

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.

ra. 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.

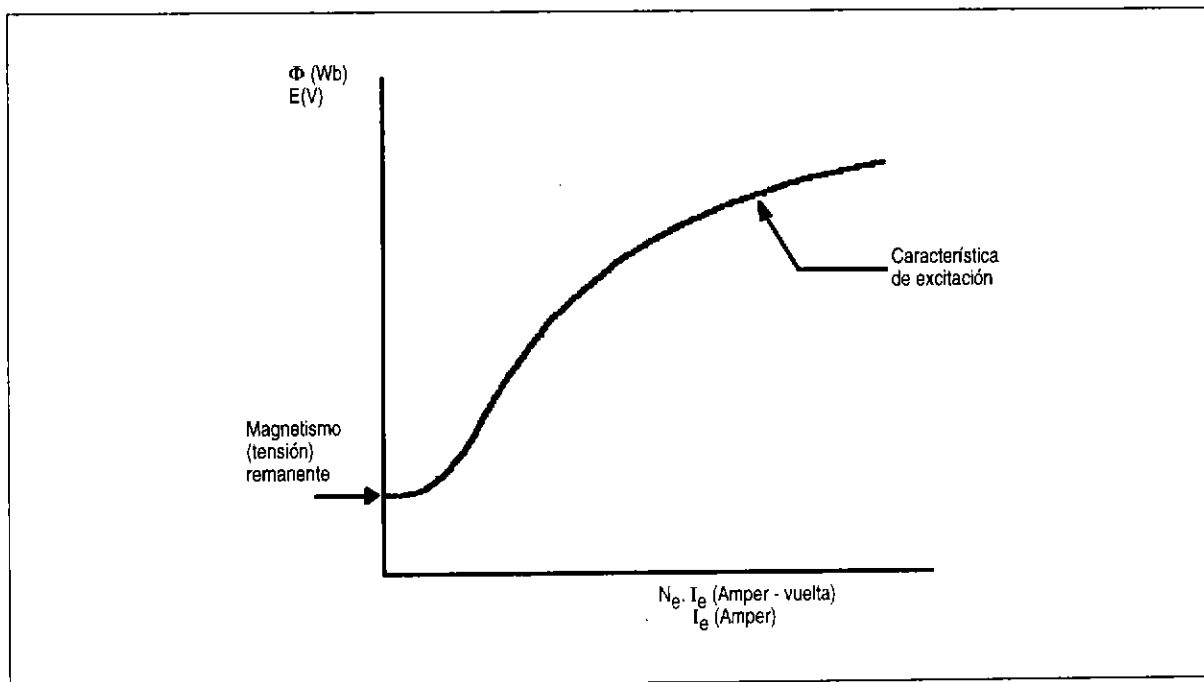


Fig. 7.9: Característica de magnetización de un generador.

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 arámico (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 Rodillos cilíndricos Rígido de bolas	Rígido de bolas Rígidos de bolas Rígido de bolas
Vertical	Cónicos apareados Rodillos oscilantes	Rodillos cilíndricos Rodillos oscilantes

Los rodamientos de bolas son suministrados con obstrucciones 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.

conmutador y las escobillas; así, la corriente de salida es continua.

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

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.

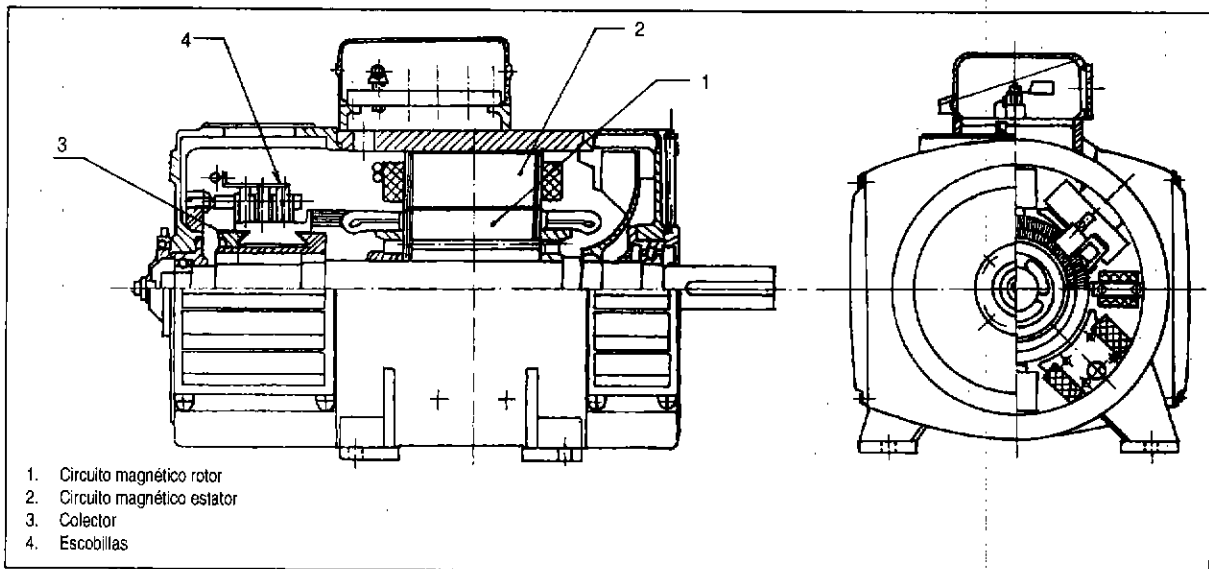


Fig. 7.10: Generador de corriente continua o dínamo.

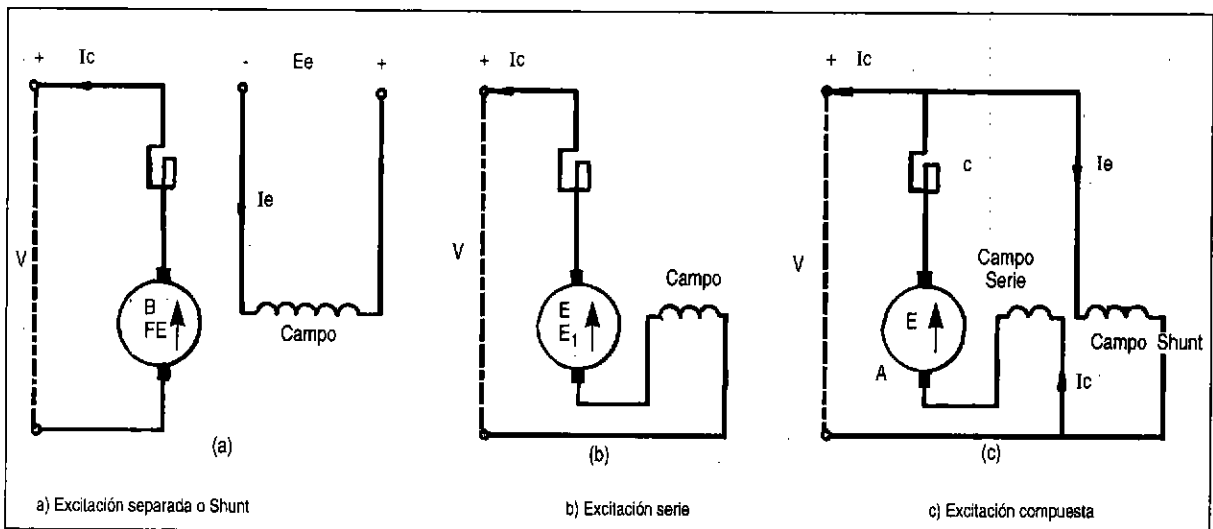


Fig. 7.11: Tipos de generadores de corriente continua.

- 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 portacarbonos, 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 portacarbonos.
- 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 rectificadora con diodos de silicio.

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
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.

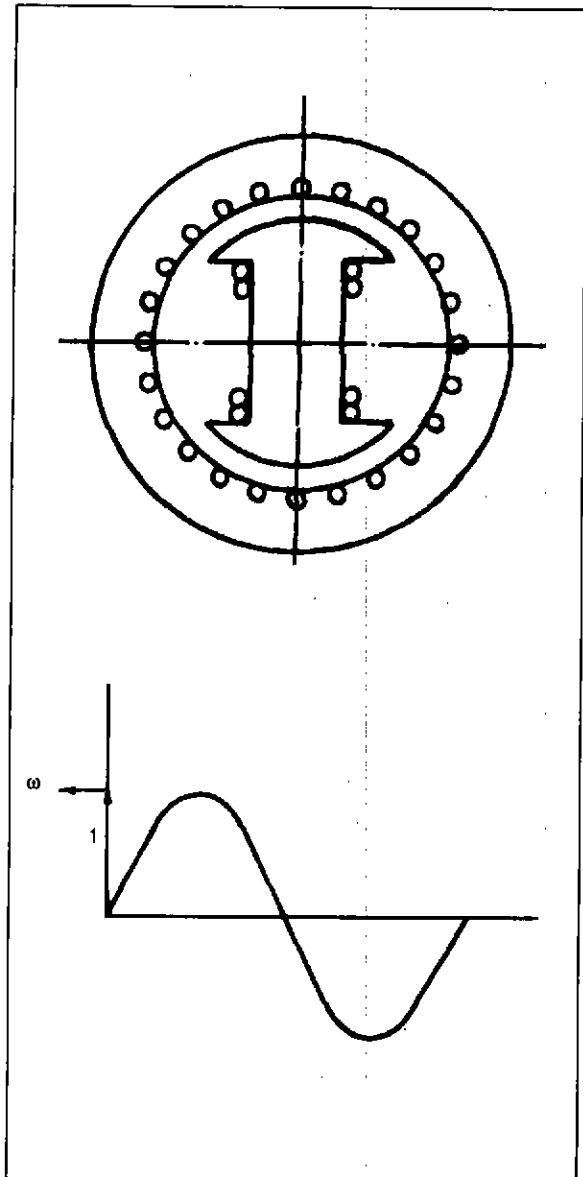


Fig. 7.12:

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:

nes 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.

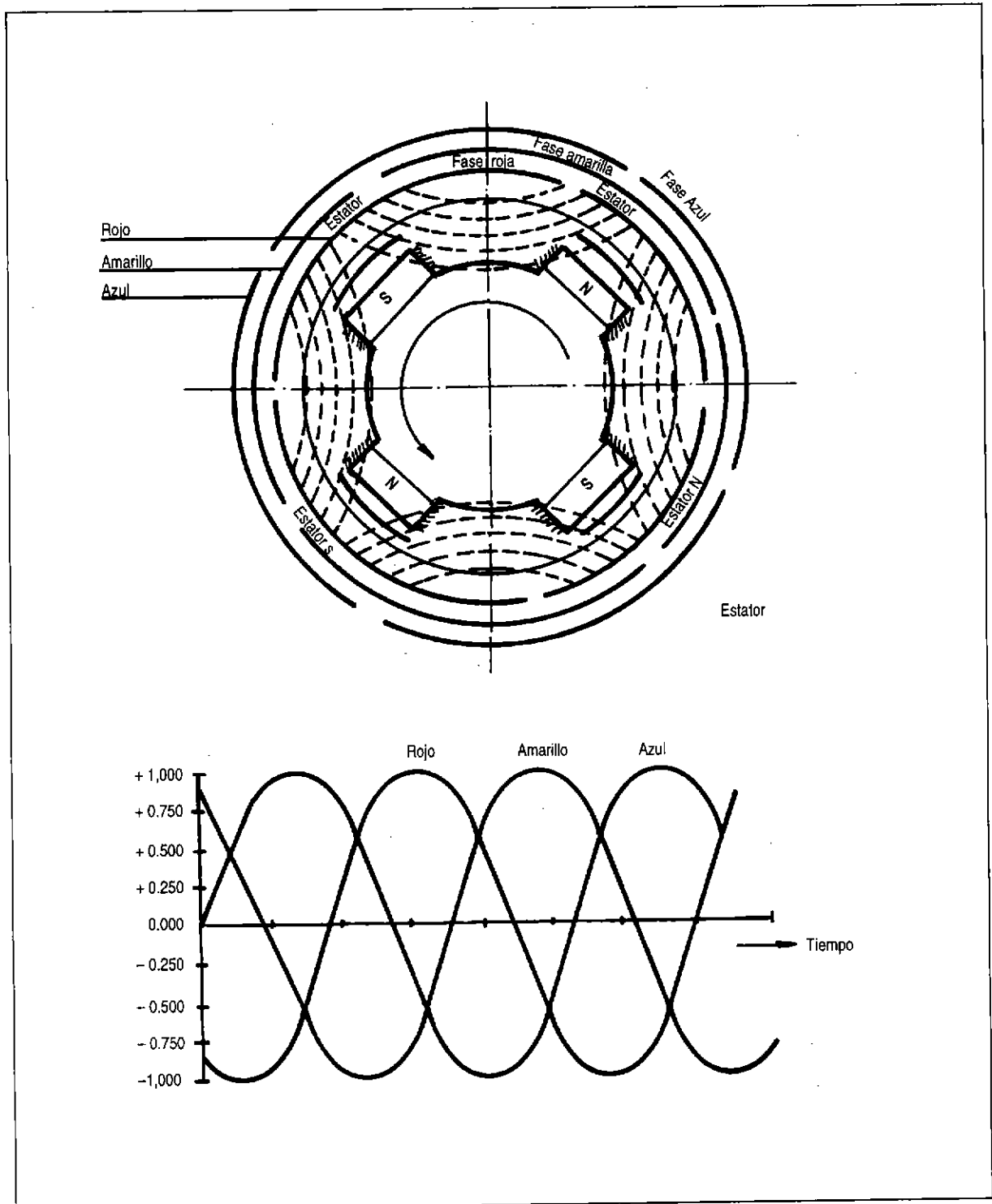


Fig. 7.13: Generador trifásico de cuatro polos y tensiones de salida.

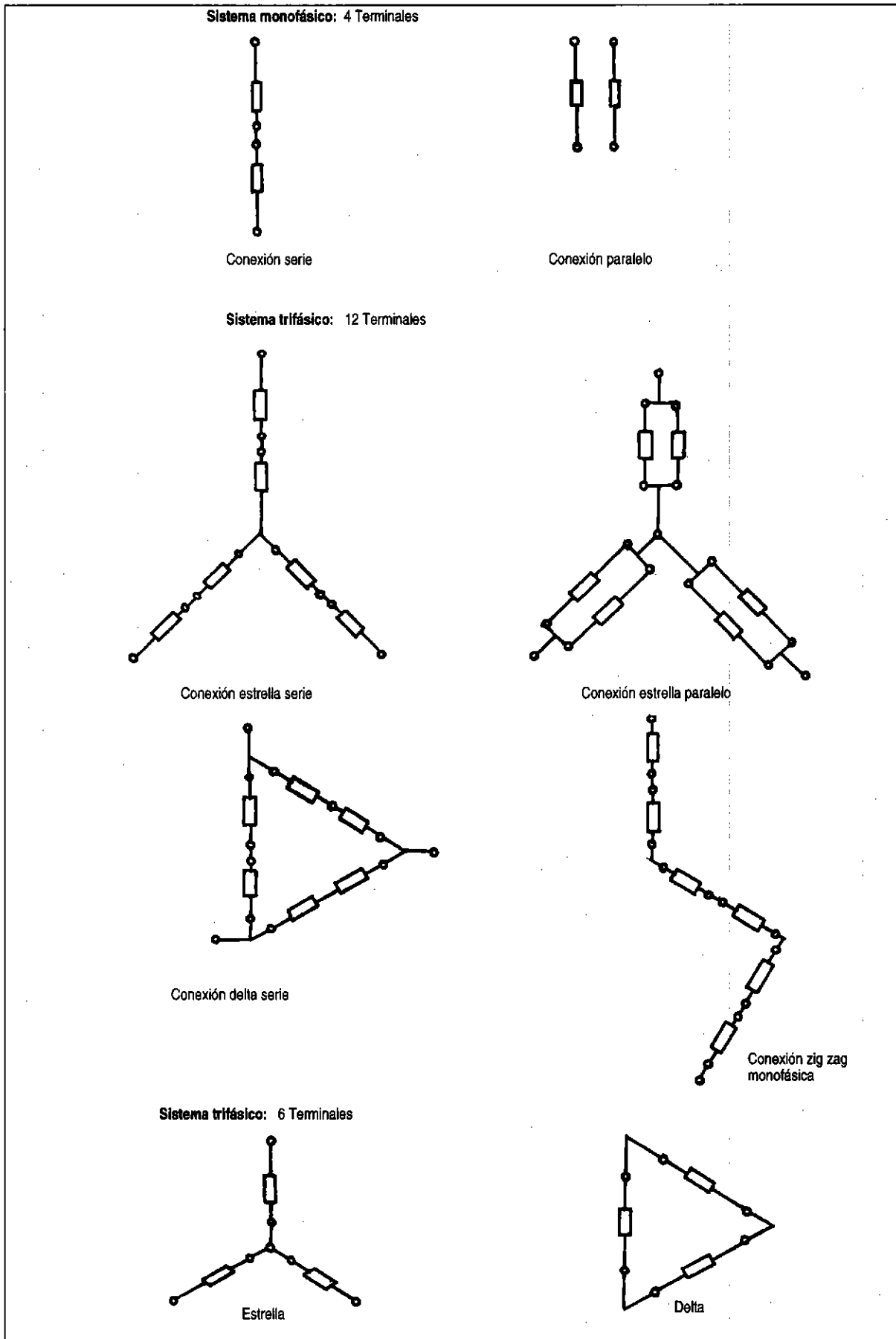


Fig. 7.14: Conexiones de alternadores

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).

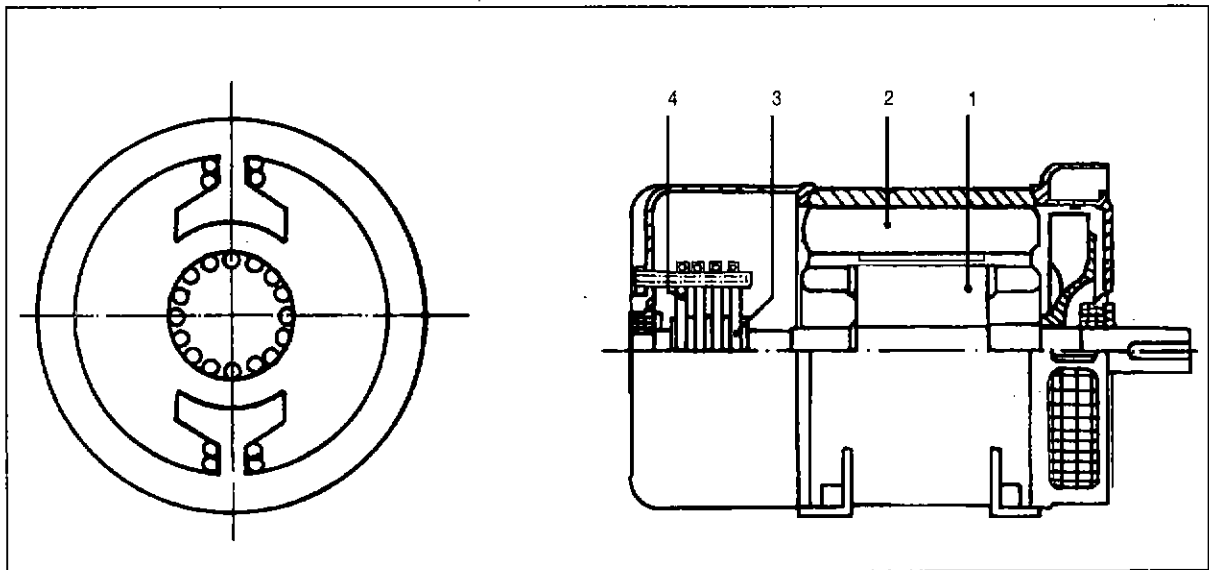


Fig. 7.15: Alternador de armadura rotativa.

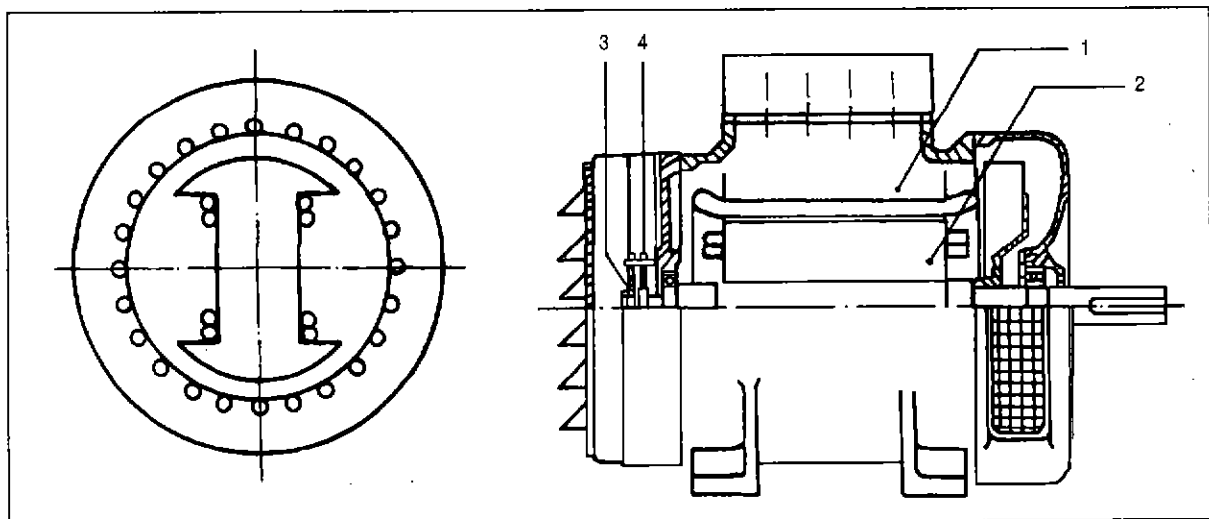


Fig. 7.16: Alternador de campo rotativo.

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.

$$V (\%) = (V_0 - V) / V_0 \cdot 100$$

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 $\pm 1.5\%$ llegando hasta $\pm 0.25\%$.

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.

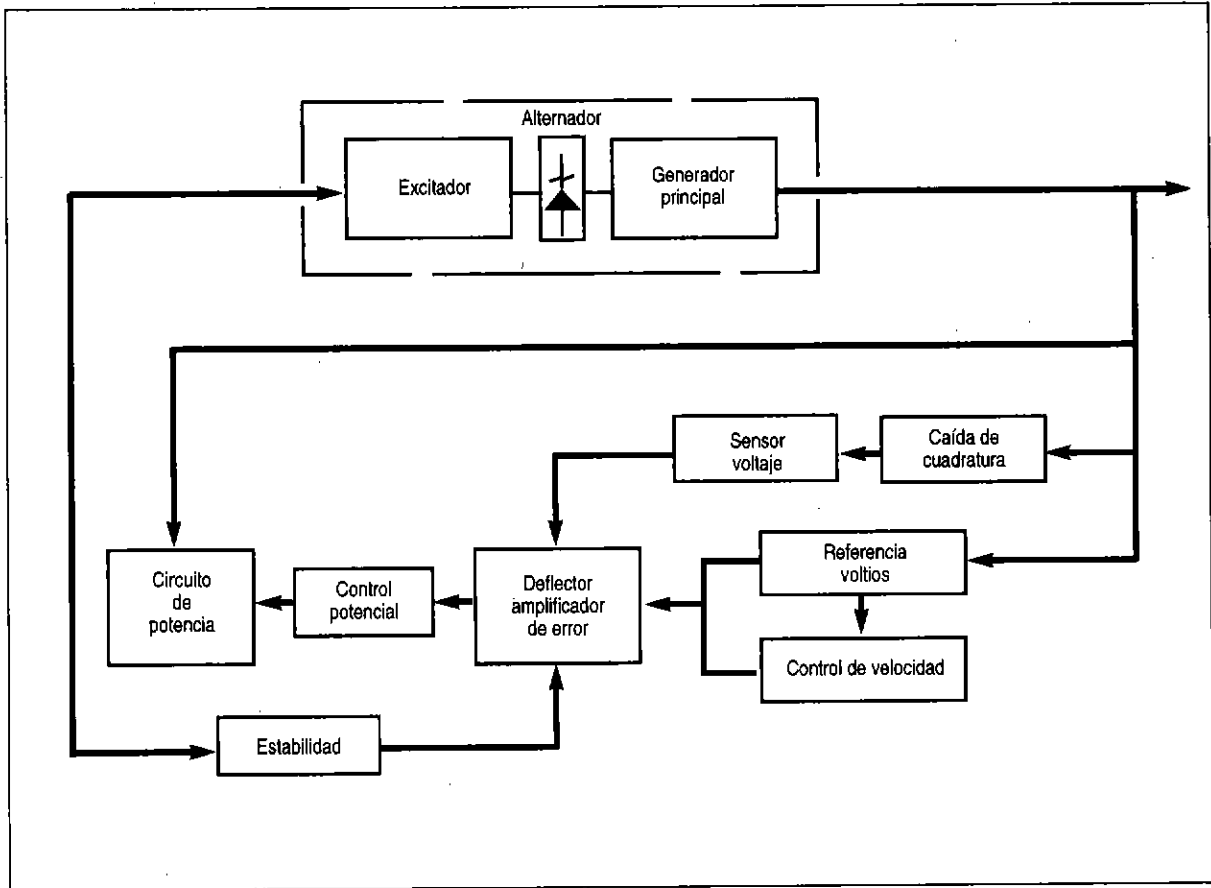


Fig. 7.17: Diagrama de bloques de un AVR electrónico.

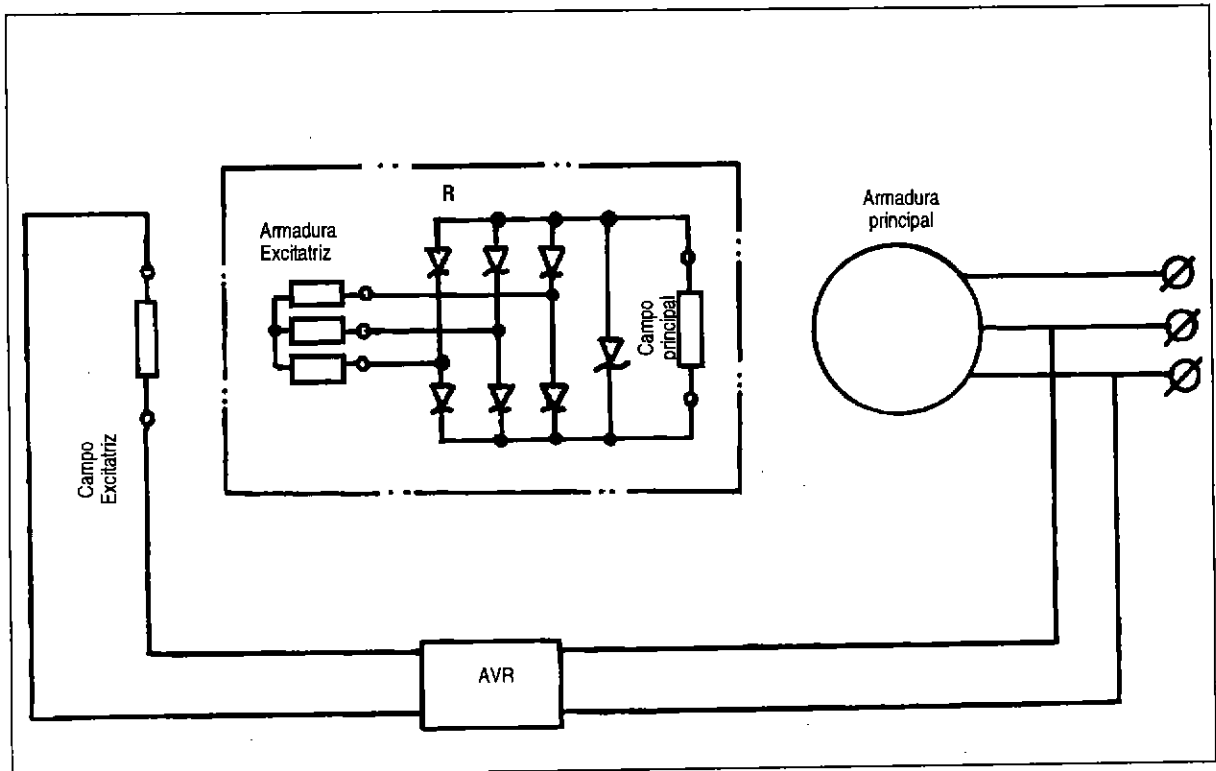


Fig. 7.18: Conexión de un AVR a un alternador.

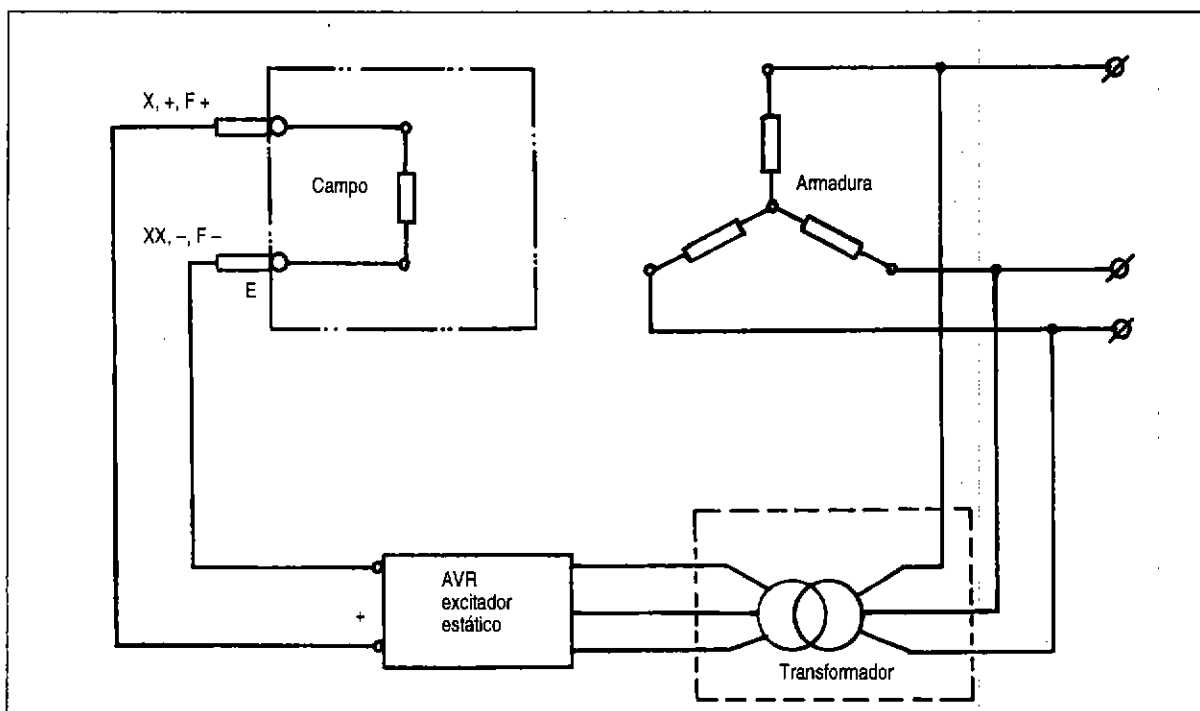


Fig. 7.19: Conexión de un excitador estático a un alternador.

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.

- 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 geoméricamente 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 $\pm 2\%$ y es usual conseguir que cualquier alternador excitado con este sistema tenga una regulación de $\pm 3.5\%$. 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.

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:

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.

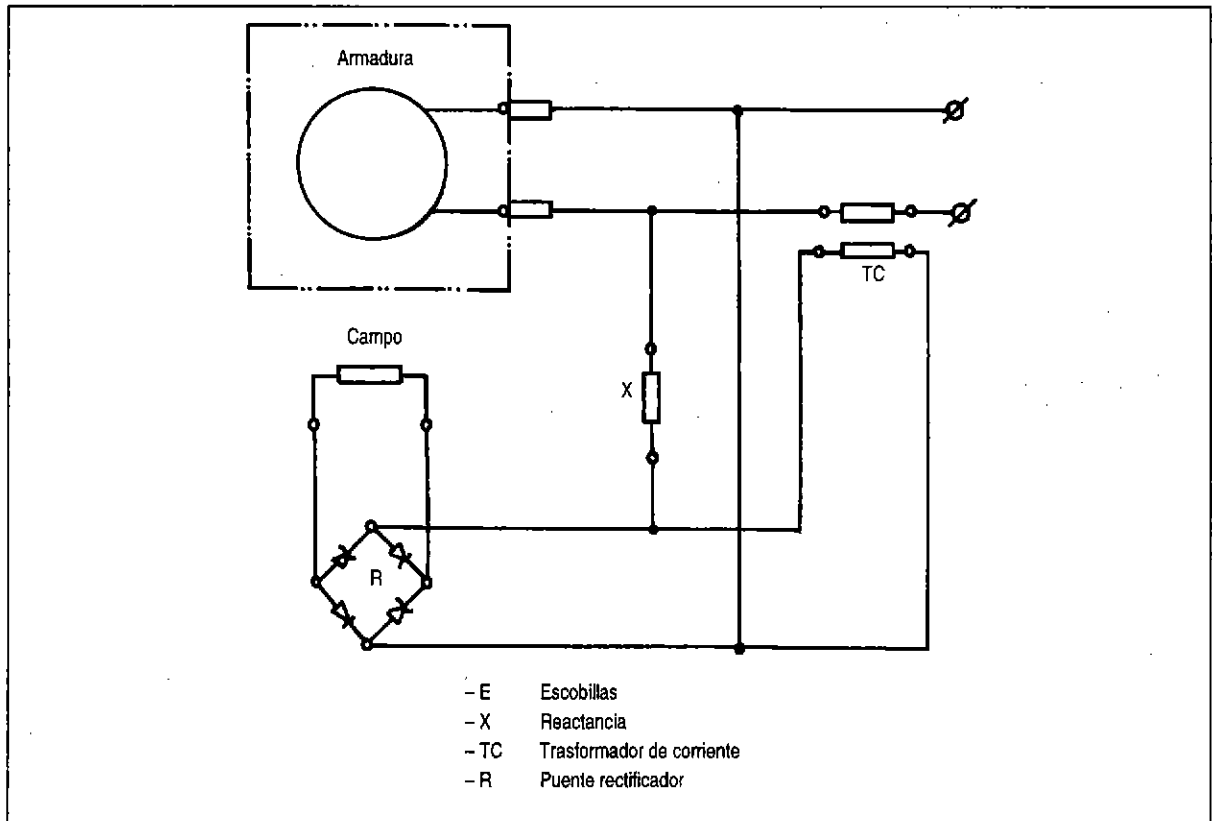


Fig. 7.20: Conexión de un regulador compuesto a un alternador monofásico.

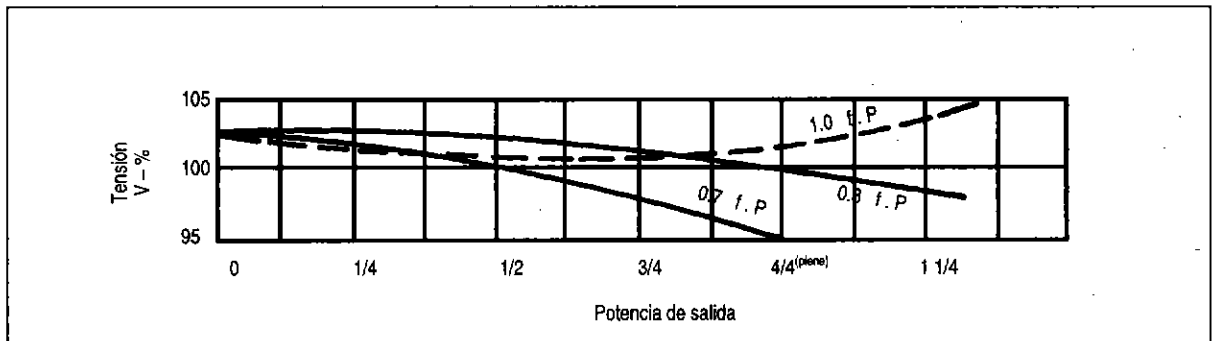


Fig. 7.21: Regulación de tensión del AVR compuesto a diferentes Cos Ø.

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_0 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 : $I_{e0} \text{ (A)} = E_0 \text{ (V)} / R_e \text{ (}\Omega\text{)}$
 - con carga : $I_{em} \text{ (A)} = E_m \text{ (V)} / R_e \text{ (}\Omega\text{)}$
- e) Proveer una resistencia variable R_v que debe soportar la corriente I_{ec} o más y su valor máximo será:

$$R_{vm} \text{ (}\Omega\text{)} = (E_b - E_0) \text{ (V)} / I_{e0} \text{ (A)}$$
- f) Conectar el circuito de la figura 7.22.

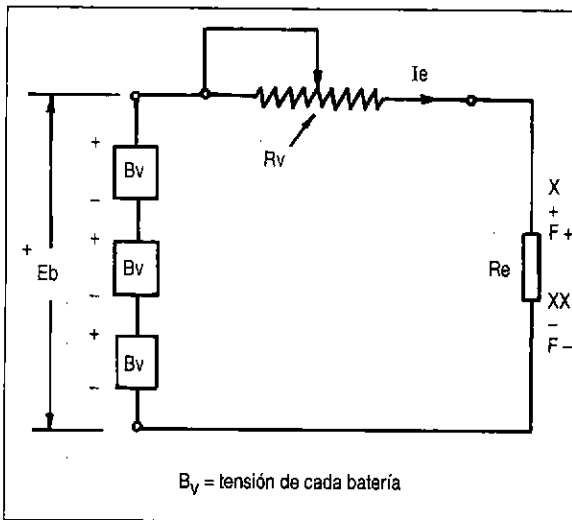


Fig. 7.22:

Circuito para regulación manual de tensión de un alternador.

- g) Para generar la tensión de vacío se coloca la resistencia R_v aproximadamente en su valor máximo hasta lograr el valor deseado.
- h) Cuando aumenta la carga, se disminuye la resistencia R_v (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 gasoleros; 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 gasolero.
- 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 kW 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 $\cos \phi = 0.8$ es un valor convencional de fabricación y corresponde al promedio de la carga mixta industrial y doméstica. Si el $\cos \phi$ 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 frecuen-

cia. 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.

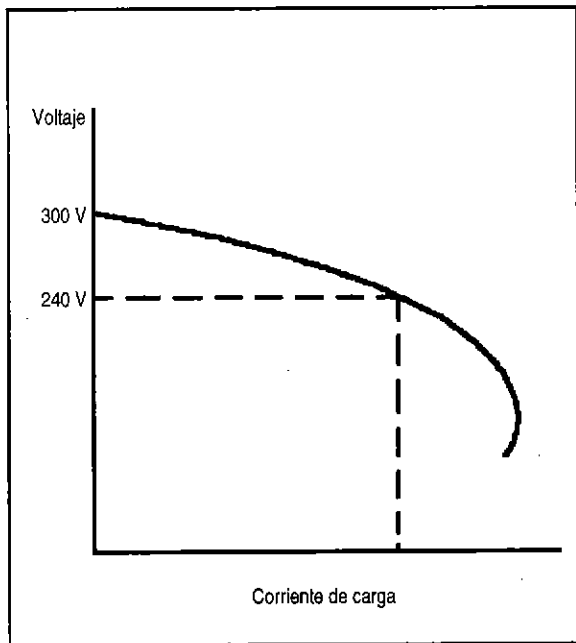


Fig. 7.23: Variación de la tensión de salida respecto a la corriente de carga del generador de inducción.

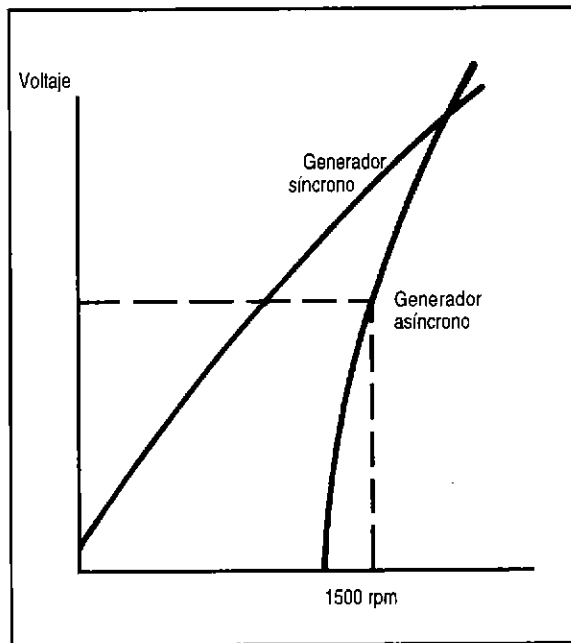


Fig. 7.24: Variación de la tensión de salida respecto a la velocidad de un generador de inducción.

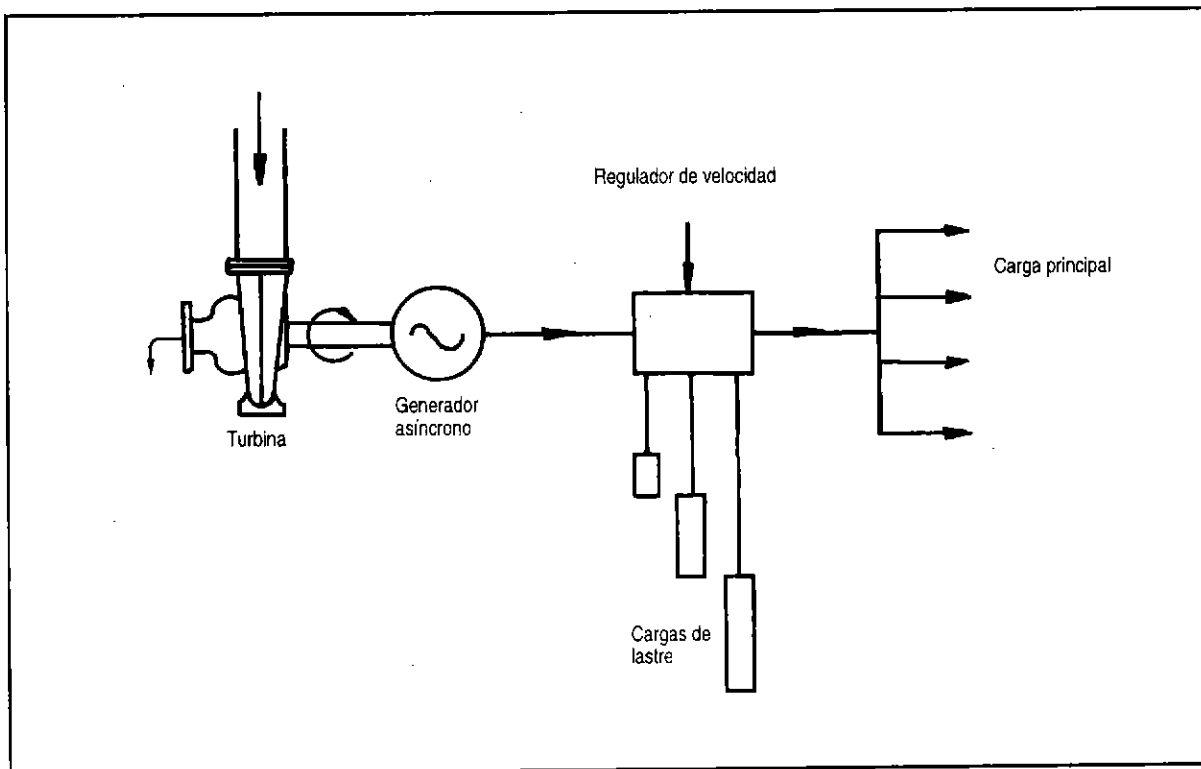


Fig. 7.25: Conexión del controlador de carga a un generador de inducción.

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 $\cos \phi$ 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 m³/kWh.

Montaje al accionamiento

- Montaje directo. El alineamiento debe ser lo más preciso; el acoplamiento será rígido o flexible y debe guardar las tolerancias especificadas por los fabricantes.
- Montaje indirecto. Si el acoplamiento es por fajas, tener cuidado con el alineamiento de las poleas y dar el ajuste correcto para la transmisión de potencia. Si es por tren de engranajes, proceder como en el montaje directo.
- La tolerancia de los extremos de eje para acoplamiento en los generadores se encuentra entre k6 y m6 de la norma ISO.

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 portacarbonos 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 relleno 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:

$$M\Omega = (V. \text{Nominal}/1000) + 1 \quad (\text{ec. 7.3})$$

- 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.

ces 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 irreparable, 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 (AVO), verificar el estado de conducción. Si se mide resistencia invirtiendo la polaridad de las puntas de prueba del AVO, 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 megóhmetro 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 rodetete 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 $\cos \phi$ 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 $\pm 10\%$. 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.

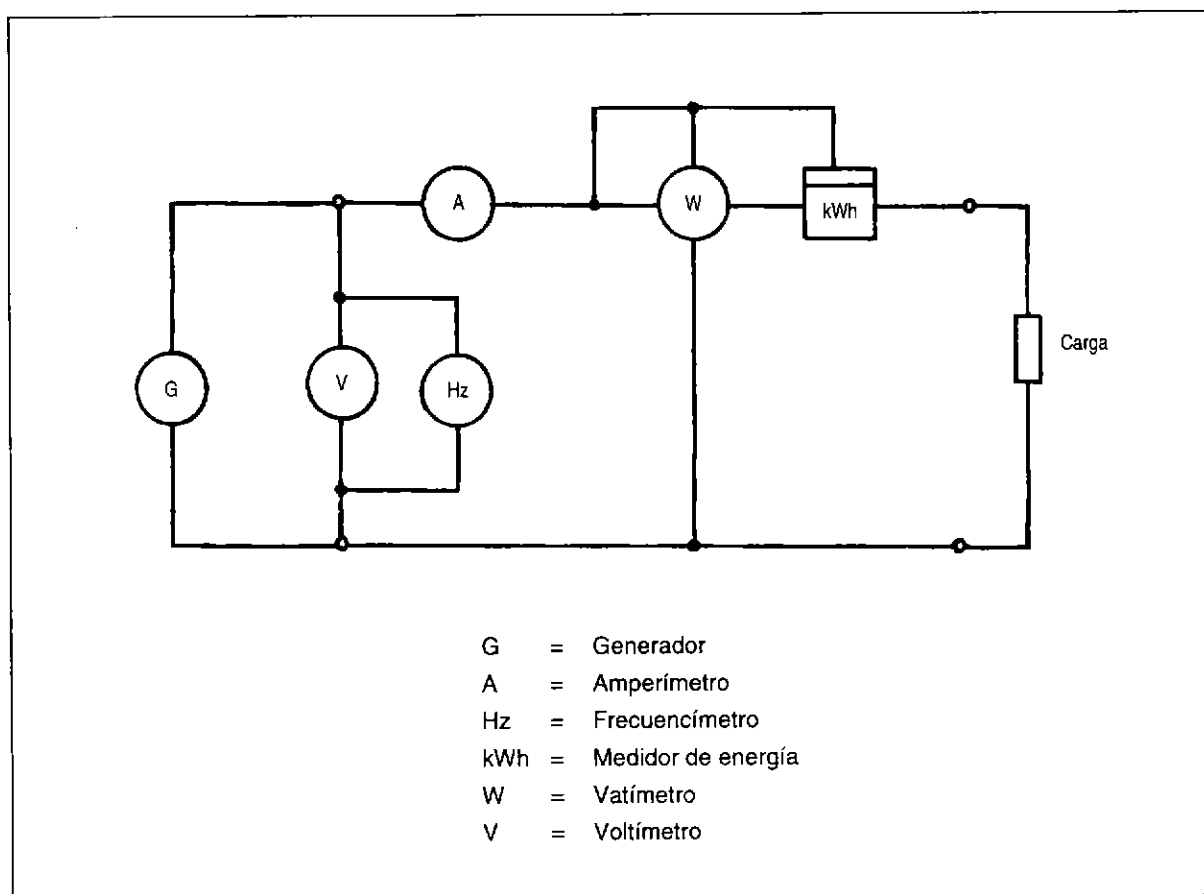


Fig. 7.26: Esquema de tablero de control básico de generación.

7.11.2 Seccionamiento

Son los elementos de conexión y desconexión del generador hacia los receptores (consumidores). Se deben considerar los siguientes aspectos:

- Facilidad de conexión y desconexión manual.
- Desconexión automática por sobrecarga o cortocircuito en la carga, cumpliendo así con la misión fundamental de proteger al generador de estas dos anomalías.
- Desconexión automática ante una eventual mala operación o 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).

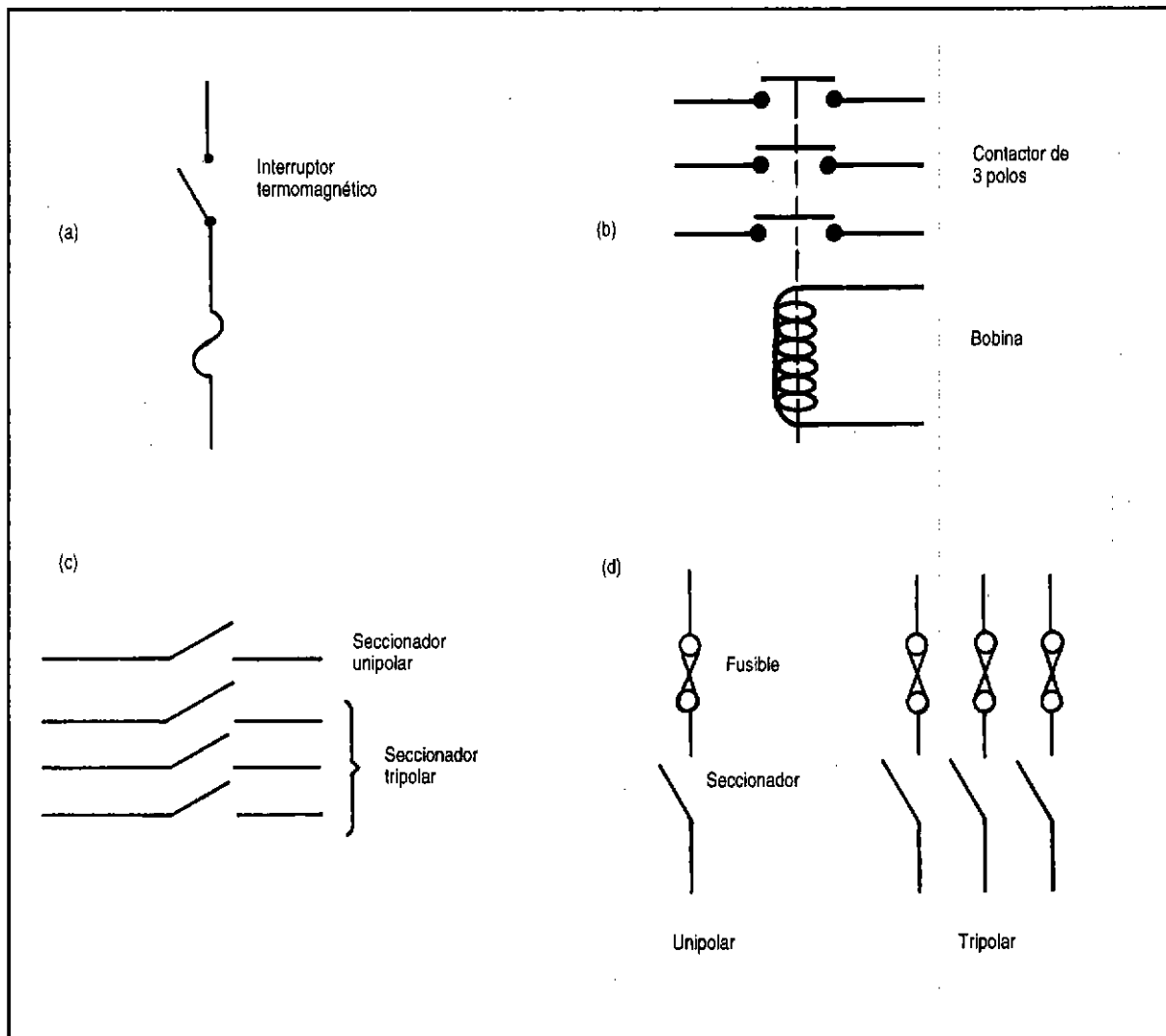


Fig. 7.27: Elementos de protección y seccionamiento principales.

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 $\pm 10\%$.
- 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:

- Térmico, para lo cual se muestra la tabla 7.1, donde se indica la capacidad de conducción de corriente de varios calibres de conductor.
- Caída de tensión, que depende de la magnitud de corriente I (A) a conducir por la distancia L (metros) entre el generador y el seccionador del tablero. En la tabla 7.2 se muestran valores del producto $I \times L$ (en Amperios \times metros), con sus respectivas caídas en niveles de tensión de uso común.

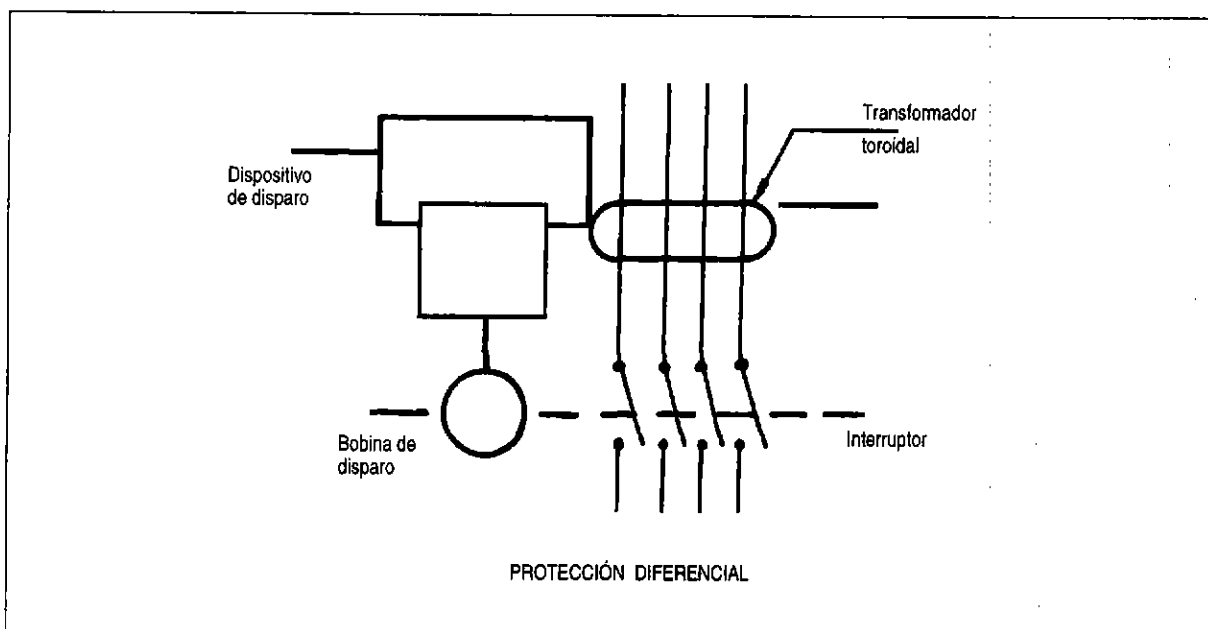


Fig. 7.28: Conexión de protección diferencial

Tabla 7.1		Dimensionamiento para cableado de un generador									
		Cargas máximas admisibles para conductores aislados a 20°C									
		Un conductor al aire					3 conductores en un ducto				
		Sección del conductor	Calibre AWG	Corriente máxima admisible para conductores (Amperios)	Potencia máxima en voltios			Corriente máxima admisible para conductores (Amperios)	Potencia máxima en voltios		
Sistema monofásico (cos ϕ = 1)					Sistema trifásico (cos ϕ = 0.8)	Sistema monofásico (cos ϕ = 1)			Sistema trifásico (cos ϕ = 0.8)		
			120 V	220 V	440 V		120 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	12,200	15	1,800	3,300	4,580	9,150	
2,500	—	22	2,640	4,840	13,410	18	2,160	3,960	5,490	10,980	
3,309	12	25	3,000	5,500	15,240	20	2,400	4,400	6,100	12,190	
4,000	—	32	3,840	7,040	19,510	25	3,000	5,500	7,620	15,240	
5,261	10	40	4,800	8,800	24,390	30	3,600	6,600	9,150	18,290	
6,300	—	48	5,760	10,560	29,270	34	4,080	7,480	10,370	20,730	
8,366	8	55	6,600	12,100	33,530	40	4,800	8,800	12,200	24,390	
10,000	—	65	7,800	14,300	39,630	46	5,520	10,120	14,020	28,050	
13,300	6	80	9,600	17,600	48,780	55	6,600	12,100	16,770	33,530	
16,000	—	88	10,560	19,360	53,650	60	7,200	13,200	18,300	36,580	
21,150	4	105	12,600	23,100	64,020	70	8,400	15,400	21,340	42,680	
25,000	—	112	13,440	24,640	68,290	78	9,360	17,160	23,780	47,560	
33,630	2	140	16,800	30,800	85,360	95	11,400	20,900	28,960	57,960	
42,410	1	165	19,680	36,100	99,960	110	13,000	23,840	33,040	66,100	
50,000	—	185	22,200	40,700	112,800	120	14,400	26,400	36,580	73,160	
53,460	0	195	23,400	42,900	118,900	125	15,000	27,500	38,100	76,220	
67,440	00	225	27,000	49,500	137,200	145	17,400	31,900	44,200	88,400	
70,000	—	230	27,600	50,600	140,230	148	17,760	32,560	45,120	90,240	
85,020	000	260	31,200	57,200	158,520	165	19,800	36,300	50,300	100,600	
95,000	—	280	33,600	61,600	170,720	180	21,600	39,600	54,870	109,750	
107,200	0000	300	36,000	66,000	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						
	1%	2%	3%	4%	5%	6%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	
110 v	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
220	0.5%	1%	1.5%	2%	2.5%	3%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	
440 V	---	---	---	---	---	---	0.5%	1%	1.5%	2%	2.5%	3%	
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
12	110	220	330	440	550	660	255	510	765	1,020	1,275	1,530	2,040
10	172	344	516	688	860	1,032	398	796	1,200	1,600	1,990	2,388	3,184
8	272	544	816	1,088	1,360	1,632	625	1,250	1,880	2,500	3,125	3,750	5,000
6	423	846	1,269	1,692	2,115	2,538	970	1,940	2,910	3,900	4,850	5,820	7,760
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
2	948	1,968	2,952	3,940	4,940	5,904	2,266	4,532	6,800	9,070	11,330	13,596	18,128
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
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
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
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
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
300	2,600	5,200	7,800	10,400	13,000	15,600	5,984	11,968	18,000	23,940	29,920	35,904	47,872
350	2,840	5,680	8,520	11,360	14,200	17,040	6,538	13,076	19,600	26,150	32,690	39,228	52,304
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
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

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

8.1

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.

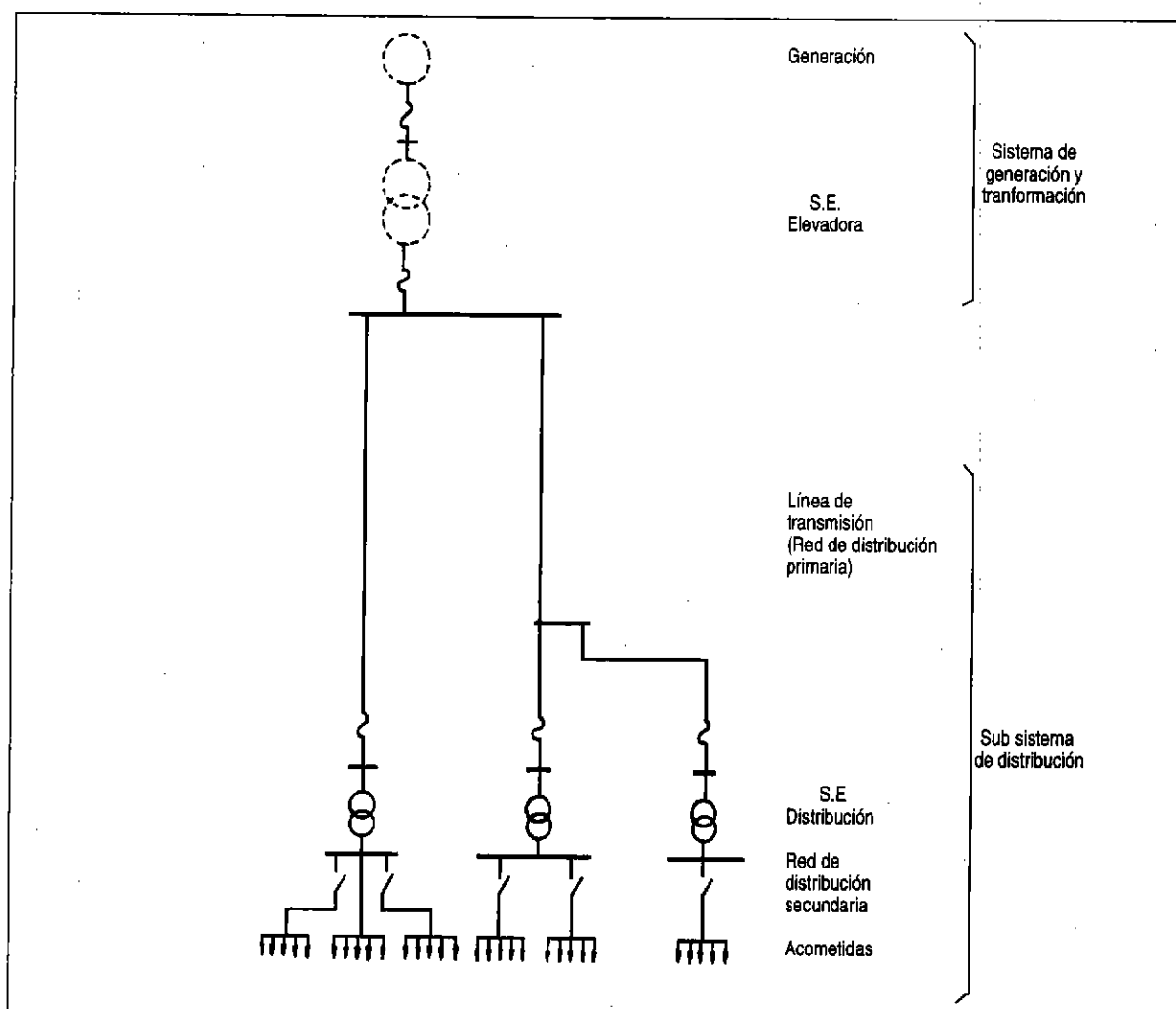


Fig. 8.1: Esquema eléctrico de LT y RDS.

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 transmisión monofásicas con retorno por tierra (MRT) han sido utilizadas exitosamente en sistemas rurales durante muchos años en Nueva Zelanda 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 ga-

rantizar 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.

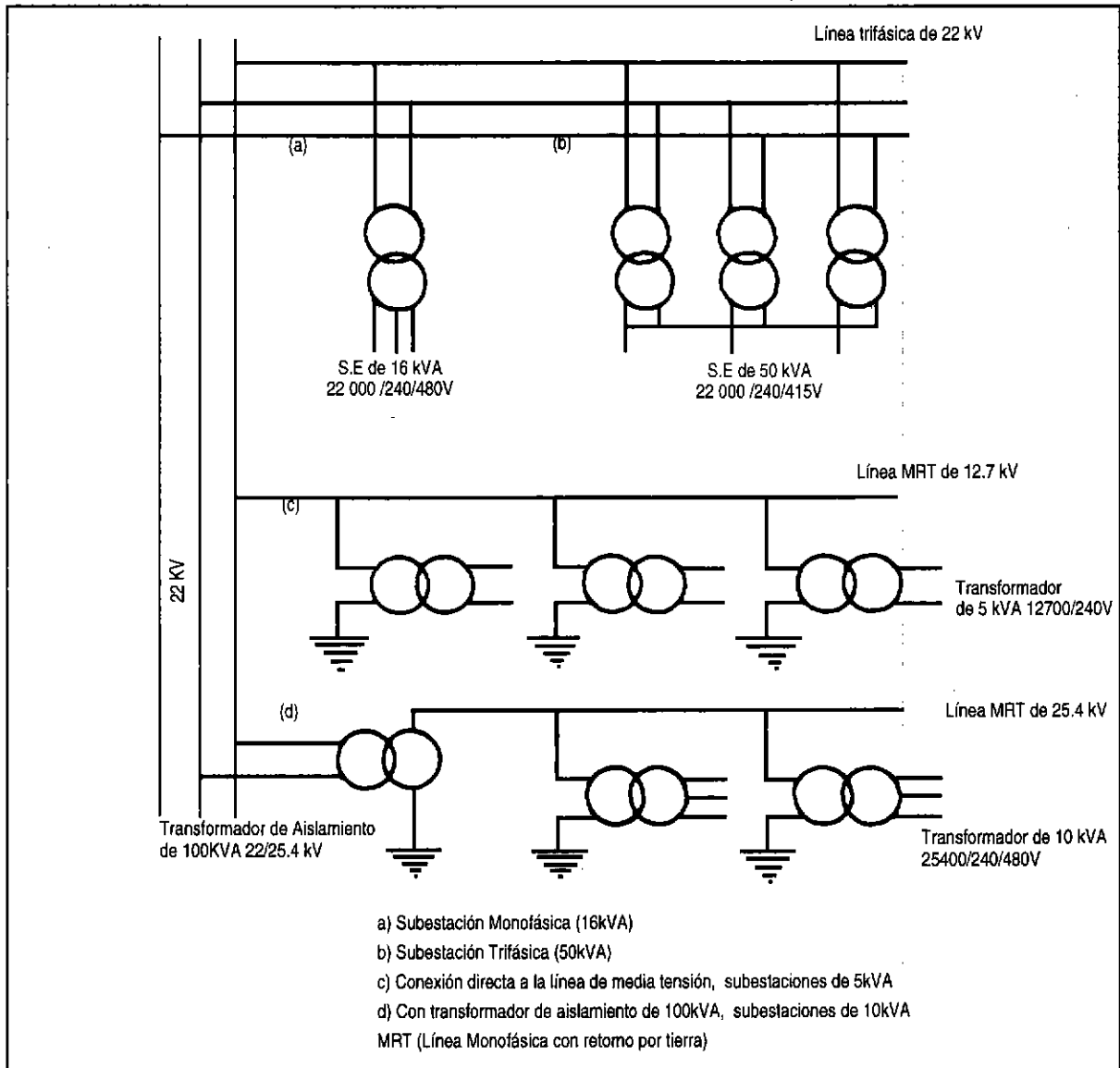


Fig. 8.1A: Ejemplos de esquemas típicos para sub-transmisión y distribución.

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	7
		10	7
		16	7
		25	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	7
		10	7
		16	7
		25	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	1
		10	1
		16	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 $\cos\theta = 0,9$; de donde $\theta = 25,8^\circ$.
- 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:

$$\Delta V\% = P \cdot L \cdot \text{FCT}$$

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

$$R_t = R_0 (1 + \alpha \cdot \Delta T) \quad [\Omega/\text{km}]$$

R_t = resistencia a la temperatura de trabajo de la línea, t_m ; en Ω/km .

R_0 = resistencia a la temperatura de referencia, t_0 ; generalmente 20°C , dada por los fabricantes.

$$\Delta T = t_m - t_0$$

t_m = temperatura de trabajo de la línea, establecida por normas o reglamentos, $^\circ\text{C}$.

t_0 = es la temperatura de referencia, generalmente en 20°C .

α = coeficiente de temperatura, $^\circ\text{C}^{-1}$.

El valor de α se obtiene de la tabla 8.6.

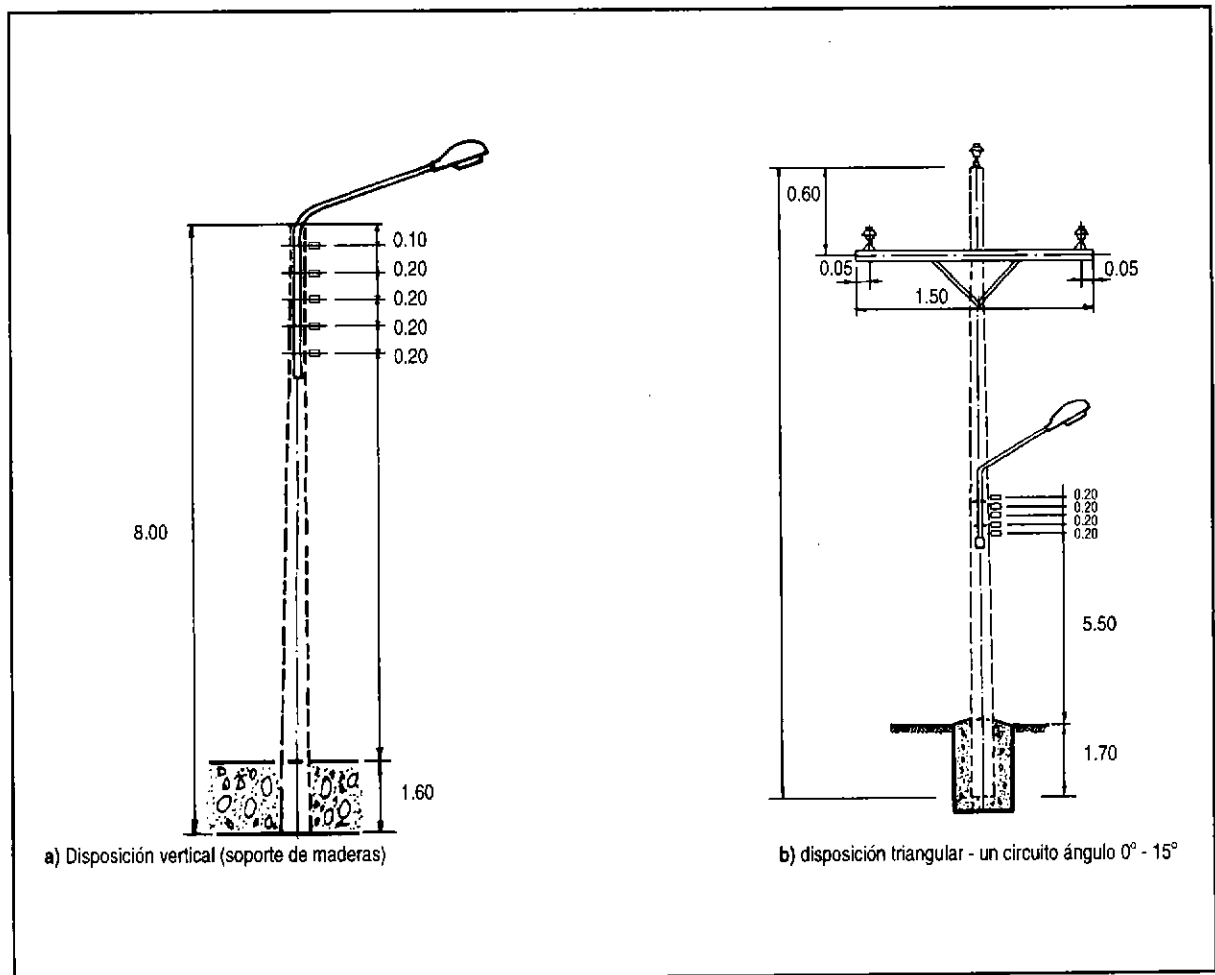
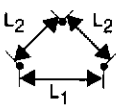
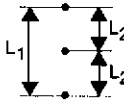


Fig. 8.2: Disposición de conductores.

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 $\alpha = 0,00384^{\circ}\text{C}^{-1}$. 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

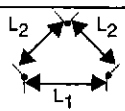
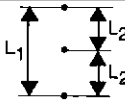
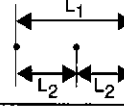
Tipo	Disposición geométrica	Separación	Tensión Nominal de la línea			
			6 kV	10 kV	15 kV	20 kV
TT		(mm) L_1	1340	1340	2400	2400
		(mm) L_2	756	756	1250	1250
TV		(mm) L_1	1000	1000	2440	2440
		(mm) L_2	500	500	1220	1220
TH		(mm) L_1	2400	2400	2400	2400
		(mm) L_2	1200	1200	1200	1200

Tabla 8.6

Coefficiente de temperatura (α)

Material	α ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)
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:

$$X = 377 (0,05 + 0,4605 \cdot \text{Log} \frac{[DMG]}{RMG} \times 10^{-3})$$

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 L₁, L₂ y L₃ = separación entre los conductores en mm.
- RMG = es el radio medio geométrico.
- RMG = $\sqrt{(S/\pi)}$ (S = área del conductor en mm²).

Cálculo del ángulo ø

Se determina tomando el cos⁻¹ ø del factor de potencia considerado.

Cálculo del FCT

Utilizar la expresión siguiente:

$$FCT = (R_t + X \cdot \tan \varnothing) / (10 \cdot U^2)$$

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.

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.

Dimensiones normalizadas de postes de madera para uso en redes de distribución aérea

Tabla 8.9

Clase	Grupo	Diámetro en la punta (mm)	Longitud total (m)	8*	9*	10*	11*	12	13	14	15
				Longitud de tratamiento (m)	1.40	1.50	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00
1	A	175	D	235	268	277	286	296	305	312	322
	B	184	I	264	277	286	299	308	318	324	334
	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
2	A	168	T	239	248	255	267	277	268	235	299
	B	175	R	248	261	270	280	289	296	303	312
	C	181	O	261	274	283	293	302	312	321	326
	D	191	O	277	290	302	312	324	334	340	350
1680	E	200	M	299	312	324	357	350	359	389	379
3	A	159	I	223	233	243	251	258	267	273	280
	B	165	N	239	242	251	261	267	277	283	293
	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
4	A	143	O	207	217	256	232	238	248	254	261
	B	149	D	213	226	232	242	349	258	264	271
	C	156	E	226	236	245	254	264	270	277	288
	D	162	E	242	252	261	270	280	289	296	302
1090	E	171	S	261	271	283	293	302	312	318	323
5	A	130	E	191	201	207	216	223	229	235	239
	B	136	C	197	207	216	223	229	239	245	251
	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	N	185	191	200	207	213	219	226	232
	C*	121	D	194	204	210	216	226	232	238	243
	D*	127	E	207	217	223	232	238	245	251	250
680	E	136	E	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
	D*	121	O	191	201	207	216	223	229	235	242
550	E	127	T	207	217	226	232	242	248	254	261
8	A	92	R	152	159	168	172	170			
	B	98	A	159	169	175	181	184			
	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			
9	A	86	N	140	147						
	B	89	T	145	135						
	C	95	O	152	139						
	D	105	O	162	172						
340	E	114	(mm)	175	188						
Esfuerzo de flexión por grupo (Kg/cm ²)	A	> 800									
	B	701-600									
	C	601-700									
	D	501-600									
	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

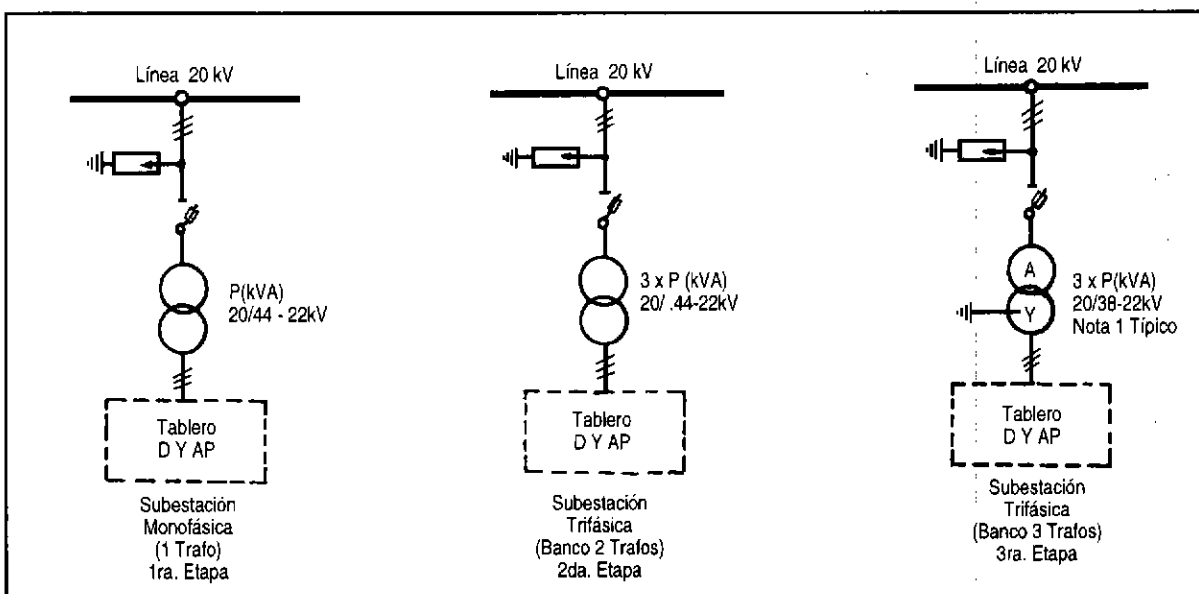


Fig. 8.3: Equipamiento por etapa de una subestación.

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 abierta.
3. Se concluye adicionando un tercer transformador completando el banco trifásico.

El equipamiento por etapas (fig. 8.3) es recomen-

dable 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.

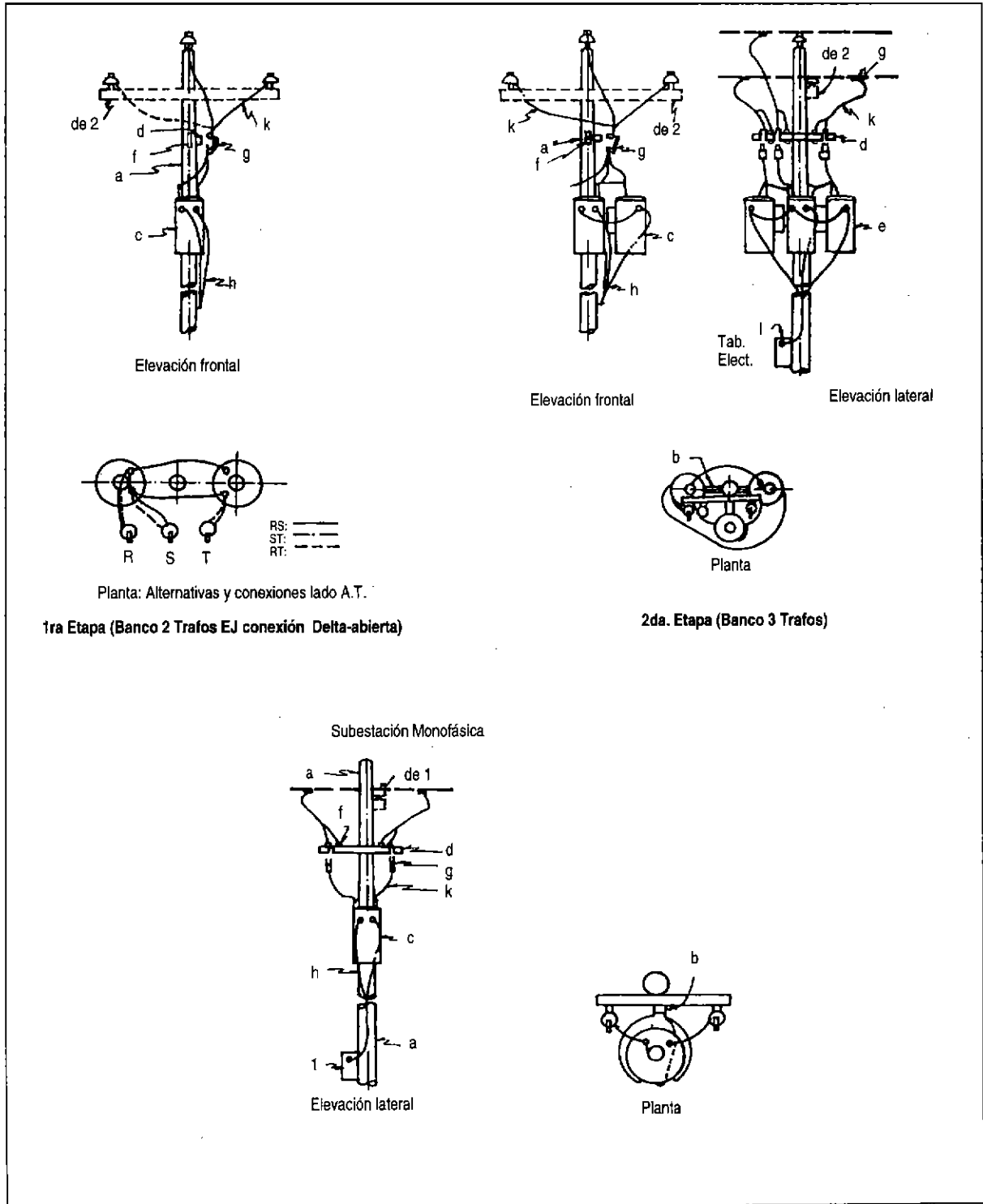


Fig. 8.4: Disposición de los elementos de subestaciones montadas en postes.

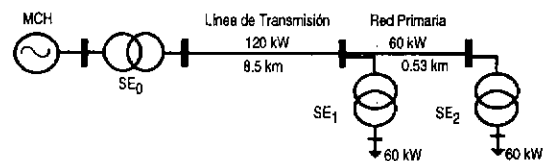
Tabla 8.11

Potencias nominales de transformadores de distribución (estándares 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 : $\cos \phi = 0,9$ (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: $U = 10 \text{ kV}$.
- b) Selección del conductor.
En la tabla 8.3. Seleccionamos: $S = 6 \text{ mm}^2$
- c) Determinación de $\Delta V\%$
con la expresión : $\Delta V\%_{0-1} = P_{01} \cdot L_{01} \cdot \text{FCT}$

El FCT lo ubicamos en la tabla 8.4. En la sección correspondiente a la disposición triangular, ubicamos el conductor de sección $S = 6 \text{ mm}^2$ y bajo la columna de 10 kV encontramos el FCT correspondiente:

$$\text{FCT} = 3,75 \times 10^{-3}$$

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 $V = 10 \text{ kV}$, $S = 6 \text{ mm}^2$ (otros datos igual a LT) en la expresión:

$$\Delta V\%_{1-2} = P_{12} \cdot L_{12} \cdot \text{FCT}$$

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

$$\Delta V\% = \Delta V\%_{0-1} + \Delta V\%_{1-2}$$

$$\Delta V\% = 3,82 + 0,119$$

$$\Delta V\% = 3,99\%$$

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:

$$P_o \text{ (kVA)} = P \text{ (kW)} / \text{Cos } \phi$$

Donde :

P_o = es la potencia del transformador, en kVA.

P = es la potencia activa, en kW.

$\text{Cos } \phi$ = es el factor de potencia.

$$P_o \text{ (kVA)} = 60 / 0,9$$

$$P_o = 66,6 \text{ kVA}$$

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 recalculer 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

Temple 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

Temple 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		mm ²	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

9.1

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 $365 \times 24 = 8,760$ 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 pre-

venir 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, tam-

bién 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 desfuegos 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 espigacampana 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 ocu-

rrir 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 rodets 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 sobrettemperatura 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.

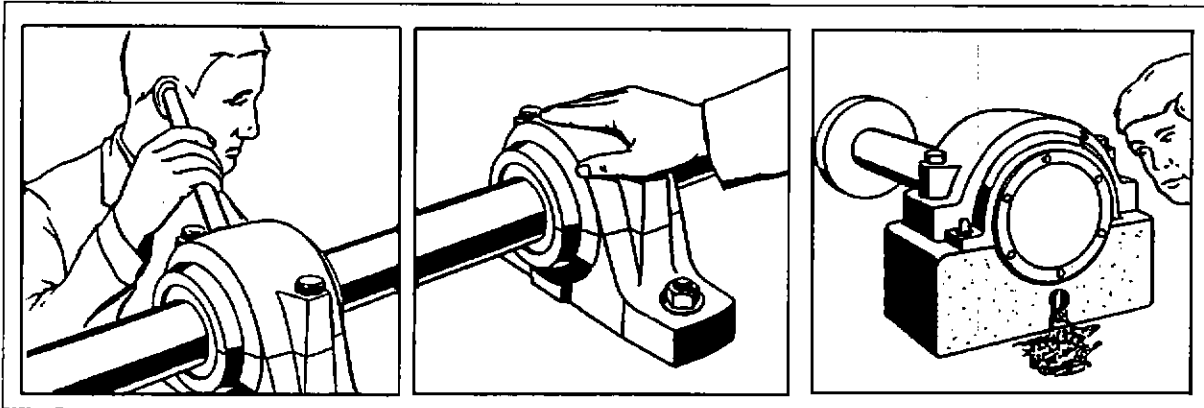


Fig. 9.1: Inspección de rodamientos.

9.9

Acciones de mantenimiento en acoplamiento, rodamientos y fajas

Los acoplamiento 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 está 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 jébe.

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.

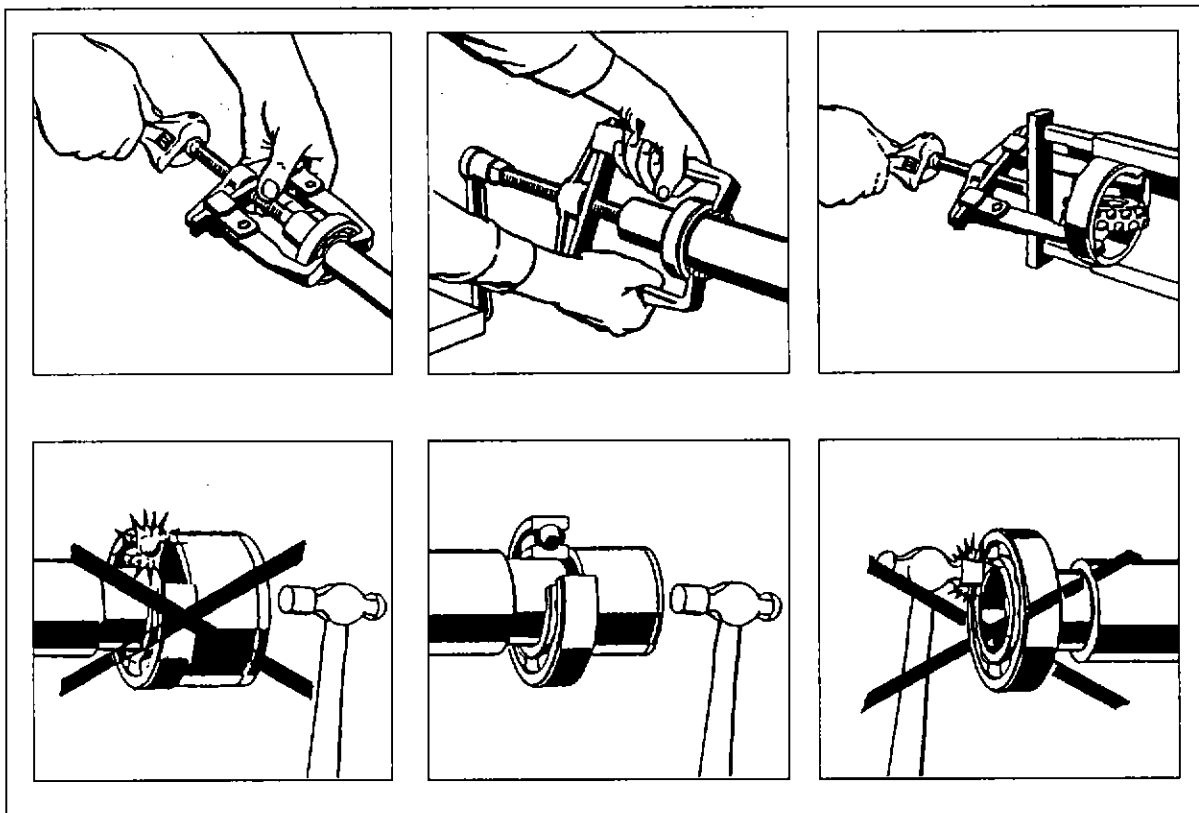


Fig. 9.2: Cambio de rodamientos.

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 sobretensión 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 60°C y 70°C ¿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.

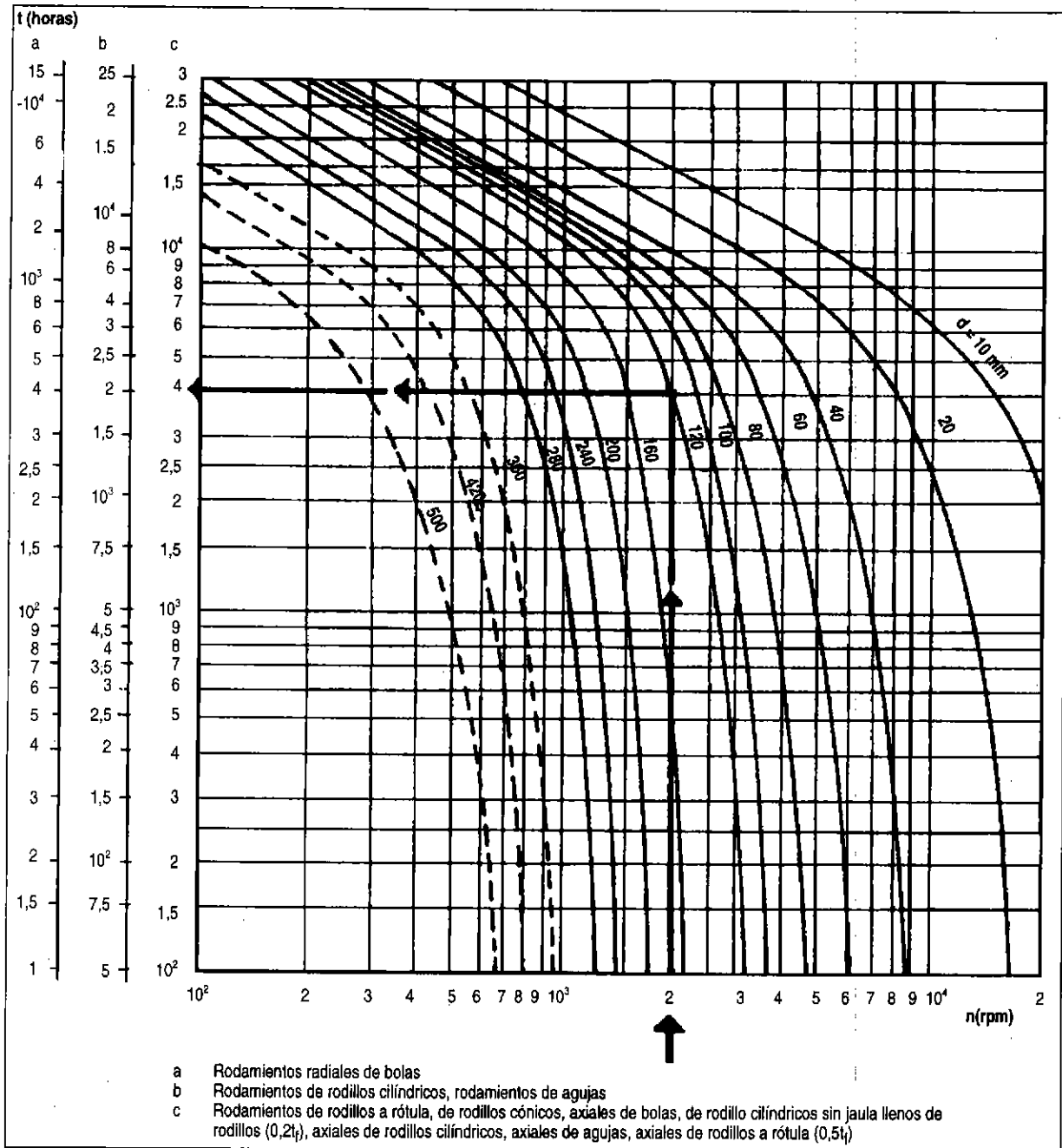


Fig. 9.3: Intervalo de lubricación de rodamientos.

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 $\approx 0.5 \Omega$) 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:

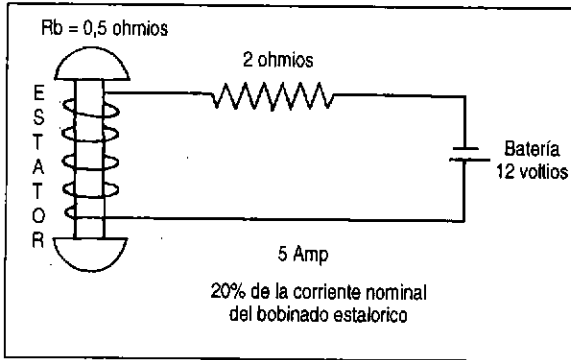


Fig. 9.4:

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 tocan las líneas, deben ser cortadas periódicamente.

En el caso de los transformadores es necesario verificar el nivel de aceite y el estado de los deshumecedores (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
<ul style="list-style-type: none"> - Rodamientos para turbina - Rodamientos para generador - Sellos y empaquetaduras de la turbina - Empaquetaduras planas (válvulas) - Empaquetadura cuadrada (prensaestopa de válvula) - Fajas planas o en V - Grasa o aceite lubricante - Aceite para sistemas hidráulicos (gobernador) - Juego de escobillas o carbones - Juego de diodos rectificadores (generador) - Un regulador automático de tensión (AVR) - Fusibles de instrumentos (tablero) - Fusibles de potencia - Fusibles de mando - Fusibles de seccionadores en alta tensión - Fusibles de seguridad (Regulador de carga) - Kerosene para limpieza de piezas - Trapos limpios 	<ul style="list-style-type: none"> - Tornillo de banco - Destornilladores, plano y estrella - Alicates para mecánico - Alicates para electricista - Martillo de mecánico - Juego de llave de boca - Un extractor de rodamientos - Graseira o aceitera - Juego de llaves hexagonales - Arco de sierra - Un rastrillo para limpieza de las rejillas - Una palana - Una escalera - Un probador de tensión (en alta y baja) - Un machete - Lata plana para lavado en kerosene - Una linterna de mano - 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?
- ¿Quiénes 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) Supervisar 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 des-

treza 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Insuficiente agua. - Las partes móviles de la turbina se encuentran trabadas. - En turbinas Pelton, el deflector puede estar interfiriendo el chorro. - En turbinas Francis, podría ser que el distribuidor no abra. - Si el distribuidor está abierto y la turbina no gira, es probable que haya algún objeto obstruyendo el paso del agua. 	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar que la tubería esté llena. - Si el eje de la turbina no gira manualmente, algún objeto puede estar obstruyendo el rodete. - Es probable que el regulador esté fallando. - Revisar el accionamiento de las levas que mueven los álabes móviles. - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Insuficiente agua en la cámara de carga y cae la altura de presión. - El regulador no funciona. - El medidor de revoluciones está malogrado. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Insuficiente agua. - Rejillas en la cámara de carga están obstruidas. - Obstrucción en el paso de agua. - Defectos en el regulador. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Insuficiente agua en el río o reservorio. - En el caso de turbinas Pelton, podría ocurrir que el canal de descarga esté inundado. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Defectos del regulador. - Resbalamiento de fajas del regulador. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar la presencia del técnico especialista. - Revisar y ajustar la tensión de las fajas.
Fluctuación de la velocidad de la turbina con carga.	<ul style="list-style-type: none"> - 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) 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Piedras pequeñas traídas por el agua. - En turbinas Francis se produce fuerte sonido por cavitación a cargas inferiores al 40%. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Rodamientos defectuosos (gastados). - Algún elemento suelto dentro de los rodamientos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cambiar los rodamientos. - Inspeccionar el interior.
Calentamiento de rodamientos.	<ul style="list-style-type: none"> - Exceso de grasa. - Falta de grasa. - Sistema de refrigeración no funciona. - Fajas demasiado tensas. - Inadecuado alineamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - 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 salida del AVR. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad de rotación baja. - AVR defectuoso. - Mal contacto en escobillas. - Mal ajuste de voltaje en el AVR. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad demasiado alta. - Mal ajuste de voltaje en el AVR. - Defectos en el AVR. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Velocidad inestable de la turbina. - Fajas de transmisión flojas. - El traslape de la faja plana - Borneos flojos. - Superficie irregular en los anillos rozantes o conmutador, no permiten un adecuado contacto de los carbones. 	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar en el regulador. - Verificar la tensión y ajustar si es necesario. - Verificar el adecuado traslape y cambiar de faja si es necesario. - Verificar y ajustar. - Verificar la superficie. En caso extremo, retirar el anillo y proceder a rectificarlo.
El alternador calienta.	<ul style="list-style-type: none"> - Flujo de aire al interior del alternador está obstruido. - Alta temperatura de la casa de fuerza. - Contaminación de los bobinados con aire y/o grasa, causando ineficacia de la ventilación. - Sobrecarga del alternador. 	<ul style="list-style-type: none"> - Revisar el libre paso del aire. - Verificar y corregir si es necesario. - Limpiar el bobinado interior con aire comprimido y algún solvente dieléctrico. - Verificar y reducir la carga si es necesario.
Giro forzado del rotor del alternador, ruido en los rodamientos y calentamiento de los mismos.	<ul style="list-style-type: none"> - Alineamiento incorrecto. - Rodamientos con poca grasa. - Rodamientos con exceso de grasa. - Demasiada tensión de la faja de transmisión. - Rodamientos defectuosos. - Partes móviles en rozamiento. (rotor del generador, ventilador, rodamientos, etc) 	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar el alineamiento y corregir si es necesario. - Verificar y engrasar si es necesario. - Verificar y retirar grasa si es necesario. - Verificar y corregir. - Verificar estado y cambiar si es necesario. - Verificar la parte rozante y proceder a eliminar el rozamiento.
Fuerte vibración en el alternador.	<ul style="list-style-type: none"> - Pernos de sujeción flojos. - Desbalance en el rotor. - Poleas desbalanceadas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Revisar y ajustar los pernos si es necesario. - Solicitar la presencia del técnico especialista. - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Fusible de las resistencias secundarias cortocircuitado. - Resistencia secundaria deteriorada. - Defectos en el REC. - No hay voltaje en el alternador. - Defecto en el medidor de velocidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar y cambiar con uno del mismo tipo. - Verificar y reemplazar si es necesario. - Solicitar la presencia del técnico especialista. - Proceder de acuerdo a lo mencionado líneas atrás. - Contrastar con otro medidor.
Velocidad de la turbina demasiado baja.	<ul style="list-style-type: none"> - Defectos en el REC. - Insuficiente agua. - Alternador sobrecargado. - Defecto en el medidor de velocidad. - Fajas de transmisión flojas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar la presencia del técnico especialista. - Verificar e incrementar si es necesario. - Verificar y reducir la carga. - Contrastar con otro instrumento. - Ajustar las fajas.
La velocidad de la turbina fluctúa.	<ul style="list-style-type: none"> - Defectos en el REC. - Fusible de resistencia secundaria cortocircuitado. - Resistencia secundaria deteriorada. - Defectos en el medidor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar la presencia del técnico especialista. - Verificar y cambiar con uno del mismo tipo. - Verificar y reemplazar si es necesario. - Contrastar con otro medidor.
Voltímetros de la carga secundaria registran diferentes valores, estando el generador sin carga.	<ul style="list-style-type: none"> - Defectos en el REC. - Fusible de resistencia secundaria cortocircuitado. - Resistencia secundaria deteriorada. - Defectos en el medidor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar la presencia del técnico especialista. - Verificar y cambiar con un del mismo tipo. - Verificar y reemplazar si es necesario. - Contrastar con otro instrumento.
El voltaje de la carga secundaria se incrementa juntamente al voltaje del alternador durante el arranque.	<ul style="list-style-type: none"> - Defecto en el REC. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar la presencia del técnico especialista.

FALLA	POSIBLE CAUSA	ACCIÓN A TOMAR
Imposible tomar carga	<ul style="list-style-type: none"> - Defectos en los sensores. - Incorrecto voltaje y frecuencia. - Defecto del interruptor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitar la presencia del técnico especialista. - Verificar instrumentos. - Necesita reparación.
El REC recalienta	<ul style="list-style-type: none"> - Ventilación bloqueada. - Ventiladores no trabajan. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	<ul style="list-style-type: none"> - Defectos en el Interruptor. - Sobrecarga. - Bornes flojos. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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
<ul style="list-style-type: none"> - Ajuste prensaestopa de válvula principal. - Cambio de empaquetadura de prensaestopa. - Cambio de resistencia de carga secundaria. - Sellado de fugas y reparación del canal. - Limpieza barraje colector de bocatoma. - Limpieza rejilla en cámara de carga. - Verificar temperatura de rodamientos en turbina. - Verificación de vibraciones en la turbina. - Verificación de ruidos anormales en turbina y generador. - Verificación de fugas de agua en uniones de turbina. - Limpieza de polvo del REC. - Inspección de barraje de derivación. - Inspección de existencia de piedras y lodo en bocatoma. - Inspección de estado de compuerta de regulación. - Inspección de estado bocatoma, canal y desarenador. - Limpieza del tanque desarenador. - Inspección de compuertas en la cámara de carga. - Limpieza de filtro de deflectores. - Verificación de accionamiento de deflector. - Inspección de conexiones eléctricas. - Limpieza del canal. - Engrase de cojinete principal de la turbina. - Engrase de cojinete guía de la turbina. - Verificación de tensión de faja de turbina. - Limpieza del tanque e inspección de resistencias secundarias. - Inspección de zonas susceptibles de derrumbes. - Inspección de filtraciones en tubería forzada. - Inspección desgaste del rodete e inyectores. - Verificación de alineamiento del rodete. - Limpieza del bobinado interior del generador. - Engrase cojinetes del generador. - Inspección conexión a tierra. - Medición del aislamiento del generador. - Cambio cojinete principal de la turbina. - Cambio cojinete inferior de la turbina. - Cambio cojinete superior del generador. - Cambio cojinete guía de turbina. 	<p>X X</p>	<p>X X X</p>	<p>X X X X X</p>	<p>X</p>	<p>X X X X X X X</p>	<p>X X X X X</p>	<p>X X X X X X</p>	<p>X X X X X X</p>	<p>X</p>	<p>X X X</p>	<p>X</p>

Análisis económico y financiero

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 atribuidos 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:

$$P = F \cdot (P/F, i, n)$$

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:

$$P = A \cdot [(1 + i)^n - 1] / [(1 + i) \times i]$$

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	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	2.853	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	2.288	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

Hallar "P" dado "F" (P/R, i, n)

Factor de valor actual

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	0.6280	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	0.2745	0.2394	0.1827	0.1229	0.0649	0.0352	0.0196
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	0.5557	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	0.7568	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	3.8897	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	5.5348	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	8.2442	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	7.5820	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	3.3230
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	4.9476	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	14.6430	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 in-

versión 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 ítems: 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 Elaboración 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 Elaboración del cuadro de flujo de caja interno

Datos

Según la tabla 10.4 que a continuación se presenta:

Inversiones	Inversiones en la MCH de 90kW		
	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-transmisión	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 Cálculo de los indicadores del análisis beneficio-coste

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 algebraicamente 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.

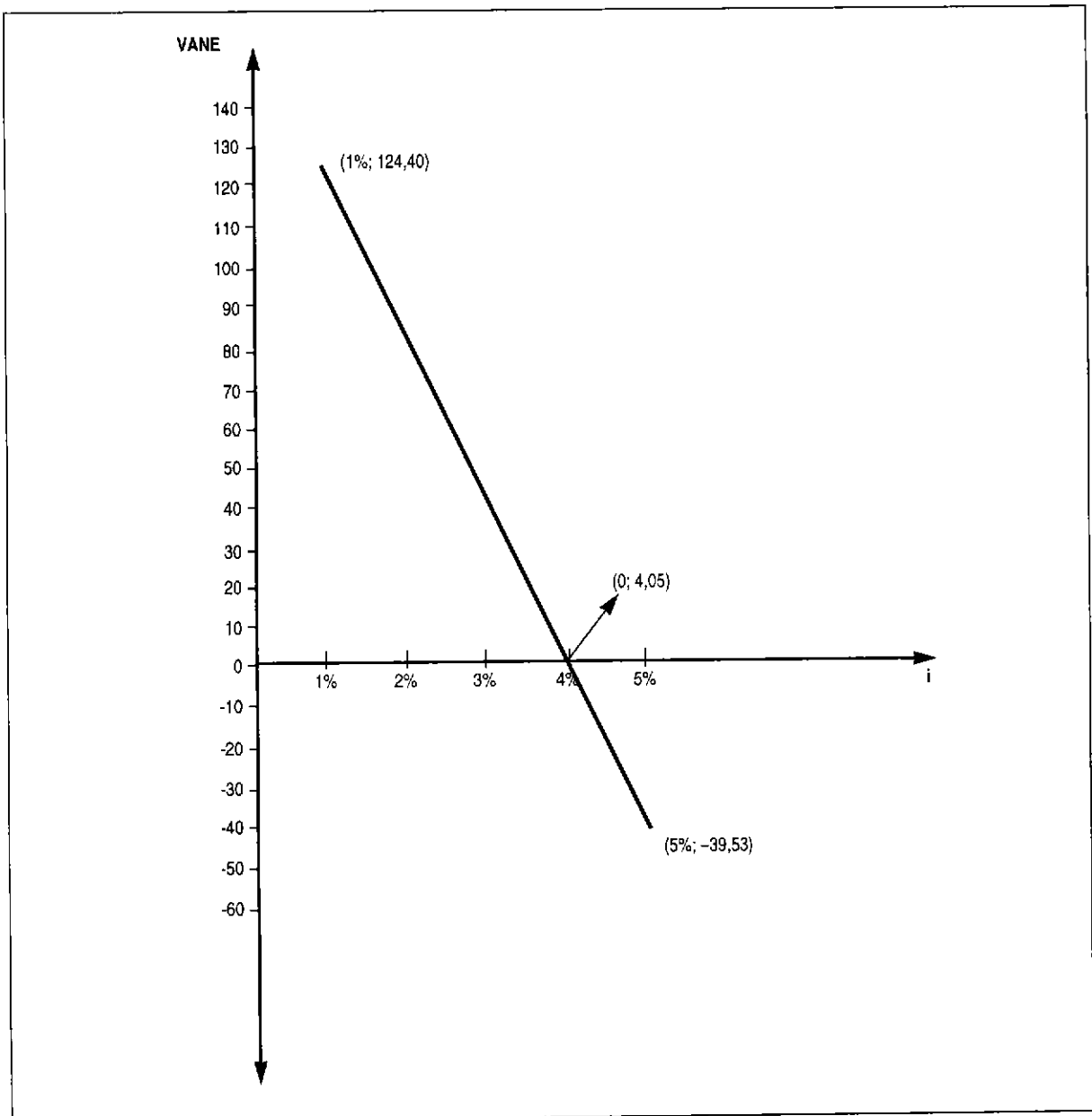


Fig. 10.1 Tasa interna de retorno

10.5.3 Cálculo 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:

$$n=29: \text{factor } 16,9837$$

Año anterior al primer pago de la serie:

$$n=2: \text{factor } 1,8861$$

$$\text{Factor acumulado: } 16,9837 - 1,8861 = 15,0976$$

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:

$$\begin{aligned} \text{Costo por kWh} &= \frac{\text{Valor actual total costos}}{\text{Valor actual total energía}} \\ &= \frac{221,74}{2092,59} \end{aligned}$$

$$\text{Costo por kWh} = 0,1059 \text{ US\$}$$

$$= \text{US\$ } 10,59\text{¢}$$

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 básicos

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%.

	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 Metodología de la evaluación

Metodología de la evaluación financiera y su similitud con la evaluación económica

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).

Para la evaluación financiera se emplea el método beneficio-costos, 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	Préstamos	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 bibliográficas

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.