

Hidrología

La cantidad de agua que escurre en un río varía a lo largo del año. Esta variación del caudal obedece a múltiples factores entre los que destacan: el área de la cuenca, las condiciones climáticas existentes, la topografía del terreno y las características geológicas de la cuenca.

Las mediciones ocasionales del caudal son referencias importantes que deben tomarse en cuenta, pero por sí solas no son suficientes para informarnos si el año será muy seco o muy lluvioso, o a qué niveles de caudal puede bajar el río en época de estiaje y hasta qué niveles podría subir en tiempo de avenidas.

Un estudio hidrológico de la cuenca podría contestar estas preguntas y muchas otras, pero debido a que la hidrología no es una ciencia exacta, por lo general las respuestas se dan en forma probabilística de ocurrencia.

2.3.1 El ciclo hidrológico

El transporte de agua de mar a la atmósfera por efecto de la evaporación, su caída a la superficie por precipitación y su regreso al mar a través de los ríos o filtraciones, es conocido como el ciclo hidrológico.

En forma resumida y simplificada, 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 a tierra firme donde el agua se precipita en forma de lluvia o nieve (en zonas frías). Una vez en la tierra, parte del agua corre por los ríos y otra parte es absorbida por el terreno y se infiltra hasta niveles inferiores a la napa freática. El agua en esta zona se mueve lentamente hacia acuíferos o el mar.

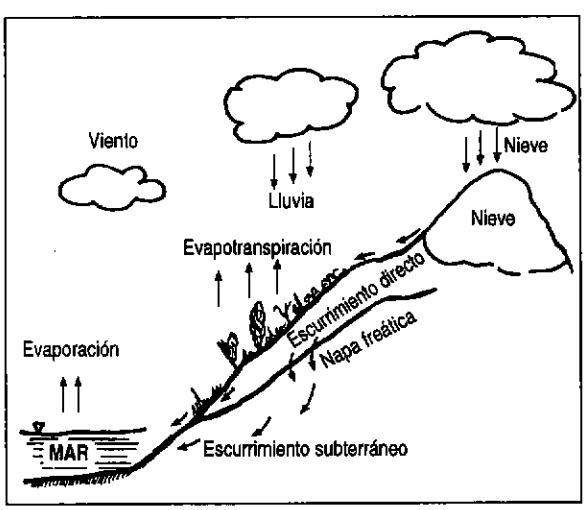


Fig. 2.17: El ciclo hidrológico.

El agua absorbida por el terreno también es absorbida por las plantas regresando en algunos casos a la atmósfera debido a la transpiración.

El agua de la superficie regresa en parte a la atmósfera por efecto de la evaporación.

La mayor parte del agua llega al mar por medio de los ríos, los cuales captan agua de las precipitaciones. El agua del subsuelo, que se mueve más lentamente, llega una parte a los ríos y otra al mar completando el ciclo.

2.3.2 Análisis estadístico de la información hidrométrica

El registro de la variación del caudal a lo largo del año se toma de las estaciones de aforo, las cuales están ubicadas en el cauce de los principales ríos.

En muchas de estas estaciones se toman los datos en forma interdiaria (fig. 2.18). Un registro de aforos de varios años resulta de gran utilidad para poder predecir las variaciones estacionales del caudal.

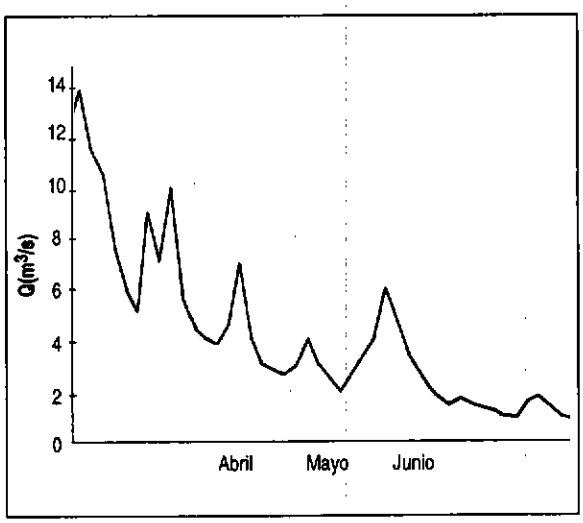


Fig. 2.18: Histograma de aforos interdiarios.

En caso de no contarse con esta información se puede realizar una estimación de los caudales sobre la base de información meteorológica en la cuenca, tal como se explica más adelante (tabla 2.3).

Este análisis consiste en elaborar primero tablas de frecuencias absolutas y relativas agrupando los datos en clases o rangos. La tabla de frecuencias relativas acumulativas (tabla 2.4) representa en buena cuenta la curva de duración de caudales (fig. 2.19), como veremos a continuación.

Histograma de frecuencia de caudales

A fin de entender el proceso, en la tabla 2.3 se dan los datos de aforos interdiarios de un determinado río tomados durante tres meses.

En la tabla 2.4 se puede observar el procesamiento estadístico de los datos. 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, finalmente, en la cuarta está la frecuencia relativa acumulativa en porcentaje. En la primera columna los datos se han ordenado de mayor a menor a fin de facilitar la interpretación de la curva de duración y la gráfica de la misma

Curva de duración de caudales

Nos da 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: en la figura 2.19 se puede decir que el 70% de tiempo se producen caudales menores o iguales a 2.5 m^3/s.

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:

$$fr(\%) = (F/N) \times 100$$

El caudal medio se determina mediante la siguiente expresión:

$$Qm = \Sigma\, Q_i \times fr/100$$

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

Ejemplo: en la figura 2.20 se puede observar que el caudal de mayor persistencia es el de 1.5 m^3/s.

Una vez obtenida la curva de duración, dependerá del proyectista decidir sobre el caudal de diseño. Evidentemente, si queremos que la central trabaje el 100% de tiempo a plena carga, el caudal de diseño será muy pequeño (0.4 m^3/s). Si esto no es importante y queremos que trabaje un 70% de tiempo a plena carga, el caudal de diseño -o disponible para el diseño- será mucho mayor (2.5 m^3/s).

Además del caudal de diseño, hay que analizar el tipo de turbina que se utilizará.

Ejemplo: si para el caso anterior tenemos una altura de 120 m y consideramos una eficiencia total del sistema de 48% (entregados a la red), obtenemos la siguiente tabla de duración de potencias y las energías posibles de generar para los diferentes rangos de caudales. La turbina más adecuada en este caso es una del tipo Pelton.

Tabla 2.3 **Datos de caudales aforados**

Día	Abril	Mayo Q (m^3/s)	Junio
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	—

Tabla 2.4 **Frecuencia absoluta y relativa y duración de caudales**

$(Q_i - Q_{i-1})$	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

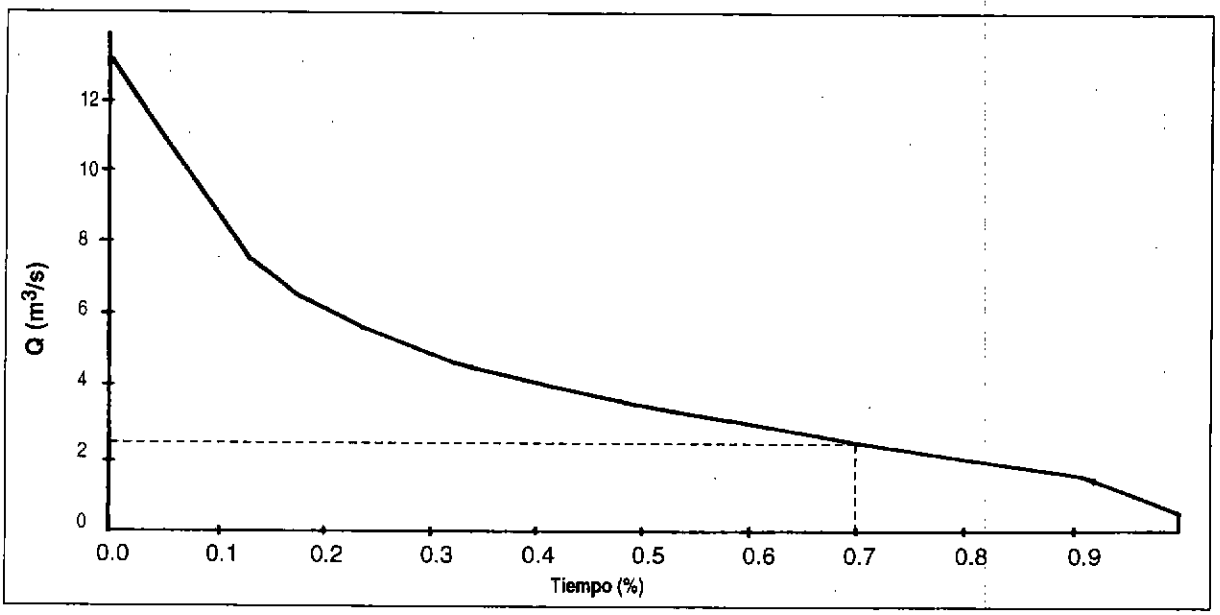


Fig. 2.19: Curva de duración de caudales.

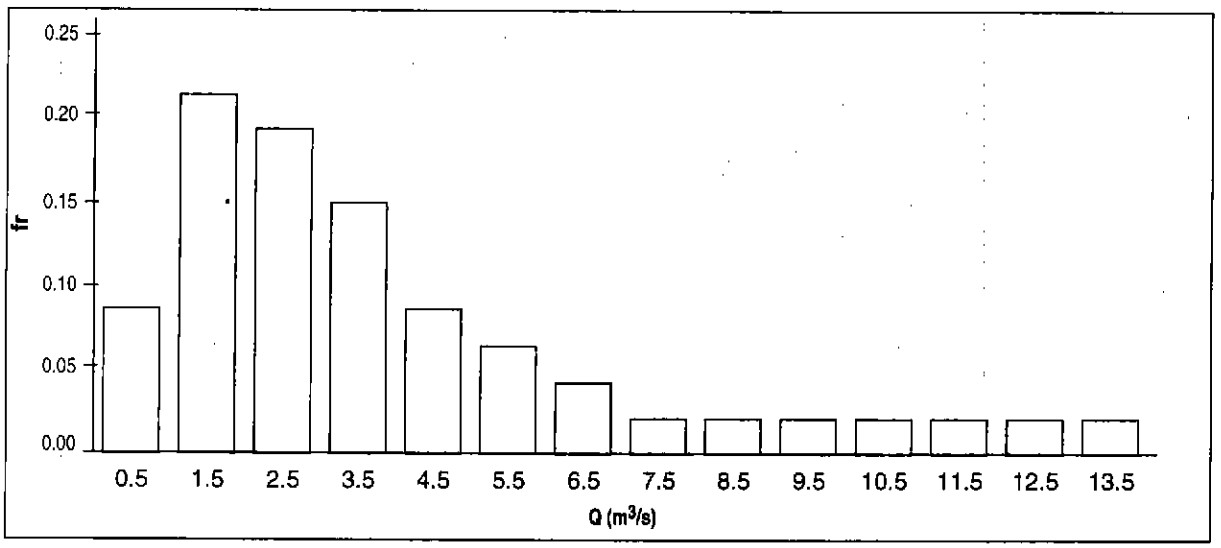


Fig. 2.20: Histograma de frecuencias relativas.

Tabla 2.5 **Cálculos de energía**

$(Q_i - Q_{i-1})$	Q_{im} (m^3/s)	Potencia relativa (kW)	Duración (%)	Energía kWh x 10^5
14 – 13	13.5	9720	2.2	18.7
13 – 12	12.5	9000	4.3	33.9
12 – 11	11.5	8280	6.5	47.1
11 – 10	10.5	7560	8.7	57.6
10 – 09	9.5	6840	10.9	65.3
09 – 08	8.5	6120	13.0	69.7
08 – 07	7.5	5400	15.2	71.9
07 – 06	6.5	4680	19.6	80.4
06 – 05	5.5	3960	26.1	90.5
05 – 04	4.5	3240	34.8	98.8
04 – 03	3.5	2520	50.0	110.4
03 – 02	2.5	1800	69.6	109.7
02 – 01	1.5	1080	91.3	86.4
01 – 00	0.5	360	100.0	31.5

En la tabla 2.5 se puede apreciar las diferentes potencias posibles de obtener según diferentes valores de caudal de diseño y, a la vez, el período que el equipo estará funcionando a plena carga (duración).

Si multiplicamos potencia por duración obtendremos la energía total generada al año para los diferentes caudales de diseño:

$$\text{Energía} = \frac{\text{Pot x Duración x 8760}}{100} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right]$$

Curva de duración de potencias

En algunos casos, es importante conocer la cantidad de energía posible de generar utilizando uno u otro valor de caudal de diseño; es decir saber cuántos kWh al año podría generar. Un caso típico podría ser, por ejemplo, si la red nacional asegura la compra de toda la energía producida. Esto significa que debemos buscar un caudal tal que produzca un máximo de kWh al año sin importar si se produce en 6 u 8 meses. Incluso durante los meses restantes la central podría estar parada.

Para trazar la curva de duración de potencias basta convertir el eje de ordenadas de la curva de duración en eje de potencias multiplicando por $\gamma \times H \times \eta$, puesto que potencia es $P = \gamma \times Q \times H \times \eta$. Conservando los valores del eje de las ordenadas podemos graficar una curva de duración de potencias (fig. 2.21).

$$P = \frac{\gamma \times Q \times H \times \eta}{1{,}000} \text{ (kW)}$$

$$P = \frac{10{,}000 \times Q \times H \times 0.48}{1{,}000}$$

$$P = 4.8 \times Q \times H$$

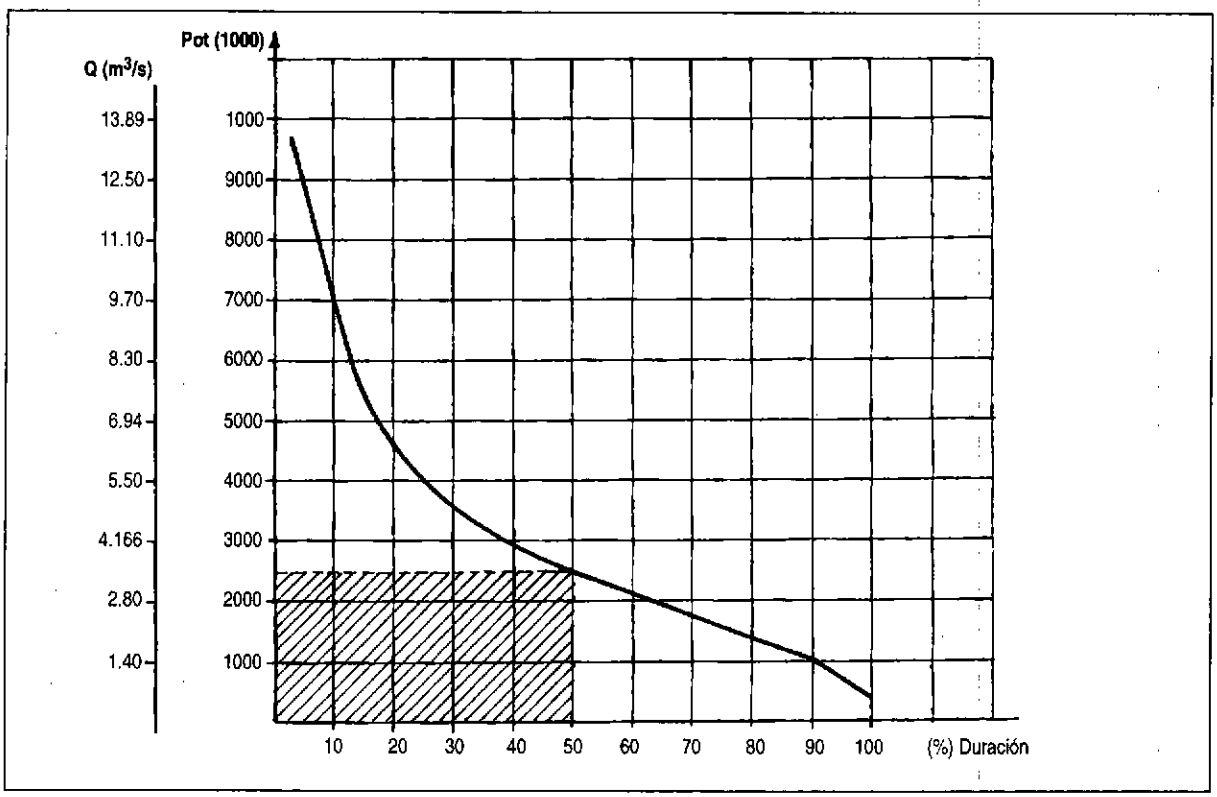


Fig. 2.21: Curva de duración de potencias.

Ejercicio 2.2

Usando los datos de la tabla 2.3 y la curva de duración de caudales (fig 2.19), calcular:

a) Caudal medio.
b) Caudal que tenga una probabilidad de ocurrir el 80% del tiempo.
c) ¿Qué caudal sería el recomendable para una planta hidroeléctrica que tenga asegurada la venta de toda la energía que produce al sistema interconectado de la red nacional?

Solución:

a) De acuerdo a la ecuación mencionada anteriormente:

$$Qm = 0.5 \times 0.087 + 1.5 \times 0.217 + 2.5 \times 0.196 + 3.5 \times 0.152 + ...$$

Luego, $Qm = 4.1\ m^3/s$

b) De la curva de duración de caudales, esto corresponde aproximadamente a:

$$Q = 2\ m^3/s$$

c) Si la venta total de la energía producida está asegurada, lo que más conviene es tomar como caudal de diseño aquel que producirá la máxima energía que según la tabla 2.5 resulta 3.5 m^3/s. Sin embargo, es conveniente hacer también un análisis económico puesto que la inversión fija (inicial) influirá en la decisión.

2.3.3 Características de las cuencas

Las características físicas de la cuenca tienen una influencia importante en el escurrimiento del agua. En seguida se explican en forma resumida algunas de ellas.

Área de cuenca

El área de cuenca es un dato muy importante en todo estudio de hidrología. Una cuenca de gran área tendrá una tendencia menor a tener picos pronunciados en los caudales de avenida que 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 1:25,000. 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 km^2 (fig. 2.22).

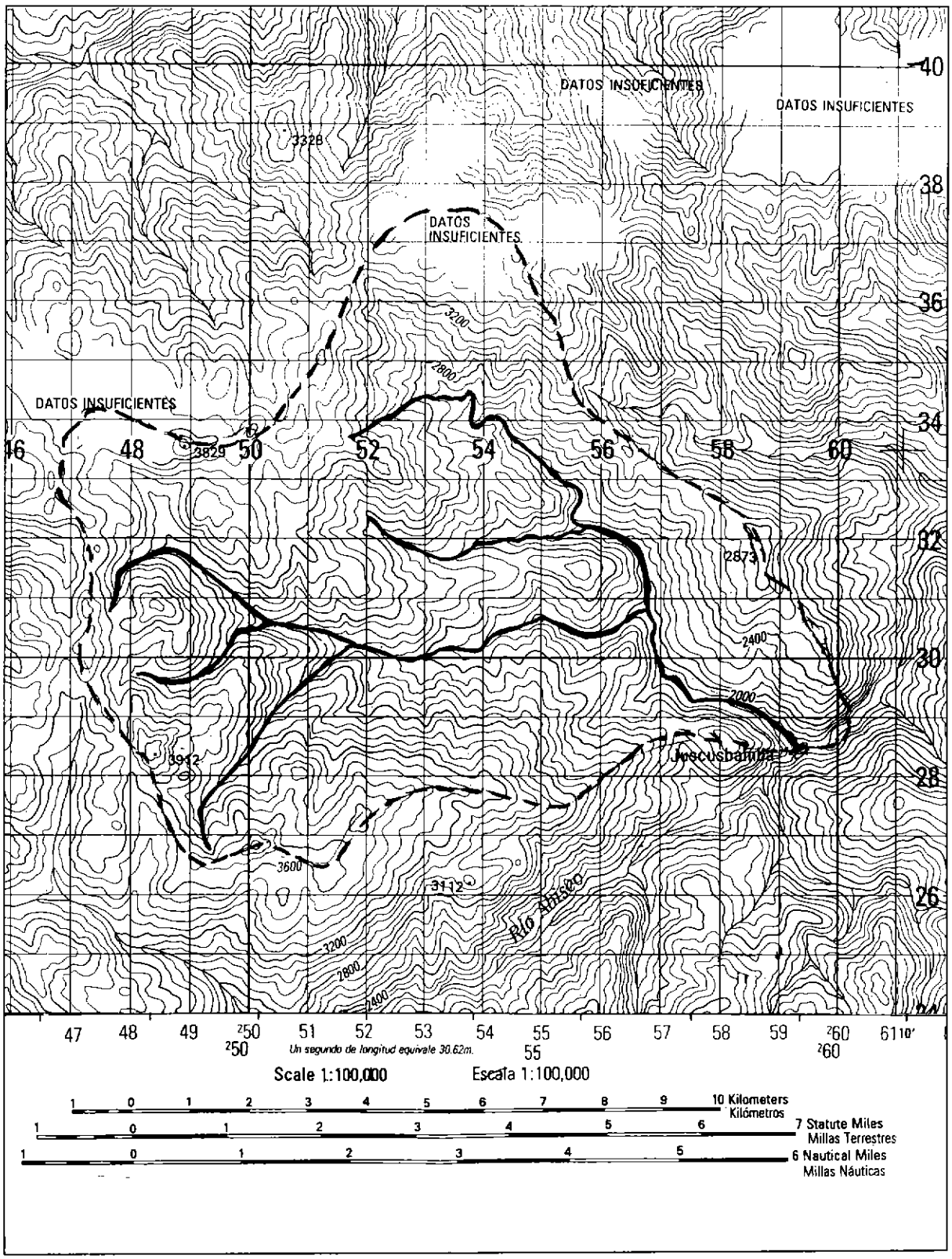


Fig. 2.22: Área de la cuenca.

Debe tomarse en cuenta que los límites topográficos trazados en el mapa sólo son hipotéticos, ya que 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 (fig. 2.23).

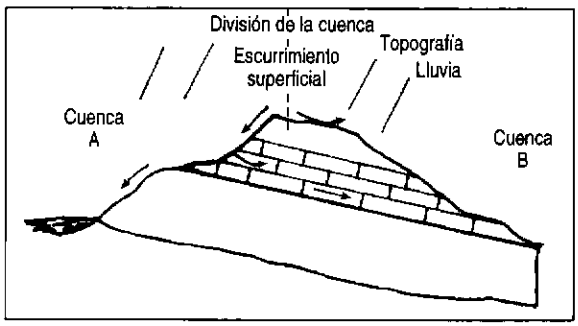


Fig. 2.23: Influencia de las características geológicas del subsuelo en el escurrimiento.

Forma de la cuenca

La forma de la cuenca influirá también en el escurrimiento. En la figura 2.24 se muestran tres formas de cuenca, considerando similares condiciones climáticas e igual área. Luego de las lluvias intensas, la cuenca (b) tendrá mayor tendencia a un rápido aumento en los caudales que las cuencas (a) y (c). De igual modo, la disminución del caudal en la cuenca (b) será más rápida que en las otras dos.

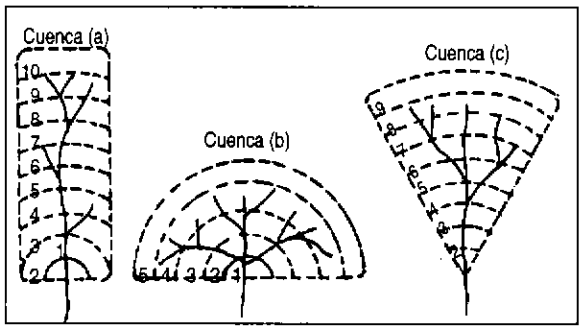


Fig. 2.24: Influencia de la forma de la cuenca.

Pendiente de la cuenca

Una cuenca con mayor pendiente hará que el escurrimiento del agua sea más rápido causando caudales de avenida más pronunciados.

Lagos y reservorios

La presencia de lagos y reservorios hace que el escurrimiento del agua en la cuenca sea más uniforme: evita que el caudal en el río baje excesivamente en época de estiaje y, de modo inverso, impide los grandes caudales de avenida durante la temporada de lluvias.

2.3.4 Información meteorológica

La hidrología de una cuenca depende, en primer lugar, de las condiciones climáticas. Entre estas destacan: precipitación, humedad, temperatura ambiental, radiación solar y velocidad del viento. Todas afectan de una manera u otra la evaporación y la transpiración de las plantas.

Precipitación

La precipitación ocurre fundamentalmente bajo la forma de lluvia, aunque también puede presentarse como nieve, granizo, niebla o rocío.

Las estaciones pluviométricas registran los datos de precipitación. Por lo general, la información es expresada en milímetros (mm).

La precipitación puede variar considerablemente de un lugar a otro, incluso a unos pocos kilómetros de distancia. Esto ocurre, por ejemplo, en la región de los andes, donde existen variaciones de altitud del orden de miles de metros en cuencas pequeñas (de unas decenas de kilómetros cuadrados).

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. Aquí deberá 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 los valores de precipitación promedio a determinadas zonas de una cuenca. Dos de estos son el del polígono de Thiessen (fig. 2.25) y el método de las curvas de igual precipitación o de igual altitud (2.26).

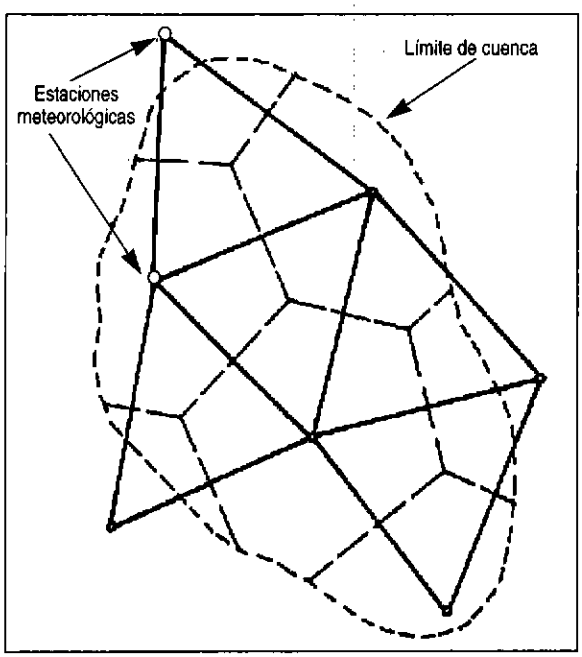


Fig. 2.25: Polígono de Thiessen.

a) 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, las que se unen mediante líneas: luego se trazan perpendiculares en el punto medio de cada segmento. Estas perpendiculares delimitan las zonas de 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 o precipitación.

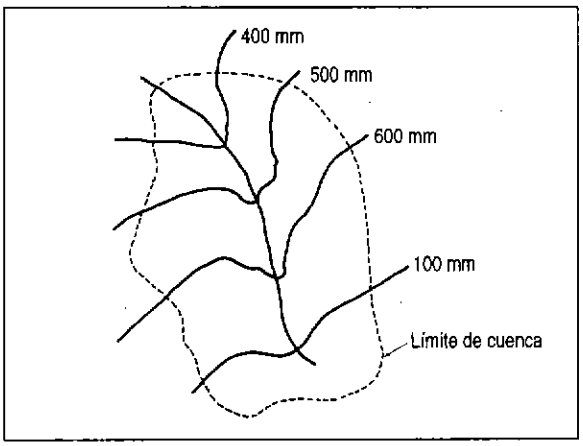


Fig. 2.26: Método de las curvas de igual precipitación.

b) 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 de igual precipitación. En caso de no poder trazarlas, se puede dividir la cuenca de acuerdo a la altitud y asignar un valor representativo de la precipitación para cada zona.

Evaporación y transpiración

El agua se evapora de los ríos, lagos, del terreno con o sin vegetación, de los árboles, etcétera. La tasa de evaporación está influenciada por varios factores como la temperatura, la radiación solar, la humedad relativa, la velocidad del viento, y otros. En algunos lugares la tasa de evaporación puede llegar a 1,500 o 2,000 mm al año.

La transpiración se refiere a la pérdida de agua a través de los poros de las plantas. En la práctica es casi imposible diferenciar entre evaporación y transpiración en un terreno cubierto de vegetación. Por ello comúnmente se utiliza el término evapotranspiración.

a) Método de Penman para la estimación de la evaporación potencial

En ausencia de un registro de evapotranspiración, existen algunos métodos como el de Penman, que sobre la base de datos climatológicos estima la evaporación potencial de una superficie libre de agua, la cual puede multiplicarse por un factor obtenido empíricamente para tener la evapotranspiración potencial de una determinada zona; esto es, cuando exista abundante cantidad de agua en el terreno. Penman realizó pruebas en Inglaterra sobre superficies cubiertas de pasto con abundante agua. Sus resultados mostraban valores entre 0.6 y 0.8 para la relación entre la evapotranspiración potencial y la de Penman.

Ejercicio 2.3

¿Cuál es la precipitación media en la cuenca de la figura 2.26 si se tienen los siguientes datos?

P_a = 365 mm/año

P_b = 478 mm/año

P_c = 846 mm/año

P_d = 740 mm/año

El área total de la cuenca es de 250 km^2.

Construyendo el polígono de Thiessen se ha determinado que las áreas representan 25%, 25%, 10%, 40% a las estaciones A, B, C y D respectivamente.

Solución:

P = 0.25 (365) + 0.25 (478) + 0.1 (846) + 0.40 (740)

P = 591 mm/año

b) Método de las curvas de igual precipitación

Este método calcula la evaporación potencial o de Penman en una superficie de agua (un lago).

J.P. Rijkoort, del Royal Meteorological Institute de Holanda, preparó un nomograma que facilita el proceso de cálculo (fig 2.27). Para usar este nomograma se requieren los siguientes datos:

t: Temperatura media (°C).

h: Humedad relativa media.

n: Horas de sol.

u: Velocidad del viento a 2 m sobre la superficie (m/s).

Ra: Radiación solar que llega a la atmósfera terrestre o radiación de Angot (g Cal/cm^2/día).

D: Total de horas de sol posibles.

La evaporación en una superficie de agua a partir de datos climatológicos supone que la radiación solar es la única fuente de energía que llega a la cuenca, una parte de la cual proporciona el calor latente de evaporación y otra parte es transferida a la atmósfera.

El valor de la radiación de Angot varía de acuerdo la época del año y la latitud terrestre. La tabla 2.6 muestra los valores promedio para algunas latitudes.

Tabla 2.6 **Valores de la radiación de Angot en gCal/cm^2/día**

Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
N 90	0	0	55	518	903	1077	944	605	136	0	0	0
80	0	3	143	518	875	1060	930	600	219	17	0	0
60	86	234	424	687	866	983	892	714	494	258	113	55
40	358	538	663	847	930	1001	941	843	719	528	397	318
20	631	795	821	914	912	947	912	887	856	740	666	599
0	844	963	878	876	803	803	792	820	891	866	873	829
20	970	1020	832	737	608	580	588	680	820	892	986	978
40	998	963	686	515	358	308	333	453	648	817	994	1033
60	947	802	459	240	95	50	77	187	403	648	920	1013
80	981	649	181	9	0	0	0	0	113	459	917	1094
S 90	995	656	92	0	0	0	0	0	30	447	932	1110

Ejercicio 2.4

Usando el nomograma (fig. 2.27), calcular la evaporación potencial en el mes de octubre, en una localidad ubicada a 10° de latitud norte, donde se han recogido los siguientes datos climatológicos:

Temperatura media : 18°C

Horas de sol al mes : 153

Velocidad media del viento: 3.0 m/s

Asumiendo que el número total de horas de sol posibles en el mes de octubre es de 382, entonces:

$$n/D = 0.40$$

Interpolando en la tabla 2.6, para 10°N se obtiene: Ra= 803 g Cal/cm^2/día.

Usando el nomograma se obtiene: $E_1 = -2.28$ mm/día

$E_2 = 3.30$ mm/día

$E_3 = 1.12$ mm/día

$E_4 = 1.52$ mm/día

Luego, la evaporación potencial es:

$$E_o = -2.28 + 3.30 + 1.12 + 1.52 = 3.66 \text{ mm/día}$$

Lo que equivale a: 113 mm/mes.

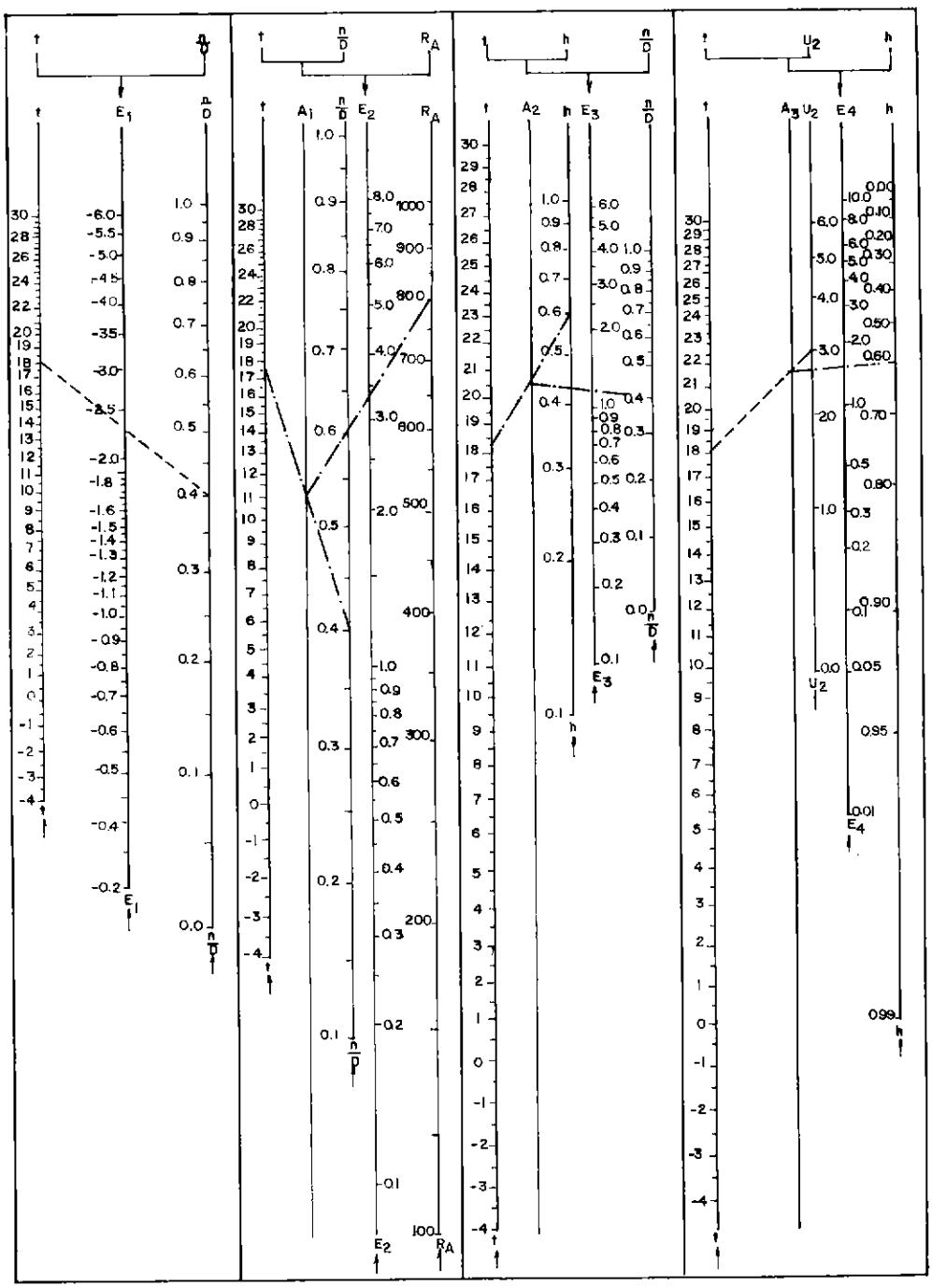


Fig. 2.27: Nomograma para calcular la evaporación potencial (mm/día).
Eo = Evaporación potencial o de Penman (mm/día) $Eo = E_1 + E_2 + E_3 + E_4$

Estimación del escurrimiento mensual por el método de la NRECA

Por lo general, las microcentrales hidráulicas se ubican 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 del escurrimiento mensual basado en datos meteorológicos de la cuenca. Este método puede aplicarse a cuencas menores de 1000 Km^2, donde no haya una acumulación significativa de nieve, ni regulación del caudal de los ríos por grandes reservorios o lagos.

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 las lluvias 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, Psub y GWF.

- 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 mm.
- Psub: 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 más 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 en estudio.

Estimación de los parámetros

a) Pautas

Para estimar los valores de Nominal, Psub y GWF se pueden seguir las siguientes pautas:

- Nominal = (100 + C1 x Pm) x C2

  Donde:

  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 puede 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:

  GWF = 1 – (caudal hoy/caudal 1 mes antes)

  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 el suelo (HS) y en el subsuelo (Hsub). Si la secuencia de cálculo se inicia en el mes más seco, entonces los niveles de humedad serán bajos. Valores típicos son:

HS = 0.10 x Nominal

Hsub = 0.05 x Nominal

En cuencas con precipitación uniforme durante todo el año:

HS = Nominal

Hsub = 0.20 x Nominal

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

HS = 1.25 x Nominal

Hsub = 0.40 x Nominal

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

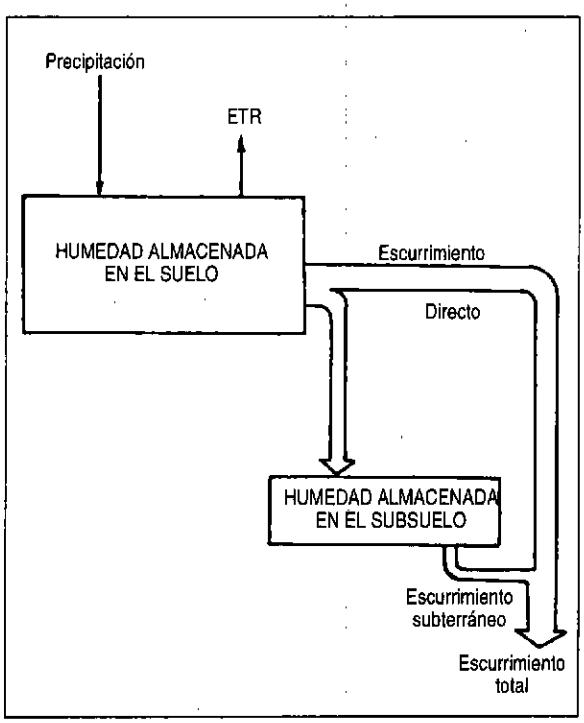


Fig. 2.28: Balance hidrológico de la cuenca (NRECA).

b) Secuencia de cálculo

- Asignar valores a las características de la cuenca: Nominal, Psub y GWF.
- Asignar valores a las condiciones iniciales del terreno: HS, Hsub.
- 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 2.29 se halla el valor de la relación ETR/ETP.

  Si P/ETP>1 entonces ETR/ETP = 1

  Alternativamente se puede usar la siguiente ecuación:

  $$R1 = HS/Nominal$$

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

  $$WB = P - ETR$$

- Si WB > 0, utilizando la figura 2.30 con el valor de R1 se halla la razón del exceso de humedad (R4). También se puede usar las siguientes ecuaciones:

  $R4 = 1 - [0.5\,(2-R1)^2]$ si R1>1

  $R4 = 0.5\,(R1)^2$ si R1<1

  Si WB <0 entonces: R4 = 0

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

  $$HE = R4 \times WB$$

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

  $$\Delta HS = WB - HE$$

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

  $$R = Psub \times HE$$

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

  $$Hsub = Hsub + R$$

- Calcular el escurrimiento subterráneo hacia el río:

  $$ES = GWF \times Hsub$$

- Calcular el escurrimiento directo hacia el río:

  $$ED = HE - R$$

- Calcular el escurrimiento total (mm):

  $$E = ED + ES$$

- Calcular el nuevo valor de la humedad almacenada en el suelo (para el siguiente mes):

  $$HS = HS + \Delta HS$$

- Calcular el nuevo valor de Hsub (al inicio del próximo mes):

  $$Hsub = Hsub - ES$$

Repetir la secuencia de cálculo empleando esta vez los nuevos valores de HS y Hsub.

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.

El proceso de cálculo puede acelerarse haciendo un programa para computadoras de bolsillo.

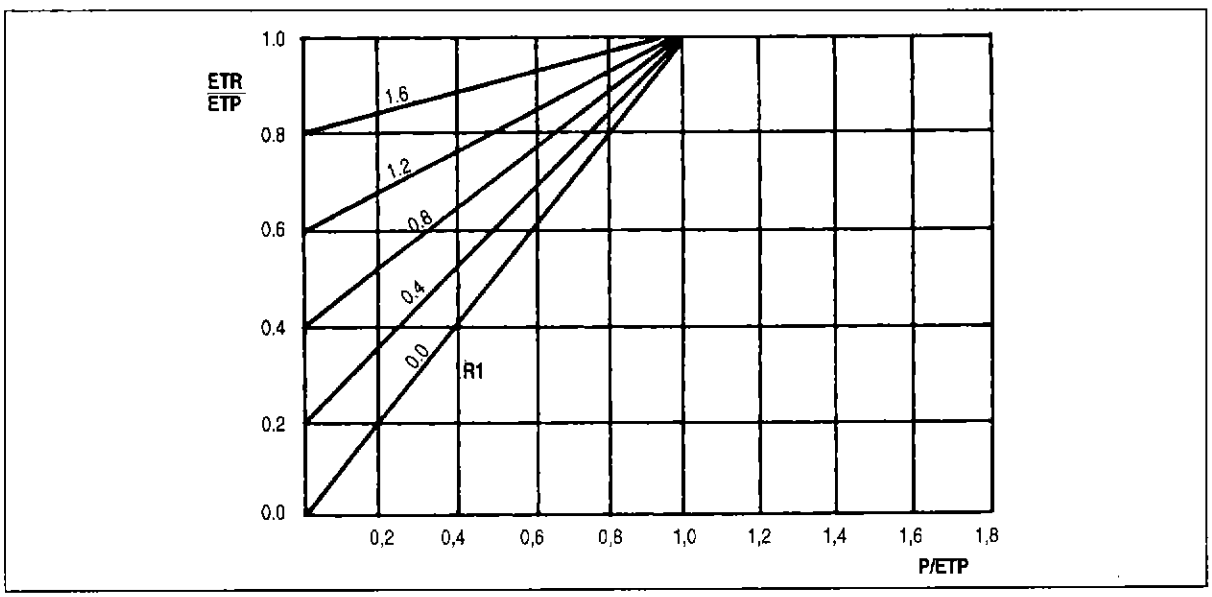


Fig. 2.29: Relación entre la evapotranspiración real y potencial.

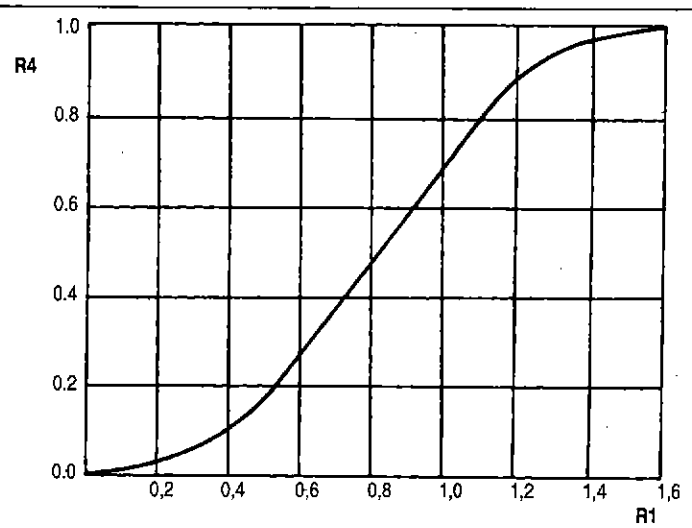


Fig. 2.30: Gráfico de la razón del exceso de humedad.

Ejercicio 2.5

Siguiendo los pasos señalados anteriormente, calcular el escurrimiento total en mm/mes, tomando los datos de seis meses de precipitación y evapotranspiración potencial.

Asumir que:

Precipitación media anual: 668 mm

Psub: 0.6

GWF: 0.115

C1: 0.25

Solución:

Cálculo de Nominal:

Asumiendo C2 = 0.75, entonces:

Nominal = 200.2 mm

Asignando valores a los niveles de humedad en el suelo y subsuelo considerando que el cálculo se inicia en el mes más lluvioso:

HS = 1.25 x Nominal

Hsub = 0.40 x Nominal

Reemplazando valores:

HS = 253.3 mm

Hsub = 80.1 mm

Mes	P (mm)	ETP	HS	Hsub (i) / i	R1	P / ETP	ETR / ETP	ETR	WB	R4	HE	ΔHS	R	Hsub (f) / f	ES	ED	EX
Mar	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
Abr.	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
May.	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
Jun.	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
Jul.	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
Ago.	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 final (calculado)

c) Estimación de los caudales de avenidas

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 adecuadamente las obras civiles, en especial la bocatoma y la casa de fuerza. Cuando no se cuente con registros de caudales de avenidas, lo recomendable durante la visita de campo es recoger información de los pobladores del lugar acerca de los niveles máximos alcanzados en el cauce del río. De preferencia hay que tratar de recoger testimonios de varias personas. Además, se deberá buscar rastros o huellas dejados por alguna crecida del río en años anteriores y contrastarlos con la información recogida.

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(fig. 2.31).

- Medir la profundidad actual en el centro del río (h).
- Usando el método del flotador, hallar la velocidad superficial del agua (Vs).
- Calcular el área de la sección transversal del río durante la avenida (Aa). Para ello se debe localizar el nivel de avenidas máximas que se han producido en el río en los últimos años. Luego se divide 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.

$$hm = Aa/Wa$$

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

$$Va = Vs\ (hm/h)\ 2/3$$

- Calcular el caudal de avenida con:

$$Qa = Va \times Aa$$

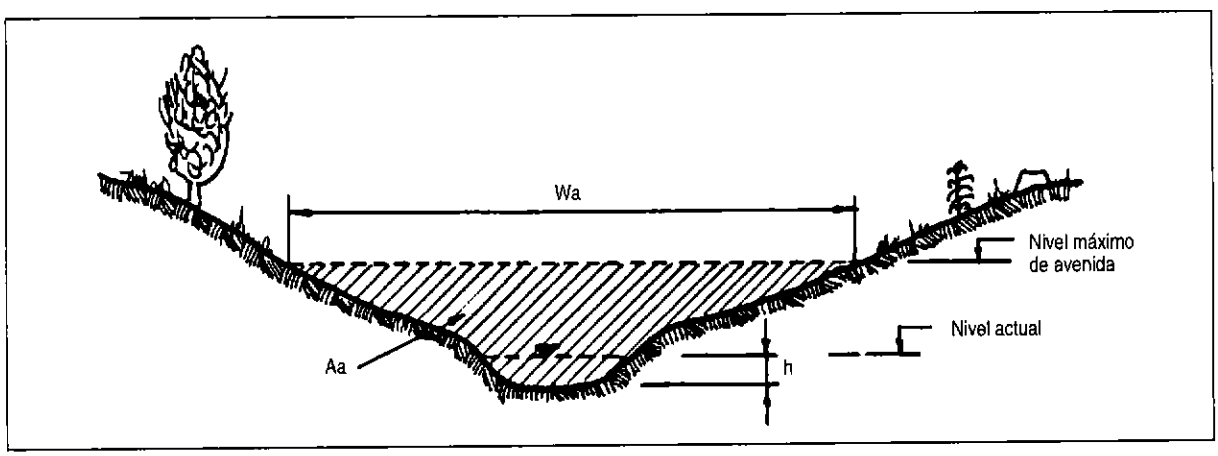


Fig. 2.31: Estimación del caudal de avenida.

Referencias bibliográficas:

1. CRAWFORD, H ; THURIN S. M., "Hydrologic estimates for small hydroelectric proyects", NRECA International Foundation, Washington, 1981
2. INVERSIN, ALLEN, "Micro-hidropower sourcebook", NRECA International Foundation, Washington, 1986
3. NOZAKI, TSUGUE, " Guía para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificación rural del Perú", JICA, Lima, 1980
4. TRUEBA CORONEL, SAMUEL, "Hidráulica", C.E.C.S.A.,Mexico, 1986
5. WILSON, E.M., "Engineering Hydrology", Macmillian, Londres, 1984
6. MEDINA, JUVENAL, "Fenómenos geodinámicos", ITDG - Perú, 1990
7. PEARCE E.A.; SMITH C.G., "The world weather guide", Hutchinson and Co.,London, 1990
8. RAMSAHOYE S.I., "Flow duration curves in tropical equatorial regions",Water power Dam Construction, Dic 1982
9. WHYTE W.S., "Basic metric surveying", Newnes-Butterworths, London, 1976

Obras civiles

3

3.1

Introducción

Existen diversos tipos de esquemas de microcentrales hidráulicas. En la figura 3.1 se muestra algunos de ellos. El presente manual está orientado principalmente a aquellos sistemas con saltos de pequeña y mediana altura, en cuya aplicación habrá que tomar decisiones sobre las longitudes relativas de la tubería de presión y del canal, así como sobre la mejor ruta a seguir. Este capítulo se ocupa precisamente de tales temas.

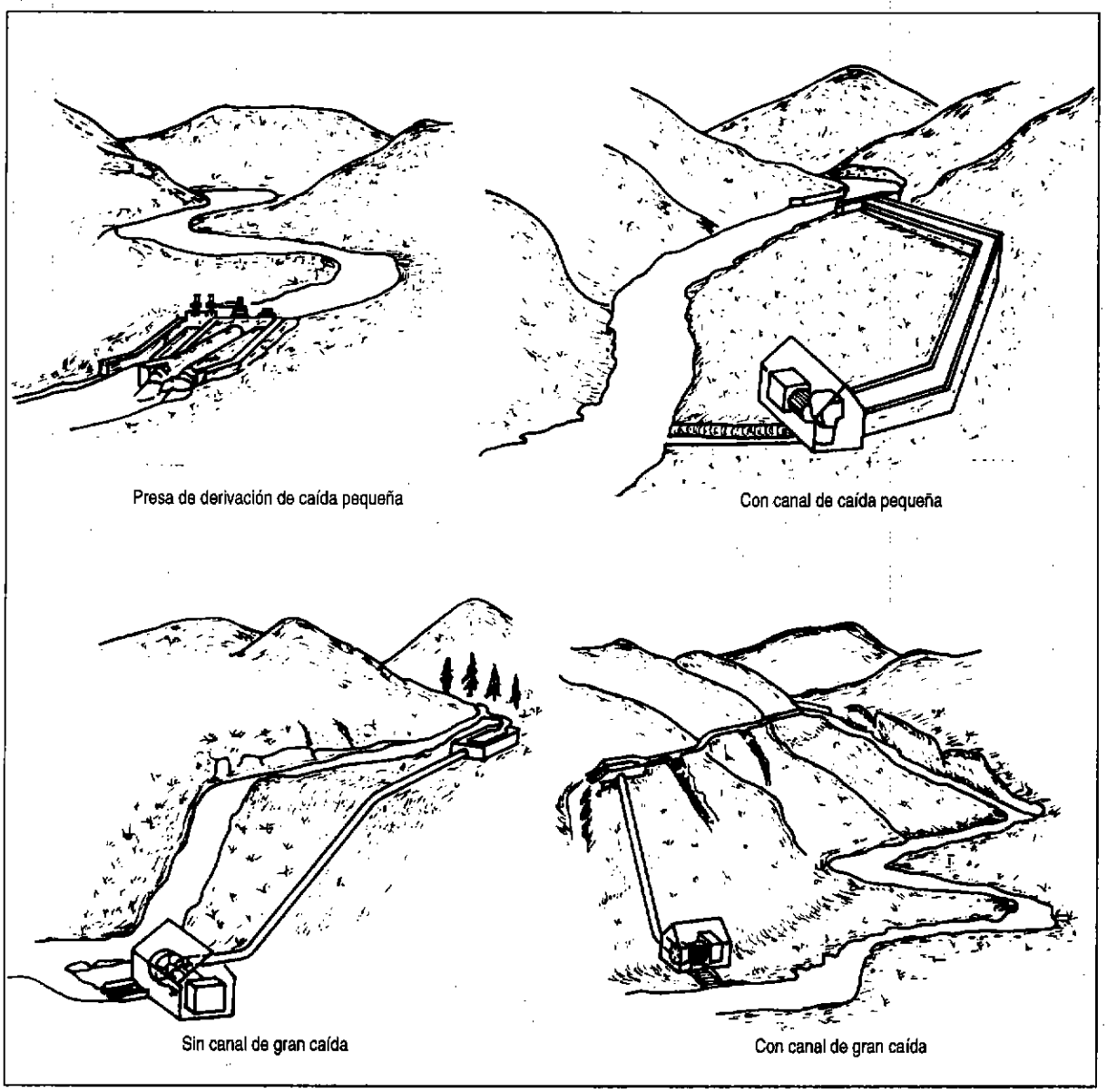


Fig. 3.1: Diversos esquemas de microcentrales hidráulicas.

Los distintos componentes de la ruta de abastecimiento de agua para una microcentral hidráulica son (fig. 3.2):

1. Barraje de derivación.
2. Toma de ingreso.
3. Compuertas de regulación.
4. Aliviaderos.
5. Canales de rebose.
6. Desarenador.
7. Canal.
8. Cámara de carga.
9. Tubería de presión.
10. Cruces de canal.
11. Apoyos de tubería.
12. Anclajes de tubería.

Para el diseño de todos estos componentes es necesario tener en cuenta una serie de factores esenciales. Veamos:

Sedimento

El agua del río acarrea pequeñas partículas de material duro y abrasivo (sedimento) que pueden ocasionar daños considerables a la turbina, así como su rápido desgaste, si no son extraídas antes de que el agua ingrese a la tubería de presión. El sedimento puede producir además, el bloqueo de la toma en caso de que el barraje y el ingreso al canal no se encuentren correctamente ubicados.

Caudal adecuado

El caudal del río varía durante el año, pero la microcentral está diseñada para captar un caudal constante. Si ocurriera una sobrecarga en el canal, inevitablemente se producirán daños. La bocatoma debe, en lo posible, derivar el caudal adecuado hacia el canal, sea que el río tenga mucha o poca cantidad de agua. La función principal del barraje es asegurar que el caudal del canal se mantenga, incluso en época de estiaje. Por otro lado, la función principal de la estructura de la toma del canal es regular el caudal dentro de los límites razonables cuando el río tiene mucho volumen de agua. Posteriormente los aliviaderos controlan o regulan la cantidad de agua en el canal.

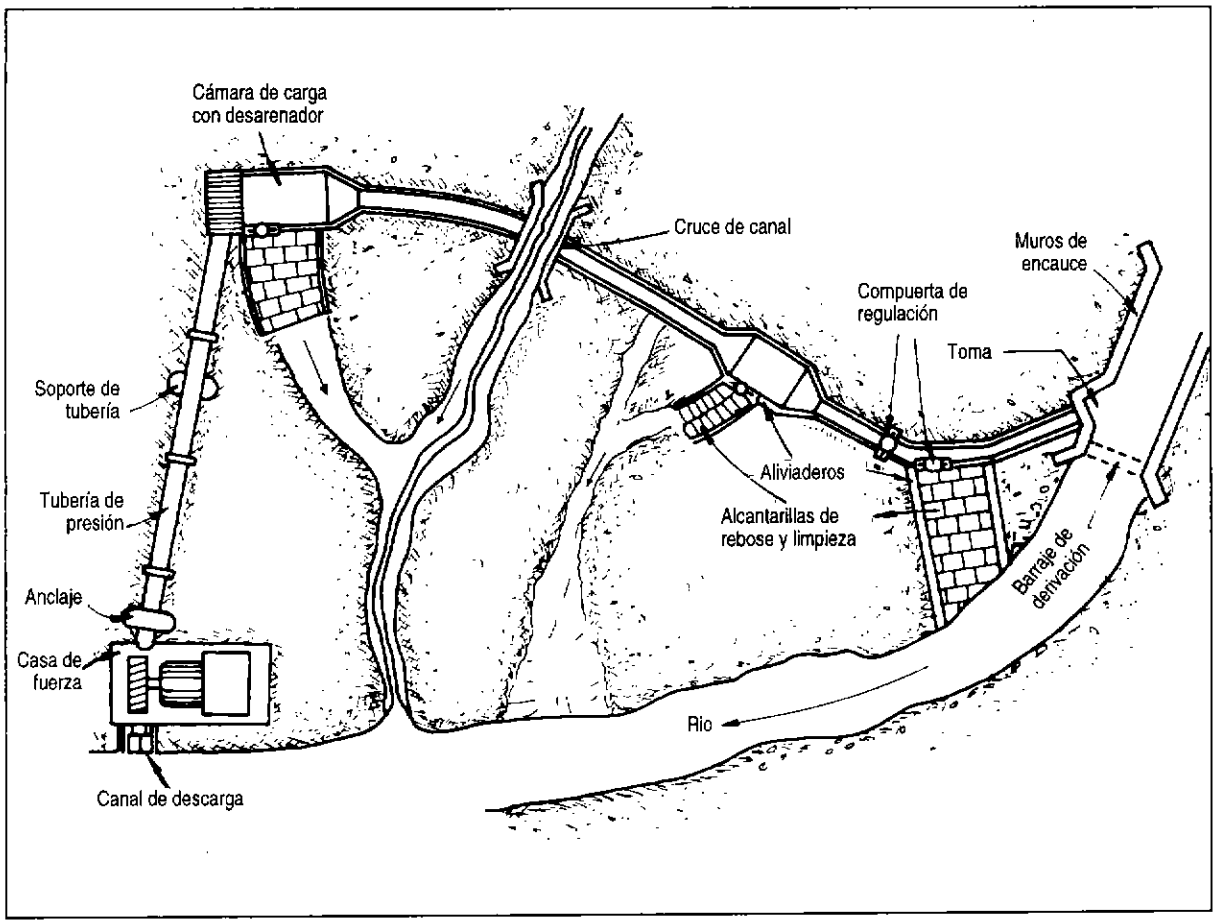


Fig. 3.2: Componentes de una microcentral hidráulica.

Avenidas

Las avenidas requieren especial atención por parte del proyectista. Las aguas de avenida acarrean gran cantidad de material e incluso hacen que grandes piedras rueden a lo largo del lecho del río. Todo ello puede dañar el barraje de derivación, la estructura de la toma del canal y los muros de encauce, si es que no han sido cuidadosamente diseñados.

Turbulencia

Otro aspecto importante que requiere atención es el efecto de la turbulencia en el flujo de agua. En todas las secciones de conducción de agua, incluyendo el canal y la bocatoma, los cambios bruscos en la dirección del agua crearán turbulencias que erosionarán las estructuras, ocasionando pérdidas de energía y acarreo de sedimentos.

Pérdidas del salto

Dado que la potencia desarrollada por la turbina depende en gran medida de la presión del agua a la entrada de ésta, es claro que el canal no debe perder "salto" indebidamente. Además, la tubería de presión deberá estar dimensionada de manera tal que las pérdidas por fricción no reduzcan excesivamente el salto.

Golpe de ariete

Si el flujo de agua en la tubería se detiene bruscamente (por ejemplo a causa de un bloqueo repentino cerca de la turbina), se originarán sobrepresiones muy altas llamadas golpes de ariete. La tubería debe ser lo suficientemente fuerte como para no romperse cuando esto suceda. Por otro lado, tales presiones harán que la tubería se mueva, lo que ocasionará daños si los anclajes no son resistentes.

3.2

Esquema general para una microcentral hidráulica

El uso de una tubería resulta considerablemente más caro que el de un canal abierto. Por ello, en el diseño de un sistema es importante conseguir que la tubería sea lo más corta posible.

En la figura 3.3 se muestra un esquema con tubería corta. Seguidamente, se ilustran dos ejemplos: uno con la tubería corta, que será casi siempre el esquema más económico; y otro con una tubería larga, considerando cada opción por separado.

Tubería corta

En este caso, la tubería es corta pero el canal es largo. El canal largo está expuesto a un mayor riesgo de bloqueo, colapso o deterioro como producto de un escaso mantenimiento. Construir el canal a través de una pendiente escarpada puede ser difícil, costoso y a veces imposible.

El riesgo que implicaría tener una pendiente escarpada en erosión podría hacer que el sistema de tubería corta sea una opción inaceptable, ya que la operación proyectada y el costo de mantenimiento de dicho sistema podrían ser muy altos y sobrepasar el beneficio del costo de compra inicial.

Otro aspecto que hay que considerar es el costo de la construcción de los cruces de torrentes sobre el canal, el que aumentará el costo del canal allí donde se espere una mayor avenida.

Es importante observar aquí que muchos de los problemas que presentan los canales de tierra abiertos (pérdida excesiva por filtración y bloqueo a causa de derrumbes) pueden ser resueltos si se emplea una tubería en vez de secciones de canal, o bien si estos se cubren o revisten. Pese a que los costos para el mejoramiento de los canales son elevados, por lo general serán menores que los costos de las tuberías.

Tubería larga

En este caso la tubería se instala a lo largo del río. Aunque este sistema es necesario cuando resulta imposible construir un canal debido a las características del terreno, hay que tomar siempre algunas precauciones. La más importante es asegurar que la avenida temporal del río no dañe o deteriore la tubería. También es vital calcular el diámetro de tubería más económico, pues si se trata de una tubería larga el costo será muy elevado (fig. 3.4).

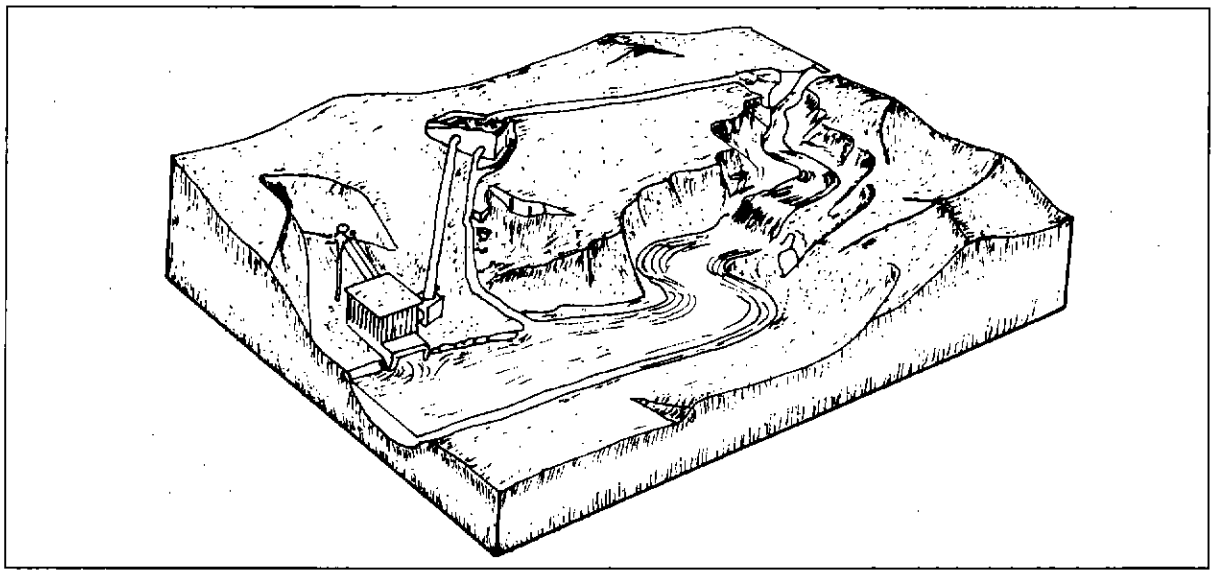


Fig. 3.3: Esquema con tubería de presión corta.

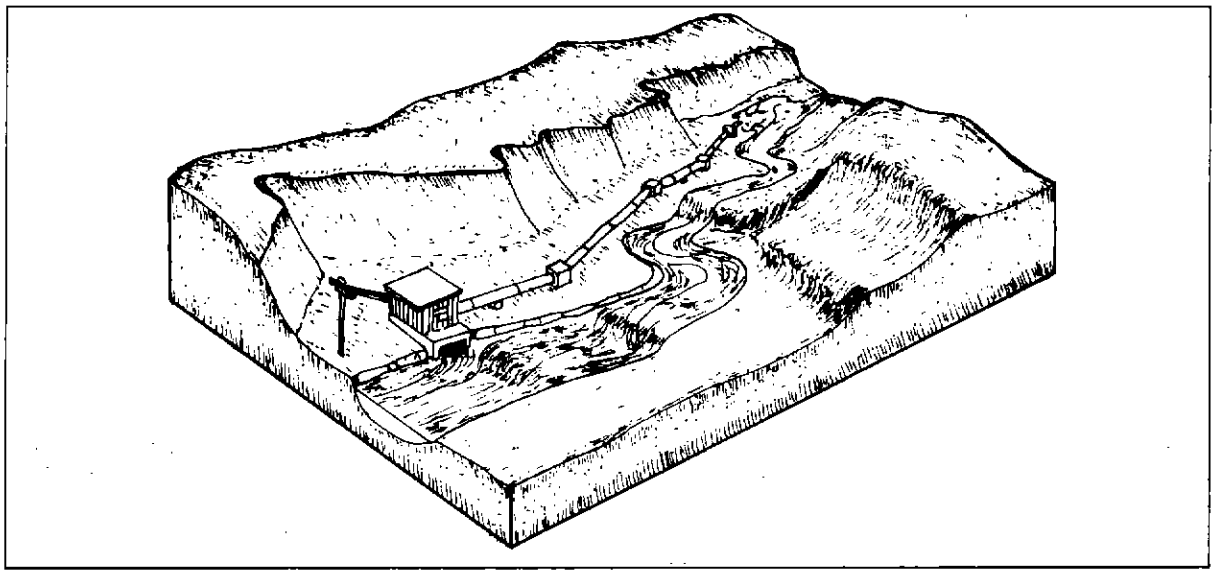


Fig. 3.4: Esquema con tubería de presión larga.

3.3 Bocatomas

Las bocatomas son obras hidráulicas cuya función es regular y captar un determinado caudal de agua, en este caso, para la producción de hidroenergía sea esta mecánica o eléctrica. Las bocatomas nos permiten tomar el agua de los ríos y conducirla aprovechando la fuerza de la gravedad (fig. 3.5).

3.3.1 Funciones de las bocatomas

Las bocatomas deben cumplir las siguientes funciones:

- Garantizar la captación de una cantidad constante de agua, especialmente en épocas de estío.
- Impedir, hasta donde sea posible, el ingreso de materiales sólidos y flotantes, haciendo que estos sigan el curso del río o facilitando la limpieza.
- Proteger el resto del sistema de obras hidráulicas del ingreso de avenidas o embalses que pudieran producirse en las épocas lluviosas.

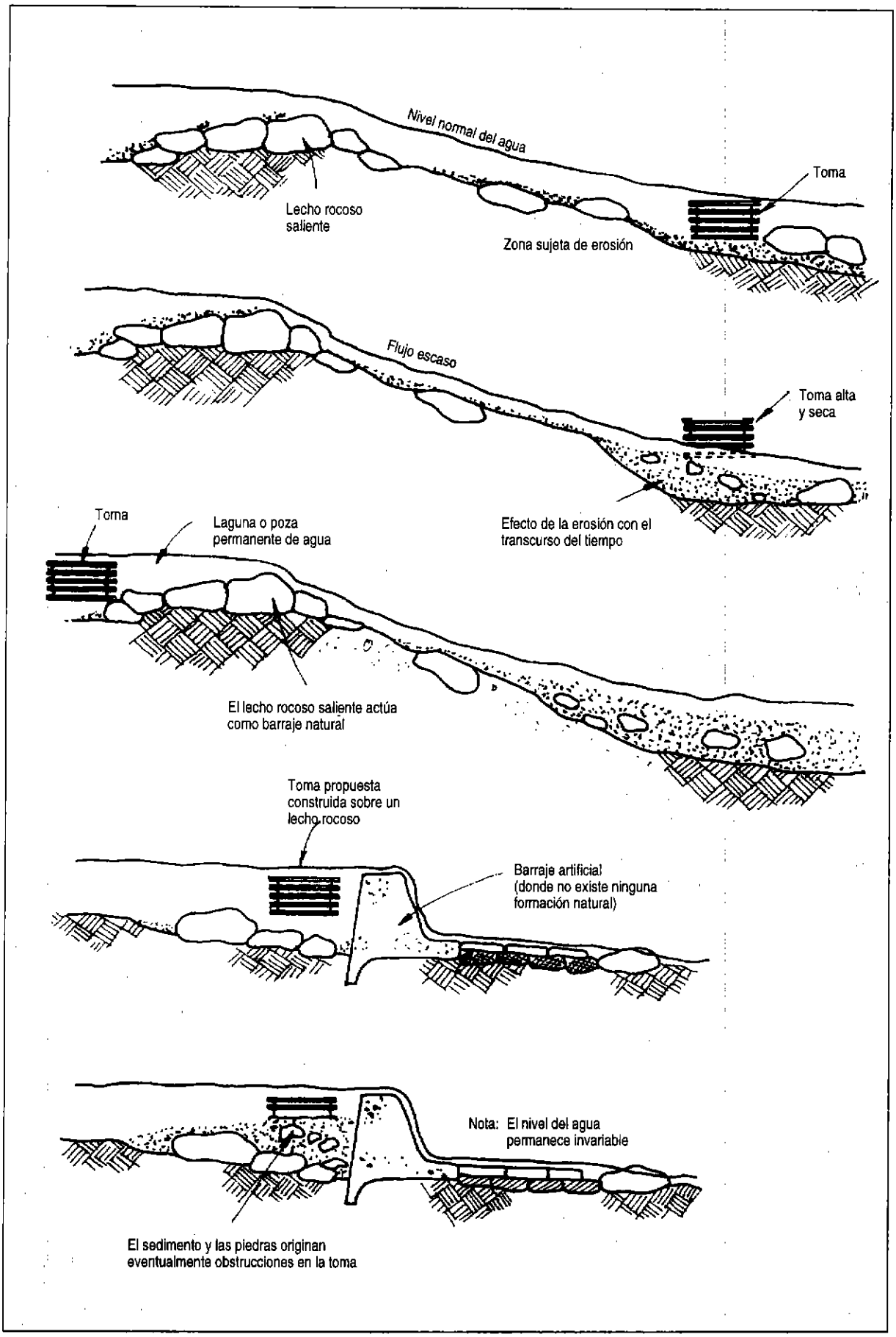


Fig. 3.5: Ubicación de la bocatoma y empleo de un barraje de derivación

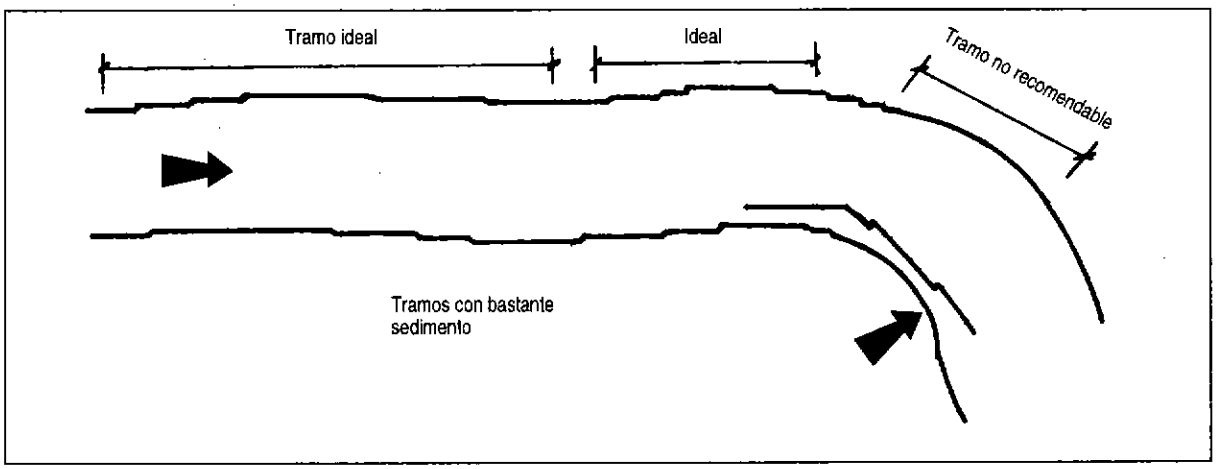


Fig. 3.6: Ubicación de la bocatoma.

3.3.2 Ubicación

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

Es muy importante señalar que las condiciones naturales, en lo posible, deben ser preservadas.

Desde el punto de vista del curso del río, la mejor ubicación para las bocatomas corresponde a los tramos rectos y estables del mismo. En caso de no contarse con estas condiciones, preferentemente se ubicarán en los primeros tramos de la curva y siempre en la parte convexa. Los tramos finales de una curva convexa estarán muy expuestos a los embates de las crecientes y de las velocidades erosivas, mientras que la zona cóncava es probable que pueda colmatarse fácilmente (fig. 3.6).

3.3.3 Clasificación de las bocatomas

Las bocatomas pueden clasificarse:

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

3.3.4 Partes de una bocatoma

1. Barraje
2. Descarga de fondo
3. Solera de captación
4. Antecámara
5. Reja de admisión
6. Compuerta de control de admisión
7. Canal de conducción
8. Vertederos o aliviaderos
9. Desarenador
10. Colchón de agua
11. Muros de encauzamiento

1. Barraje

Es una estructura de derivación que sirve para elevar el nivel de las aguas y se construye en sentido transversal al río con fines de captación, siempre y cuando sea necesario. Es decir, en aquellos casos en que el tirante del río no sea lo suficientemente grande y no abastezca los requisitos de captación. Dependiendo de la relación entre los caudales del río y la captación, algunas veces (cuando el tirante del río permite el acceso al caudal de diseño a través de la ventana de captación, es decir cuando la cota del río es mayor que la cota inferior de la ventana de captación), no es imprescindible construir el barraje (fig3.7). En estas ocasiones, bastará con construir espigones, que son estructuras provisionales o temporales hechas de piedras, champas y ramas, que principalmente sirven para desviar parte del caudal del río hacia la captación (fig. 3.8).

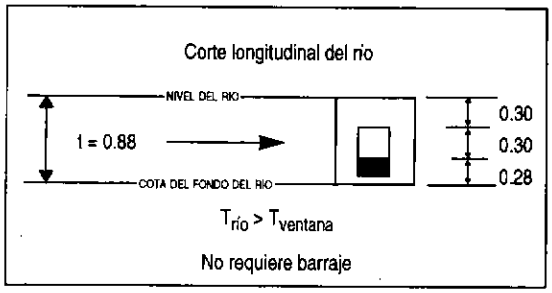


Fig. 3.7: Necesidad de barraje en bocatomas.

Los barrajes pueden tomar diferentes nombres: barrajes de derivación, vertederos de derivación, cortinas, presas derivadoras, tanques o azudes.

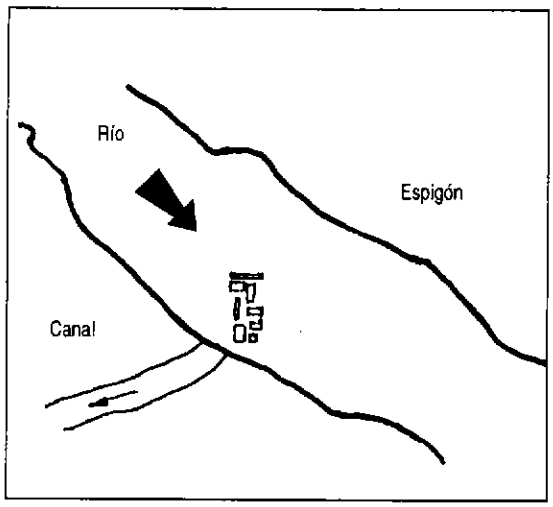


Fig. 3.8: Barraje temporal (espigón).

Presas derivadoras o azudes

El azud es un tipo de barraje –una represa vertedora– cuya función es captar y dejar escapar el agua excedente o de avenidas que no debe ingresar al sistema. Es represa porque levanta el nivel del agua, y vertedora porque deja pasar el agua no tomada. Las presas vertedoras o de barraje fijo se emplean en los casos de ríos con pequeños caudales, cuando el caudal de derivación es superior al 30% del caudal del río en estío. Cuando el caudal es menor al 30% del estiaje del río, la entrada al bocal se puede mejorar mediante diques de guía o espigones.

Es necesario que el azud sea hidráulico y esté estructuralmente bien diseñado. Asimismo, debe ser ubicado de manera tal que las descargas del vertedor no erosionen ni socaven el talón aguas abajo. Las superficies que forman la descarga del vertedor deben ser resistentes a las velocidades erosivas creadas por la caída de las aguas desde la cresta. Asimismo debe ofrecer seguridad frente a deslizamientos, volteos y asentamientos diferenciales, así como frente al sifonamiento o tubificación. Debe tener la menor altura posible a fin de que la perturbación causada afecte en grado mínimo el régimen natural del río, pero al mismo tiempo tener la suficiente capacidad para conducir caudales máximos probables. Es decir **¡Hay que tener en cuenta las avenidas!**

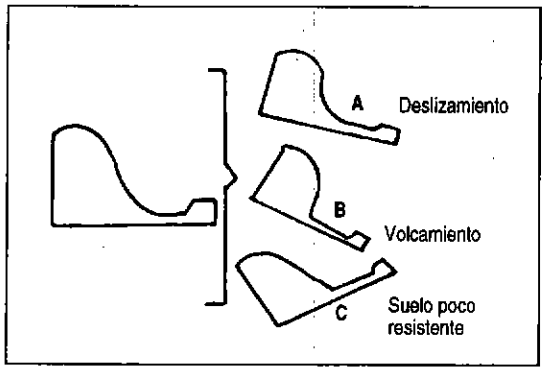


Fig. 3.9: Factores que provocan inestabilidad de un azud mal diseñado.

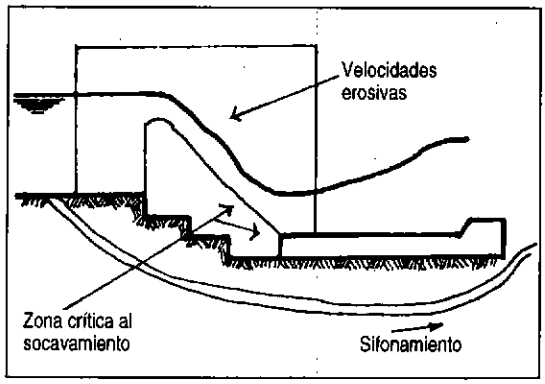


Fig. 3.10: Fuerzas hidráulicas que afectan a la estructura del azud.

Tomas de barraje sumergido

Como su nombre lo indica, la toma de barraje sumergido o de tipo Tirol, consiste en un canal con techo de rejillas construido en sentido transversal y debajo del lecho del río que funciona como un sumidero, con una pendiente tal que permita conducir las aguas hacia la ventana de captación. Como resulta obvio todas las partes que forman esta estructura de captación tienen un diseño específico.

2. *Descarga de fondo*

Se llama así a la compuerta metálica que sirve para eliminar los materiales de acarreo que se acumulan delante del barraje. En algunos casos, esta compuerta es parte del barraje. Su operación se realiza desde un puente construido por encima de dicho barraje.

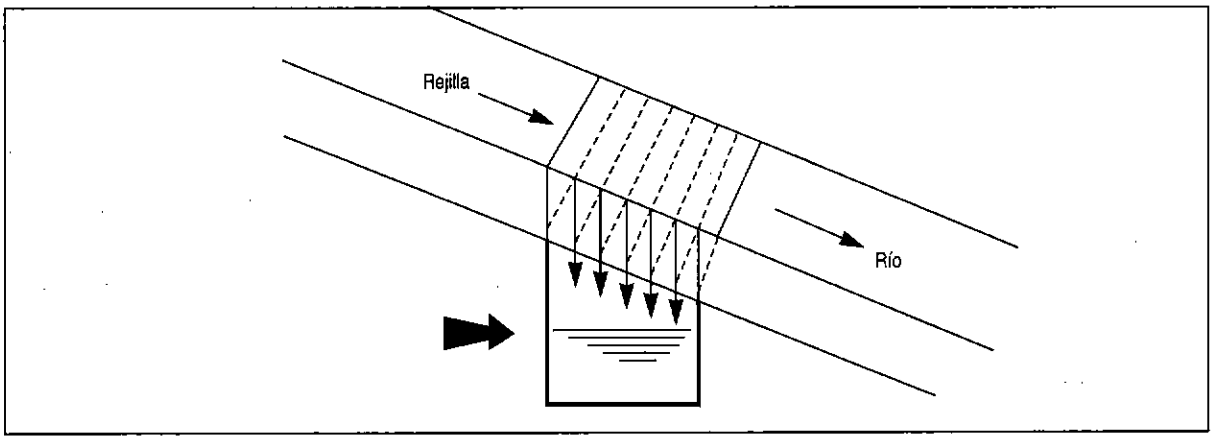


Fig. 3.11: Barraje tipo tirol o bocatoma sumergida.

3. *Solera de captación*

Se trata de una losa o piso a desnivel respecto de la antecámara o piso de la bocatoma, cuyo objetivo es crear un pozo de sedimentación donde se depositen los materiales de suspensión.

4. *Antecámara o zona de decantación*

Es el área que por su desnivel respecto de la solera de captación está destinada a recibir y acumular los materiales de acarreo del río. Su cota será la misma que la del río y aproximadamente 30 cm. menor que la solera de captación.

5. *Reja de admisión*

Antes de la compuerta de admisión de agua al canal de conducción es conveniente colocar una reja de 5 cm de abertura como máximo. Esta impedirá el ingreso de pedrones y materiales flotantes que puedan afectar el funcionamiento del canal.

6. *Compuerta*

Es un dispositivo (generalmente metálico o de madera) que sirve para controlar, regular o impedir el acceso de agua del río al canal de conducción.

7. *Canal*

El canal es una estructura hidráulica de forma regular artificialmente construida, que en razón de su pendiente puede conducir agua de un lugar a otro. En nuestro caso (MCH), casi siempre se trata de conductos abiertos de sección muy diversa (rectangulares, trapezoidales, semicirculares o, muchas veces, de sección irregular, tal como se aprecia an la figura 3.12).

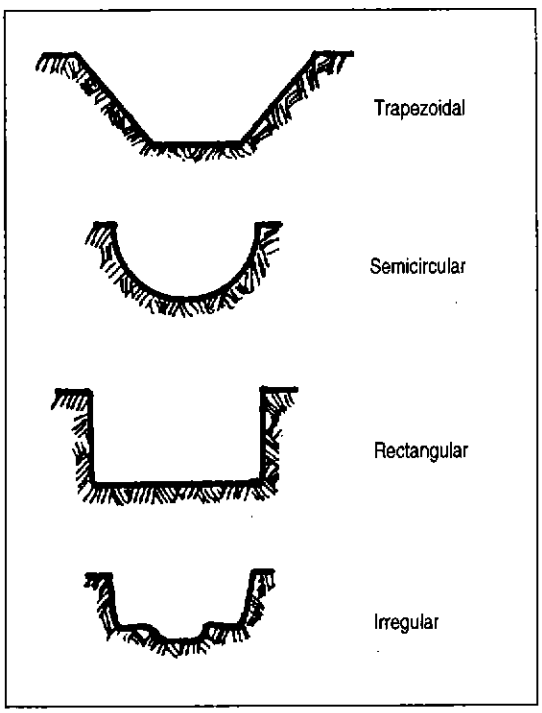


Fig. 3.12: Tipos de secciones de canal.

8. *Vertederos o aliviaderos*

Estas estructuras facilitan la evacuación de caudales de agua excedentes o superiores a los que se desean captar.

En época de estiaje deben construirse obras complementarias o auxiliares que permitan la circulación normal de aquellos volúmenes que no se desea que ingresen al sistema. Durante las crecidas los caudales excepcionales serán evacuados por los vertederos. Si dichos caudales llegaran a ingresar al sistema podrían generar problemas de imprevisibles consecuencias. Los vertederos, pues, también cumplen una valiosa función de protección.

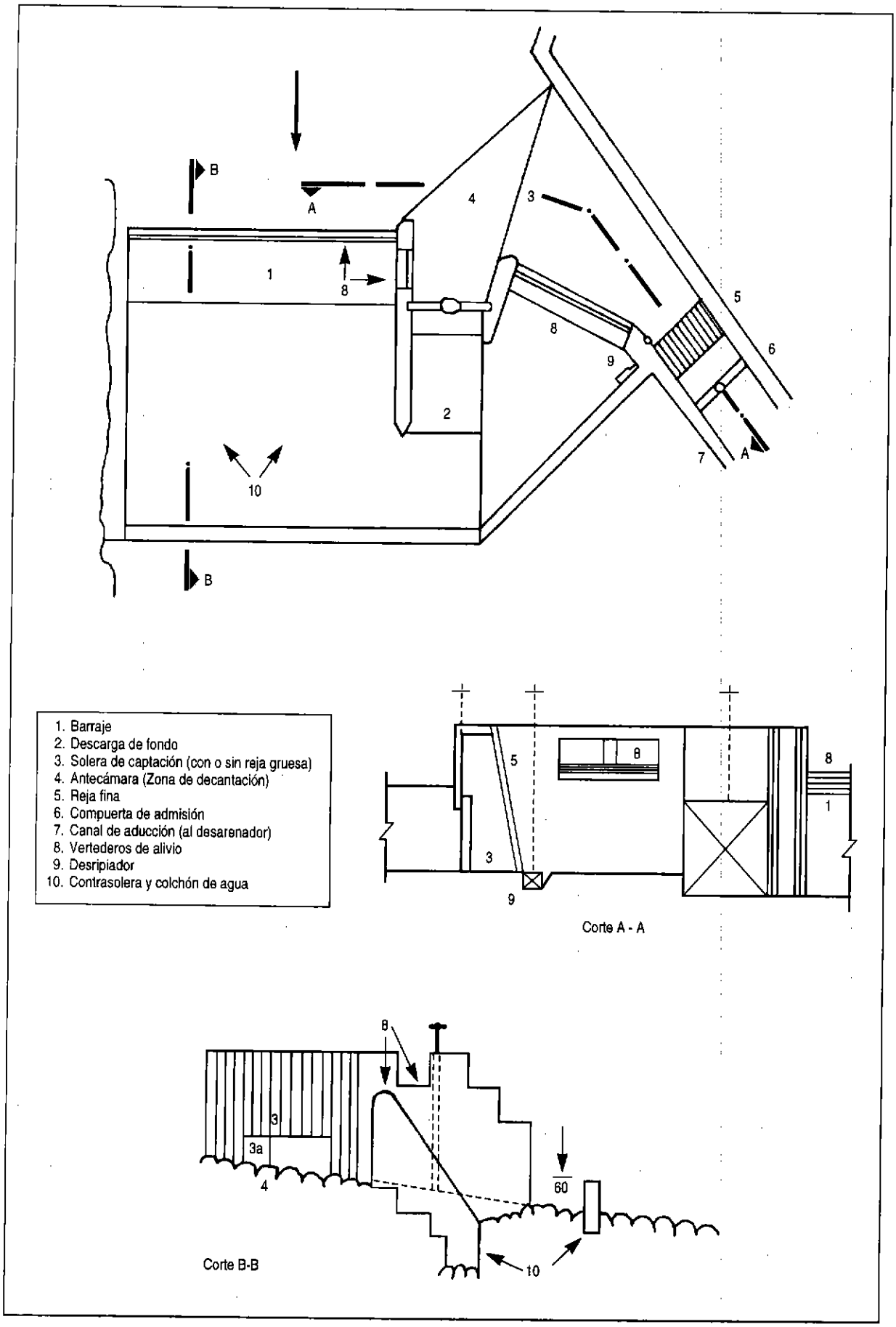


Fig. 3.13: Esquema de bocatoma

9. *Desarenadores*

En épocas lluviosas, los ríos acarrean abundantes materiales sólidos, tanto de fondo como en suspensión, debido a la erosión que provocan en todo su recorrido. Por ello es importante contar con desarenadores o decantadores, particularmente en obras de MCH. Las partículas de diámetro superior a 0.2 mm ocasionan daños en la turbina por lo que deberán ser retenidas y eliminadas al momento. Un buen diseño pondrá especial atención en la velocidad del agua dentro del desarenador y en su longitud (fig. 3.14).

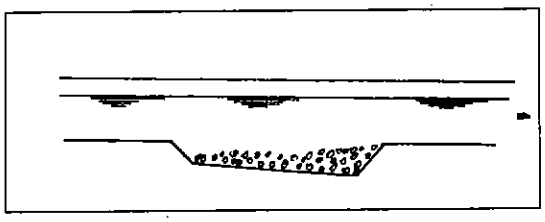


Fig. 3.14: Desarenador.

10. *Contrasolera y colchón de agua*

Al elevar las aguas del río para hacer posible su captación, el barraje crea alturas de carga que podrían provocar erosión en el lecho del río al momento de su caída, afectando con ello la estabilidad de toda la estructura de la toma. A fin de prevenir esta actividad erosiva es que se construyen los pozos artificiales. Su propósito fundamental es amortiguar la caída de las aguas sobre el lecho del río, protegiendo de este modo los cimientos de la toma. La finalidad de la contrasolera es permitir, junto con el barraje, la formación de un pozo artificial que amortigüe la caída de las aguas.

3.3.5 Criterios de diseño

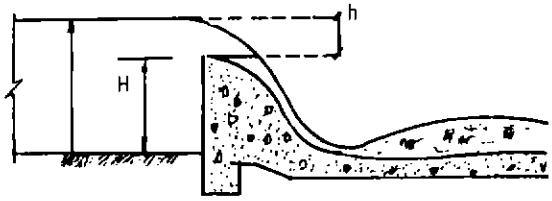
El diseño de una bocatoma depende de los siguientes parámetros:

1. Curso del río (tramo curvo o tramo recto).
2. Configuración del terreno (pendiente del cauce, ancho del valle).
3. Caudal del río, caudal a derivarse, ángulo de desvío.
4. Régimen del río, nivel de aguas mínimas y máximas ordinarias, nivel de aguas máximas extraordinarias (coeficiente de retorno).
5. Acarreo de materiales (frecuencia de acarreo, tamaño de materiales acarreados, materiales de fondo, materiales de suspensión).
6. Geología del lugar. Presencia de fallas, arcillas y calizas en las zonas de fundación de la bocatoma.
7. Geotecnia del lugar del emplazamiento, capacidad portante de los suelos.
8. Importancia de la obra, disponibilidad presupuestal.

Ejemplo 3.1 — **Diseño de una presa vertedora maciza**

Datos

- Geología del río: afloramiento rocoso.
- Caudal del río:
  Qmáx (avenida) = 18 m^3/seg
  Qmin (estiaje) = 0.50 m^3/seg
- Pendiente local del río: 1.5%
- Ancho local del río: 10 m
- Caudal de diseño (a captar) Q = 0.30 m^3/seg



Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**

Diseño del azud

H = 0.50 (estimado)

b = 10 m (dato)

Generalmente el tirante del agua t es mayor que la altura del azud, y el parámetro o perfil de este corresponde a la trayectoria seguida por la lámina vertiente (perfil Creager). Se obtiene mediante la tabla de la derecha, cuyo uso aplicaremos más adelante.

X	Y
0.00	0.136
0.10	0.036
0.30	0.000
0.40	0.007
0.60	0.006
0.80	0.112
1.00	0.257
1.40	0.565
2.00	1.220
2.50	1.960
3.00	2.500

Cálculo de la altura de carga : h

Emplearemos la fórmula del vertedero, que nos parece más adecuada porque toma en consideración la velocidad de acercamiento de las aguas del río al azud.

$$Q = 2/3\ (\mu b\sqrt{2g})\ [(h + V^2 / 2g)^{3/2} - (V^2/2g)^{3/2}]$$

Donde:

Q = Caudal máximo del río (máxima avenida) = 18 m^3/seg.

μ = Coeficiente del vertedero según la forma de la cresta (para el caso, perfil Creager μ = 0.75).

h = Altura de carga hidráulica o tirante de agua sobre la cresta del vertedero (en metros).

V = Velocidad de acercamiento del río (en este caso: 2m/seg).

b = Ancho del río (10m).

Reemplazando valores:

$$18 = 2/3\ (0.75 \times 10 \times \sqrt{2 \times 9.8})\ [(h+2^2/2 \times 9.8)^{3/2} - (2^2/2 \times 9.8)^{3/2}]$$

De donde: h = 0.75m

Cálculo de la velocidad del agua sobre la cresta del azud

Q = A.V

Conocemos Q = 18 m^3/seg

A = 0.75 m x 10 m = 7.5 m^2

Luego: V = 18/7.5 = 2.4 m/seg

Cálculo de la carga energética he y cálculo de las coordenadas del azud

La carga energética sobre el vertedero viene a ser la suma del tirante de agua más la altura alcanzada por la velocidad de paso del agua.

$he = h + V^2/2g$

$he = 0.75 + (2.4)^2/ 2 \times 9.8$

he = 1.05 m

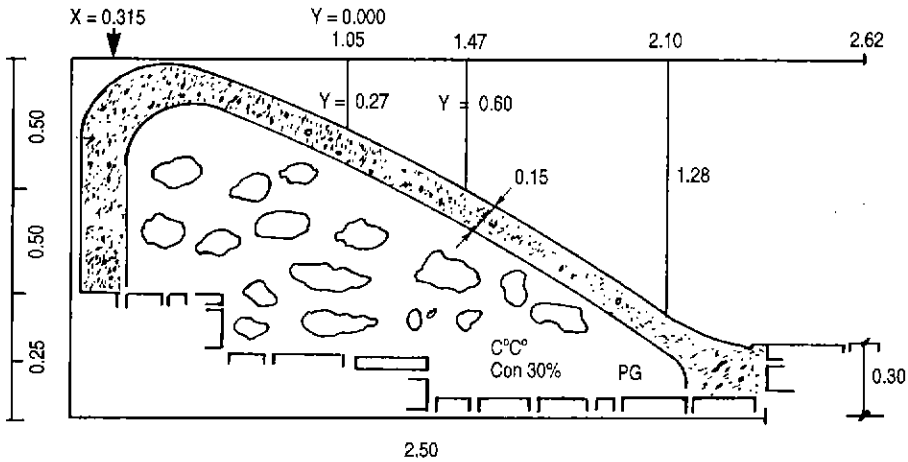
Con este valor calculamos las coordenadas del azud, multiplicando las coordenadas del perfil Creager por 1.05.

X	Y
0.000	0.143
0.105	0.038
0.315	0.000
0.420	0.007
0.630	0.006
0.840	0.118
1.050	0.270
1.470	0.600
2.100	1.280
2.625	2.060
3.150	2.630

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**

Al pasar por encima del vertedero, el agua gana una altura H (determinada) con respecto al lecho del río, tanto aguas arriba como aguas abajo, la misma que podría causar socavamiento y erosión si es que "no se disipa la energía". Con ese objetivo se formará el resalto hidráulico mediante una cuenca amortiguadora. Esta también garantiza la estabilidad del azud, aunque en este caso el suelo de cimentación sea rocoso.



Diseño del resalto o colchón amortiguador

Fórmula aproximada $h_2 = 0.45\ Q/\sqrt{h_1}$

Q = Caudal de agua sobre el azud, por metro lineal=m^3/seg/m

h_2= Profundidad aguas abajo

h_1= Profundidad o espesor de la lámina vertiente al pie del azud

Para este cálculo efectuamos tanteos suponiendo un Δh aproximado; en este caso suponemos Δh =1.80 m. La velocidad de caída será:

$V_1 = \sqrt{2gh} = \sqrt{2 \times 9.8 \times 1.8} = 5.95$ m/seg

$Q = A.V. = (h_1 \times 1) \times V$

$Q = 18/10 = 1.8 m^3$/seg/m

$h_1 = Q/V$; $h_1 = 1.8/5.95$; $h_1 = 0.30$ m

La altura total del agua He sobre el lecho del río aguas arriba es igual a he+0.50, o de la energía arriba es de:

He = h azud + t agua + $V^2/2g$

= $0.50 + 0.75 + (2.4)^2/2 \times 9.8 = 1.55$m;

He = 1.55m

Por lo tanto, la profundidad de la cuenca o colchón será:

$1.55 - \Delta h - h_1 = 1.55 - 1.80 - 0.30 = -0.55$

La profundidad de aguas abajo será:

$h_2 = 0.55$ + t agua abajo = 0.55 + 0.80 = 1.35

De acuerdo con la fórmula de Merriam, el requerimiento de profundidad aguas abajo h2 es:

$h_2 = 0.45 \times Q/\sqrt{h_1} = 0.45 \times 1.8/\sqrt{0,30} = 1.47 > 1.35$

Nos faltan 0.12 m más. Redondeando daremos a la cuenca una profundidad de 0.70 m, con lo que

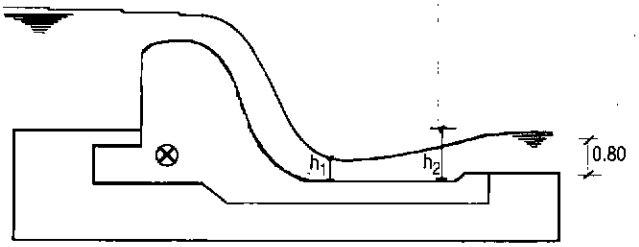
$h_2 = 0.70 + 0.80 = 1.50 > 1.47$

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**

Cálculo de la longitud de la cuenca

$L = 5(h_2 - h_1) = 5(1.50 - 0.30) = 6$ m



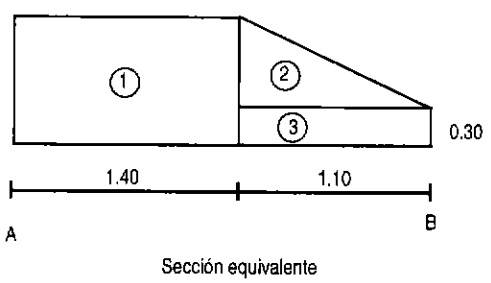
Análisis de estabilidad del azud

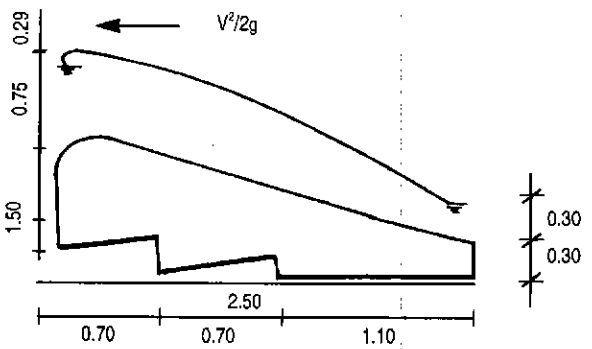
La estabilidad de un azud o una presa vertedora debe ser analizada y estudiada desde tres puntos de vista, a saber:

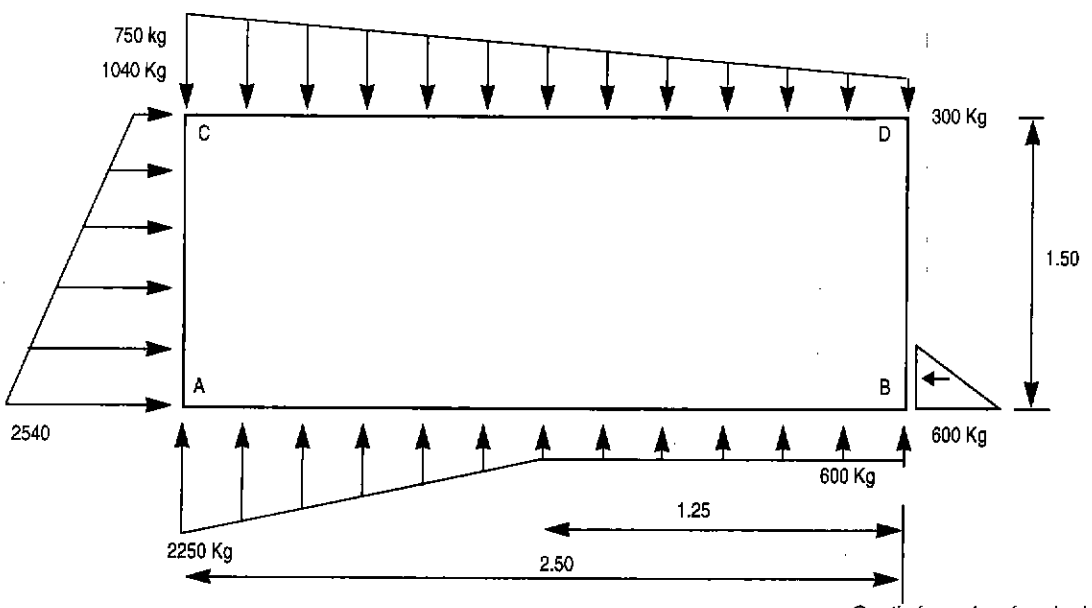
- Estabilidad contra el volteo
- Estabilidad contra el deslizamiento
- Estabilidad contra los asentamientos diferenciales

Aquí trataremos particularmente los dos primeros. El tercer estudio sólo se realiza cuando el suelo de sustentación tiene poca resistencia. En nuestro caso tiene Pt > 1.5Kg/cm2 por tratarse de roca.

Pt = Capacidad portante del suelo







Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**

Análisis de cargas y fuerzas actuantes

Cálculo de fuerzas

En seguida pasamos a calcular las fuerzas de presión, subpresión y empuje:

Fuerzas en C = ∂xh = 1000 (0.75 + 0.29) = 1040 kg

∂xh = 1000 (0.75) = 750 kg

Fuerzas en A = ∂xh = 1000 (1.50+0.75+0.29)= 2540 kg

(Sin $V^2/2g$) ∂xh = 1000 (1.50+0.75) = 2250 Kg

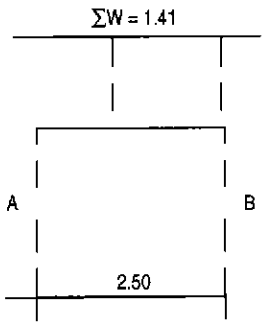
Fuerzas en B = ∂xh = 1000 (0.60) = 600 kg

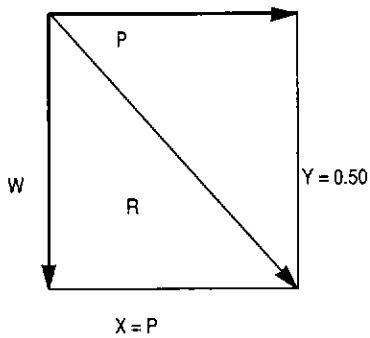
∂xh = 1000 (0.60) = 600 kg

Fuerzas en D = ∂xh = 1000 (0.30) = 300 kg

ELEM.	DIMENSIÓN	PESO ESPECÍFICO	PESO	BRAZO	MOMENTO
1	1.40 x 1.00	2200	3080	1.80	5544
2	0.70 x 1.10/2	2200	847	1.1 x 2/3	621
3	1.10 x 0.30	2200	726	1.1 x 1/2	400
Total			4653		6565

Punto de aplicación del peso: = 6565/4653 = 1.41 m





Análisis de la sección equivalente

Cálculo de pesos y momentos con respecto al punto B.

Excentricidad: 1.25 - 1.41 = -0.16 a la izquierda del centro.

A modo de ilustración, más no como parte del ejercicio, calcularemos el empuje con h = 1.50

$P = \partial \times h^2/2 = 1000 \times (1.5)^2/2 = 1125$ kg.

El empuje tiene su punto de aplicación a 1.5/3 = 0.50 desde la cresta del vertedero.

Las fuerzas de empuje y peso son dos vectores cuyo diagrama puede representarse así.

Dicha relación permite la siguiente proporción:

$x/y = P/W$; $x = P \cdot y/W = 1125 \times 0.50/4653 = 0.12$

La resultante pasa a 1.41-0.12 = 1.29 desde B.

La excentricidad ahora es de 1.25 - 1.29 = 0.04. Esto quiere decir que la resultante está a solamente 4 cm del centro de la base, casi al medio del tercio central.

La presión que ejerce la estructura sobre la roca en el extremo A es la presión máxima y mide:

$f_A = W/A.(1 \pm 6 \cdot e/d)$

$= 4653/250 \times (1 \pm 6 \times 0.04/2.50)$

f_A = 1682 Kg/m² ó f_A = 0.17 Kg/cm², lo que es sumamente inferior a la resistencia de la roca que tiene Pt > 1.00 Kg/cm² (hasta aquí llega el ejemplo ilustrativo).

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**

Deslizamiento

Carga horizontal :

Agua [(2540 + 1040)/2] x 1.50 = -2700 kg

Agua (600 x 0.6)/2 = 180 kg

-2520 Kg

Carga vertical :

Concreto : 4653 Kg = +4700 kg

Agua $\frac{(750 + 300)}{2}$ x 2.50 = +1320 kg

Agua $\frac{(2250 + 600)}{2}$ x 1.25 + (1.25 x 600) = -2550 kg

3470 kg

Este peso actuando sobre la roca con un coeficiente de fricción de 0.85 provoca una fuerza de 0.85x3470 = 2949 Kg que se opone a la fuerza de -2520 Kg.

Por lo tanto hay seguridad contra el deslizamiento porque 2949 kg > 2520 kg.

El factor de seguridad contra el deslizamiento es de: $\frac{2949}{2520} = 1.17$

Volteo

Tomemos momentos con respecto al punto B.

Agua 1040x $1.5^2/2$ +1500 x 1.5/2 x 1.5/3 = -1730 kg-m

Agua 600 x $2.5^2/2$ + 1650 x 1.25/2 x(1.25 +2/3 x 1.25) = -4020 kg-m

ΣM_V = -5750 kgm

Este es el momento total de volteo. Ahora calcularemos el momento total resistente.

Concreto (ya calculamos 6565) = ±6570 kgm

Agua 300 x $2.5^2/2$ + 450 x 2.5/2 x 2.5 x 2/3

ΣM_R = +1880 kgm

= 8450 kgm

$\Sigma M_R > \Sigma M_V$; por lo tanto, el factor de seguridad contra el volteo es de: $\frac{8450}{5750} = 1.48$

Funcionamiento hidráulico de la bocatoma

La bocatoma consta de:

1. Bocal con vertedor de entrada.
2. Ventana reguladora.
3. Vertedor de excedencias situado aguas más abajo.
4. Entre el bocal de entrada y la ventana reguladora hay un canal muy corto, de 3 m de longitud que, a su vez, tiene una compuerta hacia el río para vaciar los sedimientos que se encuentren en ese tramo. Cuando la compuerta se abre el canal funciona como un canal de limpieza.
5. El canal desde la ventana reguladora hasta el desarenador será un canal trapezoidal. Este canal debe tener una velocidad tal que evite la sedimentación, por lo menos hasta entregar sus aguas al desarenador.

   En épocas de estiaje la toma debe garantizar la captación de 300 Lt/seg del caudal mínimo del río (Q_{min} = 500 Lt/seg). Los 200 Lt/seg restantes serán evacuados por el vertedor principal prácticamente con tirante bastante pequeño, muy próximo a cero.

   La ventana que proporciona este tipo de toma, es decir con vertedor de entrada, es la que obstaculiza el ingreso de materiales de arrastre desde el río hacia el canal.

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* Diseño de una presa vertedora maciza

a) Cálculo de la longitud del bocal y vertedor de entrada

Si asignamos una cota de 0.30 m a la cresta del vertedor de ingreso, dispondremos de una carga hidráulica de 0.20m ya que la cota de la cresta del azud es de 0.50 y el tirante de aguas mínimas sobre el azud es prácticamente cero.

A fin de calcular la longitud de este vertedor de entrada empleamos la fórmula del vertedor.

$$Q = \frac{2}{3}\,\mu L\sqrt{2gh^3}$$

donde $\mu = 0.50$ y $h = 0.20$

$$L = \frac{Q}{\frac{2\,\mu\sqrt{2gh^3}}{3}} = \frac{0.30}{\frac{2\,(0.50)\sqrt{2 \times 9.8 \times 0.2^3}}{3}} = 2.30$$

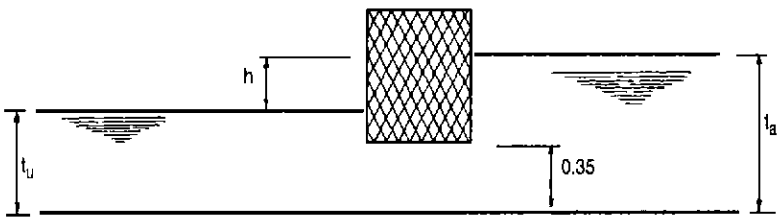
Por seguridad asumimos 2.50

$L = 2.50$ m

Ello significa que para poder captar 300 Lt/seg necesitamos un vertedor de ingreso de L = 2.50 m.

b) Ventana reguladora

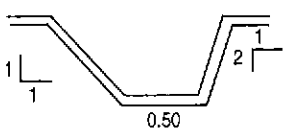
Como ventana reguladora se pondrá un orificio de 0.60x0.30 por el cual en época de estiaje pasarán 300 Lt/seg sin remanso.



En tiempos de máxima creciente el agua llegará a 0.75 m por sobre la cresta del azud, es decir que tendrá una cota de 1.25 m (0.50+0.75) sobre el fondo del río. En este caso el flujo será sumergido y formará remanso, la carga hidráulica será igual a la diferencia de altura en el canal de limpieza y la altura en canal de salida de la ventana reguladora, es decir $h=t_o$ - tu si el orificio de salida o ventana reguladora tuviera a, b dimensiones el caudal de salida de la ventana reguladora será igual a Q = μab 2gh. En este caso los cálculos se realizan por tanteos debido a que h es una función de t_o - t_u.

c) Canal entre la ventana reguladora y el desarenador

Como mencionáramos líneas arriba, este canal tendrá una sección trapezoidal irregular. Uno de sus taludes tendrá Z = 1 y el otro Z = 0.5. Tal como aparece en la figura, la velocidad en este canal debe ser alta (V = 1.25 m/seg) para evitar la sedimentación, por lo menos hasta llegar al desarenador. Las dimensiones de este canal se calculan por tanteo, así para un caudal Q = 300 Lt/seg, una V = 1.25 m/seg, S = 1% y K = 40, R es igual a R = 0.18m, A = 0.235 y t_u = 0.30.



Q = 300 Lt/seg	s = 1%
V = 1.25 m/seg	R = 0.15
t = 30 cm	
A = 0.205 m²	N = 0.025

Por lo tanto, si t_u=0.30 en este canal, t_u en la ventana reguladora será también t_u = 0.30.

En razón de que 0.35 > 0.30, el agua pasa el orificio sin remanso considerable.

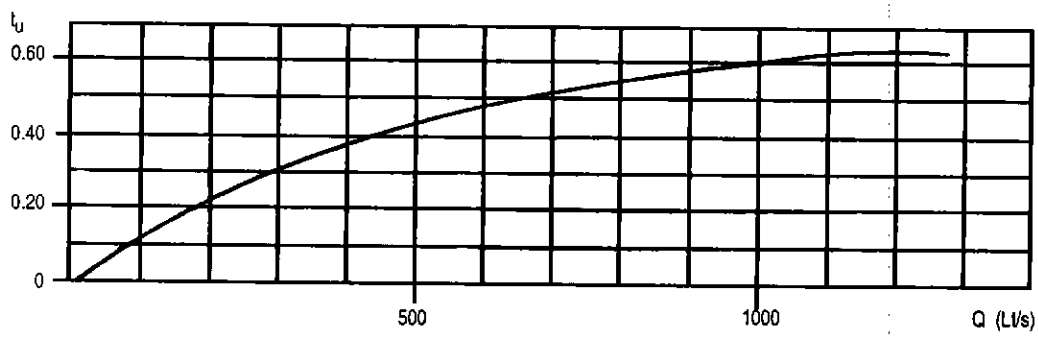
d) Funcionamiento en condiciones de máxima avenida

Ahora necesitamos saber qué caudal pasa por la ventana reguladora en condiciones de máxima avenida. Cuando esto ocurre, to=1.25, es decir 0.50 m de altura del azud más 0.75 de carga sobre el vertedor. Para poder calcular tu o el tirante de agua en el canal después de la ventana reguladora, se procederá por tanteos verificando valores para diferentes caudales tal como se muestra en la siguiente tabla y curva que grafica los valores de t_u vs Q.

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**

t_u	A	P	R	$\sqrt[3]{R^2}$	K	I	V	Q
0.30	0.235	1.28	0.18	0.32	40	0.01	1.28	300
0.40	0.32	1.52	0.21	0.35	40	0.01	1.40	445
0.50	0.42	1.76	0.24	0.385	40	0.01	1.54	650
0.60	0.57	2.01	0.285	0.435	40	0.01	1.74	790



La velocidad de salida por la ventana reguladora será $V = \mu ab\sqrt{2gh}$; donde a y b corresponden a las dimensiones de la ventana y $h = t_o - t_u$.

De acuerdo con la tabla y el gráfico se hacen varios tanteos partiendo del valor de Q. Así, el último tanteo con Q = 570 Lt/seg nos da que:

$$Q = \mu ab\sqrt{2gh}$$

donde $\mu = 0.70$ y $h = t_o - t_u$

$$0.570 = 0.50 \times 0.35 \times 0.60\sqrt{2 \times 9.8h}$$

$$h = 0.78$$

Por lo tanto $0.78 = 1.25 - t_u$

De donde $t_u = 0.47$

Por consiguiente, cuando en el río se produce una máxima avenida $t_o = 1.25$, Q en el canal entre la ventana y el desarenador será Q = 570 Lt /seg en un tirante de $t_u = 0.47$.

e) Vertedor lateral

Sólo hace falta calcular la longitud del vertedor. Como ya conocemos el caudal Q = 270 Lt/seg a evacuar y el tirante que viene a ser tu1 - tu2 =0.47 - 0.30, por lo tanto h = 0.17m. Por seguridad vamos a dar un cm más de tirante al canal, es decir tu = 0.31, por lo tanto

h = 0.16m

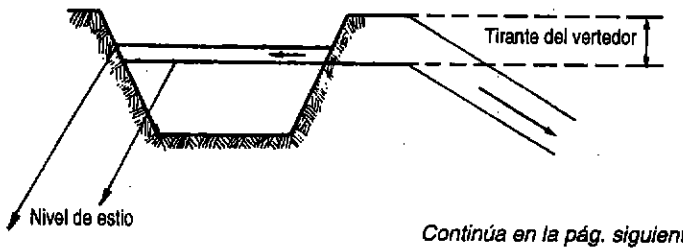
Para el cálculo de la longitud del vertedor empleamos la fórmula:

$$Q = 0.95 \times \frac{2}{3} \mu L\sqrt{2gh^3}$$

$$L = \frac{Q}{0.95 \times \frac{2}{3}\mu\sqrt{2g \times h^3}} = \frac{0.270}{0.95 \times \frac{2}{3} \times 0.55 \times \sqrt{2 \times 9.8 \times 0.16^3}} = 2.76$$

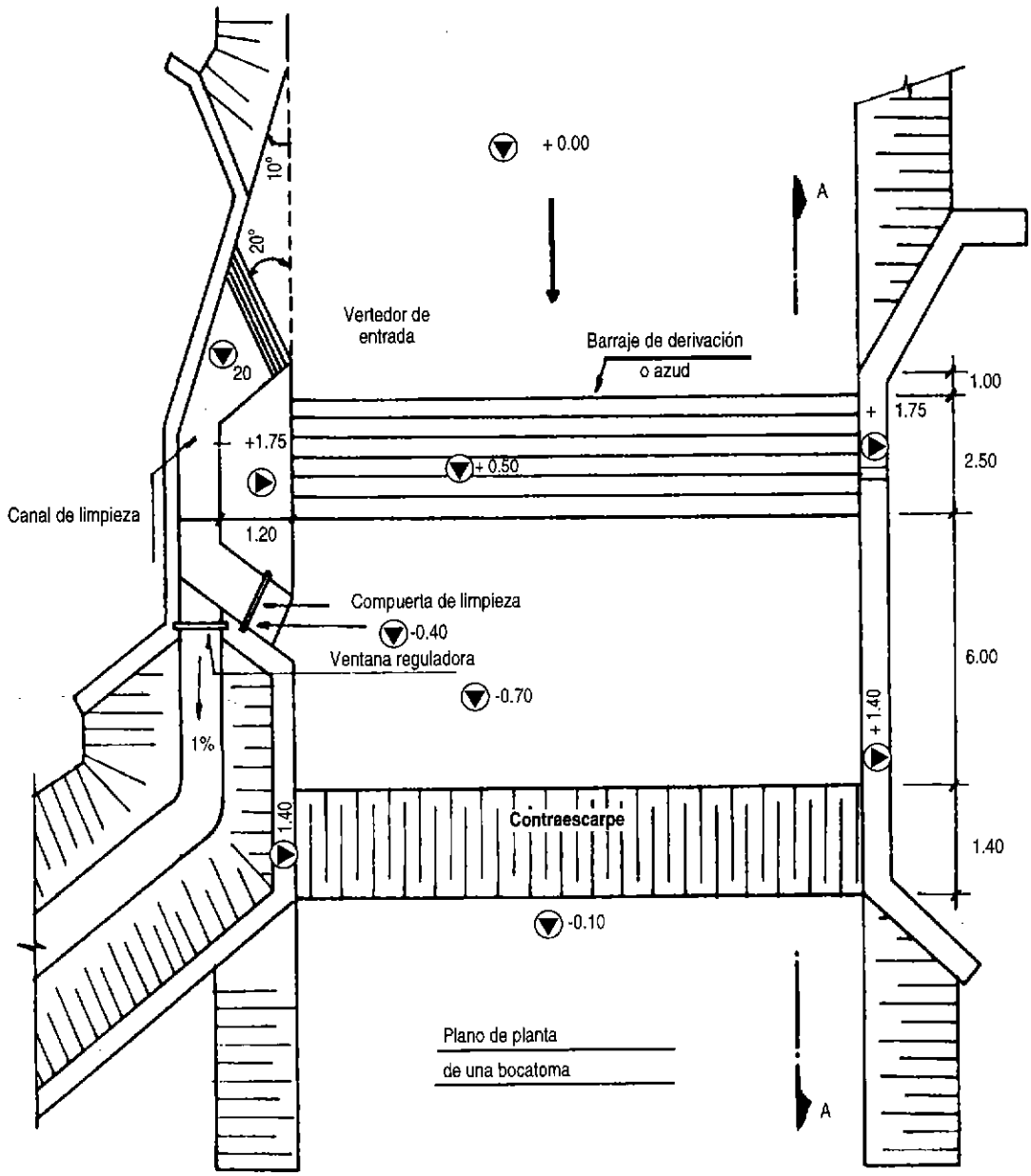
Asumimos L = 3.00 m

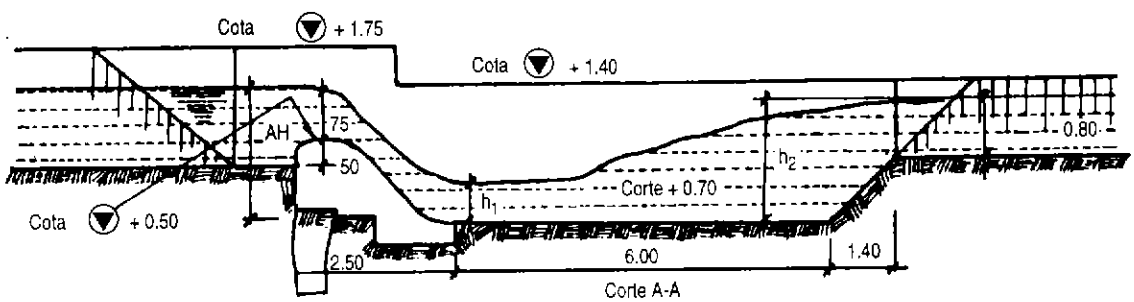
Un corte transversal en la sección del canal con el vertedor lateral quedará tal como lo muestra la siguiente figura, que viene a ser el mismo que por razones topográficas definimos líneas arriba.



Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 3.1 *(continuación)* **Diseño de una presa vertedora maciza**





3.4

Aliviaderos

Un aliviadero es un tipo de vertedor. Se llama vertedor a un dispositivo hidráulico que consiste en una escotadura a través de la cual se hace circular el agua.

Los aliviaderos son estructuras de regulación y de protección que sirven para evacuar caudales de demasías o caudales superiores a los del diseño. Si estas aguas excedentes ingresaran a las diferentes obras que componen el sistema, podrían ocasionar daños de imprevisibles consecuencias.

Su diseño define básicamente tres características: largo, altura (tirante útil más borde libre) y tipo de cresta que será definida por un coeficiente de descarga. En la figura 3.15 vemos un aliviadero de avenidas junto con unas compuertas de control de caudal y de vaciado de canal. En el ejercicio del acápite 3.3.6, se vio que los caudales de avenida en el canal pueden ser el doble del caudal normal. El aliviadero debe devolver el exceso de agua al río.

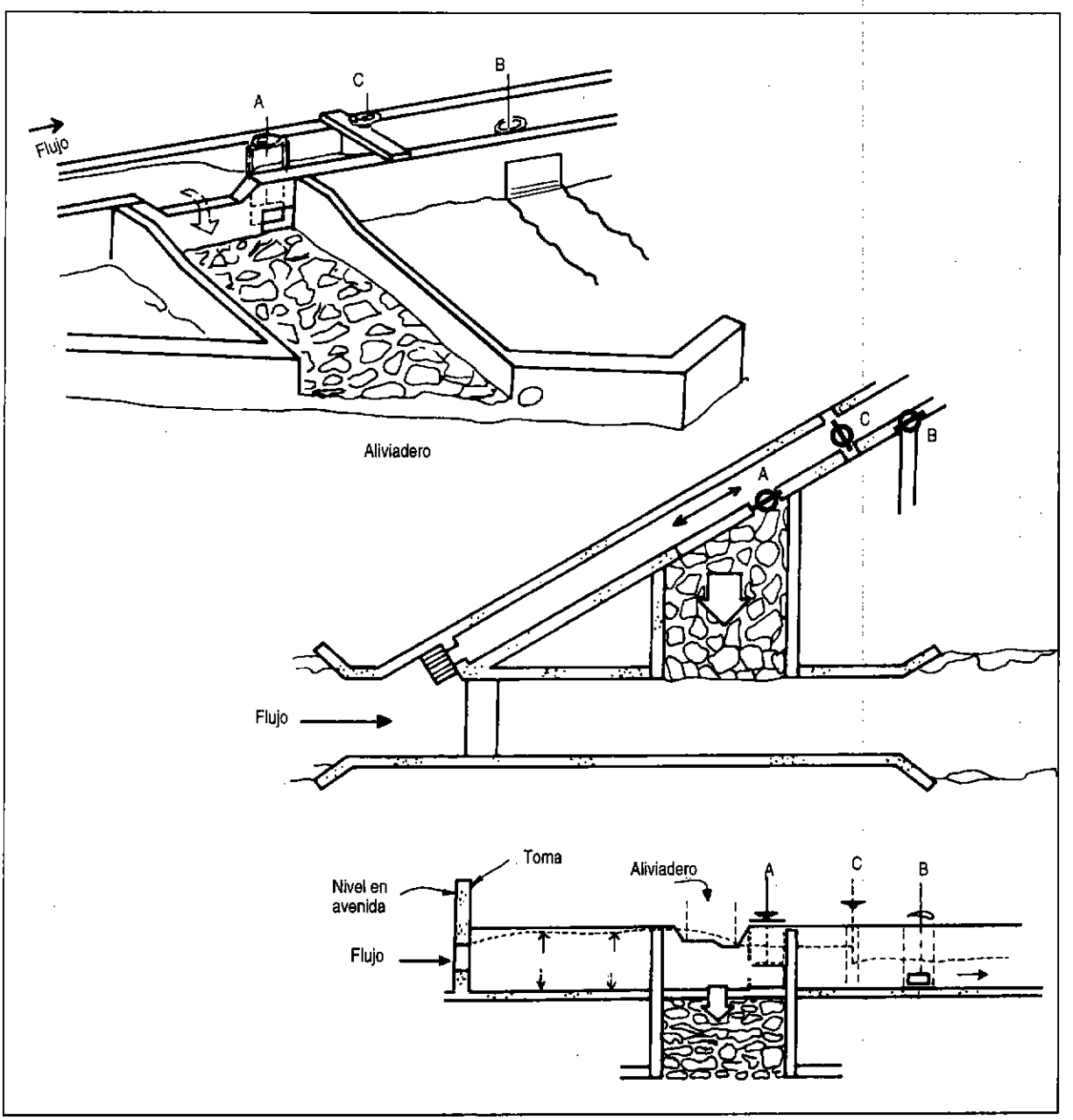


Fig. 3.15: Aliviadero y compuertas de control.

El aliviadero se combina con las compuertas de control para el desagüe del mismo. En ciertos casos, es necesario detener rápidamente el ingreso de agua al canal, por ejemplo cuando se ha producido una rotura en el canal aguas abajo que ocasiona el colapso progresivo de este así como erosionando sus cimientos. Con frecuencia hay emergencias en épocas de avenida. Las compuertas de control de la figura 3.15 deben estar situadas por encima del nivel de la avenida y a una distancia del río como la que se aprecia, a fin de permitir un fácil acceso cuando el río está crecido. Es conveniente no confiar en un solo mecanismo para cortar el paso de agua al canal, sino que hay que tener otra alternativa. Podría ocurrir que una de las compuertas no funcione cuando sea necesario, en especial si no ha sido usada con mucha frecuencia.

Por lo general, las compuertas se abren más fácilmente de lo que se cierran. Las compuertas A y B de la figura 3.15 podrían ser más confiables que la compuerta C. No obstante, si se usa esta última para detener el caudal del canal, el efecto inmediato será que todo el caudal de avenida pase por el aliviadero. El ancho y los muros del canal de rebose deben bastar para contener todo el caudal en este caso. Dado que C es una compuerta con un orificio de tamaño variable, es también un mecanismo para regular el caudal a niveles bajos si lo que se desea es probar la turbina.

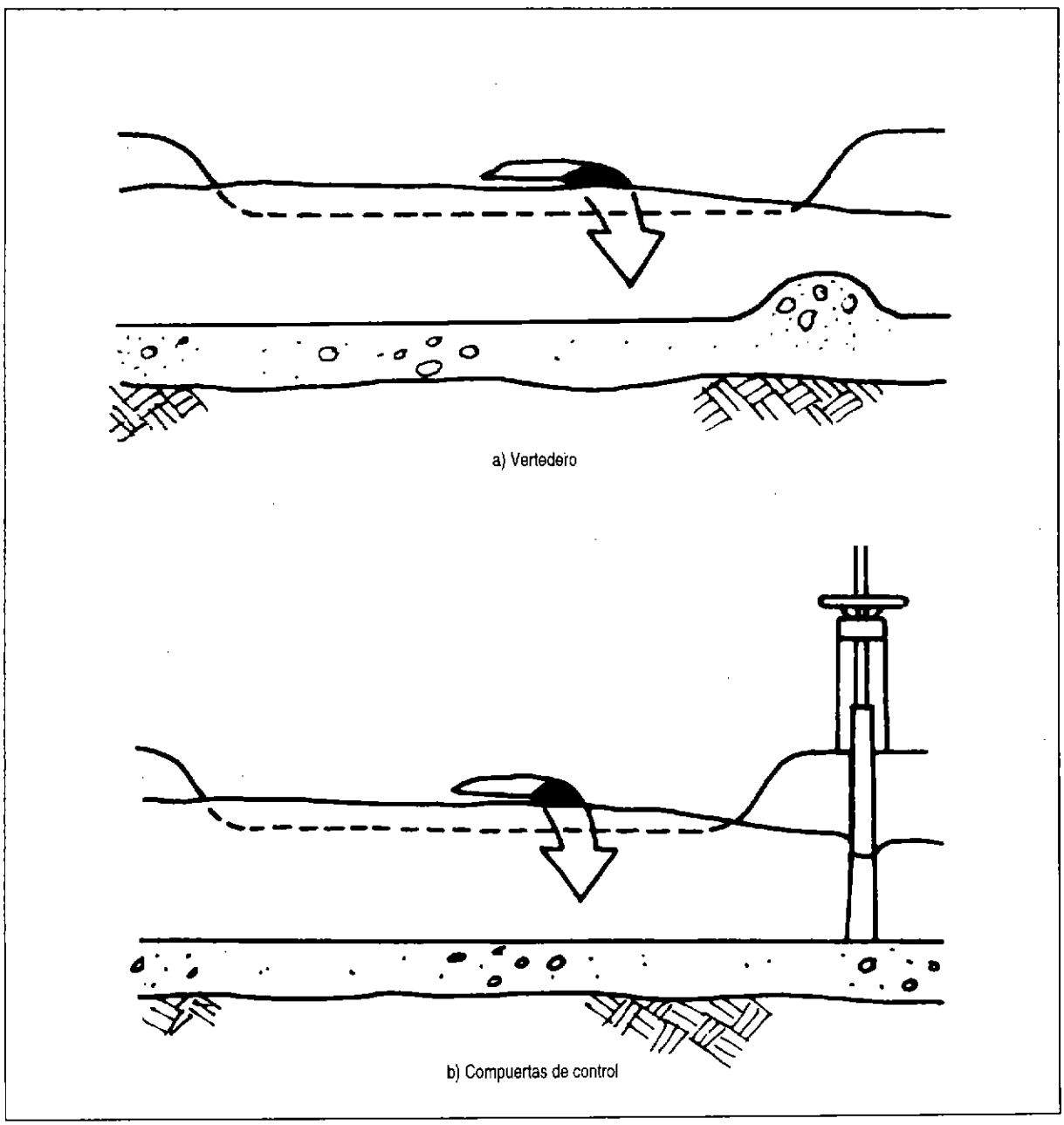


Fig. 3.16: Modos de aumentar la cantidad de agua que rebosa por el aliviadero.

Es recomendable construir otros aliviaderos a intervalos de 100 m a lo largo de todo el canal principal, así como tener desagües para conducir el agua de rebose lejos de la base del canal. El costo de incluir estos reboses y desagües es considerablemente menor que el costo de la erosión de la pendiente y los daños que ocurrirían al canal si éste llegara a rebalsarse.

Ejemplo 3.2 — Cálculo de las dimensiones de un aliviadero

Vamos a suponer que las dimensiones de un canal de sección rectangular son de 0.38 m x 0.38 m y que un caudal de 0.132 Lt/seg de agua circula con una velocidad de 2m/seg, en estiaje. Si en tiempos de avenida este caudal se incrementa en 10%, ¿cuales deberían ser las dimensiones del aliviadero que se va a instalar?

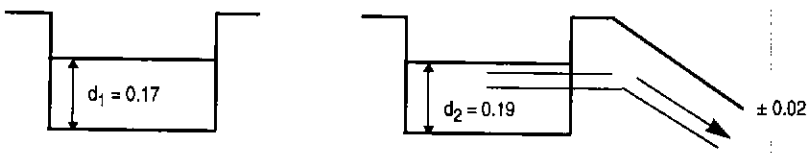
La altura de la cresta del aliviadero (h_u) medida desde el fondo del canal debe estar alineada con el nivel normal del agua, es decir que h_u coincidirá con el tirante de agua dentro del canal.

El tirante de agua (d) por el ancho de la base (b) del canal hacen el área mojada y esto es igual a:

$$A = Q_1/V = 0.132/2 = 0.066m^2 = bd$$

$$h_u = d_1 = 0.066/0.38 = 0.17m$$

La longitud del aliviadero (L_v) se halla a partir de la ecuación del vertedero estándar. Debe ser lo suficientemente largo como para permitir el paso de todo el caudal excedente con la altura de carga (h_c).



La ecuación del vertedero estándar es :

$$Q = C_W\, Lv\, (h_c)^{3/2}$$

C_W = 1.6 coeficiente de descarga

Caudal de avenida $Q_2 = 1.10 \times 0.132 = 0.145m^3/seg$

Luego el tirante de agua en el canal d_2 es:

$$d_2 = \frac{Q}{V \times b} \quad \frac{0.145}{2 \times 0.38} = 0.19m$$

La carga del vertedero es (0.19 - 0.17) igual 0.02

$$Q \text{ a evacuar es } = Q_2 - Q_1 = 0.145 - 0.132 = 0.013\ m^3/s$$

Reemplazando valores en la fórmula $Q = CwLv\,(h_c)^{3/2}$

$$0.013 = 1.6\, L_v\, (0.02)^{1.5}$$

$$L_v = \frac{0.013}{1.6(0.02)^{1.5}} = 2.87\ m$$

En la práctica es conveniente aumentar esta longitud ya que su construcción no demanda mayores gastos y, por el contrario, nos garantiza un mejor funcionamiento.

3.5

Desarenadores y cámara de carga

El agua captada del río y conducida a la turbina transporta pequeñas partículas de materia sólida en suspensión compuesta de materiales abrasivos (como arena) que ocasionan el rápido desgaste de los álabes de la turbina. Para eliminar este material se usan los desarenadores. En ellos la velocidad del agua es reducida con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo de donde podrán ser removidas oportunamente. Es necesario que el sedimento se asiente tanto a la entrada del canal como a la entrada de la tubería o cámara de carga.

La figura 3.17 muestra un diseño simple de un desarenador a la entrada del canal, y la figura 3.18 muestra una cámara de carga. Ambos depósitos deben cumplir estos cinco principios importantes:

a) Deben tener una longitud y un ancho adecuados para que los sedimentos se depositen, sin ser demasiado voluminosos o caros.

b) Deben permitir una fácil eliminación de los depósitos.

c) La eliminación de sedimentos a través de la compuerta debe hacerse cuidadosamente para evitar la erosión del suelo que rodea y soporta la base de la tubería y del depósito. Es mejor construir una superficie empedrada similar al canal de desagüe del aliviadero.

d) Se debe impedir la turbulencia del agua causada por cambios de área o recodos que harían que los sedimientos pasen hacia la tubería de presión.

e) Tener capacidad suficiente para permitir la acumulación de sedimentos.

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

Ancho y longitud del desarenador

La longitud total del desarenador se divide en tres partes: entrada (L_e), decantación (L_d) y salida (L_s). La parte central es el área de decantación. La longitud de decantación (L_d) y el ancho (W) aparecen también en la figura 3.18.

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

La velocidad horizontal del agua (V_H) será baja, puesto que la zona de decantación del desarenador tiene una gran sección transversal (A). Para diseñar un desarenador se elige una velocidad de agua adecuada. Se recomienda un valor de 0.2 m/s en la mayoría de los casos, pero también pueden adoptarse valores más altos, hasta de 0.5 m/s. El siguiente paso es escoger un valor de profundidad de decantación (d_d).

Se recomienda no seleccionar valores mayores a 1 m para fines de diseño. Otra razón práctica para ello es que el drenaje de la sedimentación del desarenador puede ser difícil de realizar si este es muy profundo. En este punto es posible determinar el ancho del desarenador.

Si el terreno sobre el cual se va a construir el desarenador es muy escarpado, entonces puede ser impracticable construir uno ancho. Los valores de (V_H) y de (d_d) pueden seleccionarse nuevamente para conseguir un desarenador más angosto pero más largo.

La figura 3.19 muestra la trayectoria seguida por las partículas de arena. Inicialmente, al estar el desarenador limpio de depósitos, la velocidad del agua tendrá valores menores que la velocidad calculada. Cuando el tanque recolector está lleno (figuras b y c), la velocidad del agua será mayor y las partículas viajarán hacia adelante del desarenador. La velocidad con que las partículas caen depende de su tamaño, forma, densidad y del grado de turbulencia del agua.

Cuando el flujo de agua no es turbulento, la velocidad de decantación Vd (vertical) de partículas pequeñas es conocida. En la mayoría de las microcentrales hidráulicas es suficiente eliminar partículas que tengan más de 0.3 mm. de diámetro, las cuales tienen velocidades de decantación mayores de 0.03 m/s. El desarenador debe ser lo suficientemente largo como para permitir que se decanten las partículas más livianas cuando la zona de decantación esté llena, tal como se muestra en la figura 3.19.

La longitud de decantación se calcula fácilmente:

$$Ld = \frac{Vh}{Vd} \times d_d \times f$$

Donde f = factor de seguridad.

Se recomienda un valor de 2 a 3 como factor de seguridad.

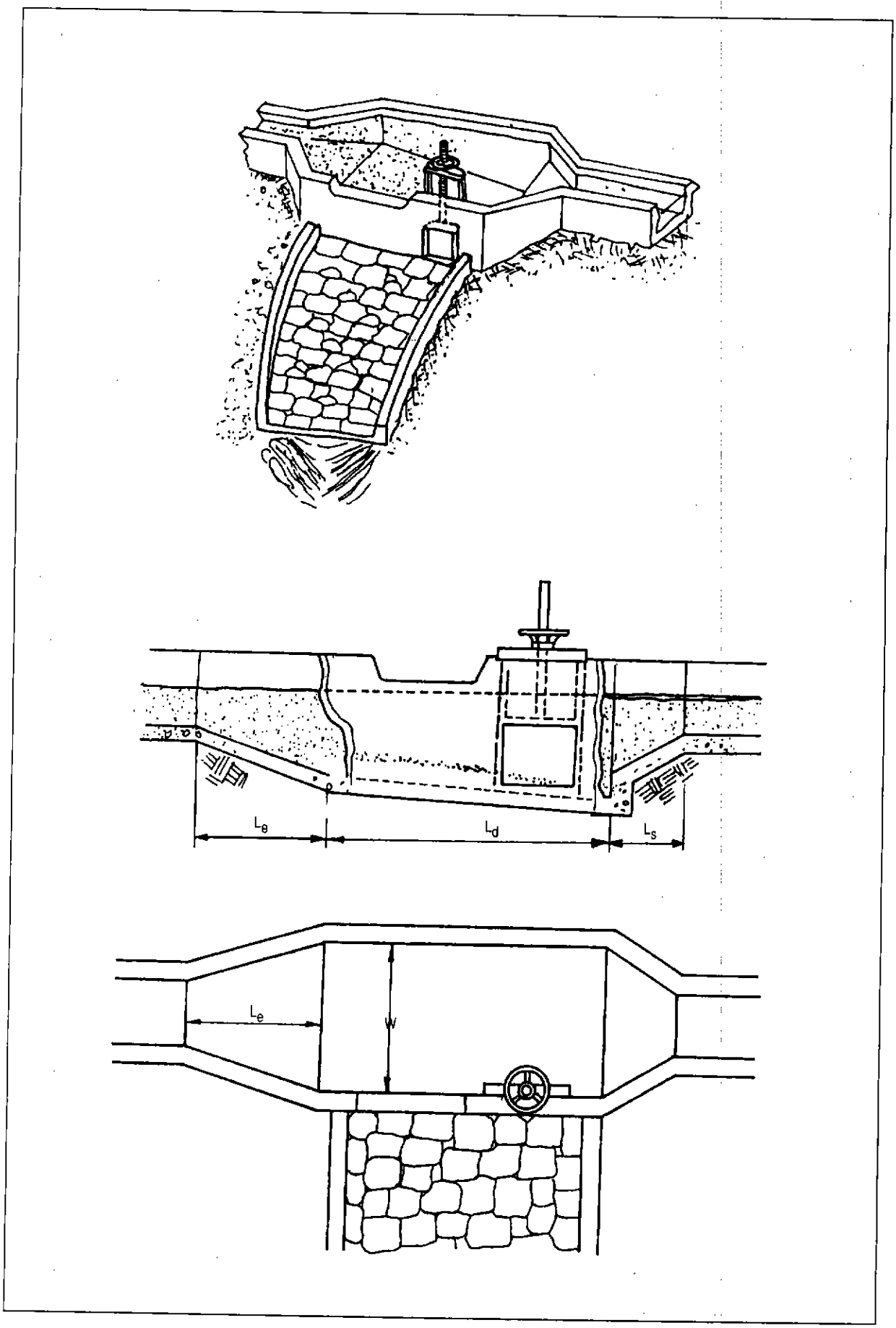
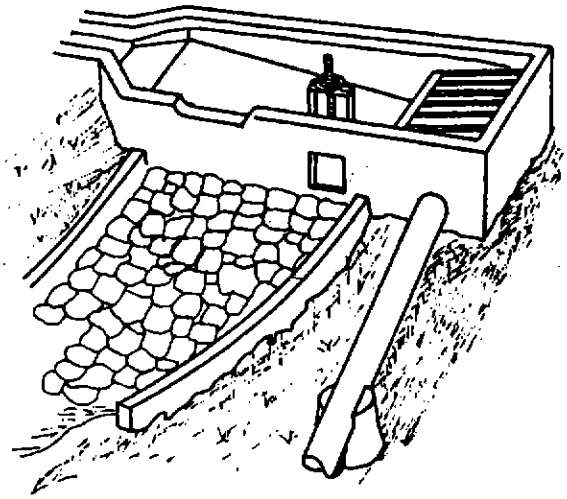
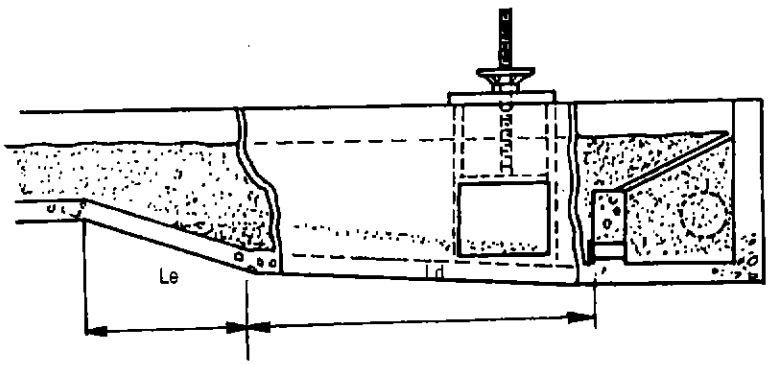


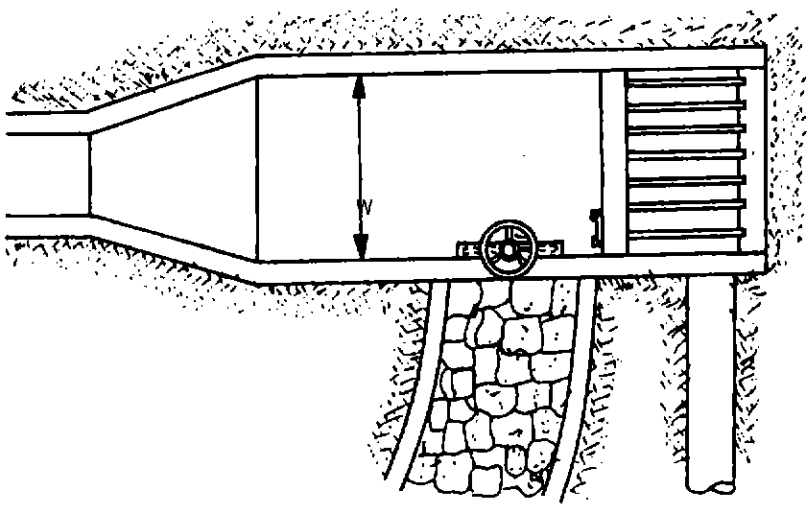
Fig. 3.17: Esquema de un desarenador.



Obsérvese que el desagüe empedrado está dirigido fuera de los soportes de la tubería



Vista lateral



Vista de planta

Fig. 3.18: Esquema de una cámara de carga.

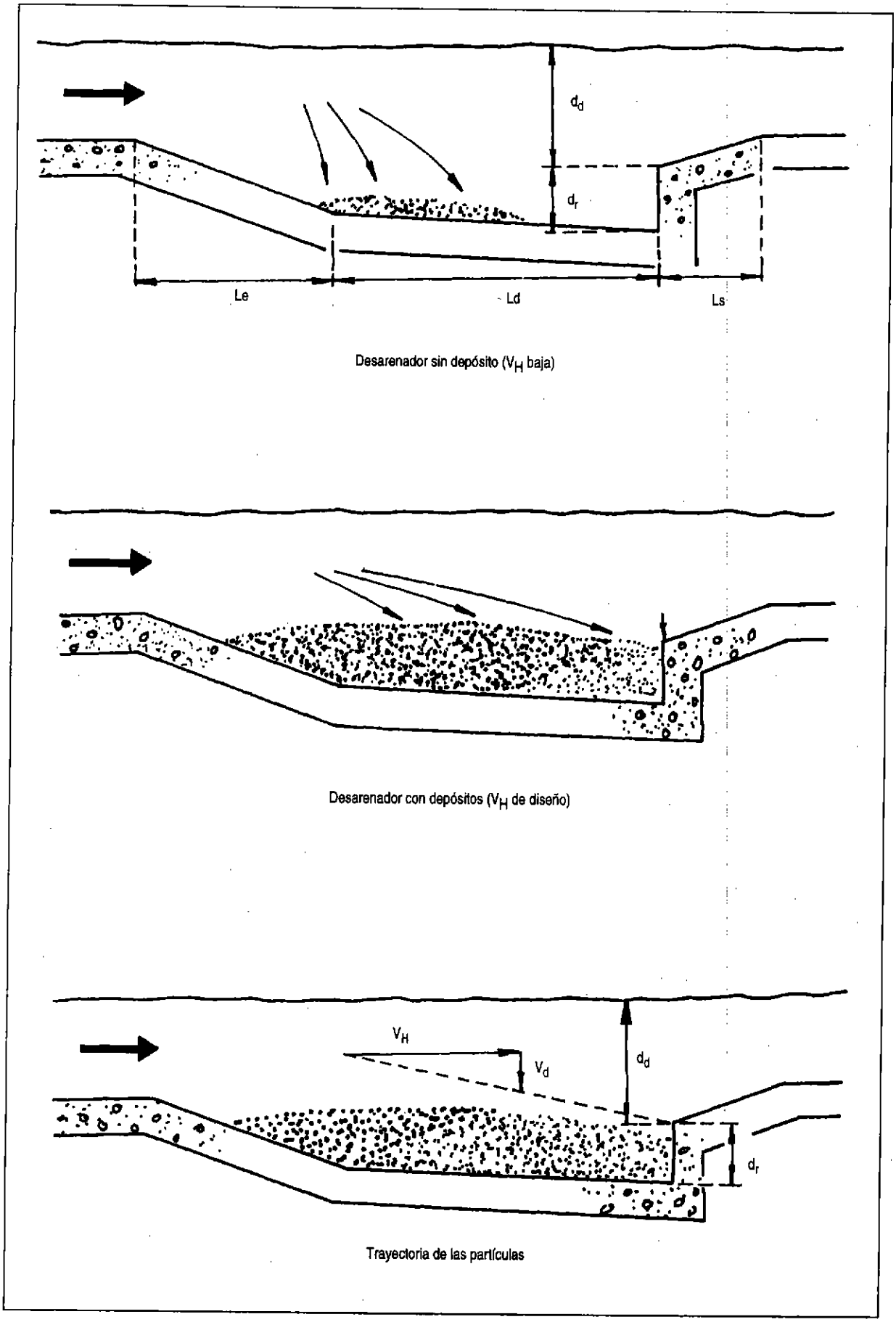


Fig. 3.19: Diseño del desarenador.

Tabla 3.1 **Velocidad de decantación de partículas de arena**

Tamaño de partícula (mm)	Vd (m/s)
0.1	0.01
0.3	0.03
0.5	0.05
1.0	0.10

Ejercicio 3.1 — Cálculo del ancho y longitud de un desarenador

Asumiendo que: $Q = 0.132\ m^3/s$

$f = 2$

Adoptar un valor para d_d(0.5 metros) y dos valores para V_H (0.2 y 0.4 m/s).

Diseñar para una partícula de 0.3 mm de diámetro:

a) Desarenador a la entrada del canal:

Si $V_H = 0.2$ m/s

$$W = \frac{Q}{V_H \times d_d} \qquad \frac{0.132}{0.2 \times 0.5} = 1.3\ m$$

$$L_d = \frac{V_H}{V_d} \times d_d \times f = \frac{0.2}{0.03} \times 0.5 \times 2 = 6.67\ m$$

Si $V_H = 0.4$ m/s.

$W = 0.66$, $L_d = 13{,}4$ m.

Ejercicio 3.2 — Capacidad del tanque colector y frecuencia de vaciado del depósito

De acuerdo al ejercicio 3.1, determinar la profundidad del tanque colector del desarenador sobre la base de una razonable frecuencia de vaciado. Supongamos que diferentes mediciones establecen que un río transporta sedimentos a razón de 0.05 Kg/m^3 a 0.2 Kg/m^3 durante todo el año.

Una frecuencia de vaciado razonable (T horas) durante casi todo el año, cuando la cantidad de sedimentos transportada (S) es 0.05 Kg/m^3, sería una vez por semana. En una semana la bocatoma absorberá una determinada cantidad de sedimento:

$Q \times T \times S = 0.132 \times 3600 \times 24 \times 7 \times 0.05 = 3992$ kg.

Densidad de arena = 2600 Kg/m^3. Supongamos una densidad de acumulación del 50%.

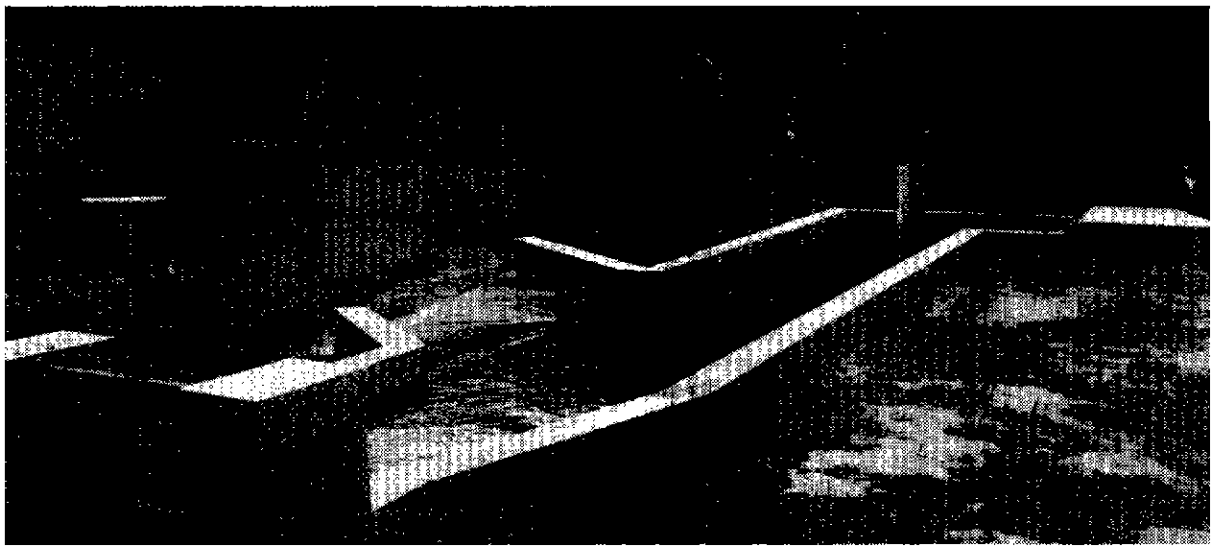
Volumen del sedimento = 1.54 m^3.

Capacidad requerida del tanque colector = 3.1 m^3.

Dando las siguientes dimensiones del depósito de W = 1.3m y Ld = 6.7m. esto implica un tanque colector con una profundidad de:

$$dr = \frac{\text{Capacidad de tanque}}{W \times L_d} = \frac{3.1}{1.3 \times 6.7} = 0.36\ m$$

Foto 3.1: Cámara de carga (Atahualpa - Cajamarca).



El diseño de la cámara de carga se hace en forma similar sin descontar las pérdidas por filtración o el agua utilizada para riego si es que la hubiera, a menos que estas sean significativas.

Durante algunos meses del año la carga transportada aumentará a 0.2 Kg/m^3. De allí que sea necesario un vaciado de 3.1 m^3 del tanque cada 42 horas o cada dos días aproximadamente. La alternativa sería aumentar las dimensiones de uno de ellos o de todos a la vez, a fin de darle mayor capacidad y reducir la frecuencia de vaciado. Como es lógico, estas dimensiones se aumentarán teniendo en cuenta las propias restricciones del lugar, tipo de suelo, costo, etcétera.

En la práctica, la frecuencia de vaciado dependerá de las observaciones que se hagan del tiempo de llenado del tanque colector.

En teoría, la cámara de carga deberá tener una capacidad de colección menor que el desarenador ya que la carga del sedimento debe ser baja. En la práctica, es muy posible que el agua del canal contenga sedimento a causa de desechos o de fallas en el depósito de la entrada. Por esta razón la cámara de carga debe ser dimensionada del mismo modo que el desarenador y vaciada con la frecuencia que sea necesaria.

Tanque colector del desarenador

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

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

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

Tendencia al desplazamiento y turbulencia

En el diseño de los desarenadores hay que evitar dos cosas: la turbulencia y la tendencia al desplazamiento. La figura 3.20 (a) muestra un diseño incorrecto que posibilita ambas cosas.

Es importante evitar la turbulencia porque agita el sedimento manteniéndolo en suspensión.

La tendencia al desplazamiento de los depósitos es la capacidad que tiene el agua de moverse rápidamente desde la entrada hasta la salida transportando consigo una cantidad de sedimento. La figura 3.20 (b) muestra las secciones de entrada y salida necesarios.

En general, resulta difícil construir desarenadores y la tentación es reducir su tamaño mediante la incorporación de deflectores. La figura 3.21 (a) muestra un

diseño incorrecto de un desarenador con deflectores. Hay que tomar las providencias del caso para evitar que surjan nuevos problemas.

Por ejemplo, si los deflectores son colocados a poca distancia entre sí, el área transversal de flujo será pequeña lo que ocasionará altas velocidades impidiendo que el sedimento se asiente. Las curvas pronunciadas crean turbulencia y por tanto ulterior suspensión de partículas, pudiendo también estimular tendencias al desplazamiento del sedimento. Asimismo, a los tanques con deflectores frecuentemente les resulta difícil desfogar los depósitos de sedimento. No obstante, si son diseñados con cuidado, pueden resultar efectivos y más compactos que los depósitos normales.

Cámara de carga

La figura 3.18 muestra una cámara de carga. El diseño de esta cámara sigue exactamente el procedimiento esbozado anteriormente para los desarenadores, excepto para la sección de salida que es reemplazada por la toma de la tubería de presión.

Distancia entre las rejillas

En el caso de una turbina Pelton, el espacio entre las rejillas "S" no debe ser mayor que la mitad del diámetro del inyector. Si se usa una válvula de aguja debe ser un cuarto de éste. Para una turbina Francis, "S" no debe exceder la distancia entre los álabes del rodete.

Limpieza de las rejillas

Se puede quitar la rejilla y extraer los residuos (dos rejillas utilizadas juntas aseguran que una esté siempre en su lugar), o emplear un rastrillo hecho especialmente para el efecto.

Los dientes del rastrillo deben estar lo suficientemente espaciados para que entren entre las barras y el mango debe ser lo bastante largo para permitir el rastrillaje completo de las rejas. La mejor forma de colocarlas es en un ángulo como el mostrado (entre 60° y 80° de la horizontal) a fin de lograr un buen rastrillaje, pero también para permitir que la gravedad y el movimiento los mantengan limpios.

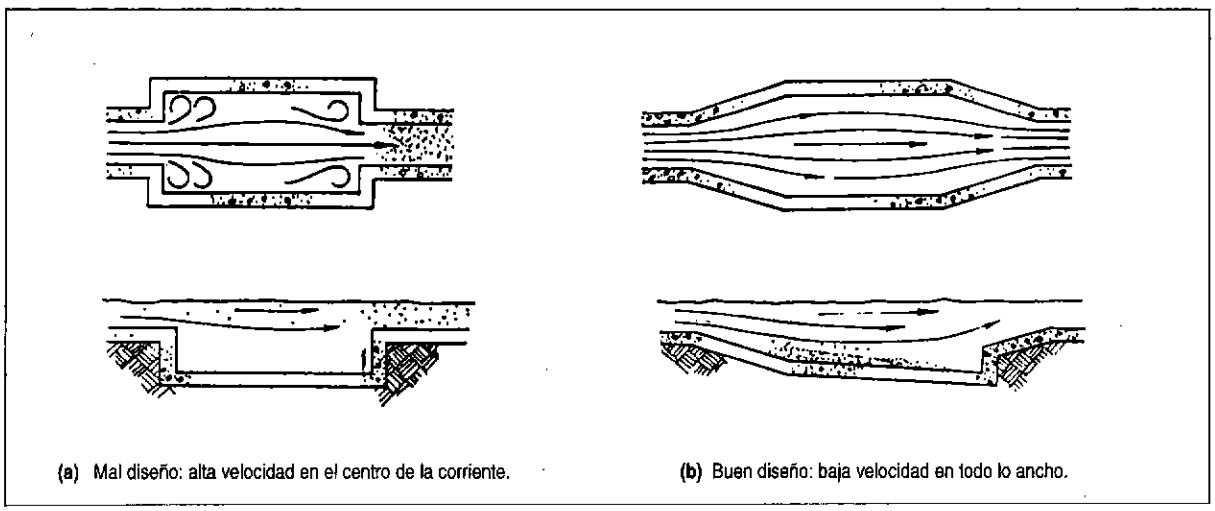


Fig. 3.20: Observaciones en el diseño de desarenadores.

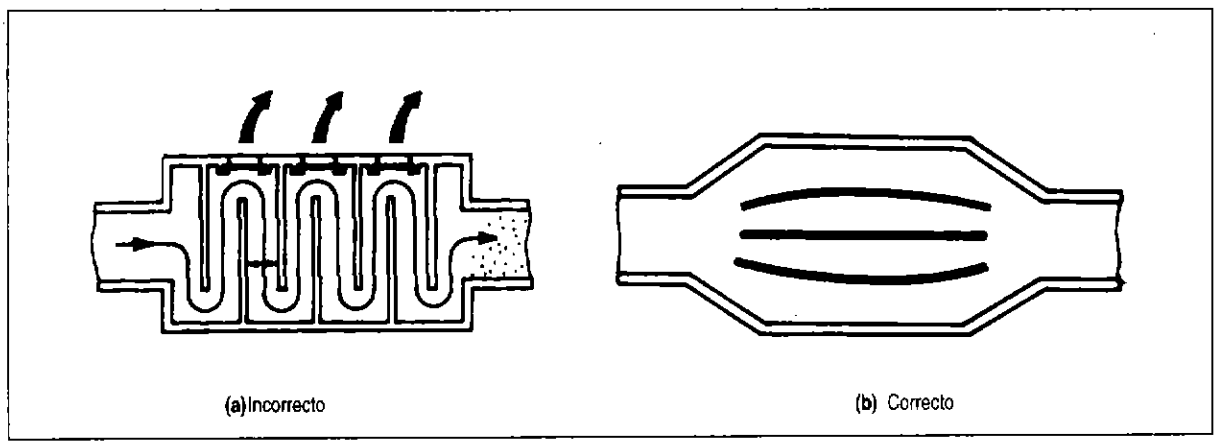


Fig. 3.21: Desarenadores con deflectores y con muros directrices.

Limpieza de desarenadores y corte del agua

Por lo general la limpieza es un proceso bastante tedioso: se abre la compuerta y el sedimento es removido con pala a lo largo del piso del depósito con el fin de dirigirlo a través de la compuerta. El piso del depósito debe estar ligeramente inclinado para facilitar esta operación.

Durante la limpieza manual, la compuerta de control de la bocatoma debe estar cerrada a fin de parar la turbina. El vaciado hay que realizarlo en períodos en que no se necesita la energía de la turbina.

Se puede diseñar algunos dispositivos de limpieza semiautomáticos a fin de evitar el excesivo trabajo manual y los cortes de energía. Una posibilidad es el reemplazo de una compuerta de apertura lenta por un tubo de desagüe de limpieza, tal como se aprecia en la figura 3.23.

Obsérvese que el tubo también actúa como aliviadero. Para evitar los cortes de energía se puede emplear un canal auxiliar (by pass), que permite el paso de sedimentos (durante el vaciado), que se decantarán en la cámara de carga aguas abajo o en un segundo depósito ubicado en el canal auxiliar. La primera opción es más económica y conveniente. El vaciado del desarenador no debe ser tan frecuente y hay que tratar de realizarlo cuando se producen cortes de energía por otras razones.

Secciones de ingreso del desarenador

La longitud de entrada y salida (Le y Ls) debe ser 2.5 veces el ancho de la zona de decantación si es que se quiere evitar la turbulencia en el agua.

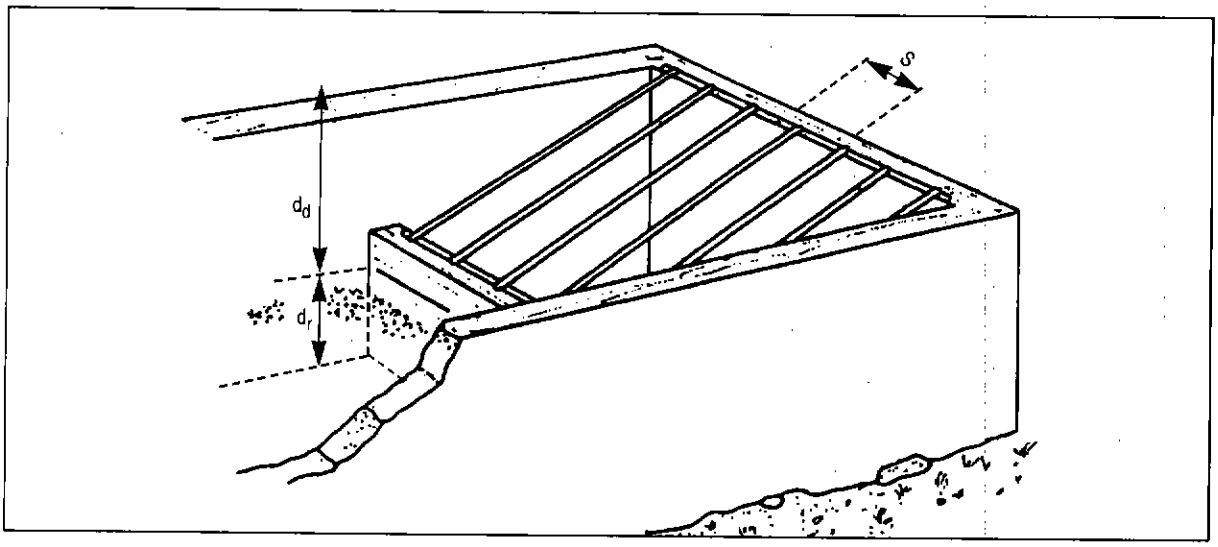


Fig. 3.22: Rejilla en la cámara de carga.

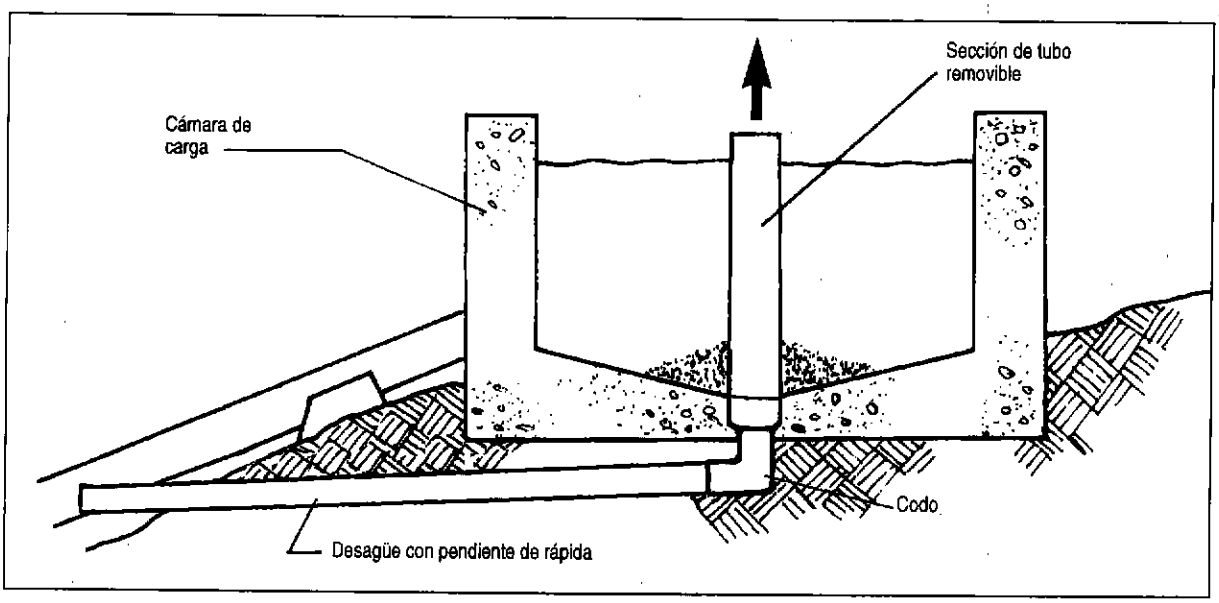


Fig. 3.23: Desagüe de limpieza y aliviadero.

3.6

Canales

En una determinada instalación se pueden adecuar diferentes tipos de canales (fig 3.24). Estos son:

- **Canal de tierra sin revestimiento.**
- **Canal de tierra con sello o revestimiento.**

  El "sellado" o revestido se refiere a la aplicación de una capa delgada de material que no agrega resistencia estructural; pero sirve para reducir la fricción y la filtración.
- **Canal de mampostería o concreto.**
- **Acueductos: hechos de planchas de acero galvanizado, madera o tubos cortados por la mitad.**

Es muy importante elegir correctamente el tipo de canal para cada parte de la ruta. Más adelante ofrecemos algunas pautas. Una vez que se ha elegido el tipo de canal y el material de revestimiento correspondiente, es posible calcular las dimensiones adecuadas así como el desnivel correcto entre el inicio y final de éste.

El tipo y el material del canal determinan los tres factores básicos que deciden la pendiente y las dimensiones de este. Veamos:

Sección y ángulo del talud del canal

El flujo de agua en un canal hecho de material suelto -como suelo arenoso- hará que las paredes se desmoronen hacia adentro, a menos que los lados estén inclinados ligeramente y el ancho del canal esté en relación a su profundidad. La ventaja de revestir los canales es que resultan más angostos para el mismo caudal. De allí que no se necesita una gran excavación horizontal en una ladera angosta. Normalmente, se prefiere perfiles trapezoidales porque son muy eficientes hidráulicamente, aunque dependiendo del material, los rectangulares son a veces más fáciles de construir. La tabla 3.2 da algunos valores del ángulo del talud recomendado para diferentes materiales.

Velocidad del agua "v"

Un flujo de agua excesivamente rápido erosionará las paredes de un canal, mientras que velocidades demasiado bajas permitirán el depósito de sedimento y la obstrucción del mismo. La tabla 3.3 proporciona las velocidades recomendadas para canales de diferentes materiales.

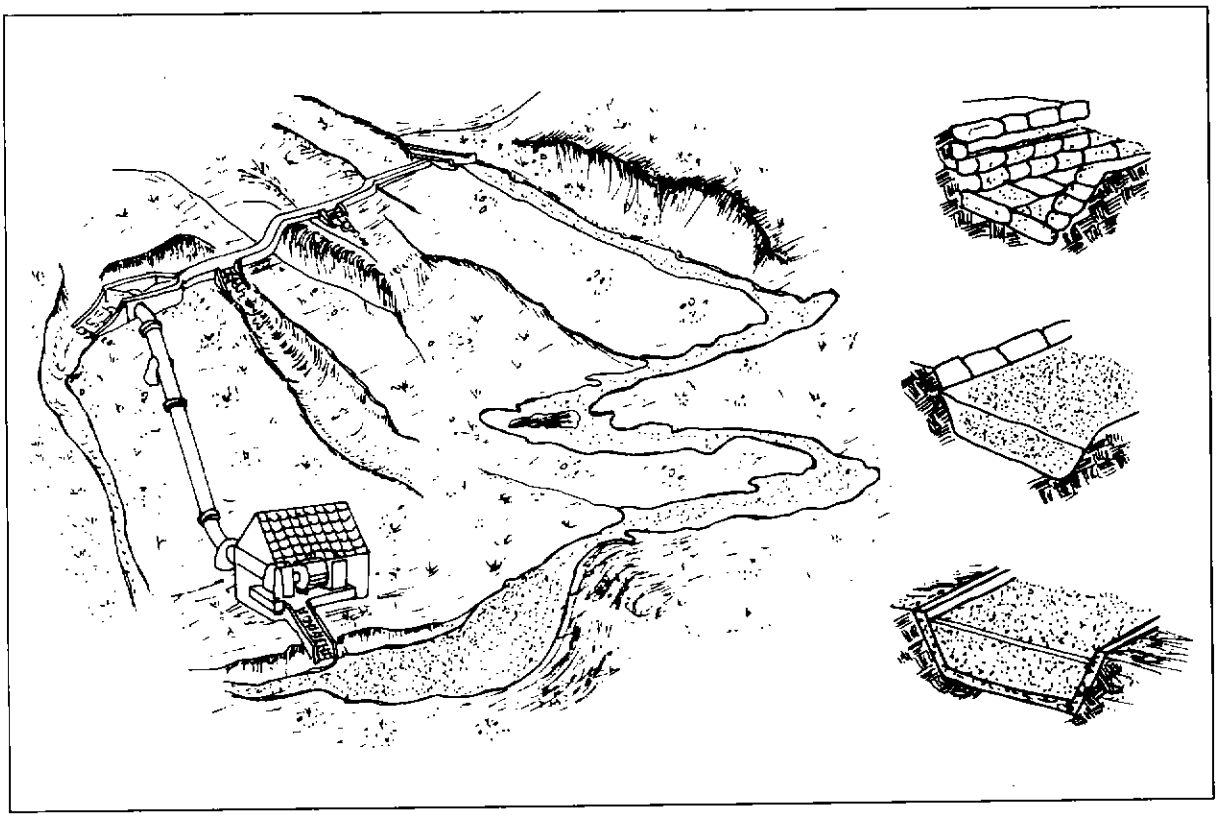


Fig. 3.24: Canales de diferentes tipos.

Rugosidad "n"

Cuando el agua pasa por el canal, pierde energía en el proceso de deslizarse por las paredes y el lecho. Mientras más rugoso es el material del canal, hay más pérdida por fricción y mayor será la pendiente o desnivel que se requerirá entre la entrada y la salida del canal (figura 3.25).

En el ejercicio 3.3 se muestra una secuencia de cálculo para un canal con varias secciones. La caída total de un canal es la suma de las caídas de cada una de las secciones. El cálculo se hace en forma iterativa. Se comienza asumiendo una velocidad, luego se repiten los cálculos hasta llegar a un diseño adecuado. El diseño ideal estará basado en los cinco siguientes principios básicos.

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

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

3. El desnivel en todo el canal deberá ser reducido (lo que también implica velocidad mínima del agua). La tabla 3.4 da los valores del coeficiente de rugosidad "n" para distintos materiales. Si se reviste un canal de tierra, la rugosidad del material de revestimiento determinará el grado de pérdida por fricción.

4. El canal debe ser duradero y confiable. Asimismo, no sólo estar libre de sedimentación sino también protegido de los efectos destructores debidos a escurrimientos causados por las lluvias, rocas que caen en su cauce o derrumbes. También debe protegerse frente a caudales inusualmente elevados en caso de que la estructura de la bocatoma no lo haga adecuadamente. Los caudales de avenida pueden ser regulados mediante aliviaderos.

5. Sus costos de construcción y mantenimiento deben ser mínimos. Es necesario evaluar la disponibilidad de los técnicos de construcción requeridos así como el precio de la mano de obra.

Tabla 3.2 — Talud recomendado para canales de sección trapezoidal

Material	Talud (Z = Cotan θ)
Arena	3.0
Arena y greda	2.0
Greda	1.5
Greda y arcilla	1.0
Arcilla	0.58
Concreto	0.58

Tabla 3.3 — Velocidad máxima del agua recomendada

Material	Velocidad máxima	
	Menos de 0.3 m de profundidad	Menos de 1.0 m de profundidad
Arena	0.3 m/s	0.5 m/s
Greda arenosa	0.4 m/s	0.7 m/s
Greda	0.5 m/s	0.8 m/s
Greda de arcilla	0.6 m/s	0.9 m/s
Arcilla	0.8 m/s	2.0 m/s
Mampostería	1.5 m/s	2.0 m/s
Concreto	1.5 m/s	2.0 m/s

Tabla 3.4 — **Coeficiente de rugosidad "n"**

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

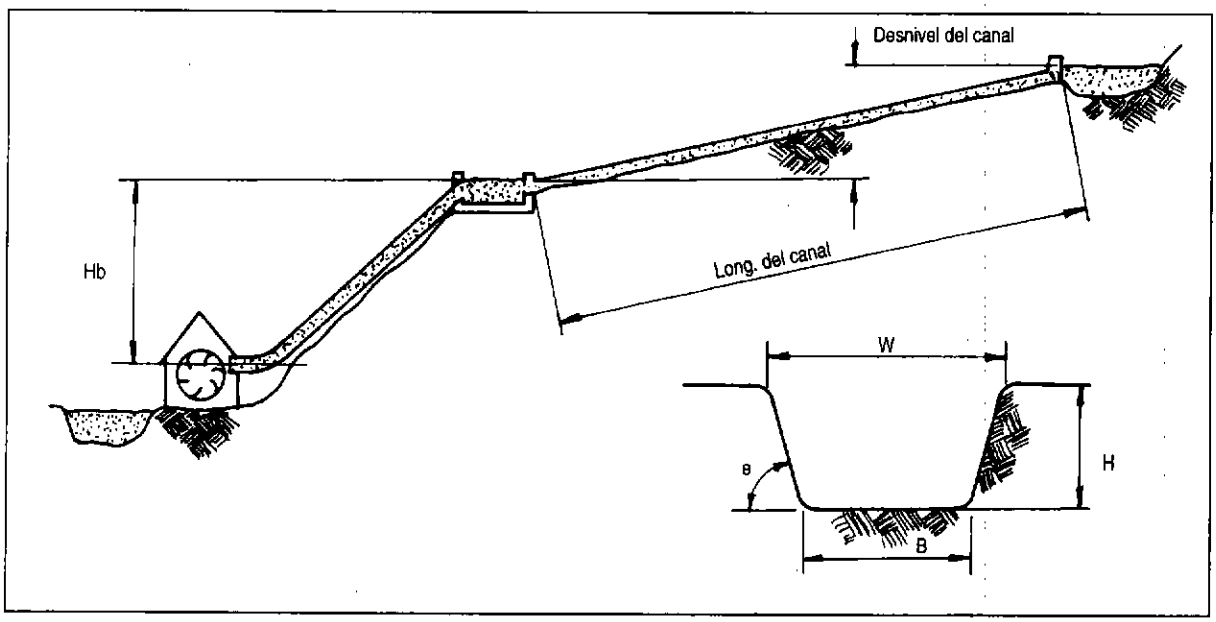


Fig. 3.25: Dimensiones del canal y desnivel total.

Seguidamente se definen algunos términos que se emplean en el diseño de canales:

Borde libre

El borde libre es la distancia vertical que hay entre el nivel normal del agua al extremo superior de las paredes del canal. Su objetivo es evitar que el canal se rebalse cuando ingrese mayor cantidad de agua que la proyectada, ya que ello podría producir daños en la ladera del cerro sobre la que ha sido construido. El borde libre es normalmente un tercio del tirante de agua ó 0.15 m, escogiéndose el mayor por seguridad

Perímetro mojado (P)

El perímetro mojado es la longitud en que la sección transversal moja el lecho y lados del canal (fig. 3.26).

$$P = P_1 + P_2 + P_3.$$

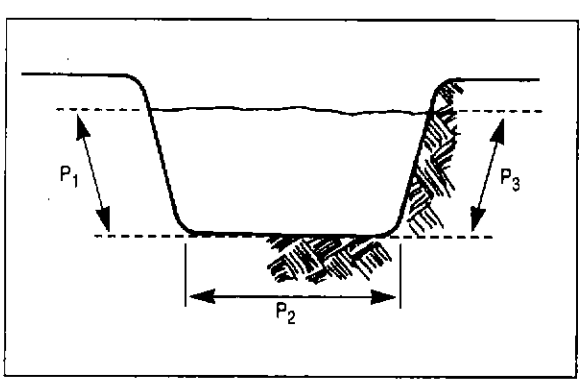


Fig. 3.26: Perímetro mojado

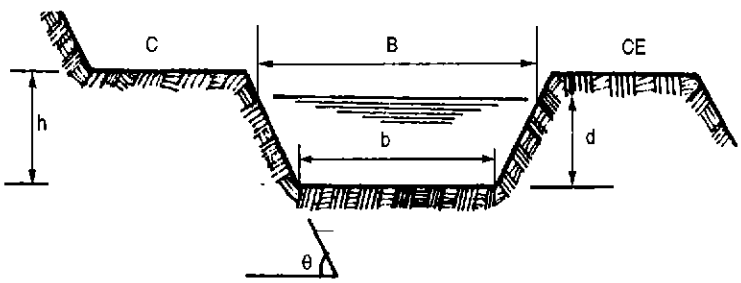
Radio hidráulico

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

Resumen del método: cálculo de las dimensiones y del desnivel total del canal

Antes de empezar a calcular las dimensiones de cualquiera de las secciones del canal, primero hay que determinar su longitud (L) y el material con el que estará hecho o revestido.

Foto 3.2: Utilización de cerchas para facilitar el revestimiento con concreto del canal.



C	Corona interior del canal
CE	Corona exterior del canal
b	Ancho de la plantilla
d	Tirante de agua
B	Base mojada
h	Altura del canal o del borde
h-d	Borde libre
z	Cotg. θ
S	Pendiente
n	Rugosidad
R	Radio hiráulico
P	Perímetro mojado

Fig. 3.27: Nomenclatura de un canal.

Tabla 3.5 — **Características de las secciones transversales**

Tipo de sección transversal	Perímetro Mojado (P)	Base Mayor (W)
Rectangular	$B + 2H$	B
Trapezoidal	$B + 2H\sqrt{1 + z^2}$	$B + 2HZ$
Triangular	$2H\sqrt{1 + z^2}$	$2HZ$

Tabla 3.6 — **Velocidades mínimas recomendadas para evitar sedimentación**

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

Pasos a seguir para el cálculo

1. Seleccionar una velocidad adecuada (v). No exceder las velocidades máximas o mínimas recomendadas.

2. A partir de la tabla 3.2 hallar el ángulo del talud del canal. Para canales rectangulares usar Z=O, que implica un canal con un ancho que es dos veces su altura. Escoger de la tabla 3.4, la rugosidad de las superficies mojadas (n). Seleccionar un nivel de borde libre adecuado. Calcular la sección transversal (A) a partir de la ecuación:

$$A = Q \times V$$

3. Calcular la altura (H), el ancho de la plantilla del canal (B), y el ancho de la lámina de agua (W) de la sección más eficiente del canal.

   Cálculo de la sección más eficiente:

$$H = \sqrt{\frac{A}{2\sqrt{(1 + Z^2)} - Z}}$$

$$B = H(2\sqrt{1 + Z^2} - 2Z)$$

$$W = B + 2HZ$$

$$W = 2H\sqrt{1 + Z^2}$$

Obsérvese que para canales rectangulares Z = 0, luego:

$$H = \sqrt{A/2}$$

$$B = 2H$$

$$W = B = 2H$$

4. Utilizando la tabla 3.5, calcular el perímetro mojado (P).

   Calcular el radio hidráulico (R) a partir de la ecuación:

$$R = A/P$$

   La pendiente (S) se calcula mediante:

$$S = \left(\frac{nV}{R^{2/3}}\right)^2$$

   Ahora es posible construir la sección de canal con la pendiente y las dimensiones requeridas por la sección transversal. Observar primero que el desnivel a lo largo del canal ("L") es la longitud por la pendiente del canal.

$$\text{Desnivel del canal} = L \times S$$

5. Seguir los pasos 1, 2, 3, 4 para las otras secciones de canal.

6. Sumar todos los desniveles del canal para cada una de las secciones a fin de obtener el desnivel total. Si este es demasiado grande o demasiado pequeño, repetir todos los pasos pero con una velocidad diferente.

Ejercicio 3.3 — **Diseño de un canal**

Caudal del canal (Q)	132	litros/s
Longitud total del canal (L)	1600	m
Tipo de suelo: arena no revestida (L_1)	1400	m
Longitud de sección revestida (L_2)	150	m
Tipo de revestimiento: concreto		
Longitud del acueducto (L_3)	50	m
Material: madera		

	Sección no revestida	Sección revestida	Acueducto
Paso 1: Seleccionar velocidad	v = 0.5 m/s	v = 2.2 m/s	v = 2.2 m/s
Paso 2: Talud Z (tabla 3.2)	Z = 2	Z = 0.577	Sección transversal Rectangular Z = 0
Coeficiente de rugosidad de la tabla 3.4.	n = 0.02	n = 0.0125	n = 0.0125
Área de sección transversal: A= Q/V	0.264 m^2	0.06 m^2	0.06 m^2
Paso 3 Altura H Base (B) Base superior (W) W = B + 2HZ	 H = 0.33 m B = 0.16 m W = 1.48 m	 H = 0.19 m B = 0.22 m W = 0.44 m	 H = 0.17 m B = 0.35 m W = 0.35 m
Borde libre Perímetro mojado (P) Radio hidráulico R = A/P Pendiente	0.15 m P = 1.64 m R = 0.161 m	0.15 m P = 0.66 m R = 0.091 m	0.15 m P = 0.69 m R = 0.087m
$S = \left(\frac{nv}{R^{2/3}}\right)^2$	S = 0.00114	S = 0.0185	S = 0.0196
Pérdida de caída o desnivel HL = LxS	L_1 = 1.56 m	L_2 = 2.78m	L_3 = 1 m
Paso 4: Desnivel total en el canal.	$L_1 + L_2 + L_3$ = 5.34 m		

Si el esquema del ejercicio considera una caída bruta para la turbina del orden de 50 m, esto representa una pérdida de caída en el canal de un 13%, lo que probablemente no resultará económico. De allí que habrá que repetir los cuatro primeros pasos, seleccionando velocidades un poco más bajas. (Puesto que la mayor parte de la pérdida se encuentra en la sección revestida, sólo hay que ajustar la velocidad aquí o bien reducir este tramo). Hay que tener cuidado de no seleccionar velocidades tan bajas que hagan que el sedimento se asiente en el canal.

Obsérvese que aunque la pérdida de caída es bastante grande, las altas velocidades reducen las dimensiones del canal, permitiendo que este sea compacto y que no tenga sedimentos.

Si se requiere un canal más compacto, seleccionar velocidades más altas.

Pérdida por filtración y elección de tipo de canal

Por lo general, es necesario examinar el suelo a lo largo de la ruta del canal proyectado. Si el suelo es muy arenoso, puede que sea necesario revestir o sellar el canal para evitar la pérdida de agua por filtración.

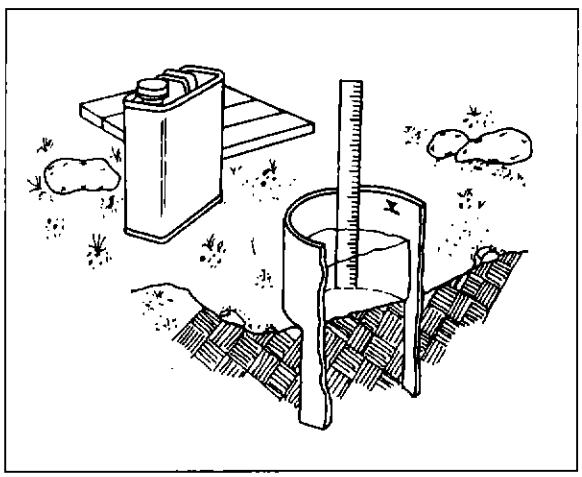


Fig. 3.28: Medición de la permeabilidad del terreno.

Es posible realizar una prueba de permeabilidad de suelo con la técnica ilustrada en la figura 3.28. Se hace un cilindro de unos 300 mm de diámetro usando cualquier plancha de metal disponible, el cual luego se hunde en el piso y se llena con agua hasta un nivel claramente indicado. El nivel debe reducirse por filtración a medida que el tiempo va transcurriendo.

Cada día o cada hora hay que llenar nuevamente el cilindro con un frasco graduado a fin de registrar la cantidad exacta añadida. Varios de estos cilindros pueden ser colocados a lo largo del canal. Los registros tomados han de proporcionar un estimado de la permeabilidad del suelo. La tabla 3.7 muestra la relación entre el tipo de suelo y su grado de permeabilidad.

Asimismo, esta prueba proporcionará una medición directa de la pérdida de agua en caso de que se decida utilizar un canal sin revestimiento ni sellado alguno. Para emplear la tabla es importante que la tasa de filtración observada en el cilindro se mantenga estable durante el tiempo que se hagan las mediciones, ya que habrá efectos transitorios mientras se vuelve a llenar. El volver a llenar lentamente los cilindros hará que se superen dichos efectos.

Para calcular el caudal de filtración (Q filtración), leer los factores (1) de la tabla y usar el valor de perímetro mojado con el objeto de hallar el cálculo del tamaño del canal (tabla 3.7):

Es bastante más económico construir canales sin revestimiento pues estos no requieren mucha mano de obra ni el transporte de materiales hasta el lugar. No obstante, sólo luego de una adecuada evaluación de la ruta se podrá determinar si se requiere un canal revestido o no. Es necesario hacer evaluaciones por ejemplo cuando:

- el terreno es excesivamente poroso
- el terreno rocoso impide excavar
- el terreno es escarpado y el suelo inestable

Sería ideal realizar una evaluación completa de la ruta del canal pero ello puede resultar costoso. Es muy útil inspeccionar otros canales existentes en el área y consultar a agricultores de la zona que tengan experiencia en canales de irrigación.

Tabla 3.7 — **Cálculo de pérdidas por infiltración**

Tipo de suelo	Tasa de filtrac. básica (mm/h)	Pérdidas x filtración (1) (m^3) x millón de m^2 de superficie mojada
Arena	30 +	5.2 - 6.4
Greda de arena	20 - 30	3.5 - 5.2
Greda de sedimento	10 - 20	2.5 - 3.5
Greda de arcilla	5 - 10	1.5 - 2.5
Arcilla	1 - 5	0.5 - 1.5

Si la ruta pasa por un suelo arenoso en donde la filtración es excesiva, se puede utilizar un tramo de tubería o una sección de canal revestido. Si el suelo está inundado, el área puede ser drenada utilizando drenajes de contorno o revestidos o con una tubería que atraviese la zona. Si hubieren rocas que obstruyen la ruta estas pueden ser removidas o bien la ruta desviada. También es posible usar dinamita para fracturarlas, pero ello puede ocasionar demoras imprevistas.

Una buena razón para decidirse por revestir secciones de canal es cuando existe la posibilidad de que la pared del canal colapse y que el agua se pierda por completo. A veces sucede esto cuando alguien hace una pequeña toma para usar parte del agua del canal. Al revestir secciones se evita el peligro de que se produzcan serios daños en la pared del canal a causa de la erosión y cuando hay incrementos de caudal. Estos riesgos existen especialmente cuando se ha levantado el suelo para mantener la pendiente del canal a través del terreno ondulante. En este caso se recomienda una sección de canal revestida.

Los canales revestidos permiten que el agua sea transportada a una mayor velocidad puesto que sus paredes son más resistentes a la erosión. Además, impiden la formación de turbulencias y filtraciones.

Los canales revestidos pueden ser más compactos, lo que resulta bastante útil cuando el espacio es limitado. Es necesario recordar que en el caso de los canales no revestidos hay tres desventajas asociadas a la conducción de agua a poca velocidad:

- riesgo de crecimiento de plantas
- riesgo de que los sedimentos se asienten
- mientras más grande sea el canal, más espacio habrá que usar.

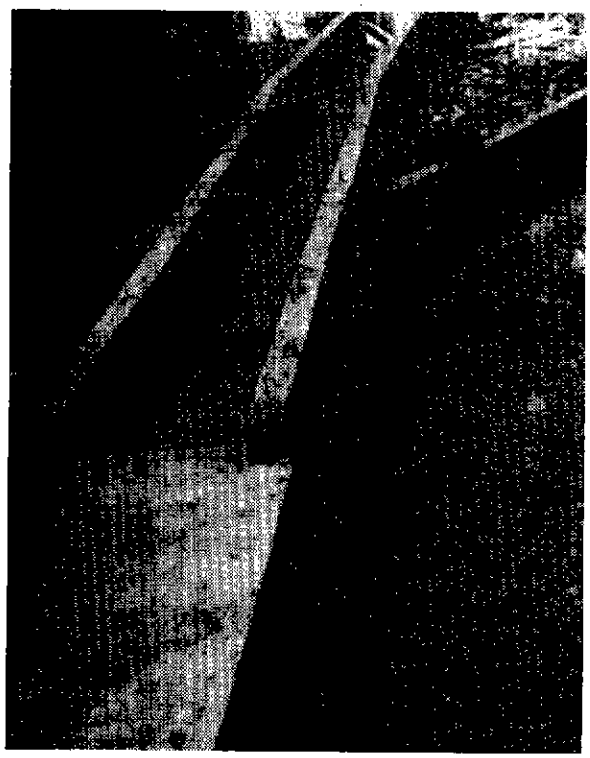
Una característica de los canales abiertos es su vulnerabilidad frente a los derrumbes y a los escurrimientos del agua de lluvias a lo largo de su recorrido. El costo para protegerlos de estas eventualidades así como los consecuentes gastos de reparación deben ser incluidos en el cálculo general del precio del canal.

Puede darse el caso de que el uso de una tubería de baja presión para transportar agua en vez de un canal abierto resulte más caro, pero a largo plazo será la opción más económica porque se ahorra en protección y mantenimiento. El empleo de una tubería de baja presión ahorrará también gastos en mano de obra durante su construcción. Donde el terreno es pantanoso y los cauces de quebradas constituyen un problema agudo, el uso de una tubería semejante podrá evitar los gastos de construcción de un acueducto.

No obstante, es frecuente que el costo de una tubería exceda largamente el costo de un canal abierto. Además, la tubería tiene una serie de desventajas frente a un canal abierto, a saber: el acceso a su interior es bastante más trabajoso; si no es diseñada para una velocidad lo suficientemente alta, habrá sedimentación interna y será difícil detectarla y corregirla; tiende a obstruirse en su orificio de entrada.

Foto 3.3: Canal trapezoidal revestido.

Foto 3.4: Canal de concreto techado para protegerlo de los derrumbes.



Cruces de canal

En el caso que existan torrentes pequeños o arroyos que crucen el trayecto del canal, hay que tomar todas las providencias para protegerlo. Nuevamente la regla de oro es: tener en cuenta las avenidas.

Durante una tormenta, un arroyo se convierte en un torrente capaz de arrasar fácilmente el canal.

Por lo general, colocar una alcantarilla o un desagüe pequeño que haga correr el arroyo por debajo del canal no es tomar una protección adecuada. Este tenderá a bloquearse justo cuando más se le necesite. A largo plazo, es económico construir un cruce completo, tal como se aprecia en la figura 3.29.

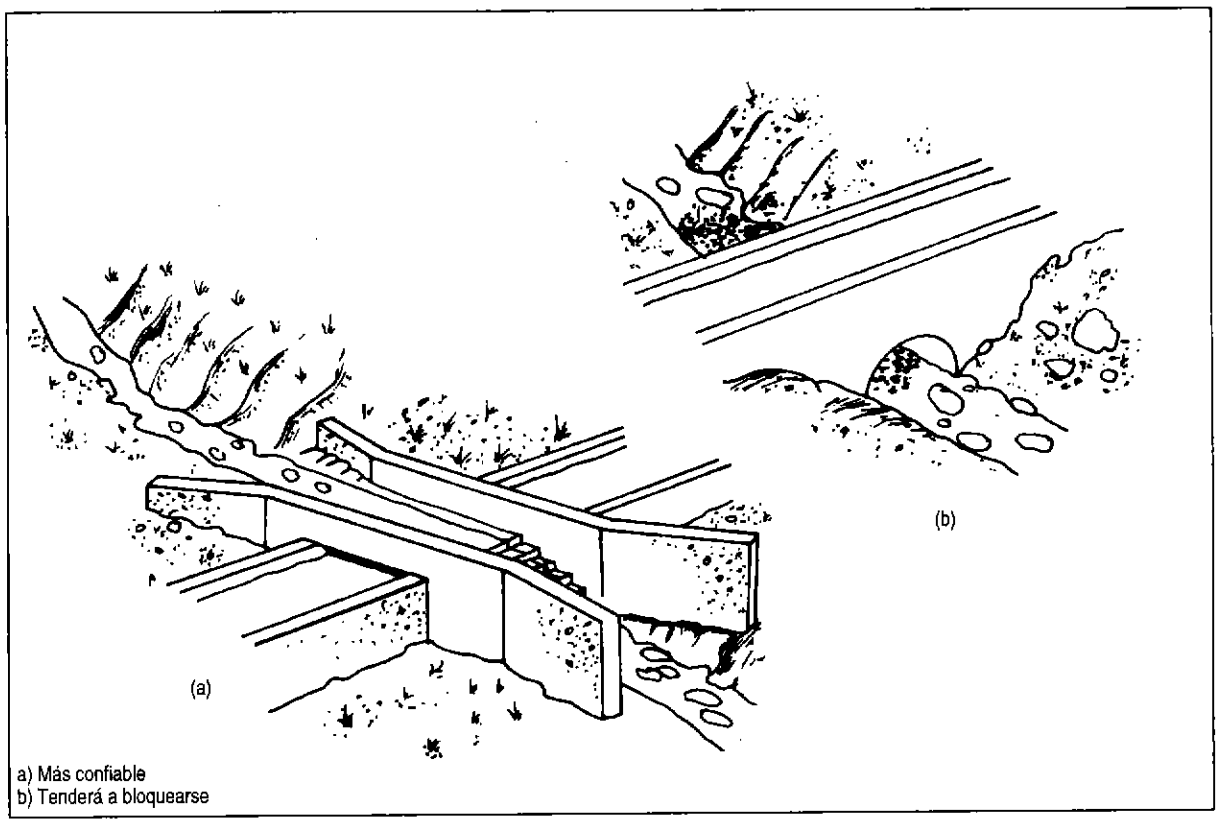


Fig. 3.29: Cruces de canal.

3.7

Tuberías de presión

Son tuberías que transportan agua bajo presión hasta la turbina. Los principales componentes de una estructura de tubería de presión pueden ser apreciados en la figura 3.30.

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

Para que los costos de mantenimiento sean bajos hay que colocar los soportes y los anclajes de la tubería en pendientes estables y encontrar buenos cimientos. No deberá haber peligro de erosión por desprendimientos en las laderas, pero sí 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. Decidir entre un material para tubería de presión y otro puede implicar grandes diferencias en el costo total si es que se incluyen todos estos factores. Por ejemplo: una tubería de plástico puede ser barata pero las uniones pueden ser caras o de poco fiar. La tabla 3.8 da pautas generales para seleccionar una tubería de presión. Las siguientes secciones tratarán con mayor detalle lo referente a materiales, uniones, tamaños, anclajes y soportes para tuberías de presión.

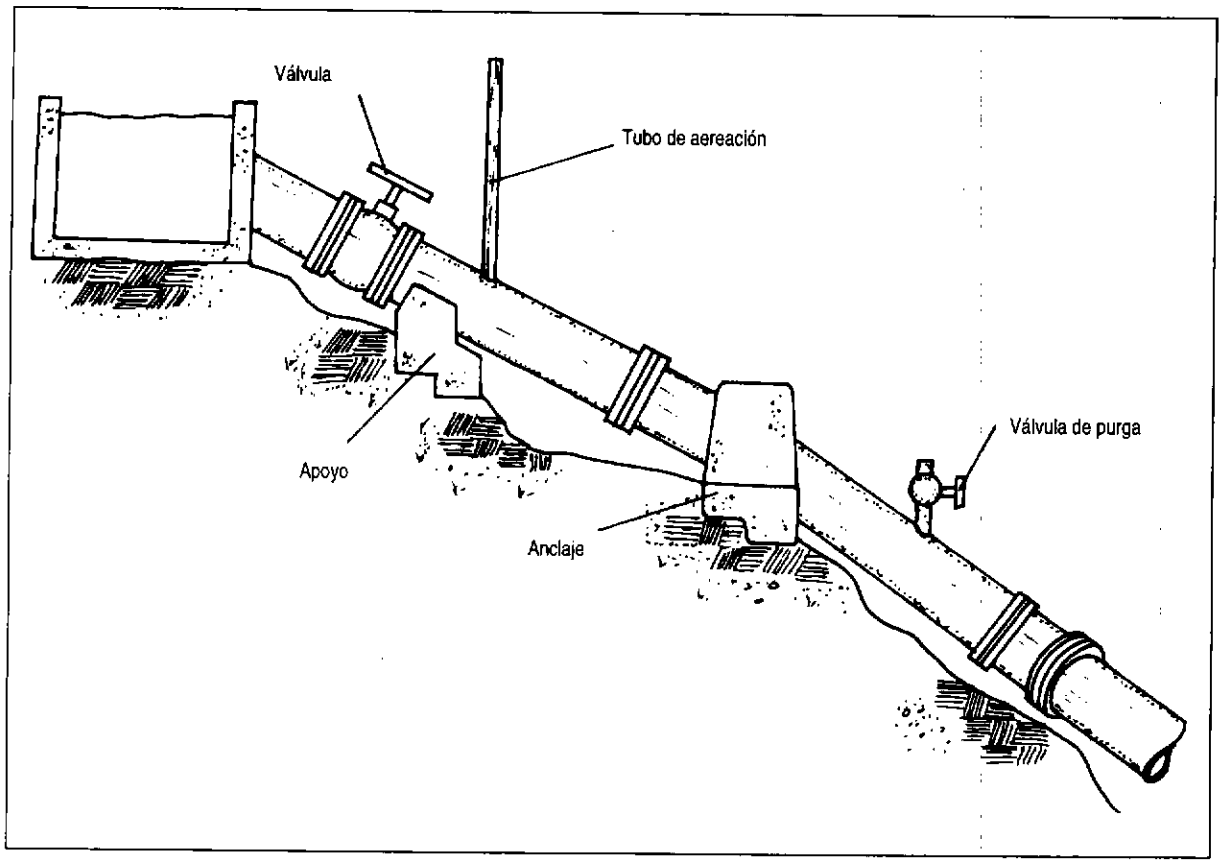


Fig. 3.30: Componentes de una tubería de presión.

Pautas para seleccionar una tubería de presión

1. Considerar las diferentes clases de material disponible, tipos de uniones; comparar formas y costos de mantenimiento. Anotar también los diámetros de tubería y los espesores de pared disponibles.

2. Calcular la pérdida de altura por fricción del 4-10% para una serie de materiales y diámetros. Tabular los resultados.

3. Calcular la probable presión adicional por golpe de ariete en caso de un cierre brusco del paso de agua a la tubería, y sumarla a la presión estática. Calcular espesores de pared adecuados para los tamaños de tubería que se prefieran tabular.

4. Diseñar los soportes, anclajes y uniones para la tubería de presión.

5. Preparar una tabla de opciones calculando el costo total de cada una y ver si los componentes están disponibles en el mercado.

6. La selección del diámetro se hará tratando de obtener el menor costo y las menores pérdidas de energía.

Materiales para tuberías de presión

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

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

Los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión son:

- Acero comercial
- Policloruro de vinilo (PVC)
- Polietileno de alta densidad
- Hierro dúctil centrifugado
- Asbesto-cemento
- Resina poliester con fibra de vidrio reforzado

A continuación nos referiremos brevemente a estos materiales.

a) Acero comercial

El acero comercial ha sido uno de los materiales más usados para tuberías de presión. Estas tuberías pueden ser fabricadas con maquinaria común en la mayoría de talleres de regular tamaño que trabajen con acero. Se fabrican con planchas de acero roladas y soldadas. Sus diámetros y espesores son variados. Tienen un factor de pérdida por fricción regular y si están protegidas por una capa de pintura u otra capa de protección pueden durar hasta 20 años. Además, en resistencia a impactos son relativamente pesadas, pero en caso de ser necesario pueden ser fabricadas en longitudes adecuadas para su transporte e instalación. Se unen mediante bridas, soldadura o juntas mecánicas. Las tuberías de presión de acero que son enterradas corren el riesgo de corroerse.

b) Policloruro de vinilo (PVC)

La tubería de PVC es una de las más empleadas en las microcentrales hidráulicas. Es relativamente económica, se produce en diámetros que van hasta cerca de 400 mm, y es adecuada para presiones elevadas (100 a 150 m). Al variar el espesor de la pared de la tubería se obtienen diferentes niveles de presión. Es liviana y fácil de transportar e instalar. Tiene un factor de pérdidas por fricción bajo y es resistente a la corrosión.

No obstante, es relativamente frágil y puede ser dañada por golpes o impactos de rocas, especialmente a bajas temperaturas. La principal desventaja es que el PVC se deteriora cuando se expone a la luz ultravioleta, la cual raja la superficie afectando seriamente la resistencia de la tubería. Por ello, siempre debe estar protegida de la luz solar directa ya sea enterrándola, cubriéndola con vegetación, envolviéndola o pintándola. Las tuberías de PVC tienen uniones tipo espiga y campana, las cuales unen empleando mediante pegamento o también con un anillo flexible de sellado.

c) Hierro dúctil centrifugado

El hierro dúctil ha reemplazado en gran medida al hierro fundido, aunque este último todavía se utiliza en sistemas antiguos. En ocasiones, las tuberías de hierro dúctil están revestidas en su interior con cemento, lo que las dota de protección contra la corrosión y de una baja pérdida por fricción. Es un material pesado, de allí que sea difícil de instalar además de costoso. Estas tuberías por lo general son unidas mecánicamente (casquillo empernado), con espiga campana y un sello flexible, o bien pueden ser embridadas.

d) Asbesto-cemento

Las tuberías hechas de cemento reforzado con fibra de asbesto son frágiles y adecuadas para trabajar a una presión moderada. Su transporte e instalación requiere de cuidado. Son más pesadas que las de PVC y tienen una apreciable pérdida por fricción. El polvo producido al cortar estas tuberías puede ser dañino para la salud; por tal razón quienes trabajan con ellas tienen que usar ropa de protección adecuada además de máscaras.

e) Resina de poliester con fibra de vidrio reforzado

Las tuberías hechas de resina reforzada con fibra de vidrio insertada en forma de espiral son livianas y poseen bajo coeficiente de fricción. Son frágiles y hay que instalarlas con bastante cuidado.

Pueden ser utilizadas con presiones elevadas a condición de que estén bajo tierra y se rellene el espacio donde se colocan con material fino seleccionado. Se unen con una espiga campana y un sello flexible. Dependiendo de su disponibilidad y costo relativo, estas tuberías pueden ser una buena alternativa, pero aún no tienen mayor aceptación.

f) Polietileno de alta densidad

Las tuberías fabricadas con este material son una buena alternativa frente a las de PVC. Son particularmente útiles para pequeños sistemas debido a su fácil instalación. Tienen un coeficiente de pérdidas de fricción bajo, son resistentes a la corrosión y no se deterioran cuando están expuestas a la luz solar. Estas tuberías con frecuencia se unen calentando los extremos y fusionándolos a presión utilizando un equipo especial, lo cual es una desventaja.

Tipos de uniones

Las tuberías, por lo general, vienen en longitudes estándar y deben ser unidas in situ. Hay muchas maneras de hacerlo. Al escoger el mejor método de unión para un sistema determinado, hay que considerar los siguientes aspectos:

1. Adecuación al material de tubería seleccionado.
2. Grado de destreza del personal que instala las tuberías.
3. Grado de flexibilidad requerido en las uniones.
4. Costos relativos.
5. Grado de dificultad de la instalación.

Tabla 3.8 Comparación de los diferentes materiales para tuberías de presión

Materia	Pérdida por fricción	Peso	Corrosión	Costo	Presión de trabajo
Hierro dúctil	4	3	2	1	5
Asbesto cemento	3	3	4	4	4
PVC	5	5	4	4	4
Acero comercial	3	3	3	2	5
Polietileno	5	5	5	3	4

Rango: Malo = 1
Excelente = 5

Tabla 3.9 Propiedades físicas de materiales para tuberías

Material	Módulo de Young GN/m^2	Coef. exp. lineal m/m°C	Esfuerzo de rotura MN/m^2	Densidad kN/m^3
Acero bajo %C	207	12×10^{-6}	350	78.6
PVC	2.75	54×10^{-6}	28	14
Polietileno	0.19-0.78	140×10^{-6}	5.9-8.8	9.4
Hierro dúctil	170	11×10^{-6}	310-520	70

Los tipos de uniones de tuberías pueden clasificarse en 4 categorías:

1. Embridada
2. Espiga y campana
3. Mecánica
4. Soldada

a) Uniones con bridas (embridada)

Al fabricar las tuberías individuales se colocan bridas en sus extremos y después cada una de las bridas es empernada a la otra durante la instalación. Se necesita poner una empaquetadura de caucho entre cada par de bridas. Las tuberías unidas con bridas son fáciles de instalar, pero estas pueden aumentar el costo de la tubería. Las uniones embridadas con frecuencia se utilizan en tuberías de acero pero también ocasionalmente de hierro dúctil. Las bridas deben fabricarse de acuerdo a normas establecidas (fig. 3.31).

b) Espiga y campana

Las uniones de espiga y campana vienen preparadas de fábrica, de manera que el diámetro interno de la campana es igual al diámetro externo de la tubería. El extremo de cada tubería puede así ser empujado en la campana de la siguiente. Se necesita sellar cada sección de tubería, lo que se logra empleando un buen sello de caucho o un pegamento especial (fig. 3.32).

Las uniones con sello de caucho son de dos tipos: sellos de anillo "O" y sellos de labio V simples o múltiples. Estas uniones permiten generalmente unos pocos grados de deflexión.

Hay que tomar algunas precauciones cuando se realiza este tipo de unión:

1. El sello debe estar limpio y seco al realizar la unión. Es mejor no intentar instalar tuberías cuando esté lloviendo.
2. Se debe utilizar un lubricante especial. Nunca emplear aceite a base de grasa puesto que pudriría el sello. Si no se consigue el lubricante especial, se puede usar jabón.
3. Para realizar la unión de tuberías de gran diámetro (mayor de 200 mm) se necesitará usar un templador tipo "ratchet", ya que esta no se podrá hacer sólo con las manos.
4. Asegurarse de que la unión esté correctamente alineada antes del acoplamiento final. Las uniones con sello de anillo V son extremadamente difíciles de separar.

Las uniones de espiga y campana soldadas con pegamento se utilizan en tuberías de PVC. Se recomienda consultar con los fabricantes y hacer el pedido especificando el uso que se dará a la tubería.

5. Los gases del pegamento disolvente son altamente tóxicos. Evitar una exposición prolongada a ellos y asegurarse de que haya una adecuada ventilación.

c) Uniones mecánicas

Las uniones mecánicas rara vez son usadas en las tuberías de presión debido a su costo. Su principal aplicación es para unir tuberías de diferente material (p. ej. acero y PVC), o cuando se necesita una ligera deflexión en una tubería que no garantiza la colocación de un codo. Algunos tipos de unión mecánica no pueden tolerar fuerzas en la dirección de la tubería y tienen que ser fijados con bloques de anclajes (fig. 3.3).

Foto 3.5: Tubería de presión de acero comercial. Unión con bridas.

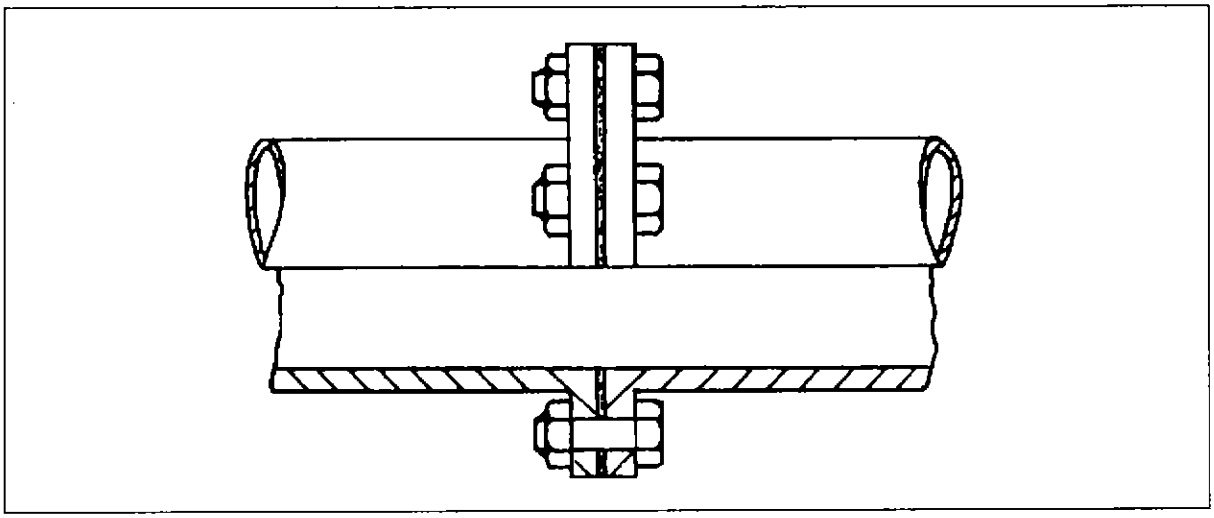


Fig. 3.31: Unión con bridas.

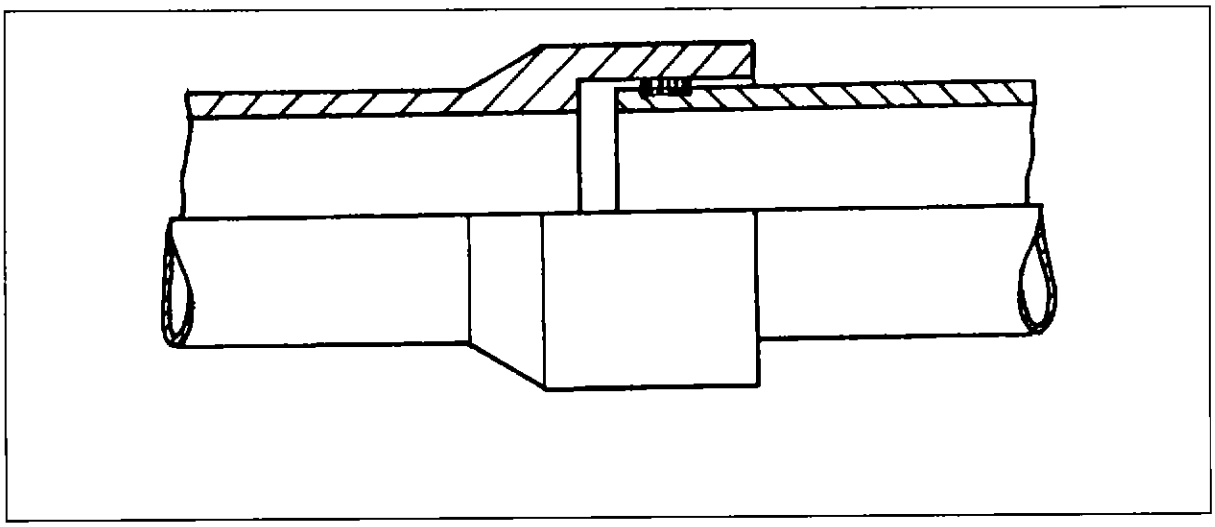


Fig. 3.32: Unión espiga-campana.

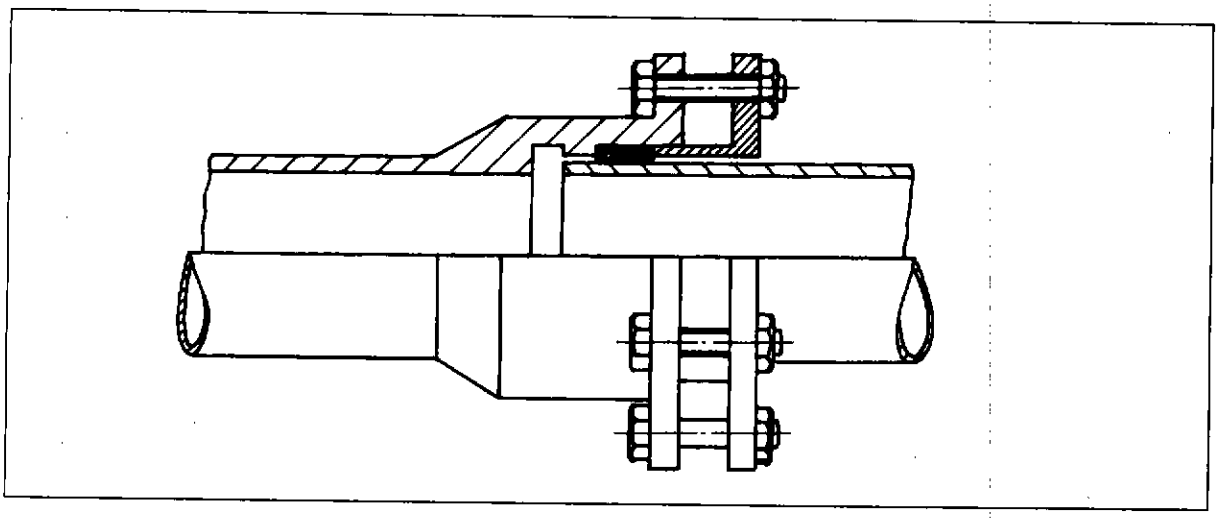
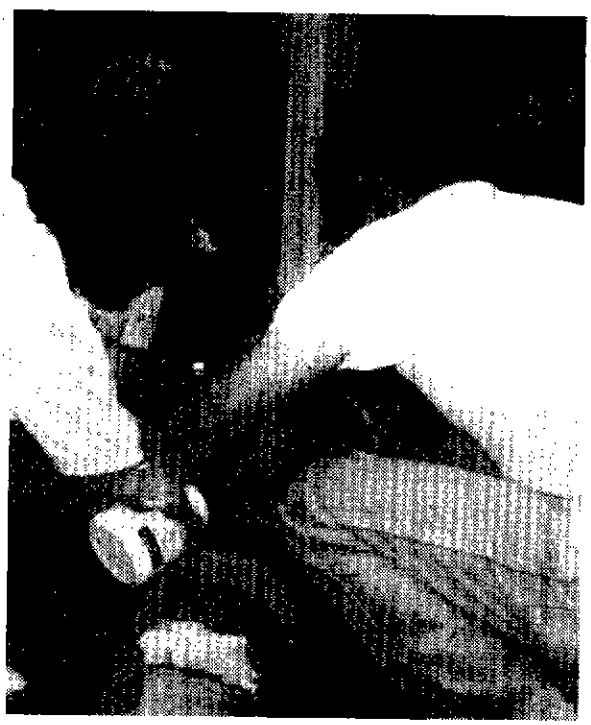


Fig. 3.33: Uniones mecánicas.

d) Uniones soldadas

Se emplea uniones soldadas en tuberías de acero y apelando a técnicas especiales en el caso de las de polietileno. Se trata de un método relativamente barato, pero tiene la desventaja de que requiere personal especializado, sin contar con los problemas que presenta el llevar un soldador de arco y una fuente de energía (que puede ser un generador) a un terreno remoto y de difícil acceso. Es imprescindible contar con una persona competente para realizar la soldadura a fin de asegurar una buena unión. Con este tipo de unión se pueden aceptar pequeñas desalineaciones.

Foto 3.6:
Instalación de una tubería de presión PVC de 8" de diámetro.



La soldadura de una tubería de polietileno requiere también de alguna capacitación. El hecho de tener que comprar equipo especial resulta algo costoso, aunque a menudo es posible alquilárselo al fabricante de tuberías.

Los dos extremos de la tubería que serán unidos son fijados en una plantilla especial, colocando luego moldes calientes en ambos extremos. La temperatura del molde y el tiempo en que se aplica son decisivos para lograr una buena unión. Cuando el material al extremo de la tubería está en estado semilíquido, se juntan con fuerza los dos extremos lo que hace que ambos se "fusionen". El proceso se llama "soldadura por fusión", y con un poco de práctica puede hacerse muy rápidamente.

Juntas de expansión

En las tuberías de presión de acero tiene que haber juntas de expansión o dilatación (fig. 3.34). Generalmente existe una inmediatamente debajo de la cámara de carga o del anclaje superior. La dilatación de la tubería debe ser calculada como sigue:

$$E = \alpha \times \Delta T \times L$$

En donde:

E = dilatación en metros

α : coeficiente de dilatación del acero tomado como: 1.5×10^{-5} m/m °C

ΔT: cambio de temperatura experimentada por la tubería (°C)

L = Longitud de la tubería (m).

Del ejercicio 3.4 se concluye en ese caso que es recomendable usar una junta de dilatación capaz de aceptar un desplazamiento longitudinal de 50 mm para asegurar un factor de seguridad.

Ejercicio 3.4

Calcular la dilatación que ocurre en una tubería de acero entre la noche y el día suponiendo que tiene una longitud de 87 m y que el cambio de temperatura entre el día y la noche es de 20 °C.

$$E = 0.000015 \times 20 \times 87 = 26.1 \text{ mm}$$

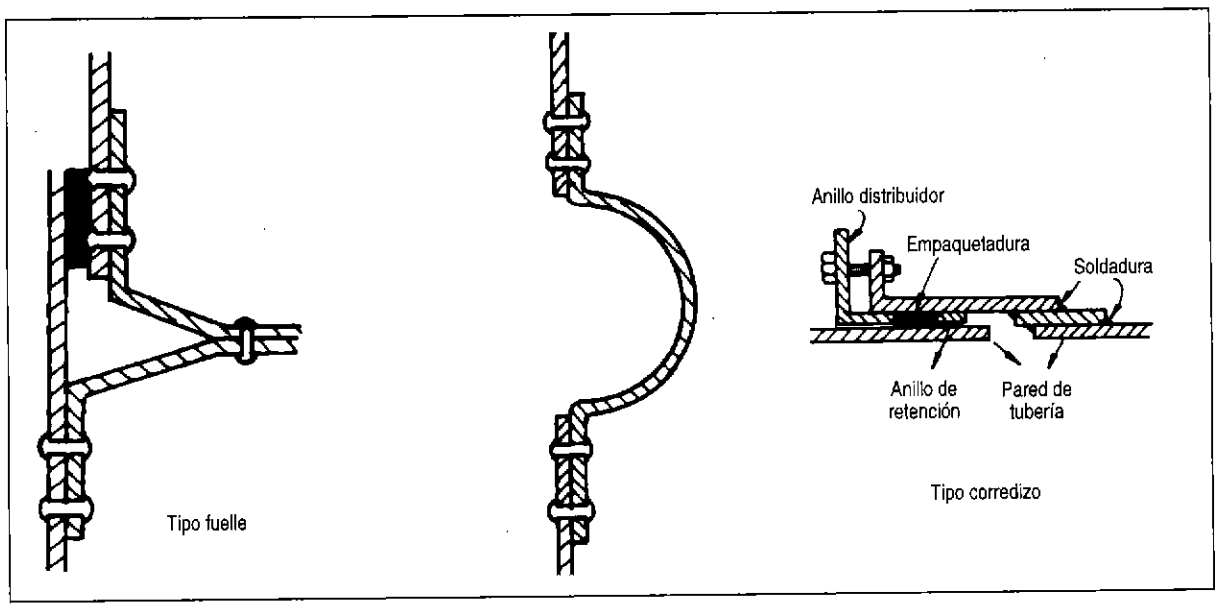


Fig. 3.34: Juntas de dilatación.

Válvulas para tuberías de presión

Las válvulas controlan el paso de agua en la tubería de presión y las hay de diferentes tipos. Para el caso de las microcentrales hidráulicas nos limitaremos tan sólo a las válvulas de compuerta y de mariposa. De éstas dos, las de compuerta son las más usadas.

Por lo general, las válvulas están instaladas inmediatamente antes de la turbina pero en ciertos casos se encuentran a la entrada de la tubería de presión.

a) Válvula de compuerta

Una válvula de compuerta consiste básicamente de un disco metálico que sube y baja a voluntad y que está ubicado en el cuerpo de la válvula. A presiones elevadas o con válvulas de gran diámetro se precisa de una fuerza importante para operarlas y vencer las fuerzas de fricción en la válvula. Por esta razón, cuando se coloca una válvula de compuerta grande en la parte inferior de la tubería de presión se coloca también una pequeña válvula de by pass para conectar el lado de alta presión con el de baja presión. Si el lado de baja presión no está abierto a la atmósfera, habrá un aumento de presión que eventualmente igualará a la presión a ambos lados de la válvula, facilitando su apertura (fig. 3.35).

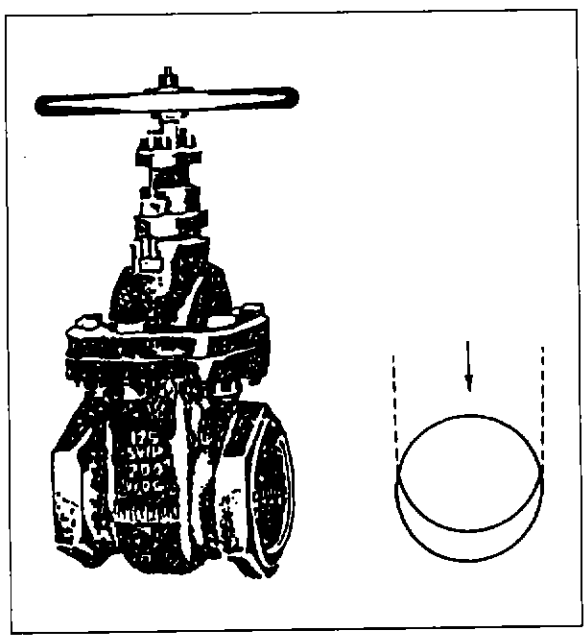


Fig. 3.35: Válvula de compuerta.

b) Válvula de mariposa

Básicamente se trata de una extensión de la tubería dentro de la cual se coloca un disco en forma de

lente montado en un eje central. Para operar este tipo de válvulas se requiere de poca fuerza, ya que la presión de contra corriente en cada mitad del disco está prácticamente balanceada. Debido a su diseño, una válvula de mariposa puede ser cerrada con facilidad. Es importante que sea cerrada lentamente, a fin de originar un golpe de ariete en la tubería (fig. 3.36).

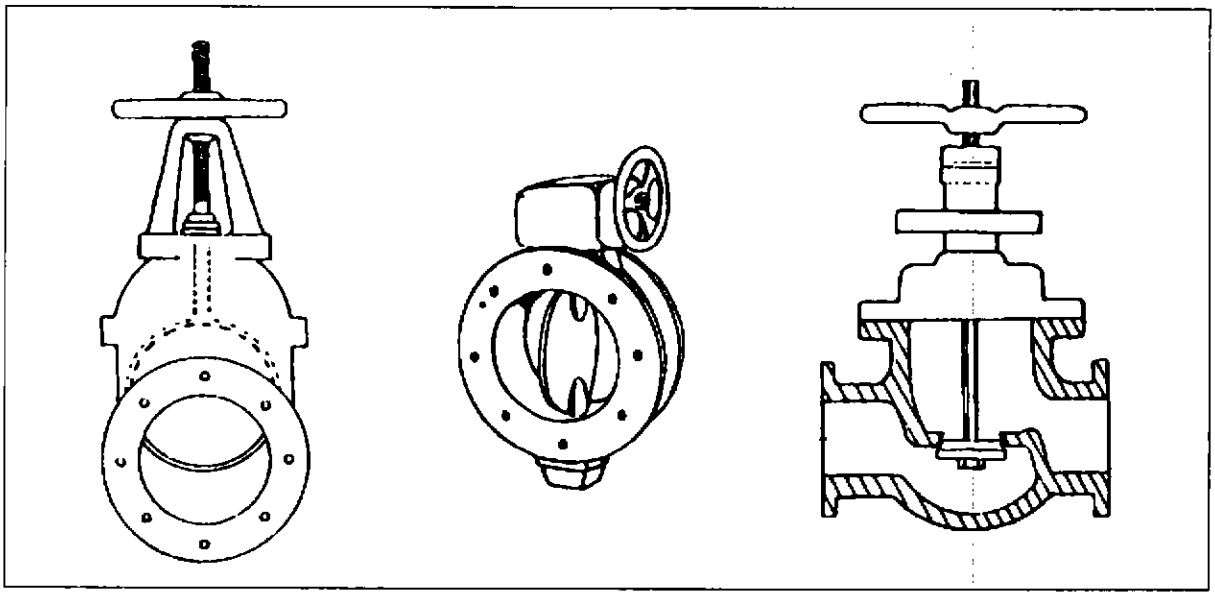


Fig. 3.36: Válvulas de mariposa con diferentes mecanismos de apertura y cierre.

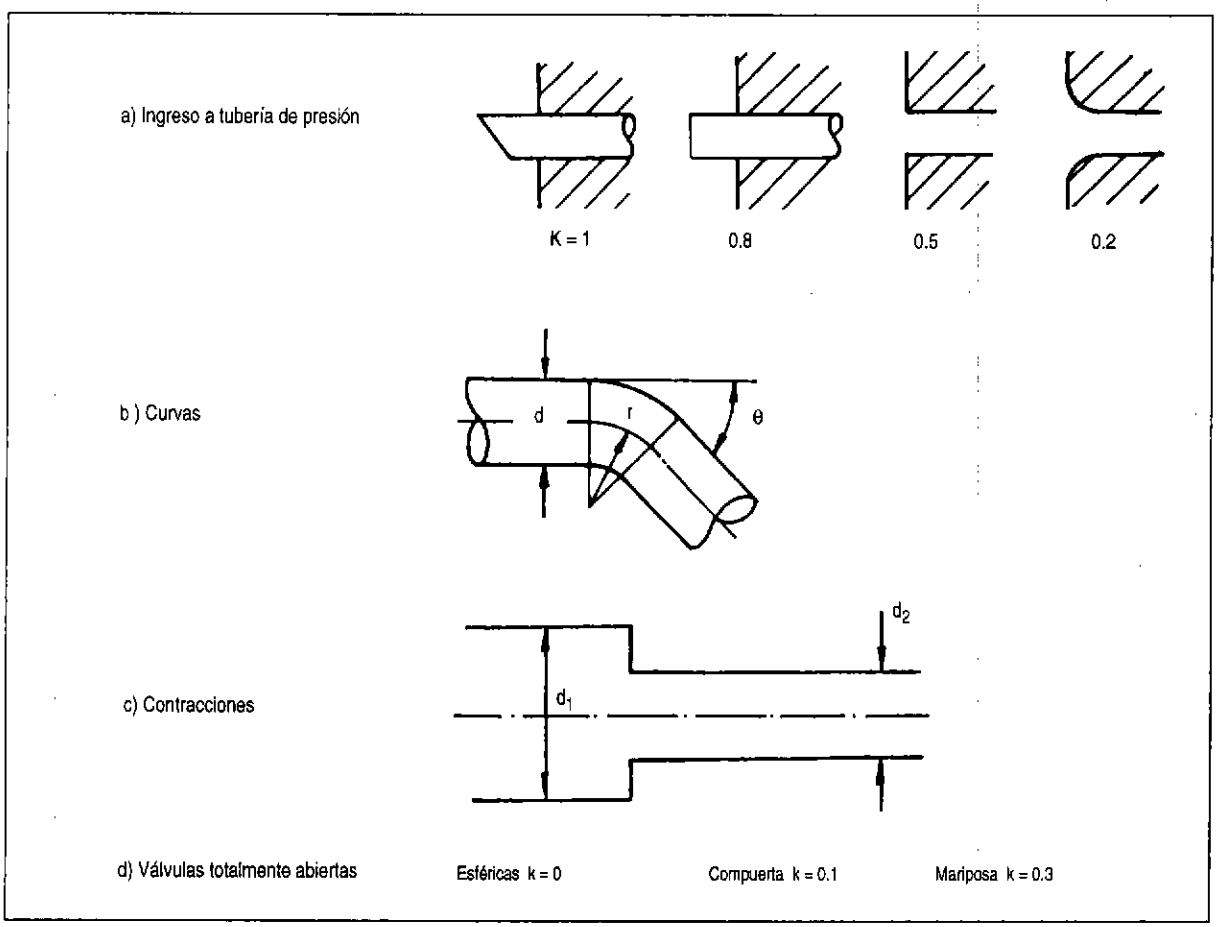


Fig. 3.37: Pérdidas debido a turbulencias.

Tabla 3.10 **Coeficientes de pérdidas en curvas**

	r/d			
θ	1	2	3	5
20°	0.36	0.25	0.20	0.15
45°	0.45	0.38	0.30	0.23
90°	0.60	0.50	0.40	0.30

Tabla 3.11 **Coeficientes de pérdidas en contracciones**

d1/d2	1	1.5	2	2.5	5
K	0	0.25	0.35	0.40	0.50

Selección del diámetro de la tubería de presión

A continuación se ofrece un método para seleccionar una tubería con un espesor de pared y diámetro adecuados.

Este proceso de optimización puede ser completado rápidamente mientras se considera la factibilidad de un sistema obteniendo información de un mapa si es que éste existe.

También se utiliza para la selección final de la tubería, en cuyo caso es una buena práctica trazar el perfil de la ruta de la tubería sobre la base de una cuidadosa inspección del sitio.Debe tomarse nota detallada de estructuras rocosas y del tipo de suelo, de los obstáculos, cambios de dirección horizontal y del gradiente.

Estas observaciones permitirán que codos, anclajes y soportes sean incluidos en el análisis de costos y en el cálculo de pérdidas en la tubería.

La figura 3.37 y las tablas 3.10 y 3.11 muestran los factores de pérdida asociados con codos y otras fuentes de turbulencia en el caudal de agua.

El diagrama de Moody para pérdidas por fricción en tuberías de acero

Este diagrama (figura 3.38), se usa para hallar la pérdida de carga producida por fricción a lo largo de las paredes internas de una tubería. Como se aprecia, el diagrama sólo se aplica al agua en tuberías y no a otros fluidos, y únicamente si la tubería está llena. La rugosidad (K) de la pared interior de una tubería se expresa en términos de la profundidad de las irregularidades en la superficie (se les puede imaginar como granos de arena pegados a la superficie interna de una tubería). Una tubería de acero que no haya sido pintada interiormente durante varios años tendrá aproximadamente un valor de rugosidad absoluta de 0.5 mm (equivalente a granos de arena de 0.5 mm de diámetro). "d" es el diámetro interior de la tubería (L).

Para usar este diagrama primero hay que calcular la rugosidad relativa, cerciorándose de que "d" (el diámetro interior de la tubería) y K (la rugosidad) estén en las mismas unidades. Por ejemplo, si la rugosidad absoluta es 0.5 mm y el diámetro interno de una tubería es de 0.25 m, K/d es 0.5/250 mm/mm.

Calcular luego 1.27 Q/d en unidades ISO. (Q en m^3/s y d en m). Luego, leer el factor de fricción f en el diagrama. Si d es 250 mm, Q es 300 l/s, y K es 0.5 mm; luego 1.27 Q/d será 1.524, K/d es 0.002, y f es 0.0236. Ahora se podrá calcular la pérdida de carga por fricción conociendo la longitud total de la tubería (L).

$$h_f = 0.08 \frac{f \times L \times Q^2}{d^5}$$

f = factor de fricción

L = longitud de tubería (m)

Q = caudal m^3/s

d = diámetro (m)

En vista de que las tuberías se fabrican en dimensiones estándar y en espesores que dependen de la presión a soportar, es conveniente consultar a los fabricantes, quienes suelen brindar esta información a pedido del cliente.

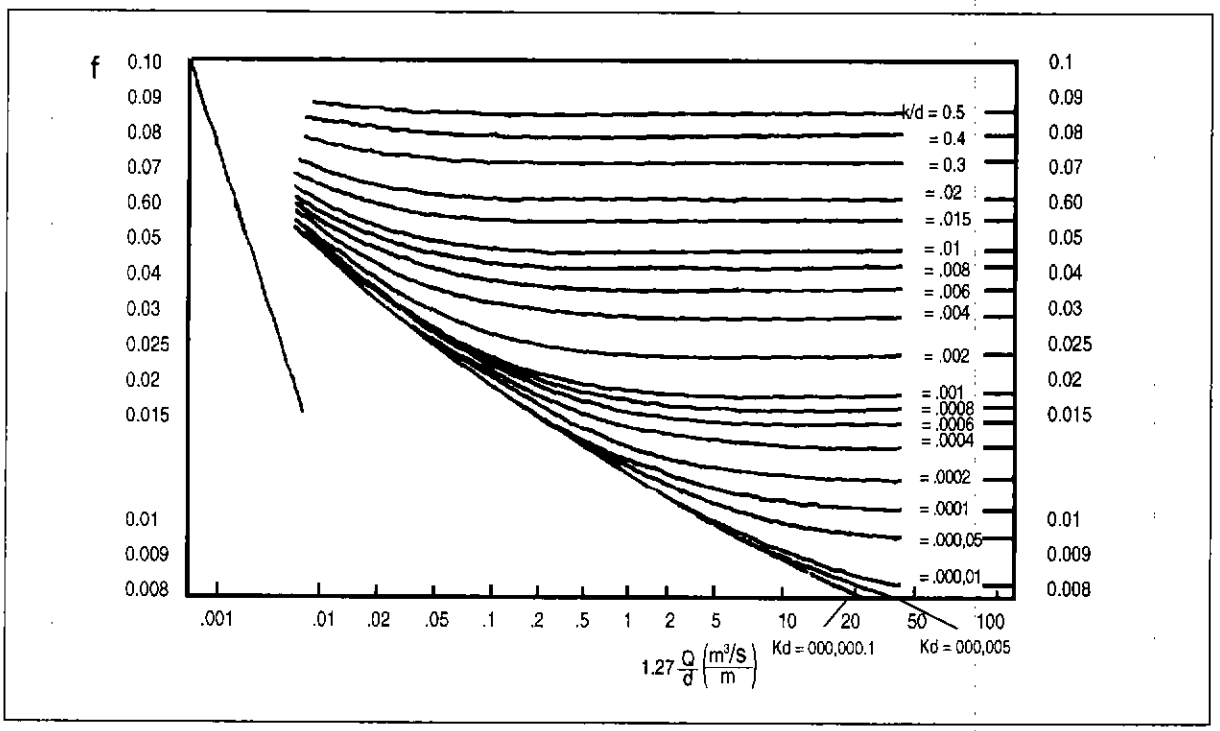


Fig. 3.38: Diagrama de Moody.

Cálculo de las pérdidas por fricción y diámetro de tubería de presión

1. Establecer la caída bruta y el valor del caudal de diseño de turbina.

2. Seleccionar un material, tomar un diámetro tentativo d, determinar un diámetro interno consultando los catálogos de fabricantes.

3. Medir o calcular la longitud de la tubería. En caso de no poder hacer las mediciones directamente, esta se puede determinar a través de mapas y relaciones trigonométricas.

4. Elegir un valor para la rugosidad utilizando la tabla 3.12. Calcular K/d y luego calcular 1.27 Q/d, empleando unidades ISO. Leer en el diagrama de Moody el valor del factor de fricción (f).

5. Calcular la pérdida de carga debida a la fricción de la pared en la tubería (h_f).

$$h_f = 0.08\ \frac{fxLxQ^2}{d^5}$$

6. Calcular la velocidad del agua en la tubería (v):

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2}$$

7. Con los coeficientes de la figura 3.38, calcular las pérdidas por turbulencia (h_t) en las secciones de entrada, codos, válvulas y otros accesorios.

$$h_t = \frac{V^2}{2g}\ (K_1 + K_2 + ... + K_n)$$

En donde K es un factor asociado a codos, válvulas, cambios de dirección, y g es la constante de aceleración de la gravedad. Por lo general, las pérdidas por turbulencia son menores comparadas con el efecto de la fricción de pared. Si se hace un rápido cálculo inicial del tamaño y se cree que los efectos de la turbulencia son menores, obviar el paso 7.

La pérdida de carga total será la suma de pérdidas por fricción más las pérdidas por turbulencia.

$$h_p = h_f + h_t$$

8. Calcular la pérdida porcentual de caída debida a la fricción:

$$\text{pérdidas } \% = \frac{h_p \times 100}{h_B}$$

9. Si ésta no está entre el 3 y el 11%, seleccionar un diámetro de tubería más adecuado y repetir los pasos 1 al 7. Si está entre el 3 y el 11%, incluir detalles en una tabla. Luego seleccionar un tamaño y/o material de tubería diferente, y repetir los pasos del 1 al 8.

10. Si se piensa en una tubería de PVC, comparar los resultados de este proceso de selección con las indicaciones dadas en la carta de pérdida de fricción del fabricante.

Cálculo del espesor de pared de tuberías de presión

Al calcular el espesor requerido de pared es necesario tener en cuenta dos cosas:

a) Las presiones más altas que se espera que resista la tubería.

b) Los efectos corrosivos que tienden a adelgazar sus paredes con el transcurso del tiempo, la rigidez para darle resistencia, las limitaciones de la soldadura allí donde sean relevantes y los cambios de espesor u ondulación ocurridos durante su fabricación.

En cuanto al punto a, las presiones altas se dan por corto tiempo en determinadas situaciones, como por ejemplo al cerrar la válvula. Como son temporales, se conocen con el nombre de presiones transitorias. Tal como se explicó antes, las presiones pueden ser expresadas como altura de agua. La presión transitoria se sumará a la presión normal de funcionamiento (altura bruta).

$$H_t = h_B + \Delta h_{trans}$$

El método recomendado para calcular h se da como parte del cálculo completo del espesor de la pared de la tubería. En vista de que el método está simplificado, no es lo suficientemente exacto en todos los casos de diseño de tuberías.

Secuencia del cálculo

1. Establecer la velocidad del flujo en la tubería y hacer una tabla con diferentes posibilidades de tubería de presión. Incluir en la tabla el valor del espesor de pared para cada opción.

2. La presión transitoria puede expresarse como caída de agua (Δh)

$$\Delta h = \frac{a.\Delta v}{g}$$

Donde: **g** es 9.8 m/s²; **v** es la velocidad de agua; y **a** es la velocidad de propagación de la onda de presión que depende del material, del diámetro y del espesor de la pared de la tubería. Una aproximación simple se haría empleando los siguientes valores:

Tubería de acero blando	a = 900 m/s
Tubería de hierro fundido	a =1250 m/s
Tubería PVC	a = 350 m/s

En algunos casos el cálculo de la sobrepresión por golpe de ariete puede dar valores excesivamente altos. Si se piensa emplear una turbina Pelton multichorros, no es probable que haya altas presiones transitorias. En ese caso sería recomendable aproximarla.

3. Calcular la caída total en la tubería cuando ocurren golpes de ariete:

$$h_t = \Delta h + h_p$$

4. Elegir los factores de corrección pertinentes:

Factor por tipo de junta: Soldadura Kj = 1.1

Plancha rolada y soldada Kj = 1.2

Factor por corrosión: K_c = 1 mm (por 10 años de vida)

K_c = 2 mm (por 20 años de vida)

Obsérvese que en una primera aproximación la tubería de PVC tiene un factor de multiplicación igual a 1.

5. Calcular en milímetros el espesor teórico de pared (T) considerando los factores de espesor y la presión total.

$$T = \frac{5 \times f_s \times h_t \times 10^6 \times d \times k_j}{S} + K_c$$

Donde f_s es un factor de seguridad, S representa el esfuerzo de rotura del material de la tubería en unidades de Newton/m² o Pascales (ver tabla 3.9) y d, h total están en metros.

6. Seleccionar el espesor de pared más delgado disponible y que exceda el espesor de pared calculado e incluirlo en la tabla de distintas opciones de tubería de presión. Si ello no es posible, hacer un cálculo más completo de la velocidad de onda "a" basada en el diámetro, o seleccionar un diámetro de tubería que resultará en una "caída transitoria" y un espesor de pared menores.

7. Si se piensa emplear una tubería de PVC, comparar los resultados de este cálculo con el espesor de pared y la recomendación del nivel de presión hecha por el fabricante.

8. Repetir los pasos 2 al 6 para diferentes materiales de tuberías de presión.

Tabla 3.12 **Valores de rugosidad absoluta (K) en mm**

Material	Estado		
	Bueno	Normal	Malo
Tuberías lisas PVC		0.003	
Polietileno		0.003	
Resina de Poliester con fibra de vidrio		0.003	
Concreto	0.6	0.15	0.6
Acero Comercial			
– no pintadas	0.015	0.03	0.06
– pintadas	0.03	0.06	0.15
– galvanizadas	0.06	0.15	0.3
Hierro fundido			
– nuevas	0.015	0.3	0.6
– viejas:			
corrosión leve	0.6	1.5	3.0
corrosión moderada	1.5	3.0	6.0
corrosión severa	6	15	30

Tabla 3.13 **Dimensiones y características de tubería de PVC rígido**

Instalaciones para fluidos a presión

Diámetro nominal (ASTM)	Diámetro exterior mm	Clase 15 (215) RDE-14.3 Espesor mm		Clase 10 (145) RDE-21 Espesor mm		C-7.5 (108m) RDE-27.7 Espesor mm EC	C-5 (72) RDE-41 Espesor mm EC	Largo m
		EC	R	EC	R			
1/2"	21	1.8	3.0	1.8	2.5	—	—	5
3/4"	26.5	1.8	3.3	1.8	2.8	—	—	5
1"	33	2.3	4.1	1.8	3.4	—	—	5
1.1/4"	42	2.9	4.7	2.0	3.8	1.8	—	5
1.1/2"	48	3.3	5.1	2.3	4.1	1.8	—	5
2"	60	4.2	6.0	2.9	4.7	2.2	1.8	5
2.1/2"	73	5.1	3.5	3.5	—	2.6	1.8	5
3"	88.5	6.2	—	4.2	—	3.2	2.2	5
4"	114	8.0	—	5.4	—	4.1	2.8	5
6"	168	11.7	—	8.0	—	6.1	4.1	5
8"	219	15.3	—	10.4	—	7.9	5.3	5
10"	273		—	13.0	—	9.9	6.7	5
12"	323	—	—	15.4	—	11.7	11.7	5

EC : Espiga - Campana; R : Rosca

Tabla 3.14 **Dimensiones y características de tuberías de acero**

Serie I (Standar)

Diámetro interior nominal	Diámetro exterior		Espesor de pared	Peso convencional		Presión de prueba	
				Extremos	Planos		
	Máx. mm	Mín. mm	mm	Kgs./m	Lbs./pie	Kgs./cm²	Lbs./pulg²
1/4"	13.9	13.2	2.00	0.573	0.385	50.0	710
3/8"	17.4	16.7	2.00	0.747	0.502	50.0	710
1/2"	21.7	21.0	2.35	1.100	0.737	50.0	710
3/4"	27.1	26.4	2.35	1.410	0.948	50.0	710
1"	34.0	33.2	2.90	2.840	1.910	50.0	710
1.1/4"	42.7	41.9	2.90	2.840	1.910	50.0	710
1.1/2"	48.6	47.8	2.90	3.260	2.190	50.0	710
2"	60.7	59.6	3.25	4.560	3.060	50.0	710
2.1/2"	76.3	75.2	3.25	5.810	3.900	50.0	710
3"	89.4	87.9	3.65	7.650	5.140	50.0	710
4"	114.9	113.0	4.05	11.000	7.390	50.0	710

Serie Medium (semi-pesados)

3/8"	17.5	16.7	2.35	0.852	0.573	50.0	710
1/2"	21.8	21.0	2.65	1.220	-.822	50.0	710
3/4"	27.3	26.5	2.65	1.580	1.060	50.0	710
1"	34.2	33.3	3.25	2.440	1.640	50.0	710
1.1/4"	42.9	42.0	3.25	3.140	2.110	50.0	710
1.1/2"	48.8	47.9	3.25	3.610	2.430	50.0	710
2"	60.8	59.7	3.65	6.510	4.380	50.0	710
2.1/2"	76.7	75.3	3.65	6.510	4.380	50.0	710
3"	89.5	88.0	4.05	8.470	5.690	50.0	710
4"	115.0	113.1	4.50	12.100	8.140	50.0	710
5"	140.8	138.5	4.85	16.200	10.900	50.0	710
6"	166.5	163.9	4.85	19.200	12.900	50.0	710

Ejercicio 3.5 — Cálculo de pérdida por fricción en una tubería

Emplear el método descrito asumiendo que:
L = 650 m
Q = 92 L/s

1. Hacer un primer tanteo para tubería de PVC. De la tabla 3.13 seleccionar una tubería de 8" clase 7.5, que según las normas soporta 108 m de columna de agua y tiene un diámetro interno de 203.2 mm.
2. Adoptar del diagrama de Moody un valor de rugosidad de 0.003 mm para PVC.
   Luego K/d = 0.000015
   1.27 Q/d = 0.57
   Luego: f = 0.014

$$h_f = 0.08\ \frac{f \times L \times Q^2}{d^5} = 17.79\ m \qquad V = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{0.092x4}{\pi x(0.2032)^2} = 2.84 m/s$$

3. En la figura 3.38 se dan los factores de pérdida por turbulencia (K). Si asumimos coeficientes de pérdidas para el inicio de la tubería y en la válvula de compuerta de 0.5 y 0.1, respectivamente:

$$h_t = \frac{V^2}{2g}\ (0.5 + 0.1) = 0.25m \qquad h = 17.79 + 0.25 = 18.04\ m$$

4. El % de la pérdida asumiendo que h_b = 150 m es 12.1%.
5. Escribir este resultado en una tabla y repetir los cálculos para diferentes materiales y diámetros, a fin de comparar precios .

Ejercicio 3.6 — Cálculo del espesor de la pared

Calcular el valor del espesor de pared requerido

1. v = 2.84 m/s.
2. Para la tubería del ejercicio anterior, calcular la sobrepresión por golpe de ariete, tomando valores promedios de velocidad de onda de presión en tuberías de PVC: a=350 m/s

$$\Delta h = \frac{a\Delta V}{g} = \frac{350 \times 2.84}{9.81} = 101.4m$$

$$h_t = \Delta h + h_b = 101.4 + 150 = 251.4m$$

3. No aplicar los factores Kj y Kc a una tubería PVC en climas tropicales. En climas fríos hay que tener cuidado porque los tubos se toman frágiles. Seguir los consejos de los fabricantes.
4. Seleccionar un valor adecuado para la resistencia (S), y hallar el espesor teórico requerido de pared (T):

$$T = \frac{5 \times f_s \times h_t \times 10^6 \times d}{S} = \frac{5 \times 3 \times 251.4 \times 10^6 \times 0.203}{28 \times 10^6} = 27.3$$

5. En la tabla 3.13 se especifica que el espesor de pared de una tubería de 8" clase 7.5 es de 7.9mm, por lo tanto debemos buscar otrra tubería de mayor diámetro y/o de otra clase, luego repetir el cálculo. Normalmente se recomienda un factor de seguridad mayor a 3. Para el cálculo preliminar estamos asumiendo un valor de 3.
6. De no ser posible encontrar una tubería de PVC comercial, se tendrá que optar por otra tubería de distinto material, que sea más resistente.

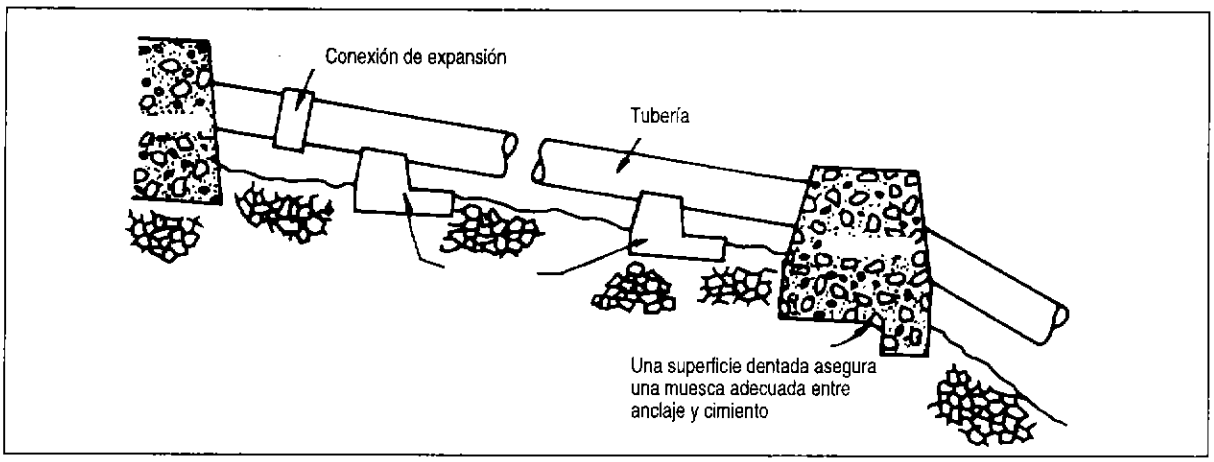


Fig. 3.39: Apoyos y anclajes para tuberías de presión

Apoyos y anclajes para tuberías de presión

Los pilares de soporte, los anclajes y los bloques de empuje cumplen la misma función básica: dar el peso necesario para contrarrestar las fuerzas de los fluidos que podrían hacer que la tubería se mueva y corra el peligro de romperse.

El soporte de tubería sostiene el peso de esta y del agua que contiene. Los anclajes sirven para mantener en tierra a la tubería, así como para fijarla y evitar los movimientos laterales. El bloque de empuje se usa en codos de tuberías enterradas a fin de transmitir las fuerzas a la tierra circundante.

Los apoyos o soportes deben construirse de manera tal que permitan el movimiento longitudinal de la tubería al contraerse o dilatarse debido a cambios de temperatura.

Los soportes tienen que ser construidos sobre suelo firme y no en un relleno. La superficie de contacto del apoyo con el suelo de cimentación debe estar calculada para soportar el peso sin exceder el límite de capacidad de resistencia del suelo. Además es necesario hacer canaletas de drenaje a lo largo de la tubería para evitar la erosión de los cimientos de los soportes (ver figura 3.39).

Espaciamiento de soportes

Hay que calcular el máximo de espaciamiento entre los soportes de una tubería a fin de que ésta no se fracture o flexione excesivamente.

La tabla 3.15 da una serie de pautas para el espaciamiento de pilares basándose en la experiencia y en las recomendaciones de los fabricantes de tuberías. Por lo general, y si se tienen dudas, usar un soporte por cada pieza de tubería.

Tuberías de acero

Lo importante en este caso es el sistema de unión. Para cualquier método de acoplamiento flexible se requiere de un soporte por pieza. Para bridas que siguen la norma ISO, las tuberías pueden ser consideradas como si fueran de una pieza.

Tuberías unidas con espiga y campana

Las tuberías de hierro fundido, hierro dúctil y concreto emplean por lo general uniones de espiga y campana. Estas pueden tener una flexión mínima, de allí que haya que usar un soporte por unidad.

Tabla 3.15 Espaciamiento entre apoyos (m) para tuberías de acero comercial

Espesor	Diametro (mm)				
	100	200	300	400	500
2 mm	2	2	2.5	3	3
4 mm	3	3	3	4	4
6 mm	4	4.5	5	6	6

Nota: Para tuberías de PVC, seguir las recomendaciones de los fabricantes (casi siempre un soporte por unidad).

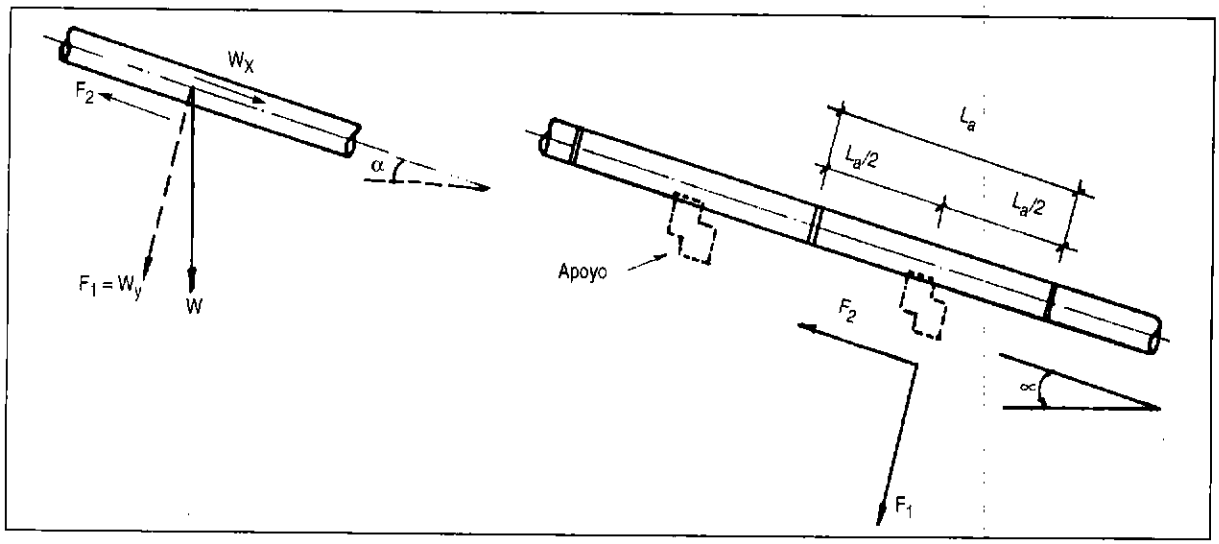


Fig.3.40a: Fuerzas que intervienen los apoyos

Cálculo de apoyos

a) Fuerzas que intervienen en los apoyos (Figura 3.40 a)

W = (Peso del tubo más peso del agua) por unidad de longitud.

Esta a su vez tiene 2 componentes Wx y Wy.

Wx = Fuerza longitudinal, paralela al tubo.

Wy = Fuerza perpendicular al tubo.

F2 = Fuerza de fricción entre tubo y apoyo, originada por Wy.

b) Fuerzas que intervienen para el cálculo

F1=Wy= Componente del peso del tubo con agua por unidad de longitud perpendicular al tubo.

F2 = Fuerza de fricción entre apoyo y tubo.

La componente Wx no actúa para el apoyo sino para el cálculo del anclaje.

c) Valor de F1 y F2

$F1 = W.\ L_a.\ \cos\alpha$

Pero: $W = W_t + W_\alpha$

Reemplazando en F1:

$$F1 = (W_t + W_a) x\ L_a x \cos\alpha \qquad (3.1)$$

$$F2 = \mu.F1 \qquad (3.2)$$

Donde:

W_t = Peso del tubo por unidad de longitud (N/m) o (kg.f/m).

W_a = Peso del agua en el tubo por unidad de longitud (N/m) o (kg.f/m).

μ = Coeficiente de fricción entre tubo y concreto (acero y concreto) (μ=0.5 ó 0.6).

L_a = Distancia entre los apoyos o entre los puntos medios de 2 tramos consecutivos (figura 3.40b).

α =Ángulo de inclinación de la tubería.

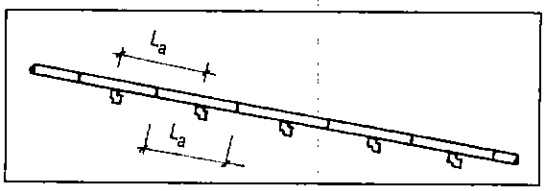


Fig.3.40b: Distancia L_a

Operando en las fórmulas, haciendo intervenir el concepto de peso, en función del peso específico, volumen y características geométricas del tubo y agua, tenemos (figura 3.40 c):

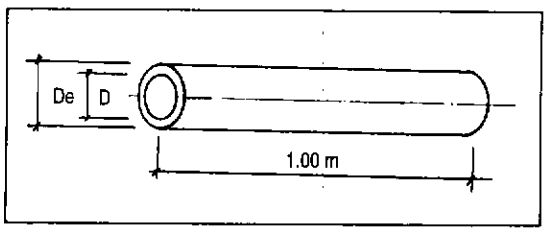


Fig.3.40c: Características geometricas del tubo

$$W_t = \gamma_t x\ V_t$$

$$Wt = \gamma_t x \frac{\pi}{4} (De^2 - D^2) \qquad (kg/m) \qquad (3.3)$$

$$Wa = \gamma_a x \frac{\pi}{4} D^2 \qquad (kg/m) \qquad (3.4)$$

Donde:

γ_t =Peso específico del material de la tubería, (N/m^3) ó ($Kg\text{-}f/m^3$)

γ_a =Peso específico del agua. (N/m^3 ó $Kg\text{-}f/m^3$)

D_e = Diámetro exterior del tubo en m.

D = Diámetro interior del tubo en m.

L_a = Longitud entre apoyos en m.

Esta longitud no debe causar deflexiones excesivas, ni esfuerzos de flexión mayores a los admisibles en la tubería.

Generalmente, se aconseja que:

$$L_a \leq 8 \text{ m.}$$

La flecha máxima Δ se calcula mediante:

$$\Delta = 5/384 \times W \times L_a^{\,4} / (E \times I) \qquad (3.5)$$

Y el momento flector máximo es (como viga simplemente apoyada (figura 3.40 d):

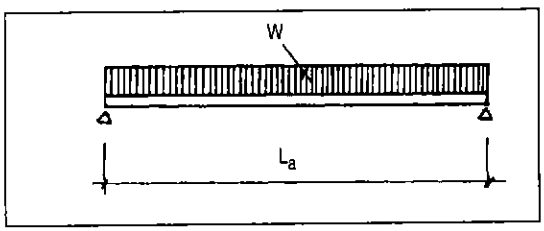


Fig.3.40d: Diagrama de cargas

$$M = W \cdot L_a^2/8 \qquad (3.6)$$

Donde:

$W = W_t + W_a$

E = Módulo de elasticidad del material de la tubería.

I = Momento de inercia de la sección.

Para el caso de vigas se conoce que:

$$\Delta \text{ adm.} = \frac{1}{360} \times L_a \qquad (3.7)$$

d) Cálculo de las fuerzas

Se presentan dos casos:

1. Cuando la tubería se está dilatando.
2. Cuando la tubería se está contrayendo.

- Para el primer caso:

La figura 3.41 muestra las fuerzas y observamos que F2 es hacia arriba.

W = Peso del apoyo: $W = V \times \gamma_c$

Donde:

V = Volumen de concreto del apoyo.

γ_c = Peso específico del concreto = 2,300 Kg/m^3

R_x = Reacción horizontal del suelo contra el apoyo.

R_y =Reacción vertical del suelo contra el apoyo.

x = Distancia de la Rx al punto 0.

Para asegurar la estabilidad del apoyo se deben cumplir tres condiciones:

1. $\Sigma Fx < \mu_t \times \Sigma Fy$

   Donde:

   μ_t = Coeficiente de fricción entre el apoyo de concreto y el terreno.

   Σ Fx= Sumatoria de las fuerzas en x.

   Σ Fy= Sumatoria de las fuerzas en y.

2. S_{base} < Sadm. del terreno.

   S_{base} = Esfuerzo de compresión sobre el terreno.

   $S_{adm.}$ = Esfuerzo de compresión admisible del terreno.

   $S_{base} = R_y/A \times (1 \pm 6 \cdot e/b)$

   El doble signo significa que habrá $S_{máx}$, $S_{mín}$.

   R_y = Reacción vertical del suelo contra el apoyo.

   b = Largo de la base del apoyo.

   A = Area de la base del apoyo.

   e = Excentricidad de la reacción vertical.

   $e = x - b/2$

3. El S_{base} mínimo debe ser positivo; en caso contrario significará que se produce el volteo del apoyo.

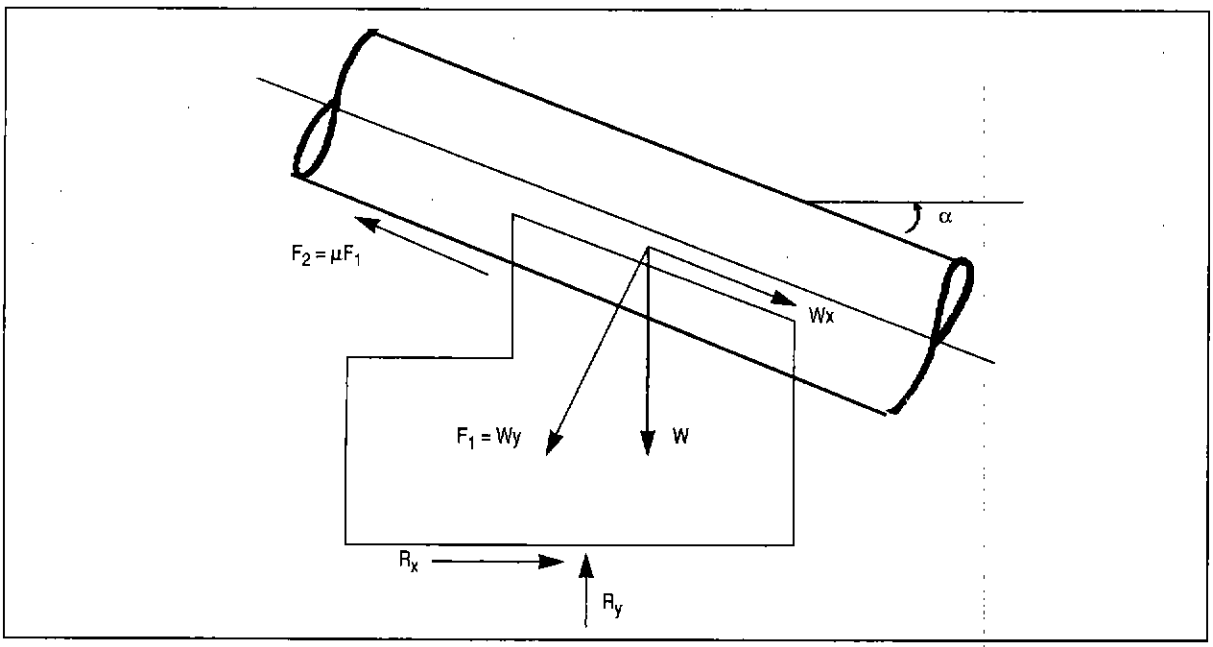
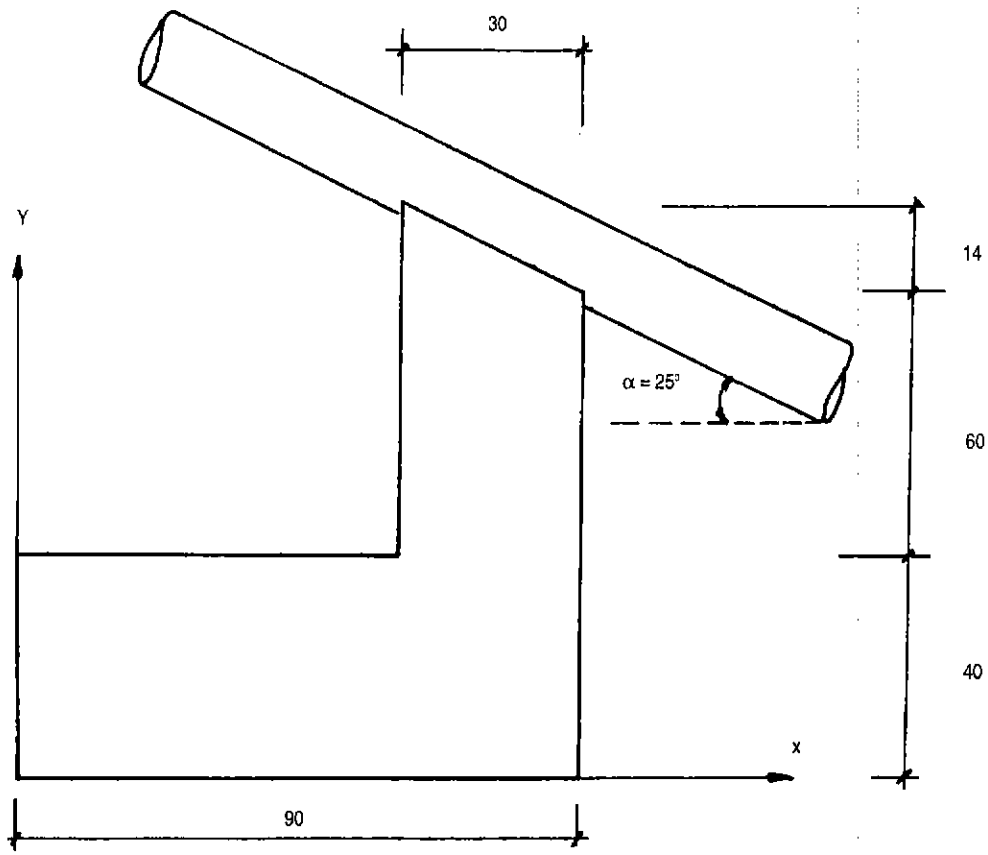


Fig. 3.41: Fuerzas cuando la tubería se dilata

Ejercicio 3.7

Verificar si el siguiente apoyo es estable para las siguientes características geométricas y de tubería.



Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 3.7 (Continuación)

Datos para el cálculo

a) Del tubo de presión

De = 137.9 mm
D = 127.9 mm
γ_t = 7860 kg/m3
α = 25°
La = 7 m
E = 21.02 x 109 kg/m2

b) Del agua

γ_a = 1000 Kg/m^3

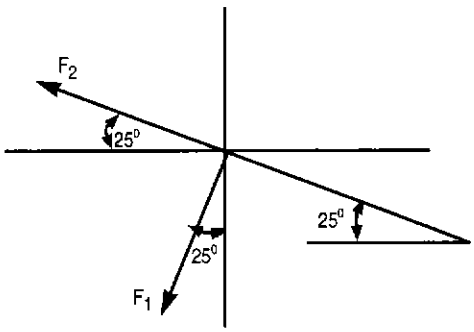
c) Del concreto

γ_c = 2300 Kg/m^3

d) Concreto y Acero

μ = 0.5 (coeficiente de fricción).

Cálculo de F1 y F2



F1 =(W_t + W_a) L_a. Cos α

De la fórmula (3): $W_t = \gamma_t \times \pi\ (De^2 - D^2)/4$

W_t = 7860 x 3.14 x (0.1379^2 - 0.1279^2)/4

W_t = 16.40 Kg/m.

De la fórmula: (4) $W_a = \gamma_a\ \pi\ D^2/4$

W_a = 1000 x 3.14 x 0.1279^2/4 = 12.84 Kg/m.

W_a = 12.84 Kg/m.

Reemplazando en la fórmula de F1:

F1 = (16.40 + 12.84)x 7 x Cos 25°

F1 = 204.68 x 0.90

F1 = 185.5 kg.f

Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 3.7 (Continuación)

Cálculo de F2:

F2 = μF1

F2 = 0.5 (185.5)

$$\boxed{F2 = 92.75 \text{ Kg.f}}$$

Cálculo de momento flector y flecha máxima originada por el peso del tubo y agua

Fórmula (6): $M = W.L_a^2/8$

$L_a = 7m$

$W = W_t + W_a = 16.40 \text{ Kg/m} + 12.84 \text{ Kg/m} = 29.24 \text{ Kg/m}.$

$W = 29.24 \text{ Kg/m}$

$$M = \frac{29.4 \text{ Kg/m} \times (7 \text{ m})^2}{8} = 180.07 \text{ Kg.m}$$

$$\boxed{M = 180.07 \text{ Kg.m}}$$

Flecha máxima

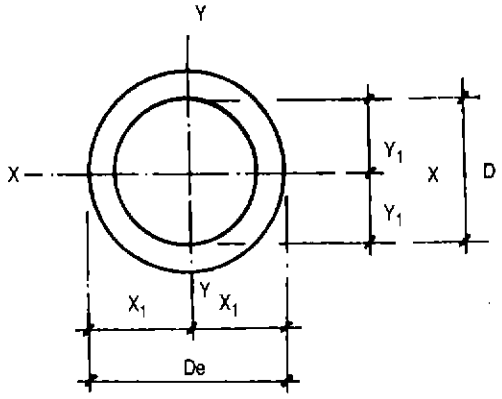
Fórmula (3.5) $\Delta = 5/384 \times W \times L_a^4/(E \times I)$

Conocemos: W = 29.4 Kg/m.

La = 7 m.

E = 21.02×10^9 Kg/m²

I = ?



Momento de fuerza axiales $I_x = I_y = I$

$I = \pi (D_e^4 - D^4)/64$

$I = 3.14 (0.1379^4 - 0.1279^4)/64$

$$\boxed{I = 4.613 \times 10^{-6}}$$

Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 3.7 (Continuación)

$$\Delta = \frac{5}{384} \times \frac{29.4 \times 7^4}{21.02 \times 10^9 \times 4.613 \times 10^{-6}} \qquad \frac{kg/m.m^4}{kg/m^2.m^4}$$

$\Delta = 0.00947$ m $\approx$ 9.47 mm

$$\boxed{\Delta = 0.00947 \text{ m}}$$

Comparando este Δ flecha máxima, con la Δ adm. = 1/360 x L_a

Δ adm. = 7m/360 = 0.019 m

Luego: Δ máx < Δadm. o sea 0.0094 < 0.019 OK!

Cálculo del peso del bloque de concreto

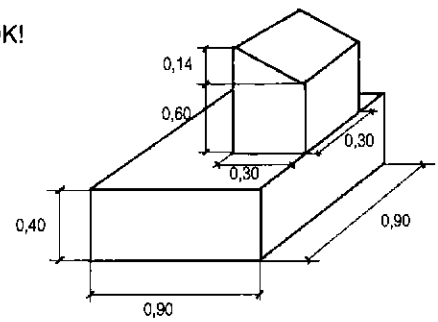
Fórmula : Wc = γc x Volumen

V1 = 0.90 x 0.90 x 0.40 = 0.324 m^3

V2 = 0.30 x 0.30 x 0.60 = 0.054 m^3

V3 = 0.14 x 0.30 x 0.30/2 = 0.0063 m^3

V = 0.3843 m^3



Luego W_c=2300 Kg/m^3 x 0.3843 m^3 = 883.89 Kg $\approx$ 884 Kg

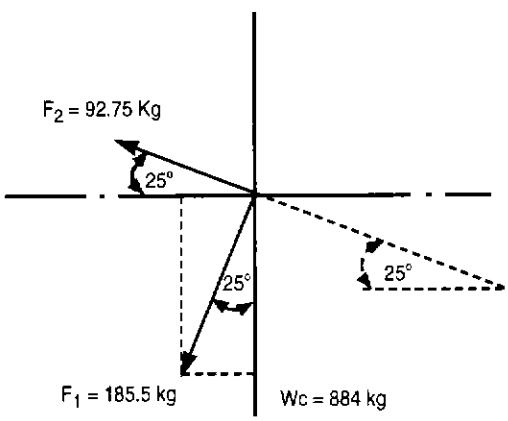
$$\boxed{Wc = 884 \text{ Kg}}$$

Comparando los datos que estamos obteniendo con los datos que necesitamos para que se cumplan las condiciones de estabilidad, observamos que ahora debemos calcular:

$\sum$ Fx

$\sum$ Fy, etcétera

Cálculo de $\sum$ Fx: Hacemos intervenir F1, F2 y Wc, especialmente F2, hacia arriba o sea cuando se dilata (movimiento hacia arriba).



Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 3.7 (Continuación)

Σ Fx = -185.5 Sen 25° - F2.Cos 25°

= -185.5 (0.4226) - 92.75 (0.9063)

= - 78.39 - 84.05

$$\boxed{\Sigma Fx = -162.44 \text{ Kg}}$$

Σ Fy = -185.5 Cos 25° + 92.75 Sen 25° - 884

Σ Fy = -168.12 + 39.19 - 884

$$\boxed{\Sigma Fy = -1012.93 \text{ Kg} \approx -1013 \text{ Kg}}$$

Aplicando la primera condición:

$\Sigma Fx < \mu_t \cdot \Sigma Fy$ (μ_t = varía entre 0.2 a 0.6)

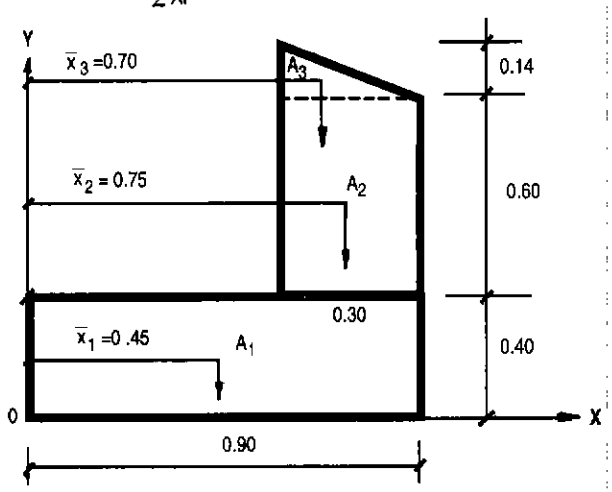
Tomando el caso más desfavorable: $\mu_t = 0.2$

162 < 0.2 (1013)

162 < 202.6.....OK!

Segunda condición: Primero encontramos la abscisa x, del centro de gravedad del bloque por el método de las áreas.

$$\bar{x} = \frac{\Sigma Ai\, Xi}{\Sigma Ai}$$



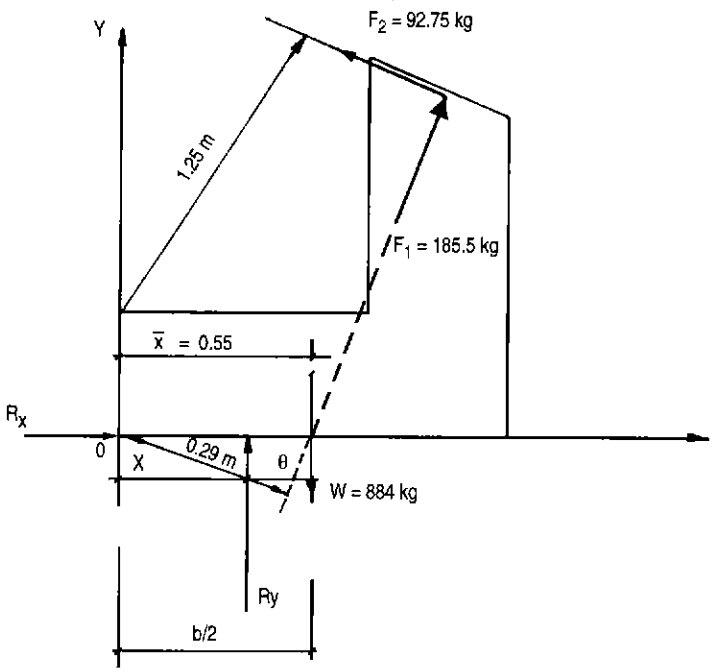
$$x = \frac{0.9 \times 0.40 \times 0.45 + 0.30 \times 0.60 \times 0.75 + (0.30 \times 0.14)/2 \times 0.70}{0.90 \times 0.40 + 0.30 \times 0.60 + (0.30 \times 0.14)/2}$$

$$= \frac{0.3117}{0.561} = 0.55 \text{ m}$$

Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 3.7 (Continuación)

Cálculo de R_y y X



Σ Mo + = 0 = 185.5 (0.29) - 92.75 x 1.25 + 884(0.55) - R_y.X

$$\boxed{R_y.X = 424.06} \qquad \text{(a)}$$

Σ Fy =0 = 92.75 Sen 25 - 185.5 x Cos 25° - 884 + Ry = 0

$$\boxed{Ry = 1012.8 \approx 1013}$$

Luego, de la ecuación (a):

$$x = \frac{424.06}{1013} = 0.42 \text{ m}$$

Conociendo x = 0.42: b/2 = 0.45, etc, Comparamos la segunda condición:

S_{base} = Ry/A x (1 ± 6e/b)

Hallamos e: e = x - b/2

e = 0.42 - 0.45

$$\boxed{e = -0.03}$$

S_{base}(mínimo) =1013/(0.9 x 0.9) x (1 + 6 x -0.03/0.90) = 1000.49 kg/m²

= 0.10 Kg/cm²

Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 3.7 (Continuación)

S_{base}(máximo) =1013/(0.9x0.9)x(1-6x-0.03/0.90) = 1500 Kg/m^2

= 0.15 Kg/cm^2

El $S_{adm.}$ del suelo: consideramos 1 Kg/cm^2 ====> Sadm.>Sbase.....OK

Tercera condición: $S_{mín.}$ debe ser (+), comparando es > 0... OK.

- Segundo Caso Cuando la tubería se contrae

Σ Fx = -F1 Senα + F2 Cosα = 5.71 Kg.f

Σ Fy = -F1 Cosα - F2 Senα - W = -1091.53 Kg.f

Σ Mo + = 653.26 Kg.m

Luego x = 0.598 m.

Verificamos las condiciones de estabilidad del apoyo.

1. Σ Fx < $U_t\Sigma$ Fy ==> 5.71Kg < 545.71.....OK.
2. Para e = 0.148 m.

Los esfuerzos en la base son:

S_{base}(máximo) = 0.26 Kg/cm^2

S_{base}(mínimo) = 0.0017 Kg/cm^2

Los cuales son menores que Sadm. del terreno.

S_{base}(mínimo) > 0. es positivo.....OK.

Cálculo de anclajes

Los anclajes son bloques de concreto que envuelven la tubería de presión con el propósito de fijarla al terreno. Por lo tanto, deben resistir cualquier fuerza que la tubería ejerza sobre ellos.

Generalmente, estos se ubican en aquellos lugares donde hay cambios de dirección o de pendiente, o donde existen cambios de sección (figura 3.42)

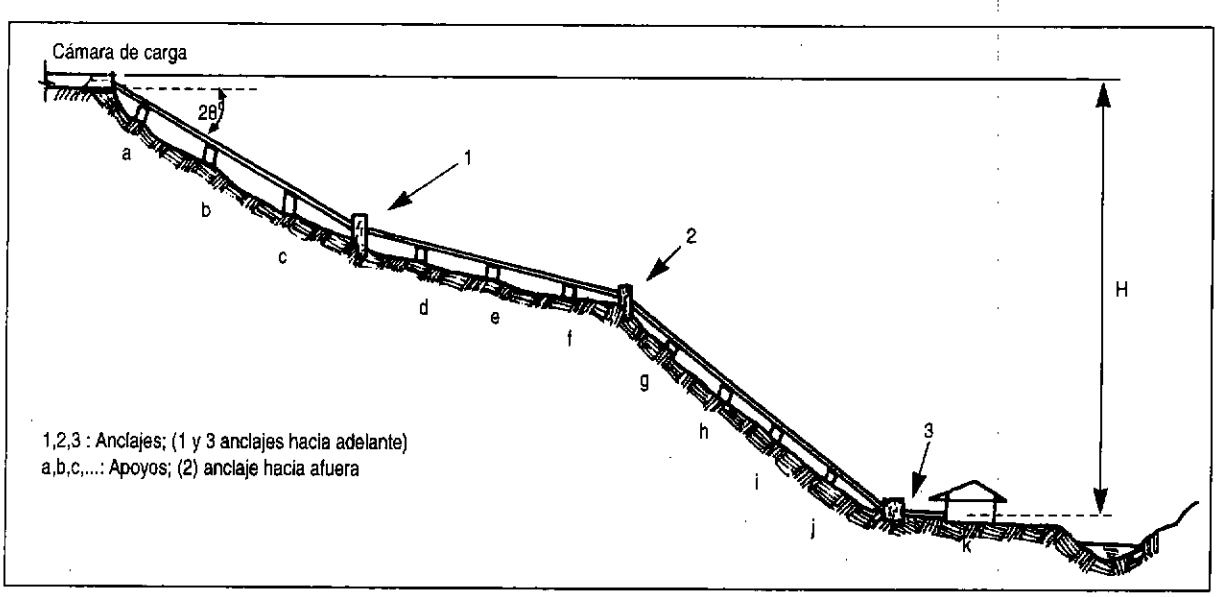


Fig. 3.42: Tubería de presión.

Al diseñar los anclajes, es necesario tener en cuenta los cambios de pendiente. Dependiendo de la idea de pendiente que se trate, hay dos tipos de anclajes: hacia afuera y hacia adentro.

Los anclajes hacia adentro influyen favorablemente en su estabilidad, ya que los esfuerzos debidos a la desviación del movimiento del agua actúan contra el terreno. En cambio, en los anclajes hacia afuera, estos esfuerzos actúan en el otro sentido: en dirección al aire o espacio.

Para estos últimos, es importante conocer bien la magnitud de los ángulos y el tipo de suelo donde se ubican. En ocasiones habrá que acoplar a la tubería otros elementos de fijación (armaduras, anillos, etcétera) que garanticen que el concreto no se desprenda por encima del tubo.

Para ambos casos, las fuerzas que actúan sobre los anclajes son:

a) Componente del peso de la tubería con agua perpendicular a ella (F_1)

Esta fuerza es similar a la fuerza F_1 considerada para los apoyos.

Para el cálculo del anclaje, deben considerarse los dos tramos de tubería: el que está aguas arriba y el que está aguas abajo del anclaje (fig. 3.43).

$$F1 = (W_t + W_a) \times L_1 \times \text{Cos}\alpha$$

(para aguas arriba) L_1

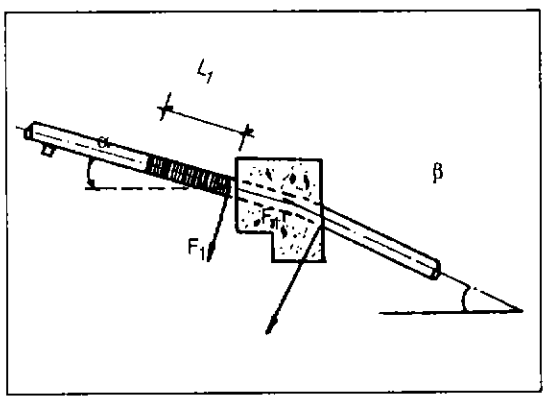


Fig. 3.43: Cálculo de la fuerza F_1

Donde:

L_1 = Distancia del anclaje al punto medio del tramo.

α = Ángulo de inclinación del tramo de tubería analizado aguas arriba del anclaje.

β = Idem, en el caso del tramo de tubería aguas abajo del anclaje.

b) Fuerza de fricción entre la tubería y los apoyos (F2). Esta fuerza existe sólo en el caso de que existan uno o más apoyos entre el anclaje y la junta de dilatación (ver figura 3.44).

Ejemplo: si existiera una junta de dilatación en el tramo inferior, inmediatamente después del anclaje, las fuerzas de fricción correspondientes al tramo inferior no son transmitidas al anclaje en estudio, sino al que está más abajo.

$$F_2 = \mu \cdot (W_t + W_a) \cdot L_2 . \text{Cos}\alpha$$

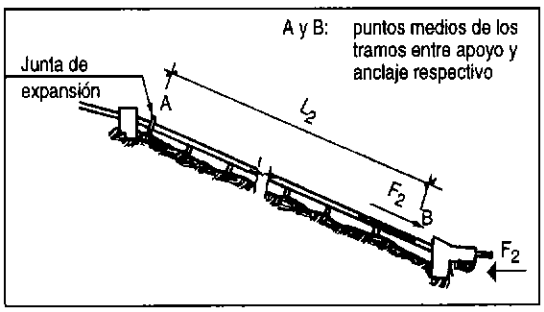


Fig. 3.44: Cálculo de la fuerza F_2

Donde:

L_2 = Longitud de la tubería sujeta a movimiento.

α = Ángulo de inclinación de la tubería aguas arriba del anclaje.

Usar β para aguas abajo del anclaje.

c) Fuerza en los cambios de dirección debido a la presión hidrostática (F_3) Ver fig. 3.45.

$$F_3 = 1.6 \times 10^3 \times H \times D^2 \times \text{Sen}\ \frac{(\beta - \alpha)}{2}$$

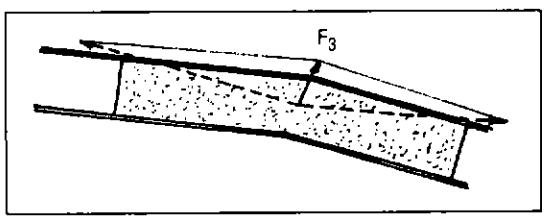


Fig. 3.45: Cálculo de la fuerza F_3

Donde:

H = Presión estática en la tubería a la altura del anclaje en m.

D = Diámetro interno de la tubería en m.

α = Ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal en el tramo aguas arriba del anclaje.

β = Ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal aguas abajo del anclaje.

d) Componente del peso de la tubería paralela a ella (F_4)

El tramo de tubería aguas arriba del anclaje tratará de empujar a éste, mientras que el tramo aguas abajo del anclaje tratará de jalarlo en la dirección de la pendiente (fig. 3.45).

$$F4 = W_t \times L_4.\text{Sen}\alpha$$

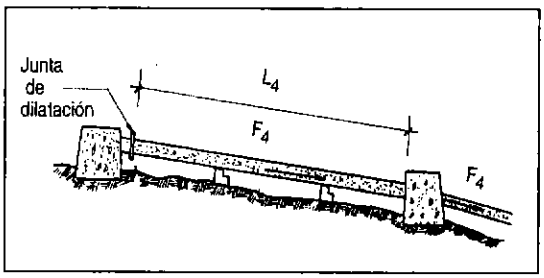


Fig. 3.45: Cálculo de la fuerza F_4

Donde:

L_4 = Es la longitud de tubería a considerar en cada tramo. Generalmente, es el tramo entre la junta de dilatación y el anclaje.

α = Ángulo de inclinación de la tubería (usar β cuando se esté analizando el tramo aguas abajo del anclaje).

e) Fuerza debida a cambios de temperatura en la tubería (F_5)

Esta fuerza se origina cuando la tubería no tiene juntas de dilatación y cuando esta se encuentra en la superficie (fig. 3.46).

$$F_5 = 31 \times D \times t \times E \times a \times \Delta T$$

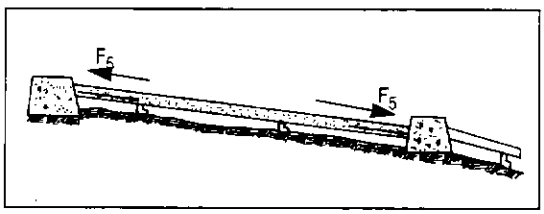


Fig. 3.46: Cálculo de la fuerza F_5

Donde:

D = Diámetro del tubo en m.

t = Espesor de la pared del tubo en mm.

a = Coeficiente de dilatación lineal de la tubería ($°C^{-1}$).

ΔT = Máxima variación de la temperatura (°C).

E = Módulo de elasticidad de Young ($Kg\text{-}f/cm^2$).

f) Fuerza de fricción en la junta de dilatación (F_6)

Esta fuerza se origina entre la empaquetadura y las partes de la junta de dilatación, cuando se contrae o se dilata la tubería (fig. 3.47).

$$F6 = 3.1 \times D \times C$$

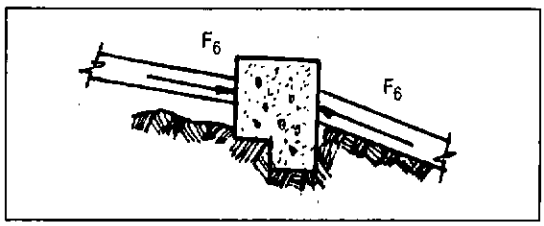


Fig. 3.47: Cálculo de la fuerza F_6

Donde:

D = Diámetro interior de la tubería en m.

C = Fricción en la junta de expansión por unidad de longitud de circunferencia en Kg-f/m (un valor aproximado es F6=10 x D en Kg-f, en este caso D en mm.)

g) Fuerza debida a la presión hidrostática dentro de las juntas de expansión (F_7)

Esta fuerza es debido a la presión hidrostática que trata de separar en dos la junta de dilatación (fig. 3.48)

$$F_7 = 3.1 \times H \times D \times t$$

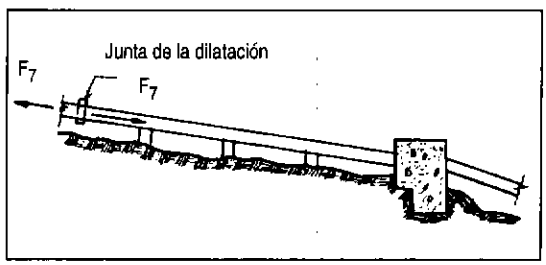


Fig. 3.48: Cálculo de la fuerza F_7

Donde:

H = Presión estática en la tubería a la altura del anclaje en m.

D = Diámetro interior de la tubería.

t = Espesor de la pared de la tubería en mm.

h) Fuerza debida al cambio de dirección de la cantidad de movimiento (F_8)

En los codos o cambios de pendiente, la velocidad del agua cambia de dirección. Ello ocasiona una fuerza resultante sobre el codo, la cual tiene la misma dirección y sentido que F_3 (fig. 3.49).

Generalmente, la magnitud de esta fuerza es mínima, por lo que no se toma en cuenta.

$$F_8 = 250\,(Q/D)^2 \times \text{Sen}\,\frac{(\beta - \alpha)}{2}$$

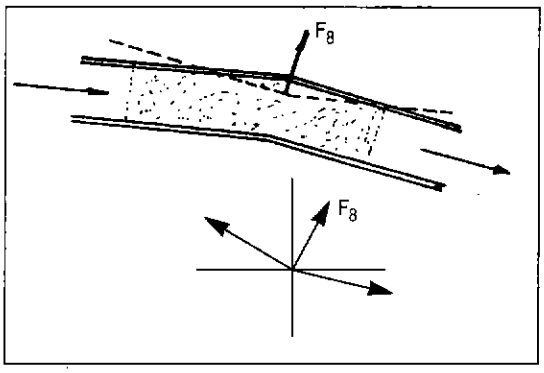


Fig. 3.49: Cálculo de la fuerza F_8

Donde:

Q = m^3/s

i) Fuerza debida al cambio del diámetro en la tubería cuando hay reducción (F_9). Esta fuerza actúa en el sentido de la reducción, es decir, hacia la tubería de menor diámetro. Ver fig. 3.50.

$$F_9 = 1 \times 10^3 \times H \times \Delta A$$

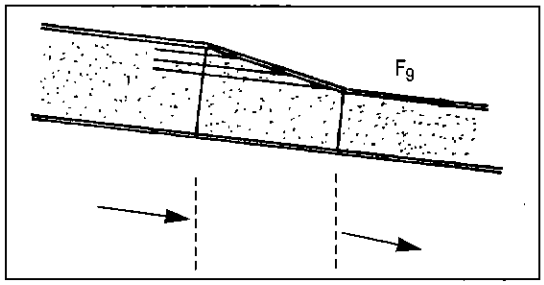


Fig. 3.50: Cálculo de la fuerza F_9

Donde:

H = Presión estática en la tubería a la altura de la reducción en m.

ΔA = Cambio de las áreas de las tuberías en m^2.

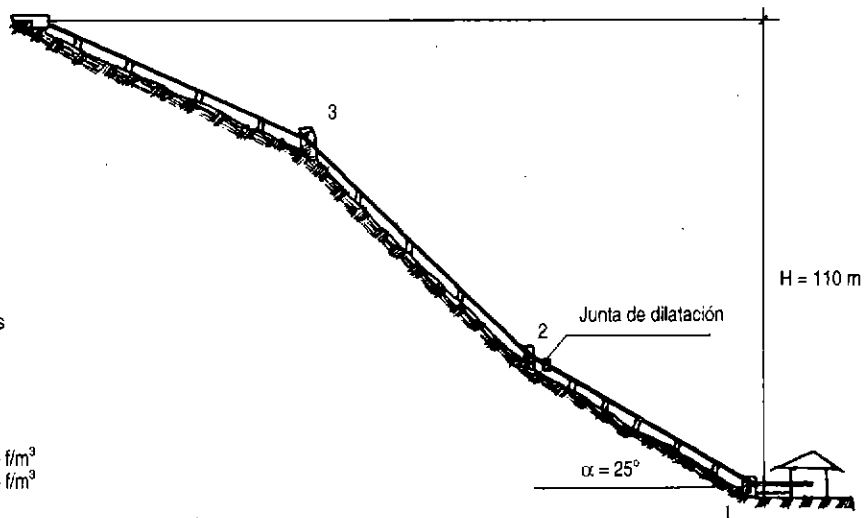
Las figuras que se han mostrado anteriormente, indican la dirección de las fuerzas para el caso en que la tubería se esté dilatando.

Si la tubería se estuviera contrayendo, las fuerzas F_2, F_5 y F_6 tienen sentido contrario.

Una vez calculada la magnitud de las fuerzas, se procede al cálculo de la estabilidad del anclaje siguiendo el mismo procedimiento que para el cálculo de los apoyos, es decir considerando los dos casos: dilatación y contracción de la tubería.

Ejemplo: 3.3

Con los siguientes datos, calcular el anclaje, tal como se muestra en la figura:



H = 110 m.
Q = 0.030 m^3/s
D = 0.128 m
De = 0.138 m
t = 5 mm
α = 25°
β = 0°
γ_t = 7860 Kg - f/m^3
γ_a = 1000 Kg - f/m^3

Tramo 2-1 está provisto de junta de dilatación.

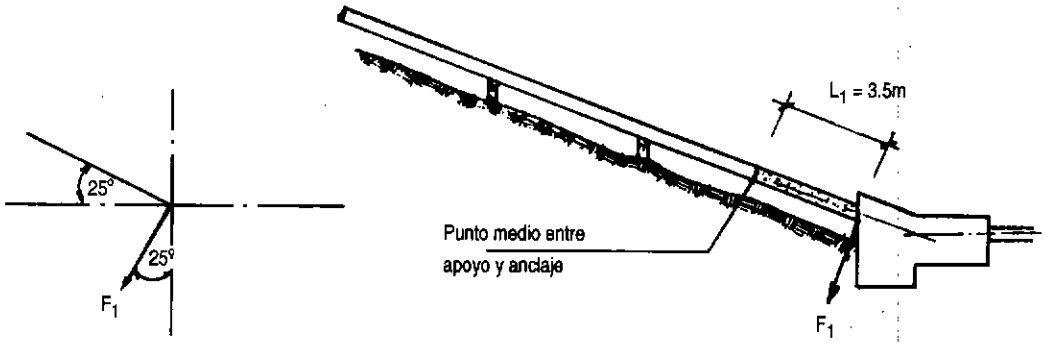
Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

Procedimiento:

1. Cálculo de fuerzas

a) Cálculo de F_1:

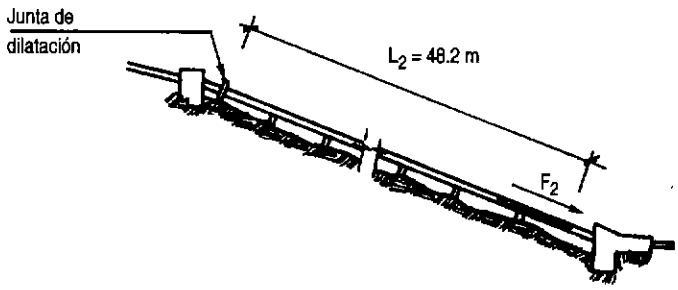


$F_1 = (W_t + W_a) .L_1.Cos\alpha$

$W_t = \pi/4\ (De^2-D^2)\gamma_t = 3.14/4(0.138^2-0.128^2) \times 7{,}860=16.41$ kg-f/m

$W_a = \pi/4 \times D^2 \times \gamma_a = 3.14/4 \times (.128)^2 \times 1000 = 12.86$ Kg-f/m

Reemplazando valores, $F_1 = 92.87$ kg-f



b) Cálculo de F_2:

$F_2 = \mu\ (W_t + W_a).L_2.Cos\alpha$

μ = Coeficiente de fricción entre acero y concreto. Ver tabla siguiente:

Coeficientes de fricción entre concreto y suelo		
• Arena gruesa y grava	:	0.5 - 0.6
• Arena y grava mezclada con limo	:	0.4 - 0.5
• Arena y limo o grava y limo con alto contenido de arcilla	:	0.3 - 0.4
• Arcilla dura	:	0.25 - 0.4
• Arcilla blanda o limo	:	0.2 - 0.3

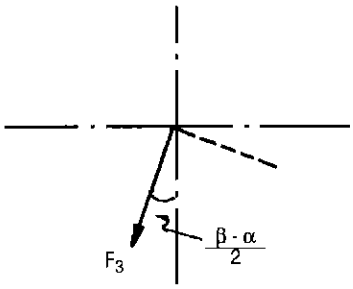
Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

L_2 =55.2 m - 7 m = 48.2 m

Tomando de la tabla μ = 0.5 y reemplazando valores, tenemos:

F_2 = 639.31 Kg-f

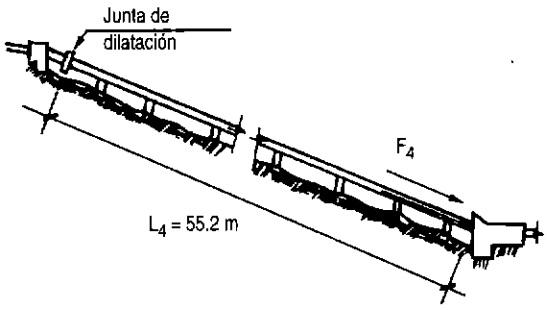


c) Cálculo de F_3:

$$F_3 = 1.6 \times 10^3 \times H \times D^2 \times \text{Sen}\,\frac{(\beta-\alpha)}{2}$$

$$F_3 = 1.6 \times 10^3 \times 110 \times 0.128^2 \times \text{Sen}\frac{(0^\circ - 25^\circ)}{2}$$

F_3 = 624 Kg-f



d) Cálculo de F_4:

$F_4 = Wt \times L_4 \times \text{Sen}\alpha$

F_4 = 382.82 Kg-f

e) Cálculo de F_5:

F_5 = 0, ya que en dicho tramo se ha previsto de una junta de dilatación.

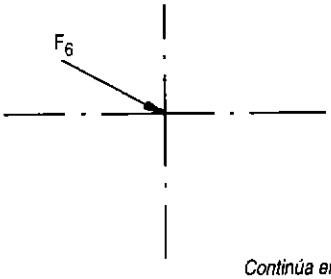
f) Cálculo de F_6:

$F_6 = 3.1\ D \times C$

Para este caso, aplicamos un valor aproximado
$F_6 = 10 \times D$ en Kg-f y D en mm.

Luego:

F_6 = 1280 Kg-f



Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

g) Cálculo de F_7:

$F_7 = 3.1H \times D \times t.$

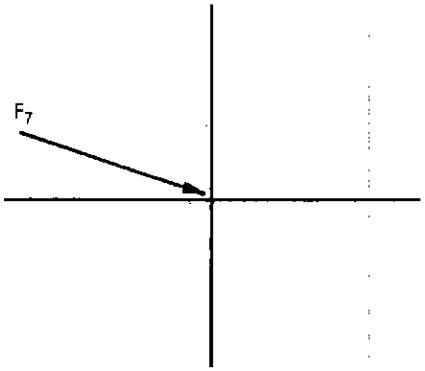
H = 110 m

D = 0.128 m

t = 5 mm

Luego:

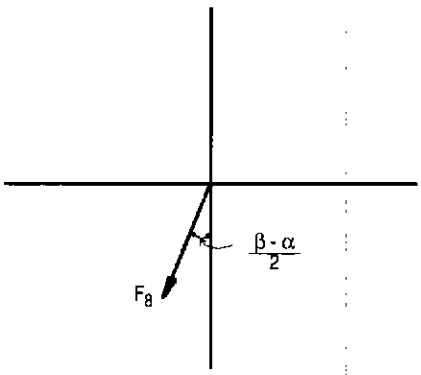
$F_7 = 218.24$ Kg-f



h) Cálculo de F_8:

$F_8 = 250\ (0.030/0.128)^2 \times \text{Sen } 12.5°$

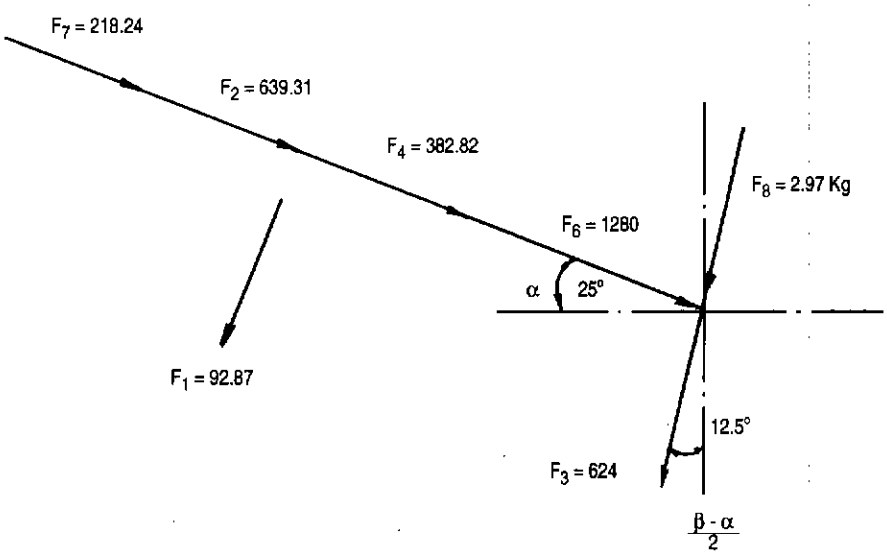
$F_8 = 2.97$ Kg-f



i) Cálculo de F_9:

$F_9 = 0$, ya que no hay reducción de diámetro en este tramo.

Resumen de fuerzas actuales, en Kg-f

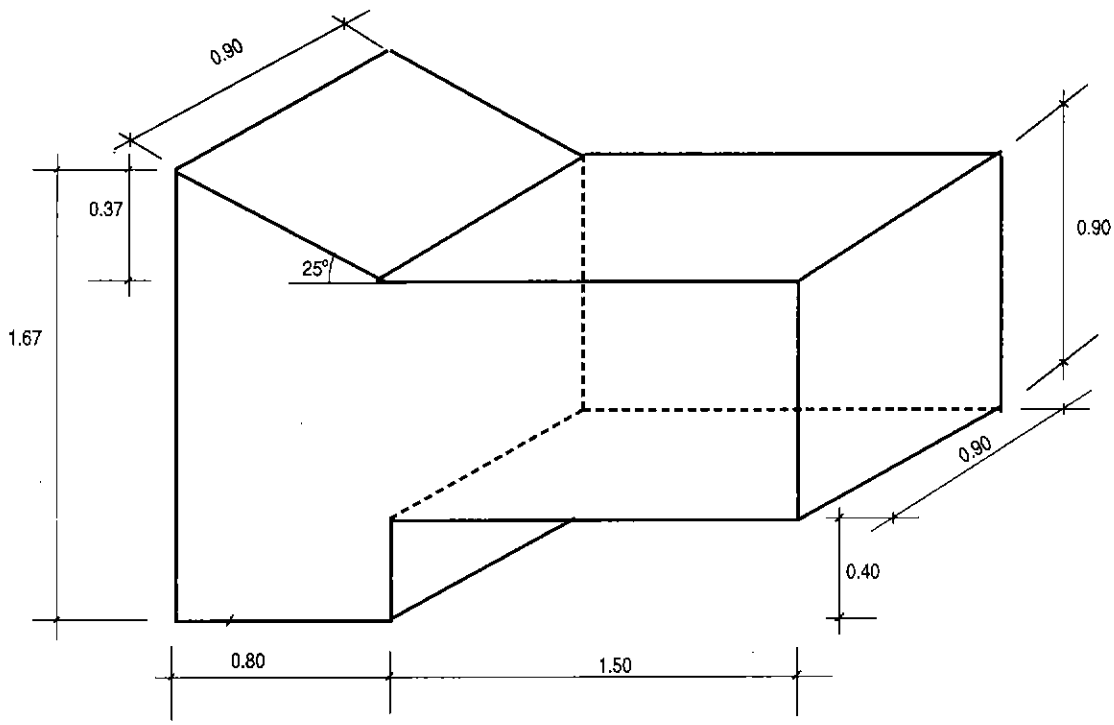


Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

2. Cálculo de estabilidad del anclaje

Para el cálculo de la estabilidad del anclaje, se ha considerado la forma y dimensiones siguientes:



a) Cálculo del peso del anclaje: W

$$W = W_1 + W_2 + W_3$$

W_1 = (0.37 x 0.80/2) 0.90 x 2300 = 306.36 kg-f

W_2 = (2.30 x 0.90 x 0.90) 2300 = 4284.90 kg-f

W_3 = (0.40 x 0.80 x 0.90) 2300 = 662.40 kg-f

W = 5,253.66 kg-f

Continúa en la pág. siguiente

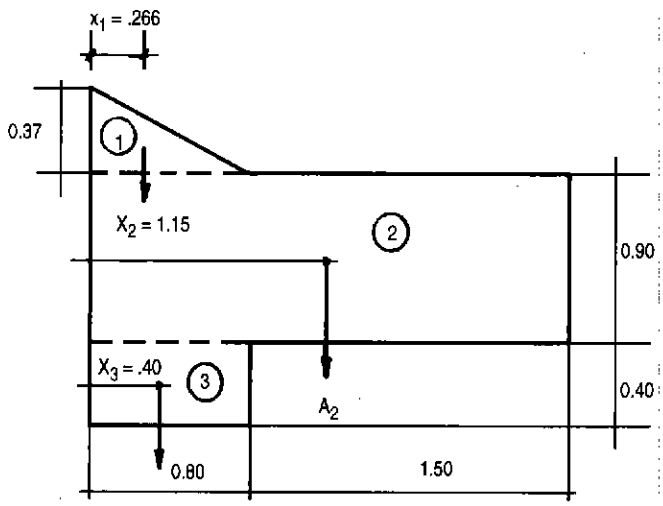
Ejemplo: 3.3 (Continuación)

b) Cálculo del centro de gravedad del anclaje (método de las áreas)

$A_1 = (.80 \times .37)/2 = 0.148\ m^2$, $X_1 = 1/3\ (.80) = 0.266$ m.

$A_2 = 2.30 \times 0.90 = 2.07\ m^2$, $X_2 = 1.15$ m

$A_3 = .80 \times .40 = 0.32\ m^2$, $X_3 = 0.40$ m

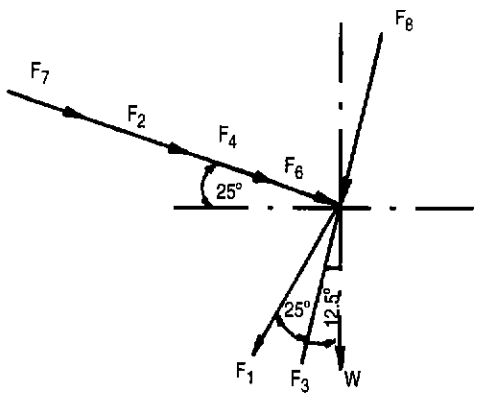


$$Xg = \frac{.148 \times .266 + 2.07 \times 1.15 + .32 \times .40}{2.538} = \frac{2.5478}{2.538} = 1.00\ m$$

$$Yg = \frac{.148 \times 1.42 + 2.07 \times 0.85 + 0.32 \times 0.20}{2.538} = \frac{2.033}{2.538} = 0.80\ m$$

Luego: Cg = (1.00, 0.80)

c) Cálculo de la estabilidad del anclaje:



Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

Cálculo de ΣFx:

$\Sigma Fx = -F1.Sen\ 25^o - (F3+F8)\ Sen\ 12.5^o + (F2+F4+F6+F7) Cos\ 25^o$

Reemplazando datos:

$\Sigma Fx = 2{,}109.30$ kg.f

Cálculo de ΣFy:

$\Sigma Fy = -F1.Cos\ 25^o - (F3+F8) Cos\ 12.5^o - (F2+F4+F6+F7)\ Sen\ 25^o - W$

Reemplazando datos:

$\Sigma Fy = -7{,}014.98$ kg-f

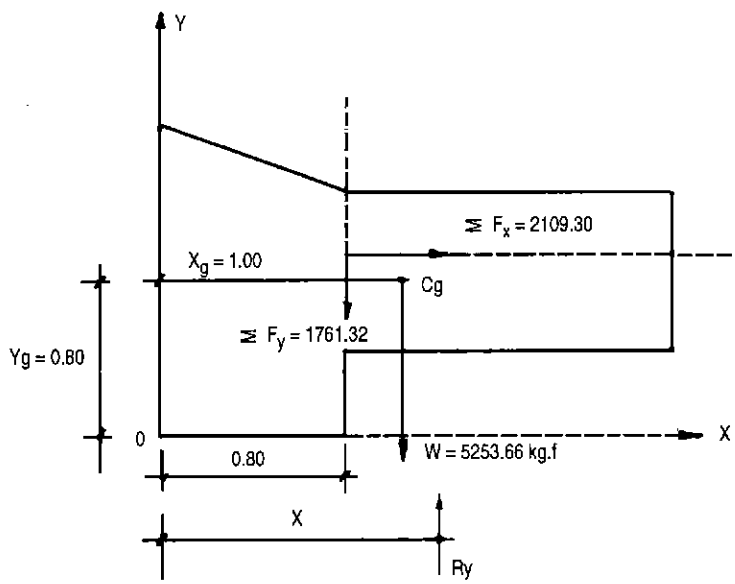
Una vez conocidas las sumatorias de fuerzas, aplicamos las condiciones de equilibrio:

Primera condición de equilibrio:

$\Sigma Fx < \mu_t . \Sigma Fy$ (μ_t=coeficiente de fricción entre concreto y suelo).

De la tabla respectiva tomamos $\mu_t = 0.5$, luego tenemos:

2109.30 < 3507.48 ..... O.K.



Aplicamos la segunda condición de equilibrio: Calculamos la suma de momentos en el punto 0 (origen de coordenadas):

$\Sigma Mo + = \Sigma Fx\ (.90) + \Sigma Fy\ (.80) + W\ (1.00) - Ry.X = 0$

Reemplazando valores, deducimos que:

8561 kg.m = Ry.X.....(a)

Para hallar el valor de Ry en la figura aplicamos: $\Sigma Fy = 0$

$Ry = \Sigma Fy + W$

Ry = 7,014.98 kg-f .....(b)

De las expresiones (a) y (b):

X = 1.22 m

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

Con los valores de Ry y de X, comprobamos que:

Sbase < S adm. del terreno; aplicando la fórmula respectiva:

Sbase= Ry/A x (1 ± 6 . e/b)

e = X - b/2

e =1.22 - 2.30/2

e = 0.07. Reemplazando valores:

Sbase = 7014.98/(230 x 90) x (1 ± 6 x 0.07/2.30)

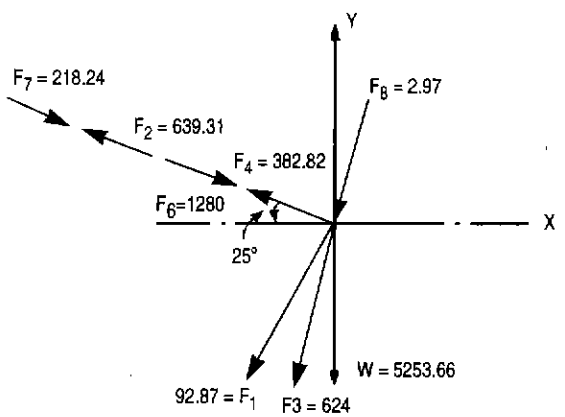
Sbase máx = 0.40 kg-f/cm2

Sbase mín = 0.28 kg-f/cm2

Asumiendo que la resistencia del suelo es de 0.5 kg-f/cm2 entonces se cumple:

Sbase < S admisible del terreno.....O.K.

Hasta aquí hemos comprobado la estabilidad del anclaje por la forma y dimensiones que hemos asumido como un primer intento para el caso que la tubería se esté dilatando.
Ahora falta comprobar, bajo las mismas condiciones que sea estable para el caso en que la tubería se contraiga.
En este caso, solamente las fuerzas F_2 y F_6 cambian de sentido; las magnitudes son las mismas. Las fuerzas actuantes son tal como se muestran en la siguiente figura:



Siguiendo el mismo procedimiento de cálculo, obtenemos estos resultados:

a) ΣFx = 1,369.68 kg-f

b) ΣFy = -5392.71 kg-f

Condiciones de equilibrio:

$\Sigma Fx < \mu_t \Sigma Fy$: 1,369.68 < 2696.35.....O.K.

ΣMo + = 0 y de ΣFy = 0, se deduce:

Ry = 5,392.71 kg-f

X = 1.21 m

Con los valores de Ry y X, encontramos:

e = 0.07; Sbase máx = 0.26 kg-f/cm^2

Sbase mín = 0.25 kg-f/cm^2

0.26 kg-f/cm^2 < 0.5 kg-f/cm^2.....OK.

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo: 3.3 (Continuación)

En vista de que se cumplen las tres condiciones de estabilidad del anclaje cuando la tubería se contrae, se aceptan la forma y dimensiones pre-establecidas para el anclaje en estudio y que ha servido de ejemplo.

Nota

Cuando se trabaje con tuberías de PVC de alta presión, como estas van enterradas, las fuerzas F_1 y F_4 ocasionadas por el peso en la tubería están distribuidas a lo largo de ella y son soportados por el terreno.

Además, por el hecho de estar enterradas, no sufren cambios de temperatura; por lo tanto no requieren de juntas de dilatación, deduciéndose que no existen las fuerzas que se originan cuando se usan estas.

Referencias Bibliográficas:

1. HELMUT, LAUTERSUNG, "Planning of Intake Structures", Vieweg & Sohn, Braunschweig, 1989
2. CHADWICK A. , MORFETT, "Hydraulics in civil engineering", Harper Collins, London, 1986
3. BRETT P., "Formwork and concrete practice", Heinemann Professional Publishing, London, 1988
4. NOZAKI, TSUGUE, " Guía para la elaboración de proyectos dem pequeñas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificacion rural del Perú", JICA, Lima, 1980
5. YOUNG, ET, AL,"Pipe joints", Part3: metallic pipe joints, Institute of Mechanical Engineers, London, 1986
6. INVERSIN, ALLEN, "Micro-hidropower sourcebook", NRECA International Foundation, Washington,1986

Turbinas hidráulicas

4

4.1

Las turbinas hidráulicas

En el proceso de transformación de la energía de un fluido en energía mecánica o viceversa, se emplean diferentes tipos de máquinas, que pueden clasificarse del siguiente modo:

a) Máquinas gravimétricas

b) Máquinas hidrostáticas o de desplazamiento

c) Máquinas rotodinámicas o turbomáquinas

Las máquinas gravimétricas utilizan la variación de la energía geodésica del fluido. A ellas pertenecen, por ejemplo, las ruedas hidráulicas.

Las máquinas hidrostáticas, también llamadas de desplazamiento positivo o volumétricas, aprovechan fundamentalmente las variaciones de la energía de presión del fluido. Se construyen en dos variantes: reciprocantes y rotativas. A este tipo pertenecen por ejemplo las máquinas de vapor, los motores de combustión interna de ciclo Otto y Diesel, las bombas de émbolo, las bombas de engranajes, etc.

A diferencia de los dos grupos anteriores, las máquinas rotodinámicas o turbomáquinas aprovechan las variaciones de la energía cinética que el fluido experimenta a su paso por la máquina.

De acuerdo a lo anterior, una turbina hidráulica viene a ser una turbomáquina hidráulica, en la cual 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.

4.2

Clasificación de las turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar según diferentes criterios:

4.2.1 Según la variación de la presión estática a través del rodete

a) Turbinas de acción o impulso, cuando la presión estática permanece constante entre la entrada y la salida del rodete.

b) Turbinas de reacción, cuando la presión estática disminuye entre la entrada y la salida del rodete.

4.2.2 Según la dirección del flujo a través del rodete

a) Turbinas de flujo tangencial
b) Turbinas de flujo radial
c) Turbinas de flujo semi-axial
d) Turbinas de flujo axial

(Este tipo de clasificación determina la forma o geometría del rodete y será precisado en forma cuantitativa más adelante, al tratar el concepto de los números específicos de revoluciones.)

4.2.3 Según el grado de admisión del rodete

Considerando la alternativa de que los álabes del rodete estén sometidos parcial o simultáneamente a la acción del flujo de agua:

a) Turbinas de admisión parcial
b) Turbinas de admisión total

4.3

Partes de una turbina hidráulica

Los elementos fundamentales de una turbina hidráulica son los siguientes:

4.3.1 El distribuidor

Es un elemento estático, pues no posee velocidad angular y en él no se produce trabajo mecánico. Sus funciones son:

a) Acelerar el flujo de agua al transformar total (turbinas de acción), o parcialmente (turbinas de reacción) la energía potencial del agua en energía cinética.

b) Dirigir el agua hacia el rodete, siguiendo una dirección adecuada.

c) Actuar como un órgano regulador de caudal.

El distribuidor adopta diferentes formas; puede ser del tipo inyector en las turbinas de acción, o de forma radial, semi axial y axial en las turbinas de reacción.

4.3.2 El rodete

Llamado también rotor o rueda, este elemento es el órgano fundamental de las turbinas hidráulicas. Consta esencialmente de un disco provisto de un sistema de álabes, paletas o cucharas, que está animado por una cierta velocidad angular.

La transformación de la energía hidráulica del salto en energía mecánica se produce en el rodete, mediante la aceleración y desviación, o por la simple desviación del flujo de agua a su paso por los álabes.

4.3.3 Otros elementos

Tubo de aspiración

Este elemento, muy común en las turbinas de reacción, se instala a continuación del rodete y por lo general tiene la forma de un conducto divergente; puede ser recto o acodado, y cumple las siguientes funciones:

a) Recupera la altura entre la salida del rodete y el nivel del canal de desagüe.

b) Recupera una parte de la energía cinética correspondiente a la velocidad residual del agua en la salida del rodete, a partir de un diseño del 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 las del tipo Michell-Banki, donde adopta la forma cilíndrica.

Carcasa

Este elemento tiene la función general de cubrir y soportar a las partes de la turbina. En las turbinas Francis y Kaplan, por ejemplo, tiene la forma de una espiral.

4.4

Tipos de turbinas hidráulicas

Como se señaló anteriormente, las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

A estos dos grupos corresponden las turbinas modernas que hoy en día se emplean en las centrales hidráulicas, sean estas pequeñas o grandes.

4.4.1 Turbinas de acción

a) Turbinas Pelton de 1 o más inyectores
b) Turbinas Turgo
c) Turbinas Michell-Banki

4.4.2 Turbinas de reacción

a) Bomba rotodinámica operando como turbina

b) Turbinas Francis, en sus variantes: lenta, normal y rápida

c) Turbina Deriaz

d) Turbinas Kaplan y de hélice

e) Turbinas axiales, en sus variantes: tubular, bulbo y de generador periférico

La tabla 4.1 nos resume las características de las turbinas anteriormente mencionadas.

Tabla 4.1 **Características principales de turbinas hidráulicas**

TURBINA		Inventor y año de patente	N_s (rpm, HP, m) rpm	Q m^3/s	H m	P kW	$\eta_{máx}$ %
ACCIÓN	PELTON	Lester Pelton (EE.UU.) 1880	1 Ch: 30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6 Ch: 50-70	0.05-50	30-1800	2-300000	91
	TURGO	Eric Crewdson (G. Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	15-300	5-8000	85
	MICHELL-BANKI	A.G. Michell (Australia) 1903 D. Banki (Hung.) 1917-1919	40-160	0.025-5	1-50 (200)	1-750	82
REACCIÓN	Bomba rotodinámica	Dionisio Papin (Francia) 1689	30-170	0.05-0.25	10-250	5-500	80
	FRANCIS	James Francis (G.Bretaña) 1848	L: 60-150 N:150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	DERIAZ	P. Deriaz (Suiza) 1956	60-400	500	30-130	100,000	92
	KAPLAN y de hélice	V.Kaplan (Austria) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93
	AXIALES: - Tubular - Bulbo - Generador periférico	Kuhne-1930 Hugenin-1933 Harza-1919	300-800	600	5-30	100,000	93

Nota. N_S: velocidad específica
Ch: chorro
L : lento
N: normal
R: rápida

4.4.3 Turbinas Pelton

Fue inventada por Lester A. Pelton (EE.UU., 1829 - 1908) y patentada en 1880 (fotos 4.1 y 4.2). Puede definirse como una turbina de acción, de flujo tangencial y de admisión parcial. Opera eficientemente en condiciones de grandes saltos y bajos caudales, y también en el caso de cargas parciales.

El proceso de flujo se realiza a presión atmosférica.

Distribuidor

Está constituido por un inyector o por varios inyectores, que pueden llegar a seis.

Un inyector consta por lo general de una tobera de sección circular provista de una aguja de regulación que se mueve axialmente, variando así la sección de flujo. En el caso de que se requiera una operación rápida para dejar al rodete sin acción del chorro, se adiciona una placa deflectora; de este modo la aguja se cierra en un tiempo más largo, reduciendo asi los efectos del golpe de ariete.En las turbinas pequeñas que se utilizan en microcentrales se puede prescindir de la aguja y operar con una o más toberas, con caudal constante, manteniéndose en algunos casos la placa deflectora.

La operación de la aguja, así com la de la placa deflectora, pueden hacerse en forma automática o manual.

Rodete

Es de admisión parcial, lo cual depende del número de chorros o de inyectores. Consta de un disco provisto de una serie de cucharas montadas en su periferia. Las cucharas pueden estar empernadas al disco, unidas por soldadura o fundidas en una sola pieza con el disco. La turbina Pelton puede instalarse con el eje horizontal con 1 ó 2 inyectores, y con el eje vertical con 3 a 6 inyectores. Se emplea en pequeñas y grandes centrales.

Foto 4.1: Turbina Pelton de un inyector de eje horizontal.

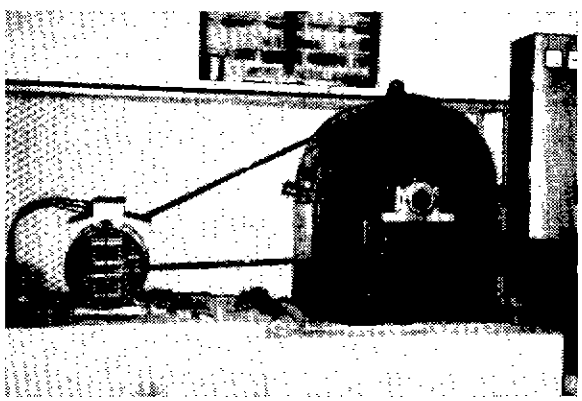
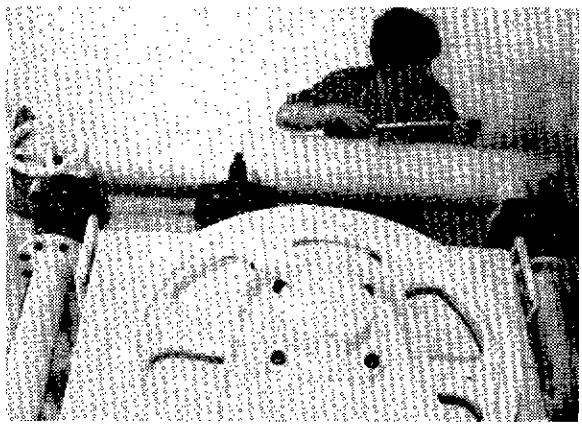
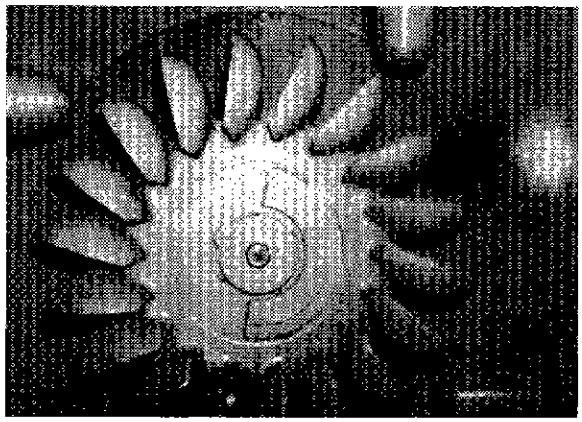


Foto 4.2: Turbina Pelton de 3 inyectores de eje vertical.



a) Carcasa y distribuidor



b) Rodete e inyectores

4.4.4 Turbina Turgo

Esta turbina fue inventada por Eric Crewdson (Gran Bretaña) y patentada en 1920. Posteriormente fue perfeccionada por E. Jackson (Gran Bretaña) en 1936 y luego entre 1961 y 1968.

Puede definirse como una turbina de acción, de flujo axial y de admisión parcial (fig. 4.1).

Distribuidor

Consiste básicamente de un inyector del tipo Pelton que proyecta un chorro de agua inclinado respecto al plano del rodete, en un angulo de 20º a 22.5º.

Rodete

Se asemeja a un medio rodete de la turbina Pelton, como si a éste se le dividiera mediante un plano que pase por las aristas de las cucharas y sea perpendicular al eje. Es de admisión parcial y puede instalarse con eje horizontal o vertical. Por lo general, se le emplea en pequeñas centrales.

Si se compara esta turbina con la turbina Pelton, ofrece la ventaja de que, a igualdad de diámetro del rodete, puede operar con un mayor caudal, ya que el chorro de agua ingresa por un lado y sale por el

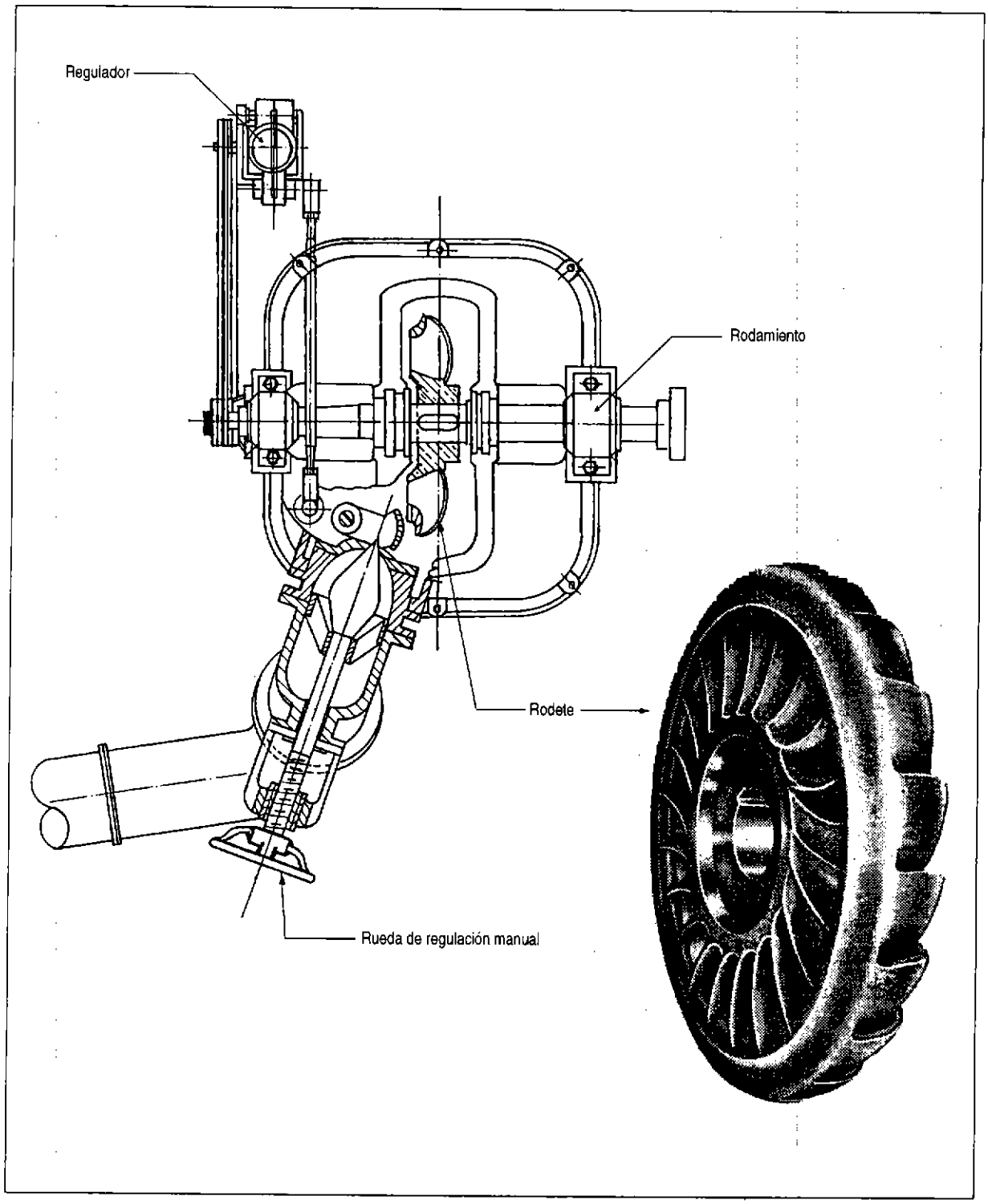


Fig. 4.1: Turbina Turgo.

otro. En la turbina Pelton existe una limitación en el caudal debido a que, al abandonar una cuchara, el chorro puede interferir con las cucharas adyacentes. De este modo, para un mismo diámetro de chorro, así como de potencia, el rodete resulta ser más pequeño que el de una Pelton, por lo que puede rotar a mayor velocidad; esto trae consigo la posibilidad de acoplar la turbina directamente al generador y disminuir así el costo del grupo.

Esta turbina cubre el campo de aplicación de las turbinas Pelton rápidas, Michell-Banki y Francis lenta y normal. Respecto a la Pelton, posee las mismas características: operación con buena eficiencia a cargas parciales, escaso riesgo de cavitación, fácil acceso a sus partes, buena tolerancia a la erosión, pero tiene el inconveniente de su baja eficiencia y la existencia de un empuje axial debido al chorro inclinado, por lo que es usada en pequeñas centrales.

4.4.5 Turbina Michell-Banki

Esta turbina fue inventada por A.G.Michell (Australia) y patentada en 1903. Posteriormente, entre 1917 y 1919, fue estudiada por Donat Banki (Hungría), en la Universidad de Budapest.

Se trata de una turbina de acción, de flujo radial centrípeto-centrífugo, de flujo transversal, de doble paso y de admisión parcial. (fig. 4.2)

Sin embargo, recientes ensayos han indicado que existe una pequeña reacción en el primer paso, a causa de una presión ligeramente superior a la atmosférica, debido a la cercanía del inyector al rodete.

Distribuidor

Consiste en una tobera de sección rectangular que abarca al rodete en un cierto ángulo de admisión parcial. Está dotado de una paleta directriz para la regulación del caudal. Se puede operar manual o automáticamente.

Rodete

Tiene forma de tambor o cilindro y está compuesta por un par de discos, entre los cuales se fijan periféricamente una cierta cantidad de álabes de perfil circular y de simple curvatura. Por lo general, los álabes se fijan a los discos mediante soldadura. Para grandes caudales y bajas alturas de instalación, se construyen con discos intermedios.

La forma cilíndrica del rodete permite que la turbina pueda trabajar dentro de grandes rangos de variación de caudal con sólo darle la longitud conveniente.

La característica de la turbina Michell-Banki consiste en que un amplio chorro de agua de sección rectangular incide dos veces, cruzando el interior, sobre los álabes del rodete. La diferencia fundamental respecto a otras turbinas es que no hay deflexión axial del chorro, ya que el flujo discurre sobre planos perpendiculares al eje.

La turbina opera por lo general a presión atmosférica. No obstante, en el caso de saltos bajos suele dotársele de un tubo de aspiración cilíndrico para recuperar parte de la altura de montaje. Esto crea una depresión en el interior, por lo que se debe impedir que el agua inunde el rodete; para ello se utiliza una válvula automática regulada, de manera que permita la entrada de una cierta cantidad de aire al interior de la carcasa.

La eficiencia es buena dentro de un amplio rango de caudal, aunque no muy alta si se la compara con las turbinas Pelton y Francis. Sin embargo, debido a su bajo costo y fácil construcción local, es una alternativa interesante para las pequeñas centrales.

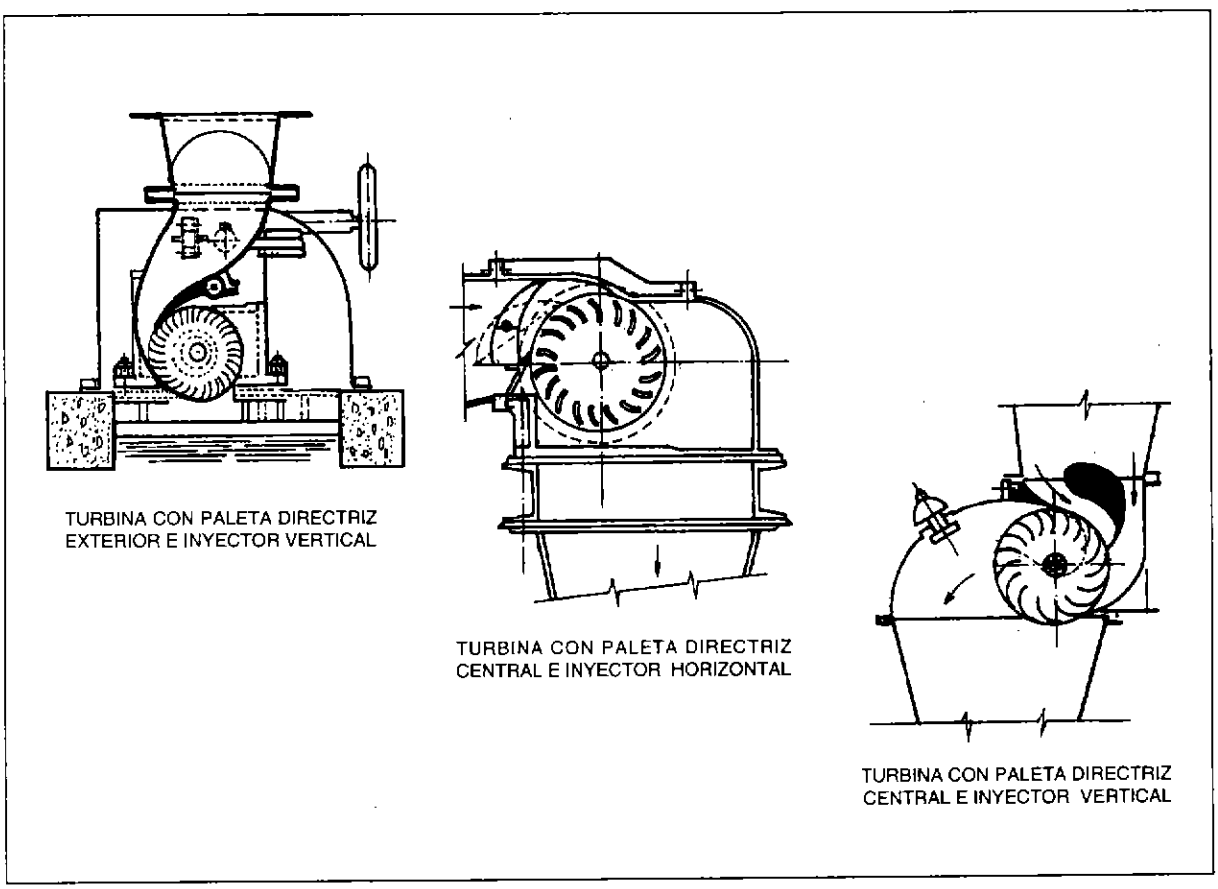


Fig. 4.2: Turbina Michell-Banki.

4.4.6 Bombas que operan como turbinas

A lo largo de los últimos años se ha desarrollado una orientación hacia el uso de las bombas rotodinámicas en las pequeñas centrales hidráulicas que operan como turbinas, mediante la inversión del sentido del flujo y de la rotación.

Debido que las bombas carecen de un distribuidor, pueden operar a plena carga; la regulación se realiza mediante disipación de energía, calentando agua o irradiando calor al ambiente, operación que es controlada por un regulador electrónico de carga.

Al parecer, la ventaja de usar bombas es la reducción del costo en comparación con el de las turbinas, ya que son fáciles de adquirir y de reparar por ser producidas en serie; sin embargo, es necesario señalar que se requiere una adecuada selección. La eficiencia no es muy alta, por lo que su uso es recomendable en bajas potencias. En la sección 4.8 se amplía este caso.

4.4.7 Turbinas Francis

Esta turbina fue inventada en 1838 por Samuel Howd (EE.UU.); posteriormente fue perfeccionada por James B.Francis (Gran Bretaña, 1815-1892), hacia 1848, en los Estados Unidos (fig. 4.3).

La turbina Francis puede definirse como de reacción, de flujo mixto, centrípeto y de admisión total .

Distribuidor

Fue inventado por Fink (Alemania) en 1860. Consta de una serie de álabes de posición variable y de perfil aerodinámico, dispuestos conformando 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 del caudal.

Los álabes del distribuidor pueden ser operados manual o automáticamente mediante un regulador.

Rodete

Consta de una serie de álabes fijos colocados entre un disco y una corona exterior; por lo general poseen doble curvatura. El agua ingresa radialmente por la periferia externa y abandona el rodete en dirección axial para dirigirse hacia el tubo de aspiración.

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 estos tipos dependerá de la llamada altura de aspiración, cuyo valor se calcula basándose en la teoría de la cavitación (véase el acápite 4.7).

Carcasa

Consiste en una cámara espiral que puede ser construida por fundición o segmentos de plancha soldada. Su función es dirigir el agua hacia el distribuidor.

En turbinas pequeñas que operan con bajo salto se puede prescindir del espiral, trabajando la turbina en la modalidad de cámara abierta o del tipo pozo.

En las zonas de coincidencia las turbinas Francis presentan ventajas respecto a las turbinas Pelton; tienen dimensiones más pequeñas, debido a que presentan mayores secciones de flujo y son de admisión total; además pueden 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, el estar sometidas a un gran riesgo de cavitación, y un alto costo de reparación de los elementos desgastados por erosión.

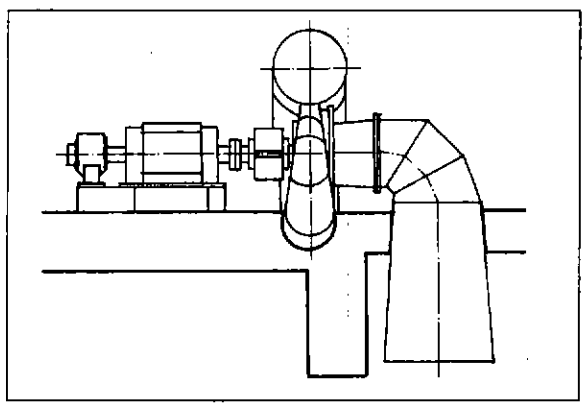


Fig. 4.3:
Esquema general de instalación de una turbina Francis.

4.4.8 Turbinas Kaplan y de hélice

Esta turbina fue desarrollada por Víctor Kaplan (Austria 1876-1934) en la Universidad de Burno (Checoeslovaquia) y patentada en 1912.

La turbina Kaplan puede definirse como una turbina de flujo axial, de reacción y de admisión total (fig. 4.4).

La principal característica de las turbinas Kaplan es el rodete, que tiene álabes de perfil de ala de avión orientables mediante un mecanismo situado en el interior del cubo.

El distribuidor es del tipo Fink, similar al de las turbinas Francis; consta además de una carcasa-espiral de sección circular o rectangular y de un tubo de aspiración del tipo recto o acodado, según el requerimiento de la altura de aspiración.

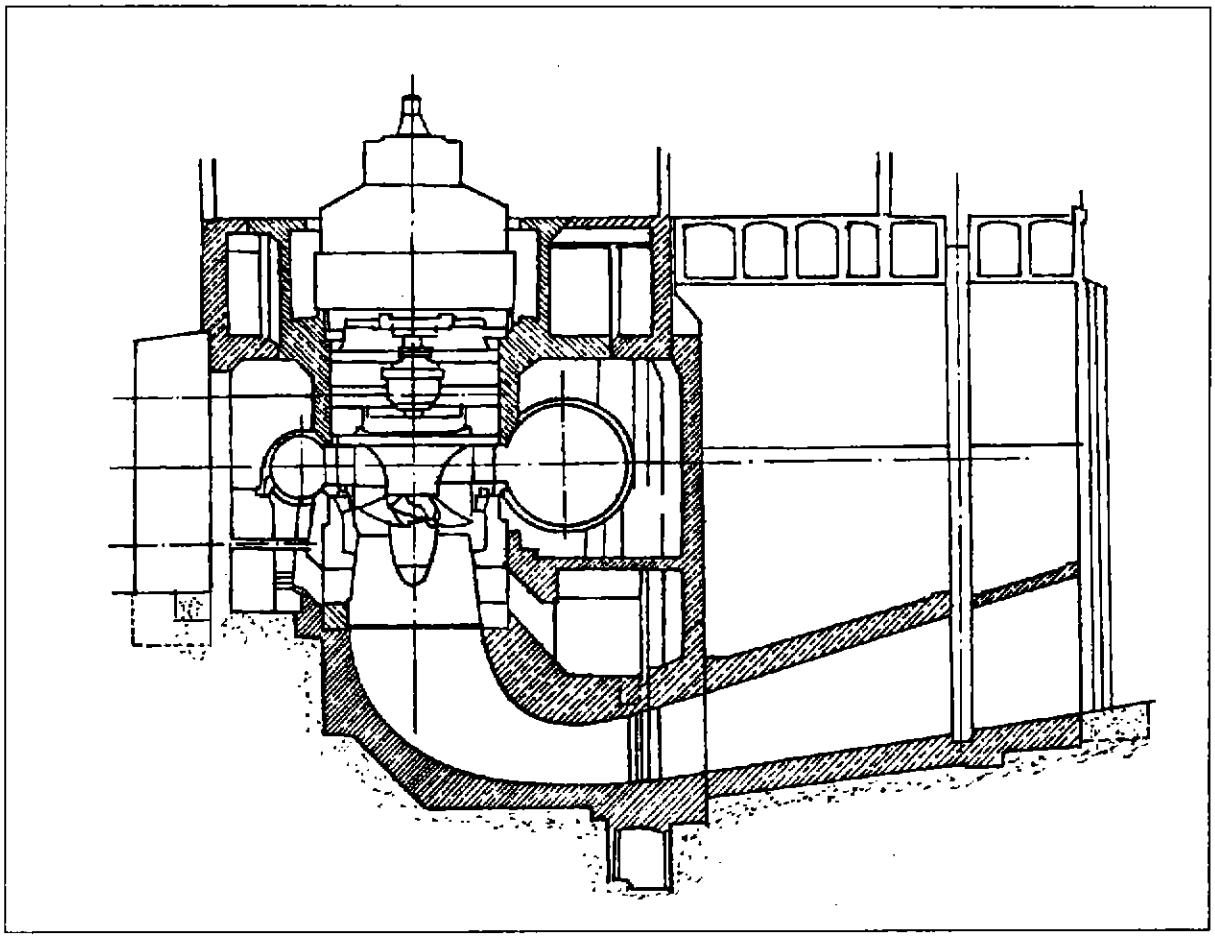


Fig. 4.4: Turbina Kaplan.

Debido a los álabes del rotor orientables, puede operar con muy buena eficiencia dentro de un amplio rango de caudal.

La turbina de hélice es una variante de la turbina Kaplan, pues posee un rodete con los álabes fijos. Con ello se abarata el rodete pero decrece la eficiencia a cargas parciales por la imposibilidad de contar con una doble regulación como en la turbina Kaplan convencional cuyo rodete tiene álabes orientables.

4.4.9 Turbinas axiales

Estas turbinas utilizan un rodete Kaplan con un distribuidor Fink adaptado al flujo axial. En lugar de la cámara-espiral poseen una carcasa tronco-cónica de sección convergente en la dirección del flujo.

Se presentan en tres versiones a describirse a continuación:

Turbina tubular

Esta turbina fue desarrollada por Kuhne quien la patentó en 1930. Se caracteriza porque el accionamiento del generador se hace mediante una extensión del eje hasta la sala de máquinas, lo cual constituye una dificultad por el alto costo de la obra civil (figura 4.5). Sin embargo, este diseño se utiliza con éxito en turbinas de baja potencia, donde la extensión del eje es más corta (fig. 4.6).

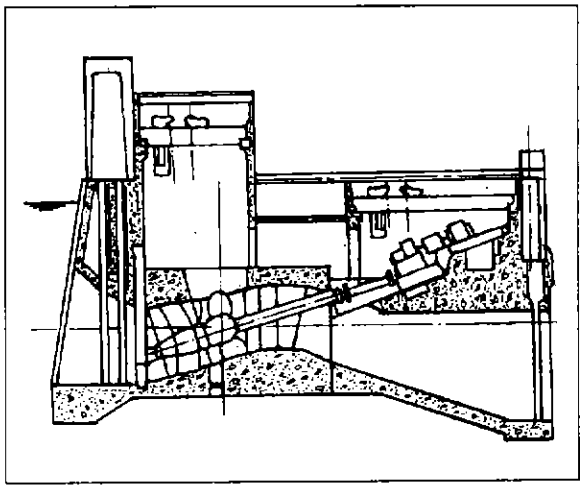


Fig. 4.5: Turbina axial de tipo tubular.

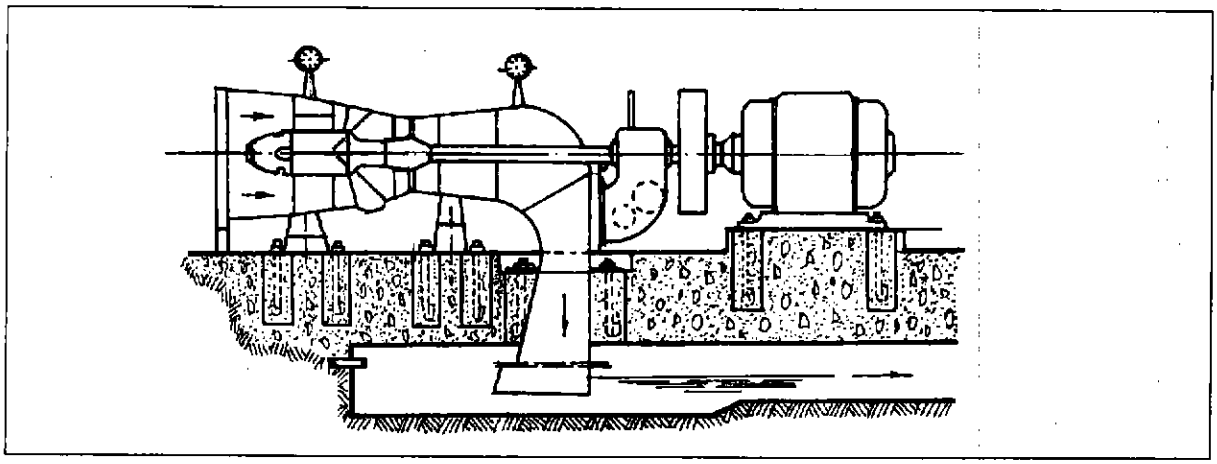


Fig. 4.6: Turbina axial del tipo tubular de baja potencia.

Turbina tipo bulbo

Esta turbina fue patentada por Hugenin en 1933, y también utiliza un rodete Kaplan. Su característica más notable es que el generador está ubicado dentro del cubo, con lo cual se ahorra una gran extensión del eje de la turbina tubular. El resultado es un grupo más compacto y más barato (para grandes potencias), así como un menor riesgo de vibración en el eje (figs. 4.7 y 4.8).

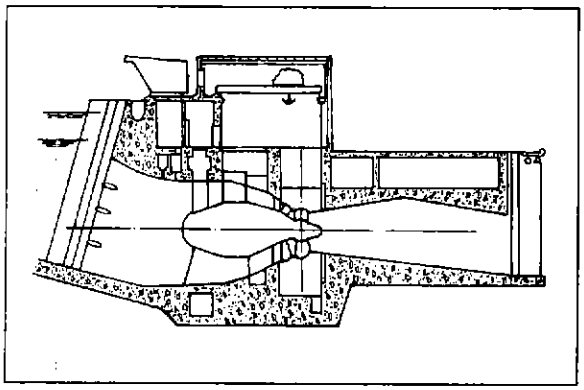


Fig. 4.7: Turbina axial de tipo bulbo.

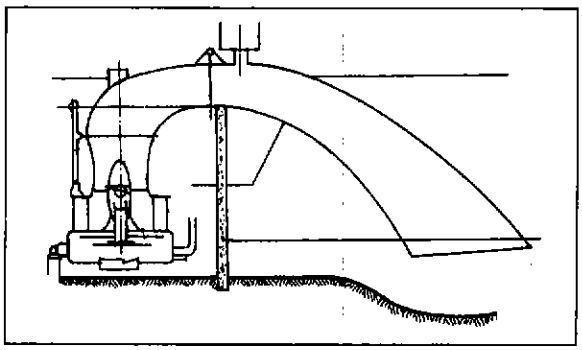


Fig. 4.8: Turbina axial de tipo bulbo con sifón.

Turbina de generador periférico

Fue patentada por Leroy Harza (EE.UU.) en 1919, aunque fue desarrollada posteriormente. Reduce notablemente la distancia axial del grupo, ya que el rotor del generador va instalado en la periferia del rodete, eliminándose el eje de transmisión; con ello se logra una notable reducción de los costos en la obra civil, entre otras ventajas, por lo que es usado en medianas y grandes centrales (fig. 4.9).

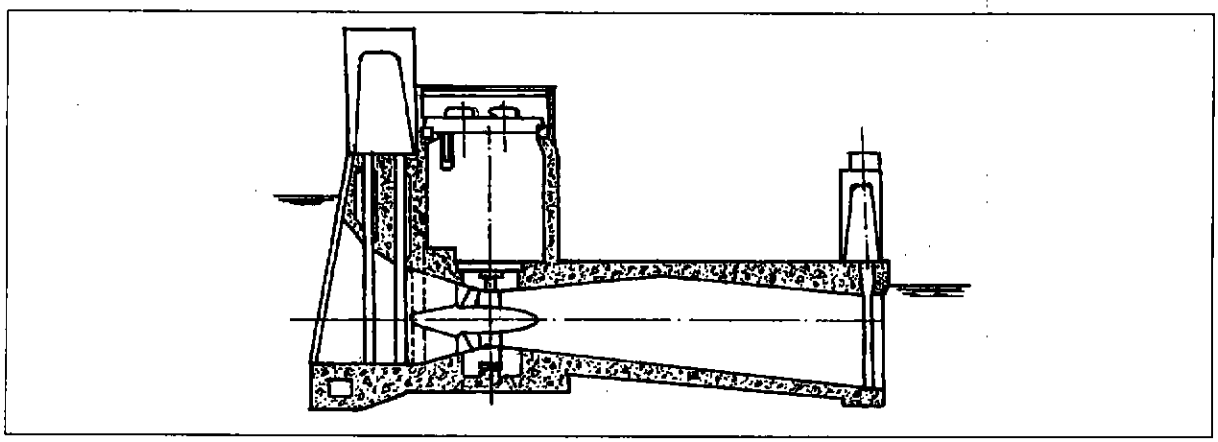


Fig. 4.9: Turbina axial de generador periférico.

4.5

Selección de la turbina

4.5.1 Potencia de la turbina

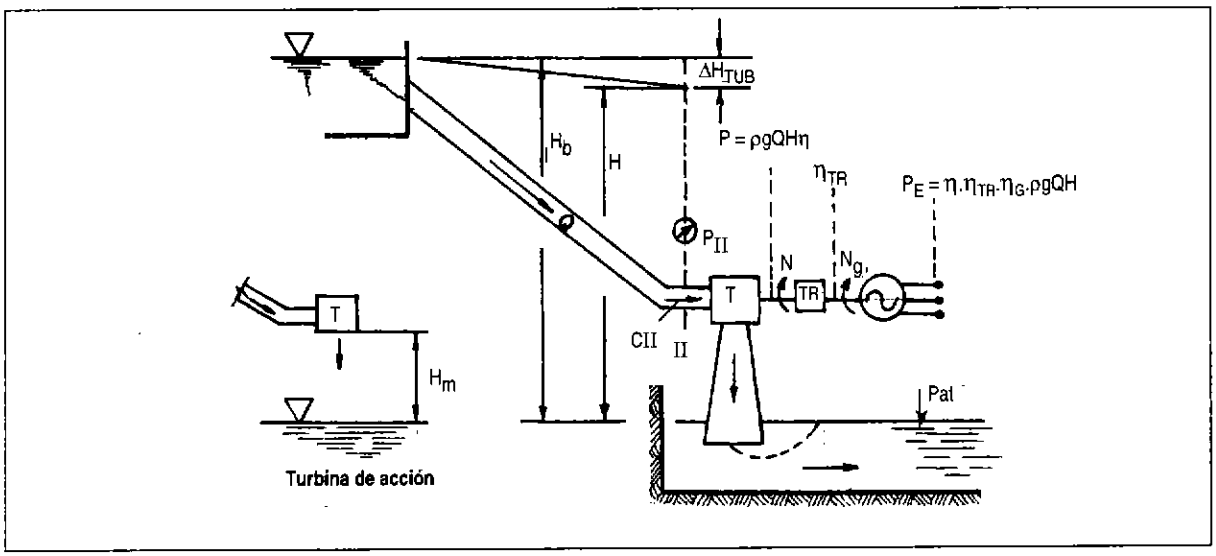


Fig. 4.10: Esquema de un grupo de generación.

De acuerdo al esquema de una M.C.H. mostrada en la figura 4.10, la potencia generada se obtiene de las siguientes fórmulas:

$$P_E = P \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_G \qquad (4.1)$$

$$P = \frac{\rho g Q H \eta}{K} = \frac{P_E}{\eta_{TR} \cdot \eta_G} = \frac{Q H \eta}{102} \qquad (4.2)$$

$$\eta_{GR} = \eta \cdot \eta_{TR} \cdot \eta_G \qquad (4.3)$$

Donde: P_E = potencia eléctrica en los bornes del generador, kW

P = potencia al eje de la turbina, kW.

Q = caudal de la turbina, m^3/s

H = salto neto, m

ρ = densidad del agua, 1000 kg/m^3

η = eficiencia de la turbina, adimensional

η_{TR} = eficiencia de la transmisión, adimensional

η_G = eficiencia del generador, adimensional

η_{GR} = eficiencia del grupo de generación, adimensional

K = constante: $K = 1000$ W/kW

g = gravedad

En relación a la determinación del salto neto (figura 4.10), se puede proceder del siguiente modo:

Turbinas de reacción: $H = H_b - \Delta H_T$

Turbinas de acción: $H = H_b - \Delta H_T - H_m$

Donde: H_b = salto bruto, m.

ΔH_T = altura de pérdidas en la tubería de presión, m

H_m = altura de montaje de la turbina, m

En el caso de que la turbina no accione un generador eléctrico, sino otra máquina operadora, como una bomba, un molino, etcétera, se deberá conocer la eficiencia, potencia y otros datos de dicha máquina, utilizándose las mismas fórmulas anteriores.

En el caso de no tener información directa de las eficiencias de la turbina o del generador, pueden usarse los valores de la tabla 4.1 para las eficiencias de la turbina: y de la tabla 4.2 para las eficiencias del grupo de generación.

4.5.2 Selección rápida de la turbina

Se puede realizar una selección rápida de la turbina para una M.C.H., utilizando el diagrama de la figura 4.11 en la que aparecen las diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

Tabla 4.2 **Eficiencia del grupo de generación (η_{GR})**

Potencia (kW)	TIPO DE TURBINA			
	PELTON	MICHELL-BANKI	FRANCIS	AXIAL
<50	58-65%	54-62%	59-65%	58-66%
51-500	65-69	62-65	66-70	66-70
501-5000	69-73	65*	70-74	70-74

* Limitación por máxima potencia de 1000 kW.
Fuente: ONUDI Mini Hydro Power Stations, UNIDO/OS 225, Viena (1981).

Tabla 4.3 **Clasificación de M.C.H. según la potencia**

REGIÓN	INSTITUCIÓN	MICRO CENTRAL	MINI CENTRAL	PEQUEÑA CENTRAL
Mundial	ONUDI[1]	< 100 kW	101-2000kW	2000-10000kW
Latinoamérica	OLADE[2]	< 50 kW	51-500kW	500 - 5000kW

1. Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial.
2. Organización Latinoamericana de la Energía.

El siguiente diagrama se basa en la ecuación (4.2), de la cual se despeja el salto neto, de modo que:

$$H = \frac{P}{\rho g \eta} \times \frac{1}{Q} \qquad (4.4)$$

Tomando logaritmos:

$$\log H = \log\left(\frac{P}{\rho g \eta}\right) - \log Q \qquad (4.5)$$

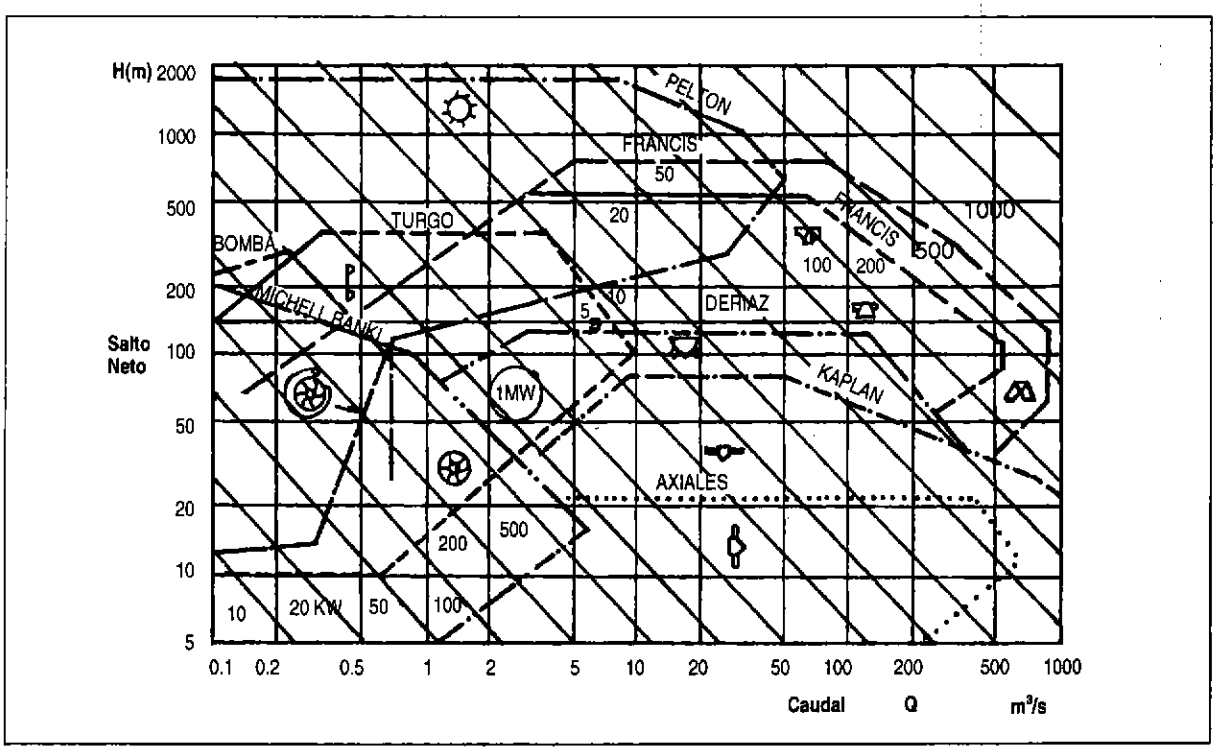


Fig. 4.11: Diagrama de selección de turbinas hidráulicas.

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 lo que se denomina una M.C.H., como se muestra en la tabla 4.3.

4.5.3 Números específicos de revoluciones

El diseño y construcción de turbomáquinas y en particular de las turbinas hidráulicas requiere de la solución de una serie de problemas que no siempre pueden afrontarse matemáticamente y que deben resolverse más bien 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 estos. Como fluido de ensayo se puede usar agua o 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 cifras características. Entre ellas, los llamados números específicos de revoluciones son los que mejor expresan la semejanza entre un modelo y un prototipo.

Estos números son los siguientes:

a) Número específico de revoluciones de caudal o número de Brauer (N_q).

$$N_q = \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \qquad (4.6)$$

b) Número específico de revoluciones de potencia o número de Camerer (N_s).

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}} \qquad (4.7)$$

El significado de los parámetros en las fórmulas anteriores es el siguiente:

N_q o N_s	Número específico de revoluciones, rpm.
N	velocidad de rotación de la turbina, rpm.
Q	caudal de la turbina, m^3/s
H	salto neto, m
P	potencia al eje de la turbina, HP o kW

Comentarios

a) Ambos números pueden usarse indistintamente, pero para el caso de las turbinas hidráulicas aún se prefiere continuar usando el número N_s, a pesar de que presenta el inconveniente de que depende de la eficiencia de la turbina:

$$N_s = N\,\frac{\sqrt{\dfrac{\rho g Q H \eta}{K}}}{H^{5/4}}$$

La relación con el número N_q es la siguiente:

$$N_s = \left(\frac{\rho g \eta}{K}\right)^{1/2} \times N_q \qquad (4.8)$$

Así por ejemplo, si expresamos la potencia en HP y asumimos en turbinas grandes una eficiencia promedio de $\eta = 0.88$ y en turbinas pequeñas $\eta = 0.70$, tendríamos:

Turbinas grandes : $N_s = 3.40\,N_q$

Turbinas pequeñas : $N_s = 3.03\,N_q$

b) Los números específicos pueden definirse como las velocidades de rotación de una turbina prototipo, cuyo modelo semejante opera bajo parámetros unitarios.

De este modo, el número N_q representa la velocidad de rotación en rpm del modelo, cuando:

$$Q = 1.0\ m^3/s \quad y \quad H = 1.0\ m$$

De un modo similar, el número Ns representa la velocidad de rotación en rpm del modelo, cuando : P = 1 HP ó 1 kW y H = 1.0 m.

c) La importancia práctica de los números específicos radica en su utilidad como criterio de clasificación de turbinas en forma cuantitativa. Establecen una secuencia de valores que definen una 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.

Por ejemplo, si sabemos que las turbinas Pelton operan eficientemente con bajos caudales y grandes saltos, entonces el valor del N_q o N_s será pequeño. Del mismo modo, las turbinas Kaplan operan bien con caudales altos y saltos pequeños, entonces el valor de N_q o N_s será alto.

La tabla 4.1 nos muestra la clasificación de las turbinas hidráulicas, según el número N_s. expresado en rpm, HP, m. Asimismo, la figura 4.12 nos muestra la evolución de la forma de los rodetes de las turbinas en función de N_s y N_q.

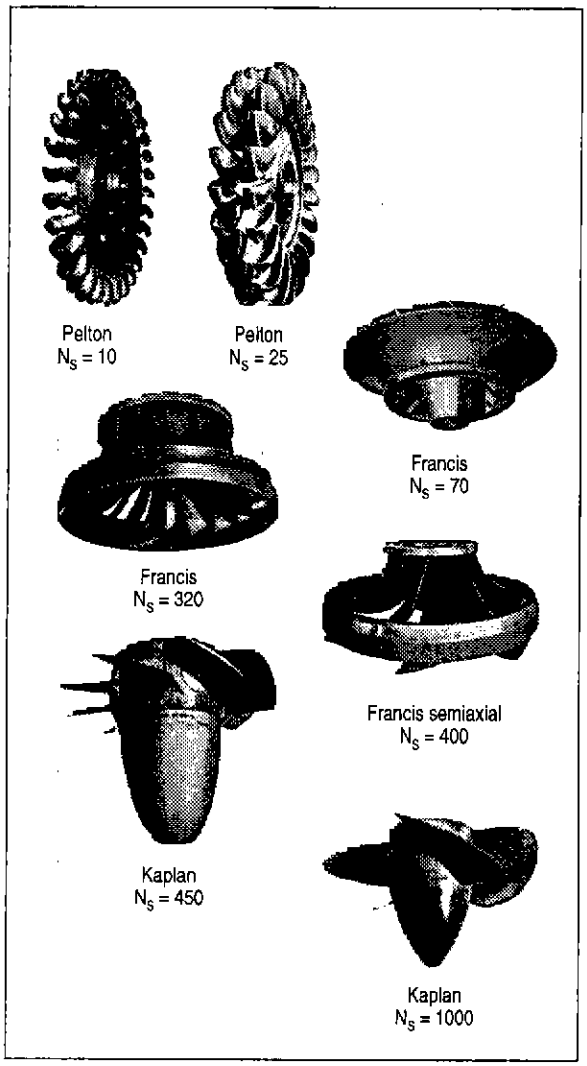


Fig. 4.12: Forma de los rodetes de turbinas hidráulicas y números específicos de revoluciones.

d) Es muy importante resaltar que el valor de Nq ó N_s va a depender del tipo de sistema de unidades que se use. Es importante tomarlo en cuenta, pues en el sistema inglés, en el sistema internacional SI, o en cualquier otro, los valores van a diferir entre sí.

e) Dado que los números específicos representan una velocidad de rotación, es costumbre llamar a las turbinas como "lentas", "normales" o "rápidas". Las turbinas Pelton, por ejemplo, serían máquinas "lentas", y las turbinas Kaplan máquinas "rápidas". Esto se debe a que la turbina Pelton opera con buena eficiencia en centrales donde el salto es grande y el caudal pequeño, lo cual da valores de N_s bajos. Por el contrario, las turbinas Kaplan operan bien en centrales de gran caudal y baja caída, obteniéndose valores de N_s muy altos. Hay que aclarar entonces que los términos lento, normal o rápido no están vinculados a la velocidad real de rotación del eje de la turbina.

f) Distribución del caudal en paralelo

Este es el caso de las turbinas Pelton de varios chorros o de turbinas Francis de doble descarga.

Existen situaciones donde, por ejemplo, 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 turbina Francis, optando así por dividir el caudal en chorros parciales. En forma similar, existen turbinas Francis de rodetes de doble descarga o salida.

Si llamamos con 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 e :cíficos estarían expresados de la siguiente manera:

$$Nq_{i=1} = N\frac{\sqrt{\frac{Q}{i}}}{H^{3/4}} = \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}}\cdot\frac{1}{\sqrt{i}} = \frac{\tilde{N}_q}{\sqrt{i}} \quad (4.9)$$

$$N_{s_{i=1}} = N\frac{\sqrt{\frac{P}{i}}}{H^{5/4}} = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}}\cdot\frac{1}{\sqrt{i}} = \frac{\tilde{N}_s}{\sqrt{i}} \quad (4.10)$$

Es importante destacar que los valores de $\tilde{N}_q$ y $\tilde{N}_s$, a los que podríamos llamar números específicos globales de toda la turbina, no representan a una cuchara o un rodete Francis, tal como han sido diseñados, cosa que si lo representan el N_q o N_s para i = 1.

Los números N_q o N_s son los que se utilizan para el diseño, razón por la que también se les llama números específicos de diseño. Se consignan en las tablas de clasificación, y son más pequeños que los números globales.

Al despejar la velocidad de rotación se saca una conclusión muy importante:

$$N_{q_{i=1}} = \frac{H^{3/4}}{\sqrt{Q}}\sqrt{i}$$

Cuando aumentan las subdivisiones del caudal, la turbina aumenta de velocidad, con lo cual se reduce su tamaño y al mismo tiempo se puede escoger un generador de mayor velocidad y reducir así el costo del grupo. Si aclaramos esto tomando una turbina Pelton, como ejemplo, veremos que si se usa un solo chorro de gran caudal, las cucharas serán muy grandes y el rodete también rotará a baja velocidad, en cambio si se divide en chorros parciales de menor diámetro, las cucharas serán más pequeñas, reduciéndose así el tamaño del rodete alcanzándose mayor velocidad de rotación.

4.6

Curvas características

Las curvas características de una turbina hidráulica representan el comportamiento de la máquina frente a las condiciones variables de servicio. Se obtienen mediante el ensayo experimental. Los ensayos que generalmente se practican son los siguientes:

a) Ensayo bajo salto y velocidad de rotación constantes y caudal variable.

b) Ensayo bajo salto y apertura del distribuidor constantes y velocidad de rotación variable.

4.6.1 Comportamiento bajo salto y velocidad de rotación constante y caudal variable

Este ensayo constituye la base para las pruebas de recepción de una central.

Los resultados del ensayo se basan en la fórmula:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta$$

De donde:

$$\eta = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot Q} = \frac{T \cdot \omega}{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H} \qquad (4.11)$$

La potencia al eje se puede medir: directamente, midiendo el torque T, usando un freno (mecánico, hidráulico, etc.) o un dinamómetro (por ejemplo: de torsión); o indirectamente, cuando la turbina está acoplada o puede acoplarse a un generador eléctrico, añadiendo a la potencia eléctrica de salida del generador las pérdidas eléctricas y mecánicas.

El salto H y la densidad del agua ρ son conocidos. El caudal Q se varía a través del distribuidor (variando la carrera de la aguja en la turbina Pelton o abriendo y cerrando las paletas directrices en las turbinas Francis); se determina usando los diferentes métodos de medición de caudal (vertederos, correntómetros, solución de sal, etc.). La velocidad de rotación ω se mide mediante un tacómetro o un estroboscopio.

Los resultados de este ensayo se pueden ver en la figura 4.13, donde se representan la eficiencia y la potencia en función del caudal.

Se puede observar comparativamente que cada turbina posee un caudal mínimo Qo para vencer las pérdidas internas y externas. El valor de Qo es pequeño en las turbinas Pelton y Michell-Banki y mayor en las turbinas Francis y Kaplan, debido a que estas últimas son de admisión total.

Respecto al perfil de la curva de eficiencia, en las turbinas Pelton y Michell-Banki se mantiene una buena eficiencia a cargas parciales; no sucede lo mismo en la turbina Francis a causa de la mala orientación del flujo de ingreso al rodete cuando opera a cargas parciales.

Asimismo, todas las turbinas presentan un punto de máxima eficiencia que corresponde al punto de diseño, y un punto de operación a plena carga que se obtiene para la máxima apertura del distribuidor donde la eficiencia es algo menor que la eficiencia máxima.

4.6.2 Ensayo a condiciones de salto y apertura del distribuidor constante y velocidad de rotación variable

La figura 4.14 muestra los resultados de este ensayo. Se puede observar que la curva del torque empieza en un valor máximo (T_{max}) para velocidad N = 0 rpm y decrece linealmente hasta el valor T= 0, donde se alcanza la velocidad de embalamiento N_e, punto en el cual la turbina opera sin carga, pero con un caudal finito. En el caso de las grandes centrales, los mecanismos de regulación deben sacar a la turbina de esta situación por los grandes esfuerzos a los que se somete la turbina y los riesgos en los devanados del generador. Por ejemplo, en las turbinas Pelton actúan en secuencia, primero la placa deflectora desviando el chorro hacia el desagüe, y luego la aguja que cierra lentamente. En muchos casos, en las turbinas pequeñas, se evita tales dispositivos de seguridad y, en cambio, se asegura que el generador soporte el embalamiento sin llegar a deteriorarse.

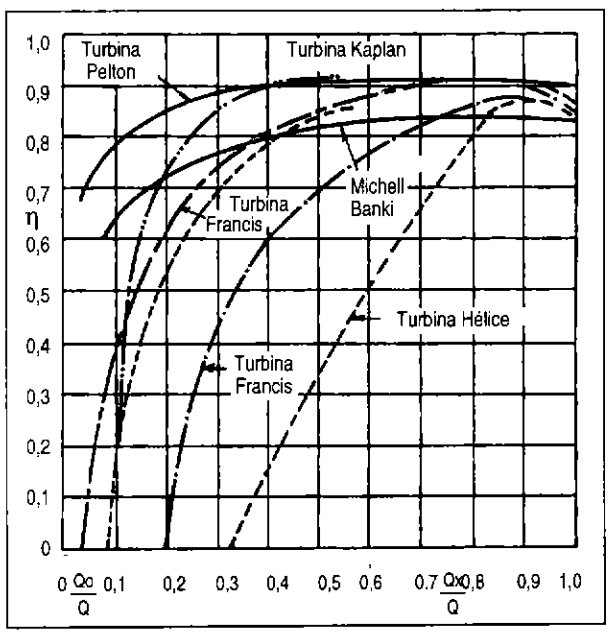


Fig. 4.13:
Ensayo a condiciones de salto y velocidad de rotación constantes.

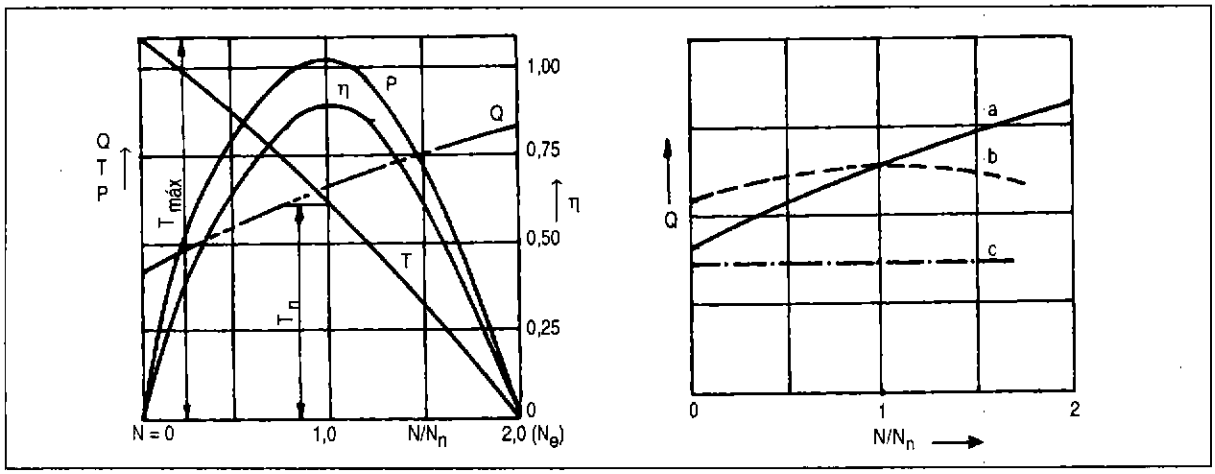


Fig. 4.14: Ensayo a condiciones de salto y apertura del distribuidor constantes y velocidad de rotación variable
a) Francis rápida y Kaplan; b) Francis lenta; c) Pelton

Tabla 4.4 — **Velocidades de embalamiento (N_e)**

TIPO DE TURBINA	N_e/N
Pelton	1.8 – 1.9
Michell - Banki	1.7 – 1.8
Turgo	1.7 – 1.8
Bomba como Turbina	1.2 – 1.4
Francis	
Lenta	1.7
Normal y rápida	1.8 – 2.2
Deriaz	2.0
Kaplan	2.0 – 2.6

La tabla 4.4 nos da los valores de la velocidad de embalamiento. Las curvas de potencia y eficiencia poseen una forma parabólica y alcanzan su mayor valor alrededor del 50% de la velocidad de embalamiento. En esta última condición la eficiencia es cero.

En relación a las curvas de caudal, es importante resaltar que el caudal de la turbina Pelton, así como de la Turgo, es independiente de la velocidad de rotación, ya que sólo depende del salto y del área de apertura del inyector. En las turbinas Francis, el caudal depende del tipo de rodete: lento, normal o rápido, y de la velocidad de rotación. Así, por ejemplo, en las turbinas Francis lentas, el caudal aumenta a bajas velocidades de giro, pero decrece a altas velocidades por el efecto de rechazo al agua debido al aumento de la fuerza centrífuga.

4.6.3 Diagramas topográficos

Estos diagramas representan el comportamiento general de una turbina y se obtienen usando los resultados del ensayo descrito anteriormente cuando se realiza para diferentes alturas y aperturas del distribuidor. Las figuras 4.15 y 4.16 nos muestran los diagramas topográficos de las turbinas Pelton y Francis.

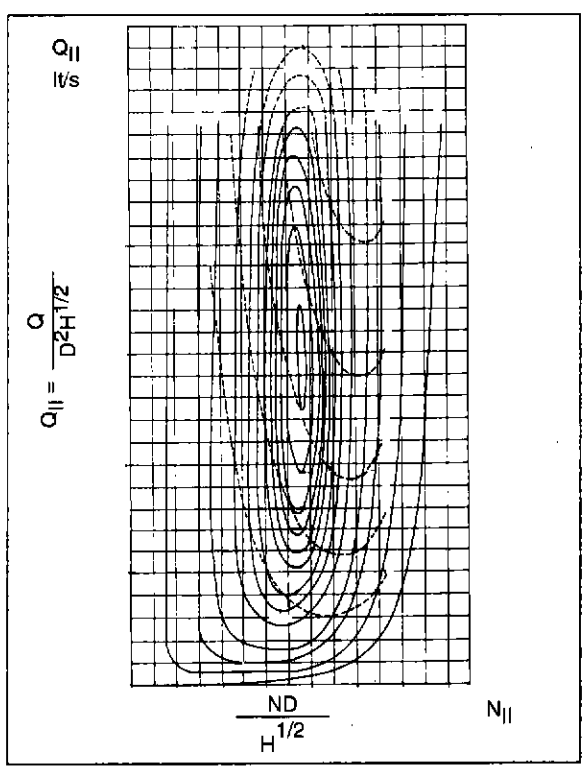


Fig. 4.15: Diagrama topográfico de una turbina Pelton.

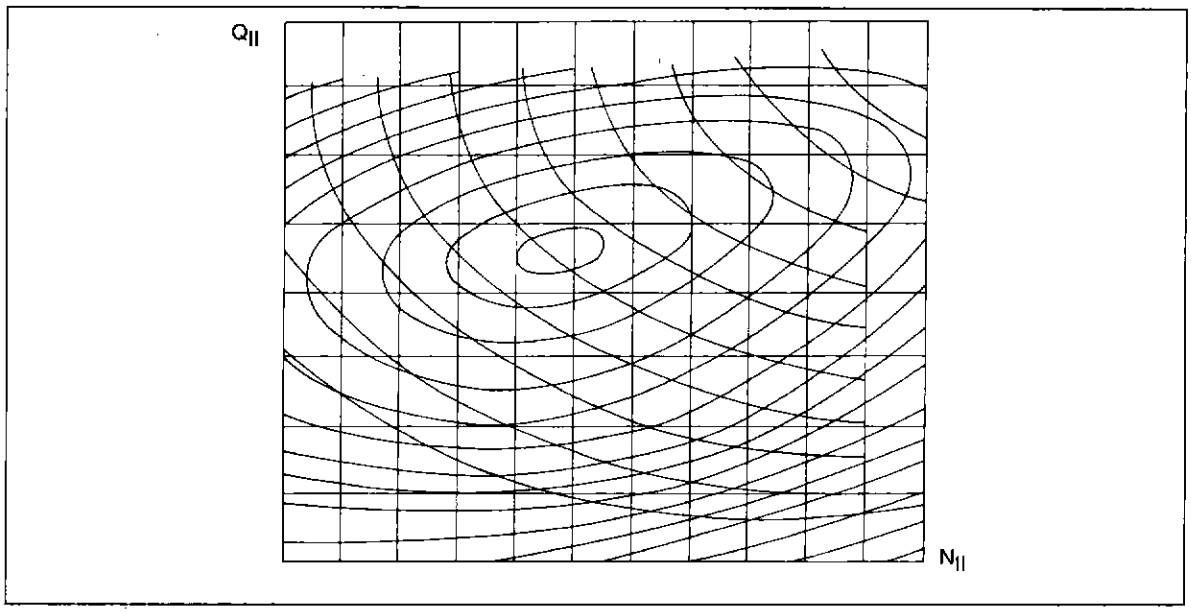


Fig. 4.16: Diagrama topográfico de una turbina Francis.

4.7

Cavitación

La cavitación es el fenómeno de formación de vapor que se produce cuando un líquido fluye por regiones donde, a causa de las altas velocidades de flujo, la presión estática absoluta es menor que la presión de vapor correspondiente a la temperatura del líquido. Si las burbujas alcanzan posteriormente zonas de mayor presión que la presión de vapor, entonces condensan violentamente, originando serios problemas hidráulicos y mecánicos en los aparatos y máquinas donde ocurre este fenómeno.

En las turbinas hidráulicas de reacción la cavitación suele ocurrir en las zonas de baja presión, como la parte convexa de los álabes y las partes laterales cercanas a la salida del rodete y al ingreso del tubo de aspiración. También puede ocurrir cavitación de tipo local, cuando el flujo encuentra alguna obstrucción, como podría ser una rugosidad de la superficie que produzca una distribución desigual de la velocidad y por lo tanto de la presión estática.

Los efectos de la cavitación se manifiestan en una variación del comportamiento de la turbina al disminuir la potencia, el caudal y la eficiencia, en la producción de ruidos y vibraciones y en la destrucción de las superficies de los álabes y zonas adyacentes a causa de la condensación violenta de las burbujas de vapor, que origina altas presiones localizadas de muy alta frecuencia. También se manifiesta por efectos de corrosión debido al oxígeno de aire disuelto en el agua.

La cavitación puede evitarse, para el caso de las turbinas de reacción, si se cumple la relación:

$$H_s \leq H_{at} - \sigma H - H_v \qquad (4.12)$$

Donde:

H_s altura de succión, m

Esta altura es la distancia entre el punto más alto del borde de salida del álabe (fig. 4.17) y el nivel de agua del canal del desagüe.

H_{at} altura correspondiente a la presión atmosférica local, m

σ coeficiente de cavitación de Thoma.

Este coeficiente se determina en forma experimental y se expresa como una función del tipo de turbina a través de la velocidad específica (fig. 4.17).

H_v altura de presión del vapor del agua, m.

T	10°C	20°C	30°C
H_v	0.125 m	0.238 m	0.432 m

En las turbinas Pelton, Turgo y Michell-Banki, puede ocurrir cavitación en el inyector causada por una geometría desfavorable o por una pequeña discontinuidad de las superficies. En estas turbinas no es necesario calcular una altura de aspiración como en el caso de las turbinas de reacción, dado que el proceso de flujo en el rodete se desarrolla por lo general a la presión atmosférica.

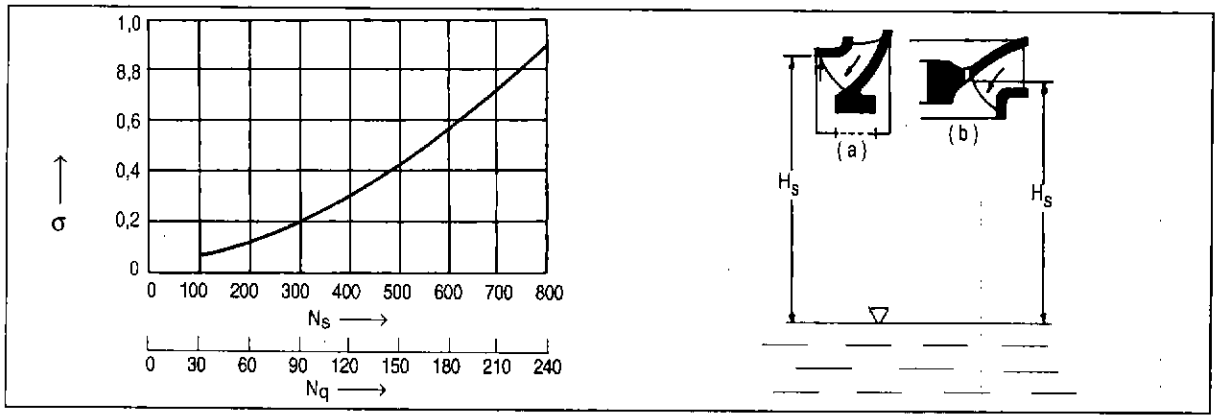


Fig. 4.17: Coeficiente de cavitación de Thoma y altura de aspiración.

4.8

Bombas usadas como turbinas

°Con el fin de abaratar el costo de una pequeña central hidráulica, se puede optar por el uso de bombas rotodinámicas como turbinas, lo cual es posible invirtiendo el sentido del flujo y el de rotación (fig. 4.18).

Se puede usar cualquier tipo de bomba: centrífuga, semi-axial y axial, sin difusor de álabes o con difusor, de simple o de múltiples etapas, o de eje vertical u horizontal.

Las ventajas generales de su uso en M.C.H. son:

a) Las bombas estandarizadas se encuentran disponibles en el mercado.
b) El costo es menor que el de una turbina convencional.
c) Al poseer una geometría fija, son más fáciles de operar y mantener.
d) Facilidad para la obtención de repuestos.

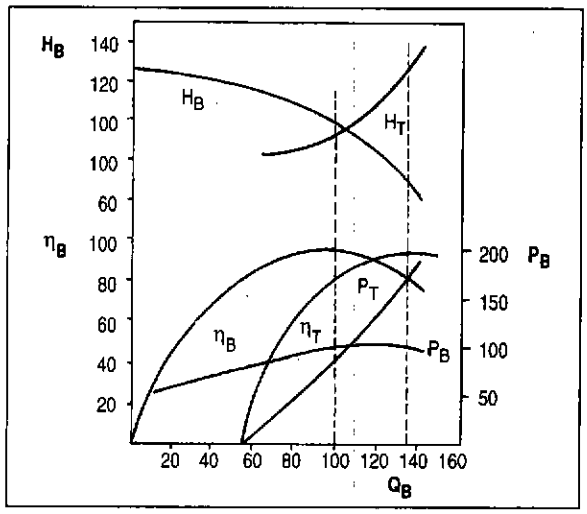


Fig. 4.18 (a)

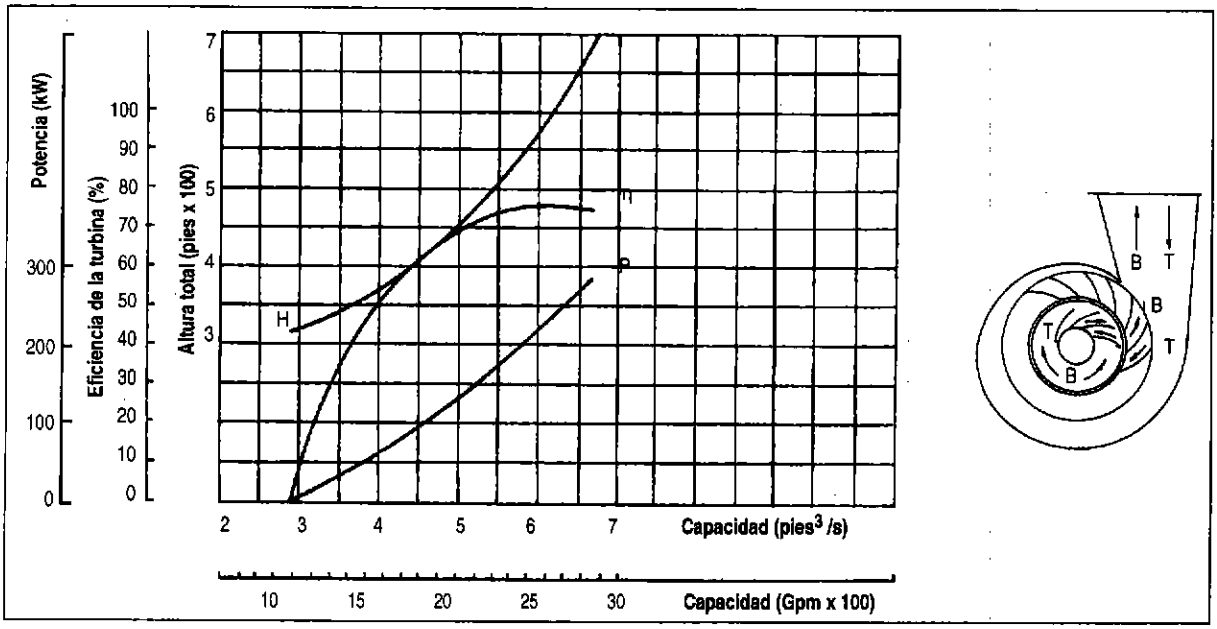


Fig. 4.18 (b): Bomba operando una turbina.

Características de operación de una bomba que opera como turbina

La figura 4.18 nos muestra las curvas características, en forma comparativa, de una bomba que opera como turbina, en ambos casos para una velocidad de rotación constante.

Se debe señalar que para que en ambas situaciones se obtenga una eficiencia máxima similar, tanto el caudal como la altura o salto en la operación como turbina, deben ser mayores que cuando la misma unidad opera como bomba.

En la operación como turbina se requiere de un salto mayor a fin de compensar las pérdidas. Al mismo tiempo, al tener que operar bajo un mayor salto, la velocidad con la cual discurre el agua por la máquina aumenta, lo cual, por el principio de continuidad, exige que circule un mayor caudal.

Los valores de la eficiencia no difieren mucho, ya que en la operación como turbina existe la gran ventaja de que el flujo es del tipo acelerativo debido a la convergencia de los conductos, operación que no acarrea muchas pérdidas. Todo lo contrario sucede en la operación como bomba, donde el flujo es desacelerativo con tendencia a pérdidas por separación. De este modo, las pérdidas que pueden producirse al operar la bomba en sentido inverso se compensan tanto en el flujo como en la rotación. Las relaciones entre los parámetros de la operación como bomba y como turbina para velocidad de rotación constante pueden expresarse mediante las siguientes fórmulas:

$$H_B = \frac{H_T}{K_H} \qquad (4.13)$$

$$Q_B = \frac{Q_T}{K_Q} \qquad (4.14)$$

$$\eta_B = \frac{\eta_T}{K_\eta} \qquad (4.15)$$

Donde K_H, K_Q y K_η son coeficientes de corrección que se obtienen experimentalmente y dependen del número específico de la bomba. Por lo general varían entre 2.1 a 1.1 para los coeficientes K_H y K_Q y entre 0.92 y 0.99 para K_η.

4.8.1 Selección de la bomba

Dados los datos de una futura central: salto neto H_T, caudal nominal Q_T y potencia P_T, se debe escoger una bomba existente en el mercado que, cuando opere como turbina, satisfaga con buena eficiencia los requisitos especificados anteriormente.

En esta tarea hay dos alternativas:

a) Recurrir a un proveedor de equipos hidroeléctricos que ofrezca bombas que hayan sido ensayadas como turbinas, con lo cual la selección se facilita, no siendo muy diferente que la selección de una bomba. La figura 4.18 nos muestra las curvas del ensayo de una bomba que opera como turbina.

Es necesario señalar que se cometería un grave error si se escoge una bomba con los mismos datos de la turbina, pues el resultado sería una bomba sobredimensionada y con mala eficiencia.

b) En caso de que los proveedores locales no posean bombas con curvas características que operan como turbinas, se debe proceder a escoger una o varias bombas que se aproximen a la solución correcta usando las fórmulas (4.13), (4.14) y (4.15) de corrección de altura, caudal y eficiencia, para luego proceder a ensayarlas y obtener así sus curvas características, escogiendo luego la más adecuada.

Los coeficientes de corrección, se pueden estimar mediante las siguientes relaciones:

$$K_H = \frac{1.1}{\eta^{1.2}} \qquad (4.16)$$

$$K_Q = \frac{1.1}{\eta^{0.8}} \qquad (4.17)$$

$$K_\eta = 1.0 \qquad (4.18)$$

En estas fórmulas: η es la eficiencia total de la bomba.

La posibilidad de error en este procedimiento radica en la elección inadecuada de la eficiencia de la bomba, error que puede reducirse mediante un trabajo estrecho con un proveedor de experiencia y contando con buena información sobre eficiencias de bombas.

En general, se recomienda ubicar bombas con velocidades nominales de rotación entre 1200 y 1800 rpm y eficiencias totales en lo posible mayores del 75%.

4.8.2 Altura de succión de la bomba que opera como turbina

Para determinar la altura de succión se puede usar la misma fórmula (4.12) usada en las turbinas hidráulicas convencionales.

El riesgo de cavitación de la bomba que opera como turbina disminuye cuando opera como bomba. Mientras en las bombas la ruptura de las burbujas

de vapor se produce en el interior de los conductos formados por los álabes, en las turbinas este proceso se da en la zona externa del rodete.

Recomendaciones

a) Debido a que la altura como turbina es mayor que la altura cuando opera como bomba, se deben verificar los esfuerzos de la carcasa debidos a la mayor presión que soporta. Se recomienda probar la carcasa a una presión por encima del 150% y, eventualmente, debe cambiarse de material.

b) Debido a que la potencia como turbina es mayor que la operación como bomba se recomienda verificar el eje debido al mayor torque ejercido. Eventualmente se debe aumentar el diámetro del eje o cambiar de material.

c) De acuerdo a la potencia esperada como turbina y el tipo de transmisión que se use, es recomendable verificar los rodamientos, o cambiarlos por otros de mayor capacidad de carga si fuera necesario.

d) Verificar las partes roscadas debido a la inversión del sentido de rotación.

4.9

Dimensionamiento preliminar de turbinas

4.9.1 Turbinas Pelton

Las dimensiones principales de la turbina son las que se muestran en la figura 4.19.

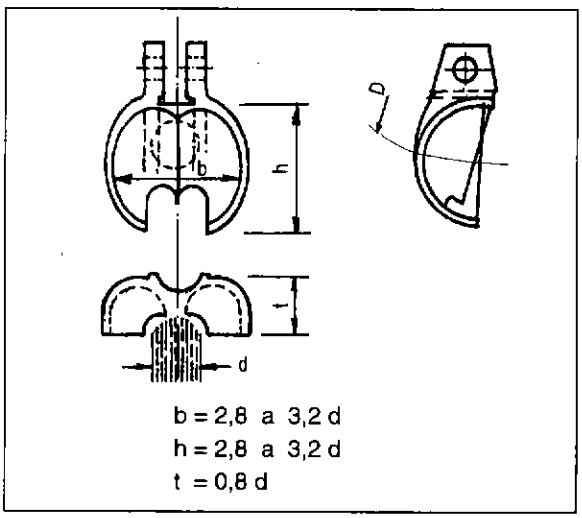


Fig. 4.19: Dimensiones básicas de una turbina Pelton.

Velocidad de chorro a la salida del inyector

Tratándose de una turbina de acción donde todo el salto neto se convierte en energía cinética, la velocidad será:

$$C = \varphi \sqrt{2gH} \qquad (4.19)$$

Siendo:

$$\varphi = \sqrt{1 - \frac{\Delta H_i}{H}} \qquad (4.20)$$

En estas relaciones, C está en m/s, φ es el coeficiente de velocidad que depende de las pérdidas del inyector ΔH_i en m, su valor varía entre 0.95 y 0.99.

Diámetro del chorro

Este valor se mide en la vena contracta:

$$d = 0.55 \left(\frac{Q}{\sqrt{H}}\right)^{1/2} \qquad (4.21)$$

El diámetro d está dado en m, y Q en m^3/s. Esta relación es válida para un coeficiente de velocidad promedio de $\varphi = 0.97$.

Diámetro Pelton

Este diámetro corresponde a la circunferencia media de las cucharas, tangente a la línea media del chorro:

$$D = (37 \text{ a } 39)\,\frac{\sqrt{H}}{N} \qquad (4.22)$$

En esta expresión D está en m, N en rpm y es válida para $\varphi = 0.97$ y una eficiencia total promedio de $\eta = 0.88$. Los valores bajos del coeficiente se asumen para turbinas de alto N_s y los altos para las de bajo N_s.

Relación D/d para un chorro

$$D/d = 7.0 \quad \text{para } N_s = 30$$

$$D/d = 15.0 \quad \text{para } N_s = 15$$

Los valores intermedios pueden interpolarse asumiendo una variación aproximadamente lineal.

Cabe comentar aquí que en las turbinas Turgo la relación D/d es del orden de 4.0, lo cual le permite trabajar con mayores caudales y constituye una de las ventajas respecto a la turbina Pelton.

Velocidad específica

Esta relación es válida para $\varphi = 0.97$ y $\eta = 0.88$

$$N_s = 240 \left(\frac{d}{D}\right) \qquad (4.23)$$

Número de cucharas

$$Z = \frac{1}{2}\left(\frac{D}{d}\right) + 14 \text{ a } 16 \qquad (4.24)$$

Altura de montaje mínima

$$H_m = 10\,d + \frac{H}{2000} \qquad (4.25)$$

donde d y H están expresados en m.

Dimensiones básicas de la cuchara

Los valores bajos se emplean cuando la máxima eficiencia se da a cargas parciales y los valores altos si se desea que la máxima eficiencia ocurra a plena carga (fig. 4.19).

4.9.2 Turbinas Michell-Banki

Tomando como referencia la figura 4.20:

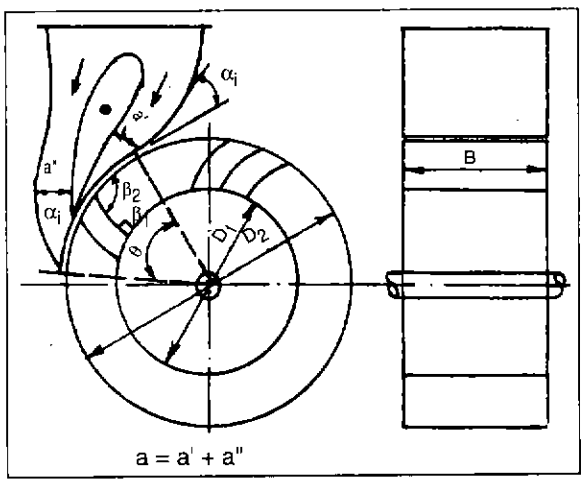


Fig. 4.20: Dimensiones básicas de una turbina Michell-Banki.

Velocidad del chorro

Dada la cercanía entre el inyector y el rodete, existe una pequeña sobrepresión despreciable en el intersticio comprendido bajo el arco de admisión dado por el ángulo θ. Luego:

$$C = \varphi\sqrt{2gH} \qquad (4.26)$$

El coeficiente φ tiene el mismo significado que en las turbinas Pelton y puede tomarse alrededor de 0.95.

Espesor del chorro

$$a = K_a D_2 \qquad (4.27)$$

Donde a está en m, Ka es un coeficiente que depende del ángulo del inyector α_i y el ángulo de admisión θ. Para $\alpha_i = 16°$ se pueden tomar los siguientes valores:

θ°	60°	90°	120°
Ka	0.1443	0.2164	0.2886

En el caso de usar una paleta directriz central (fig. 4.20):

$$a = a' + a''$$

Diámetro externo e interno

$$D_2 = (37 \text{ a } 39)\frac{\sqrt{H}}{N} \qquad (4.28)$$

$$D_1 = 0.66\, D_2 \qquad (4.29)$$

Los valores bajos del coeficiente corresponden a las turbinas rápidas (de rodete ancho), y los valores altos a las turbinas lentas (rodete angosto).

Se recomienda escoger rodetes de 200, 300, 400 mm de diámetro.

Ancho del rodete (α_i= 16°)

$$B = 98.8\,\frac{Q}{D_2\sqrt{H}}\,\frac{1}{\theta°} \qquad (4.30)$$

Ángulo del inyector

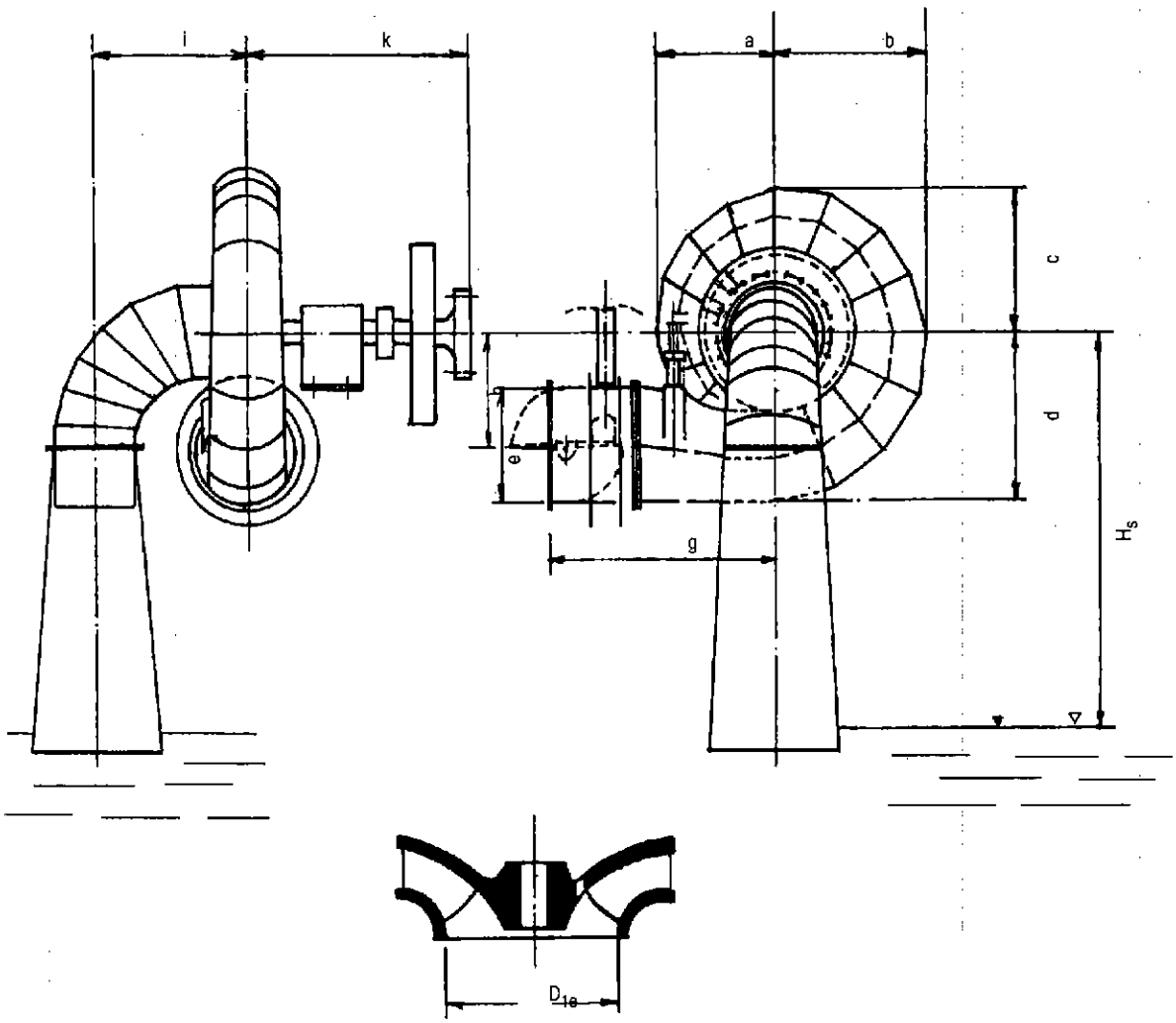
$$\alpha_i = 15° \text{ a } 20°$$

Número de álabes

Varía entre 24 y 30 álabes según el tamaño del rodete.

4.9.3 Turbinas Francis

En el caso de las turbinas Francis, el dimensionamiento es más laborioso. Sin embargo, podemos estimar las dimensiones generales de acuerdo a la figura 4.21.



Dimensiones básicas

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

Nota: para obtener las dimensiones reales, multiplicar los valores de la tabla por el diámetro del rodete D_{1e}.

$$D_{1e} = \left(0.293 + 0.0081 \times \frac{N\sqrt{Q}}{H^{3/4}}\right) \times \frac{60}{\pi N} \times \sqrt{2\,gH} \qquad [\,m\,]$$

N en rpm, Q en m^3/s, H en m.

Fig. 4.21: Dimensiones básicas de una turbina Francis.

Ejercicio 4.1 Selección de las turbinas

Estudiar las posibles turbinas que podrían operar en una M.C.H. con un salto neto de 50 m y un caudal de 0.180 m^3/s. La velocidad de rotación elegida es de 900 rpm.

Solución:

Se analizará la posibilidad de elegir entre una turbina Michell-Banki, una Pelton de 1 ó más inyectores, y una Francis. Asumiendo eficiencias totales promedio para cada tipo de turbina:

Michell-Banki $\eta = 0.65$
Pelton $\eta = 0.70$
Francis $\eta = 0.80$

La potencia en HP al eje se halla con:

$$P = \frac{1000 \times 50 \times 0.180}{76} \cdot \eta$$

$$P = 118.42\ \eta \qquad \text{(HP)}$$

El número específico de revoluciones:

$$N_s = \frac{900\ \sqrt{P}}{(50)^{1.25}}$$

$$N_s = 6.77\ \sqrt{P} \qquad \text{(rpm)}$$

Para el caso de usar una turbina Pelton de varios inyectores:

$$N_s = 6.77\sqrt{P/i}$$

De este modo, podemos formar la siguiente tabla:

Turbina	η	P(HP)	Ns (rpm)		
Michell- Banki	0.65	77.0	59.4	—	—
Pelton	0.70	82.8	61.6 (i = 1)	43.5 (i = 2)	30.8 (i = 4)
Francis	0.80	94.8	66.0	—	—

De acuerdo a la Tabla 4.1, la turbina Michell es una solución realizable; asimismo, la turbina Francis que es del tipo lento (fig. 4.14). En cuanto a la Pelton, el valor de 61.6 excede el límite de $N_s = 30.0$ para un chorro, lo cual daría lugar a cucharas muy grandes, es decir, D/d muy pequeño. Por eso, se ha calculado para 2 y 4 chorros, siendo 4 chorros una posible solución con eje vertical.

De las tres turbinas observadas, la turbina Michell-Banki constituye una solución recomendable.

Ejercicio 4.2 Altura de succión y cavitación

Para el caso de la turbina Francis del ejercicio anterior, determinar la altura de succión máxima para evitar cavitación. La turbina operará en una localidad andina, donde la presión atmosférica equivale a 7.0 m y el agua tiene una temperatura promedio de 10° C.

Solución:

Usaremos la relación $H_{S_{max}} = H_{at} - \sigma H - H_V$

Para hallar el coeficiente de Thoma, según la figura 4.17, se debe conocer la velocidad específica que, siguiendo la tabla de ejercicio anterior, es de $N_S = 66.0$, asimismo, $H_V = 0.125$ m (para 10°C).

$$\sigma = 0.04$$

Luego:

$$H_{S_{max}} = 7.0 - 0.04 \times 50 - 0.125$$

$$H_{S_{max}} = 4.875 \text{ m.}$$

La ubicación de H_S se hará de acuerdo al esquema (a) de la figura 4.17.

Ejercicio 4.3 Uso de bombas como turbinas

Seleccionar en forma preliminar una bomba centrífuga para una M.C.H. con los siguientes datos:

Salto neto = 15.6 m

Caudal = 137.5 lt/s

Solución:

De acuerdo al acápite 4.8, los datos de la turbina serán:

$$H_T = 15.6 \text{ m}$$

$$Q_T = 137.5 \text{ lt/s}$$

Para elegir la bomba se usarán las fórmulas de conversión (4.16), (4.17) y (4.18), las que nos ayudarán a convertir los datos de la central en los datos de la bomba a ser elegida.

Asumiendo, $\eta = 0.75$, obtenemos: $K_H = \dfrac{1.1}{(0.75)^{1.2}} = 1.553$

$$K_Q = \frac{1.1}{(0.75)^{0.8}} = 1.384$$

$$K_\eta \approx 1.0$$

Por lo tanto, los datos de la bomba a seleccionarse serán:

$$H_B = \frac{15.6}{1.553} = 10.0 \text{ m}$$

$$Q_B = \frac{137.5}{1.384} = 99.3 \text{ lt/s}$$

Con estos datos se puede elegir una bomba nacional, tal como la E 10-H, con las siguientes características:

Diámetro externo: 278 mm

Velocidad de rotación: 1150 rpm

Eficiencia total: 73 %

Continúa en la pág. siguiente

Ejercico 4.3 (Continuación)

Esta bomba debe ser ensayada para conocer su comportamiento real como turbina.

Se estima que daría una potencia al eje de:

$$P_T = 1000 \times 9.81 \times 15.6 \times 0.1375 \times 0.73/1000$$

$$P_T = 15.3 \text{ kW } (20.5 \text{ HP})$$

La velocidad específica será:

$$N_s = \frac{1150 \quad 20.5}{(15.6)^{1.25}} = 167.9$$

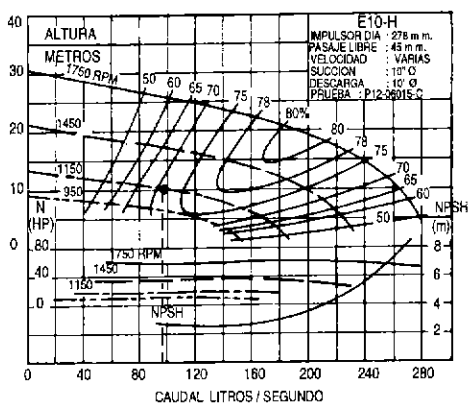
Según la Tabla 4.1, la bomba estaría reemplazando a una turbina Francis normal.

La velocidad de embalamiento variará entre:

$$N_e = 1.2 \times 1150 = 1380 \text{ rpm}$$

$$N_e = 1.4 \times 1150 = 1610 \text{ rpm}$$

El valor real se obtendrá del ensayo de la bomba. Las características de la bomba seleccionada se muestran en la figura siguiente:



Ejercicio 4.4 Dimensionamiento de una turbina Pelton

Encontrar las dimensiones principales de la turbina Pelton de 4 chorros del ejercicio 4.10.1.

Solución:

Siguiendo las pautas del acápite sobre turbinas Pelton y de acuerdo a la figura 4.19.

a) Velocidad del chorro:

$$C = 0.95\sqrt{2 \times 9.81 \times 50} = 29.7 \text{m/s}$$

b) Diámetro de cada chorro:

$$Q_i = \frac{0.180}{4} = 0.045 \text{m}^3/\text{s}$$

$$d = 0.55 \left(\frac{0.045}{\sqrt{50}}\right)^{1/2} = 0.0438 \text{m}$$

$$d = 44 \text{ mm}$$

Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 4.4 (Continuación)

c) Diámetro Pelton o del rodete:

Escogiendo un coeficiente de 37 en la fórmula por tratarse de una turbina lenta (N_s = 30.8):

$$D = 37 \frac{\sqrt{50}}{900} = 0.290 \text{ m}$$

$$D = 290 \text{ mm}$$

d) Número de cucharas:

$$Z = \frac{1}{2} \times \frac{290}{44} + 14 \text{ a } 16$$

$$Z = 17 \text{ a } 19 \text{ cucharas}$$

e) Altura de montaje mínima:

$$H_m = 10 \times 0.044 + \frac{50}{2000}$$

$$H_m = 0.465 \text{ m}$$

f) Dimensiones de una cuchara:

Según la figura 4.19 asumiendo que la máxima eficiencia ocurra en el punto de diseño:

$$h = 2.8\ d = 2.8 \times 44 = 123 \text{ mm}$$

$$b = 2.8\ d = 2.8 \times 44 = 123 \text{ mm}$$

$$t = 0.8\ d = 0.8 \times 44 = 35 \text{ mm}$$

Ejercicio 4.5 Dimensionamiento de una turbina Michell-Banki

Hallar las dimensiones principales de la turbina para los siguientes datos:

$$Q = 0.180 \text{ m}^3/\text{s},\ H = 50 \text{ m y } N = 900 \text{ rpm}$$

Solución:

Siguiendo las pautas del acápite sobre turbinas Michell Banki y de acuerdo a la figura 4.20:

a) Velocidad del chorro:

$$C = 0.95 \times \sqrt{2 \times 9.81 \times 50} = 29.7 \text{m/s}$$

b) Diámetro externo del rodete:

Asumiendo un ángulo de inyector $\alpha_i = 16°$

$$D_2 = 39 \times \sqrt{50}/\ 900 = 0.306 \text{ m}$$

$$D_2 = 300 \text{ mm}$$

c) Diámetro interno:

$$D_1 = 0.66 \times 300 = 198 \text{ mm}$$

Continúa en la pág. siguiente

Ejercicio 4.5 (Continuación)

d) Espesor del chorro y ancho del rodete:

Asumiendo que el arco de admisión varía entre 60° y 120° y tomando los valores de K_a del acápite (espesor de chorro) de turbinas Michell-Banki:

θ°	60°	90°	120°
K_a	0.1443	0.2164	0.2886
B (mm)	140.0	93.0	70.0
a (mm)	43.3	65.0	86.6

Puede tomarse θ° = 120° con una paleta directriz que bifurque el caudal en chorros parciales iguales, es decir a = a' + a"; haciendo a' = a"= 43 mm (figura 4.20) con un ancho de 70 mm como mínimo.

Ejercicio 4.6 Dimensionamiento de una turbina Francis

Encontrar las dimensiones principales de la turbina Francis del ejercicio 4.1, de acuerdo a las pautas de la figura 4.21:

$$N_q = \frac{900\sqrt{0.180}}{50^{3/4}} = 20.3$$

$$K_{u_{1e}} = 0.293 + 0.0081 \times 20.3$$

$$Ku_{1e} = 0.4574$$

$$D_{1e} = \frac{0.4574 \times 60}{\pi 900} \times \sqrt{2 \times 9.81 \times 50}$$

$$D_{1e} = 0.305 \text{ m}$$

Las dimensiones restantes en mm son:

a	b	c	d	e	f	g	h	i	k
457	580	518	610	396	320	884	427	610	1159

Altura de succión:
Según el ejercicio 4.10.2: $H_{s_{máx}} = 4.875$ m

Referencias bibliográficas:

1. COZ, P. A. F., "Turbinas de flujo transversal". VI Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica. (IV CONIMERA), Lima, julio 1975
2. ELETROBRAS, "Manual de Minicentrais Hydrelétricas", Ministerio de Minas y Energía, Brasil
3. ONUDI/OLADE, "Mini Hydro Power Stations", ONUDI, IS.225, Viena, 1985
4. QUANTZ y MEERWARTH, "Wasserkraftmaschinen", Springer, Berlin, 1963
5. VIVIER, L., "Turbinas Hidráuliques et leur Regulation", Albin Michell, Paris, 1961
6. WILLIAMS, A.A., "Application of Pumps as Turbines for Microhydro", Nottingham Polytechnic, Nottingham, jun. 1990

Regulación de velocidad

5

5.1

¿Por qué hay que regular la velocidad?

Existen muchas maneras de aprovechar la energía generada por el agua al golpear las paletas o álabes de una rueda o turbina hidráulica. Algunos de estos sistemas operan con la turbina girando a velocidad constante en todo momento, mientras que otros lo hacen con la turbina trabajando a velocidad variable, ¿Por qué ocurre esto? La respuesta está en el uso que se le da a la energía generada, y en la existencia o no de control de velocidad en el equipo generador.

Algunos ejemplos de sistemas hidroenergéticos en pequeña escala que operan a velocidad variable son: los molinos tradicionales de piedras que son accionados por el agua; los trituradores o "trapiches" de caña de azúcar, operados con ruedas hidráulicas; los cargadores de baterías que usan pico turbinas acopladas a generadores de automóvil; las pequeñas turbinas acopladas a sierras circulares o tornos para madera, etc.

En estos sistemas la operación a velocidad variable no causa inconvenientes ni daños al sistema. Por ejemplo, en el primer caso, el molino podrá trabajar a velocidad variable, y la molienda de granos podrá realizarse de manera adecuada. Lo mismo ocurre en los otros casos; la velocidad sólo se ve afectada por la carga impuesta en la máquina.

En la foto 5.1a se observa un molino de martillos acoplado por fajas a una turbina Michell-Banki. En el arranque, el operador regula el paso de agua a la turbina mediante el álabe director que ésta tiene; luego, durante la operación, sólo la cantidad de granos en el molino ocasionará una variación de la velocidad. Algo similar ocurre con el cargador de baterías (foto 5.1 b); al inicio el operador regula la cantidad de agua que pasará por la turbina, luego, durante el proceso de carga el sistema no es atendido por el operador y la velocidad irá cambiando a medida que la batería se vaya cargando.

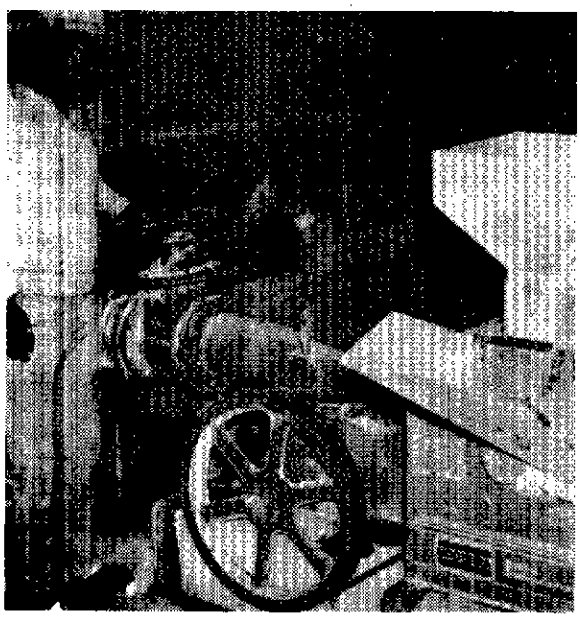
En contraste, los sistemas que operan a velocidad constante están representados típicamente por aquellas microcentrales hidroeléctricas que suministran electricidad en corriente alterna.

Estos sistemas requieren de una operación a velocidad constante para no dañar el generador eléctrico ni los equipos y máquinas que utilicen esta energía.

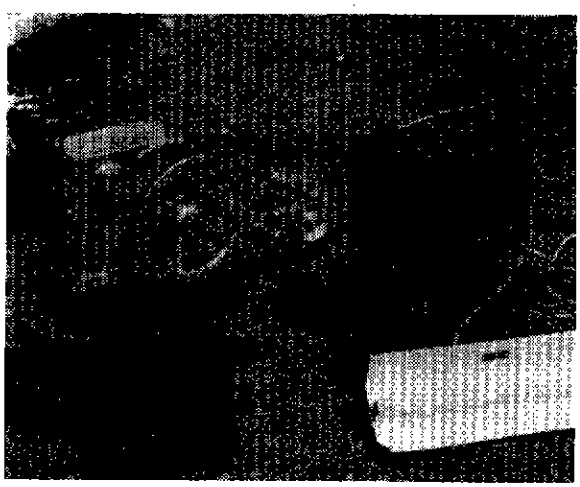
Dado que la frecuencia de la corriente eléctrica es directamente proporcional a la velocidad de giro del alternador, una variación en la velocidad de giro se traduce en una variación en la frecuencia del sistema eléctrico, que debe tener un valor de 60 ó 50 hertz según el país.

Los cuadros 5.1 y 5.2 muestran algunos efectos negativos de trabajar a una frecuencia diferente a la nominal.

Foto 5.1:
Sistemas que operan sin regulación de velocidad.



a) Molino de martillos. MCH Huacataz, Cajamarca, Perú.



b) Cargador de baterías de 12 voltios. Cajamarca, Perú.

Cuadro 5.1: Efectos negativos debido a una operación en baja frecuencia

Equipo/Dispositivo	Efecto
Motor eléctrico	El motor puede malograrse por exceso de corriente en el bobinado.
Motor eléctrico	Motor no arranca.
Lámpara fluorescente	No enciende.
Lámpara incandescente	Menor iluminación (debido a la baja tensión).
Alternador	Puede causar una caída de voltaje en el sistema y sobrecalentarse.

Cuadro 5.2: Efectos negativos debido a operación en alta frecuencia

Equipo/Dispositivo	Efecto
Lámparas incandescentes	Se descomponen o duran menos.
Motores	Pueden averiarse
Alternador	Puede dañarse por excesiva velocidad.

En aquellas centrales hidroeléctricas que no tienen un sistema de regulación de la velocidad, una variación en la demanda de energía inmediatamente producirá un cambio en la velocidad de giro de la turbina. Por lo tanto, el alternador empezará a girar a otra velocidad diferente de la velocidad síncrona, con la consecuente variación en la frecuencia y en el voltaje de la línea.

Por ello, cuando se prevé que en el sistema existirán continuamente variaciones en la demanda, es necesario instalar algún sistema de compensación que mantenga constante la velocidad de la turbina.

Existen básicamente dos maneras de controlar la velocidad del grupo generador:

a) Por regulación del caudal de agua en la turbina.

b) Por regulación de carga.

5.2

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

Para obtener una velocidad constante del grupo generador, existiendo una demanda 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 este, más la pérdidas internas del grupo.

Pot. ingreso = Pot. salida + pérdidas

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 abrirá 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 o automáticamente.

5.2.1 Regulación manual

Tradicionalmente, la regulación manual se ha utilizado principalmente en microcentrales de potencia menor de 50 kW, ya que 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 fuerza, que esté 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 álabes directrices, según el tipo de turbina empleada.

Foto 5.2: Sistema de regulación manual del caudal de agua. MCH Curahuasi, Apurimac, Perú.

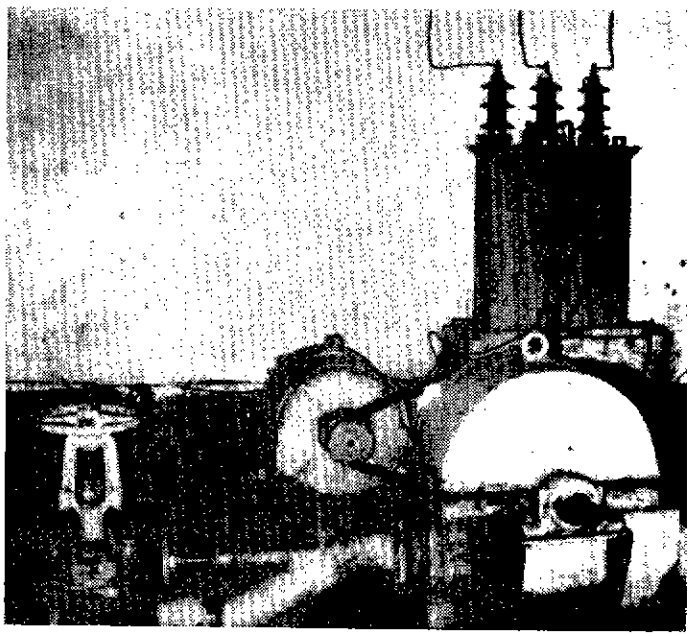
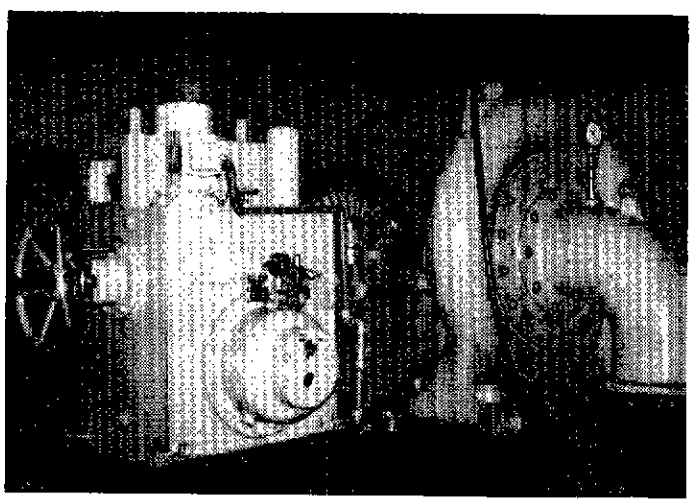


Foto 5.3 : Regulador oleomecánico de velocidad. MCH de Chiqche 300 kW, Cajamarca, Perú.

Foto 5.4: Reguladorelectro-hidráulico. MCH Namora Cajamarca, Perú.



5.2.2 Regulación automática

La regulación automática de la velocidad por regulación del caudal proporciona un sistema con frecuencia y voltaje estables. Este sistema se emplea cuando se prevé que en el sistema eléctrico existirán grandes fluctuaciones instantáneas en la demanda.

Este tipo de regulación utiliza los llamados 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.

En la foto 5.3, se puede observar el cuerpo del regulador y dos poleas con sus fajas; éstas son accionadas por el eje de la turbina. La polea superior acciona el péndulo que es el dispositivo sensor de los cambios de velocidad de giro; la polea inferior sirve para accionar la bomba de aceite del sistema. Además se observa en el lado izquierdo, el manubrio del regulador que permite también realizar una regulación manual.

La foto 5.4 muestra un regulador electro-hidráulico, en el cual el péndulo como sensor de los cambios de velocidad ha sido cambiado por un dispositivo eléctrico, y el sistema de mando para abrir o cerrar los álabes directores han sido cambiados por motores eléctricos.

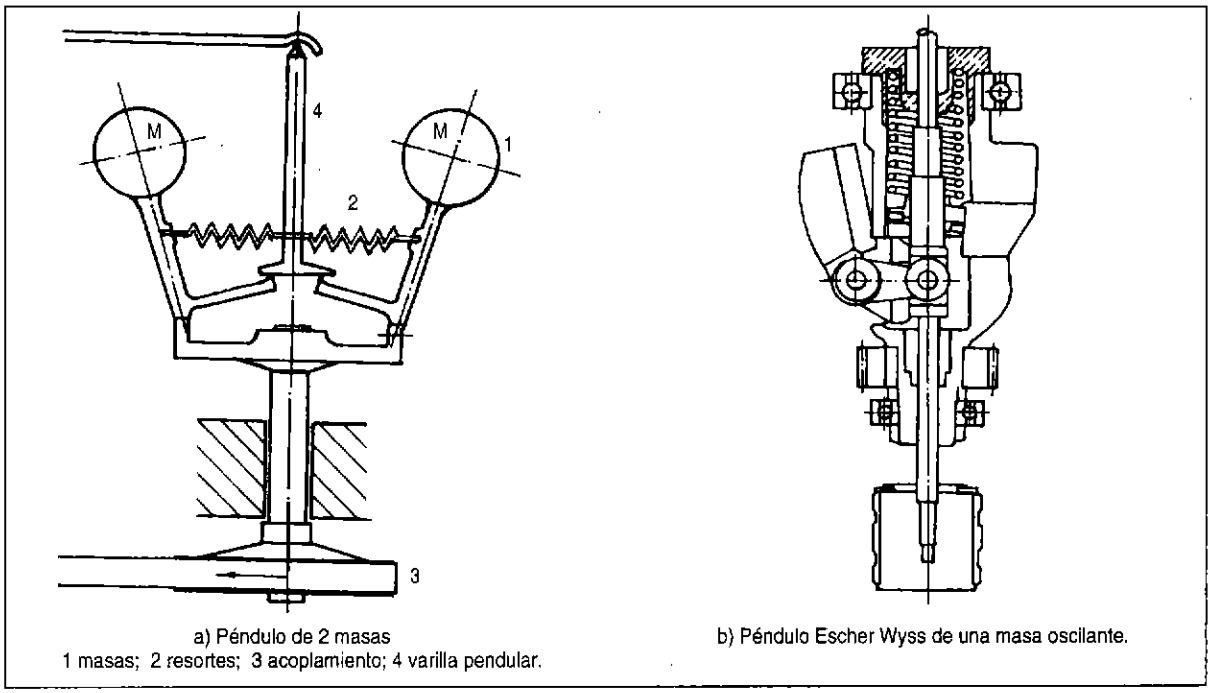
A continuación se describirá brevemente las partes y modo de operación de los reguladores oleomecánicos. Para los otros tipos de reguladores el principio es el mismo, aunque existen algunas variaciones como las mencionadas.

Elementos principales de los reguladores oleomecánicos

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 a la turbina.



a) Péndulo de 2 masas
1 masas; 2 resortes; 3 acoplamiento; 4 varilla pendular.

b) Péndulo Escher Wyss de una masa oscilante.

Fig. 5.1: Péndulo.

Bomba de aceite

Por lo general, el 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, tal como las de engranajes, que pueden ser movidas desde la turbina por medio de fajas y poleas (fig. 5.2).

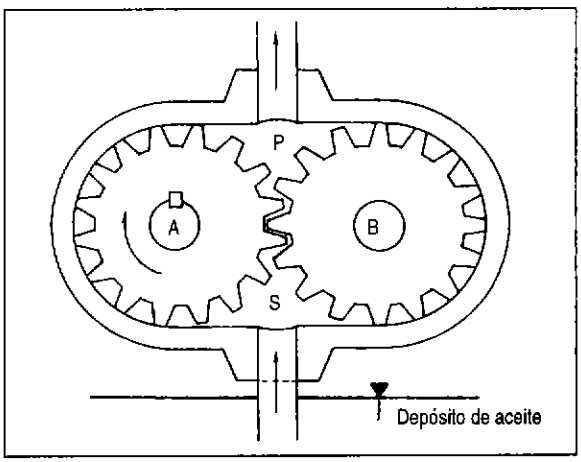


Fig. 5.2: Bomba de aceite.

Válvula de distribución de aceite

Esta válvula 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 (fig. 5.3).

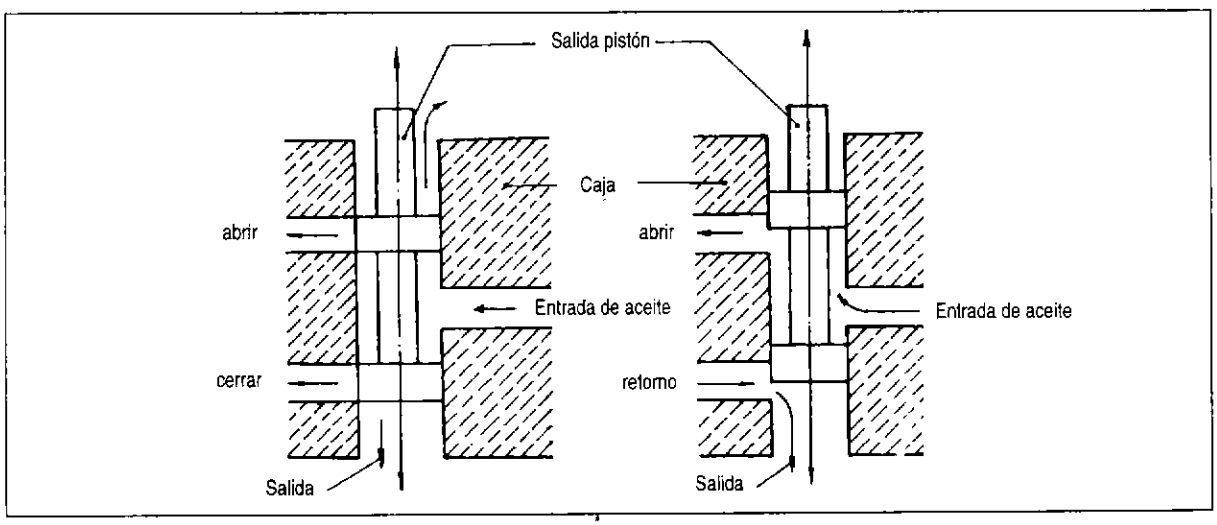


Fig. 5.3: Válvula de distribución de aceite.

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.

- Mecanismo de retroalimentación

  Es un mecanismo 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.

- Cuerpo del 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.

Principio de funcionamiento

El esquema de la figura 5.4 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). Estos componentes forman el llamado retroceso elástico, el cual permite reducir las oscilaciones en la velocidad de la turbina.

Si se contara sólo con la cuña (11) y la varilla de retroceso (22), entonces se tendría un sistema de retroceso rígido (fig. 5.5).

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 5.4, se explica cómo 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)

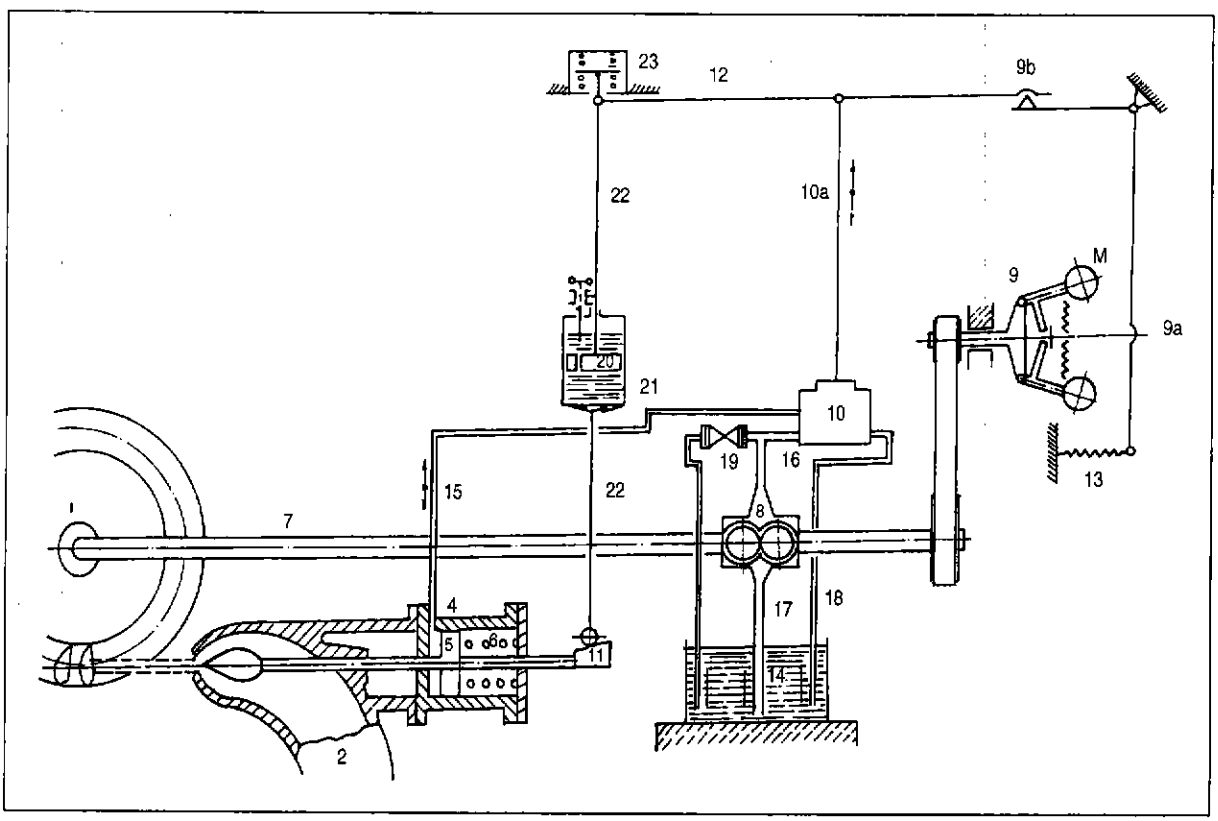


Fig. 5.4: Esquema de un regulador oleomecánico.

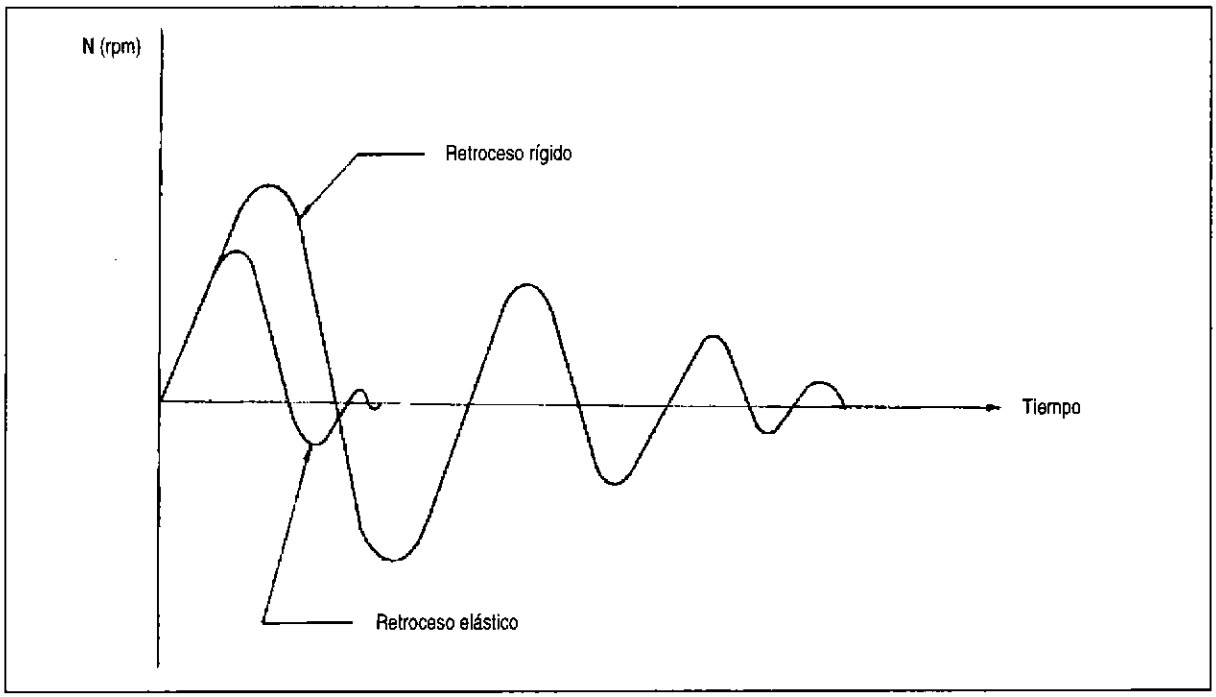


Fig. 5.5: Comportamiento de un regulador con retroceso rígido y con retroceso elástico.

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. 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.

Los fabricantes de estos reguladores de velocidad proporcionan en cada caso, las características técnicas del regulador:

a) Velocidad de giro del péndulo o taquímetro (rpm.).

b) Velocidad de giro de la bomba de aceite si tiene accionamiento independiente del péndulo (rpm.).

c) Carrera del servomotor (m): es 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.

d) Capacidad de trabajo (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.

e) Regulación o ajuste de la velocidad (%): 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.

f) Estatismo permanente (%): es la diferencia relativa de las velocidades en vacío y a plena carga. Generalmente varía entre 0% y 6%.

g) Constante de tiempo del sistema de amortiguación del retroalimentador: 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.

h) Tiempo de cierre (seg): 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.

i) Grado de insensibilidad (%): variación de velocidad necesaria del péndulo para que se inicie la regulación. Es una medida de la fricción que existe en el regulador.

j) Capacidad de aceite (lt): volumen de aceite necesario para el funcionamiento del regulador.

k) Máxima presión de operación de aceite (Kg/cm^2): puede regularse por una válvula de seguridad.

l) Peso total del regulador (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, etc. 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 el cuadro 5.3.

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.

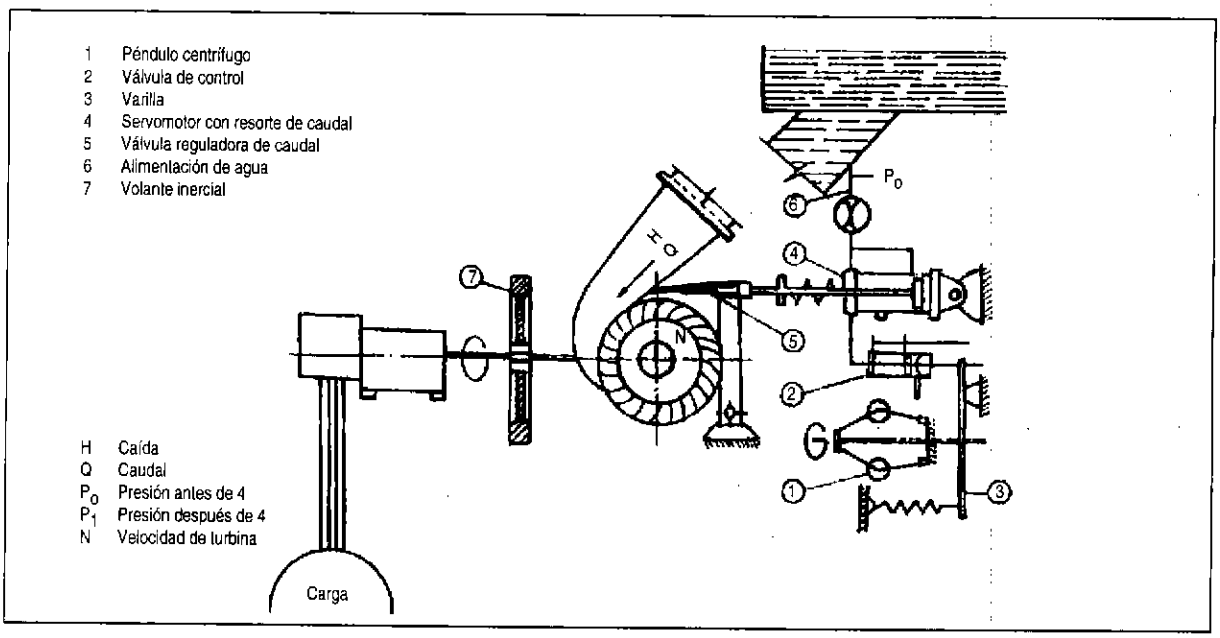


Fig. 5.6: Esquema del regulador desarrollado por SKAT.

Cuadro 5.3 Resultados de pruebas del regulador mecánico hidráulico 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 seg	9%
50%	5.5 seg	13%
75%	6 seg	23%
100%	7 seg	26%

5.3

Regulación de la velocidad por regulación de carga

A diferencia de la regulación por caudal de agua, en la que en todo momento la turbina regula el paso de agua con el fin de igualar la potencia generada con la demanda para mantener la velocidad de giro constante, en los sistemas de regulación de carga el grupo generador entrega una potencia constante; esto es, no hay regulación de caudal de agua. No obstante, debe cuidarse que el grupo genere una potencia mayor o igual a la máxima potencia esperada en la demanda. El exceso de potencia generada se disipará en forma de calor a través de resistencia sumergida en agua o al aire.

Esta regulación también se puede realizar de manera manual o automática, siendo esta última la más utilizada.

5.3.1 Regulación manual

Es poco utilizada. Se requiere básicamente tener un banco de resistencias (hornillas eléctricas, focos incandescentes, baterías, etcétera), que el operador irá conectando o desconectando según aumente o disminuya la frecuencia en la red eléctrica. Una ventaja de este sistema es que el operador puede realizar esta regulación en su casa y no tiene que estar permanentemente en la casa de fuerza. Este sistema es especialmente útil para microcentrales muy pequeñas, que atienden a un número reducido de usuarios.

5.3.2 Regulación automática de carga

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, es decir, para potencias menores de 100 kW.

Tal como se mencionó anteriormente, este sistema no consiste en regular el caudal de agua, si no que el alternador produce una potencia constante y el regulador electrónico de carga, a través de unas válvulas electrónicas 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:

a) Simplificación del diseño de las turbinas al no existir la necesidad de regular el caudal.

b) Menor costo.

c) Operación y mantenimiento sencillos.

d) No produce sobrepresiones en la tubería de presión.

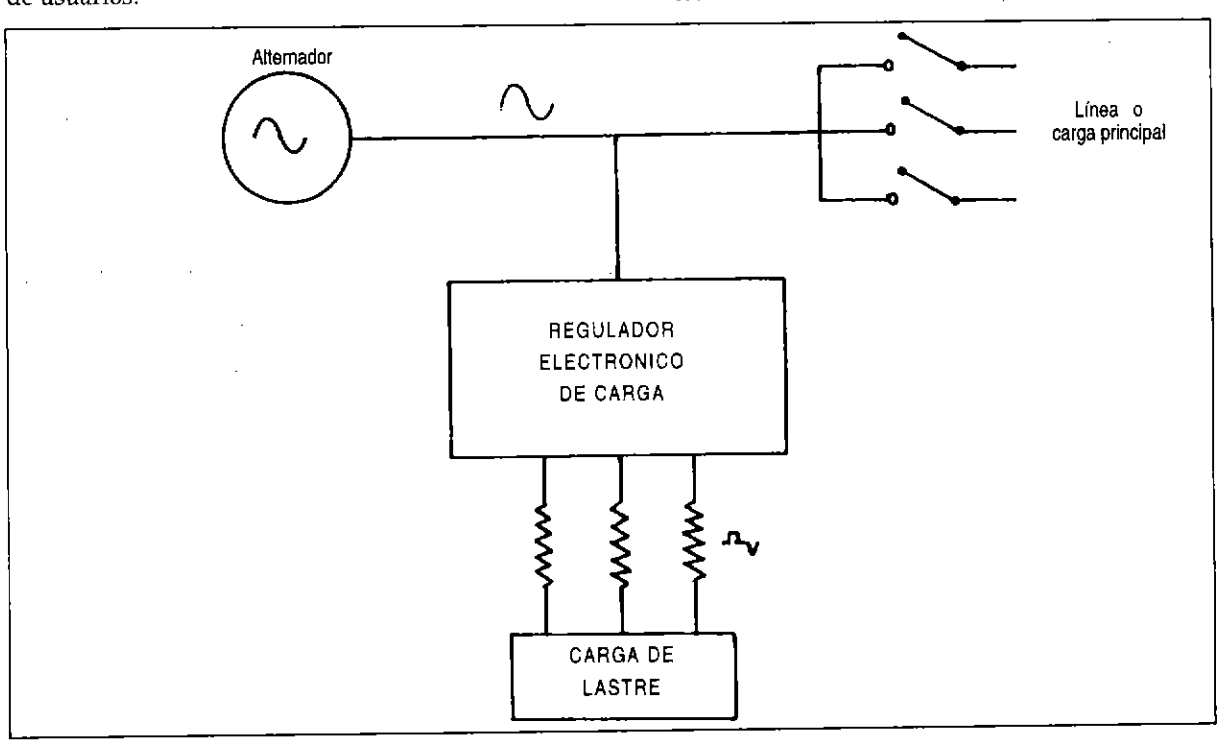


Fig. 5.7: Regulación electrónica de carga.

e) Fácil ensamblaje o fabricación

f) Mayor rapidez en la respuesta a cambios de carga.

Los reguladores electrónicos de carga se componen básicamente de cuatro unidades:

Fuente de poder

Toma la energía del alternador 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 relés, 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 relés en caso de regulación escalonada.

Principio de funcionamiento

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 o regulación digital.

Regulación continua o analógica

Esta regulación se logra mediante el uso de tiristores o rectificadores de control de silicona (SCR), los cuales permiten el paso de corriente hacia la carga secundaria (lastre) sólo cuando reciben una pulsación 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 ella (fig. 5.8).

El proceso de control de frecuencia se realiza comparando la frecuencia del alternador con una señal de referencia pre-establecida. 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 tanto, en la carga de lastre, hasta que la frecuencia vuelva a estabilizarse, entonces la señal diferencial volverá a cero.

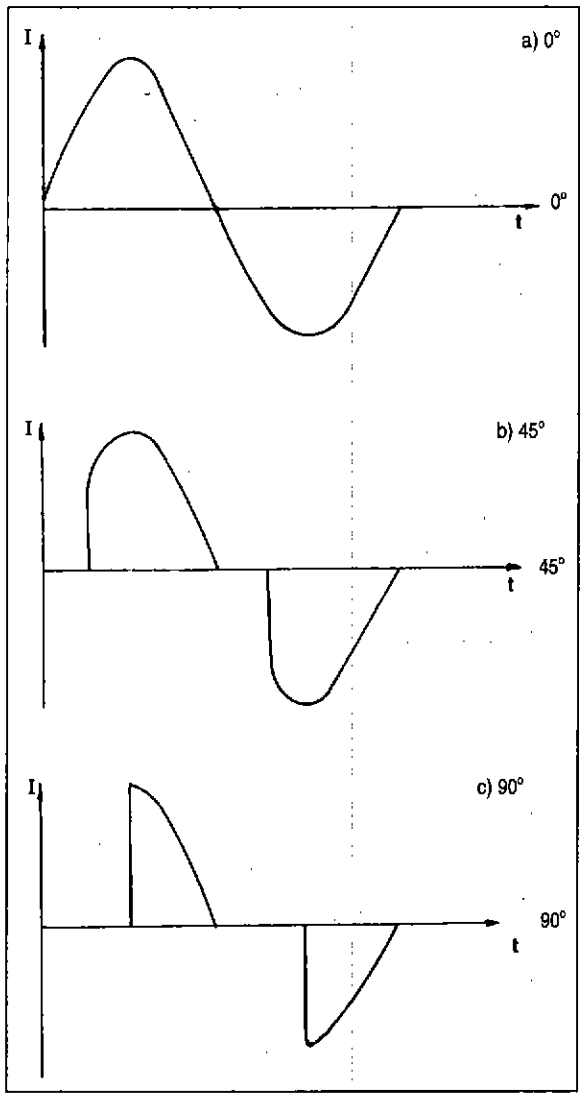


Fig. 5.8: Variación en la forma de onda de la corriente en la carga de lastre en función del ángulo de disparo.

Actualmente la compañía GP Electronics de Inglaterra, utiliza un sensor de corriente además del sensor de frecuencia para hacer las correcciones en el ángulo de disparo, con lo que se logra una respuesta más veloz para cualquier cambio en la demanda. Una desventaja que se atribuye al sistema de regulación continua o analógica es que al cortar las ondas de corriente se provocan interferencias en las señales de radio, pudiendo afectar la recepción de ondas de radio en la zona. Esto se ha reducido con la adición de bobinas en cada fase de la carga de lastre; además, se ha comprobado en la práctica, que las interferencias que pudieran existir no son de importancia.

Regulación escalonada o digital

El procedimiento de control es muy similar al descrito anteriormente; la diferencia radica en que no se corta la onda de corriente, sino que utiliza un sistema de relés que actúa cuando la onda de corriente tiene un valor nulo, en ese momento, se conectan o desconectan pequeñas cargas resistivas en la carga de lastre. Estas cargas tienen valores fijos; por lo general se utilizan varias cargas o resistencias de valores diferentes con la finalidad de que el regulador tenga un amplio margen para realizar las combinaciones más adecuadas para el cambio de carga que se ha producido.

Por ejemplo, en caso de requerirse una carga de lastre total de 10.5 kW, se pueden instalar resistencias de los siguientes valores: 6 kW, 3 kW y 1.5 kW, con lo que se puede obtener siete combinaciones diferentes o siete escalones de regulación. El aumento del número de escalones de regulación puede contribuir a mejorar el control de la frecuencia, pero también implica un mayor costo, ya que necesita mayor número de resistencias.

Una ventaja que se atribuye a este sistema sobre el de regulación continua, es que al no cortar las ondas de corriente, y realizar una regulación por pasos o escalones, no se producen interferencias en las ondas de radio. La figura 5.9 muestra los resultados de una prueba, utilizando este sistema de regulación.

Características técnicas de los reguladores electrónicos de carga

Los fabricantes de reguladores electrónicos por lo general proporcionan las siguientes especificaciones de sus reguladores electrónicos:

a) Respuesta a la aplicación o retiro del 100% de la carga: Desviación transitoria de la frecuencia: menos de 0.25 s.

b) Estatismo: de 0% a 3% (regulación digital).

c) Temperatura máxima de operación: 55 ° C.

d) Tipo de alternador a utilizar: cualquiera que trabaje con voltajes y frecuencias nominales entre 100-500 voltios y entre 45 y 65 Hz.

e) Tipo de demanda: indiferente (capacitiva, inductiva o resistiva.).

f) Tipo de carga de lastre a utilizar: resistiva, de 10% a 20% mayor que la máxima demanda esperada.

g) Factor de potencia de la demanda: mayor de 0.7.

El cuadro 5.4 muestra los nombres y direcciones de algunos fabricantes nacionales e internacionales de este tipo de reguladores.

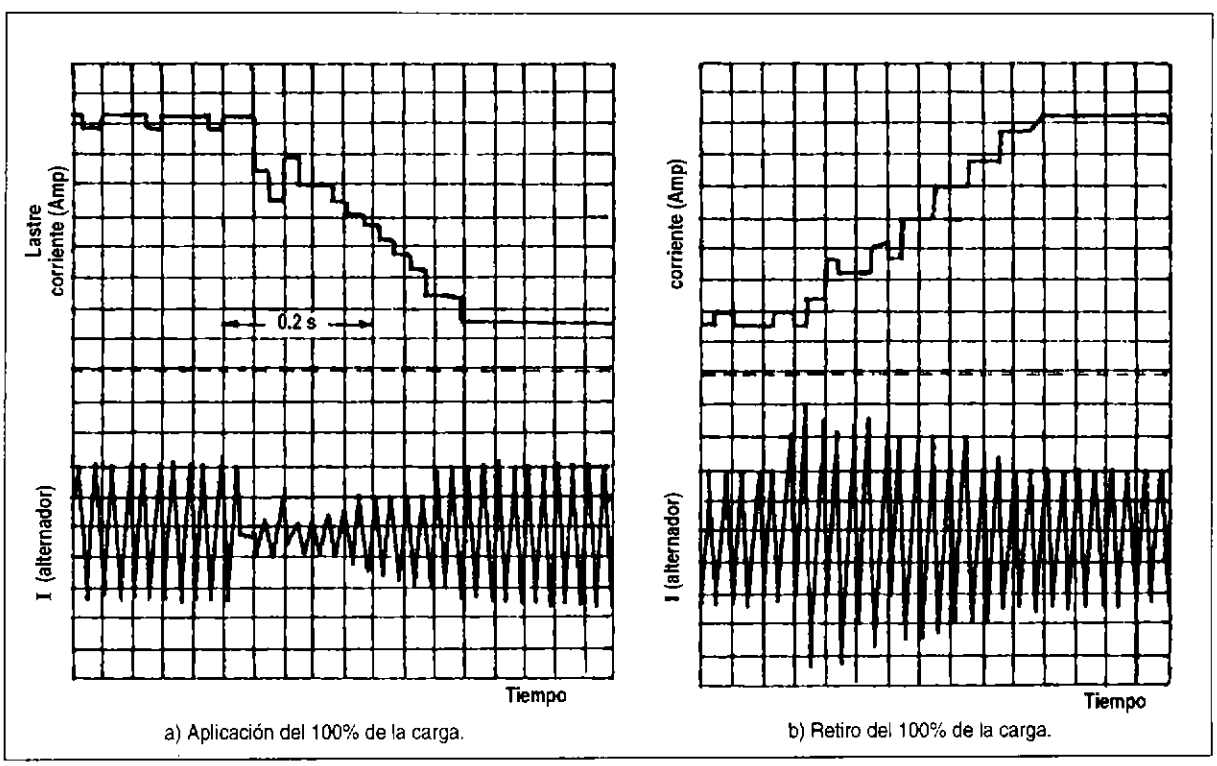
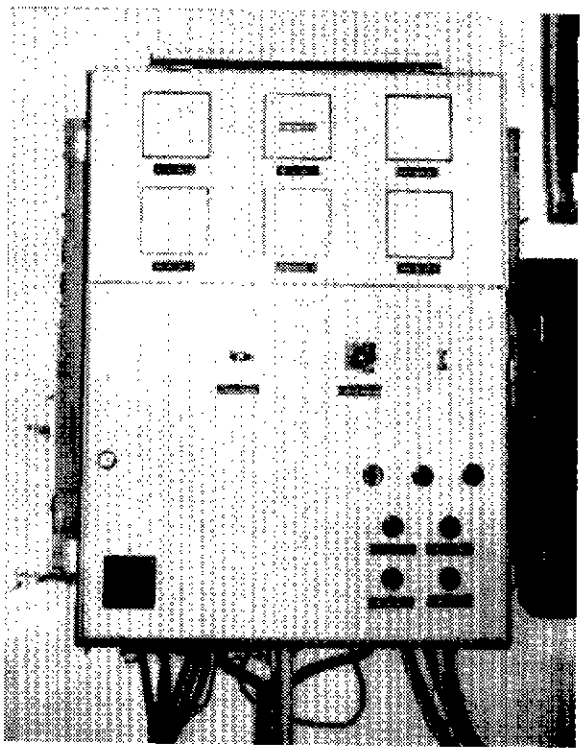


Fig. 5.9: Respuesta de un regulador electrónico de carga monofásico a cambios bruscos en la carga.

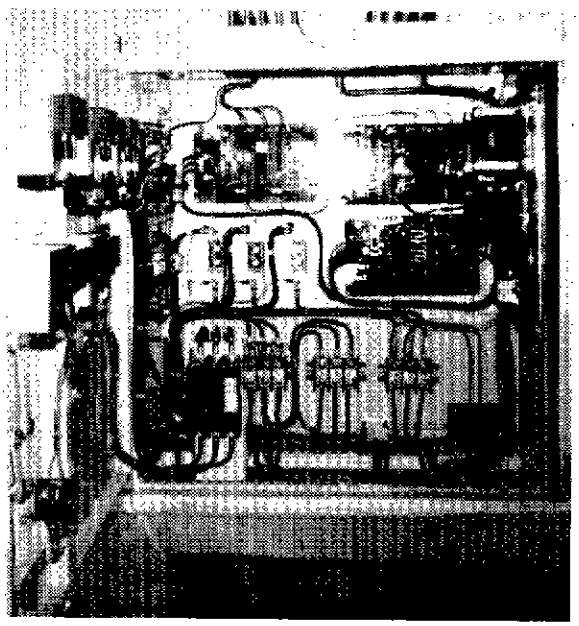
Cuadro 5.4 Algunos fabricantes de reguladores electrónicos de carga

a) Hydro Systems (Tasmania) Postal GPO Box 536F Hobart, 70001 Tasmania Australia
b) Thomson and Howe Energy Systems Site 17, Box 2, S.S.1 Kimberley, British Columbia Canada VIA 2Y3
c) GP Electronics Hydro Division Pottery Road, Bovey Tracey Devon TQ 13 9 DS Inglaterra
d) Hydropower Fuerza Eléctrica Av. República de Panamá 5101 Surquillo Lima, Perú

Foto 5.5: Regulador electrónico de carga trifásico MCH Atahualpa 35 KW. Cajamarca, Perú.



a) Vista exterior.



b) Vista interior.

Foto 5.6: Tanque de resistencias sumergidas en agua MCH de Riobamba 25 KW. Cusco, Perú.

Sistema de disipación de energía

Los sistemas de disipación de energía más usados son: por medio de resistencias calefactoras del medio ambiente, o resistencias sumergidas en agua circulante.

- Resistencias calefactoras de aire: Debe ponerse cuidado en que el ambiente donde se va a instalar las resistencias debe ser un espacio amplio donde exista libre circulación de aire.
- Resistencias sumergidas en agua: Debe acondicionarse un pequeño tanque donde se instalarán las resistencias. Debe ponerse atención a que en todo momento las resistencias estén sumergidas en agua, y que además exista agua en permanente circulación, lo que se puede lograr sacando una derivación de la tubería de presión. El tanque o depósito de agua puede construirse de plancha de acero, de concreto o de cualquier otro material que resulte apropiado.

5.4

Comparación entre los diversos sistemas de regulación

Cuadro 5.5: Cuadro comparativo de los diversos tipos de regulación de velocidad

	Reg. de caudal		Reg. de carga	
	manual	automático	manual	automático
Costo inicial	muy bajo	alto	bajo	medio
Precisión en la regulación de frecuencia	depende del operador	alto	depende del operador	muy alto
Dificultad de instalación	no hay	alta	baja	baja
Dificultad de operación y mantenimiento	muy baja	baja	muy baja	baja
Requiere vigilancia del operador	si	no	si	no

Referencias bibliográficas

1. SWISSCONTACT- HIDRANDINA, "Principio de funcionamiento de reguladores de velocidad para pequeñas centrales hidroeléctricas". Swisscontact-Hidrandina, Cajamarca, Perú, 1989.
2. MARIN, Esteban, "Reguladores de velocidad para turbinas hidráulicas" (do-cumento técnico). Lima, 1981.
3. SKAT, "Mechanical Governor". SKAT, St. Gallen, 1988.
4. MEIER, Ueli, "Electronic Load controller, for micro hydro-power plant". SKAT, St. Gallen, 1986.
5. Varios autores, "Microcentrales hidroeléctricas, Avances de la tecnología en el Perú". ITDG, Lima, 1990.
6. HOLLAND, Ray, "Experience with electronic load controllers for micro hydro plants". ITDG, Rugby, 1989.
7. WOODWARD, Jack, "An electronic load governor and related developments, (Congreso 'Small Scale Hydropower in Africa')". NRECA, Costa de Marfil, 1982.

Sistemas de transmisión de potencia mecánica

6

6.1

Introducción

En una microcentral hidroeléctrica, se produce una continua conversión de energía hidráulica en energía mecánica en 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 3600, 1800, 1200, 900 rpm y menos, siendo más costoso el generador en el caso de bajas velocidades.

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 así su acoplamiento directo. En cambio en el caso de microcentrales hidroeléctricas sólo se puede emplear los rodetes 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; por esta razón en las MCH debe emplearse sistemas de transmisión de movimiento y potencia mecánica entre la turbina y el generador.

6.2

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 6.1 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 al eje conducido.

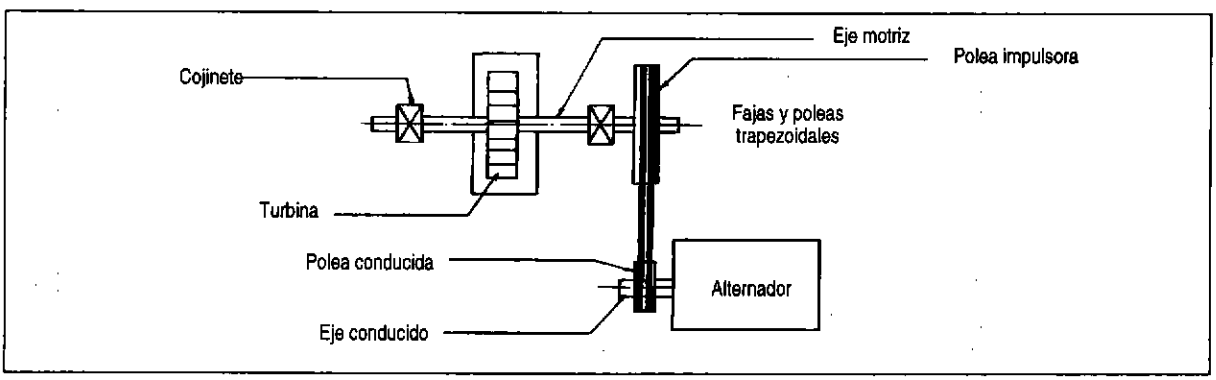


Fig. 6.1: Sistema de transmisión en una etapa.

6.3

Tipos de transmisiones

Existen varios tipos de transmisiones mecánicas, indicaremos las más importantes:

Transmisiones flexibles por fajas, que pueden ser:

- planas
- trapezoidales o en V
- dentadas

Transmisiones flexibles por cadenas de rodillos, que pueden ser:

- simples
- múltiples

Transmisiones por ruedas de fricción, que pueden ser:

- cilíndricas de ejes paralelos
- cilíndricas de ejes transversales
- cónicas

Transmisiones por engranajes, las que pueden ser:

- cilíndricas de dientes rectos
- cilíndricas de dientes helicoidales
- cónicos de dientes rectos
- cónicos de dientes espirales
- tornillo sin fin con rueda dentada

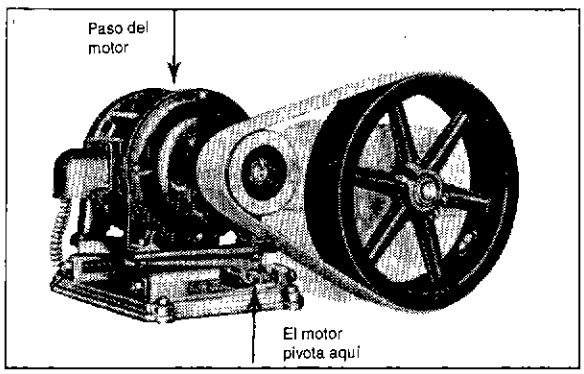


Fig. 6.2: Transmisión por correa plana.

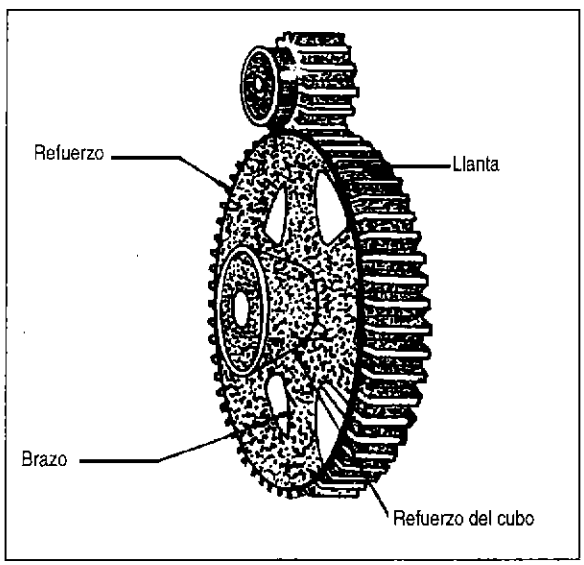


Fig. 6.3: Transmisión por engranaje recto.

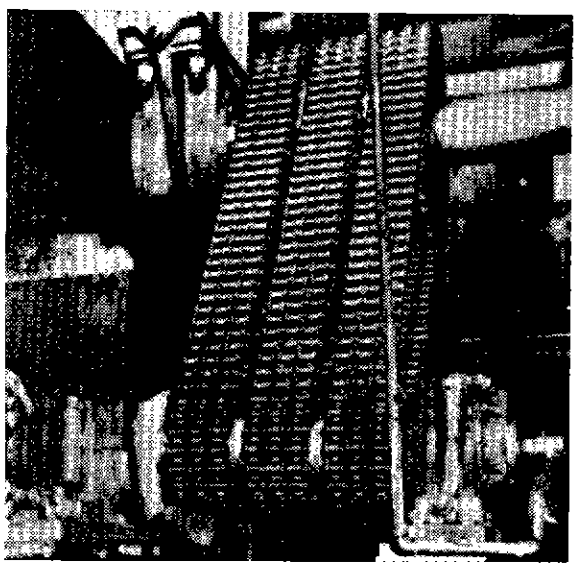


Fig. 6.4: Transmisión por cadena múltiple.

6.4

Velocidad y 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 veremos a continuación algunos conceptos y relaciones fundamentales.

Velocidad periférica

También denominada velocidad tangencial, es igual a:

$$V = \pi \cdot D \cdot N/60 \quad [m/seg]$$

ó

$$V = w \cdot D/2$$

Siendo:

D = diámetro de la rueda [m]

N = rpm de la rueda

w = velocidad angular [rad/seg] ($2\pi \cdot N/60$)

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:

$$i = N_1/N_2 = D_2/D_1$$

Siendo:

N_1 = rpm de la rueda impulsora

N_2 = rpm de la rueda conducida

D_1 = diámetro de la rueda impulsora

D_2 = diámetro de la rueda conducida

En caso de necesidad de altas relaciones de transmisión se pueden utilizar etapas sucesivas. En estos casos se cumple:

$$i_t = \frac{\text{RPM entrada}}{\text{RPM salida}}$$

$$i_t = i_1 \times i_2 \times \ldots\ldots \times i_n$$

siendo:

i_1, i_2..: relaciones de transmisión de cada etapa.

Torque

Indica la capacidad de un eje giratorio para desarrollar una fuerza tangencial "F" a una distancia radial "r" del centro del eje. Es igual a:

$$T = F \cdot r \quad [Kg.m]$$

Potencia

Es la energía por unidad de tiempo que transmite un eje. Es igual a:

$$P = T \times w/102 = T \cdot N/974 \quad [kW]$$

También:

$$P = F \cdot V/102$$

Se puede apreciar que la potencia es directamente proporcional al producto del torque y la velocidad angular; lo que equivale a indicar que para un mismo valor de la potencia el torque y la velocidad son inversamente proporcionales entre sí. Esto significa que, en un sistema en el que conservamos la potencia mecánica, si aumentamos la velocidad disminuiremos la capacidad de desarrollar torque y viceversa.

Eficiencia

En todo sistema de transmisión de potencia mecánica ésta no se puede conservar completamente, ya que de todas maneras se producirán pérdidas en forma de calor a causa de la fricción; por ejemplo, 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:

$$\eta = \frac{\text{Pot. de salida}}{\text{Pot. de entrada}} = \frac{P_2}{P_1}$$

Luego:

$$P_2 = P_1 \cdot \eta$$

Considerando que $P = T \cdot N/974$

Se obtendrá:

$$T_2 \cdot N_2/974 = (T_1 \cdot N_1/974) \cdot \eta$$

De donde:

$$T_2 \cdot N_2 = T_1 \cdot N_1 \cdot \eta$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{N_1}{N_2} \cdot \eta$$

$$\frac{T_2}{T_1} = i.\eta$$

Tabla 6.1 **Relaciones de transmisión que se alcanzan en una etapa según el tipo de transmisión**

Velocidades máximas recomendadas para las transmisiones	
Correa plana corriente	V máx < 25 m/s
Correas especiales de fibras artificiales	V máx < 50 m/s
Correas trapezoidales estándares	V máx < 25 y 30 m/s
Correas trapezoidales especiales con alma de acero	50 m/s
En transmisiones por cadena V máx = 25-40 m/s, y en las de correa dentada.	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 grado de precisión.	V máx = 150 - 180 m/s
En las transmisiones por tornillo sin fin	V máx < 20 m/s

Tabla 6.2 **Velocidades máximas recomendadas para las transmisiones**

Valores de relación de transmisión que se alcanzan en una etapa según el tipo 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

Tabla 6.3 **Rendimientos característicos para una etapa de las transmisiones**

Transmisiones dentadas	99%
Transmisiones por cadena	97.99%
T. por correa plana	95 - 97%
T. por correa trapezoidal	96%
T. por tornillo sin fin	75 - 90%

Ejemplo 6.1

N turbina = 250 rpm

N alternador = 3600 rpm

Relación de transmisión en una sola etapa i = 3600/250 = 14.4

Diámetro polea del alternador = 5"

Diámetro polea de la turbina = 14.4 x 5 = 72" = 1.82 m.

Con relación de transmisión en dos etapas i = $\sqrt{3600/250}$ = 3.8

Diámetro polea del alternador = 5"

Diámetro polea de la turbina = 3.8 x 5 = 19"

Es decir, se emplearían dos poleas de 5" y dos poleas de 19", dimensiones que son más manejables.

Ejemplo 6.2

Si en una transmisión por fajas el torque en el eje motriz es de 120 Kg.m, la relación de transmisión es de 1/4 (aumento de velocidad) y la eficiencia 90%, se puede determinar el torque en el eje conducido, así:

$$T_2 = T_1 \cdot i \cdot \eta$$

$$T_2 = 120 \times 0.25 \times 0.9$$

$$T_2 = 27 \text{ Kg} \cdot \text{m}$$

6.5

Comparación entre sistemas de transmisión

Para las diferentes necesidades de transmisión de potencia son válidas las opciones señaladas en el acápite 6.3. Cada una de ellas tiene características particulares que, según el caso, hacen conveniente su selección.

A manera de comparación, en la tabla 6.4 se presenta las características de diferentes sistemas de transmisión para el caso de una potencia continua de 75 kW, velocidad N_1 = 1000 rpm y relación de transmisión i = 4.

Se puede apreciar, por ejemplo, que la transmisión por fajas trapezoidales es de menor precio relativo y que la transmisión por engranajes es la más compacta.

A continuación, presentamos las características más relevantes de los principales sistemas de transmisión.

6.5.1 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.

Ventajas

- 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.

Desventajas

- Grandes dimensiones exteriores.
- En caso de bajas velocidades, su empleo se limita a pequeñas potencias, ya que 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 (entre los límites desde 1000 hasta 5000 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 neoprene. En el caso de las fajas tejidas debe tomarse en cuenta que los tejidos 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, siendo este último el que las hace más eficientes, alcanzando 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, lo que permite que la capacidad de tracción sea mayor que la correspondiente a fajas planas y por consiguiente, que 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, una duración adecuada de las fajas, y para que no se produzcan cargas irregulares en los cojinetes.

Las fajas dentadas (fig. 6.5) se diferencian de las anteriores porque en ellas la transmisión es a través de una fuerza de contacto directo y no por fricción, lo que permite la sincronización en la transmisión del movimiento. Se fabrican empleando como elementos de tracción más usuales cables de acero, aunque también se emplean tejidos de algodón y/o fibras; los forros y los dientes son de caucho o neoprene. 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 y prescindiendo de dispositivos tensores.

Otras características notables de las fajas dentadas son: gran capacidad en pequeño espacio, funcionamiento silencioso a bajas velocidades, y que puede tolerar un pequeño arco de contacto. En cambio, transmiten golpeteos debido a la forma del contacto.

Tabla 6.4 **Índices comparativos de distintas transmisiones**

Transmisión	Distancia 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	100
Por cadena	830	360	300	140
De rueda dentada	830	360	300	140

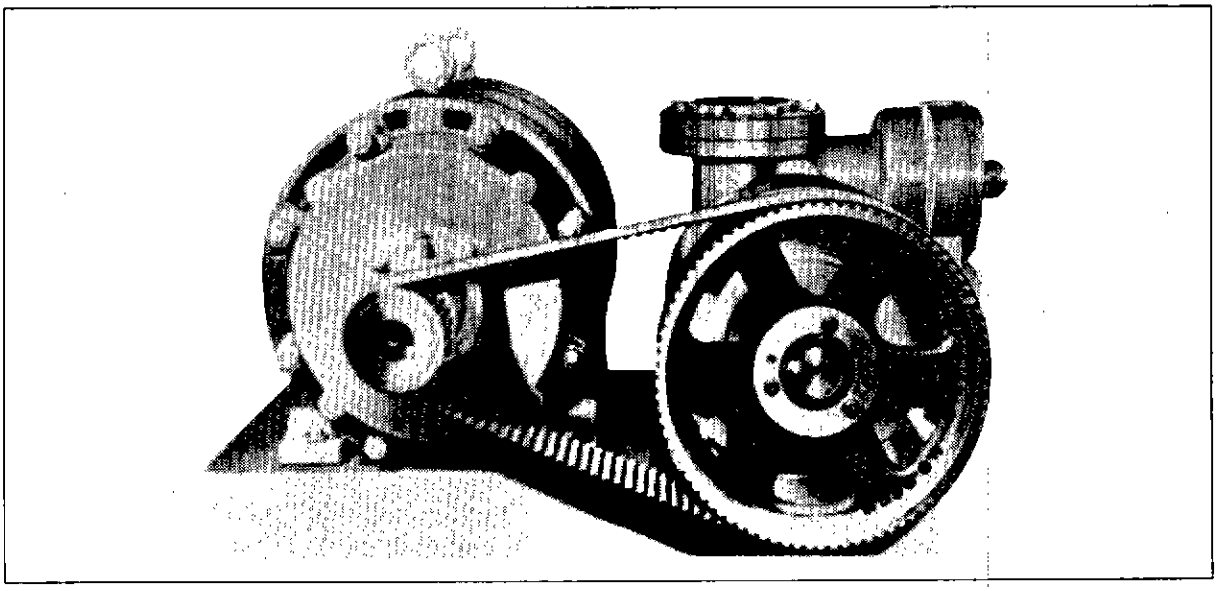
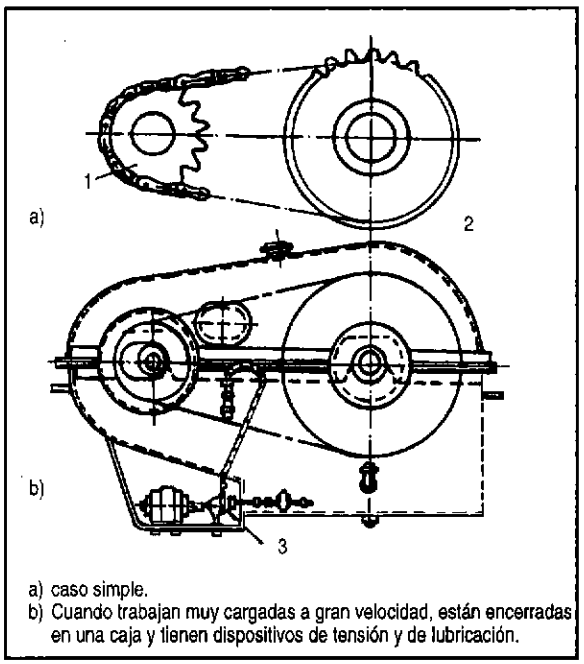


Fig. 6.5: Correa de sincronización.

6.5.2 Transmisiones por cadena de rodillos

Son transmisiones que tienen flexibilidad pues 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. Los eslabones cuentan con rodillos que son los elementos que entran en contacto directo con los dientes de las ruedas; en este contacto la fricción que se produce es por rodamiento, a diferencia de las cadenas sin rodillos en las que se produce deslizamiento, lo que permite una mayor eficiencia en la transmisión.



a) caso simple.
b) Cuando trabajan muy cargadas a gran velocidad, están encerradas en una caja y tienen dispositivos de tensión y de lubricación.

Fig. 6.6: Transmisión por cadena.

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 (10000 horas).

Desventajas

- Costo relativamente elevado.
- Requerimientos de sistemas de lubricación en casos de grandes velocidades y cargas.
- En casos de cambio 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.

6.5.3 Transmisiones por engranajes

Las cajas reductoras de engranajes pueden significar 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 bajas velocidades como de altas. Su principal inconveniente es su costo mucho más elevado que las transmisiones por fajas como cadenas; asimismo, los trabajos de mantenimiento, relacionados mayormente con cambios de rodamientos de las cajas, requieren más cuidado.

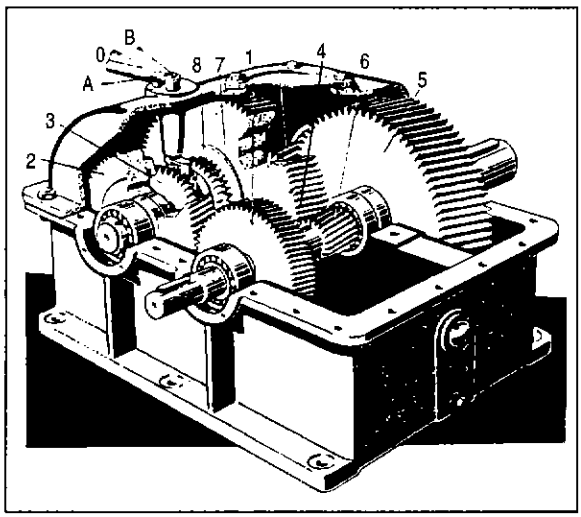


Fig. 6.7: Caja de engranajes.

6.6

Criterios para el dimensionamiento de sistemas de transmisión

Para poder dimensionar un sistema de transmisión debe contarse con la siguiente información:

- Potencia a transmitir
- Velocidades de entrada y salida
- Condiciones de servicio

Las condiciones de servicio están relacionadas con el tipo de máquina motriz y tipo de máquina conducida, en cuanto a las vibraciones que ellas originen en la transmisión; también dependen de las horas de servicio, condiciones ambientales, etc. 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 está definida así:

$$P_{dis} = T_{trans} \times F_{serv}$$

Donde:

P_{trans} : potencia transmitida

F_{serv} : Factor de servicio

El dimensionamiento específico se debe efectuar con la ayuda de tablas y catálogos de fabricantes.

Selección de fajas en V

La 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.

Selección del tipo de sección

Las secciones de mayor uso industrial son las designadas con las letras A (1/2" x 5/16"), B (21/32"x 13/32"), C (7/8" x 17/32"), D (1 1/4" x 3/4") y E (1 1/2" x 29/32"). Existen también secciones más compactas: 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 figura 6.8 permitirá seleccionar el tipo de sección, debiendo destacarse que en esta figura se debe emplear la potencia de diseño o de proyecto.

Diámetro de las poleas

La determinación de los diámetros de las poleas se hará considerando varios criterios, entre los que podemos destacar:

- 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.

Tabla 6.5A **Valores aproximados de factor de servicio**

Transmisión	Grado de irregularidad en máquina conducida	MÁQUINA PROPULSORA											
		Motor eléctrico. Horas de funcionamiento diario				Turbinas, motores multicilíndricos. Horas de funcionamiento diario				Motores monocilíndricos. Horas de funcionamiento diario			
		0.5	3	8	24	0.5	3	8	24	0.5	3	8	24
Engranajes cilíndricos y cónicos, así como ruedas de fricción	I	0.5	0.8	1.0	1.25	0.8	1.0	1.25	1.5	1.0	1.25	1.5	1.75
	II	0.8	1.0	1.25	1.5	1.0	1.25	1.5	1.75	1.25	1.5	1.75	2.0
	III	1.25	1.5	1.75	2.0	1.5	1.75	2.0	2.25	1.75	2.0	2.25	2.5
Transmisión por tornillo sin fin, así como por cadenas	I	0.5	0.75	1.0	1.25	0.7	0.95	1.2	1.45	0.85	1.1	1.35	1.6
	II	0.7	0.95	1.2	1.45	0.85	1.1	1.35	1.6	1.0	1.25	1.50	1.75
	III	1.0	1.25	1.5	1.75	1.2	1.45	1.7	1.95	1.35	1.6	1.85	2.1
Transmisión por fajas	I	0.5	0.75	1.0	1.25	0.65	0.9	1.15	1.4	0.75	1.0	1.25	1.5
	II	0.65	0.9	1.15	1.4	0.75	1.0	1.25	1.5	0.9	1.15	1.4	1.65
	III	0.9	1.15	1.4	1.65	1.0	1.25	1.5	1.75	1.1	1.35	1.6	1.85

Tabla 6.5B **Ejemplos del grado de irregularidad de las máquinas accionales**

Máquina accionada	Grado de irregularidad
Casi sin sacudidas: generador de corriente, faja transportadora, tornillo transportador, máquinas herramientas, ventilador, turbosoplador, compresor rotativo, agitador, mezclador para densidad uniforme.	I
Sacudidas moderadas: accionamiento principal en máquinas herramientas, mecanismos de giro de grúas, bombas de émbolo de varios cilindros.	II
Sacudidas violentas: prensas, estampadores, cizallas, centrífugas pesadas, perforadores, molinos.	III

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 será mayor 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, y con menor precio de todos los componentes de la transmisión. Tal como apreciaremos en los ejemplos, los cálculos a efectuar son relativamente sencillos, por lo que el estudio de varias alternativas no resultará muy trabajoso.

Longitud de la faja

La longitud requerida de la faja se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$L = 2C + \pi(D + d)/2 + (D - d)^2/4C$$

Donde:

C = distancia entre centros

D = diámetro de paso de la polea mayor

d = diámetro de paso de la polea menor

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

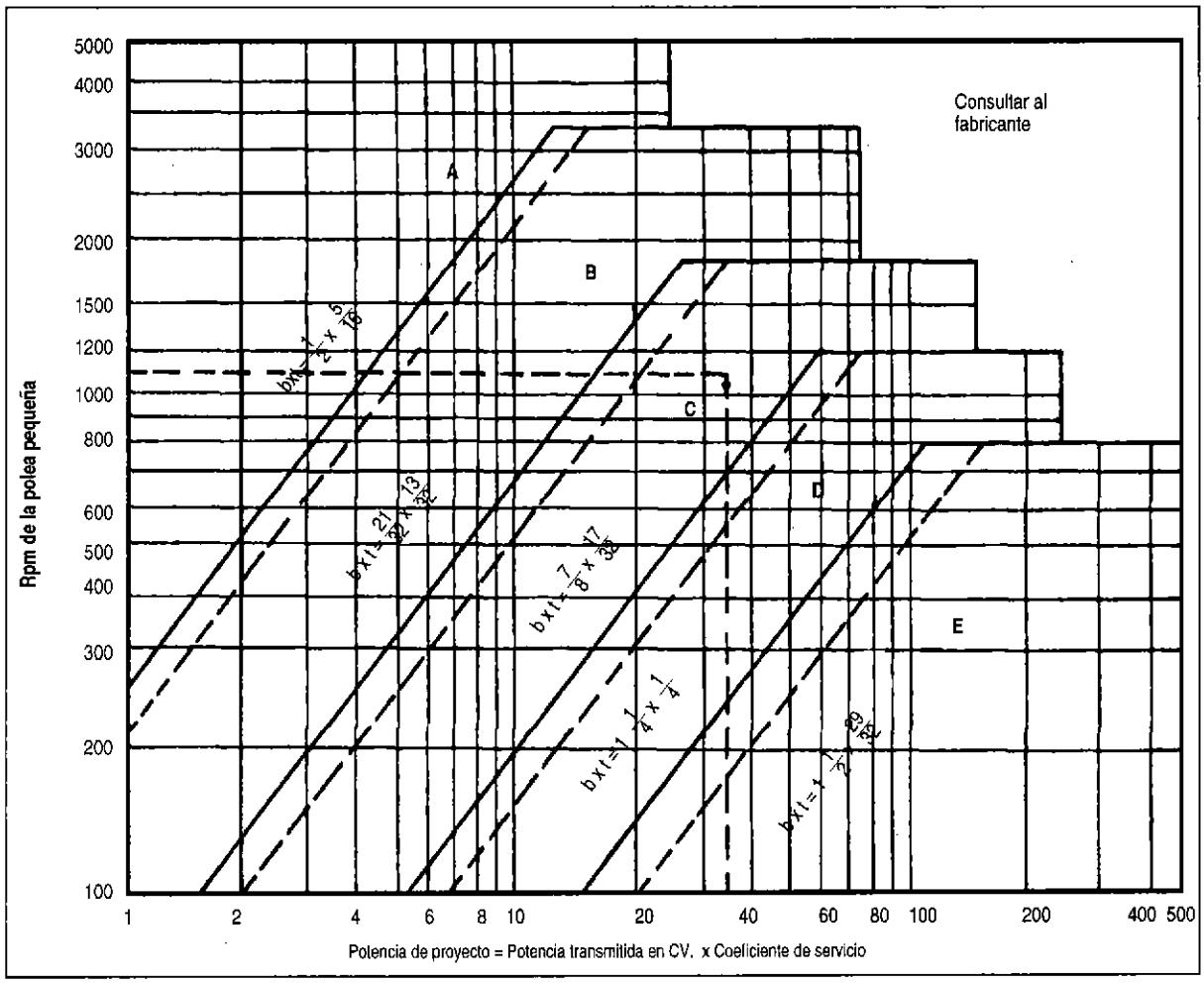


Figura 6.8: Número de secciones de correa según la potencia y la velocidad (Ref. Fayres).

puede tomar como el mayor valor entre las expresiones:

$$C = (D + 3d)/2 \quad y \quad C = D$$

Tomando como referencia el valor calculado con la fórmula indicada anteriormente, se seleccionará la longitud estándar más cercana.

Número de fajas

Para poder 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:

$$Pot.nom = [2.19 \times a \times \left(\frac{10^3}{V}\right)^{0.09} - 6.2 \times c / (K_d \cdot d) - 26.26 \times e \times V^2/10^6] \times V/1000 \text{ [kW/faja]}$$

Donde:

a, c, e, : constantes que corresponden a una sección de faja determinada

K_d : coeficiente de diámetro pequeño

V : velocidad tangencial en m/min

d : diámetro de la polea menor en cm.

La capacidad nominal obtenida debe corregirse para la longitud de correa y el arco de contacto, en la siguiente forma:

$$Pot.\ nom.\ ajustada = (Pot.\ nom.) \cdot K_\theta \cdot K_L$$

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:

$$\text{número de fajas} = \frac{\text{potencia de diseño}}{\text{pot. nom. ajustada}}$$

Tabla 6.6 **Longitudes normalizadas de correas trapezoidales norteamericanas. Constantes de potencia**

SECCIÓN A		SECCIÓN B		SECCIÓN C		SECCIÓN D	
D min = 3 pulg (7,62 cm)		D min = 5,4 pulg (13,71 cm)		D min = 9 pulg (22,86 cm)		D min = 13 pulg (33 cm)	
Correa núm.	Longitud primitiva pulg (cm)	Correa núm.	Longitud primitiva pulg (cm)	Correa núm.	Longitud primitiva pulg (cm)	Correa núm.	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)	D128	131,3 (333,5)
A35	36,3 (92,2)	B42	43,8 (111,2)	C68	70,9 (180)	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	183,3 (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)	B68	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)	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	197,9 (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)
		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 (688,0)	C420,9	(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 = 18,788	
c = 5,326		c = 13,962		c = 38,819		c = 137,7	
e = 0,0136		e = 0,0234		e = 0,0416		e = 0,0848	

Continúa en la pág. siguiente

Tabla 6.6 (continuación)

SECCIÓN A	SECCIÓN B	SECCIÓN C	SECCIÓN D
ALGUNOS DIÁMETROS DE POLEA NORMALIZADOS			
Varía en aumentos de 0,2 pulg (0,50 cm) desde 2,6 pulg (6,6 cm) hasta 5,2 pulg (13,20 cm); luego en aumentos de 0,4 pulg (1,01 cm) hasta 6,4 pulg (16,25 cm); luego los diámetros de 7; 8,2; 9; 10,6; 12; 15; 18 pulg (o sea, respectivamente, 17,78; 20,82; 22,86; 26,92; 30,48; 38,10; 54,72 cm).	Varía en aumentos de 0,2 pulg (0,50 cm) hasta 4,6 pulg (11,68 cm); 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 pulg (o sea, respectivamente, 12,70; 13,20; 13,71; 14,22; 15,24; 16,25; 17,27; 18,79; 21,84; 23,87; 27,94; 31,50; 39,12; 46,74; 50,80; 63,50; 76,20; 96,52 cm).	Varía en aumentos de 0,5 pulg 1,27 cm) desde 7 pulg (17,78 cm) hasta 11 pulg (27,94 cm); luego en aumentos de 1 pulg (2,54 cm) hasta 14 pulg (35,56 cm); de 2 pulg (5,08 cm) hasta 20 pulg (50,80 cm); luego los diámetros de 24, 30, 36, 44, 50 pulg (o sea, respectivamente, 60, 96; 76,20; 91,44; 111,76; 127 cm).	Varía en aumentos de 0,5 pulg (1,27 cm) desde 13 pulg (33,02 cm) hasta 16 pulg (40,64 cm); luego los diámetros de 18, 22, 27, 33, 40, 48, 58 pulg (o sea, respectivamente, 45, 72; 55,88; 68,58; 83,82; 101,60; 121,92; 147,32 cm).

El valor Dmin es el diámetro primitivo de la polea menor que debe utilizarse con esta sección. Si se emplea una polea más pequeña, lo probable es que la correa tenga poca duración. L está expresada en pulgadas (y en centímetros).

Tabla 6.7 **Coeficientes 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
2,249 y más	1,14

Tabla 6.8 **Coeficientes de arco de contacto K_θ**

$\frac{D_2 - D_1}{C}$	K_θ	
	VV	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

Tabla 6.9 **Factores de corrección de longitud 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	0,90	---	---	---
152,4	60	0,98	0,92	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	---
325,1	128	1,14	1,08	0,98	0,87	---
365,8	144	---	1,11	1,00	0,90	---
401,3	158	---	1,13	1,02	0,92	---
439,4	173	---	1,15	1,04	---	---
457,2	180	---	1,16	1,05	0,94	0,91
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

Ejemplo 6.3

En una MCH de 20 kW de potencia, la velocidad de la turbina es 400 rpm y acciona un alternador eléctrico de 1800 rpm con un funcionamiento de 24 horas/día. La transmisión es mediante fajas en V.

a) Selección del tipo de sección:
De las condiciones de servicio y empleando la tabla 6.5A se obtiene:
Factor de Servicio = 1.25
Luego:
Potencia de diseño = 20 x 1.25 kW
= 25 kW (34 CV)

Como la polea menor (en el eje del generador) girará a 1800 rpm, empleando la figura 6.8, se observa que la sección recomendada, estará en el límite entre las secciones "B" y "C". Escogemos sección "B"

b) Diámetro de las poleas:
Relación de transmisión i = 1800/400 = 4.5
En la tabla 6.6 se observa que el diámetro mínimo recomendado es 5.4".

Existen varias combinaciones posibles de diámetros de poleas, para propósitos ilustrativos consideramos para polea menor:

$$d = 6"$$

Luego, para la polea mayor:

$$D = 6 \times 4.5 = 27"$$

c) Longitud de la faja
Primero, determinaremos la distancia entre centros.

Valores referenciales:

$$C = (27 + 3 \times 6)/2 = 22.5"$$

$$C = D = 27"$$

Consideramos:

$$C = 27"$$

Luego:

$$L = 2 \times 27 + \pi(27 + 6)/2 + (27 - 6)^2/4 \times 27 = 109.9"$$

De la tabla 6.6 se obtiene que para las fajas estandarizadas más cercanas:

B105 : L = 106.8"
B112 : L = 113.8"

Consideramos:

B112 con L = 113.8"

En consecuencia, la distancia entre centros correspondiente será:

$$C = 27 + (113.8 - 109.9)/2$$
$$C = 28.95$$
$$C \approx 29"$$

d) Número de fajas
Velocidad tangencial

$$V = \frac{\pi \times (6 \times 25.4) \times 1800}{1000} = 861.8 \text{ m/min}$$

Con la relación D/d = 4.5 se obtiene de la tabla 6.7 $K_d = 1.14$

De la tabla 6.6 se obtiene para la sección "B" los valores de las constantes para potencia nominal:

$$a = 4.737, \quad c = 13.962, \quad e = 0.0234$$

Continúa en la pág. siguiente

Ejemplo 6.3 (continuación)

Luego:

$$\text{Pot.nom} = \left[2.19 \times 4.737 \times \left(\frac{1000}{861.8}\right)^{0.09} - 6.2 \times \frac{13.962}{1.14 \times (6 \times 2.54)}\right.$$

$$\left. -26.26 \times 0.0234 \times \frac{861.8^2}{10^6}\right] \times \frac{861.8}{1000} = 4.37 \text{ kW/faja}$$

De la tabla 6.8 para (D - d)/c = (27 - 6)/29 = 0.7241, se obtiene:

$$K_\theta = 0.885$$

De la tabla 6.9 para B112, se obtiene: $K_L = 1.05$

Luego:

Pot. nominal ajustada = 4.374 x 0.885 x 1.05 = 4.06 kW/faja

De donde:

$$\text{Número de fajas} = \frac{20 \times 1.25}{4.06} = 6.15$$

redondeando a 7 fajas.

En la tabla que se presenta a continuación se hace un resumen de los resultados para varias combinaciones de poleas.

COMBINACIÓN	D (pulg)	d (pulg)	C (pulg)	Número de fajas
1	27	6	29	7 B
2	31.5	7	32.3	5 B
3	36	8	35.6	4 B
4	45	10	52	3 B
5	54	12	65	2 C

6.7

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 torsionales.

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.

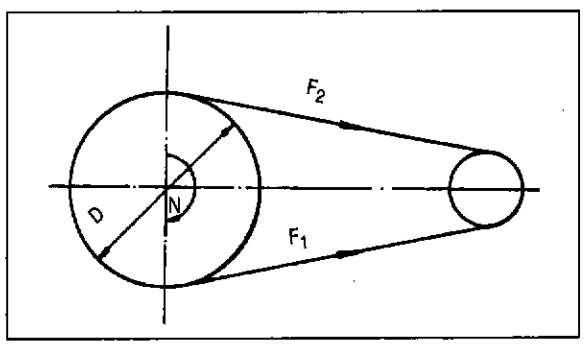


Fig. 6.9: Fuerzas en las correas.

Ejemplo 6.4

En una MCH de 15 kW de potencia, la velocidad de la turbina es 730 rpm y acciona un alternador eléctrico de 1800 rpm. La transmisión de potencia es mediante fajas en "V".

Relación de transmisión : i = 1800/730 = 2.45

Fórmulas a utilizar:

$$P = T \times N/974$$

$$T = F \times (dp/2)$$

$$F = F_1 - F_2$$

Para correa trapezoidal:

Donde:

- P : Potencia en kW
- N : rpm
- T : Torque (Kg . m)
- F : Fuerza tangencial neta (Kg)
- dp : Diámetro de polea (m)
- F_1 : Lado de mayor tensión de la correa (Kg)
- F_2 : Lado de menor tensión de la correa (Kg)
- F_t : Fuerza de flexión sobre el eje (Kg)

Utilizando estas fórmulas y las limitaciones de velocidad periféricas de un sistema de transmisión por correas elaboramos la siguiente tabla que nos permitirá mostrar la variación de las fuerzas de flexión con la variación de los diámetros de la polea.

Polea de turbina		Polea alternador	Fuerza de flexión sobre eje	
Diámetro	Velocidad tangencial	Diámetro	Kgs.	%
14"	14 m/s	5.7"	188	+56
18"	17.5	7.3"	146	+22
22"	21.5	8.9"	120	referencia
26"	25	10.6"	101	-16
31"	30 (Vmáx.)	12.6"	85	-30

En esta 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.

6.8

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 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 6.10, muestra casos de desalineamiento.

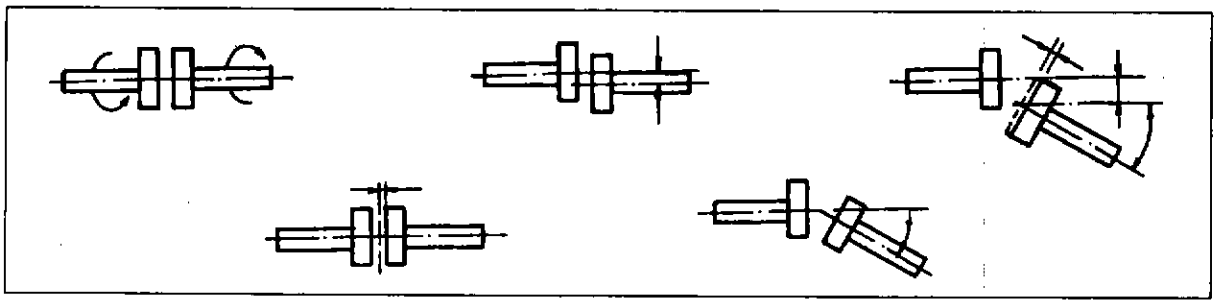


Fig. 6.10: Desalineamiento en el acople.

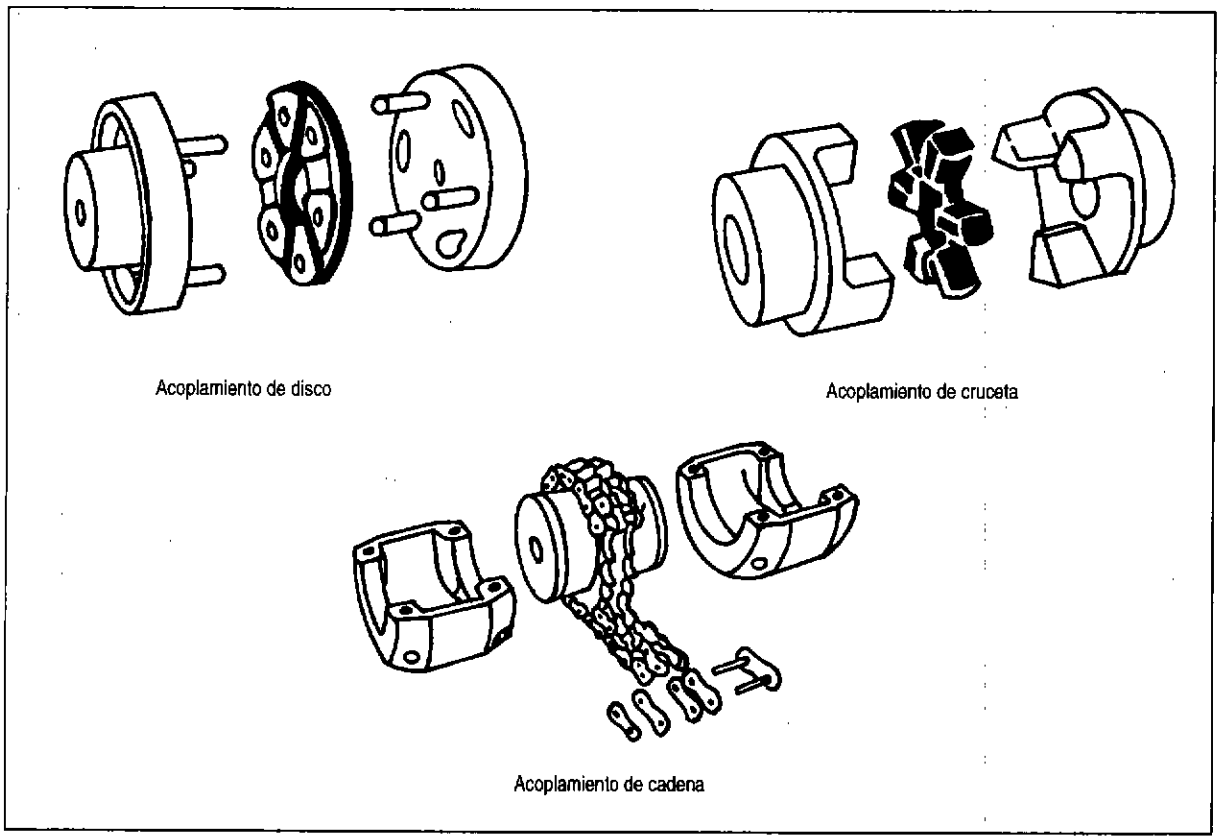


Fig. 6.11: Acoplamientos flexibles.

6.9

Cojinetes

Los cojinetes son elementos que permiten soportar a los ejes en movimiento, constituyendo 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, a secas, y los cojinetes de rodamiento, a los que se conoce como rodamientos.

Los cojinetes de deslizamiento constructivamente pueden ser enteros (bocinas) 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 babit. 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.

Se cuenta con 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 rodamientos 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, existencia de cargas variables, límites de velocidad, precisión de giro, rigidez, autoalineación, etc. Para pequeños montajes se emplean generalmente rodamientos de bolas por ser menos costosos. La tabla 6.10 puede servir de referencia para la selección del tipo de rodamiento.

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:

$$C = P \cdot L^{1/p}$$

Siendo:

C = Capacidad de carga dinámica (kN)

P = Carga dinámica equivalente (kN)

L = Duración en millones de revoluciones

p = valor numérico empírico que depende del tipo de elemento de rodadura (=3 para bolas e = 3.3 para rodillos)

A su vez:

$$P = x \cdot F_r + y \cdot F_a$$

Donde:

F_r : Carga radial en el rodamiento

F_a : Carga axial en el rodamiento

x : factor de carga radial

y : factor de carga axial

Los factores de carga radial y axial se obtienen de tablas y dependen del tipo de rodamiento y relación entre cargas.

Asimismo: $L = (60\, L_h \cdot n)/10^6$

Donde: L_h : duración del rodamiento en horas.

n : rpm

En el caso de turbinas y alternadores 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 (para 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 haber un cojinete de empuje que tome la carga axial, que normalmente es el superior, así como dos o tres cojinetes de guía. La carga axial, en este caso, se deberá 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, ya que las que se presenten por vibraciones o 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 sólo 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 presentarán 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 sólo debe tomar carga radial. Para los apoyos que tomen cargas axiales y radiales, es más 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.

Tabla 6.10

(1) Rodamientos axiales

Clase de rodamiento	Propiedades del rodamiento referidas a:				
	Magnitud y dirección de la carga	Carga oscilante	Límite de velocidad	Precisión de giro	Marcha silenciosa momento de giro reducido
Rodamiento axial a bolas de simple efecto con disco alojamiento plano	←	W	N	G	G
Rodamiento axial a bolas de simple efecto, con disco alojamiento esférico y contraplaca	←	W	N		G
Rodamiento axial a bolas de doble efecto, con disco alojamiento plano	↔	W	N	G	G
Rodamiento axial a bolas de doble efecto, con disco alojamiento esférico y contraplaca	↔	W	N		G
Rodamiento axial a bolas de contacto angular, de doble efecto	↑↔	W	S	S	S
Rodamiento axial oscilante de rodillos	↑	S	W		

Clase de rodamiento	Propiedades del rodamiento referidas a:				
	Rigidez	Auto-alineación	Des-alineación	Demontable	Rodamiento fijo
Rodamiento axial a bolas de simple efecto con disco alojamiento plano	G			a	
Rodamiento axial a bolas de simple efecto, con disco alojamiento esférico y contraplaca		S	a	a	
Rodamiento axial a bolas de doble efecto, con disco alojamiento plano				a	a
Rodamiento axial a bolas de doble efecto, con disco alojamiento esférico y contraplaca		S	a	a	a
Rodamiento axial a bolas de contacto angular, de doble efecto	G			a	a
Rodamiento axial oscilante de rodillos	S	S	a	a	

Nota. S = muy apropiado, G = apropiado, W = poco apropiado, N = no apropiado, a = posible.

Tabla 6.10 (continuación) **Propiedades características de los rodamientos**

Rodamientos axiales

Clase de rodamiento	Propiedades del rodamiento referido a:				
	Magnitud y dirección de la carga	Carga oscilante	Límite de velocidad	Precisión de giro	Marcha silenciosa momento de giro reducido
Rodamiento rígido a bolas	↑↔	W	S	S	S
Rodamiento rígido a bolas con ranuras de llenado	↑↔	G	W		
Rodamiento a bolas de contacto angular	↑	W	G	G	G
Rodamiento a bolas de contacto angular en ejecución de precisión	↑	N	S	S	S
Rodamiento con cuatro puntos de contacto	↑↔	W	G	G	
Rodamiento a bolas de contacto angular de dos hileras	↑↔	G	W		
Rodamiento oscilante a bolas	↑→	N	W		
Rodamiento de rodillos cilíndricos, series NU y N	↑	G	S	S	G
Rodamiento de rodillos cilíndricos, series NU y NF	↑→	G	S	S	G
Rodamiento de rodillos cilíndricos series NUP, NP y NH	↑→	G	S	S	G
Rodamiento de rodillos cilíndricos de dos hileras	↑	G	S	S	G
Rodamiento de rodillos cónicos	↑	G	S	S	
Rodamiento de dos hileras de rodillos cónicos	↑↔	S	W	G	
Rodamiento oscilante de rodillos	↑↔	S	W		

Nota.
S = muy apropiado,
G = apropiado,
W = poco apropiado,
N = no apropiado,
a = posible,
b = posible con ajuste libre.

Tabla 6.10 (continuación)

Rodamientos radiales

Condiciones de montaje						
Rigidez	**Autoalineación**	**Desalineación**	**Desmontable**	**Rodamiento fijo**	**Rodamiento libre**	**Rodamiento con agujero cónico**
		b		a	b	
G				a	b	
G En montaje apareado		b En disposición X		a En disposición X y O	b En disposición X y O	
G En montaje apareado				a En disposición X y O	b En disposición X y O	
			a	a		
G				a	b	
	S	a		a	b	a
S			a		a	
S			a			
S			a	a		
S			a		a	a
S			a	a En disposición X y O	b En disposición X y O	
S			a	a	b	
S	S	a		a	b	a

Accionamiento de un alternador con turbina hidráulica. Disposiciones.

Caso A

- 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 alternador, pues normalmente está 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 alternador no es suficiente como para instalar un rodamiento de mayor capacidad y vida útil.

Caso B

- Para disminuir el efecto de la tensión de la faja sobre el rodamiento delantero del alternador, se debería solicitar al fabricante del alternador prolongar el eje y colocar un rodamiento adicional exterior, con el fin de instalar la polea como se muestra en la figura 6.12B.

Caso C

- Para evitar el efecto de las tensiones de las fajas sobre los rodamientos, tanto de la turbina como del alternador, se puede ejecutar una disposición como se muestra en la figura 6.12C, que viene a ser un tren de poleas con ejes y rodamientos independientes, calculados adecuadamente. El acoplamiento se realiza mediante acoplamientos 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 a la falla en este punto del equipo.

Caso D

- Protege el alternador por accionamiento directo.
- Se logra menos elementos móviles.

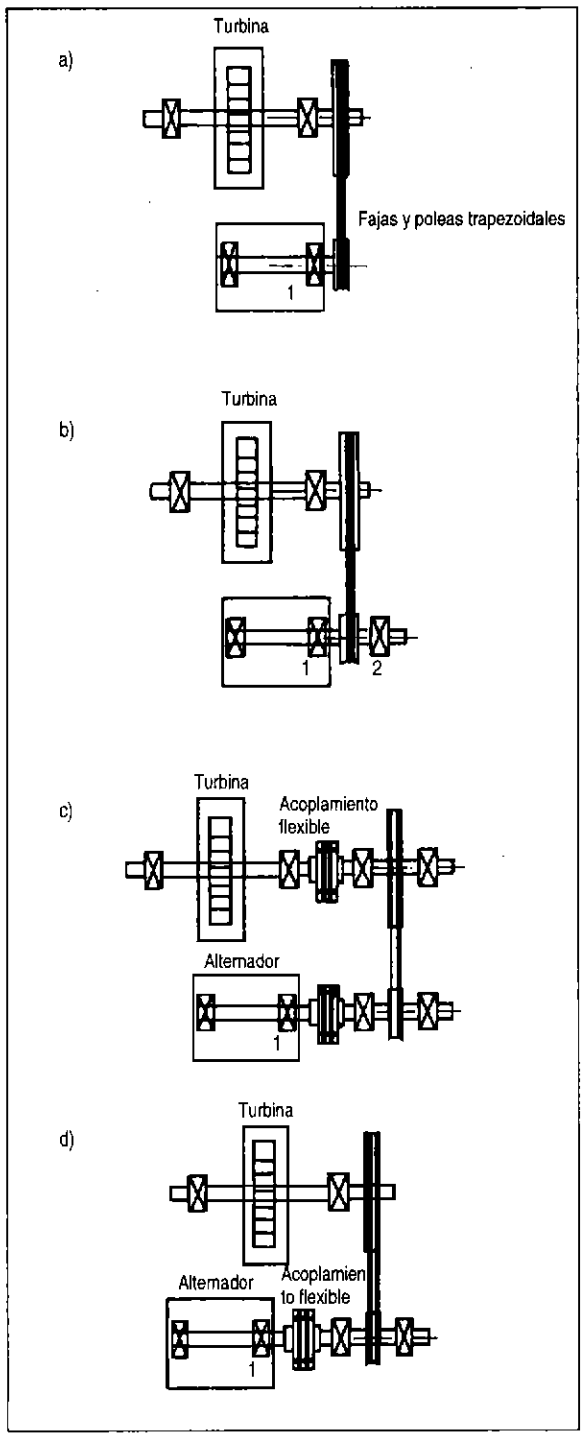


Fig. 6.12: Disposiciones más usadas.

Referencias bibliográficas:

1. DOBROVOLSKI, V; ZABLONSKI, K, "Elementos de Máquinas", Editorial MIR, Moscu, 1980
2. SOKOLOV, F.; USOV, P., "Mecánica Industrial", Editorial MIR, Moscu, 1977
3. MORING FAIRES, V., "Diseño de Elementos de Máquinas", Editoral Montaner y Simón S.A., Barcelona, Reimpresión, 1977
4. HORI A.,JUAN J., "diseño de Elementos de Máquinas", Cuarta Edición, UNI - Universidad Nacional de Ingenieria, Lima
5. QUAYLE, J.P., "Kempe's engineers year book", Morgan-Grampian Book Publishing Co. Ltda., London

Electricidad

7

7.1 Introducción

La potencia mecánica proveniente de una turbina hidráulica es aplicable directamente a otras máquinas y equipos tales como aserraderos, molinos de granos, molinos de caña, etcétera; sin embargo, la aplicación más frecuente es la generación de energía eléctrica a pesar de la pérdida de eficiencia del recurso.

Por ser un flujo de electrones a través de un conductor, la electricidad tiene sus ventajas prácticas:

a) Facilidad de transporte, aún a grandes distancias.

b) Los puntos de toma de energía pueden ubicarse en distintos lugares, lo cual permite flexibilidad y versatilidad en su aplicación.

c) Los sistemas de control son más económicos y versátiles, y sometidos a menores servicios de mantenimiento lo cual incrementa la confiabilidad y operatividad del sistema.

Este capítulo no tiene el objetivo de orientar al usuario hacia la necesaria aplicación de una microcentral hidráulica para producir electricidad; se ocupa, más bien, del uso de esta última cuando se la ha seleccionado después de haber realizado un balance racional del empleo del recurso.

Para el diseño y supervisión de un sistema eléctrico es necesario contar con los conocimientos adecuados de electricidad. En lo posible, se debería recurrir a un ingeniero electricista con experiencia, aunque esto podría resultar costoso, especialmente cuando se trata de sistemas muy pequeños. En tal caso, se debería contar por lo menos con el asesoramiento de un especialista. El encargado asumirá las siguientes responsabilidades:

a) Identificación de la aplicación.

b) Selección del equipamiento, maquinaria, elementos de control y protección.

c) Recepción, instalación, puesta en servicio y mantenimiento del equipo.

d) Coordinación para optimizar el equipamiento complementario del aprovechamiento, sea línea de transmisión, celdas de *subida* y *bajada*, etc.

7.2 Principios de electricidad

7.2.1 Definiciones-igualdades

Tensión, voltaje (V)

Es el potencial eléctrico o fuerza que hace fluir la corriente de electrones a través de un circuito. Su unidad es el **voltio** (V).

Intensidad de corriente, corriente (I)

Es el flujo de electrones de un circuito forzado por la tensión. Se mide en **amperios** (A).

Resistencia eléctrica (R)

Es la oposición al flujo de corriente. Su unidad es el **ohmio** (Ω). El elemento que posee resistencia es un resistor o resistencia.

Ley de Ohm

Es la ley fundamental que expresa la relación entre tensión, corriente y resistencia eléctrica (fig. 7.1):

$$V = I \cdot R$$

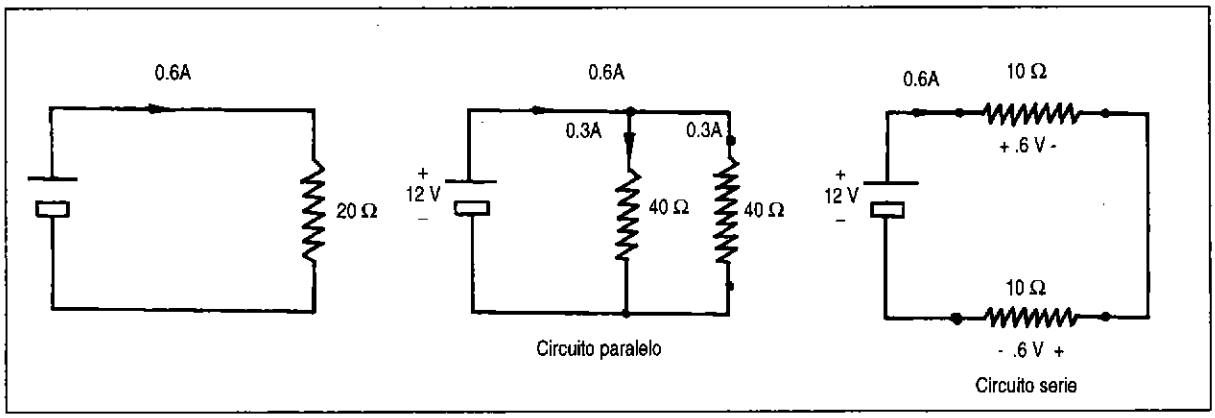


Fig. 7.1: Circuitos eléctricos básicos-Ley de OHM.

Corriente continua (DC)

Corriente eléctrica que fluye en una sola dirección, convencionalmente de nivel positivo (+) a nivel negativo (-).

Corriente alterna (AC)

Corriente eléctrica que varía repetidamente desde cero hasta un máximo valor positivo, decae a cero, pasa a un valor máximo negativo y luego regresa a cero en un período de tiempo.

Cuando los valores que toma la tensión alterna en cada instante se rigen por un ordenamiento senoidal como la onda observable en un osciloscopio de la figura 7.2, el valor de la tensión se da en **voltios efectivos o voltios RMS** (RMS=Root Mean Square), comúnmente llamados **voltios,** y su relación respecto al valor máximo o pico es:

$$V\,(RMS) = \frac{1}{\sqrt{2}} \,.\, V\ máximo$$

Frecuencia (f)

Sólo en corriente alterna es el número de ciclos completos de la alternancia de la corriente por unidad de tiempo. Su unidad es el **hertz** (Hz) que es igual a 1 ciclo por segundo.

Inductancia (L)

Se manifiesta en todo componente formado por un bobinado o arrollamiento. Tienen como estructura, principalmente, hierro magnético. 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).

En un circuito de corriente alterna con frecuencia f, la inductancia da como resultado una **reactancia inductiva** (X_L) que se mide en **ohmios** y se evalúa:

$$X_L\,(\Omega) = 2\pi \,.\, f \,.\, L$$

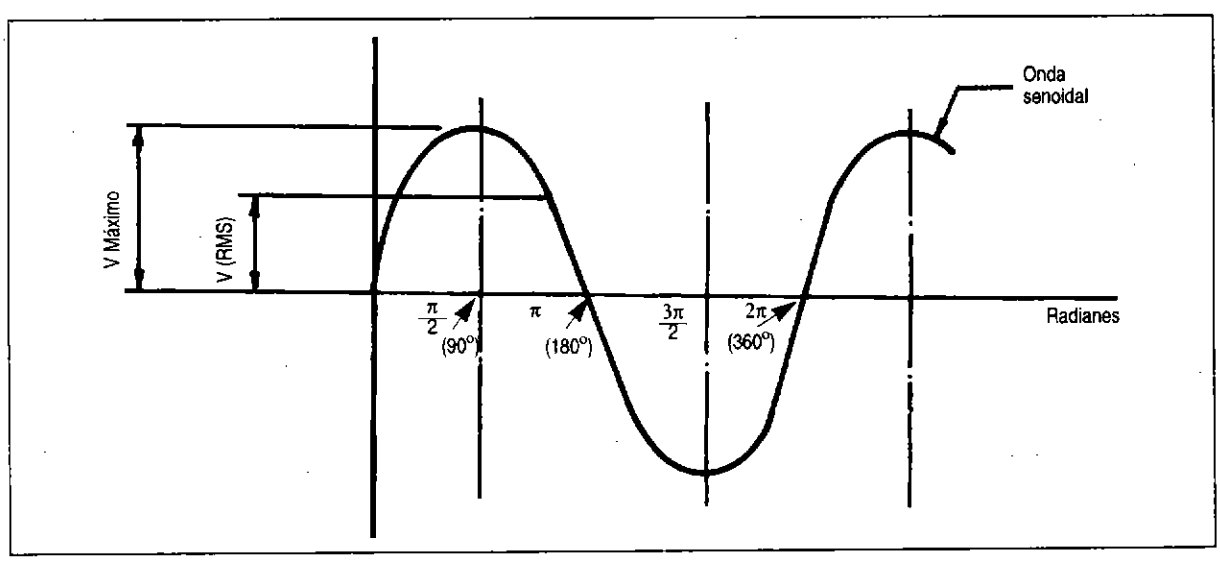


Fig. 7.2: Forma senoidal de la corriente alterna.

Capacitancia (C)

Si una tensión es aplicada a dos conductores separados por un aislante o 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 del aislante. 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).

Una capacitancia o condensador da origen en corriente alterna a la **reactancia capacitiva** (X_c) y se mide en **ohmios.**

$$X_c\,(\Omega) = 1/(2\pi \,.\, f \,.\, C)$$

Impedancia (Z)

Es la oposición al flujo de corriente cuando se aplica tensión alterna a un circuito, su unidad es el **ohmio;** se evalúa así:

$$Z\,(\Omega) = [\,R^2 + (X_L - X_c)^2\,]^{1/2}$$

La corriente alterna se rige también por la Ley de Ohm:

$$V' = I' \,.\, Z'$$

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 retraso o adelanto de la corriente respecto de la tensión. (**Fasor**: vector que gira describiendo un círculo sobre un punto central a una velocidad igual a la frecuencia del pulso eléctrico.) Ver figura 7.3.

$$Z' = R + j\,(X_L - X_c)$$

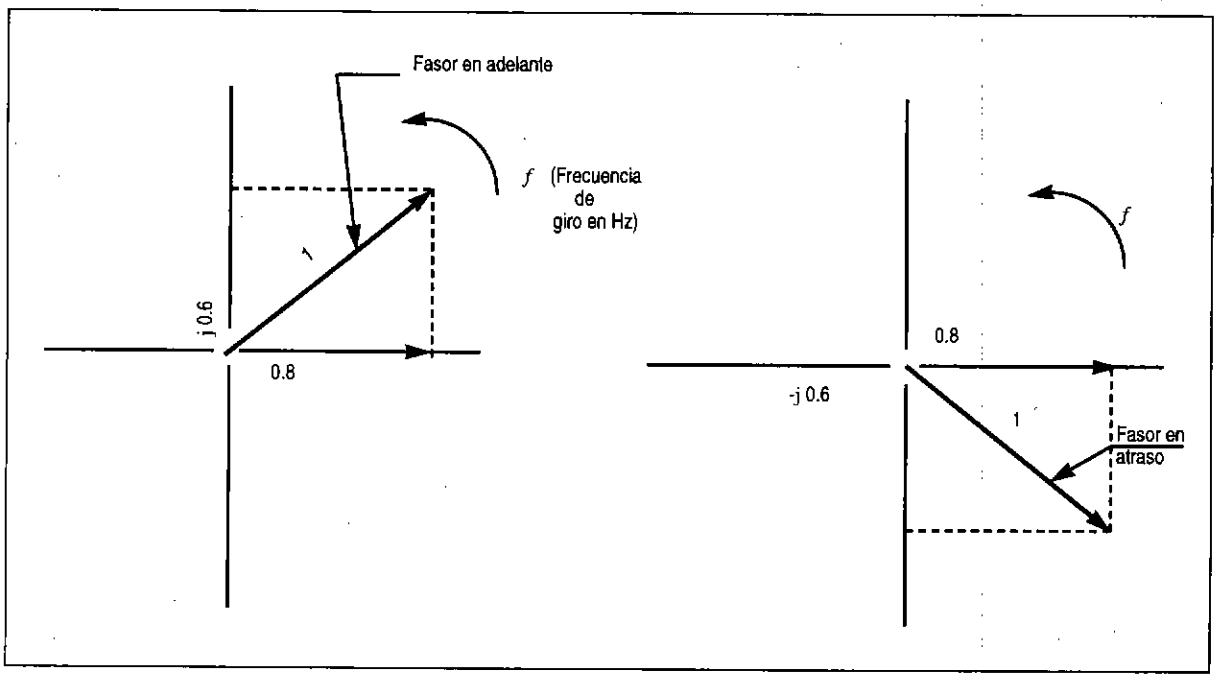


Fig. 7.3: Representación fasorial.

- **La resistencia pura** (R) causa que la corriente y tensión estén en "fase", es decir, cuando 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, es decir, que 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°, es decir, que la corriente alcance su máximo un cuarto de ciclo antes que la tensión (fig. 7.4).

7.2.2 Potencias y otros

Bases

Indica el acomodo físico y número de bobinados a los cuales se les induce tensión en un generador de corriente alterna.

Potencia activa o real (P)

Se define como la velocidad de la realización de trabajo. Su unidad es el WATT (W) y por comodidad de magnitud el KILOWATT (kW), 1000 W = 1 kW.

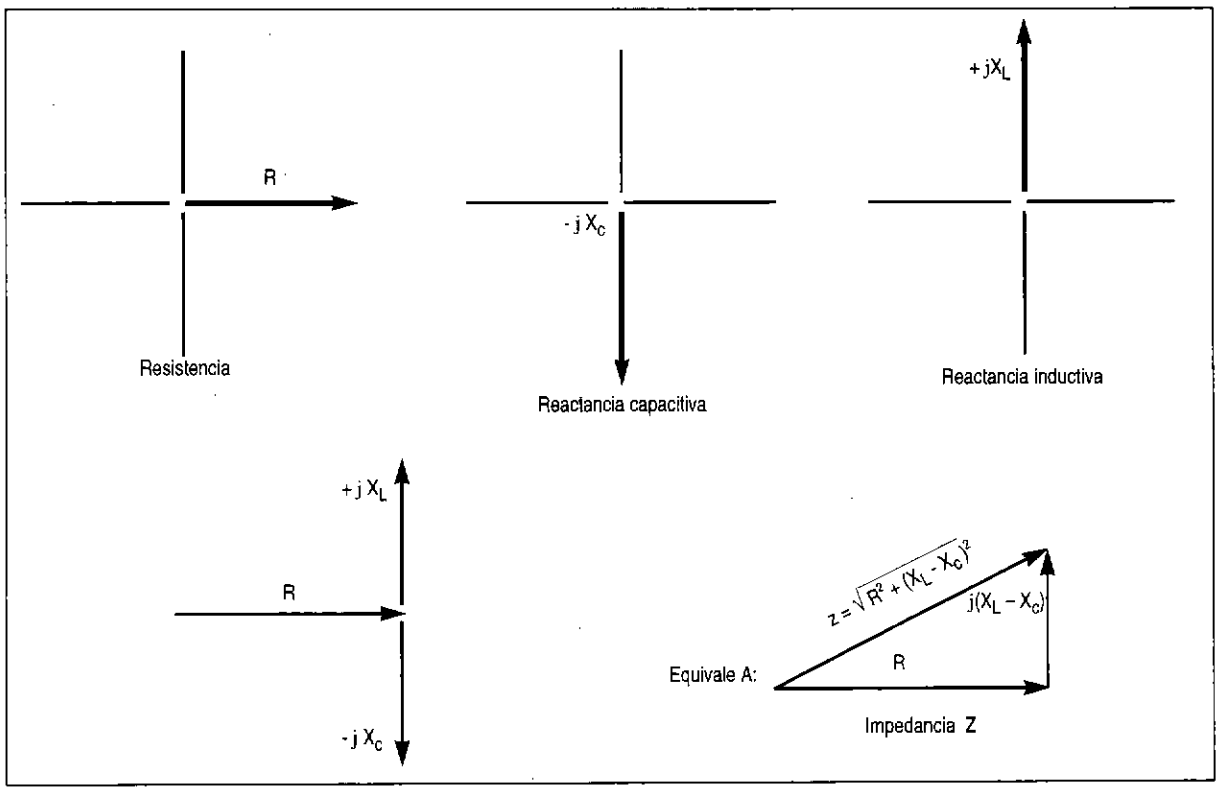


Fig. 7.4: Representación fasorial de la impedancia y sus componentes (R, X_L, X_C).

Anteriormente se utilizaba con frecuencia el HP (horsepower, unidad inglesa de medición de potencia). En la actualidad, se tiende cada vez más a usar el kW. (1 HP = 0.746 kW)

- En **corriente continua**, la potencia se evalúa así:

  P (W) = V (V) . I (A)

- En **corriente alterna monofásica** (una fase), la potencia es:

  P (W) = V (V) . I (A) . cos ø

  cos ø = Factor de potencia.

- En **corriente alterna trifásica** (tres fases), la potencia activa es:

  P (W) = $\sqrt{3}$. V (V) . I(A) . cos ø

Energía activa, kilowatt hora (kWh)

Es la medida de la energía consumida o suministrada; equivale a 1000 watts promedio de energía en el período de una hora.

Potencia aparente (S)

Si la corriente y la tensión no están en fase (no alcanzan su correspondiente valor máximo al mismo instante, como normalmente ocurre en los circuitos puramente resistivos), la potencia aparente se define como el producto de estos valores y se mide en **voltamperios** (VA) o **kilovolt-amperios** (kVA).

1 kVA = 1000 VA

- En **corriente alterna monofásica**, la potencia aparente es:

  S (VA) = V (V) . I (A)

- En **corriente alterna trifásica**, la potencia aparente es:

  S (VA) = $\sqrt{3}$. V (V) . I (A)

Factor de potencia, cos ø (FP)

Es la relación de la potencia activa o real, 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 desfasaje entre corriente y tensión; luego, el factor de potencia es unitario (cos ø = 1).

Las cargas inductivas puras toman como factor de potencia cero (cos ø = 0). Las cargas inductivas combinadas con resistivas, como motores eléctricos asín-

cronos, balastros, 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 (cos ø < 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, es decir, el ángulo de carga ø (fig. 7.5).

$$FP\ (\cos ø) = P\ (W)/S(VA)$$

Potencia reactiva (Q)

La parte de corriente que no está en fase con la tensión y que se manifiesta como corriente magnetizante de los motores de inducción o asíncronos, transformadores, balastros, condensadores y otros, pasa a multiplicarse por la tensión y a formar la potencia reactiva. Su unidad es el VAR, de mayor uso el kVAR, donde 1000 VAR = 1 kVAR.

$$Q\ (VAR) = V\ (V) \cdot I\ (A) \cdot \text{sen}\ ø$$

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, pérdidas de fluido, etcétera. La potencia de pérdidas se manifiesta mayormente como calor.

$$\eta\ (\%) = (P_s/P_e) \cdot 100$$

$$Pp\ (W) = P_e\ (W) - P_s\ (W)$$

$$\eta\ (\%) = (1 - (P_p / P_e)) \cdot 100$$

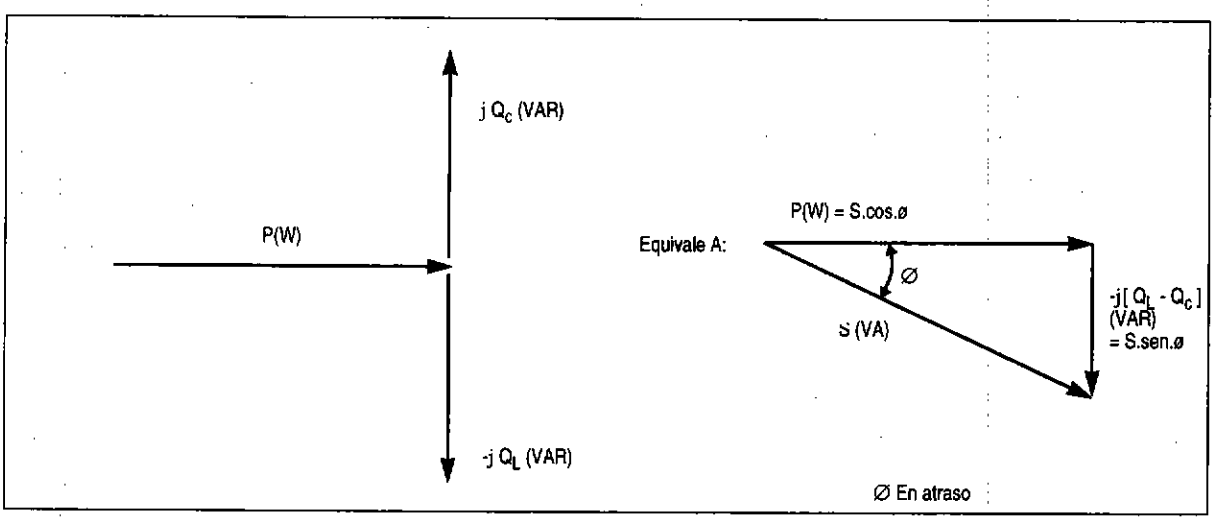


Fig. 7.5: Triángulo de potencias y Cos Ø.

7.3

Generadores eléctricos en microcentrales hidráulicas

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

7.3.1 Principios de generación eléctrica

Inducción electromagnética

Sea un campo magnético Φ, cuya unidad es el Weber, 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 o más espiras o vueltas N,

ubicadas entre ambos polos. Al **variar** el número de líneas de flujo que abrazan a estas bobinas, se *induce* o *crea* en ellas una tensión en voltios denominada fuerza electromotriz -FEM-, que tomará el símbolo E.

Los elementos así formados que dan lugar a una máquina eléctrica rotativa son:

- **Campo,** formado por líneas de flujo Φ ; y
- **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 RPM (revoluciones por minuto), aplicado por el giro del rodete de la turbina a uno de los elementos anteriores.

Según el elemento al 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. Ejemplo, 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.

Comúnmente al elemento estático se le llama **estator,** y al elemento rotativo, **rotor** (fig. 7.6).

La frecuencia del pulso eléctrico alterno depende directamente de la velocidad de giro de la máquina y cumple con la relación:

$$f\,(Hz) = n\,(RPM) \,.\, p\,(polos) \,/\, 120 \qquad \text{(ec. 7.1)}$$

La máquina más elemental tiene sólo dos polos, las más avanzadas tienen mayor número de polos.

El principio de inducción electromagnética se puede expresar por la relación:

$$E\,(V) = k_1 \,.\, N \,.\, f\,(Hz) \,.\, \Phi\,(Wb) \qquad \text{(ec. 7.2)}$$

donde:

k_1 es un factor de proporciones y unidades

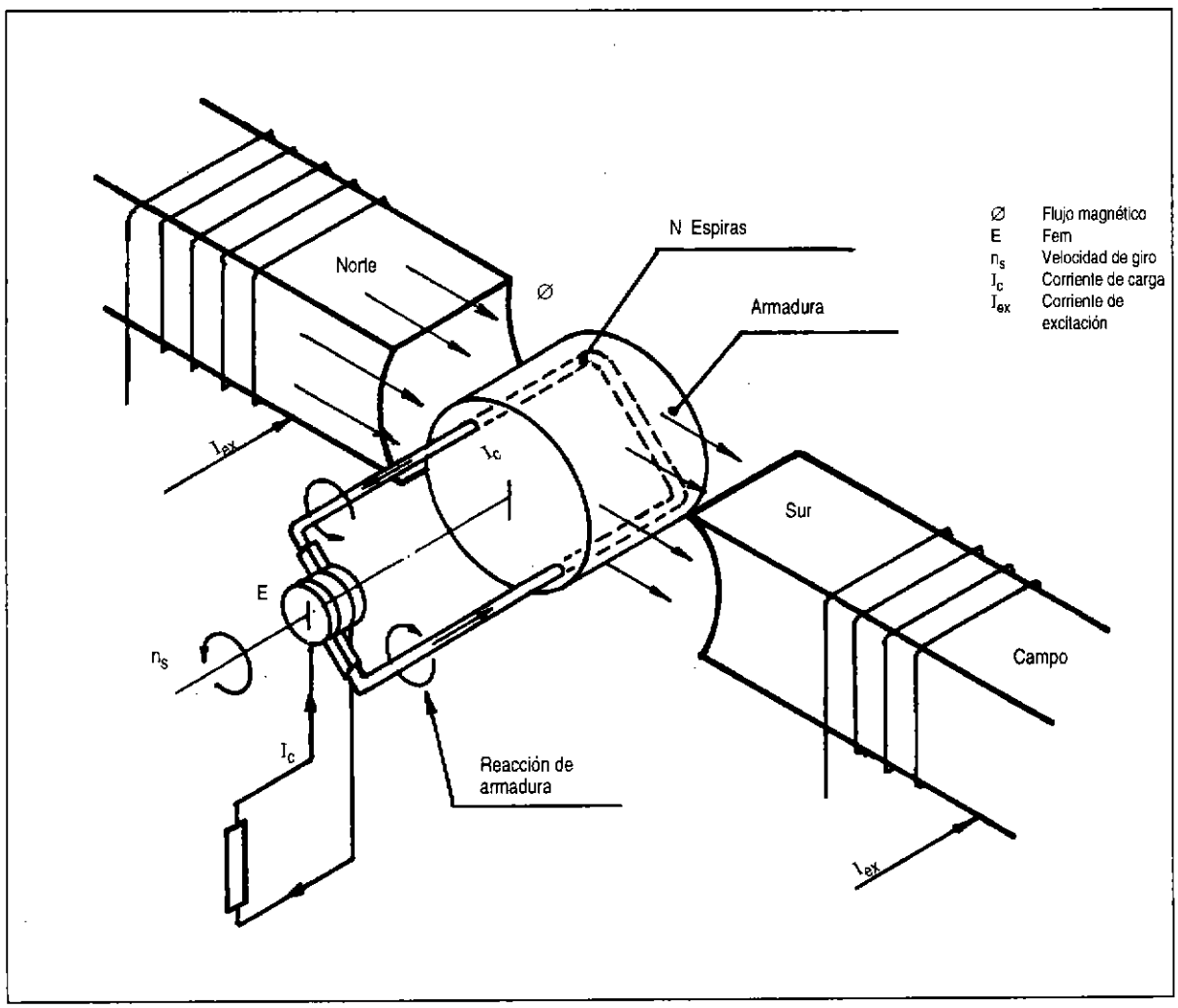


Fig. 7.6: Generador eléctrico elemental.

Fuerzas en un campo magnético sobre los conductores con corriente circulante

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 causa una concentración de flujo al lado del conductor donde coinciden en sentido, así como una disminución sobre el lado donde son opuestos (fig. 7.7).

En un generador, la concentración de líneas de flujo indicadas en las figuras produce un par de fuerzas (torque), que trata de detener el movimiento rotativo y regresar a la bobina a su posición inicial. Para vencer este par de fuerzas, el **accionamiento primo**,la turbina, debe entregar más energía **mecánica** y así mantener el movimiento. Al aumento de corriente circulante por el conductor (la bobina), aumentará la necesidad de energía mecánica. La corriente circulante aumenta cuando se conecta más carga eléctrica (más resistencias, más impedancias) a la armadura del generador.

Reacción de armadura

En la figura 7.8 se puede observar que, en el lado del conductor donde los flujos son opuestos, hay una pérdida de líneas de campo (pérdida de fuerza) 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 (más carga eléctrica), mayor caída de tensión. Este es el efecto denominado **reacción de armadura.**

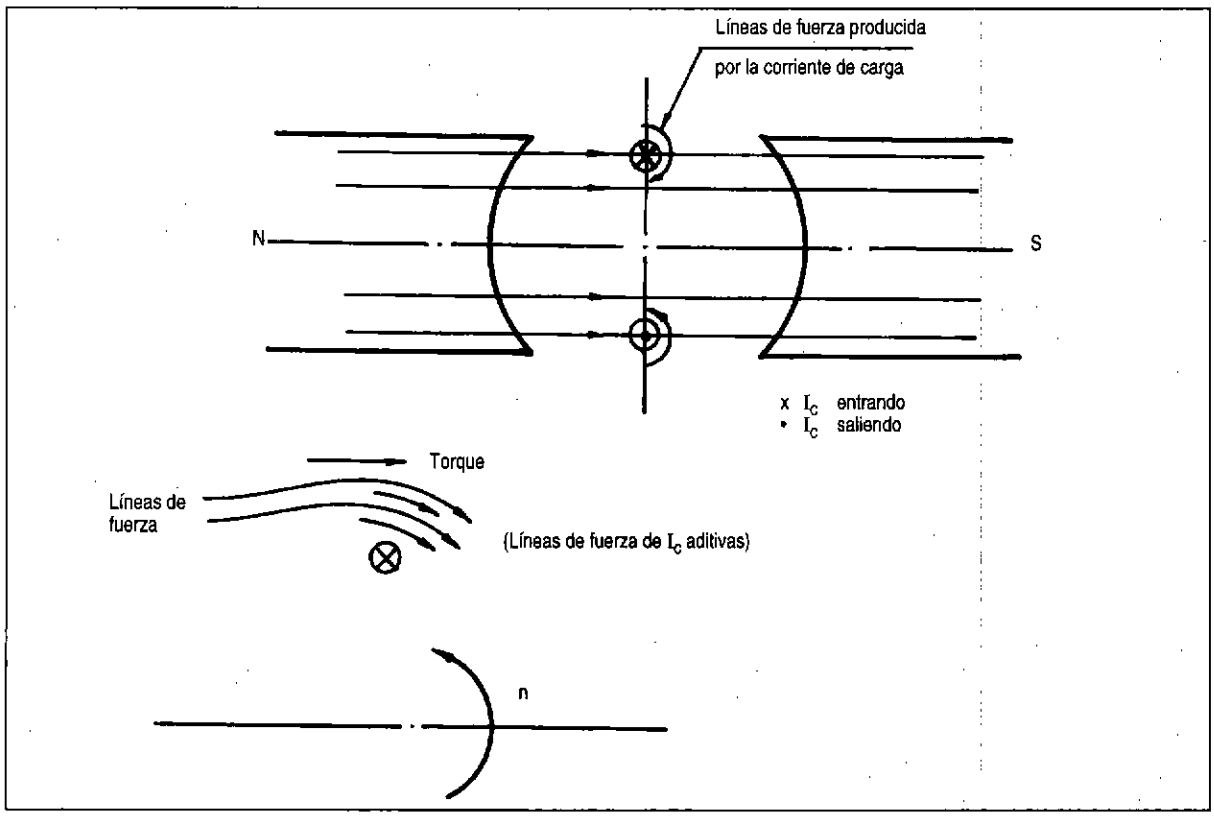


Fig. 7.7: Efecto de la corriente circulante sobre los conductores.

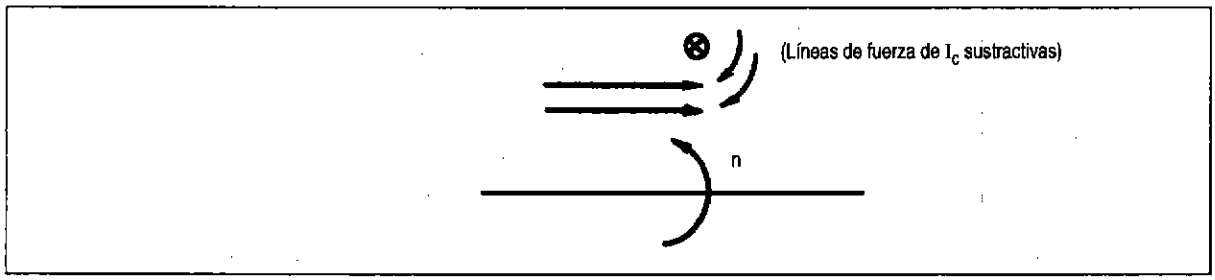


Fig. 7.8: Efecto de la reacción de la armadura.

Excitación de campo

Ya sabemos que los conductores que llevan corriente producen un flujo magnético Φ. En los polos principales el flujo se obtiene a partir de bobinas conductores con N_e vueltas ubicadas alrededor de los cuerpos de los polos (llamados **bobinas de campo**) y 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 (por ejemplo, una batería), llamada **excitación independiente.**
- Desde la misma armadura del generador (tensión), denominada **autoexcitación.**
- Usando la corriente de carga del generador, o **excitación serie.**
- Usando excitación mixta desde la armadura (tensión) y la corriente de carga del generador, o **excitación compuesta.**

7.3.2 Componentes de generadores eléctricos

Circuito magnético

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

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

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

El **magnetismo remanente** es la pequeña cantidad de energía magnética que almacenan los núcleos hechos con materiales ferromagnéticos y que sirven para inicializar la generación eléctrica o cebado en las máquinas autoexcitadas (fig. 7.9).

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 las escobillas que son de carbón grafitado como elemento estático, y el colector que se monta sobre el eje giratorio.

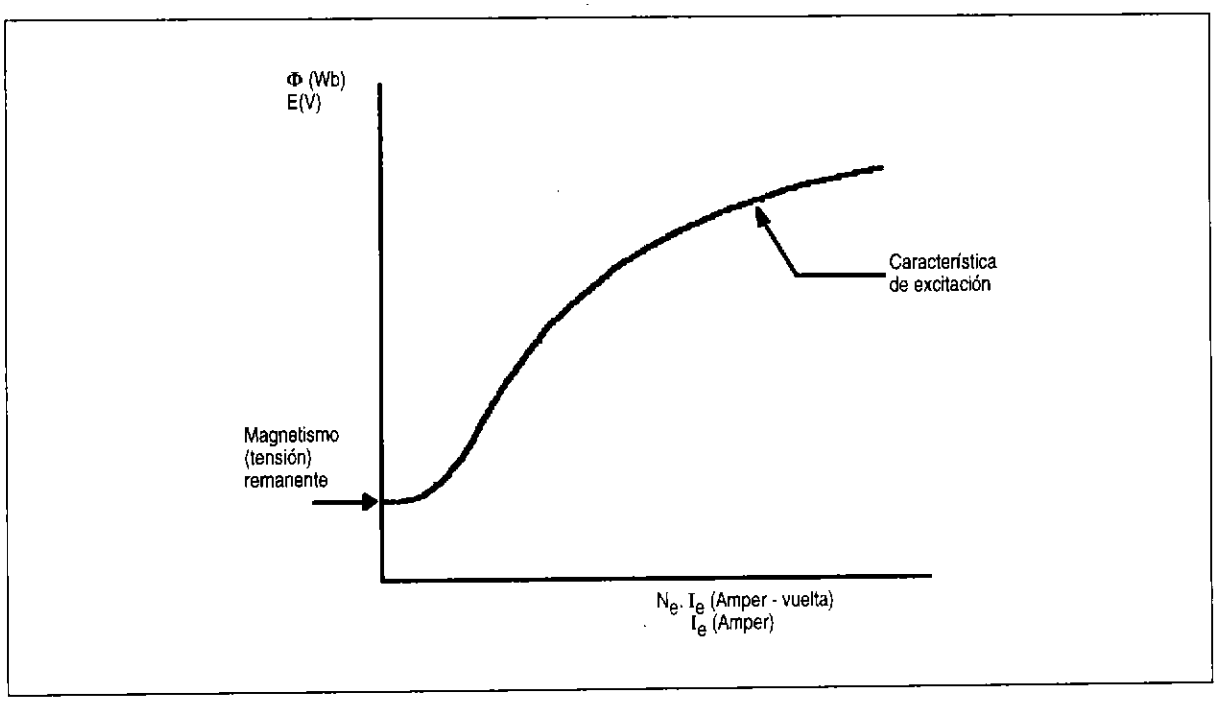


Fig. 7.9: Característica de magnetización de un generador.

El paso de corriente por la resistencia natural de todo conductor produce pérdidas que se manifiestan como calor (efecto Joule); luego, a más corriente, más pérdidas y más calor.

Aislamiento-circuito dieléctrico y térmico

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

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

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

La clasificación internacional de los aislamientos indica:

Clase A. Material: algodón, madera, papel impregnados con barniz, resinas fenólicas (bakelita)

Temperatura máxima: 105°C

Clase B. Material: mica, asbestos laminados, fibra de vidrio

Temperatura máxima: 130°C

Clase F. Material: fibra de vidrio, poliester, papel arámido (nomex)

Temperatura máxima: 155°C

Clase H. Material: fibra de vidrio, poliester imídico, papel mica, resinas siliconas.

Temperatura máxima: 180°C

Las diferentes normas condicionan la operación de las máquinas a los siguientes límites de temperatura:

Temperatura ambiente: 40°C

Clase de aislamiento	Sobre-elevación de temp. admisible	Temperatura total máxima en el aislamiento
A	60°C	100°C
B	80°C	120°C
F	100°C	140°C
H	125°C	165°C

El período de servicio que NEMA (National Electrical Manufacturers Association) asigna al aislamiento a la temperatura total máxima, es de un promedio de 20,000 horas. La aplicación de una clase de aislamiento determina el tamaño de la máquina; así, a mayor temperatura de trabajo, disminuye el tamaño, y por lo tanto, el peso del equipo, pero se incrementan las pérdidas y la eficiencia es menor.

En la fabricación de generadores, se prefiere el aislamiento clase F porque permite una buena optimización técnica de dimensiones, eficiencias y niveles térmicos compatibles con componentes comerciales; en el aspecto económico, arroja la segunda relación comercial más alta potencia/peso, y los materiales son de amplia comercialización.

En segundo lugar de preferencia está la clase B por su eficiencia y temperaturas más manejables, aunque tiene mayor costo.

Sistema de enfriamiento

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

Soporte mecánico

- **Carcasa.** Forma el soporte, los anclajes y la cubierta metálica de protección de las partes vivas (núcleos magnéticos y bobinados de la máquina).
- **Soporte de cojinetes,** o escudos de la máquina. Uno en el extremo accionado por la máquina prima y el otro en el extremo libre.
- **Cojinetes.** Se usan cojinetes antifricción o rodamientos en las combinaciones siguientes según la dirección del eje:

Aplicación	Extremo accionado	Extremo libre
Horizontal	Rígido de bolas	Rígido de bolas
	Rodillos cilíndricos	Rígidos de bolas
	Rígido de bolas	Rígido de bolas
Vertical	Cónicos apareados	Rodillos cilíndricos
	Rodillos oscilantes	Rodillos oscilantes

Los rodamientos de bolas son suministrados con obturaciones y engrasados, por lo que no necesitan reengrase durante el servicio. Cuando el accionamiento es indirecto, por ejemplo, poleas con fajas o reductores de engranajes , es necesario prever un redimensionado de los rodamientos para asegurar la vida de este elemento.

Por lo general, la lubricación se realiza con grasa. Los períodos de reengrase dependen de las condiciones de operación y del ambiente; un buen promedio es cada 400 horas aproximadamente.
Los períodos de vida razonables para la aplicación se encuentran entre 20,000 y 50,000 horas, con el fin de evitar el encarecimiento del equipo.

A causa de la posibilidad de ingreso de agua a los cojinetes se recomienda el uso de grasa con base lítica y aceite mineral. Las operaciones hasta 70°C están en un nivel aceptable.

- **Eje de accionamiento.** Para esta aplicación los generadores tienen un extremo de eje que se acopla directa o indirectamente a la turbina. Vienen con un canal chavetero cuyas dimensiones recomendadas son:

Según ISO (Norma internacional)

Diámetro de eje (mm)	Chaveta: Ancho (mm) x Altura (mm)
Mayor de 17 hasta 22	6 x 6
Mayor de 22 hasta 30	8 x 7
Mayor de 30 hasta 38	10 x 8
Mayor de 38 hasta 44	12 x 8
Mayor de 44 hasta 50	14 x 8
Mayor de 50 hasta 58	16 x 8
Mayor de 58 hasta 65	18 x 11
Mayor de 65 hasta 75	20 x 12

Según ASA (Norma norteamericana)

Diámetro de eje (Pulg)	Chaveta cuadrada (Pulg)	Chaveta rectangular Ancho x Alto (Pulg)
Mayor a 5/8 hasta 7/8	3/16	3/16 x 1/8
15/16 hasta 1+1/4	1/4	1/4 x 3/16
1 + 5/16 hasta 1+3/8	5/16	5/16 x 1/4
1 + 7/16 hasta 1+3/4	3/8	3/8 x 1/4
1 + 13/16 hasta 2+ 1/4	1/2	1/2 x 3/8
2 + 5/16 hasta 2+3/4	5/8	5/8 x 7/16
2 + 7/8 hasta 3+1/4	3/4	3/4 x 1/2

7.4

Generadores de corriente continua

Los generadores de corriente continua convencionales no se utilizan en la actualidad; nos remitimos a ellos porque se encuentran en hidroeléctricas de antigua fabricación o como excitatrices de alternadores obsoletos.

7.4.1 Generador convencional o dínamo. Principio de operación

En este generador el campo magnético es estático y las bobinas de armadura son rotativas. La tensión inducida es alterna, y es rectificada por el colector o conmutador y las escobillas; así, la corriente de salida es continua.

7.4.2 Construcción

- La carcasa forma parte del circuito magnético activo y sostiene a los polos.
- Los polos son los núcleos magnéticos alrededor de los cuales se enrollan las bobinas de campo.
- La armadura con sus bobinas se monta sobre el eje.

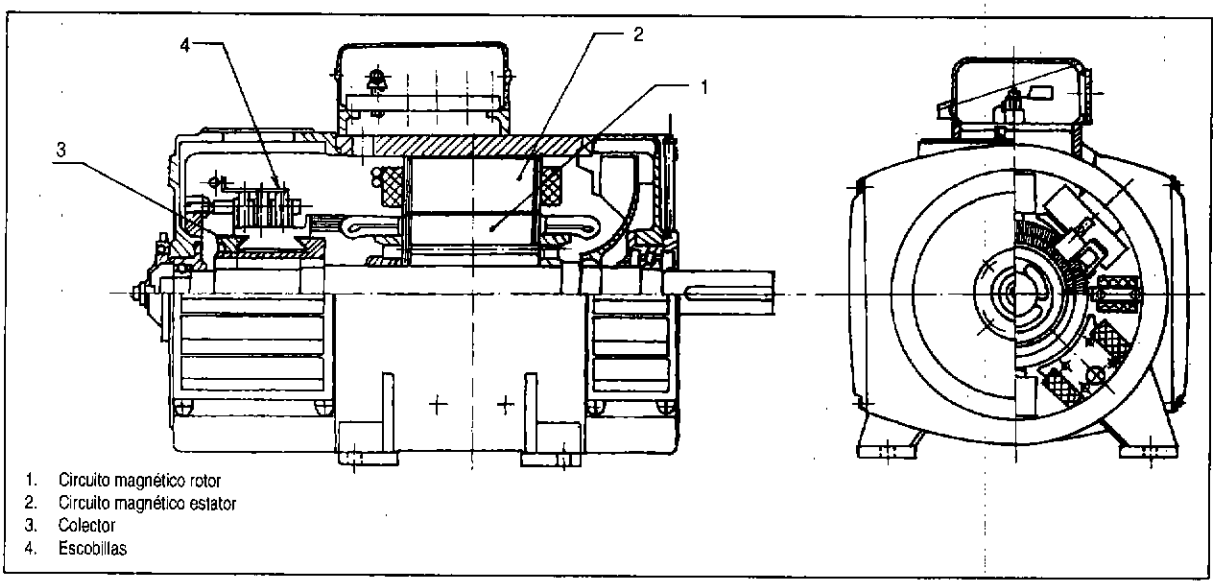


Fig. 7.10: Generador de corriente continua o dínamo.

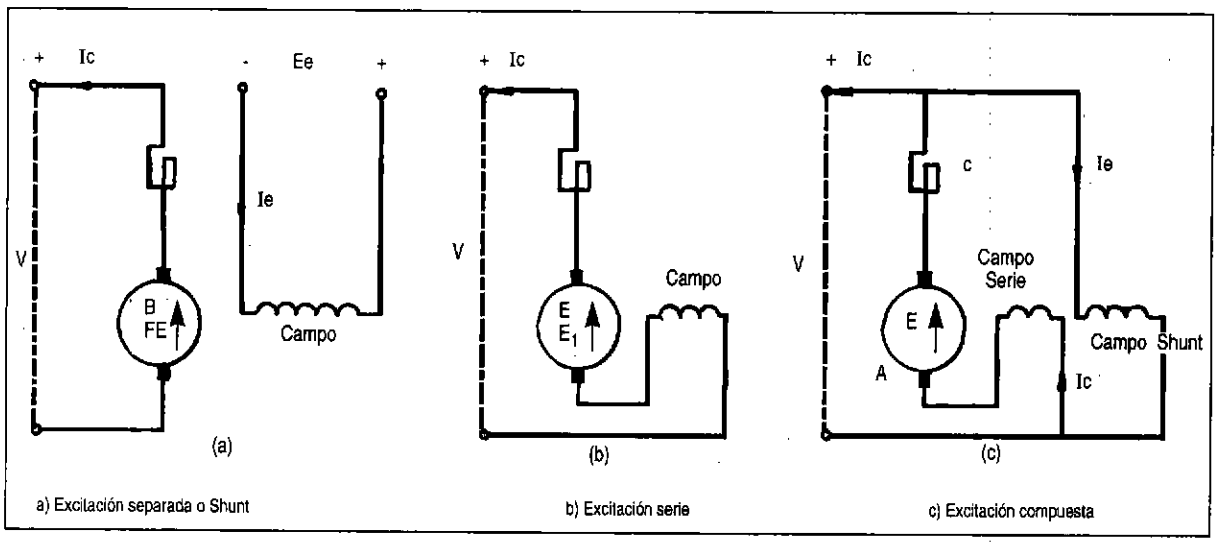


Fig. 7.11: Tipos de generadores de corriente continua.

- El conmutador, que es el corazón de la máquina juntamente con las escobillas, rectifica la corriente y está formado por barras de cobre al que se sueldan los extremos de las bobinas de armadura (fig. 7.10).

7.4.3 Criterios de selección

Entre las ventajas que estas máquinas presentan están:

- Suministros de tensión sin rizado u ondulaciones de la onda de salida.
- Excelente respuesta que permite ser una fuente precisa para elementos de control.

Entre las desventajas están:

- Para evitar pérdidas excesivas por transporte (este tipo de corriente no puede elevarse o reducirse con elementos económicos como los transformadores), el centro de consumo debe hacerse lo más cerca posible al centro de generación, lo que en un aprovechamiento hidráulico es difícil de lograr.
- Los dispositivos y aparatos que conforman las cargas domésticas, industriales y de iluminación utilizan corriente alterna por lo que este tipo de generador es inaplicable.
- El uso está limitado a generación de pequeñas potencias para carga de acumuladores o baterías.

7.4.4 Mantenimiento específico

A pesar de ser una máquina de construcción robusta, el dínamo es un dispositivo delicado. Las pruebas en fábrica para conseguir las características de placa y de conmutación son largas y costosas, lo que determina que su operación sea constantemente vigilada. Excepto por el conmutador y las escobillas, el mantenimiento de la máquina de continua difiere poco del resto de máquinas eléctricas rotativas.

- Para obtener una buena conmutación, las escobillas deben verificarse periódicamente, observando la libertad de movimiento en los portacarbones, así como la presión y longitud suficientes.
- El cuello del conmutador no es aislado y recibe toda la tensión generada, por lo que debe limpiarse del polvo de carbón gastado y del aire de ventilación pues ocasionan corriente de fuga a la masa.

7.4.5 Averías, causa y remedio específico

La avería más notoria es la mala conmutación que origina chisporroteo y quemaduras en las barras de cobre del colector (delgas). Las causas y remedios usuales son:

- Escobillas en lugar incorrecto. Marcar durante el mantenimiento la posición correcta.
- Mica que separa las delgas sobresaliente. Cortar la mica 1 mm. por debajo de la superficie de deslizamiento.
- Conmutador rugoso, quemado, surcado. Rectificar la superficie de deslizamiento del conmutador.
- Mal contacto de escobillas. Asentar las escobillas y permitir que se muevan libremente en los portacarbones.
- Chirrido de escobillas. Recambio de escobillas por grado y dimensión correctas.
- Bobinas de campo con polaridad invertida o en corto circuito. Rectificar conexión y rebobinar donde sea necesario.
- Sobrecarga. Limitar la carga a la potencia nominal del generador.

7.4.6 Generador de corriente continua automotriz

El principio de operación de este generador es similar al del alternador (que veremos posteriormente) con la diferencia de que el régimen de velocidad de giro es variable.

La tensión se mantiene casi constante a pesar del cambio de velocidad y la carga aplicada. Genera tensión alterna la cual es rectificada con diodos de sílicio.

La potencia obtenida es de pequeña magnitud (entre 300 y 1000 watts), y las tensiones son de 12 a 24 voltios; se aplica exclusivamente para cargar baterías. Giran a velocidades altas (mínimo 2000 rpm), lo cual implica el uso de sistemas de transmisión apropiados entre turbina y generador.

Los criterios de selección para su empleo son más limitados que el de un dínamo pero deben preferirse por su bajo costo y por la existencia comercial de piezas de recambio en el mercado.

El programa de mantenimiento, localización de averías y remedio es el mismo que se aplica a la máquina síncrona.

7.5

Generador síncrono

El generador síncrono es la máquina de uso prioritario en las unidades de generación. Con el tiempo ha tenido una tremenda evolución en su análisis, magnitud de potencia, y métodos de enfriamiento; sin embargo, su estructura básica sigue siendo la misma que cuando fue introducida en el siglo pasado.

7.5.1 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, en este caso la turbina hidráulica.

a) Frecuencias síncronas normalizadas: 50 Hz y 60 Hz.

b) Velocidades síncronas deducibles de la frecuencia f y el número de polos p de la máquina (Ec. 7.1).

$$n_s \text{ (RPM)} = 120 \cdot f \text{ (Hz)} / p$$

Frecuencia (Hz)	Polos	Velocidad síncrona (RPM)
50	2	3000
	4	1500
	6	1000
	8	750
	10	600
	12	500
60	2	3600
	4	1800
	6	1200
	8	900
	10	720
	12	600

7.5.2 Generador síncrono-principio de operación

El generador síncrono tiene el bobinado de campo excitado por corriente continua y la tensión desarrollada en la armadura es alterna, de ahí que también 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 dar lugar a una o más fases.

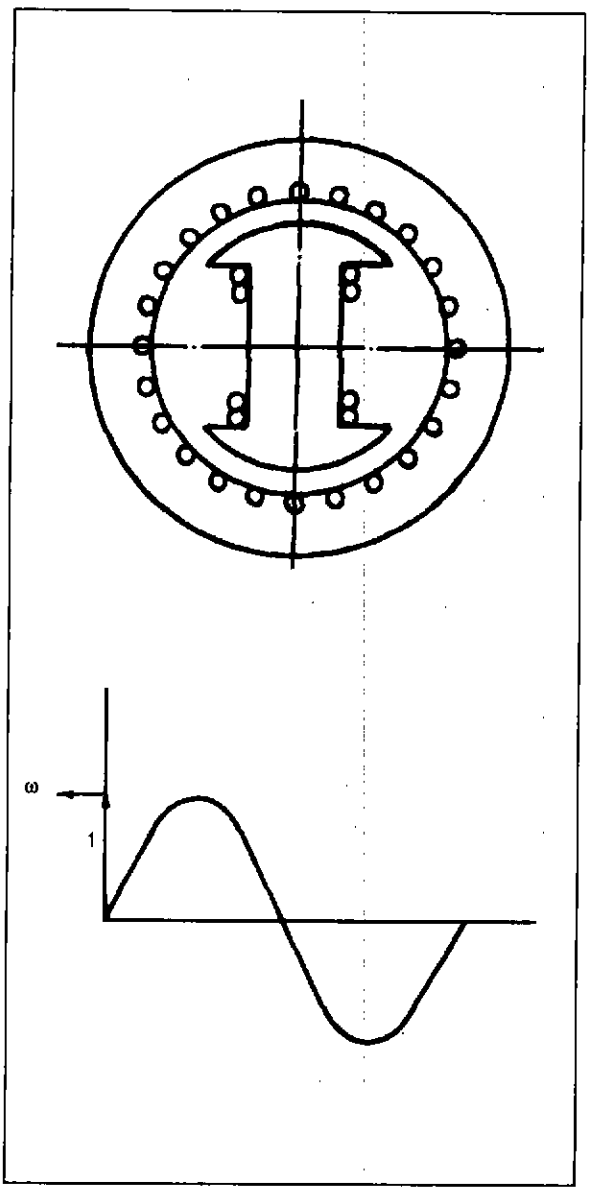


Fig. 7.12:
Onda de la tensión generada por un alternador monofásico.

El generador **monofásico** tiene una sola fase y en la máquina elemental de dos polos se acomodaría como en la figura 7.12. En esta se aprecia también la tensión de salida. Se usa por tres razones principales:

- Cuando el alternador debe operar en paralelo con otro existente de un sistema monofásico.

- En aplicaciones de potencia relativamente baja potencia (usualmente no mayor a 30 kVA).
- Provisionalmente cuando se espera el crecimiento futuro de la demanda.

El alternador **trifásico** tiene tres fases distanciadas 120° entre sí. La disposición de bobinas y las tensiones de salida de la armadura en el generador elemental de cuatro polos se pueden observar en la figura 7.13. La forma de interconectar las fases da lugar a dos principales tipos de conexión:

- Conexión estrella, y
- Conexión triángulo.

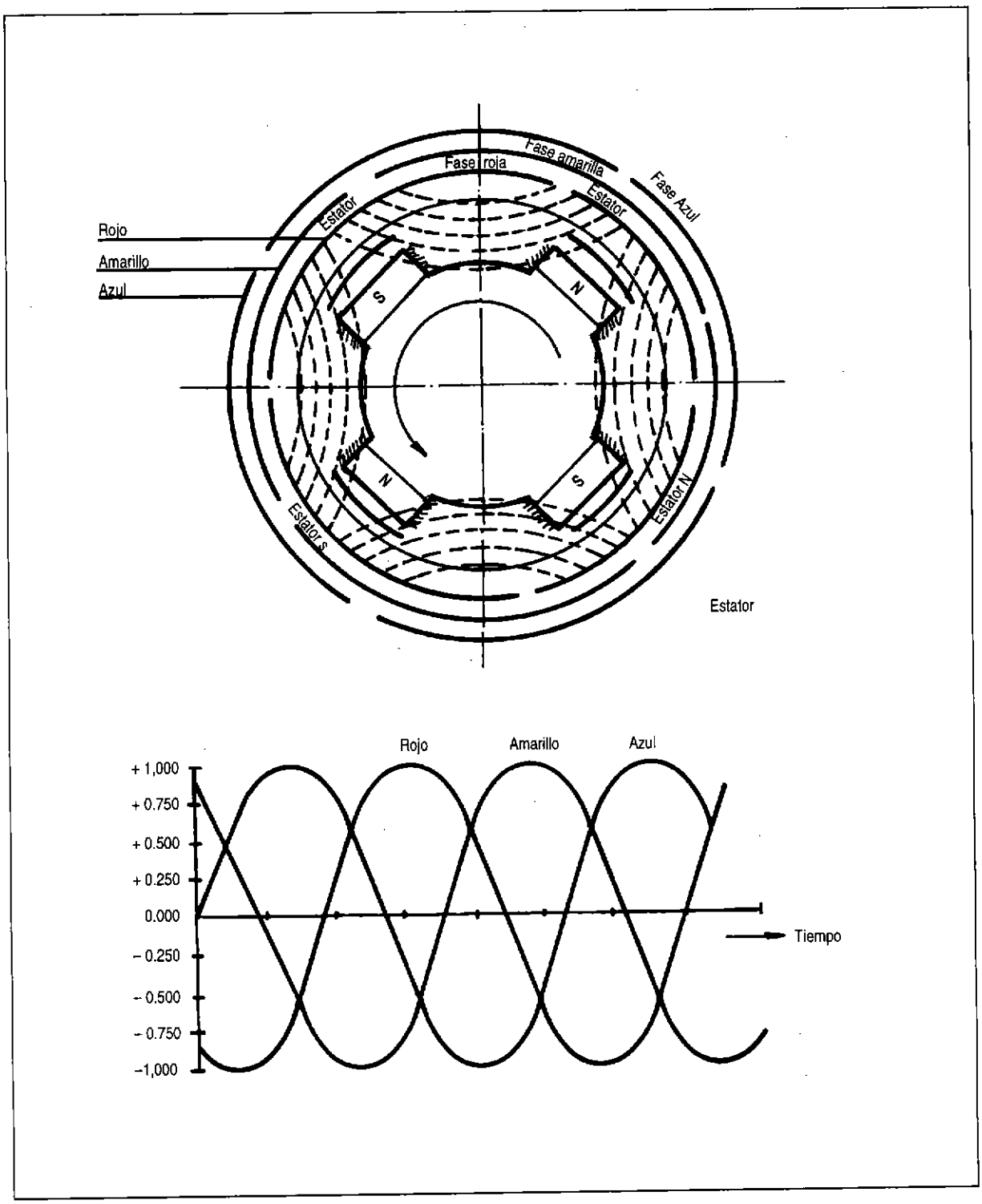


Fig. 7.13: Generador trifásico de cuatro polos y tensiones de salida.

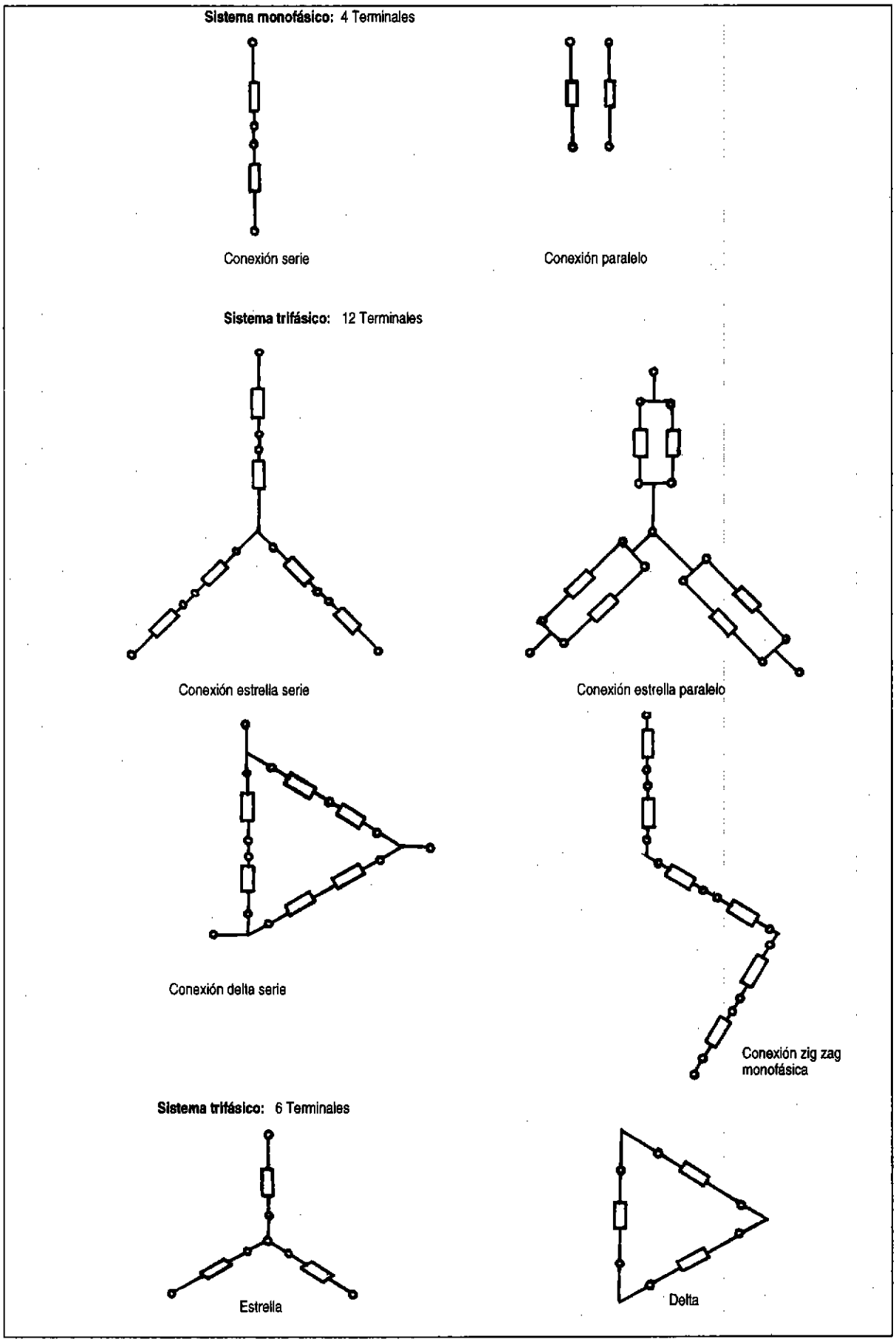


Fig. 7.14: Conexiones de alternadores

El sistema trifásico es el más difundido por lo siguiente:

- Es el método más simple y económico de producir energía eléctrica; su transporte es más liviano (alternador 75% de peso y conductor 87% de peso del equivalente monofásico).
- Es el método más simple y económico de consumo de energía (5% de pérdidas en la conducción, dispositivos por lo menos 2% más eficientes que el monofásico equivalente).
- Motores eléctricos más simples (no usan condensadores para el arranque), menos pesados, más eficientes que el monofásico equivalente, y con amplia difusión comercial.

Excitatriz. Es el generador auxiliar que provee de corriente eléctrica al campo. Usualmente se monta sobre el eje del alternador para aprovechar la misma fuente de energía mecánica de rotación.

7.5.3 Construcción

Se presentan las siguientes formas constructivas:

Por la ubicación del campo:

a) **Armadura rotativa.** El campo está estático y sus componentes son idénticos al generador de corriente continua. El colector está formado por anillos rozantes, por lo que es una máquina de alta robustez. En la actualidad se produce en pequeñas cantidades y está limitado a bajas potencias por la dificultad de dar salida con escobillas a la corriente generada y por los altos pesos de los bobinados en el rotor que implicaría el incremento de potencia (fig. 7.15).

b) **Campo rotativo.** La armadura está constituida por el estator y el campo del rotor. Es la forma más difundida de fabricación (fig. 7.16).

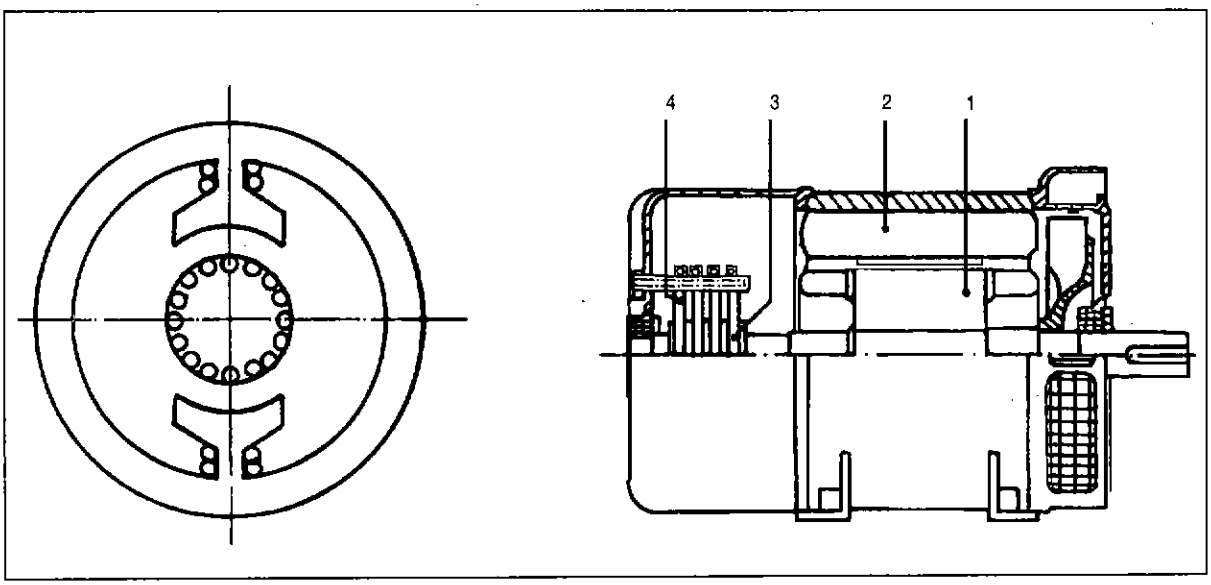


Fig. 7.15: Alternador de armadura rotativa.

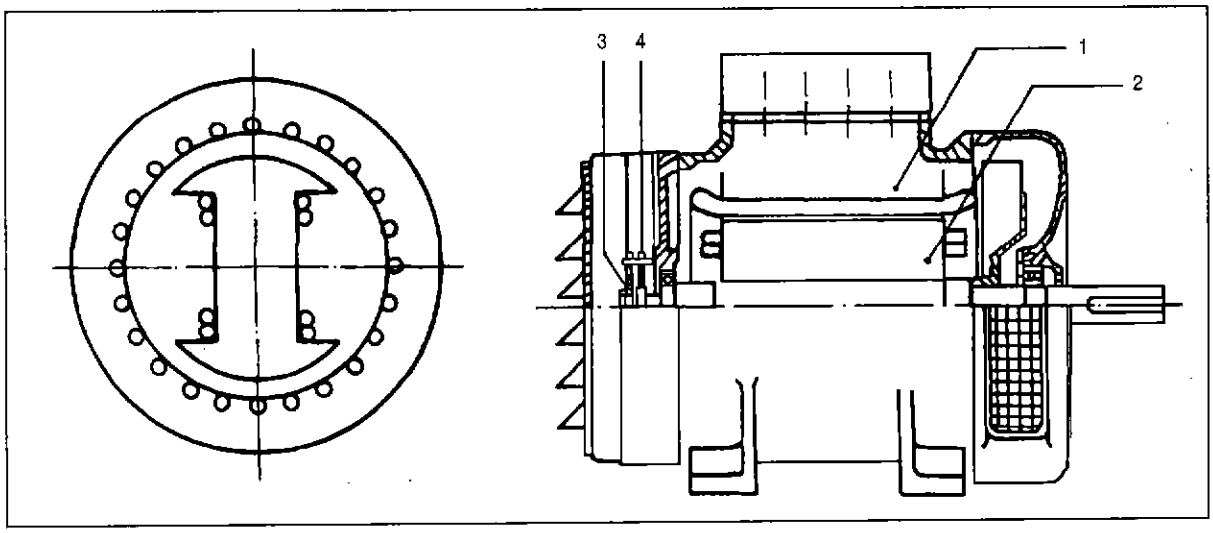


Fig. 7.16: Alternador de campo rotativo.

Por el uso de escobillas:

a) **Con escobillas.** Como en el caso del alternador de armadura rotativa, también se aplica al de campo rotativo. Antiguamente la excitatriz era un dínamo y la corriente continua de excitación se inyectaba a través de carbones y anillos rozantes.

   En la actualidad se usa escobillas en los alternadores de pequeña corriente de excitación; también en los alternadores muy grandes donde las excitatrices son dispositivos del estado sólido que veremos a continuación.

b) **Sin escobillas.** El uso confiable y económico de los rectificadores de silicio dio lugar al generador síncrono sin escobillas que se compone de:

   - Un alternador de campo rotativo como fuente de potencia de consumo o **alternador principal.**
   - Un alternador de armadura rotativa trifásico como **excitatriz.**
   - Un puente rectificador con diodos de silicio que vuelve continua la corriente producida por la excitatriz y excita al campo del Generador principal.

7.5.4 Regulación de tensión

En sistemas autónomos como las microcentrales hidráulicas que no se interconectan a otra red de energía eléctrica, los alternadores atienden carga doméstica, iluminación pública 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.

Recordemos 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.

$$V\,(\%) = (V_0 - V)/V_0 \,.\, 100$$

Por frecuencia de aplicación describiremos los siguientes tipos de reguladores.

7.5.5 Regulador automático de tensión (AVR) electrónico

Principio de operación. Es un dispositivo fabricado con elementos de estado sólido montados sobre una tarjeta impresa. Su misión es mantener el nivel de tensión constante a cualquier condición de carga dentro del valor nominal del alternador aún con variaciones de la velocidad (5%).

Toma como señal la tensión de salida del alternador, la compara y emite automáticamente hacia el campo de la excitatriz la corriente continua necesaria para mantener la tensión en el nivel de calibración.

Dividiendo un AVR en circuitos operativos tenemos:

a) **Circuito sensor y comparador.** Toma la señal, compara con una referencia precalibrada y detecta el error.

b) **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).

c) **Circuito de control de potencia.** Formado por diodos de silicio y tiristores. Toma la potencia del mismo alternador; según el error y la señal del disparo rectifica la corriente que se aplica al campo de excitatriz para corregir las variaciones de tensión.

d) **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 AVR y Alternador. De este circuito depende la velocidad de respuesta del equipo ante cambios bruscos de carga.

e) **Circuito de protección por baja velocidad motriz.** El AVR básico sólo sensa tensión. Consecuentemente, para evitar sobreexcitación por caída en la velocidad de giro (ver ecs. 7.1 y 7.2), 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 luego se ha extendido su aplicación a los alternadores de mayor potencia constituyendo los llamados excitadores estáticos. Los niveles de regulación de tensión se encuentran en valores usuales de ± 1.5% llegando hasta ± 0.25%.

El diagrama de bloques de la figura 7.17 representa la interconexión de funciones entre circuitos. En la figura 7.18 se muestra la conexión de un AVR a un alternador convencional sin escobillas, y en la figura 7.19 la conexión de un excitador estático.

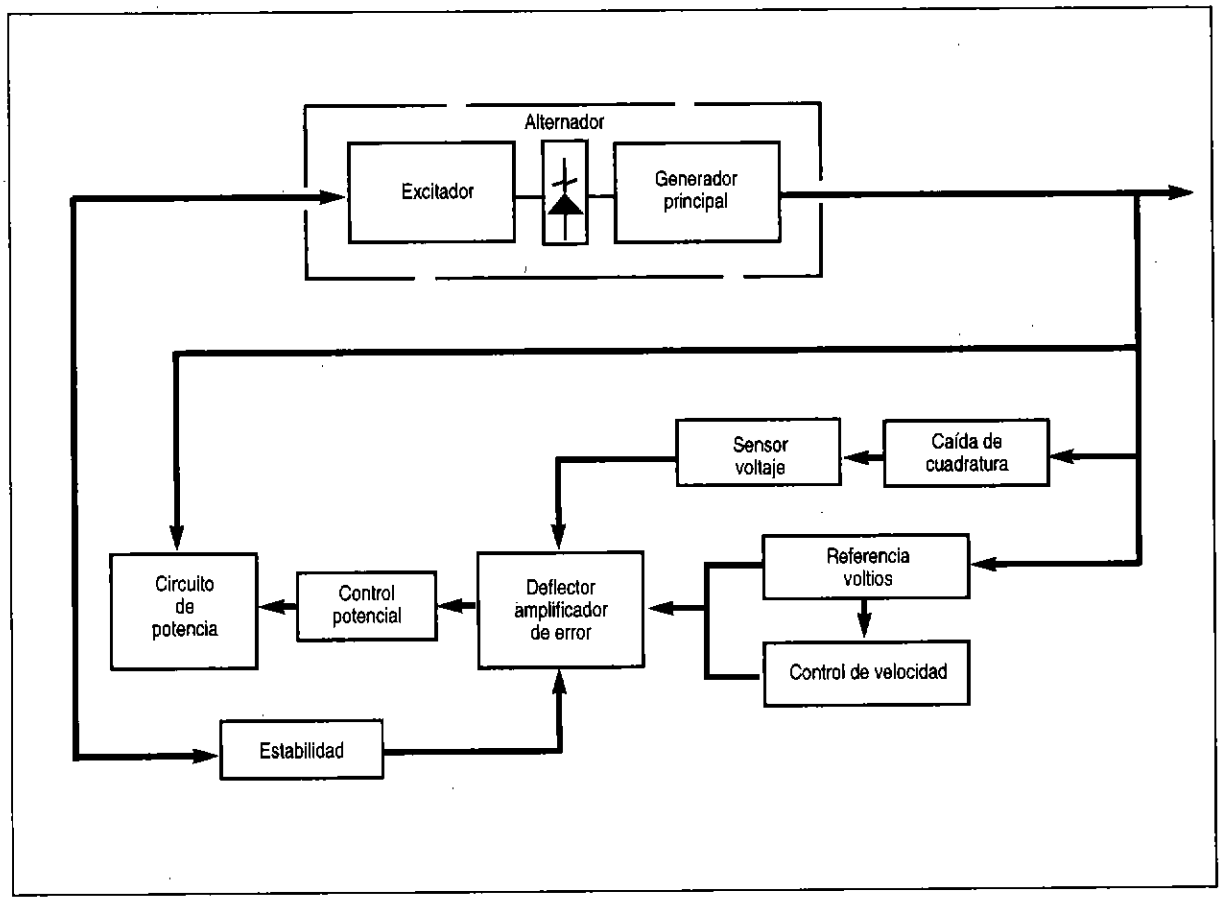


Fig. 7.17: Diagrama de bloques de un AVR electrónico.

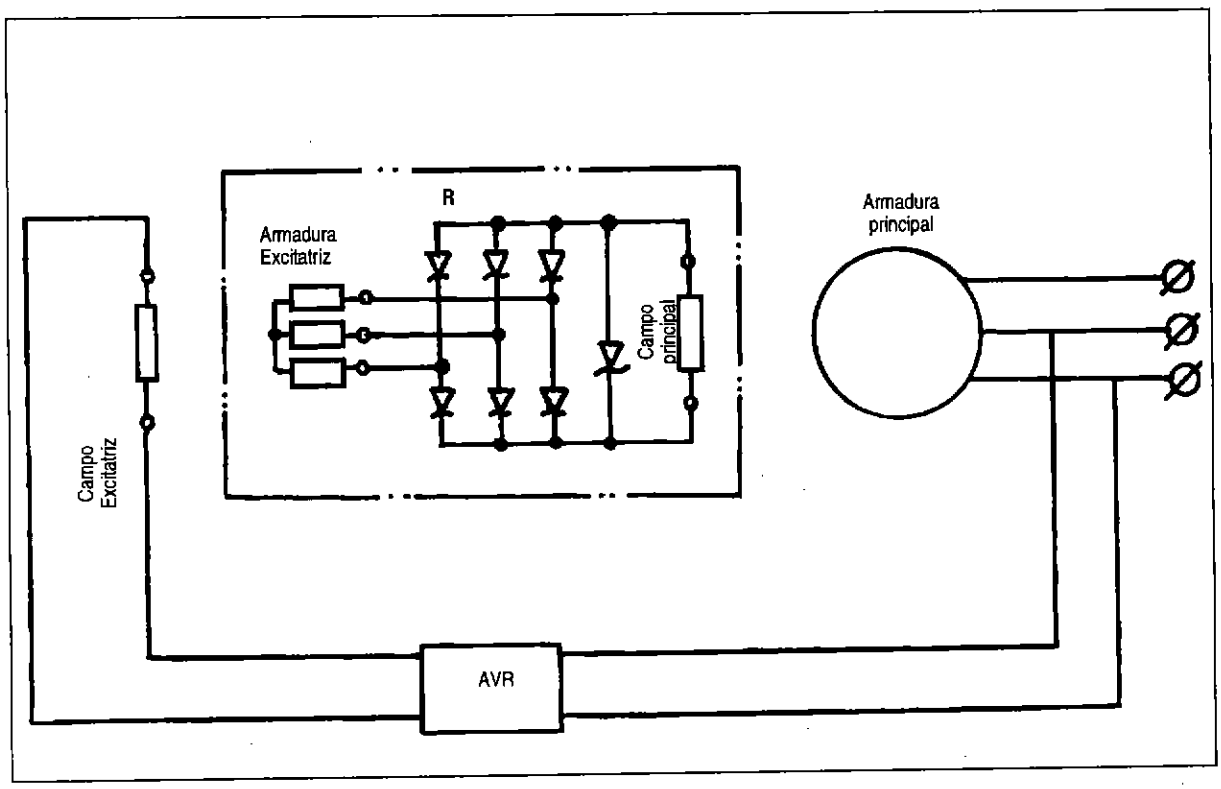


Fig. 7.18: Conexión de un AVR a un alternador.

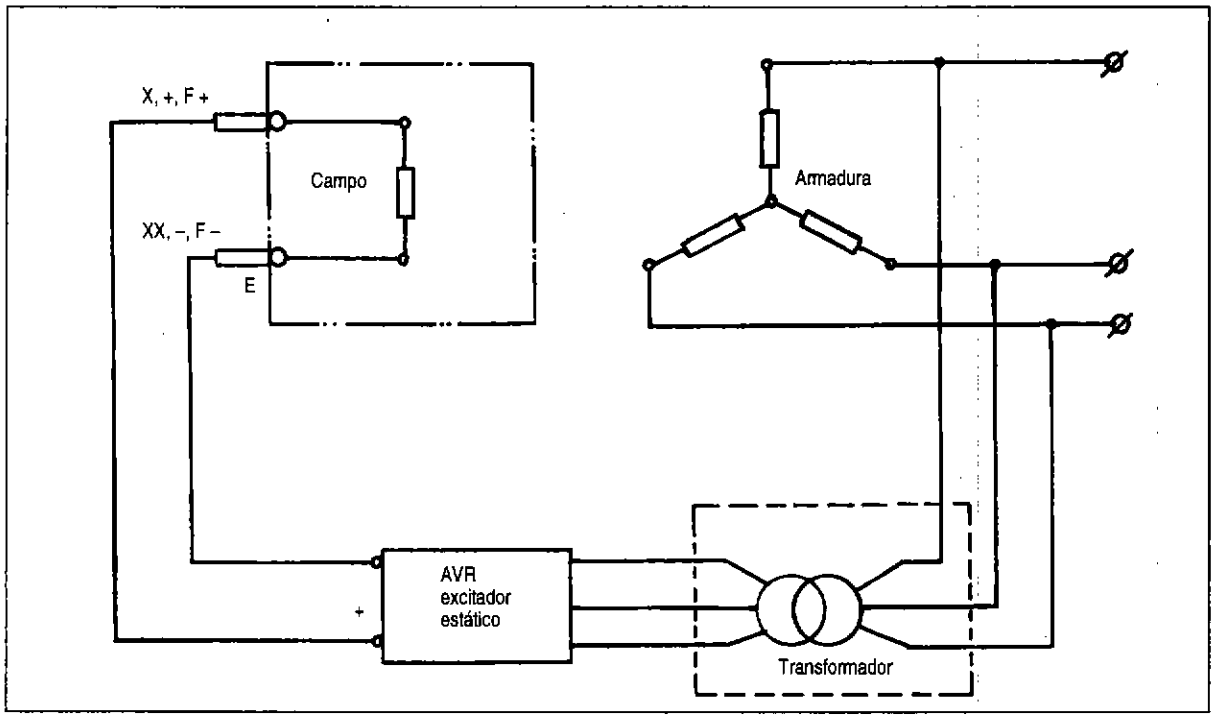


Fig. 7.19: Conexión de un excitador estático a un alternador.

Calibración

a) **Tensión.** Todo AVR 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 alternador girando a velocidad nominal y sin carga; el valor no debe exceder del 5% del nivel del valor nominal, salvo indicación del fabricante.

b) **Estabilidad.** En la unidad hay otro potenciómetro que sirve para calibrar la estabilidad; en sentido horario la respuesta del sistema es más lenta. Sin embargo, se tiene que girar en ambos sentidos hasta conseguir que la tensión de salida esté sin oscilar. El calibrado se realiza a velocidad nominal y con carga, mejor aún si es la total.

c) **Protección por baja velocidad motriz.** Los métodos difieren según el fabricante del AVR y es necesario guiarse por el Manual respectivo.

7.5.6 Regulador de tensión automático "compuesto"

Principio de operación. Es un sistema electromagnético sin realimentación de señal y está conformado por lo siguiente:

- Una reactancia lineal que se encarga de suministrar la corriente para la excitación de la tensión de vacío.
- Un transformador de corriente conectado en serie con la carga que incrementa la corriente de excitación, para compensar a la reacción de armadura en magnitud y fase.
- Un puente rectificador donde ambas corrientes se suman geométricamente y se convierten en corriente continua de excitación.

Este es un sistema de regulación muy antiguo. Con un buen dimensionado se llega a conseguir regulaciones de ± 2% y es usual conseguir que cualquier alternador excitado con este sistema tenga una regulación de ± 3.5%. La aplicación normal es en alternadores con escobillas, especialmente los de armadura rotativa, lo cual constituye un sistema bastante robusto y de alta durabilidad.

El método de tomar la excitación a partir de la tensión y de la corriente, permite al alternador tener una gran capacidad para el arranque de motores eléctricos. Cabe notar que la tensión generada depende de la velocidad de giro ; por lo tanto, está autoprotegido contra sobreexcitación ante caídas de la velocidad.

En la figura 7.20 se muestra la conexión de este regulador a un alternador monofásico, y en la figura 7.21 el comportamiento del regulador para cargas a distinto factor de potencia.

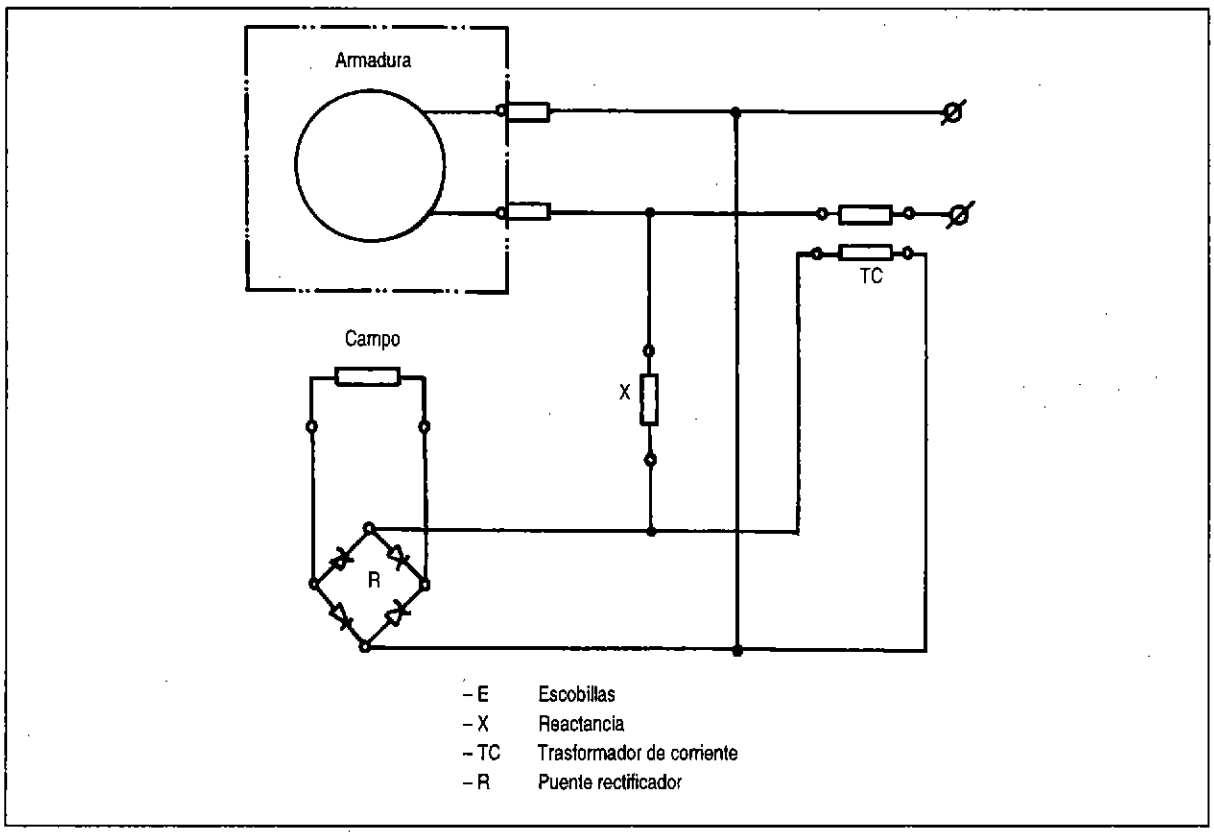


Fig. 7.20: Conexión de un regulador compuesto a un alternador monofásico.

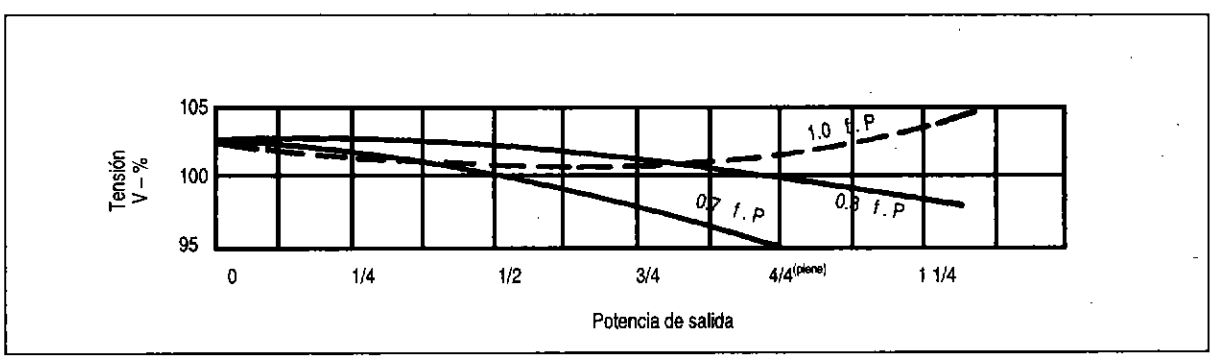


Fig. 7.21: Regulación de tensión del AVR compuesto a diferentes Cos Ø.

Calibración

Existen dos formas de calibración de la tensión de vacío, y una de ellas o ambas pueden encontrarse en un regulador:

a) Aumentando la longitud del entrehierro (espacio de aire) en el circuito magnético de la reactancia para aumentar la tensión de salida.

b) Variando de posición a la derivación de vueltas de la reactancia hacia el nivel de tensión marcado que se desea.

7.5.7 Regulación manual de tensión

Para casos de emergencia, cuando el regulador automático no está operativo y cuando las magnitudes

de corriente y tensión de excitación lo permiten, se propone el siguiente método que permite operar al equipo con carga parcial.

a) Medir la tensión de excitación del alternador. Ver indicaciones en el acápite 7.10: para vacío será E_o y para máxima carga generada, E_m.

b) Se aplica el método de **excitación independiente**, usando baterías o acumuladores en serie como fuente de tensión de excitación de valor total E_b mayor o igual a E_m.

c) Medir la resistencia del campo de excitación R_e donde se tomó la medida indicada en a.

d) Deducir las siguientes corrientes de excitación.

de vacío : I_{eo} (A) = E_o (V) / R_e (Ω)

con carga : I_{em} (A) = E_m (V) / R_e (Ω)

e) Proveer una resistencia variable R_v que debe soportar la corriente I_{ec} o más y su valor máximo será:

R_{vm} (Ω) = (E_b - E_o) (V)/I_{eo} (A)

f) Conectar el circuito de la figura 7.22.

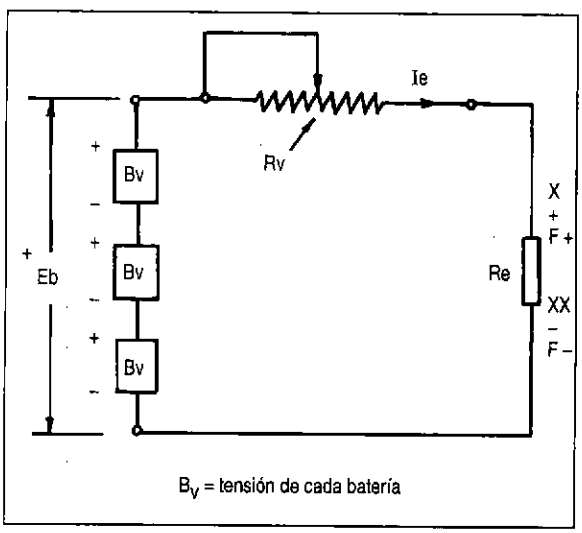


Fig. 7.22:
Circuito para regulación manual de tensión de un alternador.

g) Para generar la tensión de vacío se coloca la resistencia Rv aproximadamente en su valor máximo hasta lograr el valor deseado.

h) Cuando aumenta la carga, se disminuye la resistencia Rv (aumenta la corriente de excitación) para mantener el nivel de la tensión de generación).

7.5.8 Alternador estándar y alternador especial

El alternador estándar, es aquel de producción en serie para acoplarse a motores Diesel o gasolineros; se caracteriza por:

a) Velocidad de giro de 1800/1500 rpm (60/50 Hz), potencia mayor de 2.5 kVA. accionados por motor Diesel. Velocidad de 3600/3000 rpm (60/50 Hz), potencia menor a 15 kVA accionados por motor gasolinero.

b) Construcción con un solo cojinete en el extremo libre y acople directo a la volante o eje cónico del motor, pues estos últimos elementos están ampliamente estandarizados.

c) Operación con eje horizontal.

d) Servicio de operación S1 reglamentado por Normas Internacionales que consideran: operación continua a 100% de carga por 11 horas más 110% de carga (sobrecarga) por 1 hora y así sucesivamente, 24 horas al día.

e) Bajo peso, por lo tanto, es económico debido a la alta velocidad de giro y la optimización de materiales.

f) Factor de potencia de diseño a plena carga (0.8), por lo que normalmente se le denomina por los kWs equivalentes.

El alternador especial, es aquel fabricado en este caso para acoplarse a una turbina hidráulica, tomando en cuenta lo siguiente:

a) Construcción con dos cojinetes, dimensionados para trabajar con esfuerzo radial como estándar (trabajo con poleas) y/o empuje axial cuando se solicite de manera que pueda trabajar con eje vertical. Vida estimada: entre 20,000 y 100,000 horas.

b) Velocidades síncronas de 1,800 rpm o menos para acople directo o indirecto con la turbina.

c) Bobinas rotativas aseguradas para soportar velocidades de embalamiento de 200% en no menos de 15 minutos.

d) Operación S1 similar a lo expuesto en el punto d. anterior.

e) Factor de potencia 0.8 o lo que se indique.

7.5.9 Criterios de selección

El alternador síncrono, desde hace mucho, es el más importante dispositivo de conversión de potencia electromecánica y es pieza clave en la producción de electricidad.

Conocidas las características de operación describiremos algunas consideraciones para el uso en pequeñas centrales hidráulicas.

Cargas con factor de potencia menor de 0.8 en atraso. El cos ø = 0.8 es un valor convencional de fabricación y corresponde al promedio de la carga mixta industrial y doméstica. Si el cos ø es 0.6 dimensionar el alternador a 110% 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.

- **Arranque de motores eléctricos.** El alternador puede soportar altas corrientes instantáneas de carga a bajos factores de potencia, lo que es típico de un arranque de motor de inducción. A continuación, se indican valores para los kVA de 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: 2.7 kVA/HP, 2.2 kW/HP

  Arranque estrella-triángulo:

  1.35 kVA/HP, 1.1 kW/HP

  Esta condición la cumple todo generador con AVR. Si la regulación es manual, el procedimiento es dificultoso por la lenta recuperación de tensión y la capacidad es limitada a pequeñas fracciones del generador.

- **Carga regulada por tiristores.** Un factor práctico de aplicación es dimensionar el generador en 150% la magnitud de la carga con tiristores.

- **Operación en paralelo.** Los generadores con AVR electrónico están preparados para trabajar en paralelo con otra máquina con excitación similar de igual o diferente potencia. Es necesario solicitar, para cada una, el llamado equipo de cuadratura, con el fin de hacer el reparto automático de la carga reactiva.

  Si el AVR es compuesto, la operación en paralelo sin dispositivos adicionales especiales, se limita a máquinas iguales o de la misma familia, de manera que tengan excitación de igual valor.

  Desequilibrio de corriente de carga. 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.

- Los alternadores se preparan para arreglos de dos o más tensiones de generación según la conexión elegida. Por ejemplo: Estrella paralelo 220V, Estrella serie 440V, etcétera.

Entre los inconvenientes principales para el uso de este generador se presentan:

- Los alternadores estándar de fabricación actual son de un solo cojinete, por lo que para uso con turbinas, se debe solicitar el alternador especial con dos cojinetes y demás características.

- La velocidad debe ser mantenida en rangos estrechos de regulación; comúnmente aceptan una caída de 5% de la velocidad, de lo contrario se presenta exceso de calentamiento por sobreexcitación (ver ec. 7.2) y disminución de aire de enfriamiento. En casos límites se admite hasta una caída de 15% de velocidad para cargas parciales menores al 60% .

- La relación aproximada de pesos en los generadores especiales, y, por lo tanto de costo, es:

  1800 rpm peso 100%

  1200 rpm peso 230%

  900 rpm peso 350%

  720 rpm peso 500%

  600 rpm peso 580%

7.5.10 Mantenimiento específico

Para la máquina generadora se aplica los procedimientos indicados en el acápite 7.10.

Si el AVR es el compuesto, este dispositivo puede ser sometido a localización de humedad, limpieza, secado y rebobinado según lo indicado en el acápite 7.10.2

Cuando el AVR es electrónico, se aplicará lo expuesto en el acápite 7.10.3.

7.5.11 Averías, causa y remedio específico

Se aplica todo lo expuesto en la sección 7.11 para regulador de tensión electrónico o compuesto.

7.6

Generadores de inducción o asíncronos (motores como generadores)

El generador de inducción es conocido desde los años 20, cuando se observó que éstos permanecían con tensión en bornes (generando) después de cortarles la alimentación y continuar girando. Por las ventajas que ya mencionamos, en años recientes este tipo de generador ha venido a constituir una buena alternativa para pequeños aprovechamientos, no sólo hidráulicos.

7.6.1 Principio de operación

Recordando el inciso b) del acápite 7.3.1 vimos que, al circular corriente en la armadura, el par de fuerzas creadas por la interacción entre la corriente y el campo magnético, se produce en el sentido contrario al movimiento para un generador o, en el sentido de el giro si se trata de un motor.

El motor de inducción se caracteriza por:

- Tomar de la red la corriente de magnetización, la cual es reactiva-inductiva.
- Como todo motor eléctrico, necesita mayor corriente de armadura (más potencia eléctrica) para mantener girando mayor carga mecánica montada en su eje.
- La respuesta física de este motor al aumento de carga, es la disminución de su velocidad. En vacío es la síncrona y con carga disminuye la cantidad porcentual "s" llamada **deslizamiento.**

  Luego:

  $s\ (\%) = (n_s - n)/n_s \cdot 100$

  n = velocidad del motor cargado

  n_s = velocidad de sincronismo del motor.

El motor de inducción se convierte en generador cuando el deslizamiento se hace negativo, es decir, cuando a la máquina se le acopla un elemento motriz como una turbina hidráulica que gire a una velocidad ligeramente mayor que la síncrona. Esto causa que la potencia mecánica se convierta en potencia eléctrica activa que fluirá de retorno a la red alimentadora. Como se deduce, esta operación requiere que la máquina esté conectada a la red.

Para el uso en sistemas autónomos de este tipo de generador, se ha utilizado el método de autoexcitación con condensadores conectados a los bornes de la máquina, los cuales entregan la corriente eléctrica magnetizante o de excitación. El inicio de generación también se logra a partir del magnetismo remanente.

7.6.2 Construcción

Es similar a un motor asíncrono y está compuesto por:

- **Armadura.** Que es el estator semejante al de un alternador.
- **Rotor.** Con el bobinado formado por barras de cobre o aluminio cortocircuitadas entre sí.

7.6.3 Regulación de tensión

El generador conectado a la red no necesita regulación de la tensión pues se alimenta de ella misma.

Como ya vimos, al generador autoexcitado se le conecta condensadores convenientemente dimensionados para que exciten la máquina cuando alcance la velocidad próxima a la nominal y que le permitan entregar su potencia nominal a la velocidad nominal. La tensión se estabiliza por efecto de la saturación magnética en un valor mayor que el nominal.

- El comportamiento de la tensión, así generada es fuertemente sensible a la velocidad, la cual produce inestabilidad en la excitación. Una caída de velocidad determina que el generador se desexcite completamente (fig. 7.23).
- El incremento de carga causa la reducción rápida de la tensión generada y, por sobrecarga, se desexcita.
- El retiro total de la carga implica una elevación de la tensión (300 voltios o más), por elevación natural de la velocidad y por estar el generador con la excitación total de los condensadores (fig. 7.24).

Controlador para el generador de inducción autoexcitado (CGI)

Para hacer factible el uso práctico de este generador, es necesario que la frecuencia y tensión sean reguladas dentro de límites aceptables. El CGI cumple con ambas funciones.

El controlador es un regulador de tensión, que mide el valor generado. Si existe mayor tensión que la calibrada, envía corriente a una carga auxiliar de regulación o lastre. Como consecuencia, disminuye la tensión generada y viceversa (fig. 7.25).

Si el factor de potencia disminuye (más cargas inductivas), la tensión baja, el controlador quita potencia a la carga de regulación y la velocidad aumenta, necesitando por esta razón, menor excitación; la excitación a su vez crece por el incremento de frecuencia. Ambos efectos restablecen la tensión, pero con variación de la velocidad entre +5% y +10%. Luego, la frecuencia mínima de operación es la nominal y para reducir estas variaciones, se corrige el factor de potencia de las cargas inductivas más importantes.

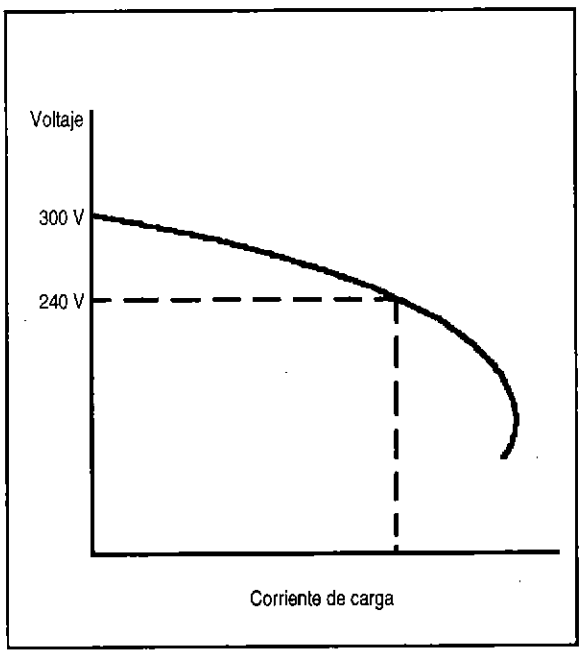


Fig. 7.23:
Variación de la tensión de salida respecto a la corriente de carga del generador de inducción.

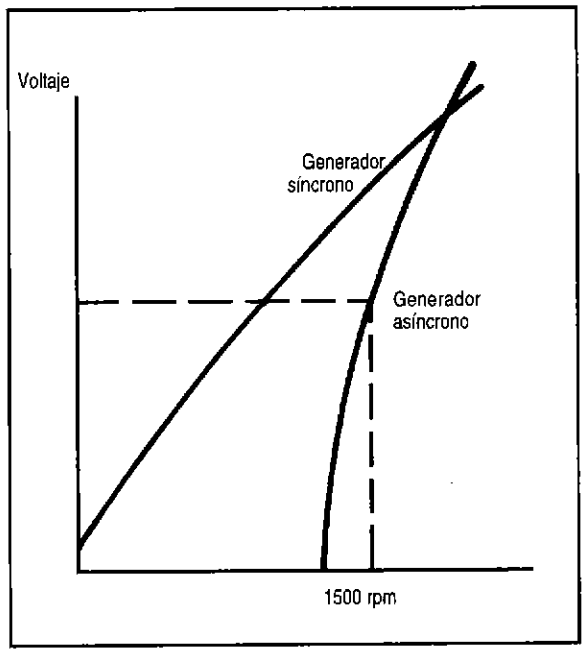


Fig. 7.24:
Variación de la tensión de salida respectoa la velocidad de un generador de inducción.

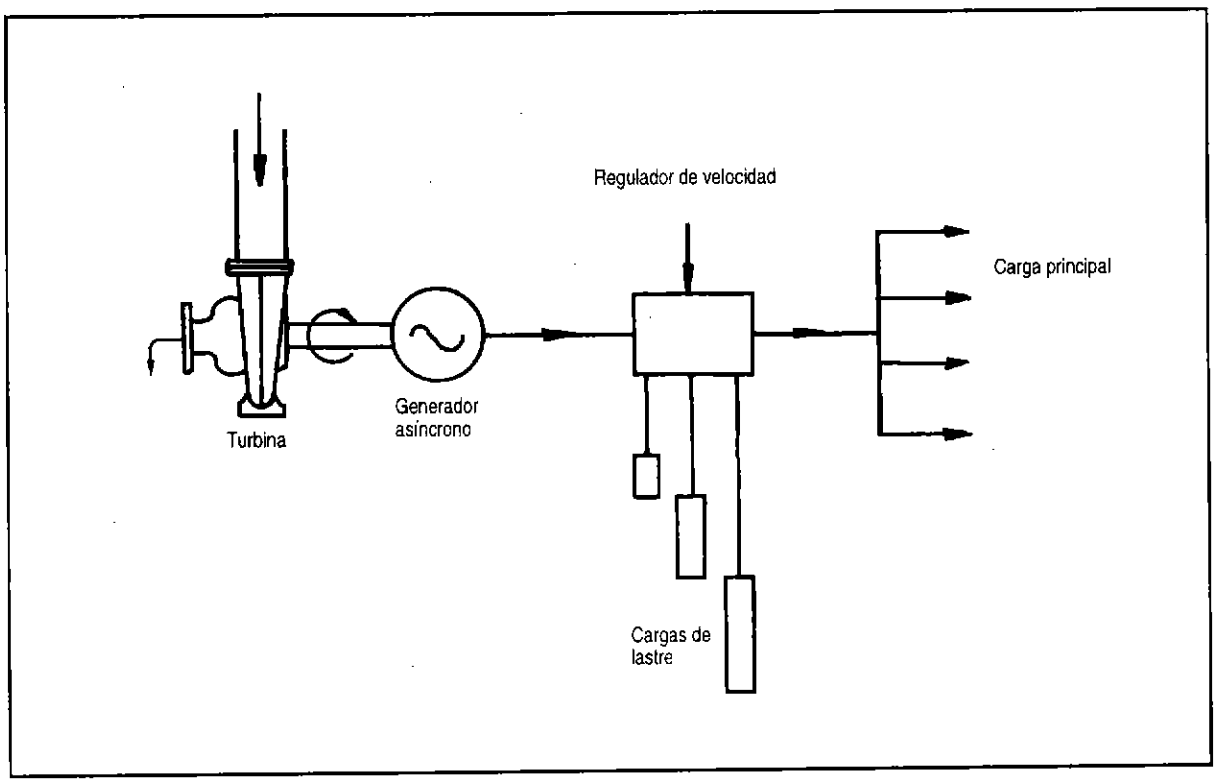


Fig. 7.25: Conexión del controlador de carga a un generador de inducción.

Recientemente se han desarrollado controladores de tensión para generadores de inducción. También existen reguladores de tensión para el generador y de velocidad para la turbina.

Por ser sensible sólo a la tensión, este controlador no debe usarse cuando la turbina tiene regulador mecánico de velocidad por la lentitud de respuesta de este último que sensa únicamente velocidad.

El primer CGI fue instalado en Nepal, en mayo de 1988, y ha operado satisfactoriamente, permitiendo un suministro bien regulado y confiable. También se han fabricado e instalado unidades localmente.

7.6.4 Criterios de selección

Presenta las siguientes ventajas:

- Son de construcción simple, robusta y confiable.
- Son de fácil adquisición, a bajo costo, como motores.
- Prácticamente no requieren mantenimiento (no hay escobillas).
- Soportan sobrevelocidades del orden del 200%.
- La tensión generada depende de la magnitud de los condensadores, la velocidad de giro, la corriente y factor de potencia de la carga. Tal comportamiento se ha visto en el capítulo anterior.
- Cuando se rebobina un estator de motor de inducción para este fin, se logra:
  - Diversas combinaciones de tensión y número de polos.
  - Escoger el nivel de saturación. A mayor saturación, menor variación de la frecuencia con cargas inductivas, pero mayores pérdidas.
  - Disminución limitada de la velocidad de giro para un acople directo con la turbina.
  - Repotenciado de motores usados.
  - Los generadores monofásicos no necesitan el equipo auxiliar de arranque que usan los motores monofásicos. Se puede acondicionar en estos dos bobinados: uno de mayor tensión para el condensador de excitación (menor costo) y otro, de baja tensión, para la carga.

En la contraparte:

- Protección inherente a la sobrecarga, por la caída conjunta de frecuencia y tensión, con lo cual no hay recalentamiento. Esta acción es mejorada al usar un CGI. Ante un cortocircuito, la tensión se anula.
- Se requiere especialización y mano de obra adicional para determinar y realizar el bobinado adecuado en cada caso.
- Pérdida de potencia por menor llenado de ranuras con conductor de cobre, cuando el bobinado no es realizado en fábrica.
- Materiales de recambio (aislamiento), de menor nivel que el usado en fábrica.
- Arranque directo de motores eléctricos limitado a fracciones de la potencia nominal del generador; para lograrlo, se corrige el cos ø de la instalación. Si éste tiene controlador de tensión, se necesita un banco considerable de condensadores para motores relativamente grandes (8 veces mayor que la usada a operación normal nominal). El uso de un CGI permite corregir el factor de potencia por incremento de velocidad. Al arrancar el motor cae la tensión, luego se recupera a medida que se sube la frecuencia. Si el motor es excesivamente grande, la excitación colapsa.
- Requiere protección por sobretensión que se presenta durante un embalamiento, falla del CGI o de las resistencias de regulación. El modo más económico es colocar fusibles a los condensadores.
- El uso de un CGI implica que el aprovechamiento hídrico sea a flujo permanente de toda el agua utilizada para suministrar la máxima carga.
- La regulación manual de velocidad de una turbina se ve bastante limitada cuando este generador se usa, debido a las dificultades vistas en la regulación de tensión.
- Como toda máquina de inducción, el desbalance de corrientes de carga va a provocar exceso de calentamiento en el motor, por lo que deben ser limitadas a un máximo de 10%.

7.6.5 Mantenimiento específico

Se aplica el programa de mantenimiento común a las demás máquinas rotativas indicando que éste casi se reduce a la lubricación de cojinetes (si lo necesita) y al cambio de los mismos.

Los condensadores de excitación requieren el mayor cuidado; se debe revisar su estado y si mantienen su capacidad y corriente de fuga. Asimismo, es necesario limpiar la sulfatación y protegerlos, en lo posible, de la humedad.

Respecto a los CGI, se deben seguir las mismas pautas que se usan para el mantenimiento de los reguladores de carga y, en todo caso, remitirse a lo expuesto en el acápite 7.9.4

7.7

Instalación de generadores eléctricos

Se debe tener en consideración lo siguiente:

Cuidados durante el transporte

- Evitar golpear la máquina o dejarla caer, lo que puede causar deterioro de los cojinetes o rotura de las escobillas, de los componentes electrónicos y de la estructura mecánica.
- 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. 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 es de 15 m^3/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.

Cable de tierra

Para la protección del personal, la estructura metálica del generador (masa) se conecta a la red de tierra para lo cual está provisto de un terminal ubicado por lo general 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 está 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.

7.8

Puesta en servicio

Antes de lanzar la máquina

- Verificar la presencia de humedad mediante la medición del aislamiento con un Megóhmmetro (Megger). Si hay presencia de humedad, secar según lo indicado en el acápite 7.9.
- Verificar dando giros con la mano a la máquina que los entrehierros sean uniformes (entrehierro es la distancia con aire que separa el Rotor del Estator) en toda la circunferencia.
- Retirar todos los elementos extraños que se encuentren dentro de la máquina, cuidando de no dejar alguno entre las partes rotativas.
- Ver que las escobillas estén en la posición correcta, alineadas con sus colectores, con la presión correspondiente tal que se puedan movilizar dentro de los portacarbones y que asienten sobre la superficie de contacto en el colector.

- Revisar que los empalmes y conexiones estén bien realizados y fuertemente ajustados.
- Observar el sentido de giro del generador según lo indicado por el fabricante. Si los álabes del ventilador del generador son rectos, éste puede girar en cualquier sentido.
- Donde haya fusibles de protección, ellos deben estar colocados y en estado de conducción (no abiertos).
- La turbina debe estar en buen estado y operando normalmente.

En accionamiento

- Cortar la excitación al generador, abriendo el seccionador de la excitación, si existe, o retirar el fusible de protección del AVR y lanzar la máquina a velocidad nominal.
- Verificar durante la operación, la existencia de ruido extraño, rozamiento, ventilación, etcétera.
- Verificar el trabajo de los cojinetes, la temperatura, etcétera.
- Conectar la excitación, reponiendo a su posición inicial los cortes realizados.
- A partir de este punto, tomar como referencia el protocolo de pruebas en fábrica y medir la tensión generada. Si no la hubiera, entonces magnetizar la máquina. Proceder según lo indicado en el acápite 7.10 y continuar con los pasos posteriores.
- Si existe tensión generada, verificar su valor y recalibrar si es necesario.
- Agregar carga en forma gradual hasta la alcanzar la magnitud nominal, y luego de por lo menos 3 horas de operación, verificar las temperaturas de operación en cojinetes, carcasa, aire de entrada y de salida, temperatura ambiente.
- Medir los parámetros de excitación del generador como indica el acápite 7.10, y comparar con los valores del protocolo (si lo hubiese), en las condiciones siguientes: 1) Remanencia, con el generador remagnetizado y con la excitación cortada. 2) Con cargas parciales y carga nominal, de preferencia anotando el factor de potencia de la carga de prueba.

Los valores tomados en los dos últimos acápites servirán para posteriores verificaciones de funcionamiento del generador.

7.9

Mantenimiento

El programa de mantenimiento debe llevarse a cabo según lo dispuesto por el fabricante de la máquina. Como pautas generales para los generadores estudiados, indicaremos:

7.9.1 Mantenimiento de la parte mecánica

Cojinetes

- **Lubricación.** Si el rodamiento es sellado, no se relubrica durante toda su vida. Si no es sellado, agregar grasa periódicamente con la original o una de calidad equivalente.
- **Recambio de lubricante.** Los períodos para realizarlo dependen de las características del medio de operación (ingreso de agua, polvo, suciedad), temperatura y velocidad de trabajo. Se cambia toda la grasa o el aceite, removiendo escorias y limpiando completamente la cavidad antes de un nuevo rellenado con el lubricante original o el equivalente (no mezclar lubricantes de distinta calidad). Tiempos tentativos: para aceite 6000 horas y para grasa 400 horas de operación.
- **Recambio de cojinete.** Cuando se ha cumplido las horas de vida recomendada por el fabricante, aun cuando aparentemente estén en buen estado.

Acoplamiento

- Debido a la presencia de vibración en la operación de los generadores por la ocurrencia de cargas bruscas, embalamientos frecuentes y desgaste de las partes rotativas de las turbinas se debe corregir periódicamente el alineamiento y anclaje, reajustando los tensadores y pernos.
- Si las fajas han perdido consistencia, ó una o más fajas no se tensan o están muy gastadas, deben cambiarse todas ellas.

Balanceo de partes rotativas

Cuando se ha rebobinado el rotor, o se ha cambiado piezas de la parte rotativa, es necesario realizar un nuevo balanceo estático y dinámico del mismo.

7.9.2 Mantenimiento de la parte eléctrica

Ajuste de conexiones

- Revisar el estado de los empalmes, las conexiones y los terminales. Ajustar donde sea necesario.
- Limpiar los contactos sulfatados y reemplazar los que estén muy deteriorados.
- Verificar el área de contacto de resistencias variables. Limpiar o cambiar la resistencia si está cortocircuitada o seccionada.

Escobillas

- Revisar el estado de los carbones, longitud, superficie de contacto con el colector. Libre movimiento en los portacarbones y alineamiento con el colector.
- Revisar el estado del colector. Rectificar si se encuentra agrietado, rayado, surcado, etcétera.

Contenido de humedad

- Retirar elementos electrónicos, tal como diodos, AVR, etcétera.
- Aplicar el Megger entre terminales de bobinas de estator y rotor a masa. El valor mínimo de lectura aceptable debe ser de:

$$M\Omega = (V.\ Nominal/1000) + 1 \qquad \text{(ec. 7.3)}$$

- Si el valor es menor, proceder al secado.

Limpieza

- Retirar protecciones, dispositivos de regulación y elementos electrónicos.
- Desatar uniones y empalmes, teniendo cuidado de marcar la ubicación y conexión de estos mismos.
- Sopletear con aire comprimido seco a presión no mayor de 200 KPa (2 Bar, 30 PSI), las áreas cubiertas con polvo, suciedad, etcétera.
- Sopletear con diluyente de uso dieléctrico (no usar thinner o gasolina que deteriora los barnices aislantes y son inflamables) y usar cepillo para remover grasa o aceite y escorias fuertemente adheridas a las superficies de la máquina.

Secado o estufado

Para el secado, el generador debe estar preparado como para limpieza o ya limpio y proceder según los siguientes métodos:

Lámparas incandescentes

- Cubrir el generador con una manta dejando un agujero de 20 cm de diámetro.
- Colocar 4 lámparas incandescentes o resistencias calefactoras de 100 W como mínimo alrededor del generador, y conectarlas a una fuente de potencia eléctrica (por ejemplo baterías).
- Dejar 4 horas calentando la máquina y controlar que la temperatura no exceda los 80° C. Verificar el nivel de aislamiento (Megar).
- Realizar lecturas espaciadas hasta conseguir como mínimo 5MΩ. El valor más conveniente está entre 10 y 15 MΩ.

Horno

- Calentar el horno a una temperatura no mayor a 80°C y colocar la máquina dentro.
- Estufar la máquina hasta conseguir un mínimo de 10 MΩ. 20MΩ es un buen valor promedio obtenible con este método.
- El tiempo de secado es variable y depende de la potencia de la fuente calefactora y el peso de la máquina.
- Si una o más bobinas no han recuperado el nivel mínimo de aislamiento (dado por la ec.7. 3), quiere decir que existe daño irreversible y que será necesario rebobinar.
- Después del estufado, proceder a armar el equipo y hacer girar al generador al menos una hora excitado, con la tensión de vacío y sin carga.

Rebobinado

Cuando se ha perdido nivel de aislamiento y es irrecuperable, o si se ha producido cortocircuitos entre espiras, o se nota recalentamiento de los bobinados, se debe rebobinar cuidando que se haga con la misma sección de conductor, el mismo número de espiras y conexiones y utilizando aislamientos de la misma o mayor clase térmica original.

Remagnetizado

El generador pierde magnetismo remanente cuando: no se opera por mucho tiempo, se ha desarmado la máquina, ha sido sometida a fuertes golpes o ha sufrido un corto circuito.

El procedimiento para remagnetizar consiste en:

- Desconectar las conexiones de alimentación o sensado y de entrega de corriente de excitación del sistema de regulación (reostatos, AVR).
- Conectar el borne "+" de una batería de 12 V al terminal "+" del campo excitatriz o campo principal si no tiene excitatriz.
- Hacer girar la máquina a velocidad nominal y pasar rápidamente (flashing) el borne - de la batería por el terminal "-" del campo excitatriz o campo principal.
- Reconectar nuevamente el sistema de regulación cuidando la polaridad. La máquina estará en condiciones de autoexcitarse y realizar el cebado nuevamente.

7.9.3 Mantenimiento de la parte electrónica

Los dispositivos electrónicos teóricamente tienen una vida indefinida, sin embargo, las fallas pueden presentarse en el mismo instante de iniciar su operación. Estadísticamente, un período prudencial de espera de resultados es hasta de 30 días.

Los enemigos de la parte electrónica son:

- La vibración, que descalibra las regulaciones, rompe los puntos de contacto y de soldadura.
- Las sobretensiones, que fatigan o deterioran a los elementos de menores tensiones de operación o a los que están sujetos a éstos.
- La contaminación con polvo, humedad, salinidad, hongos o agentes químicos.

El mantenimiento recomendado es:

- Limpieza con trapo seco de las superficies y elementos.
- Limpieza y desulfatado de las conexiones.
- Recalibrado de potenciómetros.
- Cambio de fusibles abiertos o que hacen falso contacto, por uno nuevo de la misma corriente y tensión nominal.
- Recubrir los paneles impresos con barnices de manera que se les impermeabilice de la humedad y otros agentes.
- Respecto a los rectificadores con multímetro (AV0), verificar el estado de conducción. Si se mide resistencia invirtiendo la polaridad de las puntas de prueba del AV0, las lecturas deben ser diferentes para cuando un diodo está en buen estado; en caso contrario (ambos en 0 ó infinito), el diodo está inoperativo.
- Toda revisión o cambio de componentes deber ser realizado por personal calificado.
- No conectar el megóhmmetro a ningún dispositivo electrónico.

7. 10

Averías, localización y remedio

Las herramientas más útiles para todo operador de un generador son:

- El manual de instalación, operación y mantenimiento
- El protocolo de pruebas realizado en fábrica o en sitio durante la recepción de la máquina.

7.10.1 Verificaciones previas

- La turbina y sus elementos de regulación de velocidad deben estar en buen estado y operando normalmente.
- El acoplamiento y las fajas deben estar bien ajustados, tensados, sin resbalamiento y no deteriorados. Corregir o cambiar.
- El recurso hidráulico estará en condiciones satisfactorias: caudal, limpieza de la conducción, tubería, válvula, etcétera. Se recomienda limpieza periódica según sea necesario.
- Los fusibles y conductores no deben estar abiertos ni parcialmente seccionados. Si así fuera, deben repararse o cambiarse por otros de la misma capacidad de corriente y nivel de tensión.
- Las calibraciones del regulador de velocidad y del regulador de tensión (AVR) deben estar correctas: velocidad de giro, nivel de tensión, estabilidad. Recurrir al manual respectivo para realizar las correcciones.

- Los ejemplares, las conexiones, etcétera, deben estar bien ajustados, sin sulfatación y en buen estado. Limpiar, ajustar o cambiar si fuera necesario.
- Los elementos de medición, protección y maniobra deben estar en buen estado y funcionando correctamente. Corregir, cambiar o modificar según sea el caso.

7.10.2 Averías, localización y remedio

Frecuencia de salida baja, alta y/o oscilante

- El mal funcionamiento se encuentra exclusivamente en la turbina o en el regulador de velocidad.
- Corregir según el manual de la turbina y/o de su regulador de velocidad.
- Verificar el estado del recurso (caudal, presión, limpieza, etcétera).

Ruidos extraños, chirrido

- Verificar el estado y longitud de los carbones (pueden estar completamente gastados, por lo que los portacarbones están rozando).
- Verificar el estado del colector, alisar.
- Verificar estado de los rodamientos, relubricar o cambiar si es necesario o si han cumplido su período de vida.
- Verificar si hay cortocircuitos en los bobinados rotativos (rotores). Rebobinar.

Vibración excesiva

- Revisar y ajustar el acoplamiento, las fajas, los anclajes del generador.
- Verificar el estado de los rodamientos, relubricar o cambiar si fuera necesario.
- Bobinados rotativos (rotores) o estatores en cortocircuito. Rebobinar.
- Mal contacto entre colector y escobillas. Reparar, cambiar si fuera necesario.
- Piezas rotativas desbalanceadas; puede ser el rodete de la turbina por desgaste, los rotores del generador sin balancear o mal balanceados después de una reparación o rebobinado, y/o un ensamble de las piezas rotativas mal realizado (marcar antes de un desarmado de la máquina).

Calentamiento excesivo

- Verificar la temperatura ambiente; podría deberse a un incremento de ésta. Para una carga determinada comprobar si la diferencia de la temperatura total medida menos la del ambiente es igual a otra diferencia de lecturas tomadas con temperatura ambiente menor. Si es igual, continuar operando, sino recurrir al acápite 7.10.3.
- Revisar y corregir en caso de ventilación inadecuada u obstruida.
- Limitar la carga en caso de estar excediendo los valores nominales.
- No operar con velocidad menor que la nominal y con carga nominal o muy cercana a ésta. Verificar regulador de velocidad, capacidad del recurso o limitar la carga.
- Corregir balance de tensiones. No superar el 25% de diferencia entre corrientes, ni exceder la corriente nominal en alguna de las líneas.
- Si están operando en paralelo, corregir la maniobra para eliminar en lo posible la existencia de corrientes circulantes.
- Realizar prueba de discriminación del acápite 7.10.3.

No hay tensión generada (girando a velocidad nominal)

- Pérdida del magnetismo remanente, proceder como en el acápite 7.9.3 (remagnetizado).
- Diodo de protección del puente rectificador (estático o rotativo) en cortocircuito. Cambiar.
- Realizar prueba de discriminación del acápite 7.10.3

Tensión generada baja (girando a velocidad nominal)

- Realizar la prueba de discriminación del acápite 7.10.3.
- Si se determina que el generador está operando mal, revisar el sistema de excitación (campo principal, campo de excitatriz o armadura de excitatriz) pues en él se encuentran algún bobinado en cortocircuito. Rebobinar.

Tensión generada alta (girando a velocidad nominal)

- Revisar el calibrado del regulador de tensión, corregir.

- Realizar la prueba de discriminación del punto c del acápite 7.10.3.
- Normalmente esta avería se localiza en el regulador de tensión. Reparar o cambiar si fuera necesario.
- Megar el generador; podría tener algún bobinado haciendo contacto con masa.

Tensión generada fluctuante (girando a velocidad nominal estable)

- Revisar que todas las conexiones del regulador de tensión, de las líneas de carga y de los elementos auxiliares estén haciendo buen contacto. Ajustar.
- Revisar el estado de los rectificadores. Ajustar o cambiar.
- Revisar que haya un buen contacto entre colector y escobillas. Alisar el colector, asentar o cambiar las escobillas.
- Circuitos que hacen contacto con masa (bobinados, otros) y/o con bajo aislamiento. Megar y corregir o rebobinar.
- Realizar la prueba de discriminación del acápite 7.10.3.

Tensión generada que disminuye al estar con carga

- Verificar si también cae la frecuencia; de ser así, el regulador de velocidad no está operando correctamente o el recurso no está en condiciones de entregar la potencia de consumo. Reparar o limitar la carga.
- El acoplamiento o las fajas están cediendo o resbalando. Reparar o cambiar.
- Exceso de carga o bajo factor de potencia. Limitar la carga. Corregir si es posible el cos ø de la carga con condensadores.
- Desbalance excesivo de las corrientes de cada fase. Equilibrar las cargas en las fases (la diferencia de corrientes no debe exceder el 25%).
- Partes "vivas" o con tensión haciendo contacto con masa, presencia de humedad. Megar, corregir, limpiar y secar. Realizar prueba de discriminación del acápite siguiente.

7.10.3 Prueba de discriminación

Esta prueba se realiza con la finalidad de descartar si la avería se encuentra en la máquina o en sus dispositivos de regulación de tensión (AVR, Resistencias)

Procedimiento

a) Desconectar completamente los dispositivos de regulación de tensión (AVR, resistencias) del generador, teniendo cuidado de marcar y anotar la polaridad, número y nombre de la conexión.

b) Medir el valor de las resistencias separadas y verificar su conformidad con el protocolo, manual o medida anterior. Cambiar si fuera necesario.

c) Si existen rectificadores, comprobar que se encuentren en buen estado y operativos. Cambiar aquellos que estén deteriorados.

d) Hacer girar la máquina a la velocidad de vacío o nominal.

e) Aplicar al bobinado de campo (principal; para el generador de continua y el síncrono con escobillas) o al de excitatriz, una batería de tensión igual a la excitación de vacío (12 V usualmente en los alternadores sin escobillas) considerando la polaridad. El valor es muy importante y está indicado en el protocolo; en todo caso, se recomienda tomarlo en el momento de recibir la máquina y cuando está operando normalmente.

f) La tensión de salida de la armadura principal del generador debe ser la nominal o de vacío con una desviación tolerable de ± 10%. Si es así se ha determinado que el generador está en **buen** estado. Si al reconectar el dispositivo regulador de tensión, la avería persiste, ello demuestra que éste y/o sus elementos auxiliares están en mal estado. Se debe reparar o cambiar. Si la desviación sobrepasa el 10%, se debe revisar el generador.

- El desbalance de tensiones de salida indica que la armadura está averiada y que es necesario rebobinar.
- Si la tensión de salida es la de remanencia, ello indica que cualquiera de los bobinados de campo del sistema de excitación están abiertos. Se debe reparar o rebobinar.
- Si la tensión de salida es 80% o menos que la de vacío, ello indica que cualquiera de los bobinados del sistema de excitación está cortocircuitado, en especial el campo principal; por tanto, hay que rebobinar.
- Es necesario revisar y comprobar el buen estado del dispositivo regulador de tensión y/o sus elementos auxiliares.
- Revisar el estado de los rectificadores en caso de existir. Ajustar o cambiar.

7.11

Elementos de control y protección de la generación

7.11.1 Instrumentos de medición

Cuando se emplea la energía eléctrica, es necesario controlarla y conocer exactamente los valores de la tensión, corriente y potencia capaces de ser producidos por los generadores y absorbidos por los circuitos de operación.

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.

Amperímetro

Sirve para 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.

Vatímetro

Se usa para medir la potencia eléctrica. Está formada por dos bobinas; una voltimétrica y otra amperimétrica.

Frecuencímetro

Mide la frecuencia de la tensión alterna. Existen formas constructivas: una con lengüetas vibrátiles y otra con aguja indicadora, ambas conectadas a la tensión.

Auxiliares de control y protección

- **Transformador de tensión para medición.** Se emplea cuando la generación es superior a los 240 voltios y los instrumentos comerciales son de 120 ó 220 voltios.
- **Transformador de corriente.** Se usa para bajar la intensidad de corriente a un nivel medible en un instrumento comercial, usualmente 5 amperios.

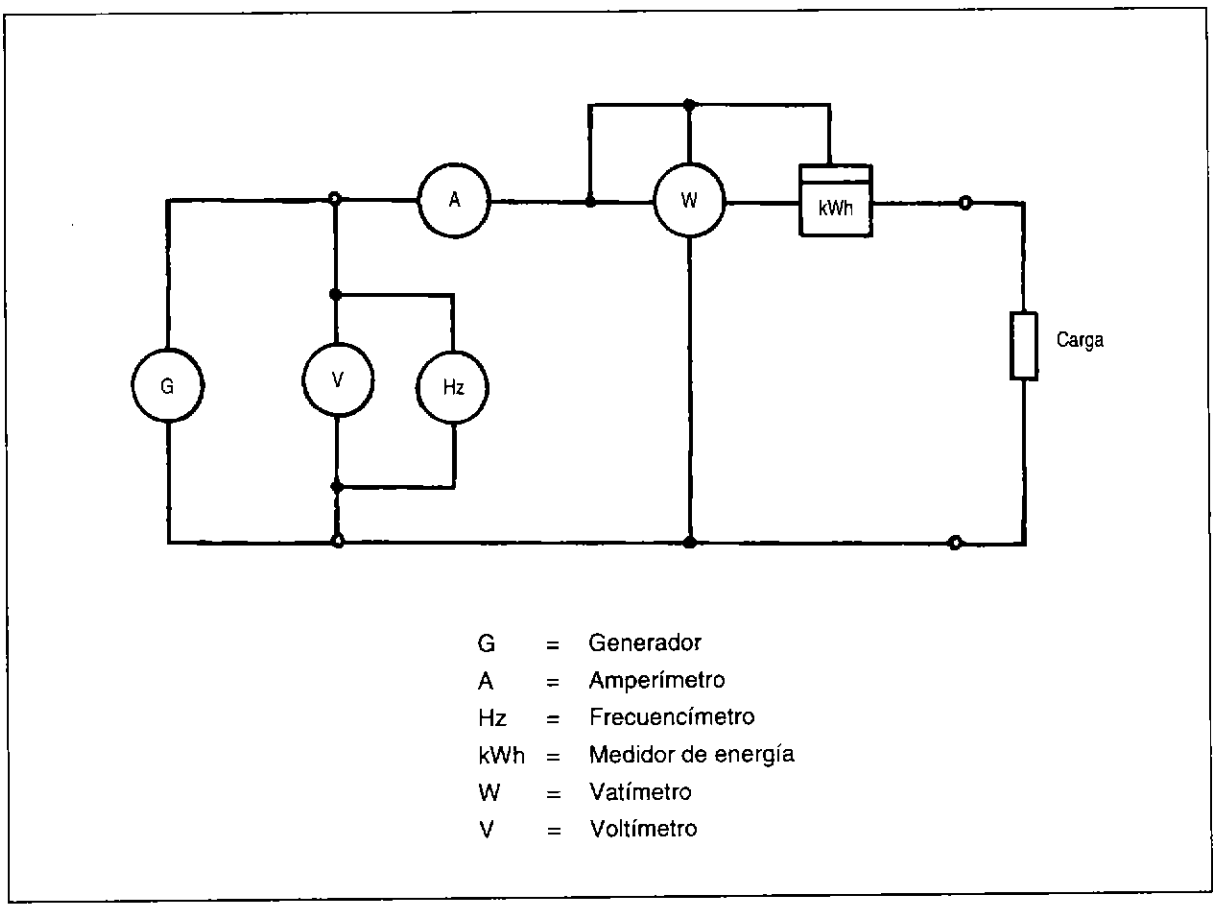


Fig. 7.26: Esquema de tablero de control básico de generación.

7.11.2 Seccionamiento

Son los elementos de conexión y desconexión del generador hacia los receptores (consumidores). Se deben considerar los siguientes aspectos:

a) Facilidad de conexión y desconexión manual.

b) Desconexión automática por sobrecarga o cortocircuito en la carga, cumpliendo así con la misión fundamental de proteger al generador de estas dos anomalías.

c) Desconexión automática ante una eventual mala operación o avería de los equipos del aprovechamiento hidráulico.

En pequeñas centrales hidráulicas, se pueden usar los siguientes métodos:

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 (fig. 7.26).

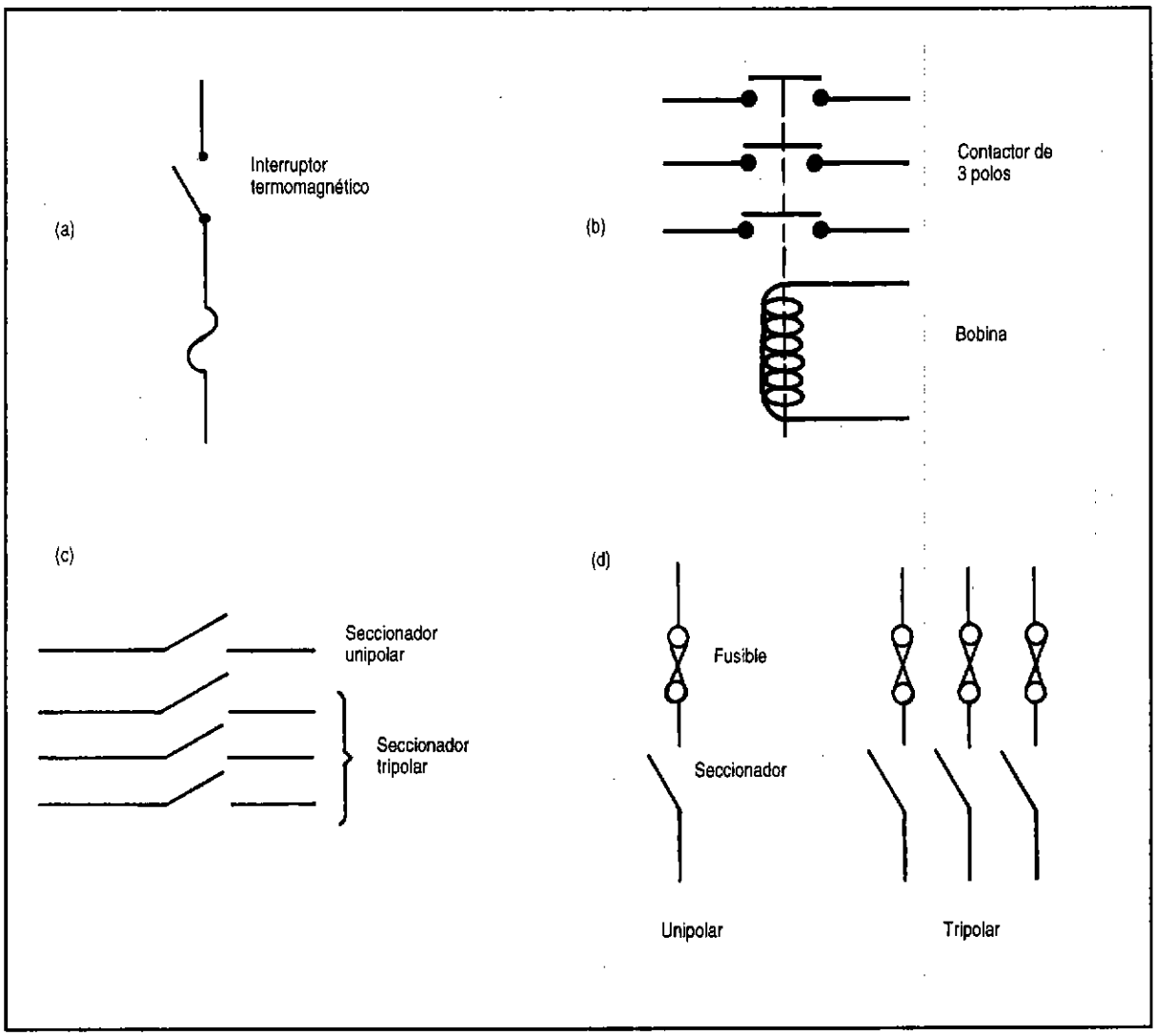


Fig. 7.27: Elementos de protección y seccionamiento principales.

Dimensionado del interruptor

a) 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 ± 10%.

b) 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 2000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m).

Altitud (m.s.n.m.)	Multiplicar la corriente por
2001 – 2600	0.95
2601 – 4000	0.80

c) La acción magnética (capacidad de ruptura) protege del 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 1640 A y de cortocircuito 9850 A. Este valor, que es cumplido por un interruptor de 10 kA de capacidad de ruptura, tiene la magnitud nominal de cualquier interruptor producido por un fabricante comercial.

Altitud (m.s.n.m.)	Multiplicar la tensión por
2001 – 2600	0.95
2601 – 4000	0.80

d) La tensión de trabajo del interruptor también es corregida cuando la altitud de operación está por encima de 2000 m.s.n.m.

7.11.3 Relés 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.

Relé de sobrecorriente o relé 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

Relé de sobrefrecuencia

Sensa el exceso de frecuencia, es decir, de velocidad de giro, por lo cual, 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 éste 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 del recurso.

Relé de mínima tensión

Sensa la caída anormal de tensión. Será graduable entre 75% y 100% y no debe actuar cuando se hace conexiones de cargas intempestivas normales.

Actuará sobre el interruptor, la válvula y el regulador de velocidad de turbina cuando:

- El AVR 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.

Relé de sobretensión

Sensa el exceso del nivel de tensión. Se debe graduar entre 100% y 125%.

Actuará sobre el interruptor, válvula y regulador de velocidad cuando:

- El AVR está defectuoso.
- El factor de potencia es capacitivo.
- Hay exceso de velocidad de giro por defecto del regulador de velocidad o exceso de agua.

Relé de potencia inversa

Se usa sólo 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 emparelamiento y motorización de las máquinas.

7.11.4 Tableros o paneles

Son las cajas metálicas que contienen los instrumentos de medición y las palancas de seccionamiento; y en su interior a los elementos de control, protección y el cableado de interconexión, para así evitar el contacto de las personas con las partes con tensión e impedir el ingreso de polvo, humedad u objetos extraños.

7.11.5 Otras protecciones

Protección diferencial a tierra

Conectado según se muestra en la figura 7.28, 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. Se debe colocar al menos una terna después del tablero de control del generador.

Puesta a tierra

Los tableros de control, el generador y todo dispositivo con cubierta metálica conductora que guarde elementos bajo tensión, deben ponerse 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 que se unirá a la red de tierra (ver acápite 7.7).

De esta manera, protegeremos al personal de los dispositivos de contactos de la tensión.

7.11.6 Cableado generador tablero

Se usa conductores sólidos o cableados de cobre con forro de PVC, que trabajan hasta 60°C (p.e. TW), o hasta 75°C (THW) a tensiones de servicio entre 600 V y 2000 V.

El dimensionado obedece a dos criterios básicos:

a) Térmico, para lo cual se muestra la tabla 7.1, donde se indica la capacidad de conducción de corriente de varios calibres de conductor.

b) 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 7.2 se muestran valores del producto I x L (en Amperios x metros), con sus respectivas caídas en niveles de tensión de uso común.

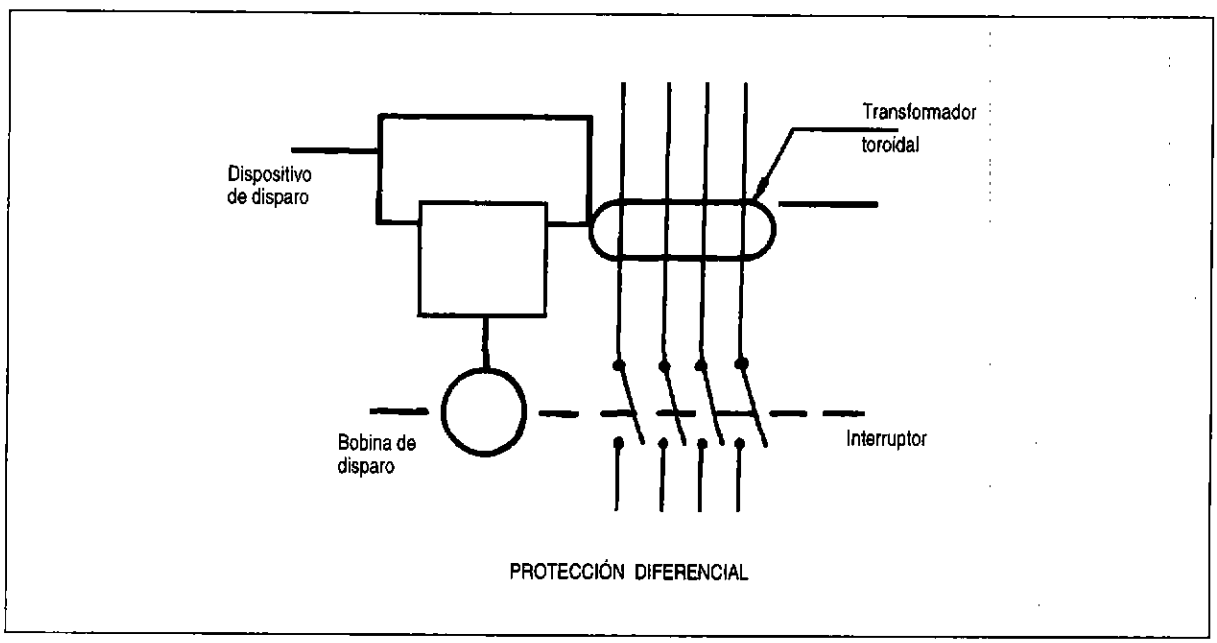


Fig. 7.28: Conexión de protección diferencial

Tabla 7.1

Dimensionamiento para cableado de un generador

Cargas máximas admisibles para conductores aislados a 20°C

Sección del conductor	Calibre AWG	Un conductor al aire					3 conductores en un ducto				
		Corriente máxima admisible para conductores (Amperios)	Potencia máxima en voltios				Corriente máxima admisible para conductores (Amperios)	Potencia máxima en voltios			
			Sistema monofásico (cos ø = 1)		Sistema trifásico (cos ø = 0.8)			Sistema monofásico (cos ø = 1)		Sistema trifásico (cos ø = 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	36,000	66,000	91,640	182,910	195	23,400	42,900	59,450	118,890

Tabla 7.2 **Pérdida de tensión para alambres y cables en ductos metálicos**

Tensión	Sistema Monofásico						Sistema Trifásico							
110 v	1%	2%	3%	4%	5%	6%	----	----	----	----	----	----	----	----
220	0.5%	1%	1.5%	2%	2.5%	3%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	8%	10%
440 V	----	----	----	----	----	----	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	2,95 2	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	42,860
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	5984	11,968	18,000	23,940	29,920	35,904	47,872	59,890
350	2840	5,680	8,520	11,360	14,200	17,040	6,538	13,076	19.600	26,150	32,690	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

Referencias bibliográficas:

1. HUGHES, EDWARD, "Electrical technology", Longman, 1977
2. SAY, M. G., "Electrical engineers reference books", 13th Edition, 1973
3. DAWES, CH. L., "Electricidad Industrial", Editorial Reverté, S.A.,Barcelona, 1978
4. CROFT, T; CARR, C .C.; WATT, J.H., "Manual del montador electricista". Editorial Reverté, S.A., 1974

Líneas de transmisión y redes de distribución

8

8.1

Generalidades

Para centrar el tema, ubicaremos las líneas de transmisión (LT) y las redes de distribución (RD) de la Microcentral Hidráulica (MCH) en el esquema general de los sistemas eléctricos, el cual se presenta en la figura 8.1.

El **sistema de generación**, conformado por la central eléctrica y la sub-estación (SE) elevadora, no forma parte de este capítulo.

La línea de transmisión de la MCH, corresponde al sub-sistema de sub-transmisión. Se inicia a la salida de la SE elevadora y se prolonga hasta la SE de llegada en el centro poblado o carga que se va a alimentar.

A la salida de esta SE, se inicia el sistema de distribución, el cual está formado por dos sub-sistemas: el sub-sistema de distribución primaria, que corresponde a las líneas de alimentación de las SE de distribución, y el sub-sistema de distribución secundaria conformado por las redes de alumbrado público y las de servicio particular, hasta el medidor de cada abonado.

El sistema de utilización que corresponde a las instalaciones eléctricas interiores de cada abonado tampoco se incluye en este capítulo.

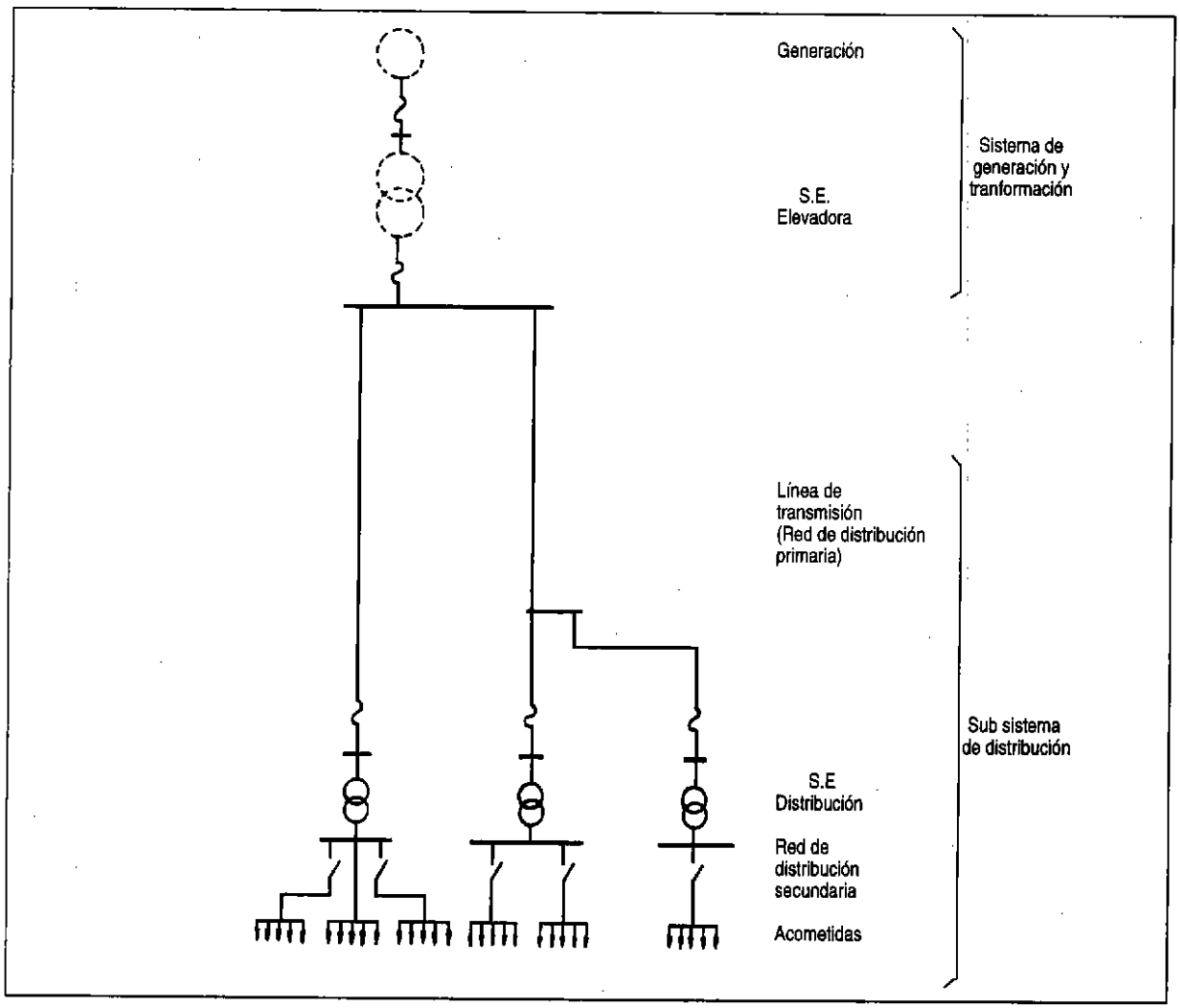


Fig. 8.1: Esquema eléctrico de LT y RDS.

Tipo radial

Si bien en este Manual se presentarán los diseños de la línea y el sistema de distribución, estos diseños tienen las limitaciones siguientes:

En el caso de las LT, no se presentan los cálculos mecánicos de los conductores y postes, ni de los dispositivos de protección, situación que se repite en el caso de la red de distribución primaria. Si, como ocurre con frecuencia, las tensiones de la LT y de la red primaria sean iguales, ambas se calculan juntas.

En el caso de la red de distribución secundaria, no se realizan los cálculos mecánicos del conductor, los cálculos de detalle de la iluminación ni de las acometidas, o de los conductores que van de la red de servicio particular al medidor de cada abonado.

Los diseños deben efectuarse respetando escrupulosamente los códigos, reglamentos y normas técnicas específicas para cada caso.

Con el propósito de que el manual 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 de la REA, las normas ANSI y otras reconocidas internacionalmente.

Para los casos de los ejemplos ilustrativos, ya que deben corresponder a un caso particular ubicado en un país determinado, se elige el caso peruano, por lo que en estos ejemplos se han tomado como referencia las normas vigentes en el país; el Código Nacional de Electricidad del Perú, las Normas Técnicas del Ministerio de Energía y Minas y las Normas Técnicas Peruanas (antes ITINTEC).

Esto resulta adecuado como ejemplo ilustrativo porque muchas de estas disposiciones y recomendaciones están homologadas con normas internacionales. No obstante, en los casos reales de diseño, cada diseñador deberá tener en cuenta las normas vigentes que se apliquen a su caso.

8.2

Diseño de la línea de transmisión

8.2.1 Configuración del sistema eléctrico

Generalidades

Las líneas de transmisión generalmente son trifásicas de tres conductores y de una sola terna, aunque también pueden ser trifásicas de cuatro conductores, monofásicas de dos conductores o monofásicas con retorno por tierra (un conductor).

Forma de la línea

La forma más común es la radial, con carga concentrada, tal como se muestra en la figura 8.1. La línea parte de la salida de la SE elevadora y se prolonga hasta la población o centro de carga, terminando en una o más SE de llegada.

Las líneas de transimisón monofásicas con retorno por tierra (MRT) han sido utilizadas exitosamente en sistemas rurales durante muchos años en Nueva Zelandia y Australia, y más recientemente, en América Latina. Tal como se muestra en la figura 8.1A, se utiliza solamente un conductor, dado que el circuito monofásico se cierra a través del terreno. Por este motivo, su costo es reducido, lo que constituye su principal ventaja.

Sin embargo, este sistema requiere que la conexión a tierra sea adecuado (de baja resistencia) a fin de garantizar la calidad del suministro, así como seguridad de las personas y las instalaciones. La conexión a tierra determina la máxima corriente permisible, por lo que sus aplicaciones se encuentran generalmente, limitadas a potencias reducidas. El esquema mostrado en la figura 8.1A (c) es apropiado para pequeñas potencias y requiere que la línea de transmisión sea alimentada desde una fuente con neutro a tierra. Este requerimiento no es necesario para el esquema (d) ya que se conecta a dos fases de la línea por medio de un transformador de aislamiento. Este elemento incrementa los costos, pero permite utilizar mayor tensión, y por lo tanto, mayor potencia.

Trazado de la línea

Ubicados los puntos de partida y el punto de llegada, es necesario determinar el recorrido real que tendrá la línea, a fin de determinar con exactitud los principales parámetros de diseño, tales como la longitud, los cambios de dirección y los cambios de cotas, así como las condiciones climáticas a las que estará sometida en su recorrido.

Para realizar este trabajo se recomienda tener en cuenta lo siguiente:

- Contar con la mayor información cartográfica posible, tal como cartas nacionales, planos catastrales, etcétera, a la menor escala posible.

- Elaborar un plano ubicando los datos relevantes obtenidos de la información cartográfica, tales como accidentes geográficos, caminos, carreteras, líneas telefónicas, y otras líneas eléctricas, y ubicar la SE elevadora y el centro o centros de carga.

- Pre-seleccionar un trazo sobre el plano elaborado uniendo los puntos de partida y llegada con la línea más corta posible, tratando de evitar los accidentes geográficos de difícil paso o acceso y aprovechando las ventajas del terreno, así como caminos, linderos de propiedades, etcétera.

- Verificación del trazo, mediante un recorrido de campo en el cual se pueda determinar la posibilidad real de que la línea se construya por la ruta pre-seleccionada; asimismo, ver algunas alternativas de recorrido que no se hayan podido apreciar a nivel de planos y cartas. Establecido el trazo definitivo, se efectúa el levantamiento topográfico de las rutas y se ubican y marcan en el terreno, con pinturas, estacas u otras señales permanentes los puntos principales de la línea, tales como cambios de dirección, puntos relevantes, así como una ubicación preliminar de los postes, para lo cual se considerarán vanos de 100 a 150 m.

- Elaboración de los planos, en planta y elevación, y obtención de los siguientes datos para el diseño: esquema eléctrico, potencias, longitud de la línea, estimación del número de postes y su ubicación, así como las características climáticas de la zona del recorrido de la línea.

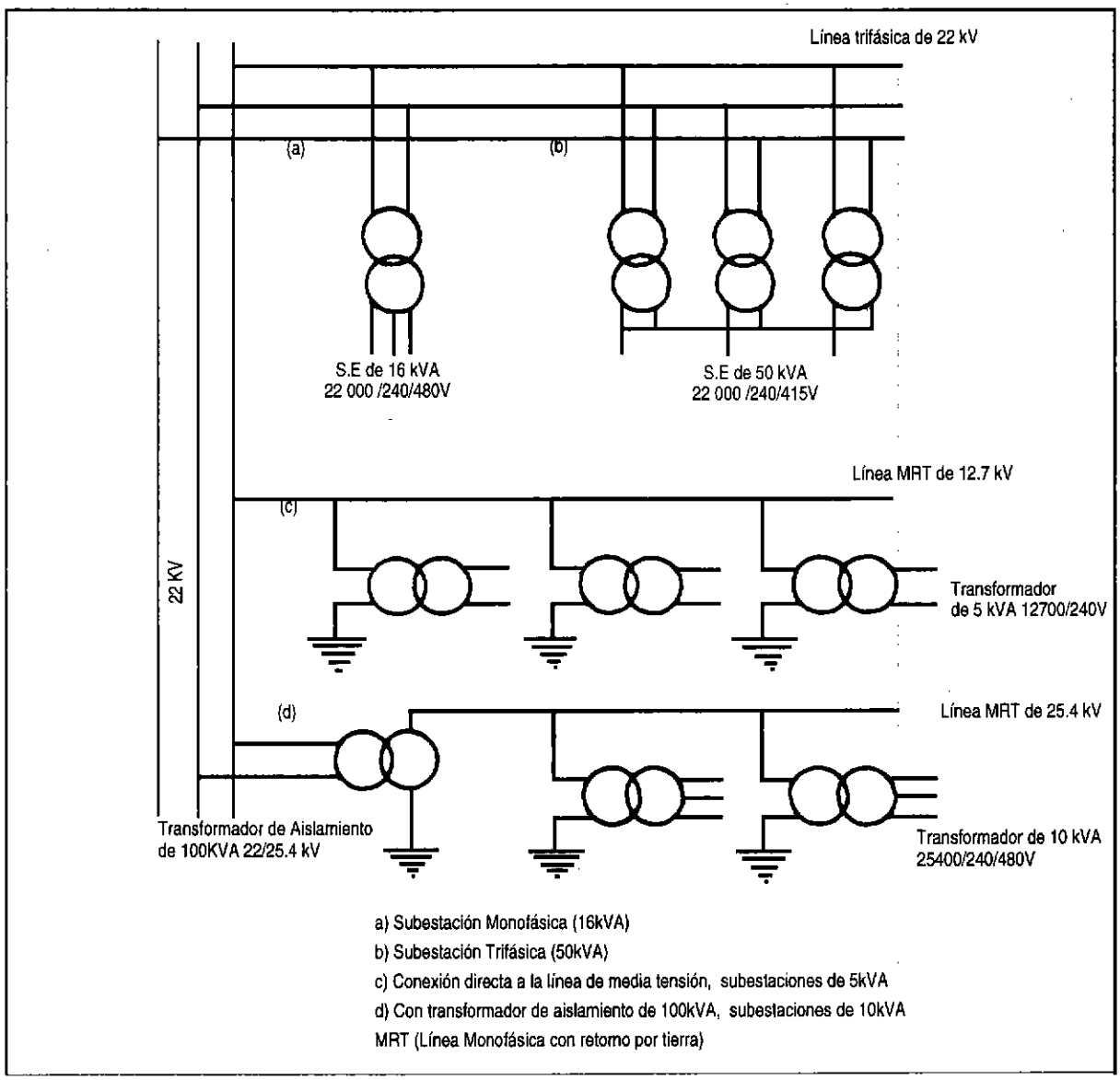


Fig. 8.1A: Ejemplos de esquemas típicos para sub-transmisión y distribución.

Selección de la tensión de la línea

Las tensiones que se pueden seleccionar están establecidas en los códigos y reglamentos nacionales. Como referencia, en la tabla 8.1 se presentan las tensiones recomendadas por la CEI.

Para los sistemas trifásicos de 3 hilos, la selección de la tensión sólo requiere escoger un valor de la tabla 8.1. Como referencia, podemos señalar que para líneas de hasta de 15 Km de longitud, se pueden emplear líneas trifásicas de 10 kV.

Los sistemas trifásicos de 4 hilos; 3 con tensión y uno neutro, con dos tensiones: una entre fases y otra entre fase y tierra, se emplean con líneas hasta de 15 km. con tensiones de 13,2/7,2 kV. y con líneas de 30 a 50 km. con tensiones de 22,9/13,2 kV.

Se emplean también en distribución primaria, los sistemas monofásicos de dos conductores o de un conductor con retorno por tierra.

Regulación de la tensión

Es la variación o caída de tensión que se puede permitir a lo largo de la línea; está señalada por los códigos y la práctica de cada país. Como referencia, en la tabla 8.2 se dan valores generalmente aceptados.

Para el caso de MCH, se recomienda considerar esta caída de tensión, desde la salida de la SE elevadora hasta el centro de carga. También se recomienda distribuir esta caída entre la línea de transmisión y la red primaria.

Aunque no se recomienda que la tensión de la línea primaria caiga fuera de los valores recomendados, si así sucediera y la variación fuera pequeña, se podría compensar actuando sobre los reguladores de tensión (TAPS) de los transformadores de distribución, los que están graduados en escalones típicamente de +5%, +2,5%, ó -2,5%, -5% del valor de la tensión nominal del transformador.

8.2.2 Selección técnico-económica de los componentes de la LT

Todos los componentes a seleccionarse serán normalizados y sólo se tendrá en cuenta aquellos componentes que requieran de cálculos para su selección, tales como conductores, aisladores, postes y transformadores; no se consideran los accesorios, tales como ferretería eléctrica y mecánica.

Para la LT se tendrán en cuenta dos disposiciones: triangular y vertical; los armados asociados a ellas serán adaptaciones de diseños normalizados de la REA.

En las SE de distribución sólo se considerará la selección de los transformadores; no se incluyen los tableros de distribución, cuyos diseños dependen de cada caso específico.

En esta sección sólo se presenta la selección técnica; la selección económica deberá realizarla cada diseñador teniendo en cuenta los precios de los materiales, la mano de obra, etcétera, vigentes en cada caso particular.

Selección de los conductores

Los conductores normalmente utilizados en redes de MCH y sus características específicas se presentan en la tabla 8.3 y con mayores detalles en las tablas 8.12, 8.13 y 8.14.

La selección de los conductores se realiza teniendo en cuenta consideraciones eléctricas, tales como caída de tensión y capacidad de corriente; o características mecánicas de los conductores.

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, generalmente disminuyéndolo, y reubicando y aumentando el número de postes.

Tabla 8.1 **Tensiones de líneas de transmisión y redes de distribución primaria recomendadas por la CEI**

Tensión Nominal (kV)	Tensión más Elevada (kV)
3	3,6
6	7,2
10	12,0
15	17,5
20	24,0

Tabla 8.2 **Máxima caída de tensión permisible en líneas de transmisión y distribución primaria**

Alimentador urbano	3.5%
Alimentador rural	6%

Tabla 8.3 **Conductores generalmente usados en electrificación rural**

Usos	Características de los conductores	Calibre (mm^2)	Nº de hilos
Líneas de transmisión, en 10 kV o tensiones superiores.	Aleación de aluminio (Aa)		
	Cobre de alta pureza, (99.9%) refinado electrolíticamente, temple duro, desnudo. Normas de fabricación: ASTM-B8	6 10 16 25	7 7 7 7
Redes de distribución primaria en general, con tensiones de 10 kV o menos.	Cobre de alta pureza (99.9%) refinado electrolíticamente, temple duro, desnudo. Normas de fabricación: ASTM-B8	6 10 16 25	7 7 7 7
Redes de distribución secundaria en general, con tensiones de 2200 V a 380/220 V.	Cobre de alta pureza (99.9%) refinado electrolíticamente, temple duro, o semiduro. Especificaciones ASA-C8-35	6 10 16	1 1 1

Cálculo del % de caída de tensión

Para realizar este cálculo se debe disponer de los siguientes datos:

- Potencia a transmitir, en kW.
- Longitud de la línea, en Km.

Se deben asumir:

- Factor de potencia. Algunas normas y la buena práctica recomiendan asumir cosø =0,9; de donde ø = 25.8°.
- Tensión de la línea, de acuerdo a la tabla 8.1.
- Sistema de la línea: trifásico o monofásico.
- Disposición de los conductores, triangular o vertical (figuras 8.2)
- Material y sección de los conductores.
- Temperatura máxima de operación de los conductores, que generalmente se asume como 50°C.

Se deben conocer:

- Resistencia del material del conductor, dato generalmente dado por el fabricante para una temperatura de 20°C.
- Coeficiente de corrección por temperatura α, también suministrado por los fabricantes.

El cálculo del porcentaje de caída de tensión se realizará por el método del factor de caída de tensión (FCT), el cual se obtiene de tablas o se calcula para una situación específica; luego se aplica la siguiente expresión:

$$\Delta V\% = P \cdot L \cdot FCT.$$

Donde:

$\Delta V\%$ = Porcentaje de caída de tensión.

P = Potencia en kW.

L = Longitud de la línea, en m.

FCT = Factor de caída de tensión.

El FCT se puede encontrar en la tabla 8.4. Los valores de esta tabla se calcularon teniendo como base de datos las suposiciones presentadas al inicio de esta sección.

Para usar la tabla, se parte de la tensión de la línea. Para la disposición geométrica de los conductores analizados se selecciona un calibre de conductor, para el cual se encuentra el FCT en la columna de la tensión.

Se recomienda que siempre que se utilice un FCT proveniente de una tabla, se deben verificar las hipótesis que sirvieron para calcularlo; si éstas hipótesis no se ajustan a la situación que se tiene, el FCT se debe calcular siguiendo la siguiente secuencia de cálculo.

Cálculo de la resistencia de la línea

$R_t = R_0 (1 + \alpha . \Delta T)$ [Ω/km]

R_t = resistencia a la temperatura de trabajo de la línea, tm; en Ω/km .

R_0 = resistencia a la temperatura de referencia, to; generalmente 20° C, dada por los fabricantes.

$$\Delta T = tm - to$$

tm = temperatura de trabajo de la línea, establecida por normas o reglamentos, °C.

to = es la temperatura de referencia, generalmente en 20°C.

α = coeficiente de temperatura, $^oC^{-1}$.

El valor de α se obtiene de la tabla 8.6.

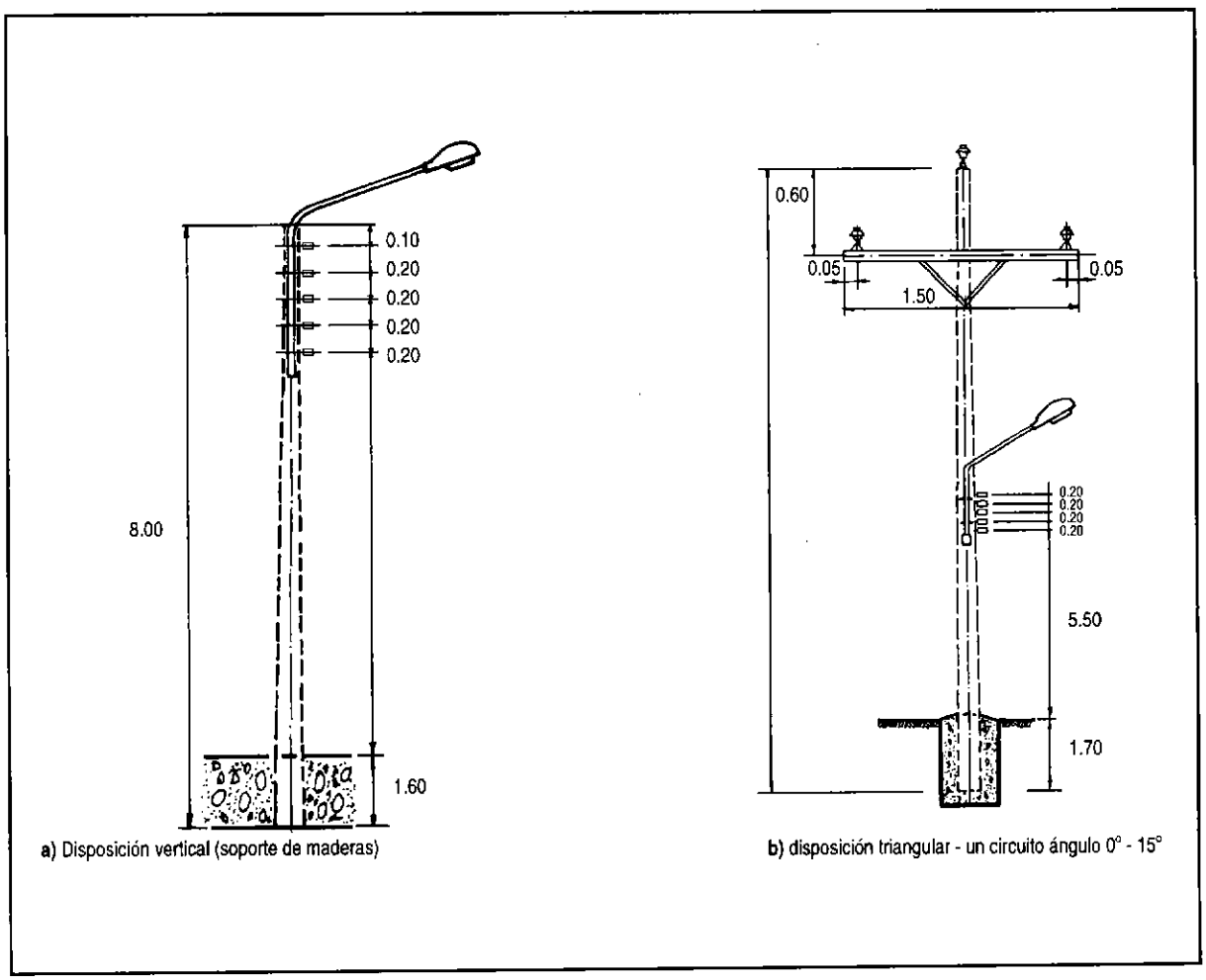
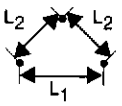
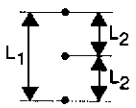


Fig. 8.2: Disposición de conductores.

Tabla 8.4 **Factores de caída de tensión (FCT)**

Tipo	Disposición geométrica	Sección del conductor (mm^2)	Tensión Nominal de la línea			
			6 kV	10 kV	15 kV	20 kV
TT		6	0.01004	0.003751		
		10	0.00644	0.002231		
		16	0.004256	0.001534		
		25	0.00291	0.001043		
TV		6				
		10				
		16				
		25				

Notas : 1.Sólo se consideran conductores de cobre semi-duro con $\alpha = 0{,}00384^{\circ}C^{-1}$. Los conductores de cobre duro, producirán un menor FCT.

2. Las distancias L_1 y L_2 son los mínimos para el nivel de tensión considerado (Ver tabla 8.5).

Tabla 8.5 **Distancias mínimas (en mm) por nivel de tensión**

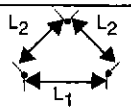
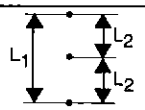
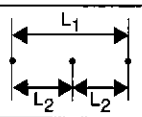
Tipo	Disposición geométrica	Separación	Tensión Nominal de la línea			
			6 kV	10 kV	15 kV	20 kV
TT		(mm) L_1	1340	1340	2400	2400
		(mm) L_2	756	756	1250	1250
TV		(mm) L_1	1000	1000	2440	2440
		(mm) L_2	500	500	1220	1220
TH		(mm) L_1	2400	2400	2400	2400
		(mm) L_2	1200	1200	1200	1200

Tabla 8.6 **Coeficiente de temperatura (α)**

Material	α ($^{\circ}C^{-1}$)
Cobre duro	0,00382
Cobre semiduro	0,00384
Aleación de aluminio	0,00360

Cálculo de la reactancia (para 60 Hz)

Se determina con la expresión:

$$X = 377\ (0{,}05 + 0{,}4605\ .\ \mathrm{Log}\ \frac{[DMG]}{RMG}\ \times 10^{-3})$$

Donde:

X = es la reactancia de la línea, en Ω/km.

DMG = es la distancia media geométrica, mm.

DMG = $\sqrt[3]{L_1 L_2 L_3}$

con L_1, L_2 y L_3 = separación entre los conductores en mm.

RMG = es el radio medio geométrico.

RMG = $\sqrt{(S/\pi)}$ (S = área del conductor en mm^2).

Cálculo del ángulo ø

Se determina tomando el $\cos^{-1}$ ø del factor de potencia considerado.

Cálculo del FCT

Utilizar la expresión siguiente:

$$FCT = (R_t + X\ .\ \tan ø)/(10\ .\ U^2)$$

Donde:

FCT = es el factor de caída de tensión.

R_t = es la resistencia de la línea (Ω/km).

X = es la reactancia de la línea (Ω/km).

U = es la tensión de la línea, en kV.

Selección del conductor

Si el ΔV% calculado con el FCT es menor al máximo permitido (tabla 8.2) se selecciona el conductor con el cual se ha determinado el FCT.

Selección de los aisladores

Los aisladores deben proporcionar un adecuado aislamiento eléctrico a los conductores con tensión; además, deben soportar los esfuerzos mecánicos que producen los conductores.

Características generales

- **Materiales.** Los aisladores se fabrican de porcelana de color castaño vidriado, o de vidrio.
- **Tipos.** En LT y redes primarias se utilizan aisladores tipo espiga, llamados también tipo PIN y aisladores tipo suspensión.

Tabla 8.7 **Aisladores recomendados para ambientes con atmósfera límpia (Clases IEE-NEMA)**

Nivel de tensión (kV)	Altura de instalación máxima (msnm)	Aislador recomendado IEE-NEMA Clase:
10	0-3600	55–4
	3600-5000	55-5
13,2	0-2200	55-4
	2200-4700	55-5
29	0-2600	56-1
	2600-4200	56-2

Resistencia mecánica. La mínima carga mecánica de falla de los aisladores, según la clase IEE-NEMA, está indicada en la tabla 8.8.

Tabla 8.8 **Normas IEE-NEMA. Mínima carga mecánica de falla para aisladores**

Clase IEE-NEMA	Mínima carga de falla (kg)
55.5	360
56.2	1360

- **Normas técnicas.** Los aisladores deberán cumplir con las normas técnicas de la IEE-NEMA, según la clase a la que pertenezcan.
- **Aplicaciones.** Existen aisladores de diseño apropiado para ser usados en zonas sin contaminación (atmósferas limpias), diferentes a aquellos diseñados para zonas de alta contaminación ambiental y para zonas costeras donde el medio ambiente tiene elementos de fuerte acción corrosiva.

  Existen métodos de cálculo que permiten seleccionar eléctricamente a los aisladores. No obstante, esta selección también puede hacerse en forma práctica, para zonas rurales sin contaminación ambiental (atmósfera limpia) con ayuda de la tabla 8.7, teniendo como datos la tensión de la red y la altura sobre el nivel del mar de la zona por donde pasa la LT.

  Para zonas de alta contaminación ambiental se recomienda utilizar aisladores Clase NEMA 56.2.

  Para zonas costeras de alta acción corrosiva del medio ambiente, se recomienda utilizar aisladores de suspensión tipo niebla o anticontaminación.

Selección de los postes

La selección de los postes debe garantizar que estos cumplan los siguientes requisitos: que tengan la altura adecuada para que las líneas aéreas queden a la altura conveniente sobre el piso recomendada por las normas, y que tengan la adecuada resistencia mecánica para soportar los esfuerzos producidos sobre él por los conductores.

Selección de postes de madera

Los postes de madera se utilizan con la finalidad de disminuir los costos y emplear material y mano de obra local. Sin embargo, también se pueden adquirir postes de madera de procedencia exterior: de otros países de América Latina y especialmente de Estados Unidos.

Características

Señalamos a continuación algunas normas técnicas sobre las características de los postes de madera:

Longitudes de los postes (m): 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14 y 15.

Clase: La clase representa la carga de rotura del poste, expresada en kg. Existen 9 clases que se designan con números del 1 al 9.

Grupo: Representa el máximo esfuerzo de flexión del poste expresado en kg. Existen 5 grupos que se designan con las letras A, B, C, D y E.

Diámetro en la punta: Expresado en mm, sirve para identificar la clase y grupo del poste.

Diámetro en la sección de empotramiento: Expresado en mm., sirve para identificar la clase y grupo del poste.

Como ejemplo ilustrativo, en la tabla 8.9 se presentan las dimensiones normalizadas de postes, según la Norma ITINTEC 251.022 del Perú.

Selección de transformadores de distribución

Los transformadores utilizados en distribución generalmente tienen las siguientes características:

- Son monofásicos o trifásicos.
- Son refrigerados por baño de aceite.
- Son construidos para montaje exterior.
- Se estandarizan a base de la potencia nominal, en kVA. En la tabla 8.10 se presenta la potencia nominal recomendada por Normas Técnicas; en la tabla 8.11 se presentan los estándares de algunos fabricantes.
- La relación de transformación está normalizada. Generalmente se considera, en el lado de alta tensión, a las tensiones normalizadas para las líneas; en la baja tensión las de 440, 380 o 220 V. La tensión de 110 V, aún cuando se usa en muchos países, tiende a caer en desuso en América Latina.
- La relación de transformación es regulable, pues los transformadores tienen tomas o taps que permiten obtener las siguientes variaciones: +5%, +2,5%, o -2,5%, -5% de la tensión nominal.

  Los grupos de conexión comúnmente usados en transformadores trifásicos son el YD0 y el YD5.

Tabla 8.9 — **Dimensiones normalizadas de postes de madera para uso en redes de distribución aérea**

Clase	Grupo	Diámetro en la punta (mm)	Longitud total (m)	8*	9*	10*	11*	12	13	14	15
Carga de rotura Kgs.			Longitud de tratamiento (m)	1.40	1.50	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00	2.10
	A	175	D	235	268	277	286	296	305	312	322
	B	184	I	264	277	286	299	308	318	324	334
1	C	194	A	274	283	302	315	324	334	344	350
	D	203	M	296	312	321	334	344	356	366	372
2040	E	216	E	319	334	347	359	372	382	394	404
	A	168	T	239	248	255	267	277	268	235	299
	B	175	R	248	261	270	280	289	296	303	312
2	C	181	O	261	274	283	293	302	312	321	326
	D	191		277	290	302	312	324	334	340	350
1680	E	200	M	299	312	324	357	350	359	389	379
	A	159	I	223	233	243	251	258	267	273	280
	B	165	N	239	242	251	261	267	277	283	293
3	C	171	I	245	235	264	273	285	293	299	305
	D	176	M	258	271	283	293	302	312	318	326
1360	E	191	O	250	293	302	315	324	334	344	333
	A	143		207	217	256	232	238	248	254	261
	B	149	D	213	226	232	242	349	258	264	271
4	C	156	E	226	236	245	254	264	270	277	288
	D	162		242	252	261	270	280	289	296	302
1090	E	171	S	261	271	283	293	302	312	318	323
	A	130	E	191	201	207	216	223	229	235	239
	B	136	C	197	207	216	223	229	239	245	251
5	C	143	C	210	220	226	235	242	251	259	264
	D	149	I	223	233	242	251	258	267	273	280
860	E	159	O	238	252	261	270	280	286	298	302
	A	108	N	175	185	191	197	203	210	216	223
	B	114		185	191	200	207	213	219	226	232
*	C*	121	D	194	204	210	216	226	232	238	243
6	D*	127	E	207	217	223	232	238	245	251	250
680	E	136		223	233	242	251	250	264	273	280
	A	101	E	166	172	178	184	191	187	200	210
	B	108	M	172	176	184	191	197	203	210	218
*	C*	114	P	181	188	197	203	210	216	223	226
7	D*	121	O	191	201	207	216	223	229	235	242
550	E	127	T	207	217	226	232	242	248	254	261
	A	92	R	152	159	168	172	170			
	B	98	A	159	169	175	181	184			
8	C	108	M	169	175	164	191	197			
	D	114	I	178	133	194	200	207			
450	E	121	E	194	201	210	216	226			
	A	86	N	140	147						
	B	89	T	145	135						
9	C	95	O	152	139						
	D	105	(mm)	162	172						
340	E	114		175	188						
	A	>800									
Esfuerzo	B	701-600									
de flexión	C	601-700									
por grupo	D	501-600									
(Kg/cm²)	E	400-500									

* CLASES, GRUPOS Y ALTURAS DE POSTES QUE SE ENCUENTRAN NORMALMENTE EN EL MERCADO NACIONAL.

Tabla 8.10 **Potencias nominales de transformadores**

Transformadores Monofásicos (kVA)	Transformadores Trifásicos (kVA)
15	50
25	75
37,5	100
50	160
75	250
100	315
	400
	500
	630
	800
	1000
	1600

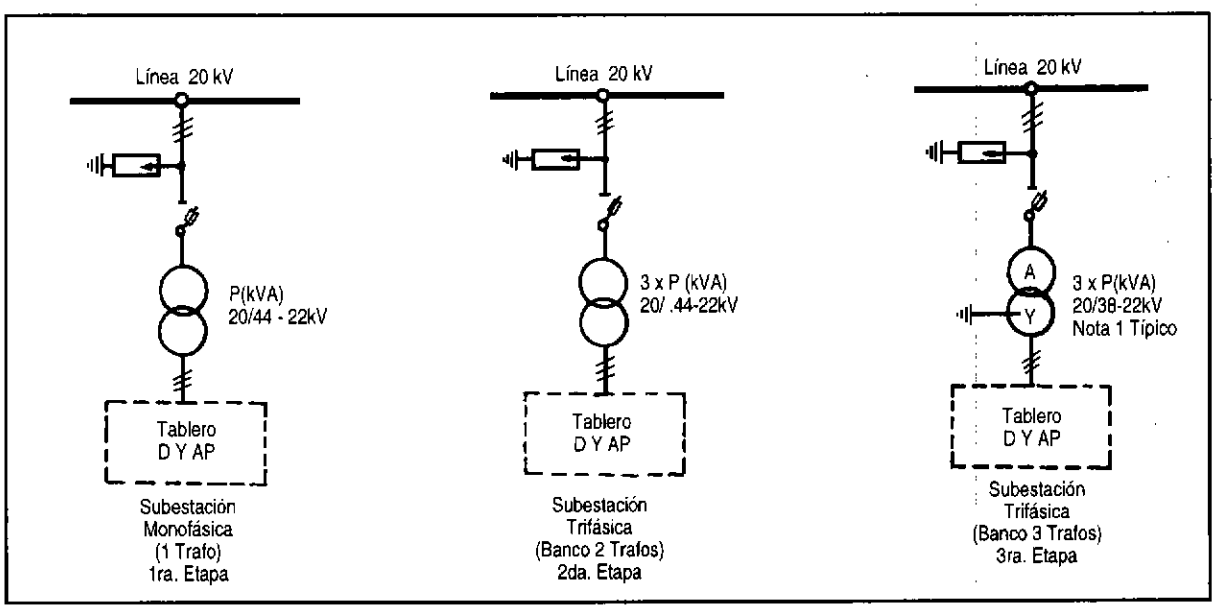


Fig. 8.3: Equipamiento por etapa de una subestación.

Selección

Para la selección del transformador de una SE, se deben tener en cuenta las condiciones de la red en el punto en que el transformador se va instalar:

- La potencia nominal
- La relación de transformación
- La forma del equipamiento
- Otras características: impedancia de corto circuito, forma de conexión, etcétera; que son complementarias.

La potencia nominal y la relación de transformación no requieren de mayor comentario. El equipamiento se puede realizar en tres etapas:

1. Un transformador monofásico.
2. Se adiciona otro transformador monofásico y se utiliza la forma de conexión Delta abierto.
3. Se concluye adicionando un tercer transformador completando el banco trifásico.

El equipamiento por etapas (fig. 8.3) es recomendable cuando se tienen poblaciones con baja densidad poblacional y se prevé que su crecimiento es a largo plazo. En localidades de alta densidad, puede ser preferible utilizar transformadores trifásicos desde el inicio.

La figura 8.4 muestra la disposición típica de los transformadores y sus accesorios en sub-estaciones montadas en postes.

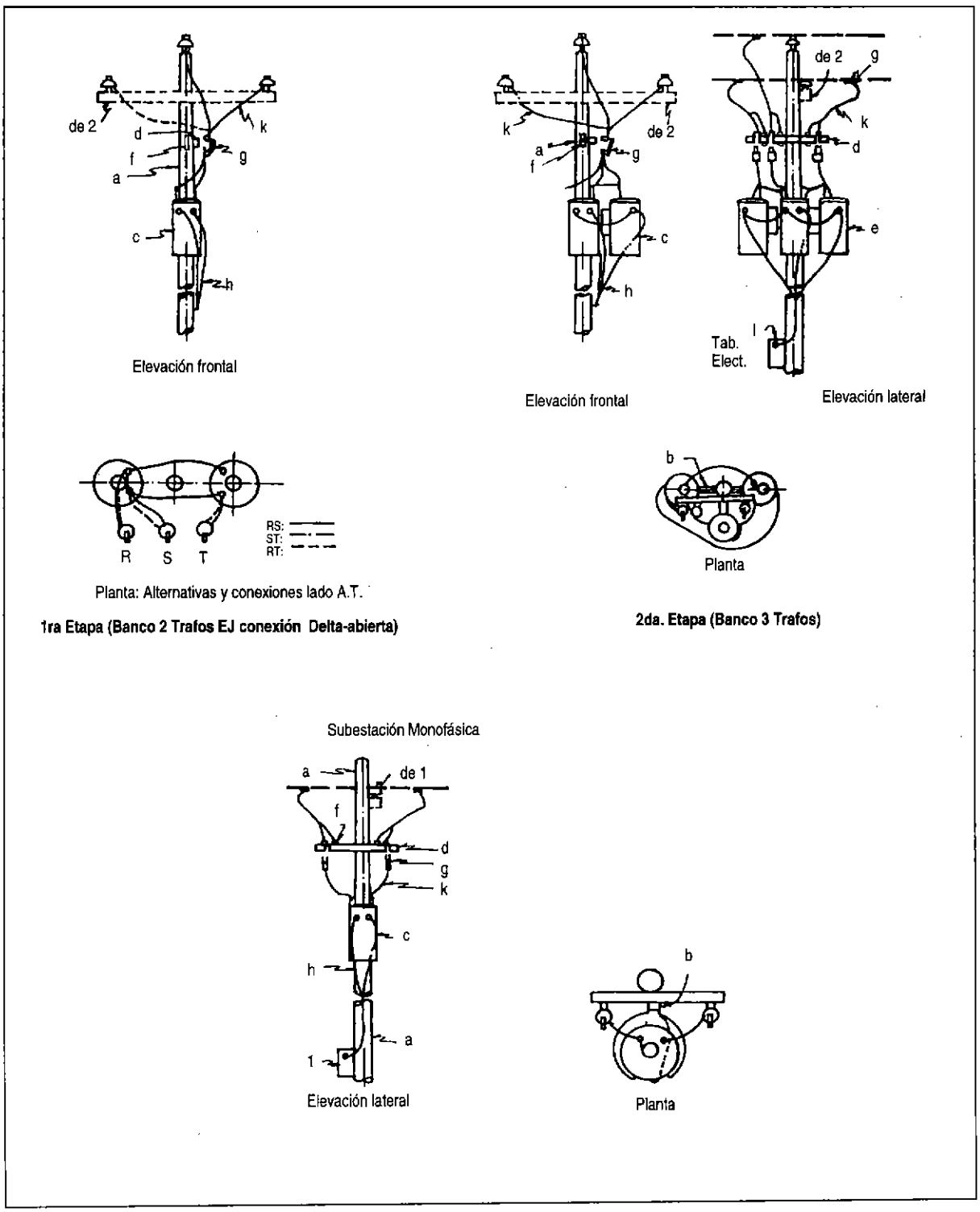


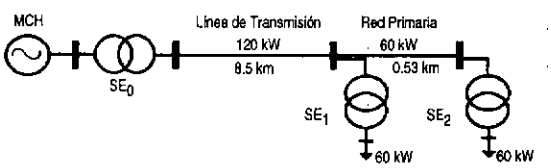
Fig. 8.4: Disposición de los elementos de subestaciones montadas en postes.

Tabla 8.11 **Potencias nominales de transformadores de distribución (estandares de fabricantes)**

Transformadores Monofásicos (kVA)	Transformadores Trifásicos (kVA)
5	10
15	25
25	37,5
37,5	50
75	75
100	100
	125
	200
	315
	500
	800
	1000

Ejemplo 8.1 Cálculo de líneas de transmisión y redes de distribución primaria

Se tiene una MCH ubicada en una localidad del Perú, a una altitud de 1200 msnm; la cual debe alimentar un centro poblado con una potencia de 120 kW. La línea de transmisión tendrá una longitud de 8,5 km y la red de distribución primaria alimentará 2 SE, con un tramo de 0,53 km. tal como se muestra en el esquema.



Se desea determinar la tensión del sistema, la sección del conductor, el tipo de armado y la potencia nominal de los transformadores.

1. Datos de diseño

Línea de transmisión: Tramo SE_0 - SE_1 — Potencia : 120 kW
Longitud : 8,5 km

Red de distribución primaria: Tramo SE_1 - SE_2 — Potencia : 60 kW
Longitud : 0,53 km

2. Hipótesis

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad (Perú); a las normas del Ministerio de Energía y Minas y las Normas del ITINTEC:

- Factor de potencia : cos ø = 0,9 (Normas MEM)
- Sistema : trifásico de 3 conductores.
- Disposición de conductores : triangular
- Conductor : cobre-temple semiduro
- Máx. temp. de operación: 50°C (Código Nacional de Electricidad)

3. Cálculo del porcentaje de caída de tensión ($\Delta V\%$) de la línea

a) Selección de la tensión.

En la tabla 8.1. Seleccionamos: U = 10 kV.

b) Selección del conductor.

En la tabla 8.3. Seleccionamos: S = 6 mm^2

c) Determinación de $\Delta V\%$

con la expresión : $\Delta V\%_{0-1} = P_{01} \cdot L_{01} \cdot FCT$

El FCT lo ubicamos en la tabla 8.4. En la sección correspondiente a la disposición triangular, ubicamos el conductor de sección S = 6 mm^2 y bajo la columna de 10 kV encontramos el FCT correspondiente:

$$FCT = 3{,}75 \times 10^{-3}$$

Reemplazando valores tenemos:

$$\Delta V\%_{0-1} = 120 \times 8{,}5 \times 3{,}75 \times 10^{-3}$$

$$\Delta V\%_{0-1} = 3{,}82$$

4. Cálculo de la caída de tensión en la red primaria ($\Delta V\%_{1-2}$)

Seleccionamos V = 10 kV, S = 6 mm2 (otros datos igual a LT) en la expresión:

$$\Delta V\%_{1-2} = P_{12} \cdot L_{12} \cdot FCT$$

Reemplazamos:

$$\Delta V\%_{1-2} = 60 \times 0{,}53 \times 3{,}75 \times 10^{-3}$$

$$\Delta V\%_{1-2} = 0{,}119$$

5. Cálculo de la caída de tensión total: de la SEE hasta la SE de distribución más alejada

$$\Delta V\% = \Delta V\%_{0-1} + AV\%_{1-2}$$

$$\Delta V\% = 3{,}82 + 0{,}119$$

$$\Delta V\% = 3{,}99\%$$

Vemos que este porcentaje es inferior al máximo establecido por el Código Nacional de Electricidad (CNE) del Perú:

$$\Delta V\% = 3{,}99 < 6\%$$

6. Selección de los transformadores

Vemos que la potencia activa de las SE es de 60 kW por lo que para determinar la potencia aparente nominal, usamos la expresión:

$$Po\ (kVA) = P\ (kW)/Cos\ ø$$

Donde :

Po = es la potencia del transformador, en kVA.

P = es la potencia activa, en kW.

Cos ø = es el factor de potencia.

Po (kVA) = 60/0.9

Po = 66,6 kVA

De las tablas 8.10 y 8.11, seleccionamos un transformador trifásico de una potencia nominal de 75 kVA. Opcionalmente también se podrían seleccionar dos bancos de transformadores monofásicos de 37,5 kVA; pero en este caso se deberá recalcular la caída de tensión.

La tensión nominal del transformador será de 10 kV en el primario. Se asume que la tensión de distribución secundaria es de 220V, por lo que los datos nominales del transformador serán:

Tipo : Trifásico

Potencia : 75 kVA

Relación de transformación : 10/0,22 kV.

Tabla 8.12 **Alambres de cobre desnudo**

Temples duro y blando

Características			Temple blando		Temple duro	
Calibre del conductor	Diámetro nominal	Peso	Carga de rotura	Resistencia nominal C.C. a 20°C	Carga de rotura	Resistencia nominal C.C. a 20°C
mm^2	mm	kg/km	kg f	ohm/km	kg f	ohm/km
0.5	0.80	4.47	13.6	34.3	23.0	35.7
0.75	0.97	6.57	20.0	23.3	33.8	24.3
1	1.13	8.92	27.1	17.2	45.9	17.9
1.5	1.38	13.3	40.4	11.5	67.8	12.0
2.5	1.78	22.1	67.2	6.93	112.7	7.21
4	2.25	35.4	107.4	4.34	178.1	4.51
6	2.76	53.2	155.6	2.88	262.0	3.00
10	3.57	89.0	260.3	1.72	433.4	1.79
16	4.50	141.0	413.5	1.08	664.8	1.13

Los alambres considerados en esta tabla corresponden a la clase de la Norma IEC-228.

Tabla 8.13 **Cables de cobre desnudo**

Temples duro y blando

Características					Temple blando		Temple duro	
Calibre del conductor	N° de hilos	Diámetro nominal de los hilos	Diámetro del cable	Peso	Carga de rotura	Resistencia nominal C.C. a 20°C	Carga de rotura	Resistencia nominal C.C. a 20°C
mm^2		mm	mm	kg / km	KN	ohm/km	KN	ohm/km
6	7	1.04	3.12	54	1.46	3.08	2.45	3.14
10	7	1.35	4.05	91	2.45	1.83	4.00	1.87
16	7	1.70	5.10	144	3.89	1.15	6.36	1.17
25	7	2.14	6.42	228	6.17	0.727	9.95	0.741
35	7	2.52	7.56	317	8.55	0.524	13.6	0.534
50	7	3.02	9.06	455	12.3	0.387	19.4	0.395
50	19	1.78	8.90	429	11.6	0.387	18.9	0.395
70	19	2.14	10.70	620	16.7	0.268	27.0	0.273
95	19	2.52	12.60	859	23.2	0.193	37.1	0.197
120	19	2.85	14.25	1099	29.7	0.153	47.9	0.156
150	37	2.25	15.75	1334	36.0	0.124	58.1	0.126
185	37	2.52	17.64	1673	45.2	0.0991	72.2	0.101
240	37	2.85	19.95	2140	57.8	0.0754	91.1	0.0769
240	61	2.25	20.25	2199	59.4	0.0754	95.8	0.0769
300	61	2.52	22.68	2759	74.5	0.0601	119.0	0.0613
400	61	2.85	25.65	3529	95.3	0.0470	150.2	0.0479
500	61	3.20	28.80	4449	120.2	0.0366	189.4	0.0373

Las secciones consideradas en esta tabla corresponden a la clase 2 de la Norma IEC-228.
La carga a la tracción se ha calculado según el Código Nacional de Electricidad.

Tabla 8.14 **Conductores de cobre forrados**

Calibre del conductor	Sección transversal	Número de hilos	Diámetro nominal de los hilos	Diámetro del conductor	Espesor de aislamiento	Diámetro exterior	Peso
AWG-MCM		**mm²**	**mm**	**mm**	**mm**	**mm**	**kg / km**
14	2.08	1	1.628	1.63	0.8	3.3	25
12	3.31	1	2.052	2.05	0.8	3.7	36
10	5.26	1	2.588	2.59	0.8	4.2	55
8	8.37	1	3.264	3.26	0.8	4.9	84
8	8.37	7	1.234	3.70	0.8	5.3	88
6	13.30	7	1.555	4.67	0.8	6.3	135
4	21.15	7	1.961	5.88	0.8	7.5	210
2	33.63	7	2.474	7.42	1.2	9.9	340
1	42.41	7	2.776	8.33	1.2	10.8	423
1/0	53.31	19	1.892	9.46	1.6	12.7	540
2/0	67.44	19	2.126	10.63	1.6	13.9	674
3/0	85.02	19	2.388	11.94	1.6	15.2	841
4/0	107.2	19	2.680	13.40	1.6	16.6	1051
250	126.7	37	2.088	14.62	1.6	17.8	1236
300	125.0	37	2.288	16.00	1.6	19.2	1473

Los alambres considerados en esta tabla corresponden a la clase de la Norma IEC-228.

Referencias bibliográficas:

1. ZOPPETTI G., "Redes eléctricas", Gustavo Gili, S.A., México,D.F., 1981
2. ITINTEC, Norma técnica Nacional N° 251004, Norma Definiciones, 1988
3. ITINTEC, Norma técnica Nacional N° 251019, Norma Definiciones y Clasificación, 1988
4. DIRECCION GENERAL DE ELECTRICIDAD, Norma DGE 0119 - 1989, "Conductores eléctricos", 1989

Mantenimiento de microcentrales

9

9.1 Introducción

La implementación de una microcentral hidráulica (MCH) requiere de la inversión de un gran capital. A fin de recuperar esta inversión en el plazo previsto en el análisis económico de rentabilidad, la central debe funcionar todo el tiempo para el que fue diseñada que por lo general, en el caso de generación de energía eléctrica, es 365 x 24 = 8,760 horas/año. A ello habría que restar el tiempo programado de paradas por diversos motivos, incluyendo las que corresponden al tiempo dedicado al mantenimiento y que es distinto en el caso de una microcentral para generación de energía eléctrica que para una microcentral para uso motriz.

Esto es posible sólo con una adecuada operación del sistema y un programa de mantenimiento bien planificado que efectivamente sea llevado a la práctica.

Lamentablemente, el estado de muchas plantas demuestra que no se comprende la cualidad preventiva del mantenimiento y, en muchos casos, los propietarios o responsables del servicio la ignoran deliberadamente, a lo que por lo general se ven obligados por los siguientes motivos:

- Ausencia de recursos financieros para la adquisición de herramientas, repuestos y materiales diversos.
- Falta de conocimientos básicos para la ejecución de ciertas actividades de mantenimiento.
- Inexistencia de programas claros de mantenimiento.

Las consecuencias de una inadecuada operación y la desatención del mantenimiento devienen en una serie de problemas relacionados directamente con el estado del equipo electromecánico y también en pérdidas económicas, por energía dejada de producir y por costos imprevistos de reposición y/o reparación de piezas.

Por lo tanto, los procedimientos y actividades de mantenimiento deben especificarse a manera de "secuencia de acciones" que se repiten periódicamente y encargarse a una persona, que puede o no ser el operador de la planta, pero que debe estar capacitado para ejecutar, registrar y programar estas acciones.

En el presente capítulo se va a enumerar las acciones de mantenimiento más comunes en función de cada parte de la MCH y se describirá con algún detalle aquellas que requieran cierto conocimiento técnico para su ejecución. Asimismo, se darán recomendaciones prácticas para el efectivo cumplimiento de los programas de mantenimiento en base a la experiencia hasta hoy acumulada, así como lineamientos generales para la realización de diagnósticos de fallas.

9.2 Acciones de mantenimiento en bocatomas

Como se pudo observar en el capítulo respectivo, las partes principales de una bocatoma son presa o barraje, muros de encauzamiento y ventana de captación.

La presa o barraje es una estructura de concreto a lo ancho del río que, en la mayoría de los casos, necesita poco mantenimiento. Generalmente en la época de avenidas, los ríos traen consigo grandes piedras, vegetación y arena que se deposita en la parte previa a la presa; estos materiales podrían ocasionalmente bloquear la entrada del agua al canal, por lo que será necesario retirarlos.

La existencia de rajaduras o filtraciones en la presa se pueden observar mejor en época de estiaje. Durante esta temporada se deben realizar los trabajos de resane; si ello no fuera posible, se puede impermeabilizar temporalmente la filtraciones con sacos de arena.

Los trabajos de resane se deberán hacer poniendo mortero de concreto de acuerdo a las indicaciones del cuadro 9.1:

Cuadro 9.1: Recomendaciones para el trabajo de resane

Recomendado para:	Cemento	Arena	Otros materiales
Reparación de fugas de agua debido a rajaduras en paredes de canales, presas, etc.	una parte	dos a tres partes	5 % de cemento blanco, para fraguado rápido
Resane de superficies que estén en contacto permanente con agua en canales, bocatoma, cámara de carga, desarenador, etc.	una parte	tres partes de arena tamizada	ninguno
Superficies externas que no estén en contacto con el agua, dependiendo del grado de resistencia requerido.	una parte	* cuatro partes * cinco partes * seis partes	ninguno
Superficies que estén en contacto con agua.	una parte	una y media partes	
Trabajos de recomposición estructural.	una parte	dos partes	cuatro partes de fierro de construcción

La ventana de captación es el punto donde el agua deja el río para irse por el canal. Es necesario inspeccionar esta ventana diariamente en época de avenida; es probable que algunos materiales flotantes queden atrapados en las rejas y bloqueen el paso del agua.

Algunas ventanas están provistas de paredes que limitan el flujo de agua en avenidas. Otras ventanas están provistas de compuertas de desfogue o limpieza que cumplen el mismo trabajo; si así fuera es recomendable mantenerla totalmente abierta para prevenir excesos de agua en el canal, que podrían ser causa de rebalses a lo largo del canal y a su vez provocar derrumbes.

Los desfogues y rebosaderos que pudieran formar parte de la bocatoma deben ser inspeccionados periódicamente para detectar daños que podrían ocurrir con el tiempo, como rajaduras o deslizamientos de la cimentación, que deben ser reparados prontamente, pues los daños podrían extenderse y ser causa de costosas reparaciones.

9.3

Acciones de mantenimiento en canales

La mayoría de las MCHs tienen alguna forma de canal para llevar el agua de la bocatoma a la cámara de carga. Existen muchos tipos de canales; los más usados son los de tierra, empedrados y de concreto y, en algunos casos, es posible encontrar una combinación de los tres.

Una de las consideraciones importantes que se deben tener en cuenta es la velocidad con la que el agua circula. En un canal de tierra la velocidad de desplazamiento del agua debe ser menor que en un canal revestido.

Si en alguno de estos canales el agua se traslada a una velocidad mayor que la velocidad designada, el canal podría erosionarse, y si el agua se traslada a una velocidad menor el canal tiende a sedimentar los sólidos suspendidos en el agua. Por tanto, es conveniente intentar mantener la velocidad entre los límites designados. Esta consideración debe tomarse en cuenta cuando se reparan canales sin revestimiento (tabla 9.1)

El canal debe ser inspeccionado periódicamente, cuidando remover piedras, vegetación y sedimentos.

Las acciones de mantenimiento en el canal deben estar orientadas a prevenir fugas y repararlas tan pronto como ellas aparezcan. Los acueductos, también llamados canoas, deben ser inspeccionados en sus soportes y estructura en general, cualquiera que sea el material del que están fabricados.

Tabla 9.1 **Velocidad máxima permisible en canales de tierra**

Tipo de suelo	Velocidad en m/s
Arena fina	0.3 - 0.4
Arena + arcilla	0.4 - 0.6
Arcilla	0.6 - 0.8
Arcilla compacta	0.8 - 2.0

9.4

Acciones de mantenimiento en desarenadores

El desarenador es una parte importante de una MCH, pues determina el deterioro por erosión del rodete de la turbina. Más aún en las turbinas de admisión total en las que el agua se acelera en el interior del rodete, como las turbinas Francis.

En el desarenador la velocidad del agua es disminuida, permitiendo que las partículas en suspensión caigan a la base del desarenador.

Los sedimentos recolectados deben ser expulsados con una periodicidad -que depende de cada caso- mediante la apertura de la compuerta de purga; de lo contrario se seguirán acumulando hasta que algún exceso pase a la turbina. Durante la temporada de lluvia la frecuencia de vaciado del desarenador deberá ser mayor.

Aparte de la limpieza de sedimentos, el desarenador requiere poco mantenimiento, como la ocasional reparación de la mampostería que podría ejecutarse durante los períodos secos del año. Las guías y accesorios de la compuerta de purga podrían requerir lubricación cada cierto tiempo, dependiendo de su diseño.

9.5

Acciones de mantenimiento en cámaras de carga

La cámara de carga es el punto donde se conecta la tubería forzada al canal de conducción. En algunas MCHs junto a la cámara de carga hay un desarenador. La cámara de carga está compuesta por una rejilla, un rebosadero y, en ocasiones, una válvula para controlar el paso de agua a la turbina.

La rejilla requiere limpieza. La frecuencia de esta acción dependerá de la cantidad de materiales flotantes que el agua traiga consigo. Es importante que el único elemento que pase a la turbina sea el agua, cualquier objeto, dependiendo de su dimensión, podría causar la disminución de la potencia, al quedarse atorado en un intersticio de la turbina.

Los desfogues y rebosaderos que forman parte de la cámara de carga también deben ser inspeccionados en sus soportes y estructura para detectar daños que podrían ocurrir con el tiempo, como es el caso de las rajaduras o deslizamientos de la cimentación.

Algunas MCHs están provistas de un gran reservorio para el almacenamiento de agua, la tubería es conectada a este reservorio y la turbina puede ser operada por unas horas a su más alta potencia. Este reservorio también actúa como un gran desarenador, por lo que es necesario limpiar los sedimentos cada cierto tiempo. Generalmente hay unas rejillas antes del reservorio, pero necesitan menor limpieza que aquellas ubicadas en la cámara de carga.

9.6

Acciones de mantenimiento en tuberías

La tubería forzada lleva el agua de la cámara de carga a la turbina. En MCHs antiguas es común ver tuberías de planchas de acero remachadas o soldadas; en las más recientes se viene empleando el PVC.

Las tuberías de acero requieren poco mantenimiento, aunque algunas veces las uniones de los tubos pueden gotear. Cuando se trata de uniones espiga-campana estos pueden solucionarse rápidamente con soldadura de plomo; en el caso de bridas empernadas, bastará con ajustar los pernos y, si persistiera la fuga, habrá que revisar el estado de la empaquetadura. Igual atención merecen la juntas de dilatación.

Un problema común en las tuberías de acero es la corrosión, que se puede presentar en forma generalizada o localizada. En ambos casos es conveniente una minuciosa limpieza de la superficie con cepillos de cerdas de acero, solventes químicos o arenado. La aplicación inmediata de una capa de pintura anticorrosiva sobre el metal puede ayudar a extender el tiempo de vida de la tubería; se recomienda esta aplicación con alguna periodicidad.

En tuberías viejas no es recomendable retirar las formaciones calcáreas del interior de los tubos debido a que se puede reducir sustancialmente el espesor y provocar el consecuente debilitamiento del material.

Las tuberías de material plástico PVC no deben ser expuestas a los rayos solares debido al prematuro envejecimiento que los rayos ultravioleta provocan en el PVC. Es recomendable que las tuberías se instalen en zanjas y sean totalmente cubiertas con tierra, lo que también las protege de ocasionales golpes que podrían fracturarla con relativa facilidad.

Es sumamente importante inspeccionar el estado de los anclajes y soportes, considerando la presencia de drenajes laterales para conducir aguas de lluvia que de otro modo podrían socavar el terreno provocando inestabilidad y, en casos extremos, deformación y hasta rotura de la tubería.

9.7

Acciones de mantenimiento en válvulas

Las válvulas son instaladas al final de la tubería, en la mayoría de los casos en la casa de fuerza. Las válvulas tienden a presentar fugas de agua por la prensaestopa, lo cual no es mayor problema porque bastará ajustar el sello o cambiar la empaquetadura del mismo. Este ajuste del sello se debe realizar hasta que el agua deje de salir; un ajuste mayor dificulta el libre accionamiento y, lo que es peor, provoca desgaste localizado del eje o vástago de accionamiento.

Estas válvulas están diseñadas para trabajar en una determinada posición, es decir cerrada o abierta, nunca en una posición intermedia debido al desgaste prematuro del elemento obturador y las fuertes pérdidas de carga que producen en esta posición.

Si la válvula no tiene cierre hermético es debido a que los asientos del obturador y el asiento se han desgastado (erosionado) por lo que habrá que desmontarla para que en el taller se proceda a realizar la recuperación de forma mediante soldadura de relleno y torneado correspondiente.

9.8

Acciones de mantenimiento en turbinas hidráulicas

En nuestro medio los tipos de turbinas que se encuentran con frecuencia son: Pelton, Francis y flujo transversal o Michel Banki.

Las turbinas necesitarán poco mantenimiento en la medida en que el agua se mantenga limpia. De ocurrir que algún objeto se incruste en el interior de la turbina, será necesario desmontar los inyectores de la turbina Pelton o retirar la tapa de inspección de las turbinas Francis o Michel y extraer el objeto como comúnmente ocurre en las turbinas Francis, con lo cual se recuperará la potencia de la turbina.

Otro punto de especial cuidado son los rodamientos o apoyos del eje: se debe estar alerta ante la ocurrencia de ruidos extraños o sobrecalentamientos, pues estos son indicadores que algo está mal.

De otro lado, el desgaste de los rodetes y elementos directrices del agua ocurren a lo largo del tiempo, por lo que será necesario realizar una inspección anual rigurosa que proporcione información acerca de cuál es el avance del desgaste. Esta es la forma más adecuada de controlar el desgaste y tener suficientes criterios para programar una reparación general.

Si la turbina está equipada con algún elemento de parada automática o protección por sobretemperatura en los cojinetes, falta de agua de refrigeración en los mismos, sobrevelocidad, rotura de la faja de transmisión al péndulo del regulador, bajo nivel de aceite o por alguna otra causa, es importante realizar una prueba de funcionamiento anual, para lo que habrá que simular la ocurrencia de la falla y verificar el correcto funcionamiento del sistema.

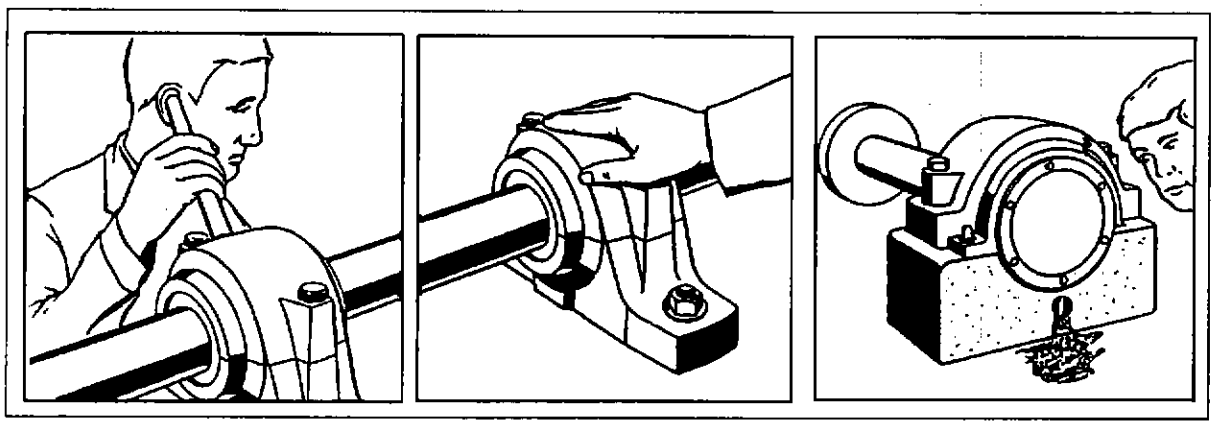


Fig. 9.1: Inspección de rodamientos.

9.9

Acciones de mantenimiento en acoplamientos, rodamientos y fajas

Los acoplamientos están conformados por ejes, poleas, fajas y rodamientos. Este tipo de acoplamiento conocido como acoplamiento indirecto requiere ser inspeccionado con frecuencia, con el fin de detectar, vibraciones a causa de desalineamientos, tensiones excesivas de fajas y ajuste de pernos de sujeción del templador.

El tensado de la faja debe verificarse de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, el que recomienda una máxima flecha de deformación al ser aplicada una fuerza determinada que a su vez depende del tipo de faja.

En algunos casos el alternador esta acoplado directamente a la turbina, por lo que se le conoce con el nombre de acoplamiento directo. Este tipo de acoplamiento requiere muy poca atención, sin embargo es conveniente la realización de inspecciones periódicas con el fin de revisar el ajuste de los pernos de acople y el estado de los elementos flexibles que generalmente son de cuero o jebe.

Existen dos tipos de rodamientos, los antideslizantes y los de rodadura. Los primeros se pueden observar con frecuencia en máquinas antiguas, y están conformados por una pista de material antideslizante (conocido comercialmente como babbit) en la que gira el propio eje; estos rodamientos trabajan en baño de aceite y los de grandes dimensiones están provistos de sistemas de refrigeración y lubricación forzada.

Los rodamientos antideslizantes requieren ser inspeccionados con cierta frecuencia, verificando que el área de asentamiento en la pista sea la mayor posible. La holgura entre el eje y la pista se calcula del siguiente modo:

$$H = d \times 1.12 / 1000$$

Donde:

H : holgura en mm.

d : diámetro del eje en mm.

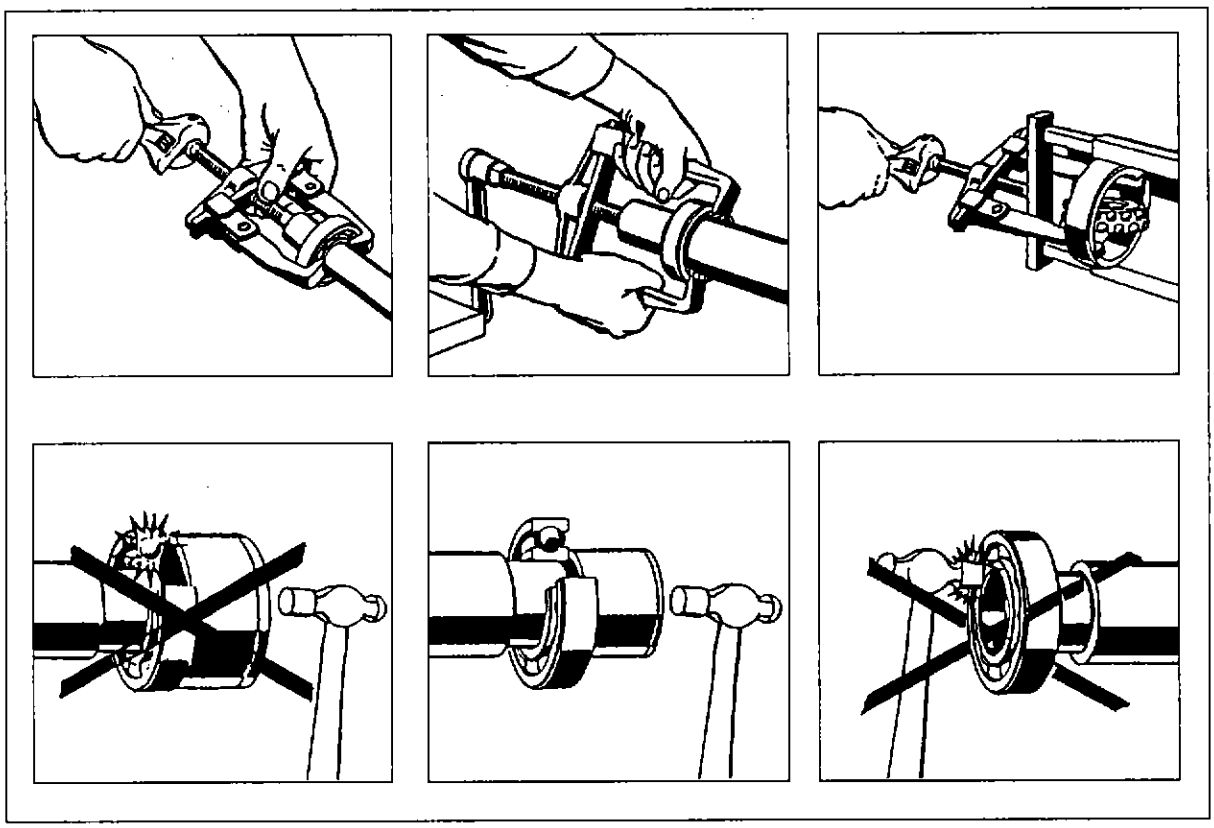


Fig. 9.2: Cambio de rodamientos.

También se debe revisar el estado del lubricante y el correcto funcionamiento del sistema de refrigeración.

La temperatura de funcionamiento de estos rodamientos no debe exceder los 55°C en condiciones normales de funcionamiento, debido al bajo punto de fusión del metal antifricción; si hubiera un sistema de protección por sobretemperatura se recomienda graduar la alarma entre 55°C y 60°C, y la desconexión a 65°C.

Los rodamientos por rodadura requieren poca atención: periódicamente habrá que realizar un engrase, y proceder a su recambio cuando hayan completado el número de horas de trabajo que el fabricante del equipo especifique.

Para el cambio de rodamientos hay que usar preferentemente un extractor de rodamientos y tener las máximas precauciones tanto en la manipulación del rodamiento como en su montaje.

Cada cierto tiempo habrá que realizar el recambio de grasa, la cantidad de grasa de recambio es importante porque un exceso puede ser causa de posteriores calentamientos. La cantidad de grasa necesaria puede calcularse con la siguiente expresión:

$$G = 0.005 \times D \times B$$

Donde:

G : cantidad de grasa en gramos.

D : diámetro exterior del rodamiento en milímetros.

B : ancho del rodamiento en milímetros.

El tiempo que un rodamiento engrasado funciona satisfactoriamente sin reengrase, depende del tipo de rodamiento, tamaño, velocidad y temperatura de funcionamiento, del ambiente y tipo de grasa. El siguiente gráfico de intervalo de duración muestra los intervalos de lubricación adecuados expresados en horas de funcionamiento.

Ejemplo de utilización del diagrama:

Un rodamiento rígido de bolas cuyo diámetro interior "d" es 120 mm. gira a 2,000 rpm. Su temperatura de funcionamiento varía entre 60ºC y 70ºC ¿Cuál será el intervalo de lubricación?

Solución:

Trace la vertical desde el valor de 2,000 rpm hasta intersectar la curva de d=120 mm. Trace desde este punto una línea horizontal hasta llegar a la escala del eje vertical (columna "a" para rodamiento de bolas) y encontrará el valor de 4,000 horas de intervalo de lubricación.

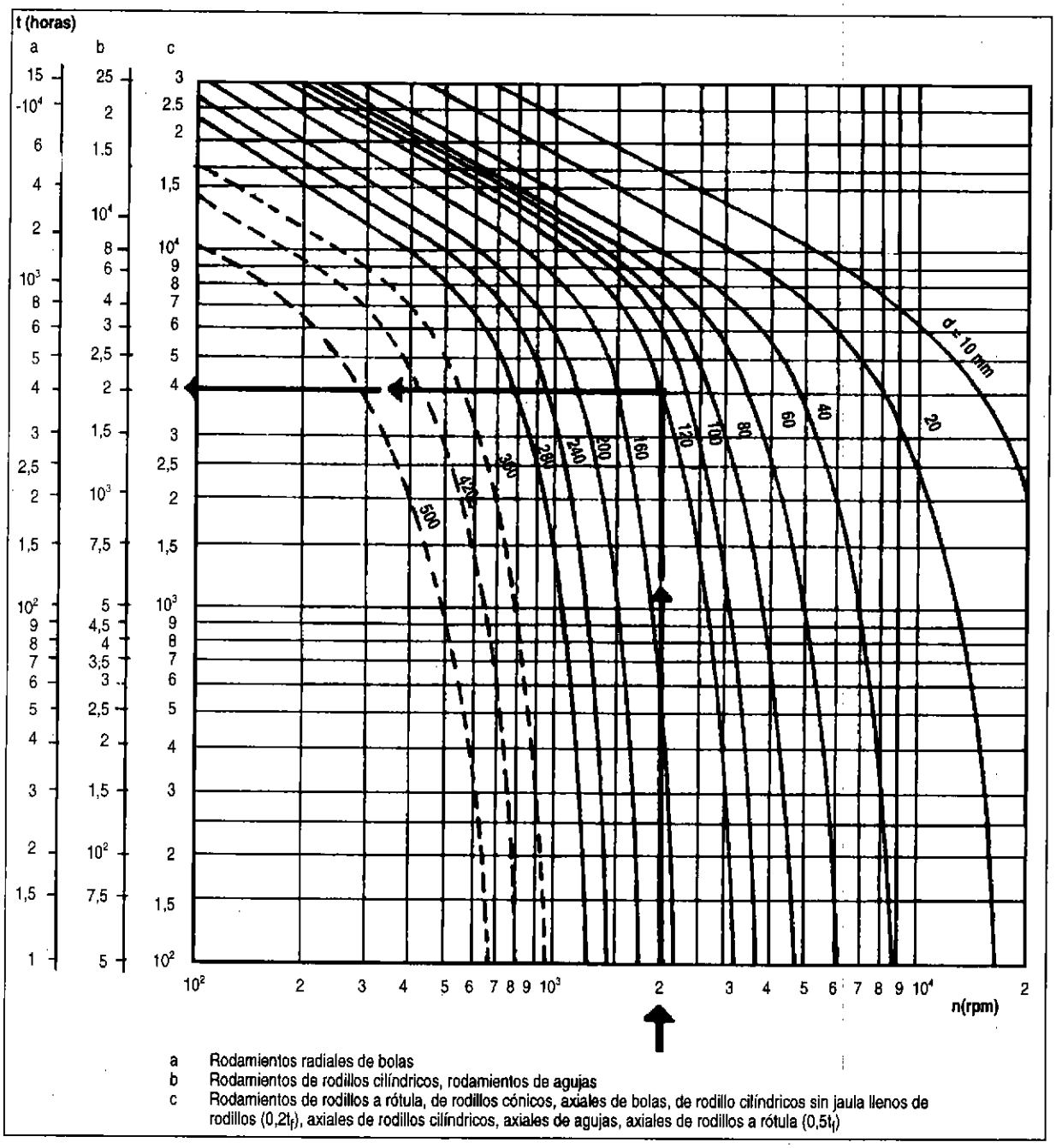


Fig. 9.3: Intervalo de lubricación de rodamientos.

9.10

Acciones de mantenimiento en reguladores

La función del gobernador o regulador de velocidad es mantener la velocidad constante de la turbina a pesar de las fluctuaciones de potencia.

Mediante dispositivos mecánicos estos reguladores abren o cierran una válvula o distribuidor de la turbina, variando así el caudal de ingreso.

Los reguladores deben ser inspeccionados diariamente para verificar el estado y tensión de las fajas, y que los mecanismos de mando como articulaciones, levas, bielas, etcétera, se mantengan adecuadamente lubricados.

Los reguladores tienen varios puntos de ajuste en su

interior, que no deben ser modificados sin contar con la literatura del fabricante o bajo la participación de una persona competente en el tema. Cualquier modificación en su ajuste podría derivarse en un funcionamiento inestable o en diferencias en la velocidad de marcha de la turbina.

La mayoría de estos reguladores trabajan con presión de aceite, por lo que es necesario inspeccionar el nivel del mismo y el estado para programar su cambio, teniendo la precaución de usar el tipo de aceite recomendado por el fabricante del equipo.

Los reguladores de carga, al igual que los reguladores de velocidad, tienen por objeto mantener constante la frecuencia del alternador. Estos reguladores son conectados eléctricamente al alternador y mantienen a una carga constante (por lo tanto la potencia en la turbina también se mantendrá constante), derivando la parte de la carga del alternador que no es consumida por la carga principal hacia un tanque de resistencias.

Este tipo de regulador requiere muy poco mantenimiento. Habrá que verificar la adecuada circulación de agua por el tanque de resistencias y también que la ventilación al interior del regulador no sea bloqueada. Dependiendo del ambiente, cada cierto tiempo habrá que limpiar de polvo el interior del regulador y revisar el ajuste de los pernos y tuercas de los puntos de conexión.

9.11

Acciones de mantenimiento en el alternador, equipamiento eléctrico y líneas de transmisión

La energía eléctrica se produce en el alternador, también conocido como generador, en el cual podemos distinguir básicamente dos partes: rotor y estator.

El rotor está compuesto por un eje al que van sujetadas un conjunto de placas de metal de gran permeabilidad magnética que, conjuntamente con unas bobinas de alambre esmaltado, conforman los polos. En los extremos estarán ubicados los rodamientos o apoyos.

En los alternadores antiguos se puede apreciar en un extremo un pequeño alternador que se encarga de producir la corriente de excitación y un rectificador rotatorio o colector que transforma la corriente alterna de la excitatriz en corriente continua.

El estator está conformado por un conjunto de bobinas de fase, la carcasa y la caja de bornes de salida. Las bobinas de excitación o de campo en el rotor generan un campo magnético que al girar inducen una corriente eléctrica en el bobinado o devanado del estator.

Es necesario realizar frecuentes inspecciones del alternador, debiendo poner especial atención en detectar la presencia de polvo, humedad o grasa en su interior, por los efectos perjudiciales que pueden tener sobre las bobinas del estator y del rotor. Igual atención requieren el estado de las escobillas o carbones del colector, el desgaste del mismo y la limpieza del polvo que dejan los carbones al desgastarse. Estas escobillas deben ser limpiadas y asentadas con papel lija fino aproximadamente cada 1000 horas de funcionamiento.

El excesivo chisporroteo en el colector ocurre con frecuencia luego de que el generador ha sido sometido a una reparación general. Esto puede corregirse aflojando el soporte de las escobillas y girando ligeramente en el sentido de la rotación del rotor, hasta encontrar la posición adecuada.

En los alternadores modernos autorregulados y sin escobillas la excitatriz trifásica se encuentra dispuesta directamente dentro del armazón del rotor; unos diodos rectificadores se encargan de transformar la corriente alterna en corriente continua de excitación. Un regulador de voltaje de estado sólido se encarga de que, cuando varíe la carga, la tensión de salida no varíe en más del 2%.

La limpieza de los bobinados puede realizarse introduciendo a presión un solvente dieléctrico. Esta maniobra debe ser realizada por una persona capacitada en este tipo de acciones.

Hay que tener en cuenta que cuando no se indica el tiempo de recambio de los rodamientos,se puede considerar como una referencia límite entre 30,000 y 50,000 horas de funcionamiento.

El engrase se puede realizar cada 300 horas y el recambio de grasa cada 3,000 horas. Se recomienda no exceder estos límites. (Ver acápite 9.9)

El bobinado puede resistir temperaturas hasta de 155°C. Los diodos rectificadores no resisten temperaturas mayores de 60°C, por lo que es conveniente el uso de disipadores de calor al soldar terminales o cables en el momento de cambiarlos. La grasa de los cojinetes se diluye por encima de 60°C.

Un borne flojo se convierte en una alta resistencia, lo que puede ser causa de un quemado del bobinado de fase.

Cuando se tenga bajos niveles de aislamiento por humedad en el estator de los alternadores autorregulados se hará circular una corriente igual al 20% de la corriente nominal del bobinado estatórico (resistencia del bobinado ≈ 0.5 Ω) para lo cual habrá que conectar una batería por el lapso de una hora y una resistencia de 2 ohmios en serie, como se muestra en la siguiente figura:

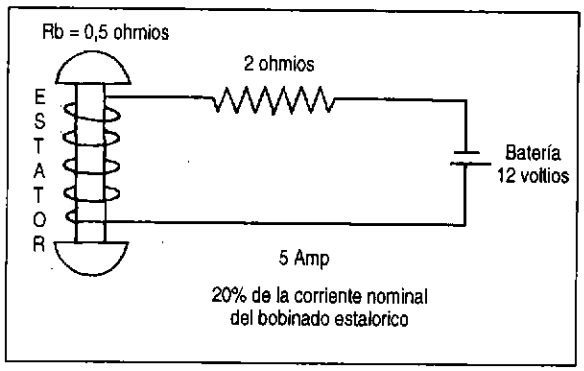


Fig. 9.4:
Solución a los bajos niveles de aislamiento en el estator.

El nivel de aislamiento mínimo en los alternadores se puede estimar del siguiente modo:

$$R = 1 + V/1000$$

Donde:

R : nivel de aislamiento en Megaohmios.

V : tensión de generación en bornes del alternador en voltios.

Es importante que el interruptor de salida del alternador esté dimensionado para la corriente nominal del alternador. En el caso de que el interruptor esté equipado de bobinas de disparo, se debe verificar que estas bobinas estén graduadas para actuar a la corriente nominal del alternador, y así evitar sobrecargas.

Otra acción importante de mantenimiento es la verificación del desbalance de cargas. Los alternadores autorregulados permiten un desbalance de carga del 25 %, por lo que periódicamente habrá que medir la corriente de fase en el alternador. Por ejemplo, si se trata de un alternador de corriente nominal de 100 amperios, entonces las corrientes de fase podrían mostrar los siguientes valores:

fase 1 (amp.)	fase 2 (amp.)	fase 3 (amp.)	
100	75	100	OK!
75	100	75	OK!
125	100	100	NO!
100	50	70	NO!

En el caso de obtener valores como los de las dos últimas filas del ejemplo, habrá que proceder a realizar una redistribución o reconexión de cargas por fase hasta conseguir valores aproximados a los recomendados.

En antiguas microcentrales es común ver que el alternador esté conectado eléctricamente con un tablero de control, en el que se encuentra una serie de instrumentos de medición, mando, señalización y protección, que sirven precisamente para controlar la marcha del equipo electromecánico.

Así, en el tablero podemos distinguir en primer lugar el interruptor principal, que requiere poca atención: bastará con retirar el polvo de acuerdo a las condiciones del ambiente, asentar los contactos fijos y móviles y verificar la actuación correcta del mecanismo de sobrecorriente si lo hubiera.

También se pueden apreciar una serie de instrumentos de medición de una sola vida, los cuales no requieren ningún tipo de mantenimiento, pues cuando se malogran deben cambiarse.

El calentamiento en la línea de transmisión debe ser minuciosamente inspeccionado, asimismo, si algunas ramas de árboles tocaran las líneas, deben ser cortadas periódicamente.

En el caso de los transformadores es necesario verificar el nivel de aceite y el estado de los deshumedecedores (filtros con silicagel). También es importante verificar la existencia de avisos que adviertan sobre la presencia de alta tensión.

9.12

Repuestos y herramientas para mantenimiento

Hasta aquí hemos descrito una serie de acciones de mantenimiento y algunos criterios para su mejor ejecución; sin embargo, no podrían llevarse a cabo sin la existencia de un stock mínimo de repuestos y herramientas en la microcentral.

Las herramientas y repuestos necesarios deben ser especificadas desde el comienzo del proyecto por el ingeniero encargado del diseño de la planta y suministradas por el fabricante de los equipos y el contratista encargado de la ejecución de obra.

La sola existencia de repuestos y herramientas no es garantía de que se pueda disponer de ellos cuando se los necesite; además, deben almacenarse en un lugar dentro de la casa de fuerza, en forma ordenada y

libres de polvo, preferentemente en su envase o envoltura sellada como es el caso de rodamientos y lubricantes. Asimismo, debe haber un inventario de estos en un lugar visible. Es preferible desechar repuestos retirados de uso.

El cuadro 9.2 nos muestra los repuestos y herramientas mínimos indispensables en una Microcentral para generación de energía eléctrica:

Cuadro 9.2: Relación de repuestos y herramientas indispensables en una MCH

REPUESTOS	HERRAMIENTAS
– Rodamientos para turbina	– Tornillo de banco
– Rodamientos para generador	– Destornilladores, plano y estrella
– Sellos y empaquetaduras de la turbina	– Alicate para mecánico
– Empaquetaduras planas (válvulas)	– Alicate para electricista
– Empaquetadura cuadrada (prensaestopa de válvula)	– Martillo de mecánico
– Fajas planas o en V	– Juego de llave de boca
– Grasa o aceite lubricante	– Un extractor de rodamientos
– Aceite para sistemas hidráulicos (gobernador)	– Grasera o aceitera
– Juego de escobillas o carbones	– Juego de llaves hexagonales
– Juego de diodos rectificadores (generador)	– Arco de sierra
– Un regulador automático de tensión (AVR)	– Un rastrillo para limpieza de las rejillas
– Fusibles de instrumentos (tablero)	– Una palana
– Fusibles de potencia	– Una escalera
– Fusibles de mando	– Un probador de tensión (en alta y baja)
– Fusibles de seccionadores en alta tensión	– Un machete
– Fusibles de seguridad (Regulador de carga)	– Lata plana para lavado en kerosene
– Kerosene para limpieza de piezas	– Una linterna de mano
– Trapos limpios	– Uno o dos impermeables para la lluvia
	– Uno o dos pares de botas para agua

9.13

Operación de la MCH

Es importante mencionar que una microcentral para generación de energía eléctrica tendrá un régimen de funcionamiento distinto que una microcentral para uso motriz directo.

En el primer caso es deseable que funcione las 24 horas del día, mientras que en el segundo sólo funcionará cuando exista demanda de uso de la máquina impulsada. Por lo tanto el tiempo de parada es distinto para ambos casos, lo que se debe tomar en cuenta al momento de programar una acción de mantenimiento que requiera hacerse con la microcentral fuera de servicio, por ejemplo, una reparación de canal o un cambio de rodamientos.

En términos generales, se puede concluir que, por mantenimiento, la microcentral debe paralizarse preferentemente de acuerdo a los criterios del cuadro 9.3.

Cuadro 9.3: Paralización de MCH por mantenimiento

ÉPOCAS	PARALIZAR DURANTE:
DURANTE EL AÑO:	– meses de estiaje.
DURANTE LA SEMANA:	– días de fin de semana.
DURANTE EL DÍA:	– horas nocturnas, de madrugada o en el caso de Microcentrales para uso motriz, en horas de paralización por poca demanda.

Libro de registro

El libro de registros es un documento que debe permanecer en la Microcentral. En él se deben consignar las ocurrencias diarias como por ejemplo:

- ¿Qué ocurrió?
- ¿A qué hora ocurrió?
- ¿Qué acciones se tomó?
- ¿Quienes participaron?
- ¿Qué materiales o repuestos se usaron?
- En el caso de acciones de mantenimiento, ¿cuándo se debe realizar nuevamente esta actividad?

Esta información tiene importancia al momento de evaluar la ocurrencia de una falla para la toma de una decisión correctiva, y forma parte de la historia de funcionamiento de la microcentral. De esta forma es posible programar acciones de mantenimiento en el futuro y las precauciones que se debe tener para su ejecución.

Asimismo, en el libro de registro deben figurar las horas de funcionamiento diario; la lectura del contador de energía (kWh) debe servir como criterio para la evaluación del factor de carga.

Manuales, documentos del fabricante y del instalador

Es importante que el contratista entregue un manual que describa las acciones de operación y mantenimiento de la microcentral; debe consignar una propuesta de periodicidad de las acciones de mantenimiento sobre la base de sugerencias del fabricante de los equipos.

En lo posible debe haber manuales de cada equipo individual como textos de consulta para solucionar algunas dudas sobre las consideraciones generales de funcionamiento del equipo cuando ocurra alguna falla o se requiera un reparación. Estos documentos deben permanecer en la microcentral.

Capacitación de operadores

Es conveniente adiestrar una o más personas para la operación de la planta. Esta labor debe estar a cargo del contratista quien, conjuntamente con los propietarios, debe seleccionar a las personas idóneas para el cargo y, en forma práctica, enseñarles el funcionamiento de los equipos, los nombres de las partes, el modo de operación de los equipos y cómo llevar a cabo acciones de mantenimiento.

Lamentablemente la capacitación no es una actividad que se tenga muy en cuenta como lo demuestra que, en la mayoría de los casos, en los presupuestos de costos de la microcentral no existen partidas para tal concepto.

De otro lado es común que el operador sea una persona que, habiendo participado en la construcción de las obras, durante su trabajo ha mostrado disciplina y voluntad. Ello, sumado a un par de explicaciones lo convierte en operador. No necesariamente esta es la peor forma de selección; sin embargo se debe poner mayor cuidado en la selección, y tener en cuenta que el cargo de operador requiere de las personas, los siguientes requisitos:

- Saber leer y escribir.
- Habilidades manuales para el manejo de herramientas.
- Capacidad de retención para memorizar secuencias.
- Iniciativa e imaginación para la solución de problemas.
- Capacidad de deducción para distinguir causa y efecto.
- Alto sentido de responsabilidad.
- Gozar del respeto comunal.

Ahora bien, las funciones del cargo deben especificarse claramente. En la generalidad de los casos, estas funciones implican:

a) Poner en marcha la turbina bajo condiciones normales.

b) Parar la turbina bajo condiciones normales.

c) Supervigilar el funcionamiento del grupo hidrogenerador.

d) Llenar el registro diario de funcionamiento y ocurrencias.

e) Realizar maniobras para el reparto de energía eléctrica y en caso de que la turbina esté acoplada a una máquina, maniobrar sobre la turbina de acuerdo a los requerimientos de potencia de la máquina acoplada o movida.

f) Paralizar la turbina en caso de anomalías, detectar la causa y proceder a eliminarla, cuando se trate de ocurrencias menores.

g) Conocer el funcionamiento de los sistemas de protección y normalizar la turbina (desbloquearla) después de actuar.

h) Llevar a cabo acciones de mantenimiento periódicas y programar en el tiempo su repetición.

i) Realizar las maniobras para un adecuado llenado de la tubería forzada.

j) Saber regular la cantidad de agua necesaria en la bocatoma y en la cámara de carga.

k) Realizar inspecciones en los diferentes componentes de la microcentral para la detección de fallas o posible ocurrencia de falla.

l) Realizar instalaciones y reparaciones eléctricas menores, en tomas de corriente eléctrica, fusibles, focos e interruptores.

m) En caso de accidentes, saber proporcionar primeros auxilios.

9.14

Diagnóstico de fallas

El diagnóstico de una falla es una labor que compete al operador, quien debe analizar las posibles causas y luego tomar acciones dependiendo de la magnitud de la falla.

Entre lo que puede o no puede ejecutar el operador no existe un límite bien definido: depende de la destreza que, a su vez, es parte de la experiencia que se gana con el trabajo diario.

Los cuadros 9.4, 9.5, 9.6 y 9.7 nos proporcionan lineamientos básicos que pueden ayudar en el proceso de diagnosticar la posible causa de una falla y las posibles alternativas para su solución.

Cuadro 9.4: Turbina

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
La turbina no gira.	– Insuficiente agua.	– Verificar que la tubería esté llena.
	– Las partes móviles de la turbina se encuentran trabadas.	– Si el eje de la turbina no gira manualmente, algún objeto puede estar obstruyendo el rodete.
	– En turbinas Pelton, el deflector puede estar interfiriendo el chorro.	– Es probable que el regulador esté fallando.
	– En turbinas Francis, podría ser que el distribuidor no abra.	– Revisar el accionamiento de las levas que mueven los álabes móviles.
	– Si el distribuidor está abierto y la turbina no gira, es probable que haya algún objeto obstruyendo el paso del agua.	– Retirar la cubierta de limpieza y verificar si hay objetos, ramas, hojas etc. que puedan estar obstruyendo el paso del agua.

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
La turbina arranca pero no incrementa su velocidad.	–Insuficiente agua en la cámara de carga y cae la altura de presión. – El regulador no funciona. – El medidor de revoluciones está malogrado.	– Revisar la alimentación de agua en la cámara de carga. – Solicitar la presencia del técnico especialista. – Verificar con el frecuencímetro.
La turbina gira a gran velocidad solamente.	– El regulador está fallando. – La faja del regulador resbala. – El medidor de revoluciones está averiado. – Para REC's, el fusible de protección de la carga secundaria está cortocircuitado.	– Solicitar la presencia del técnico especialista. – Verificar la tensión de las fajas. – Verificar con el frecuencímetro. – Revisar el estado de las resistencias.
La turbina gira pero pierde velocidad cuando se conecta la carga.	– Insuficiente agua. – Rejillas en la cámara de carga están obstruidas. – Obstrucción en el paso de agua. – Defectos en el regulador.	– Verificar la alimentación de agua a la cámara de carga. – Revisar y limpiar. – Verificar el manómetro, si la presión de agua es menor a lo normal y la aguja vibra, es debido a un objeto extraño que obstruye el paso de agua. – Solicitar la presencia del técnico especialista.
La turbina opera con carga por un tiempo corto y pierde velocidad o se detiene.	– Insuficiente agua en el río o reservorio. – En el caso de turbinas Pelton, podría ocurrir que el canal de descarga esté inundado.	– Reducir la carga de la turbina según la disponibilidad de agua. – Revisar y limpiar si es necesario
Fluctuación de la velocidad de la turbina sin carga.	– Defectos del regulador. – Resbalamiento de fajas del regulador.	– Solicitar la presencia del técnico especialista. – Revisar y ajustar la tensión de las fajas.
Fluctuación de la velocidad de la turbina con carga.	– Presencia de cargas momentáneas. – Defectos en el regulador. – En el caso de REC's, resbalamiento en la faja de transmisión (con frecuencia en fajas planas)	– Verificar la velocidad en diferentes cargas. – Solicitar la presencia del técnico especialista. – Verificar la tensión de la faja de transmisión y ajustar si es necesario.
Presencia de ruidos en el interior de la turbina.	– Piedras pequeñas traídas por el agua. – En turbinas Francis se produce fuerte sonido por cavitación a cargas inferiores al 40%.	– No hay mayor problema, si los ruidos desaparecen pronto. – Mantener la carga por encima del 50 %.

Cuadro 9.5: Alternador

FALLA	POSIBLE CAUSA	
Ruido en los rodamientos.	– Rodamientos defectuosos (gastados). – Algún elemento suelto dentro de los rodamientos.	– Cambiar los rodamientos. – Inspeccionar el interior.
Calentamiento de rodamientos.	– Exceso de grasa. – Falta de grasa. – Sistema de refrigeración no funciona. – Fajas demasiado tensas. – Inadecuado alineamiento.	– Inspeccionar, reducir la cantidad de grasa y probar. – Inspeccionar, engrasar y probar. – Revisar y reparar. – Revisar la tensión de las fajas. – Revisar el alineamiento y corregir.
No hay voltaje cuando el generador está en marcha.	– Defectos en el regulador de tensión. – Bornes flojos. – Fusible del AVR cortocircuitado. – Velocidad de rotación baja. – Mal contacto en escobillas. – Verificar tensión continua a la sa-	lida del AVR. – Revisar y ajustar. – Revisar y cambiar. – Verificar y corregir. – Verificar el correcto asentamiento de escobillas o carbones
Voltaje del alternador demasiado bajo estando sin carga.	– Velocidad de rotación baja. – AVR defectuoso. – Mal contacto en escobillas. – Mal ajuste de voltaje en el AVR.	– Verificar y corregir. – Verificar y reemplazar si es necesario. – Verificar, limpiar o reemplazar si es necesario. – Ajustar el voltaje en el AVR.
Voltaje del alternador demasiado alto sin carga.	– Velocidad demasiado alta. – Mal ajuste de voltaje en el AVR. – Defectos en el AVR.	– Verificar y corregir si es necesario. – Ajustar el voltaje en el AVR. – Verificar y reemplazar si es necesario.
Voltaje del alternador cae cuando se conecta la carga.	– Caída de velocidad con carga. – Fajas de transmisión flojas. – Sobrecarga del alternador. – Fuerte desbalance de cargas. – Si no es ninguna de las posibles causas anteriores.	– Verificar el regulador, podría tratarse de una falla. – Verificar la tensión y corregir si es necesario. – Verificar los instrumentos y reducir la carga si es necesario. – Verificar los amperímetros y corregir si es necesario. – Solicitar la presencia del técnico especialista.

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
El voltaje del alternador varía continuamente.	– Velocidad inestable de la turbina.	– Verificar en el regulador.
	– Fajas de transmisión flojas.	– Verificar la tensión y ajustar si es necesario.
	– El traslape de la faja plana	– Verificar el adecuado traslape y cambiar de faja si es necesario.
	– Bornes flojos.	– Verificar y ajustar.
	– Superficie irregular en los anillos rozantes o conmutador, no permiten un adecuado contacto de los carbones.	– Verificar la superficie. En caso extremo, retirar el anillo y proceder a rectificarlo.
El alternador calienta.	– Flujo de aire al interior del alternador está obstruido.	– Revisar el libre paso del aire.
	– Alta temperatura de la casa de fuerza.	– Verificar y corregir si es necesario.
	– Contaminación de los bobinados con aire y/o grasa, causando ineficacia de la ventilación.	– Limpiar el bobinado interior con aire comprimido y algún solvente dieléctrico.
	– Sobrecarga del alternador.	– Verificar y reducir la carga si es necesario.
Giro forzado del rotor del alternador, ruido en los rodamientos y calentamiento de los mismos.	– Alineamiento incorrecto.	– Verificar el alineamiento y corregir si es necesario.
	– Rodamientos con poca grasa.	– Verificar y engrasar si es necesario.
	– Rodamientos con exceso de grasa.	– Verificar y retirar grasa si es necesario.
	– Demasiada tensión de la faja de transmisión.	– Verificar y corregir.
	– Rodamientos defectuosos.	– Verificar estado y cambiar si es necesario.
	– Partes móviles en rozamiento. (rotor del generador, ventilador, rodamientos, etc)	– Verificar la parte rozante y proceder a eliminar el rozamiento.
Fuerte vibración en el alternador.	– Pernos de sujeción flojos.	– Revisar y ajustar los pernos si es necesario.
	– Desbalance en el rotor.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.
	– Poleas desbalanceadas.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.

Cuadro 9.6: Regulador electrónico de carga

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
Velocidad de la turbina demasiado alta.	– Fusible de las resistencias secundarias cortocircuitado.	– Verificar y cambiar con uno del mismo tipo.
	– Resistencia secundaria deteriorada.	– Verificar y reemplazar si es necesario.
	– Defectos en el REC.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.
	– No hay voltaje en el alternador.	– Proceder de acuerdo a lo mencionado líneas atrás.
	– Defecto en el medidor de velocidad.	– Contrastar con otro medidor.
Velocidad de la turbina demasiado baja.	– Defectos en el REC.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.
	– Insuficiente agua.	– Verificar e incrementar si es necesario.
	– Alternador sobrecargado.	– Verificar y reducir la carga.
	– Defecto en el medidor de velocidad.	– Contrastar con otro instrumento.
	– Fajas de trasmisión flojas.	– Ajustar las fajas.
La velocidad de la turbina fluctúa.	– Defectos en el REC.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.
	– Fusible de resistencia secundaria cortocircuitado.	– Verificar y cambiar con uno del mismo tipo.
	– Resistencia secundaria deteriorada.	– Verificar y reemplazar si es necesario.
	– Defectos en el medidor.	– Contrastar con otro medidor.
Voltímetros de la carga secundaria registran diferentes valores, estando el generador sin carga.	– Defectos en el REC.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.
	– Fusible de resistencia secundaria cortocircuitado.	– Verificar y cambiar con un del mismo tipo.
	– Resistencia secundaria deteriorada.	– Verificar y reemplazar si es necesario.
	– Defectos en el medidor.	– Contrastar con otro instrumento.
El voltaje de la carga secundaria se incrementa juntamente al voltaje del alternador durante el arranque.	– Defecto en el REC.	– Solicitar la presencia del técnico especialista.

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
Imposible tomar carga	– Defectos en los sensores. – Incorrecto voltaje y frecuencia. – Defecto del interruptor.	– Solicitar la presencia del técnico especialista. – Verificar instrumentos. – Necesita reparación.
El REC recalienta	– Ventilación bloqueada. – Ventiladores no trabajan.	– Verificar y limpiar. – Verificar y reemplazar.

Cuadro 9.7: Tablero de distribución

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
No se puede conectar la carga principal.	– Falla en el circuito de mando del interruptor. – Carga muy grande. – Falla a tierra. – Defectos en la línea de transmisión. – Aisladores rotos o cortocircuito en la línea. – Bornes flojos.	– Verificar circuito y reparar si es necesario. – Reducir la carga. – Revisar y reparar. – Revisar la línea de transmisión por tramos. – Revisar la línea de transmisión por tramos. – Verificar y ajustar.
Interruptores calientan con carga.	– Defectos en el Interruptor. – Sobrecarga. – Bornes flojos.	– Reemplazar interruptor. – Reducir la carga. – Verificar y ajustar.

9.15

Programa de mantenimiento

El cuadro 9.8 resume las principales actividades a realizarse en un programa de mantenimiento según su periodicidad.

Cuadro 9.8: Programa de mantenimiento según su periodicidad

ACTIVIDADES	SF	SI	D	S	M	3M	6M	A	2A	5A	8A
– Ajuste prensaestopa de válvula principal.	X										
– Cambio de empaquetadura de prensaestopa.	X										
– Cambio de resistencia de carga secundaria.		X									
– Sellado de fugas y reparación del canal.		X									
– Limpieza barraje colector de bocatoma.		X									
– Limpieza rejilla en cámara de carga.			X								
– Verificar temperatura de rodamientos en turbina.			X								
– Verificación de vibraciones en la turbina.			X								
– Verificación de ruidos anormales en turbina y generador.			X								
– Verificación de fugas de agua en uniones de turbina.			X								
– Limpieza de polvo del REC.				X							
– Inspección de barraje de derivación.					X						
– Inspección de existencia de piedras y lodo en bocatoma.					X						
– Inspección de estado de compuerta de regulación.					X						
– Inspección de estado bocatoma, canal y desarenador.					X						
– Limpieza del tanque desarenador.					X						
– Inspección de compuertas en la cámara de carga.					X						
– Limpieza de filtro de deflectores.					X						
– Verificación de accionamiento de deflector.						X					
– Inspección de conexiones eléctricas.						X					
– Limpieza del canal.							X				
– Engrase de cojinete principal de la turbina.							X				
– Engrase de cojinete guía de la turbina.							X				
– Verificación de tensión de faja de turbina.							X				
– Limpieza del tanque e inspección de resistencias secundarias.							X				
– Inspección de zonas susceptibles de derrumbes.								X			
– Inspección de filtraciones en tubería forzada.								X			
– Inspección desgaste del rodete e inyectores.								X			
– Verificación de alineamiento del rodete.								X			
– Limpieza del bobinado interior del generador.								X			
– Engrase cojinetes del generador.								X			
– Inspección conexión a tierra.								X			
– Medición del aislamiento del generador.									X		
– Cambio cojinete principal de la turbina.										X	
– Cambio cojinete inferior de la turbina.										X	
– Cambio cojinete superior del generador.										X	
– Cambio cojinete guía de turbina.											X

Análisis económico y financiero

10

10.1

Introducción

El análisis económico y financiero de un proyecto de una Micro Central Hidráulica (MCH) se realiza para orientar la toma de decisión en torno a la pertinencia de ejecutarlo o no. Puesto que la generación de energía es muy importante para el desarrollo y para elevar el nivel de vida de la población, debe considerarse de manera adecuada su rol de soporte productivo que cumple en la economía y la función social que ayuda a desempeñar.

Económicamente un proyecto es una fuente de costos y beneficios que ocurren en diferentes períodos de tiempo. El reto de alguien que toma decisiones en torno a la pertinencia de ejecutar o no determinado proyecto es identificar los costos y beneficios atribuídos al mismo, y medirlos (valorarlos) con el objetivo de señalar si es conveniente o no su ejecución. A este enfoque se le denomina **evaluación económica de proyectos.**

En cambio, financieramente el proyecto toma en cuenta otros aspectos. Si se considerara el préstamo de dinero para la ejecución del proyecto, entonces, éste es el origen de un flujo de fondos que provienen de ingresos y egresos de caja, que ocurren a lo largo del tiempo. El desafío de quien toma decisiones es determinar si los flujos de dinero son suficientes para cancelar la deuda. A este enfoque se le llama **evaluación financiera de proyectos.**

La evaluación financiera, económica y social se efectúa en paralelo con la que podríamos llamar evaluación técnica del proyecto, que consiste en cerciorarse de la factibilidad técnica del mismo: es decir, que existan todas las condiciones físicas para construir la MCH. Asimismo, la evaluación económica presupone una adecuada formulación y evaluación administrativa, es decir que exista capacidad de organización y de gestión para llevar adelante el proyecto, lo cual resulta muy importante para valorar la participación de la comunidad.

Finalmente, se requiere también una evaluación institucional y legal, que indique, por ejemplo, que no hay problemas de propiedad sobre los terrenos donde se construirán las instalaciones de la MCH o que no se contraviene ninguna ley o reglamentación ecológica o de otro tipo. Cuando existe participación de la comunidad en el proyecto es de vital importancia incorporar sus criterios al proceso evaluativo, tanto en la parte institucional como en la incidencia que puedan tener en la parte económica y financiera, a fin de poder tomar una decisión adecuada sobre el proyecto.

La evaluación privada de proyectos incluye una evaluación económica y una evaluación financiera. La primera supone que todas las compras y ventas son al contado riguroso y que todo el capital es "propio". La segunda incluye a todos los flujos financieros del proyecto haciendo la distinción entre capital "propio" y capital "prestado". Este criterio tiene por objetivo valorar la rentabilidad comercial del proyecto.

La evaluación social toma en cuenta el flujo de recursos "reales" utilizados y producidos por el proyecto. En este caso, los costos y beneficios sociales pueden ser distintos de los contemplados por la evaluación privada, puesto que los precios sociales de los bienes y servicios son distintos de los que paga o recibe el inversionista privado, o también porque costos y beneficios recaen sobre terceros, tal es el caso de las externalidades. Este criterio valora el impacto del proyecto en la sociedad.

En este capítulo se desarrollará la metodología para una evaluación privada de proyectos que determina el flujo real de dinero, enfatizando el sentido empresarial de la misma. De esta forma, es posible prever si se recuperarán o no las inversiones y si se pueden pagar los costos de operación y mantenimiento, con el fin de garantizar la continuidad de funcionamiento de la MCH.

Estas evaluaciones se realizan utilizando el método beneficio/costo, para lo cual se requiere definir cuáles son los costos, los beneficios, y cuantificarlos con la mayor precisión posible. En esta definición de costos se debe tener en cuenta que en la evaluación económica no se consideran los préstamos como ingresos, ni el pago de las deudas como costos. Estos factores se deben tener en cuenta para la evaluación financiera.

10.2

Matemáticas financieras para la evaluación de proyectos

Para realizar la evaluación beneficio/costo, y para poder determinar las formas de pago de las deudas, se requiere tener en cuenta los siguientes conceptos:

Valor futuro del dinero

Es el valor futuro que alcanzará un capital P, colocado a una tasa de interés compuesto anual i; durante un período de n años. Se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$F = P\,(1 + i)^n$$

Donde:

F = valor futuro

P = valor presente

i = tasa de interés

n = número de períodos

Haciendo:

$$(F/P, i, n) = (1 + i)^n$$

$$F = P\,(F/P, i, n)$$

Donde:

(F/P, i, n) = Factor de capitalización por pago único para la tasa i y n años.

Este valor se encuentra en la tabla 10.1

Valor presente del dinero

Es el valor actual de un monto de dinero futuro F; es decir, es el monto que debemos colocar hoy, a una tasa de interés i, durante n años para obtener después de esos n años el monto F. Se expresa por:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

Haciendo:

$$(P/F,i,n) = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Tenemos:

$$P = F.\,(P/F, i, n)$$

Donde:

(P/F, i, n) = Factor de actualización por pago único.

El valor del factor de actualización se puede obtener a partir de las tablas financieras, para diversas tasas de interés y años. En la tabla 10.2 se muestran algunos de estos valores.

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:

$$P = A\,.\,[(1 + i)^n - 1]\,/[(1 + i) \times i]$$

Haciendo:

$$P/A = [(1 + i)^n - 1]\,/[(1 + i) \times i]$$

Tenemos:

$$P = A\,(P/A, i, n)$$

Donde:

(P/A, i, n) = Factor de amortización.

El factor de amortización puede obtenerse de tablas financieras para diversas tasas de interés y períodos de tiempo. En la tabla 10.3 se puede encontrar algunos valores.

Tabla 10.1 **Factor de capital compuesto - pago único**

Hallar "F" dado "P" (F/P, i,n)

n \ i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20	25	30
1	1.010	1.020	1.030	1.040	1.050	1.060	1.070	1.080	1.090	1.100	1.120	1.150	1.200	1.250	1.300
2	1.020	1.040	1.061	1.082	1.103	1.124	1.145	1.166	1.188	1.210	1.254	1.323	1.440	1.563	1.690
3	1.030	1.061	1.093	1.125	1.158	1.191	1.225	1.260	1.295	1.331	1.405	1.521	1.728	1.953	2.197
4	1.041	1.082	1.126	1.170	1.216	1.262	1.311	1.360	1.412	1.464	1.574	1.749	2.074	2.441	2.856
5	1.051	1.104	1.159	1.217	1.276	1.338	1.403	1.469	1.539	1.611	1.762	2.011	2.488	3.052	3.713
6	1.062	1.126	1.194	1.265	1.340	1.419	1.501	1.587	1.677	1.772	1.974	2.313	2.986	3.815	4.827
7	1.072	1.149	1.230	1.316	1.407	1.504	1.606	1.714	1.828	1.949	2.211	2.660	3.583	4.768	6.275
8	1.083	1.172	1.267	1.369	1.477	1.594	1.718	1.851	1.993	2.144	2.476	3.059	4.300	5.960	8.157
9	1.094	1.195	1.305	1.423	1.551	1.689	1.838	1.999	2.172	2.358	2.773	3.518	5.160	7.451	10.605
10	1.105	1.219	1.344	1.480	1.629	1.791	1.967	2.159	2.367	2.594	3.106	4.046	6.192	9.313	13.786
11	1.116	1.243	1.384	1.539	1.710	1.898	2.105	2.332	2.580	2.583	3.479	4.652	7.430	11.642	17.922
12	1.127	1.268	1.426	1.601	1.796	2.012	2.252	2.518	2.813	3.138	3.896	5.350	8.916	14.552	23.928
13	1.138	1.294	1.469	1.665	1.886	2.133	2.410	2.720	3.066	3.452	4.364	6.153	10.699	18.150	30.288
14	1.149	1.319	1.513	1.732	1.980	2.261	2.579	2.937	3.342	3.798	4.887	7.076	12.839	22.737	39.374
15	1.161	1.346	1.558	1.801	2.079	2.397	2.759	3.172	3.642	4.177	5.474	8.137	15.407	28.422	51.186
16	1.173	1.373	1.605	1.873	2.183	2.540	2.952	3.426	3.970	4.595	6.130	9.358	18.488	35.527	66.542
17	1.184	1.400	1.653	1.948	2.292	2.693	3.159	3.700	4.328	5.054	6.866	10.761	22.186	44.409	86.504
18	1.196	1.428	1.702	2.026	2.407	2.854	3.380	3.996	4.717	5.560	7.690	12.375	26.623	55.511	112.455
19	1.208	1.457	1.754	2.107	2.527	3.026	3.617	4.316	5.142	6.116	8.613	14.232	31.948	69.389	146.192
20	1.220	1.486	1.806	2.191	2.653	3.207	3.870	4.661	5.604	6.728	9.646	16.367	38.338	86.736	190.050
21	1.232	1.516	1.860	2.279	2.786	3.400	4.141	5.034	6.109	7.400	10.804	18.822	46.005	108.420	247.065
22	1.245	1.546	1.916	2.370	2.925	3.604	4.430	5.437	6.659	8.140	12.100	21.645	55.206	135.525	321.184
23	1.257	1.577	1.974	2.455	3.072	3.820	4.741	5.871	7.258	8.954	13.552	24.891	66.247	169.407	417.539
24	1.270	1.608	2.033	2.563	3.225	4.049	5.072	6.341	7.911	9.850	15.179	28.625	79.497	211.758	542.801
25	1.282	1.641	2.094	2.666	3.386	4.292	5.427	6.848	8.623	10.835	17.000	32.919	95.396	264.698	705.641
26	1.295	1.673	2.157	2.772	3.556	4.549	5.807	7.396	9.399	11.918	19.040	37.857	114.475	330.872	917.333
27	1.308	1.707	2.221	2.883	3.733	4.822	6.214	7.988	10.245	13.110	21.325	43.535	137.371	413.590	1192.533
28	1.321	1.741	2.228	2.999	3.920	5.112	6.649	8.627	11.167	14,.421	23.884	50.066	164.845	516.988	1550.293
29	1.335	1.776	2.357	3.119	4.116	5.418	7.114	9.317	12.172	15.883	26.750	57.575	197.814	646.235	2015.381
30	1.346	1.811	2.427	3.243	4.322	5.744	7.612	10.063	13.268	17.449	29.960	66.212	237.376	807.794	2619.996
31	1.361	1.848	2.500	3.373	4.538	6.088	8.145	10.868	14.462	19.194	33.555	76.144	284.852	1009.742	3405.994
32	1.375	1.885	2.575	3.508	4.765	6.453	8.715	11.737	15.763	21.114	37.582	87.565	341.822	1262.177	4427.793
33	1.389	1.922	2.652	3.648	5.003	6.841	9.325	12.676	17.182	23.225	42.092	100.700	410.186	1577.722	5756.130
34	1.403	1.961	2.732	3.749	5.253	7.251	9.978	13.690	18.728	25.548	47.143	115.805	492.224	1972.152	7842.970
35	1.417	2.000	2.814	3.946	5.516	7.686	10.677	14.785	20.414	28.102	52.800	133.176	590.668	2465.190	9727.860

Tabla 10.2 **Factor de valor actual**

Hallar "P" dado "F" (P/R, i, n)

n \ i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20	25	30
1	0.9901	0.9804	0.9615	0.9615	0.9524	0.9434	0.9346	0.9259	0.9174	0.9091	0.8929	0.8696	0.8333	0.8000	0.7692
2	0.9803	0.9612	0.9426	0.9246	0.9070	0.8900	0.8734	0.8573	0.8417	0.8265	0.7972	0.7562	0.6945	0.6400	0.5917
3	0.9706	0.9423	0.9152	0.8890	0.8638	0.8396	0.8163	0.7938	0.7722	0.7513	0.7118	0.6575	0.5787	0.5120	0.4552
4	0.9610	0.9239	0.8855	0.8548	0.8227	0.7921	0.7629	0.7350	0.7084	0.6830	0.6335	0.5718	0.4823	0.4096	0.3501
5	0.9515	0.9057	0.8626	0.8219	0.7835	0.7473	0.7130	0.6806	0.6499	0.6209	0.5674	0.4972	0.4019	0.3277	0.2693
6	0.9421	0.8880	0.8375	0.7903	0.7462	0.7050	0.6664	0.6302	0.5963	0.5646	0.5066	0.4323	0.3349	0.2622	0.2072
7	0.9327	0.8706	0.8114	0.7599	0.7267	0.6651	0.6628	0.5835	0.5470	0.5132	0.4524	0.3759	0.3291	0.2097	0.1594
8	0.9235	0.8535	0.7894	0.7307	0.6768	0.6274	0.5820	0.5403	0.5019	0.4665	0.4039	0.3269	0.2326	0.1678	0.1226
9	0.9143	0.8368	0.7664	0.7026	0.6446	0.5919	0.5439	0.5003	0.4604	0.4241	0.3606	0.2843	0.1938	0.1342	0.0943
10	0.9053	0.8204	0.7441	0.6756	0.6139	0.5584	0.5084	0.4632	0.4224	0.3856	0.3220	0.2472	0.1615	0.1074	0.0725
11	0.8963	0.8043	0.7224	0.6496	0.5847	0.5268	0.4751	0.4289	0.3875	0.3505	0.2875	0.2150	0.1346	0.0859	0.0558
12	0.8875	0.7885	0.7014	0.6246	0.5568	0.4970	0.4440	0.3971	0.3555	0.3186	0.2567	0.1869	0.1122	0.0687	0.0429
13	0.8787	0.7730	0.6810	0.6006	0.5303	0.4688	0.4150	0.3677	0.3262	0.2897	0.2292	0.1625	0.0935	0.0550	0.0330
14	0.8700	0.7579	0.6611	0.5775	0.5051	0.4423	0.3878	0.3405	0.2993	0.2633	0.2046	0.1413	0.0779	0.0440	0.0254
15	0.8614	0.7430	0.6419	0.5553	0.4810	0.4173	0.3625	0.3153	0.2475	0.2394	0.1827	0.1229	0.0649	0.0352	0.0195
16	0.8528	0.7285	0.6232	0.5339	0.4581	0.3937	0.3387	0.2919	0.2519	0.2176	0.1631	0.1069	0.0541	0.0282	0.0150
17	0.8444	0.7142	0.6050	0.5134	0.4363	0.3714	0.3166	0.2703	0.2311	0.1979	0.1457	0.0929	0.0451	0.0225	0.0116
18	0.8360	0.7002	0.5874	0.4936	0.4155	0.3504	0.2959	0.2503	0.2120	0.1799	0.1300	0.0808	0.0376	0.0180	0.0089
19	0.8277	0.6864	0.5703	0.4747	0.3957	0.3305	0.2765	0.2317	0.1945	0.1635	0.1161	0.0703	0.0313	0.0144	0.0069
20	0.8196	0.6730	0.5537	0.4564	0.3769	0.3118	0.2584	0.2146	0.1784	0.1487	0.1037	0.0611	0.0261	0.0115	0.0053
21	0.8114	0.6598	0.5376	0.4388	0.3590	0.2942	0.2415	0.1987	0.1637	0.1351	0.0926	0.0531	0.0217	0.0092	0.0041
22	0.8034	0.6468	0.5319	0.4220	0.3419	0.2775	0.2257	0.1840	0.1502	0.1229	0.0827	0.0462	0.0181	0.0074	0.0031
23	0.7955	0.6342	0.5067	0.4057	0.3256	0.2618	0.2110	0.1703	0.1378	0.1117	0.0738	0.0402	0.0151	0.0059	0.0024
24	0.7876	0.6217	0.4919	0.3901	0.3101	0.2470	0.1972	0.1577	0.1264	0.1015	0.0659	0.0349	0.0126	0.0047	0.0019
25	0.7798	0.6095	0.4776	0.3751	0.2953	0.2330	0.1843	0.1460	0.1160	0.0923	0.0588	0.0304	0.0105	0.0038	0.0014
26	0.7721	0.5976	0.4637	0.3607	0.2813	0.2198	0.1722	0.1352	0.1064	0.0839	0.0525	0.0264	0.0087	0.0030	0.0011
27	0.7644	0.5859	0.4502	0.3468	0.2679	0.2074	0.1609	0.1252	0.0976	0.0763	0.0469	0.0230	0.0073	0.0024	0.0008
28	0.7368	0.5744	0.4371	0.3335	0.2551	0.1956	0.1504	0.1159	0.0896	0.0694	0.0419	0.0200	0.0061	0.0019	0.0007
29	0.7484	0.5631	0.4244	0.3207	0.2430	0.1846	0.1406	0.1073	0.0822	0.0680	0.0374	0.0174	0.0051	0.0016	0.0005
30	0.7419	0.5521	0.4120	0.3083	0.2314	0.1741	0.1314	0.0994	0.0754	0.0573	0.0334	0.0151	0.0042	0.0012	0.0004
31	0.7346	0.5413	0.4000	0.2965	0.2204	0.1653	0.1228	0.0920	0.0692	0.0521	0.0298	0.0131	0.0035	0.0010	0.0003
32	0.7273	0.5306	0.3683	0.2851	0.2099	0.1550	0.1148	0.0852	0.0634	0.0474	0.0266	0.0114	0.0029	0.0008	0.0002
33	0.7201	0.5202	0.3770	0.2741	0.1999	0.1462	0.1072	0.0789	0.0582	0.0431	0.0238	0.0099	0.0024	0.0006	0.0002
34	0.7130	0.5100	0.3661	0.2636	0.1904	0.1379	0.1002	0.0731	0.0534	0.0392	0.0212	0.0086	0.0020	0.0005	0.0001
35	0.7059	0.5000	0.3554	0.2534	0.1813	0.1301	0.0937	0.0676	0.0490	0.0356	0.0189	0.0075	0.0017	0.0004	0.0001

Tabla 10.3 **Factor de valor actual**

Hallar "P" dado "A" (P/A i, n)

n \ i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20	25	30
1	0.9901	0.9804	0.9709	0.9615	0.9524	0.9434	0.9346	0.9259	0.9174	0.9091	0.8929	0.8696	0.8333	0.8000	0.7692
2	0.9704	1.9416	1.9135	1.8861	1.8594	1.8334	1.8080	1.7833	1.7591	1.7355	1.6901	1.6257	1.5278	1.4400	1.3610
3	2.9410	2.8839	2.8288	2.7751	2.7233	2.6730	2.6243	2.5771	2.5313	2.4869	2.4018	2.2832	2.1065	1.9520	1.8161
4	3.9020	3.8077	3.7171	3.6299	3.5460	3.4651	3.3872	3.3121	3.2397	3.1699	3.0374	2.8550	2.5887	2.3616	2.1663
5	4.8534	4.7135	4.5797	4.4518	4.3295	4.2124	4.1002	3.9927	3.3897	3.7908	3.6048	3.3522	2.9906	2.6893	2.4356
6	5.7955	5.6014	5.4172	5.2421	5.0757	4.9173	4.7665	4.6229	4.4859	4.3553	4.1114	3.7845	3.3255	2.9514	2.6428
7	6.7282	6.4720	6.2303	6.0021	5.7864	5.5824	5.3893	5.2064	5.0330	4.8684	4.5638	4.1604	3.6064	3.1611	2.8021
8	7.6517	7.3255	7.0197	6.7328	6.4632	6.2098	5.9713	5.7466	5.3348	5.3349	4.4873	4.4873	3.8372	3.3289	2.9247
9	8.5660	8.1622	7.7861	7.4353	7.1078	6.8017	6.5152	6.2469	5.9953	5.7590	5.3283	4.7716	4.0310	3.4631	3.0190
10	9.4713	8.9826	8.5302	8.1109	7.7217	7.3601	7.0236	6.7101	6.4177	6.1446	5.6502	5.0188	4.1925	3.5705	3.0915
11	10.3676	9.7869	9.2526	8.7605	8.3064	7.8869	7.4987	7.1390	6.8052	6.4751	5.9377	5.2337	4.3271	3.6564	3.1473
12	11.2551	10.5754	9.9540	9.3851	8.8533	8.3839	7.9427	7.5361	7.1607	6.8137	6.1944	5.4206	4.4392	3.7251	3.1903
13	12.1338	11.3484	10.6350	9.9857	9.3936	8.8527	8.3577	7.9038	7.4869	7.1034	6.4236	5.5832	4.5327	3.7801	3.2233
14	13.0037	12.1063	11.2961	10.5631	9.8987	9.2950	8.7455	7.2442	7.7862	7.,3657	6.6282	5.7245	4.6106	3.8241	3.2487
15	13.8651	12.8493	11.9379	11.1184	10.3797	9.7123	9.1079	8.5595	8.0607	7.6061	6.8109	5.8474	4.6755	3.8593	3.2682
16	14.7179	13.5777	12.5611	11.6523	10.8378	10.1059	9.4467	8.8514	8.3126	7.8237	6.9740	5.9542	4.7296	3.8874	3.2832
17	15.5623	14.2919	13.1661	12.1657	11.2741	10.4773	9.7632	9.1216	8.5436	8.0216	7.1196	6.0472	4.7746	3.9099	3.2948
18	16.3983	14.9920	13.7535	12.6593	11.6896	10.8276	10.0591	9.3719	8.7556	8.2014	7.2497	6.1280	4.8122	3.9280	3.3037
19	17.2260	15.6785	14.3238	13.1339	12.0853	11.1581	10.3356	9.6036	8.9501	8.3649	7.3658	6.1982	4.8435	3.9424	3.3105
20	18.0456	16.3514	14.8775	13.5903	12.4622	11.4699	10.5940	9.8182	9.1286	8.5136	7.4695	6.2593	4.8696	3.9539	3.3158
21	18.8570	17.0112	15.4150	14.0292	12.8212	11.7641	10.8355	10.0168	9.2923	8.6487	7.5620	6.3125	4.8913	3.9631	3.3199
22	19.6604	17.6581	15.9369	14.4511	13.1630	12.0416	11.0613	10.2008	9.4424	8.7716	7.6447	6.3587	4.9094	3.9705	3.2230
23.	20.4558	18.2922	16.4436	14.8586	13.4886	12.3034	11.2722	10.3711	9.5802	8.8832	7.7184	6.3988	4.9245	3.9764	3.3254
24	21.2434	18.9139	16.9356	15.2470	13.7987	12.5504	11.4593	10.5288	9.7066	8.9848	7.7843	6.4338	4.9371	3.9811	3.3272
25	22.0232	19.5235	17.4132	15.6221	14.0940	12.7834	11.6536	10.6748	9.8226	9.0771	7.8431	6.4642	7.9476	3.9849	3.3286
26	22.7952	20.1210	17.8769	15.9828	14.3752	13.0032	11.8258	10.8100	9.9290	9.1610	7.8957	6.4906	4.9563	3.9879	3.3297
27	23.5596	20.7069	18.3270	16.3296	14.5430	13.2105	11.9867	10.9352	10.0285	9.2372	7.9426	6.5105	4.9636	3.9903	3.3305
28	24.3165	21.2813	18.7641	16.6631	14.8981	13.4062	12.1371	11.0511	10.1161	9.3066	7.9844	6.5335	4.9697	3.9923	3.3112
29	25.0658	21.844	19.1885	16.9837	15.1441	13.5907	12.2777	11.1584	10.1983	9.3596	8.0218	6.5509	4.9747	3.9938	3.3317
30	25.8077	22.3965	19.6005	17.2920	15.3725	13.7648	12.4091	11.2578	10.2737	9.4269	8.0552	6.5660	4.9789	3.9951	3.3321
31	26.5423	22.9377	20.0004	17.5885	15.5928	13.9291	12.5318	11.3498	10.3428	9.4790	8.0850	6.5791	4.9825	3.9960	3.3324
32	27.2696	23.4683	20.3888	17.8736	15.8027	14.0841	12.6466	11.4350	10.4063	9.5264	8.1116	6.5905	4.9854	3.9968	3.3326
33	27.9897	23.9886	20.7658	18.1477	16.0026	14.2302	12.7538	11.5139	10.4645	9.5894	8.1354	6.6005	4.9878	3.9975	3.3328
34	28.7027	24.4986	21.1318	18.4112	16.1929	14.3682	12.8540	11.5869	10.5178	9.6086	8.1566	6.6091	4.9899	3.9980	3.3329
35	29.4086	24.9986	21.4872	18.6646	16.3742	14.4983	12.9477	11.6546	10.5668	9.6442	8.1755	6.6166	4.9915	3.9984	3.3330

10.3

Método de análisis beneficio/costo

Consiste en comparar todos los beneficios con todos los costos a los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. La regla indica que debe realizarse el proyecto sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Debido a que estos costos y beneficios ocurren en años diferentes, para poder compararlos es necesario actualizarlos a una misma tasa de descuento (o interés) y a un año que normalmente es el primer año del proyecto.

Una vez actualizados los beneficios y los costos, la evaluación se realizará determinando tres indicadores: el valor actual neto (VAN), la relación beneficio-costo (B/C), y la tasa interna de retorno (TIR).

Valor actual neto (VAN)

Es la diferencia de la suma total de los beneficios actualizados, menos la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento i.

La regla de decisión señala que el proyecto será rentable si el valor actual del flujo de beneficios netos que genera es positivo, descontando estos flujos a la tasa de descuento (o interés) pertinente para la persona o grupo que realiza el proyecto.

Relación beneficio-costo (B/C)

Es el cociente de la suma total de los beneficios actualizados dividido entre la suma total de los costos actualizados, a una misma tasa de descuento i.

Si este cociente es mayor que 1, significa que para la tasa de descuento i, los beneficios son mayores que los costos, y si es menor que 1, los costos son mayores que los beneficios. La regla señala que debe realizarse el proyecto sólo si la relación de beneficios a costos es mayor que la unidad.

Tasa interna de retorno (TIR)

Es la tasa de descuento (o interés) que hace que la suma de todos los beneficios sea igual a la suma de todos los costos, actualizados a esa tasa de descuento.

Se deduce que si los costos son iguales a los beneficios, el proyecto sólo cubrirá sus costos y no dejará ninguna utilidad monetaria. En este caso, el VAN es igual a cero, y la relación B/C igual a uno. La regla de decisión señala que es conveniente realizar el proyecto cuando la tasa de descuento (o interés) es menor que la tasa interna de retorno.

La TIR se calcula iterativamente, es decir una y otra vez, probando con diversas tasas de interés. Este cálculo se puede abreviar con ayuda de un gráfico, tal como se mostrará en los ejemplos correspondientes.

10.4

Datos para la evaluación de un proyecto de una MCH

Para la evaluación resulta muy importante la identificación de los costos y los beneficios; y en qué año se efectúa cada uno de ellos para luego determinar cuáles se considerarán en la evaluación económica y cuáles en la evaluación financiera.

Esta información se detalla en el cuadro de flujo de caja y en el cuadro de fuentes y usos de fondos como los que se muestran en las tablas 10.7 y 10.10.

10.4.1 Datos, para la evaluación económica

Costos

Los costos se subdividen en dos grupos: los de inversión y los de operación y mantenimiento, los cuales se pueden desagregar en los siguientes items:

Costos de Inversión

a) Activo fijo

Obras Civiles

- Bocatoma
- Canal de conducción
- Desarenador
- Cámara de carga
- Cimentación de tubería forzada
- Casa de máquinas

- Canal de descarga
- Obras complementarias

Maquinaria y equipo electromecánico

- Tubería forzada
- Turbina y regulador
- Generador y accesorios
- Sub-estación de salida
- Línea de transmisión (red primaria)
- Sub-estación de distribución

Montaje e instalación de maquinaria y equipo electromecánico

- Instalación de maquinaria y equipo electro mecánico
- Instalación de redes y sub-estaciones
- Fletes de transporte
- Otros

b) Activo intangible

- Estudios de pre-inversión
- Asesoría técnica y supervisión
- Intereses durante la construcción
- Gastos generales

c) Capital de trabajo

Costos de Operación y Mantenimiento

a) Costos de operación

- Gastos de personal
- Lubricantes y grasas
- Equipo e implementos de seguridad
- Materiales de oficina
- Gastos misceláneos

b) Costos de mantenimiento

- Materiales y repuestos de generación, transformación y transmisión.
- Herramientas
- Otros

Beneficios

Se consideran dos items: ingresos por venta de energía y valor residual.

Ingresos por Venta de Energía

Es un ingreso anual que se produce desde la entrada en servicio de la MCH hasta el fin de su vida útil u horizonte del proyecto.

Se determina a partir de la energía que se venderá cada año, según lo previsto en el estudio de mercado; y de una tarifa por kWh que pagarán los usuarios o abonados.

Se calcula con la expresión:

$$B_n = E_n \cdot t$$

Donde:

B_n = ingresos por venta de energía, en el año n, en US$

E_n = energía vendida durante el año n, en kWh

t = tarifa de venta de energía, en US$ /kWh

Valor Residual

Es el valor de los bienes, en el último año de la vida útil del proyecto.

Para calcular este valor se debe tener en cuenta la depreciación o pérdida de valor de los bienes durante su uso en el proyecto, la cual se determina teniendo en cuenta el criterio de tiempo de vida útil, como en el ejemplo siguiente:

* Obras civiles : 50 años
* Maquinaria y equipo electromecánico : 30 años

Forma de depreciación

Una forma adecuada de depreciación es considerar que el bien pierda su valor anualmente de manera uniforme, desde su valor inicial en el año de su instalación hasta cero en el último año de su vida útil (depreciación lineal).

El valor residual se puede calcular con la siguiente expresión:

$$VR_n = V_i - V_i \frac{(n)}{N}$$

Donde:

VR_n = Valor residual en el año n, en US$

V = Valor inicial del bien, en el año de su instalación, en US$

N = Vida útil del bien, en años

n = Año en que se calcula el valor residual, en años

10.4.2 Elaboracion del cuadro de flujo de caja interno

Este cuadro se elabora considerando los siguientes rubros:

Ingresos

- Venta de energía
- Valor residual

Egresos

- Inversiones
- Costo de operación y mantenimiento

Una forma de elaborar y presentar el cuadro de flujo de caja, se presenta en la tabla 10.7; a partir de estos resultados se obtienen los datos para el cálculo de los indicadores de la Evaluación Económica, tal como se detallará en el ejemplo que se muestra a continuación.

10.5

Ejemplo de la evaluación económica de un proyecto de una MCH

Una micro central hidroeléctrica de 90 kW alimenta una población con una línea de sub-transmisión de 10 km. y una red de distribución primaria de 1 km. con 2 sub-estaciones de distribución de 50 kVA. Del proyecto respectivo se ha obtenido los siguientes datos que servirán de información básica.

10.5.1 Elaboracion del cuadro de flujo de caja interno

Datos

Según la tabla 10.4 que a continuación se presenta:

Tabla 10.4 — **Inversiones en la MCH de 90kW**

Inversiones	Total US$	Año 1 US$	Año 2 US$
Obras civiles	50,000	50,000	-
Equipo electromecánico	80,000	-	80,000
Sub-estación de salida	20,000	-	20,000
Línea de Sub-trasmisión	50,000	-	50,000
Red Primaria	5,000	-	5,000
Sub-Estaciones de Distribución	10,000	-	10,000
TOTALES	215,000	50,000	165,000

Costo anual

Costo de operación y mantenimiento anual: US$ 2,000.

Previsión de venta de energía

Según el estudio de mercado se tiene el consolidado en la tabla 10.5:

Tabla 10.5 **Venta anual de energía**

Años	kWh
3 - 5	50,000
6 - 10	75,000
11 - 15	140,000
16 - 20	180,000
21 - 25	200,000
25 - 30	250,000

Con esta información se preparan los datos para elaborar el cuadro de Flujo de Caja Interno (tabla 10.7).

Procedimiento del cálculo

Determinación de los costos (tabla 10.7)

Costos de inversión: (columna E)

Inversión: año 1 : 50,000

año 2 : 165,000

Costos de operación y mantenimiento: (columna F)

Se consideran a partir del año de inicio de operaciones de la MCH, es decir, del año 3, hasta el final del proyecto, año 30 y ascienden a US$ 2,000.

Costo total: (columna G)

Es la suma, año por año, de los costos de inversión más los costos de operación y mantenimiento (suma de las columnas E y F).

Determinación de los beneficios

Ingresos por venta de energía: (columna B)

Se calcula con la energía que, según el estudio de mercado, se venderá anualmente en cada año del proyecto, a partir del tercer año.

Para determinar el monto de los ingresos, se asume un costo por kWh de referencia, el cual puede variar de 6 a 15 centavos de dólar americano; tomándose los valores más altos para las MCH de menores potencias, especialmente si son de menos de 100 kW.

En este caso, se tomará un precio de referencia US 10¢ (10 centavos de dólar), por lo que el ingreso por este concepto será lo que se halla consignado en la tabla 10.6.

Tabla 10.6 **Ingresos por venta de energía a US$ 10¢ el kWh**

Años	kWh	Ingreso por venta de energía US$
3 - 5	50,000	5,000
6 - 10	75,000	7,500
11 - 15	140,000	14,000
16 - 20	180,000	18,000
21 - 25	200,000	20,000
25 - 30	250,000	25,000

Valor residual de rescate: (columna C)

Teniendo en cuenta que el horizonte del proyecto es de 30 años, tenemos:

Valor residual de las obras civiles:

- Valor inicial : $VI^C = 50{,}000$ US$
- Vida útil : N = 50 años
- Tiempo de uso en el proyecto : n = 30 años

$$V'_{R30} = 50{,}000\ (1 - 30)/50$$

$$V'_{R30} = 20{,}000$$

Valor residual de la maquinaria y equipo electromecánico:

- Valor inicial : $VI_m = 165{,}000$ US$
- Vida útil : N = 30 años
- Tiempo de uso en el proyecto : n = 28 años

$$V''_{R30} = 165{,}000\ (1 - 28/30)$$

$$V''_{R30} = 11{,}000$$

Otros valores residuales

En este rubro se consideran otros elementos que signifiquen cobros o pagos de deudas. En este caso, solo se considera la recuperación del capital de trabajo, que asciende a 3 meses el valor de los costos operativos.

$$V'''_{R30} = 2{,}000\ (3/12)$$

$$V'''_{R30} = 500$$

Valor residual total: (columna C)

$$V_{R30} = V'_{R30} + V''_{R30} + V'''_{R30}$$

$$V_{R30} = 20{,}000 + 11{,}000 + 500$$

$$V_{R30} = 31{,}500 \text{ US\$ (año 30)}$$

Tabla 10.7 **Flujo de caja interno(miles de US$ corrientes)**

Año	BENEFICIOS			COSTOS			Flujo de Caja
	Valor Energía	Valor Residual	Benef. Total	Invers.	Operac. y Mantenim.	Costo Total	
A	B	C	D	E	F	G	H
1	--		--	50		50	(50)
2	--		--	165		165	(165)
3	5		5		2	2	3
4	5		5		2	2	3
5	5		5		2	2	3
6	7,5		7,5		2	2	5,5
7	7,5		7,5		2	2	5,5
8	7,5		7,5		2	2	5,5
9	7,5		7,5		2	2	5,5
10	7,5		7,5		2	2	5,5
11	14		14		2	2	12
12	14		14		2	2	12
13	14		14		2	2	12
14	14		14		2	2	12
15	14		14		2	2	12
16	18		18		2	2	16
17	18		18		2	2	16
18	18		18		2	2	16
19	18		18		2	2	16
20	18		18		2	2	16
21	20		20		2	2	18
22	20		20		2	2	18
23	20		20		2	2	18
24	20		20		2	2	18
25	20		20		2	2	18
26	25		25		2	2	23
27	25		25		2	2	23
28	25		25		2	2	23
29	25		25		2	2	23
30	25	31,5	56,5		2	2	54,5

Beneficios totales: (columna D)

El beneficio total anual se obtiene sumando año a año la venta de energía y el valor residual (columna B y C).

Flujo de caja interno: (columna H)

Se obtiene restando los gastos totales de los beneficios totales (columna D menos columna G). Los valores entre paréntesis son negativos.

10.5.2 Calculo de los indicadores del análisis beneficio-costo

Cálculo del Valor Actual Neto (VAN)

Se calcula actualizando el flujo de caja (columna H de la tabla 10.7) a diversas tasas de descuento y sumando estos valores.

Para realizar este cálculo se ha elaborado la tabla 10.8 en la cual se realiza el siguiente procedimiento:

Flujo de caja: (columna B)

- Se coloca en esta columna el valor del flujo de caja calculado anteriormente (tabla 10.7, columna H).
- Se elige una tasa de descuento. Generalmente, se inicia el cálculo con 5% ó 10%.

Factor del valor actual: Tasa 5% (columna C)

En esta columna se colocan los valores del factor del valor actual con una tasa del 5% para todo el período de vida útil del proyecto. Estos valores se toman de la tabla 10.2.

Tabla 10.8 Procedimiento de cálculo del VAN a diversas tasas de interés

Año	Flujo de Caja	Tasa 5%		Tasa 1%	
		Factor del Valor Actual	VANE 5%	Factor del Valor Actual	VANE 1%
A	B	C	D	E	F
1	(50)	0,9524	(47,62)	0,9901	(49,51)
2	(165)	0,9070	(149,66)	0,9803	(161,75)
3	3	0,8638	2,59	0,9706	2,91
4	3	0,8227	2,47	0,9610	2,88
5	3	0,7835	2,35	0,9515	2,85
6	5,5	0,7462	4,10	0,9421	5,18
7	5,5	0,7107	3,91	0,9327	5,13
8	5,5	0,6768	3,72	0,9235	5,08
9	5,5	0,6446	3,55	0,9143	5,03
10	5,5	0,6139	3,78	0,9053	4,98
11	12	0,5847	7,02	0,8963	10,76
12	12	0,5568	6,68	0,8875	10,65
13	12	0,5303	6,36	0,8787	10,54
14	12	0,5051	6,06	0,8700	10,44
15	12	0,4810	5,77	0,8614	10,34
16	16	0,4581	7,33	0,8528	13,64
17	16	0,4363	6,98	0,8444	13,51
18	16	0,4155	6,65	0,8360	13,38
19	16	0,3957	6,33	0,8277	13,24
20	16	0,3769	6,03	0,8196	13,11
21	18	0,3590	6,46	0,8114	14,60
22	18	0,3419	6,15	0,8034	14,46
23	18	0,3256	5,86	0,7955	14,32
24	18	0,3101	5,58	0,7876	14,18
25	18	0,2953	5,32	0,7798	14,04
26	23	0,2813	6,47	0,7721	17,76
27	23	0,2679	6,16	0,7644	17,58
28	23	0,2551	5,87	0,7568	17,41
29	23	0,2430	5,59	0,7494	17,23
30	54,5	0,2314	12,61	0,7419	40,3
		VANE: 39.53		VANE: 124,40	

VAN : Valor actual neto VANE : Valor actual neto económico ( ): negativo

Valor actualizado anual: (columna D)

Para cada año, se obtiene multiplicando el flujo de caja anual (columna B) por el factor del valor actual (columna C) colocando el resultado en la columna D. El valor actual neto económico (VANE) del proyecto se obtiene sumando algebraicamene todos los valores de la columna D y colocando el resultado en el último renglón de la tabla.

Se repite todo el cálculo anterior con una nueva tasa de descuento (se seleccionó 1%). Los valores se encuentran en las columnas E y F.

Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que hace el VAN igual a cero. Se calcula en forma iterativa o con ayuda de un gráfico como el de la figura 10.1, donde se han graficado los VANE para las tasas de descuento de 5% y 1% calculadas anteriormente en la tabla 10.8. La TIR se determina uniendo estos puntos, pues, justamente en el lugar en el que la recta corta al eje de las tasas de descuento el VANE es cero. En este caso TIR = 4,05.

Hay que notar que para facilitar el ejemplo se ha tomado sólo dos valores: el primero del 1% que nos da un valor negativo, y el segundo, al 5% que nos da un valor positivo. Una recta nos da un valor gruesamente aproximado; si queremos mayor precisión nos conviene tomar un mayor número de puntos intermedios hasta tener valores del VANE cercanos a cero y luego trazar la recta de interpolación.

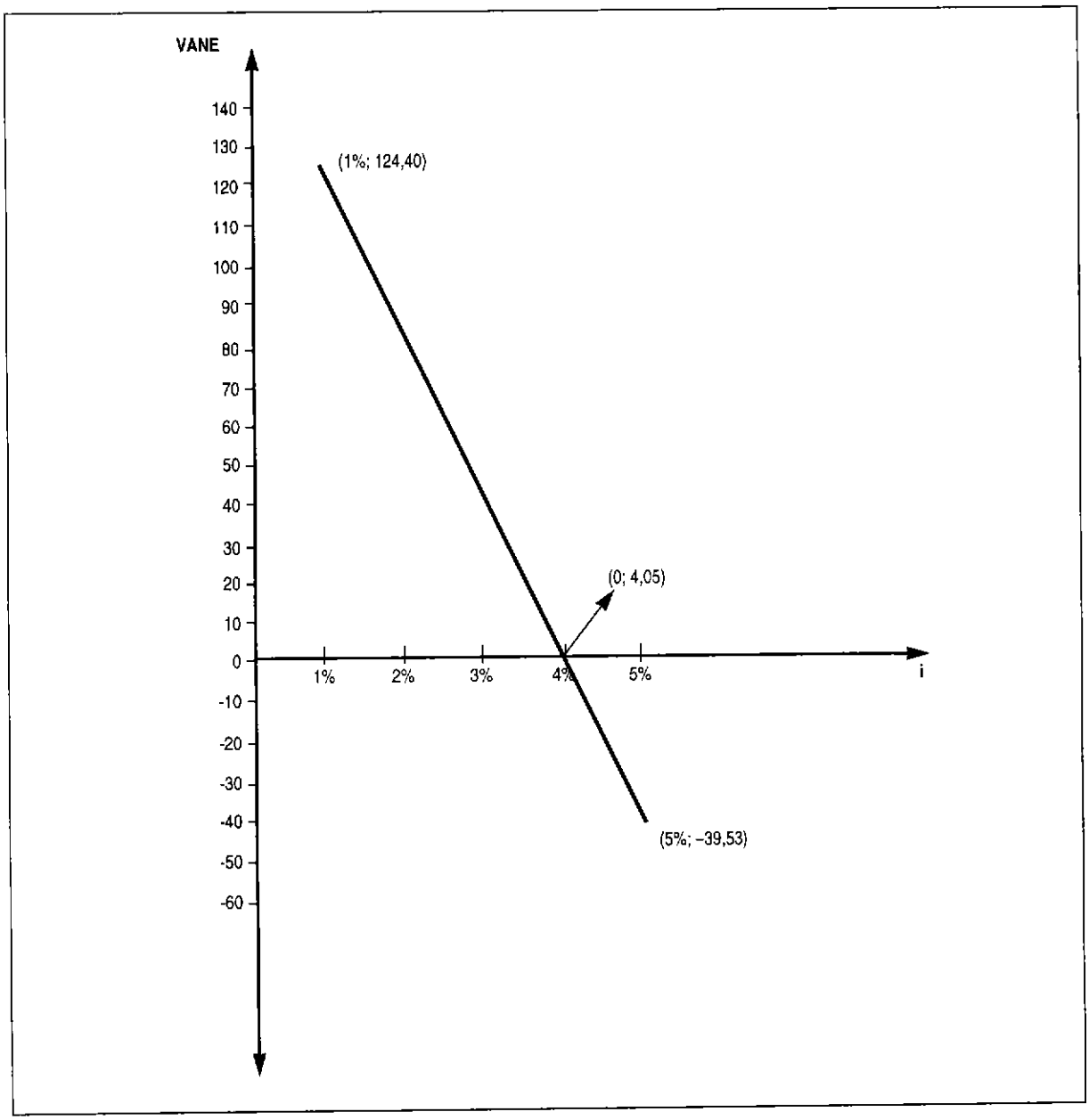


Fig. 10.1 Tasa interna de retorno

10.5.3 Calculo del costo del kWh (tabla 10.9)

El costo del kWh se calcula dividiendo el valor actual de todos los costos entre el valor actual de los kWh que se espera vender, a una misma tasa de descuento.

Procedimiento del cálculo

Sólo para facilitar el trabajo se ha preparado la tabla 10.9, en la cual se ha seguido los siguientes pasos.

Costo total:

- **Columna B**

  En esta columna se colocan los costos totales anuales de la MCH, obtenidos del cuadro de flujo de caja interno (tabla 10.7 columna G), en miles de dólares US$.

  En el último año, se resta al costo el valor residual.

- **Columna C**

  En esta columna se colocan los factores del valor actual de pago único a la tasa de descuento o interés que se haya seleccionado.

  En esta columna se tiene una serie de pagos iguales, desde el año 3 hasta el año 29. Para ahorrar esfuerzos se puede calcular un solo valor del factor actual, aunque en ese caso se trataría de una serie de pagos iguales.

  El factor se calcula tomando los valores de la tabla 10.3 como sigue:

  Tasa de interés 4%

  Año del último pago de la serie:

  n=29: factor 16,9837

  Año anterior al primer pago de la serie:

  n= 2: factor 1,8861

  Factor acumulado: 16,9837 - 1,8861 = 15,0976

Valor actual de los costos: (Columna D)

Resulta de multiplicar los costos totales anuales de la columna B por los factores de la columna C.

En la última fila (I) de esta columna se coloca la suma algebraica de los costos totales, es decir, el valor actual total de los costos.

Energía vendida: (Columna E)

En esta columna se colocan los valores de la energía que se venderá, en miles de kWh, obtenidos de la tabla 10.5.

Factor del valor actual: (Columna F)

Se colocan los factores del valor actual por pago simple a la tasa de interés seleccionada, los cuales se obtienen de la tabla 10.2.

Valor actual de la energía: (Columna G)

Resulta de multiplicar los valores de la energía (columna E) por su factor correspondiente (columna F).

La suma de los valores de esta columna es el valor actual de la energía, el cual se coloca en la última fila de la tabla (fila I).

Costo del kWh: (Columna H)

Es el cociente que se obtiene dividiendo el valor actual total de los costos entre el valor actual total de la energía:

$$\text{Costo por kWh} = \frac{\text{Valor actual total costos}}{\text{Valor actual total energía}}$$

$$= \frac{221{,}74}{2092{,}59}$$

$$\text{Costo por kWh} = 0{,}1059 \text{ US\$}$$

$$= \text{US\$ } 10{,}59¢$$

10.5.4 Análisis de sensibilidad

Mediante el análisis de sensibilidad se trata de investigar los efectos que sobre el proyecto tendrían algunos cambios en las premisas establecidas sobre costos e ingresos.

Nuevamente, por ejemplo, se realizarían todos los cálculos suponiendo que el costo de las obras civiles se incremente en un 10%; y luego, otros cálculos suponiendo que los ingresos disminuyen en un 10%.

Tabla 10.9 **Cálculo del costo del kWh (miles e US$ corrientes)**

Año	COSTOS			ENERGÍA			Costo del kWh US$
	Costo total anual	Factor del valor actual	Valor actual costos	Miles de kWh vendidos	Factor del valor actual	Valor actual energía miles kWh	
A	B	C	D	E	F	G	H
1	50	0,9615	48,08				
2	165	0,9246	152,56				
3	2			50	0,8890	44,45	
4	2			50	0,8548	42,74	
5	2			50	0,8219	41,10	
6	2			75	0,7903	59,27	
7	2			75	0,7599	56,99	
8	2			75	0,7307	54,80	
9	2			75	0,7026	52,70	
10	2			75	0,6756	50,67	
11	2			140	0,6496	90,64	
12	2			140	0,6246	87,44	
13	2			140	0,6006	84,08	
14	2			140	0,5775	80,85	
15	2	15,0976	30,19	140	0,5553	77,74	
16	2			180	0,5339	96,10	
17	2			180	0,5134	92,41	
18	2			180	0,4936	88,85	
19	2			180	0,4747	85,45	
20	2			180	0,4564	82,15	
21	2			200	0,4388	87,76	
22	2			200	0,4220	84,40	
23	2			200	0,4057	81,14	
24	2			200	0,3901	78,02	
25	2			200	0,3751	75,02	
26	2			250	0,3607	90,18	
27	2			250	0,3468	86,70	
28	2			250	0,3335	83,38	
29	2			250	0,3207	80,18	
30	(29,5)	0,3083	(9,09)	250	0,3083	77,08	
I			221,74			2092,59	0,1059

10.5.5 Conclusiones del análisis económico

Los resultados más significativos son:

VANE (5%)	=	39,530
VANE (1%)	=	124,400
TIR	=	4,05%
Costo del kWh	=	US$ ¢ 10,59

Estos resultados muestran que el proyecto, tal como está planteado en condiciones de mercado, tendría dificultades económicas debido a que el costo del kWh (US$ ¢ 10,59) resulta siendo mayor que el precio al que se vendería la energía al público (US$ ¢ 10,00).

Estas condiciones económicas pueden mejorar tratando de lograr los siguientes efectos:

a) Disminuir el costo de las obras:

Se puede reducir, por ejemplo, del 20 al 30% del costo de las obras con el aporte de la mano de obra comunal.

b) Aumentar el precio de venta del kWh:

Está considerado en US$ ¢10 (diez centavos de dólar) que resulta inferior a su costo real.

c) Aumentar las ventas de energía:

Habría que propiciar el establecimiento de abonados consumidores de energía, especialmente durante el día. En este caso hipotético, existen al menos 50 kW disponibles durante esas horas, lo que podría alimentar algunas pequeñas industrias o actividades productivas.

Se ha seleccionado como ejemplo un caso donde existan dificultades económicas para ilustrar algunos problemas que se presentan en la práctica. No obstante, por tratarse de un documento de uso amplio no es posible dar recetas, es decir, valores máximos ni mínimos, sino sólo los criterios generales, de modo que el evaluador decida lo más conveniente según las particularidades del problema que tenga que resolver.

10.6

Datos para la evaluación financiera de un proyecto de una MCH

10.6.1 Datos basicos

La evaluación financiera de un proyecto tiene la misma metodología que una evaluación económica, siendo la excepción el hecho que en este caso se consideran tanto los préstamos como el pago de la deuda ocasionada por esos préstamos, considerándose:

Costos

- Costos de inversión
- Costos de operación
- Servicios a la deuda

Beneficios

- Ingreso por ventas
- Otros ingresos
- Valor residual
- Préstamos

Podemos anotar que la diferencia entre los beneficios, los ingresos por ventas más valor residual y los costos de inversiones más costos de operación y mantenimiento, constituyen el flujo económico (flujo de caja interno) calculado en el análisis económico.

Para realizar la evaluación financiera debemos contar con un adecuado plan de financiamiento.

10.6.2 Estructura de un plan de financiamiento para determinar los pagos por servicio a la deuda

Para estructurar un plan de financiación se debe tener en cuenta lo siguiente:

Tasa de interés

Generalmente es anual.

Forma de pago:

Préstamo al rebatir, es decir, se pagan intereses sobre el saldo adeudado.

Plazos de pago o amortización:

Los plazos de pago son diversos, entendiéndose como préstamos de corto plazo para menos de 2 años, de mediano plazo hasta 5 años y de largo plazo para períodos de pago de más de 5 años.

Servicio de la deuda

Son los pagos periódicos que hay que realizar para cancelar la deuda, la que se compone de la amortización y los intereses.

- **Amortización.** Es el monto que corresponde a la devolución del capital prestado o principal. Su pago disminuye el saldo adeudado del principal.
- **Intereses.** Corresponden al pago de los intereses del saldo deudor del período en que se efectuará el pago.

Período de gracia

Es el período durante el cual sólo se pagan los intereses del préstamo, sin devolver el capital. Normalmente, se pueden obtener hasta dos años de gracia, período que generalmente corresponde a la ejecución de las obras.

Comisión de compromiso

Es el pago que hay que realizar por las partes del préstamo no recibidas pero ya comprometidas. Generalmente es del 0,2% al 0,5%.

Tabla 10.10 **Plan de financiación**

Préstamo de us$ al 6% anual al rebatir, utilizable en 2 desembolsos anuales de us$ 50,000 y us$ 165,000, pagados en 10 anualidades con dos de gracia y 8 para amortizar

	AÑOS											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
- Desembolso	50	165										
- Saldo comprometido	165											
SERVICIO A LA DEUDA												
- Comisión de compromiso		0.825										
1er desembolso (US$ 50,000)												
Total		3	3	9.25	8.8	8.5	8.13	7.75	7.38	6.95	6.6	
Intereses		3	3	3	2.63	2.25	1.88	1.5	1.13	0.75	0.375	
Amortización				6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	6.25	
Saldo adeudado	50	50	50	43.75	37.5	31.25	25	18.75	12.5	6.25		
2do desembolso (US$165,000)												
Total			9.9	9.9	30.52	29.23	28.05	26.82	25.58	24.34	23.1	21.86
Intereses			9.9	9.9	9.9	8.66	7.42	6.19	4.95	3.71	2.48	1.23
Amortización					20.63	20.63	20.63	20.63	20.63	20.63	20.63	20.63
Saldo adeudado		165	165	165	144.38	123.75	103.13	82.50	61.88	41.25	20.63	
- Totales												
Intereses y comisiones		3.825	12.9	12.9	12.53	10.91	9.3	7.69	6.08	4.46	2.855	1.23
Amortizaciones				6.25	26.88	26.88	26.88	26.88	26.88	26.88	26.88	20.63
TOTAL SERVICIO		3.825	12.9	19.15	39.41	37.79	36.18	34.57	32.96	31.34	29.73	21.86
SALDO ADEUDADO	50	215	215	208.75	181.88	155.00	128.13	101.25	74.38	47.50	20.63	

10.6.3 Metodologia de la evaluación

Evaluación Financiera

Se procede de la misma manera que en la evaluación económica, determinándose el VANF (Valor Actual Neto Financiero) y la TIRF (Tasa Interna de Retorno Financiera).

Metodología de la evaluación financiera y su similitud con la evaluación económica

Para la evaluación financiera se emplea el método beneficio-costo, exactamente como en la evaluación económica, calculándose los mismos indicadores VANF y TIRF, sólo que en este caso se consideran como ingresos los préstamos y como costos los pagos por servicio a la deuda.

Tabla 10.11 Cuadro de fuentes y usos de fondos (miles de US$ corrientes)

Año	FUENTES				USOS					Flujo de caja
	Venta energía	Valor residual	Prestamos	Total fuentes	Inversiones	O y M	Intereses	Amort.	Total usos	
1	--		50	50	50		3.825		53.825	3.825
2	--		165	165	165		12.9		177.9	12.9
3	5			5		2	12.9	6.25	21.15	16.15
4	5			5		2	12.53	26.88	41.41	36.41
5	5			5		2	10.91	26.88	39.79	34.79
6	7.5			7.5		2	9.3	26.88	38.18	30.68
7	7.5			7.5		2	7.69	26.88	36.57	29.07
8	7.5			7.5		2	6.08	26.88	34.96	27.46
9	7.5			7.5		2	4.46	26.88	33.34	25.84
10	7.5			7.5		2	2.855	26.88	31.735	24.235
11	14			14		2	1.23	20.63	23.86	9.86
12	14			14		2			2	12
13	14			14		2			2	12
14	14			14		2			2	12
15	14			14		2			2	12
16	18			18		2			2	16
17	18			18		2			2	16
18	18			18		2			2	16
19	18			18		2			2	16
20	18			18		2			2	16
21	20			20		2			2	18
22	20			20		2			2	18
23	20			20		2			2	18
24	20			20		2			2	18
25	20			20		2			2	18
26	25			25		2			2	23
27	25			25		2			2	23
28	25			25		2			2	23
29	25			25		2			2	23
30	25	31,50		56.5		2			2	54.5

Referencias bibliografícas

1. FINCK, Horst, y OELERT Gerhard, "Guía para el cálculo de rentabilidad de proyectos de inversión para el abastecimiento de energía". GTZ, Eschborn (Alemania), 1985.
2. FONTAINE, Ernesto, "Evaluación social de proyectos". 2da.edic., Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago, 1988.
3. WIDMER, Rolf; y ARTER, Alex, "Village Electrification". Vol.5, SKAT, Swiss Centre for Development Cooperation in Technology and Management, Suiza, 1992.