

# HIDRORED

RED LATINOAMERICANA DE MICRO HIDROENERGÍA

ISSN 0935 - 0578

1/98



Foto: Archivo ITDG.

## *Estimado lector,*

Como parte de nuestro objetivo de difundir experiencias en el campo tecnológico, hemos creído conveniente orientar el presente número de nuestra revista al tema de la reducción de costos en experiencias de implementación de microcentrales hidráulicas, el cual estamos seguros de su interés y utilidad.

La presente edición está referida a la construcción de obras civiles de bajo costo, en la que se incluye información del método constructivo, materiales utilizados y la inversión realizada; instalación de sistemas híbridos de regulación en microcentrales, en donde se analiza las ventajas y beneficios que provee el uso de estos sistemas en centrales de generación aislada.

De igual manera incluimos en el presente número algunas impresiones respecto al tema de los generadores de inducción y sus respectivos controladores, que nos han brindado algunos colegas que participaron en el curso taller de transferencia de tecnología del mismo nombre, celebrado en Cajamarca, Perú.

Finalmente presentamos un breve resumen de lo que significó la presentación del Centro demostrativo y de capacitación en energía y tecnologías apropiadas (CEDECAP), como un aporte a la difusión de las energías renovables.

El comité editorial



# Obras civiles en microcentrales hidroeléctricas

Luis Rodríguez Sánchez

## 1. RESUMEN

El presente tema es una recopilación de datos obtenidos de nuestros primeros proyectos sobre Microcentrales Hidroeléctricas, realizados con comunidades beneficiarias y dirigidos por ITDG, especialmente en el campo de las obras civiles.

Queremos dar a conocer la tecnología empleada en la construcción de los componentes de las obras civiles, con la finalidad de recibir opiniones que nos permitan mejorarlas y que contribuyan a reducir costos, sin que peligre su durabilidad, funcionalidad y seguridad.

## 2. INTRODUCCIÓN

El Programa de Energía de ITDG-Perú fue creado en Lima, en 1986. Posteriormente, a partir de 1987, descentralizó su gestión en la microhidroenergía en el Departamento del Cusco y luego en el de Cajamarca, tomando como premisas la existencia de un fuerte potencial hidroenergético en dichas zonas, y una buena cantidad de población rural carente de energía eléctrica y de financiamiento de proyectos viables para promover, aplicar y diseminar las microcentrales hidroeléctricas (MCHs). A la fecha, en Cuzco se han construido las MCHs de Monte Salgado y Riobamba; en Cajamarca, las MCHs de Atahualpa, Huacataz, Tambomayo, Bellavista Baja de Combayo, Luichupucro, Chalán, Yerbabuena, El Tinte, Yumahual, Trinidad; y en Apurímac, la de Toraya.

Dentro del paquete tecnológico de las MCHs, las obras civiles tienen indudablemente un papel muy importante. Sin embargo, muchos proyectos quedan al nivel de estudios definitivos y no llegan a ejecutarse por ser muy costosos, debido a haber sido diseñados con tecnologías convencionales no apropiadas para el medio rural. Éste ha sido un factor motivador para proponer y desarrollar tecnologías que tiendan a reducir los costos, y a que las MCHs sean accesibles a los pueblos aislados donde la red interconectada es una alternativa de electrificación, pero a muy largo plazo.

## 3. TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN COMPONENTES DE OBRAS CIVILES

### 3.1 Bocatoma

Características:

- Tipo: Barraje mixto.

- Caudal del río en tiempo de estiaje: 0.050 a 0.350 m<sup>3</sup>/s.
- Caudal del río en tiempo de avenidas: 3.5 a 8.00 m<sup>3</sup>/s.
- Muros de encauzamiento 01 ó 02, según el caso.

### Descripción:

El nombre de barraje mixto obedece a que éste tiene una parte fija de concreto armado y otra parte que es movable, de madera. Especialmente en la época de estiaje, funciona con toda la madera (tablones), y en época de lluvias se retiran los tablones necesarios.

Se recomienda usar este tipo de bocatoma en ríos o quebradas que se originan en lagunas o manantiales. Se reconocen cuando el agua es cristalina, aun en tiempo de lluvias, aunque en las avenidas llegan a enturbiarse temporalmente por la escorrentía de sus laderas o de otros afluentes de la época lluviosa; pero el material de arrastre no es de mucho cuidado en tamaño y volumen.

Se ha comprobado que los tablones de madera pueden durar no menos de 7 años, previo tratamiento de preservación con materiales de desecho: aceite quemado o grasa de ganado vacuno. La madera utilizada en la sierra andina es el eucalipto en forma de tablones de 1.5 a 2 pulgadas de espesor.

Este tipo de bocatomas se ha construido en las MCHs de Bellavista Baja de Combayo (1993), Tambomayo y Chalán (1994), y Yumahual (1996). Actualmente, se encuentran funcionando eficientemente.

Hay otras maderas más durables, que no necesitan tratamiento cuando están en contacto con el agua. Es el caso del ajonjolí, el roblecuno y la babilla, existentes en otras zonas de la sierra, como la provincia de Santa Cruz. En el caso de la ceja de selva peruana, existen diferentes especies que se pueden usar para este fin, por ejemplo el mishquino, en la provincia de San Ignacio.

### Ventajas:

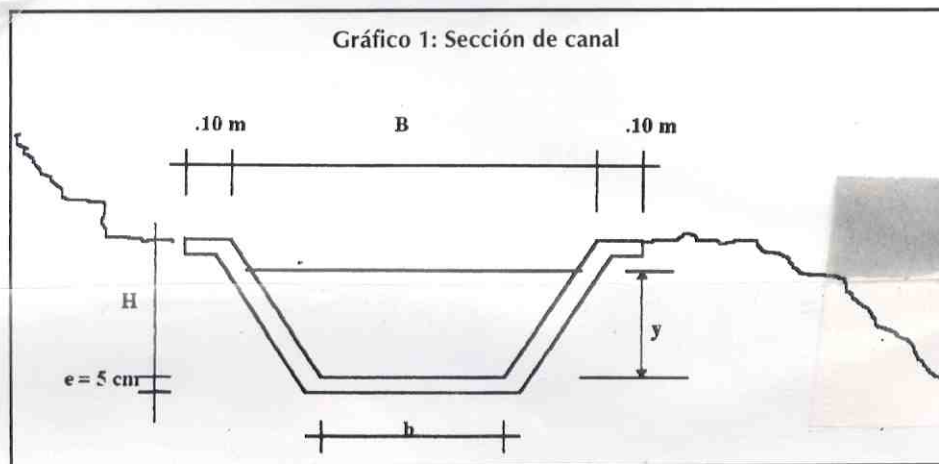
- Las ventajas de emplear esta tecnología en lugar de bocatomas convencionales de concreto son:
- El costo se reduce aproximadamente en un 25 a 35%, tanto en materiales como en mano de obra.
- Facilita la limpieza del sedimento, retirando los tablones y aprovechando la corriente del río.
- Los muros de encauzamiento no necesitan mayor altura.
- Es una tecnología más accesible al poblador del medio rural, en cuanto al mantenimiento.

## 3.2 Revestimiento de canales de sección trapezoidal con concreto por el método de las cerchas.

Los revestimientos tienen la finalidad de evitar pérdidas de agua por filtración y proteger la solera y los taludes del canal contra erosiones provocadas por la velocidad del agua.

En nuestro medio, un canal se puede revestir con:

- concreto (cemento-arena-piedra partida)
- mampostería de piedra
- mortero (cemento-arena)





- madera
- mantas de plástico
- Tubo canal de PVC. o de polietileno de alta densidad
- Arcilla, etc.

Los más caros son de concreto, cuando se usa la tecnología del encofrado. Se ha logrado disminuir el costo cambiando el uso de los encofrados por el método de las cerchas.

**Características:**

El revestimiento del canal está determinado por sus características geométricas e hidráulicas. Lo ideal es seleccionar el canal de sección trapezoidal de máxima eficiencia hidráulica, es decir mayor radio hidráulico y menor perímetro mojado. (Ver gráfico 1)

Los materiales y herramientas utilizados son los mismos que para el caso de los encofrados, aunque en menor proporción. El espesor de revestimiento del canal está en función al caudal que va a conducir, tratando en lo posible que la pendiente sea uniforme. En los proyectos en que se ha empleado esta tecnología, el espesor es de 5 cm, la pendiente del 2 al 3 por mil y el caudal hasta de 90 l/s. Ver tabla 1.

**Descripción:**

Se necesita previamente que la plataforma del canal esté construida y replanteada; asimismo, la caja de canal con las dimensiones respectivas para que reciba el revestimiento de acuerdo a las especificaciones técnicas diseñadas. Los pasos a seguir son: emplantillado, colocación de cerchas, revestimiento, extracción de cerchas, curado y llenado de juntas de dilatación.

El emplantillado consiste en colocar estacas en la solera y en el eje del canal cada 2.50 m, en tramo recto y a menos distancia en tramos curvos, teniendo en cuenta que la cota de cada estaca esté de acuerdo a la pendiente de diseño. La colocación de las cerchas se hace sobre las plantillas (estacas). Las cerchas deben ser fijadas, debidamente niveladas, alineadas y aplomadas.

El revestimiento se hace con el concreto premezclado adecuadamente de acuerdo a diseño, iniciándose primero por los taludes y después la solera. La extracción de las cerchas se hace después de las 24 horas, o según el tiempo de fraguado del concreto de acuerdo al clima del lugar. (Ver gráfico 2)

El curado se consigue manteniendo la superficie revestida bajo agua, mínimo

10 días, para obtener un concreto resistente y durable. El llenado de las juntas de dilatación, se logra mezclando asfalto y arena fina en caliente.

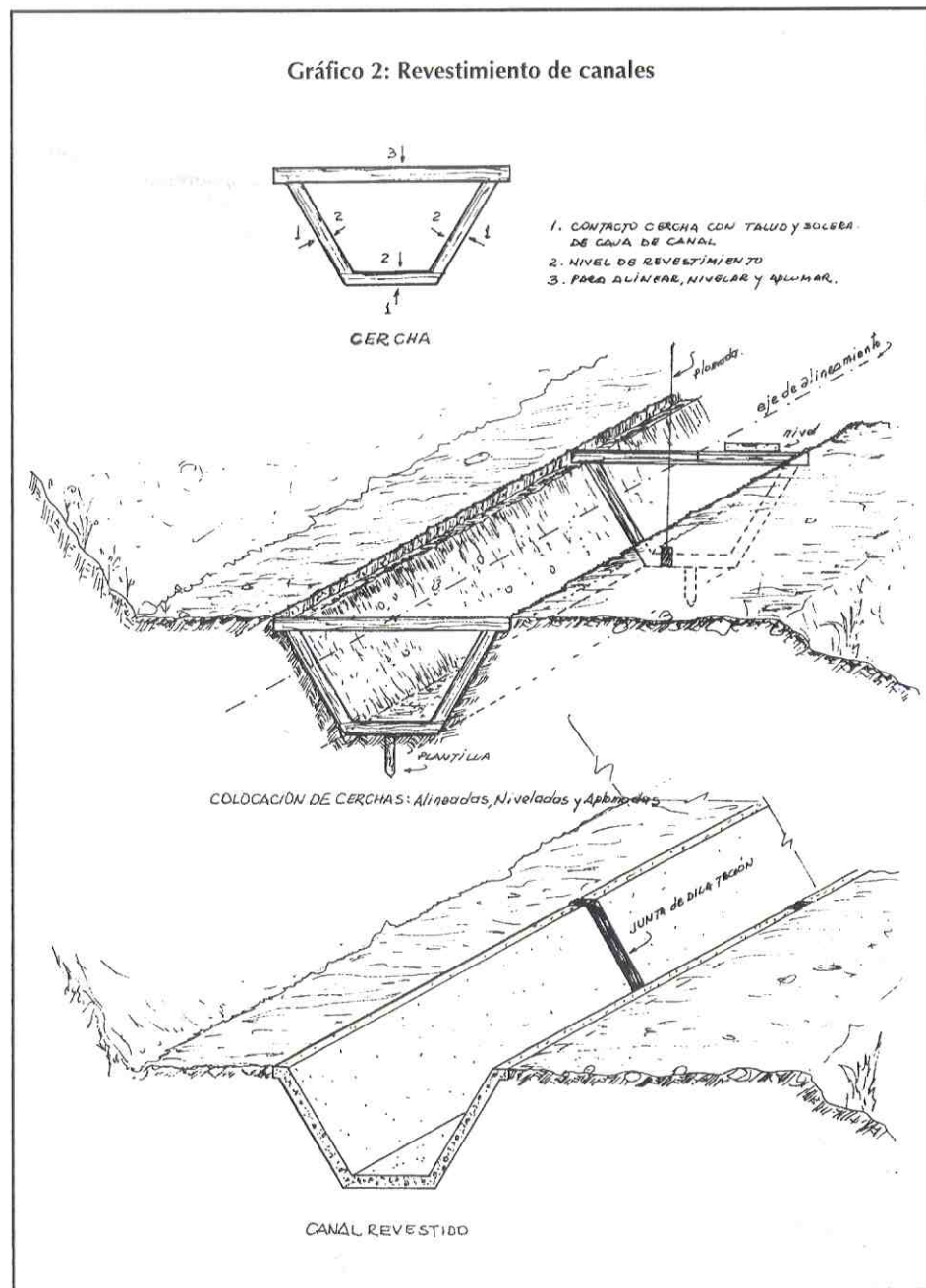
*Ventajas con respecto al método de los encofrados:*

**Constructivas:**

- Mayor flexibilidad con respecto al uso de encofrados en tramos curvos y rectos.
- Permite acomodar el concreto en espesores mínimos 5 cm = 2 pulgadas.
- Reduce la cantidad de madera.

**Tabla 1: Canales revestidos con este método**

MCH	Sección trapezoidal					Long. (m)	Esp. (cm)	US\$/ml	Usos	Año Const.
	b (cm)	B (cm)	H (cm)	y (cm)	Q (l/s)					
Huacataz	30	74	40	28	85	700	5	6.32	Energía,	1992
Tambomayo	43	100	50	35	150	280	5	7.80	riego	1994





- Elimina la tarea de encofrar y desencofrar, a la vez que disminuye esfuerzos de transporte de mayor cantidad de madera.
- El acabado de los taludes y de la solera (pulido o frotachado) se hace el mismo día.

**Económicas:**

- La cantidad de materiales se reduce a la mitad, ya que el espesor revestido es de 5 cm. En cambio, cuando se usa encofrados se necesita un espesor mínimo de 10 cm para acomodar bien el concreto.
- El material en las juntas de dilatación también se reduce a la mitad.
- El rendimiento de mano de obra es mayor, hasta en un 20%.

Es importante indicar que los costos corresponden sólo a materiales por metro lineal.

**3.3. Desarenador y cámara de carga**

En este tipo de estructuras hidráulicas, se ha logrado reducir costos cambiando las compuertas metálicas de volante con tubería PVC, del mismo diámetro de la tubería de presión. Ver gráfico 3.

**3.4. Tubería de presión**

Para el caso de la tubería de presión, la reducción del costo radica en la utilización de tubería PVC de alta presión en lugar de tubería de hierro, siempre y cuando la tubería PVC resista mucho más que la presión de diseño.

En la industria nacional, encontramos comercialmente los siguientes diámetros de tubería de alta presión de PVC, que se muestran en la tabla 2.

Los diámetros empleados en la instalación de la tubería son de: 6" en Huacataz y Trinidad; 8" en Tambomayo, Bellavista Baja de Combayo, El Tinte Chalán y en Yumahual; y de 10" en Atahualpa, con buenos resultados.

En dichas microcentrales, los costos que hemos obtenido en material PVC, incluyendo accesorios tales como curvas, pegamento, unión presión rosca, etc., son los presentados en la tabla 3.

En otros proyectos, planeados con Tubería PVC de 12" de diámetro de clase 7.5 y 10, el costo es de 88.10 US\$/ml.

**Ventajas:**

- Su costo por metro lineal con respecto a la tubería de hierro está en la relación de 1 a 2, aproximadamente.
- El montaje es más fácil.
- La mano de obra calificada se reduce a personal del lugar previamente entrenado.
- Son de bajo peso, lo que facilita su transporte y montaje.
- Posee alta resistencia química.
- Tiene bajo índice de rugosidad y porosidad.
- Reduce la utilización de equipos de soldadura o especiales.
- Abarata costos de transporte.
- No requiere apoyos de concreto.

- Los anclajes son menos costosos.
- Se puede combinar tubería de hierro con PVC para alturas que superan los 100 m. a través de accesorios de PVC y hierro.
- Trabaja con mucha garantía hasta alturas de 150m, en diámetros de hasta 8" y hasta 100 de altura en diámetros de 10 y 12".
- Si se necesita tubería mayor de 12", se puede emplear doble tubería, cuyo diámetro sea equivalente, y unir en la parte inferior con el pantalón de hierro.

**Limitaciones:**

- No le es permitido trabajar sobre la superficie, pues los rayos infrarrojos pueden quitarle su resistencia y durabilidad. Debe ir enterrado y protegido del impacto de piedras o elementos pesados por que se pueden romper.
- A temperaturas calientes, tiende a dilatarse.
- Los proveedores no fabrican a más de 12 pulgadas de diámetro, etc.
- No se pueden emplear a más de 100 m. de altura; se debe consultar con el fabricante.

**3.5. Casa de fuerza**

La reducción del costo en la casa de fuerza está en función al tipo de material que se emplea. Generalmente, para reducir el costo

**Tabla 3: Costo de tubería de presión empleada a la fecha en US\$/ml (julio 97)**

Diámetro	Clases usadas (tramos)	Costo
6"	5 y 7.5	13.40
8"	5; 7.5; 10 y 15	40.20
10"	5; 7.5 y 10	54.50

**Tabla 2: Características de tuberías de PVC rígidas**

Diámetro Nominal ASTM	Diámetro Exterior mm	C-15 (215) RDE-14.3 Espesor mm EC R		C- 10 (145) RDE-21 Espesor mm EC R		C- 7.5 (108) RDE-27.7 Espesor mm EC		C-5 (72) RDE-41 Espesor mm EC		LARGO m
1/2"	21	1.8	3.0	1.8	2.5	—	—	—	—	5
3/4"	26.5	1.8	3.3	1.8	2.8	—	—	—	—	5
1"	33	2.3	4.1	1.8	3.4	—	—	—	—	5
1.1/4"	42	2.9	4.7	2.0	3.8	1.8	—	—	—	5
1.1/2"	48	3.3	5.1	2.3	4.1	1.8	—	—	—	5
2"	60	4.2	6.0	2.9	4.7	2.2	—	1.8	—	5
2.1/2"	73	5.1	—	3.5	—	2.6	—	1.8	—	5
3"	88.5	6.2	—	4.2	—	3.2	—	2.2	—	5
4"	114	8.0	—	5.4	—	4.1	—	2.8	—	5
6"	168	11.7	—	8.0	—	6.1	—	4.1	—	5
8"	219	15.3	—	10.4	—	7.9	—	5.3	—	5
10"	273	—	—	13.0	—	9.9	—	6.7	—	5
12"	323	—	—	15.4	—	11.7	—	7.9	—	5



es necesario usar materiales de la zona. En la sierra, hemos usado cimientos y sobrecimientos de cemento, hormigón y piedra, muros de adobe o de tapial o sea de barro y paja; techo de madera con tejas o calamina de planchas corrugadas galvanizadas (zinc), puertas y ventanas de madera, pisos y veredas de cemento y hormigón de 10 cm de espesor, zócalos y contrazócalos de cemento y arena, etc. En estas condiciones, el costo promedio por metro cuadrado es de US\$ 80.00 a 85.00, incluyendo la mano de obra local.

Los resultados son satisfactorios. Tal es el caso de las MCHs de Riobamba, Atahualpa, Huacataz, Bellavista Baja de Combayo, Tambomayo, El Tinte, Trinidad y Chalán.

*El autor se desempeña como Jefe de Proyectos del Programa de Energía de ITDG-Perú.*

*Mayores informes: Telefax (511) 044-824024. Email hidro@itdg.org.pe*

# Implementación de sistemas híbridos de reguladores de caudal y carga para Microcentrales hidroeléctricas en el Perú

Enrique Rodríguez Flores

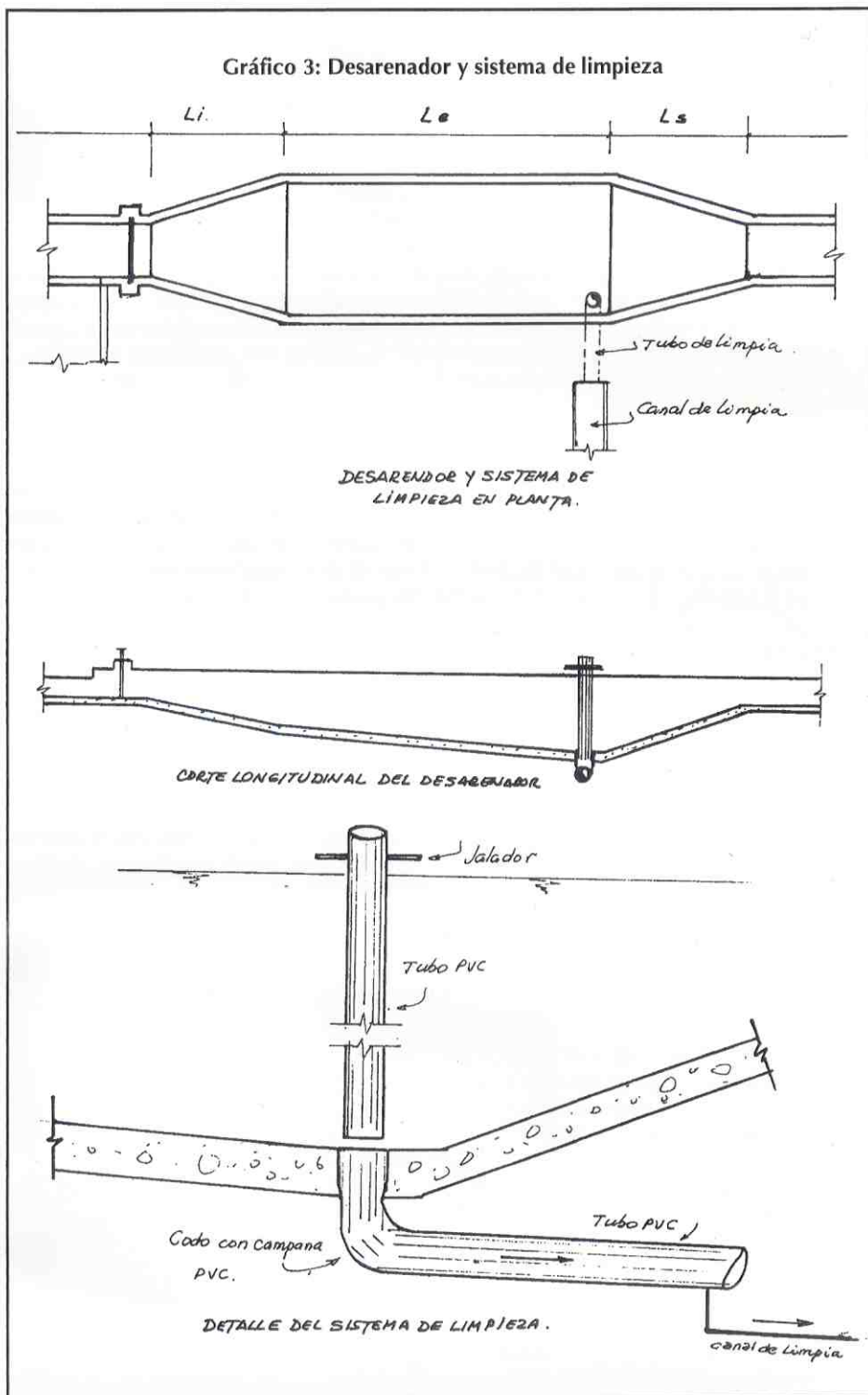
## INTRODUCCIÓN

Uno de los principales problemas a resolver en los centros aislados de generación de energía eléctrica siempre ha sido mantener la estabilidad de los mismos ante las constantes fluctuaciones de las cargas de consumo. Así, las minicentrales hidroeléctricas no dejaron de ser ajenas a este problema que ha sido resuelto hace ya bastante tiempo con relativo éxito, pero a la fecha se siguen desarrollando e implementando alternativas tecnológicas más confiables y económicas.

Uno de los principales componentes de una minicentral hidroeléctrica, es sin duda el sistema de regulación, equipo que permite la estabilidad de la central, al mantener la frecuencia del sistema constante, a pesar de las permanentes fluctuaciones de carga de consumo. La función más común del sistema de regulación que controla un equipo mecánico es el control de la velocidad; desde el momento que la velocidad de un generador de corriente alterna está ligado directamente a la frecuencia de un sistema de generación, el sistema de regulación también está controlando la frecuencia.

La regulación de un sistema de generación se realiza manteniendo un balance preciso entre la potencia que está siendo

Gráfico 3: Desarenador y sistema de limpieza





generada y la potencia que está siendo consumida en cualquier instante, teniendo para ello diferentes parámetros a controlar, lo que a su vez define los tipos de sistemas de regulación existentes.

## TIPOS DE SISTEMAS DE REGULACIÓN

**Regulación de caudal:** Es el más común y tradicional tipo de regulación, que es usado mayormente en centrales grandes, y se basa en el control del agua que pasa por la turbina, por medio de mecanismos finos que actúan sobre el sistema de álabes directrices en el caso de las turbinas Francis, o sobre las agujas inyectoras, en el caso de las turbinas Pelton o Turgo.

**Regulación de carga:** Es un sistema muy difundido últimamente, que prescinde de todo equipamiento mecánico para el control de agua. El generador trabaja a máxima potencia y su generación, no requerida inmediatamente, es transferida a cargas secundarias de disipación, por medio de equipos electrónicos. La eficiencia total del sistema podría ser alta si se dieran usos productivos a la energía disipada en las cargas secundarias.

## COMPARACIÓN DE AMBOS TIPOS: VENTAJAS Y DESVENTAJAS

### Experiencias PROMIHDEC

A partir de 1989, la empresa peruana PROMIHDEC, consultora y contratista en energías renovables, principalmente en hidroenergía, en el marco de un convenio con la Cooperación Alemana, implementó un programa piloto para instalar y monitorear cinco reguladores electrónicos de carga en igual número de minicentrales hidroeléctricas (MCHs) con potencias entre 10 y 100 kWe. Esto se hizo con la idea de encontrar una alternativa al tradicional sistema de regulación de caudal (comúnmente llamados reguladores oleomecánicos), que para estos rangos de potencia resultan muy caros además de complejos en cuanto a su operación y mantenimiento, lo que explica que en muchos pequeños proyectos en el Perú y Sudamérica se optara por la regulación de caudal en forma manual.

Posteriormente, en una etapa de comercialización, se instalaron ocho reguladores electrónicos de carga para MCHs con potencias entre 20 y 150 kWe. A partir de estas experiencias, se pueden confirmar las siguientes ventajas y desventajas con respecto a los sistemas tradicionales:

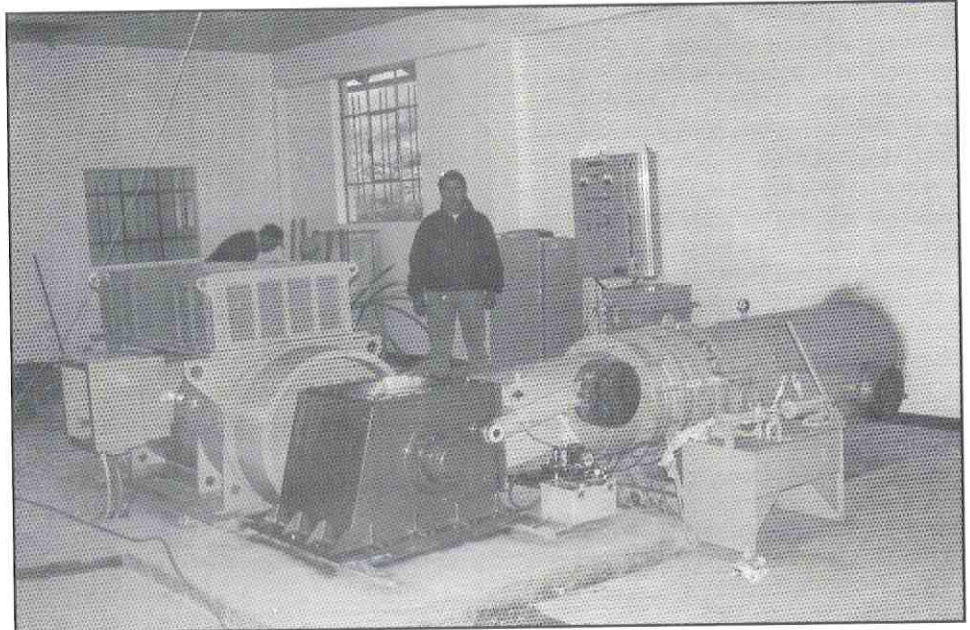


Foto: MCH Limbani 200 kWe, Puno - Perú. Equipamiento electromecánico.

### Ventajas de los reguladores de carga (electrónicos)

- Dado que el control es electrónico, el tiempo de respuesta a las variaciones de carga y frecuencia es mucho más rápido, preciso y confiable.
- Al no controlar agua, se eliminan los efectos de golpe de ariete, además de no necesitar partes mecánicas móviles para el control de agua que encarecen la turbina.
- La ingeniería de diseño requerida es reducida o nula, ya que la operación del regulador no es afectada por las características del sitio, como la longitud y el diámetro de la tubería de presión, o por el tipo de turbina.
- Una de las ventajas más importantes es su amplia diferencia de costos frente a una alternativa equivalente tradicional (regulador oleomecánico).

### Desventajas de los reguladores de carga (electrónicos)

- Los costos de las cargas secundarias se incrementan proporcionalmente al tamaño de la central (recordar que se disipa el 100% de la carga), lo que hace que en MCHs grandes el costo pueda acercarse al de un regulador oleomecánico equivalente.
- En MCHs grandes, la confiabilidad puede verse afectada al existir cantidades fuertes de energía eléctrica manejadas (transferidas), complicándose más aún si existieran fluctuaciones grandes de carga.

- Finalmente, este sistema no sería recomendable si existieran problemas de disponibilidad de recurso hídrico en las épocas de estiaje, debido a que en principio la MCH debe operar con su caudal de diseño todo el tiempo.

De la experiencia de PROMIHDEC se puede desprender, como una conclusión final, recomendar el empleo de reguladores electrónicos de carga (con 100% de disipación de carga) para minicentrales hidroeléctricas entre 1 y 180 kWe.

## SISTEMAS HÍBRIDOS DE REGULACIÓN (CAUDAL Y CARGA)

La tecnología de regulación híbrida o mixta (caudal y carga), plantea la regulación "burda" de caudal (control de agua) añadida de una regulación "fina electrónica de carga usando una "carga flotante" de disipación pequeña.

Para la descripción del modo de operación de este sistema, utilizaremos un proyecto diseñado, construido e instalado por PROMIHDEC en el poblado de Limbani, ubicado en la Provincia de Sandía, Departamento de Puno, Perú, que tiene las siguientes características:

Potencia instalada: 200 kWe  
 Caudal diseño: 680 l/s  
 Altura diseño: 45,6 m  
 Válvula admisión: Tipo mariposa, diámetro 500 mm  
 Fabricante: PROMIHDEC-Perú, 1995  
 Turbina: Diseño SKAT/T12, *velo-sigue en la página 11...*

## Dilema en la generación: cómo escoger la tecnología correcta

En esta edición, nos ocuparemos de la selección más apropiada del equipo de generación tanto para proyectos de mini hidrogenación, como para el desarrollo de iniciativas que tradicionalmente señalan a la generación fotovoltaica como una alternativa para el suministro de electricidad en zonas apartadas.

La turbina de flujo transversal, también llamada Michell Banki, se emplea sólo en pequeñas, mini y microcentrales hidráulicas. El hecho de que pueda ser fabricada con facilidad localmente constituye su principal atractivo. Pero en los casos donde existe un acceso completo

al mercado internacional, ¿cómo podría competir esta turbina con la alternativa convencional que se presenta en esta revista, la turbina Francis?

En el pasado mes de mayo se realizó en Amsterdam la Feria Mundial sobre Energías Sostenibles (The World Sustainable Energy Trade Fair). A esta feria asistieron muy pocos participantes de la industria de generación hidráulica. Aparte del congreso conexo a esta concurrida feria, la mayor parte de los expositores provinieron de la industria de la energía solar fotovoltaica (PV) y de la energía eólica. De alguna manera, la energía hidráulica está siendo a

menudo separada de las iniciativas energéticas sostenibles y renovables.

La predominancia de la energía solar fotovoltaica se puede ver a menudo en los programas de ayuda y cooperación, siendo la opción hidráulica ni siquiera considerada. En esta edición, se presenta un artículo sobre cómo la generación hidráulica en una escala muy pequeña puede competir, en algunos casos con éxito, con la energía solar para suministrar pequeñas cantidades de energía eléctrica a los pueblos muy apartados del mundo en desarrollo.

*Andy Brown, Editor*

## Turbina de flujo transversal vs. turbinas Francis

Si tomamos el caso de una minicentral hidráulica con un salto entre mediano y bajo y una potencia por debajo de los 200 kW, donde se puede seleccionar una turbina Francis o una Michell Banki, la elección de una de las dos opciones debe partir de un estudio técnico y uno económico a fin de comparar los méritos relativos.

En la figura 1, se muestra que los campos de aplicación de las turbinas Michell Banki y las turbinas Francis de pozo y con espiral se sobreponen. Estas últimas parecen más adecuadas para centrales de bajas caídas. En el caso de las turbinas Michell Banki, alrededor de un 70% está instalado en aprovechamientos con menos de 22 m de salto, mientras que un 50% opera con saltos entre 3.5 m y 10 m. El promedio de la potencia de estas turbinas está por debajo de los 100 kW.

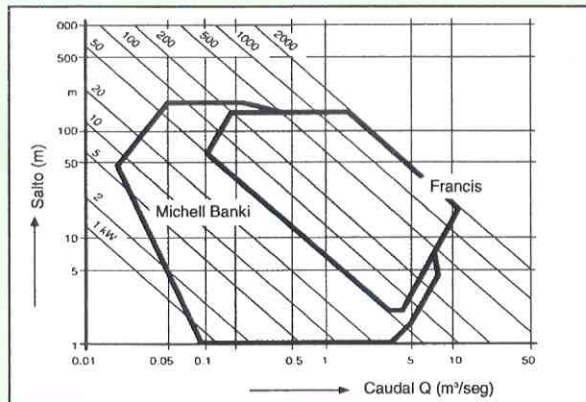
La turbina Francis, cuando ha sido correctamente seleccionada, presenta una ventaja esencial: su alta eficiencia a plena carga. Sin embargo, no puede operar bien a cargas par-

ciales de 30 o 40% del caudal nominal por problemas de cavitación. Por otro lado, los principales argumentos para elegir una turbina Michell Banki son: su construcción simple y robusta que permite su facilidad de reparación por parte del propietario; su buena eficiencia a cargas parciales; el hecho de que puede operar entre un 10 y 15% por debajo del caudal de diseño; es más barata que una turbina Francis; su comportamiento auto-limpiante; y el hecho de ofrecer una larga vida útil en el servicio por la tendencia a menos desgaste en los sellos y daños por cavitación.

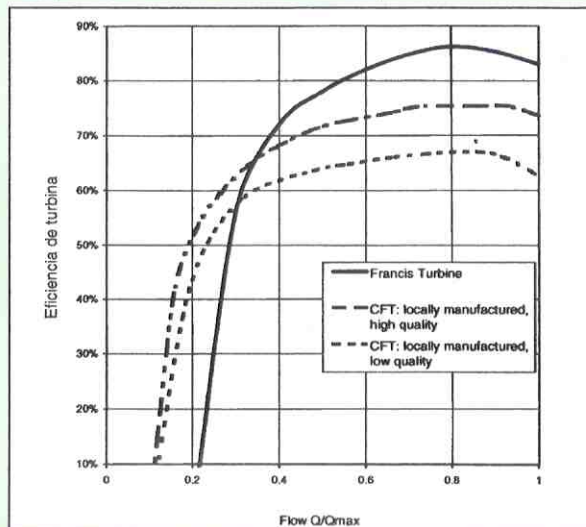
Además de las ventajas anteriores, la turbina Michell Banki es de fácil construcción local. Presenta también la

desventaja de ofrecer una eficiencia máxima entre 5 y 20% por debajo de la que ofrece una turbina Francis (Ver figura 2).

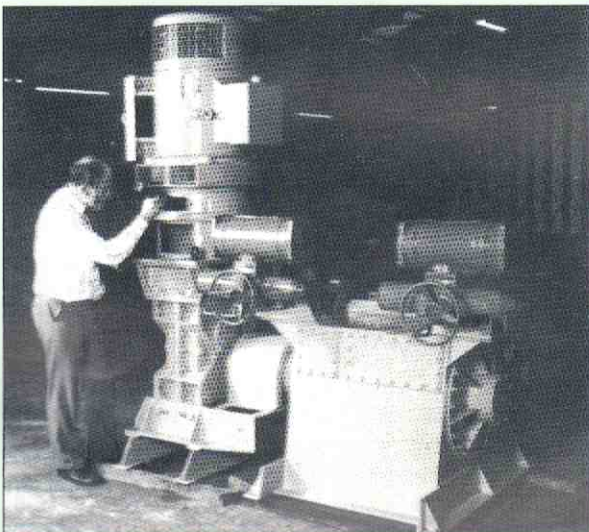
Sin embargo, a cargas parciales por debajo del 50% del caudal nominal, la turbina Michell Banki puede ser más eficiente que una Francis (especialmente si tiene dos paletas directrices que controlen 1/3 y 2/3 del ancho del rodete). Este buen com-



Rango de aplicación de turbinas Francis y Michell Banki.



Eficiencias típicas.



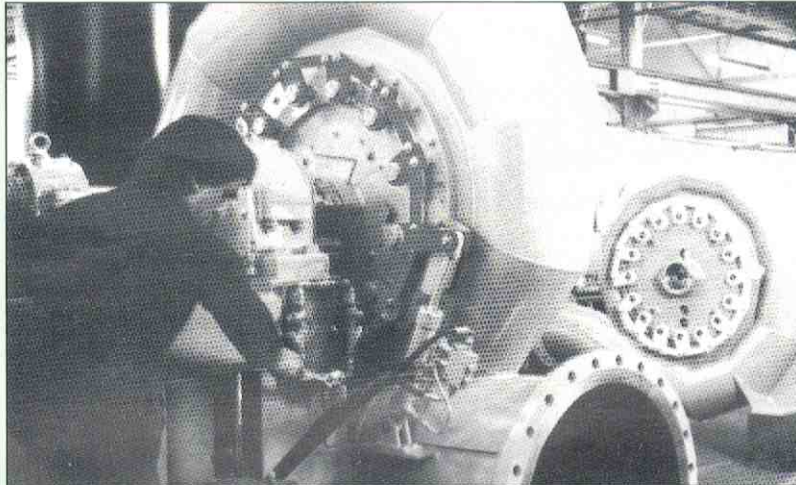
Turbina Michell Banki. Foto por cortesía de Bifaber Hydropower.

**Tabla 1: Costo de producción de energía**

Tipo de turbina	Vida útil (años)	Costos de inversión (US\$)	Costos anuales (US\$)	Producción anual (KWh)	Costo de energía (US\$/KWh)
Turbina Francis	20	75000	27400	230000	0.12
Turbina Michell Banki de baja calidad	12	15000	19400	197000	0.10
Turbina Michell Banki de alta calidad	20	20000	19900	222000	0.09

*Notas: Los costos de inversión mostrados en la tabla corresponden a una sola turbina.*

*Los costos anuales corresponden a la operación y mantenimiento y anualidad de la inversión total de la planta completa. Los costos de capital del generador, tablero de control e ingeniería civil han sido estimados en todos los casos en US\$ 125000 con una vida útil de 20 años. La tasa de descuento empleada es de 10%. Los costos de operación y mantenimiento se han determinado en un 2% del costo de la inversión total. Los datos de la turbina Michell Banki de alta calidad corresponden a una unidad según estándares europeos y los de baja calidad corresponden a una unidad fabricada en Indonesia. La turbina Michell Banki de este ejemplo sólo posee una paleta directriz.*



Turbina Francis típica de baja potencia. Foto cortesía de Biwater Hydropower.

portamiento a cargas parciales puede resultar muy ventajoso para lugares con diferentes estaciones secas.

Esta diferencia en el comportamiento a carga parcial también significa que la elección entre una turbina Francis y una Michell Banki puede decidirse en gran medida por la posibilidad de que la turbina sea conectada a la red. Esta situación determinará la proporción de tiempo en que la turbina operará a carga parcial o a plena carga y, tratándose de la red, se puede vender toda la energía producida. Por consiguiente, la posición del caudal de diseño de la turbina en la curva de duración de caudal determinará si las eficiencias a carga parcial o a plena carga constituyen el parámetro decisivo para la economía de la planta.

En el caso de una operación automática, la central asume una carga de acuerdo a la demanda del consumidor, siendo lo más común que funcione a carga parcial por largos períodos a pesar de que exista suficiente agua disponible para operar la central a mayores potencias.

Teniendo en mente lo anterior, la decisión de elegir entre una turbina Michell Banki y una Francis puede reducirse a una comparación económica. El retorno de la venta de la energía se puede comparar con la inversión y con los costos de operación y mantenimiento. La tabla 1 muestra el comportamiento económico de una turbina Michell Banki y una Francis operando en un lugar conectado a la red con un salto de 15 m.

Las curvas de eficiencia se muestran en

la figura 2, las curvas de duración de caudal del lugar se ven en la figura 3 y las curvas de producción de energía para ambas máquinas se muestran en la figura 4.

### Resultados

Según este ejemplo, los resultados son los siguientes:

La turbina Francis produce sólo un 4% más de energía que la turbina Michell Banki de alta calidad y un 14% más que una fabricada localmente. Por consiguiente, la baja eficiencia máxima de la turbina Michell Banki no resulta en una producción de energía significativamente más baja que la de una turbina Francis.

El mayor costo de la turbina Francis no puede ser completamente recuperada con una mayor producción de energía.

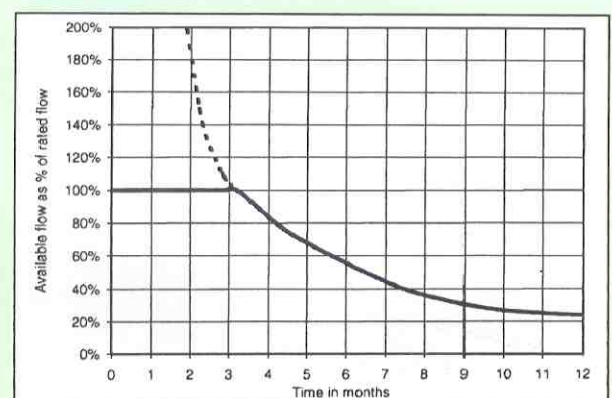
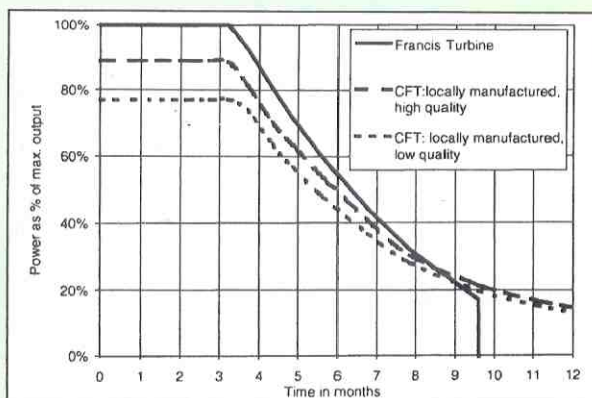
### Conclusión

En el ejemplo anterior (conexión a la red), la turbina Michell Banki fabricada localmente genera energía entre un 20 y 30% más barata de la turbina Francis. Si se usa una turbina Michell Banki con dos paletas directrices, el resultado puede inclinarse aún más a favor de esta turbina.

En lugares donde el caudal nominal de la turbina sea pequeño en comparación con el caudal total disponible en el río, la operación a carga parcial será rara y en este caso la turbina Francis resultará más competitiva. Este argumento es válido también para situaciones en que se encuentren instaladas varias máquinas y la descarga sea explotada por una combinación de unidades.

Gerhard Fisher, SKAT, Suiza.

Izquierda: Curva típica de duración de caudal de un lugar. Derecha: Producción de potencia para el lugar (basadas en las eficiencias de la fig. 2). Suposiciones: salto constante; eficiencia media del generador 80%; turbina Francis desconectada al 30% del caudal normal





## Energía fotovoltaica y microhidroenergía: una combinación valiosa

En el caso de demandas domésticas muy bajas, la combinación de sistemas de micro hidroenergía con energía fotovoltaica puede ser a menudo una solución en la que cualquiera de las dos resulta ser cara o ineficiente, si se les usa en forma separada.

A menudo, la electrificación rural en países en desarrollo es considerada como basada en el método convencional practicado por las empresas públicas de generación, es decir, la extensión de la red a las áreas rurales y a los pueblos, donde el costo promedio de la conexión a una vivienda está en el rango de US \$500 a 800.

Durante los últimos años, se ha vuelto obvio que esta solución es en muchos casos antieconómica, ya que no puede ser pagada ni por una empresa privada ni pública. Los principales problemas son: la baja demanda de energía (0.5 KWh/ día o aún menos), un factor de carga menor de 0.2, el bajo poder adquisitivo de la población rural y, debido a la naturaleza consuntiva más que productiva del uso de la electricidad, una generalizada falta de disponibilidad de fondos y/o un desgano para pagar por los servicios de suministro de electricidad. Como resultado, hay una renuencia por parte de los bancos de desarrollo y agencias donantes internacionales para financiar dichos proyectos convencionales de electrificación rural.

Cualquier alternativa que se proponga para la electrificación rural tendrá que considerar los problemas mencionados anteriormente y proponer una solución que sea aceptable tanto para el consumidor como para las agencias donantes e instituciones de financiación.

### Sistemas de pre-electrificación usando baterías recargables

Una alternativa interesante puede consistir en los llamados sistemas de pre-electrificación, usando baterías recargables de 12 V. Las dos fuentes de energía más importantes para los sistemas básicos de electrificación rural son las pico y microcentrales y los sistemas fotovoltaicos (PV). Para esta propuesta de electrificación, se prestan los sistemas hidráulicos con potencias por debajo de los 5 kW y los sistemas solares domésticos (SHS) con potencias hasta los 100 W con 12 V en cc.

Este concepto de pre-electrificación tiene las siguientes características y ventajas: muchos pueblos sólo poseen limitadas fuentes de energías renovables para la generación de electricidad y para satisfacer los requerimientos de máxima demanda durante la noche (iluminación, TV, radio, etc.), la energía solar o hidráulica no consumida durante el día o tarde por la noche puede ser almacenada usando baterías recargables.

Por otro lado, la electrificación de pueblos con casas dispersas y asentamientos mediante los sistemas convencionales de c.a. requiere de lí-

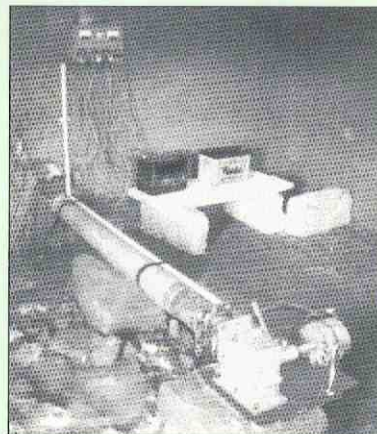
neas de distribución largas y equipamiento costosos. Por lo general, el consumo de electricidad de una familia en una nueva área electrificada es tan bajo (menos de 0.2 kWh/día), que los costos del cableado doméstico y de los medidores (o limitadores de corriente) son demasiado altos cuando se los compara con las ventajas ganadas por la electricidad. El cableado doméstico y los costos de distribución pueden minimizarse con el sistema de pre-electrificación.

Las ventajas de los sistemas de electrificación de pueblos usando baterías son las siguientes:

- El bajo voltaje de la batería excluye el riesgo de electrocución dentro de las casas.
- La tecnología de las baterías es relativamente simple y muy conocida por su uso intenso en todos los vehículos del mundo.
- El patrón de la demanda de electricidad de los nuevos pueblos electrificados se caracteriza por un pico en la noche y la práctica ausencia de demanda durante el día, con el resultado de un bajo factor de carga.
- El uso de baterías, con su inherente baja capacidad, requiere un uso eficiente de la electricidad, siendo fundamental el uso de aparatos energéticamente eficientes como los que se emplean en los sistemas solares.
- No hay compromisos a largo plazo para los consumidores individuales. Un poblador puede discontinuar, usando electricidad cuando lo desee, sin tener que abandonar el costoso cableado doméstico y polos de electricidad, como los que se dan en los sistemas convencionales de c.a.

Las desventajas son las siguientes:

- El costo de la electricidad de las baterías recargables puede ser muy alto.
- Si las baterías no están bien tratadas (carga, descarga y mantenimiento), su vida útil se reducirá notablemente, y los usuarios tendrán que incurrir en mayores costos de inversión.
- La limitada energía de salida de las baterías limita su uso a la iluminación, TV, radios y grabadoras, la mayor parte de los cuales no constituyen usos productivos directos; las condiciones de vida de los pobladores pueden mejorar mediante la pre-electrificación, lo cual no produce necesariamente un ingreso adicional.
- Existe un riesgo de incendio debido a un cableado inadecuado de la casa.
- A pesar de que los costos iniciales de la inversión son relativamente bajos, la financiación de un sistema de pre-electrificación sigue siendo en muchos casos un problema.
- La disponibilidad de aparatos de c.c. y de repuestos es limitada; por lo cual los costos de dichos equipos son altos, especialmente los modelos de alta eficiencia energética.
- En el caso de las estaciones rurales de carga de batería, el transporte de ida y vuelta a la estación puede ser inconveniente (el peso y con el riesgo del derrame de ácido, etc.)

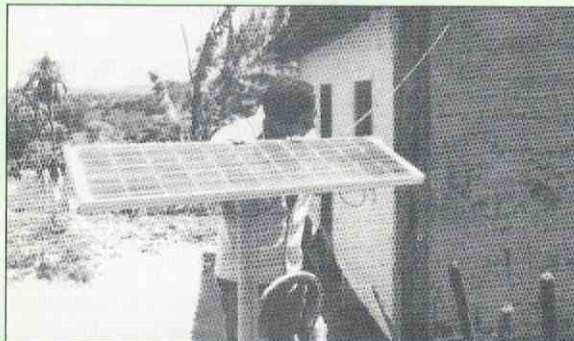


Pico central hidráulica para recargar baterías.

- El problema de una eliminación segura y que no afecte el medio ambiente (plomo y en especial níquel-cadmio) todavía no ha sido resuelto en muchos países en vías de desarrollo. Sin embargo, el rendimiento o el reacondicionamiento de las baterías usadas de plomo puede ser económicamente factible.
- Como resultado de los adelantos técnicos, el costo de producción de los paneles fotovoltaicos se ha reducido de US\$ 5/W (1985) a alrededor de US\$ 3/W (1995). Esta reducción del costo se esperaba, sin embargo, para 1988.
- Durante la última década, se han realizado muchos esfuerzos para mejorar los componentes técnicos requeridos por los sistemas fotovoltaicos. Por ejemplo, mejorando la eficiencia de los paneles solares, las unidades inteligentes de control de baterías, los controladores de carga y las baterías solares. Para satisfacer los requerimientos específicos del sistema (bajo voltaje, baja potencia) se han desarrollado muchos aparatos de bajo voltaje y bajo vatiaje.

Como resultado de la promoción de los sistemas solares fotovoltaicos, la opción de electrificación de 12 V en c.c. ha resultado ser la más aceptable como concepto de pre-electrificación rural por parte de los usuarios, así como por los planificadores nacionales de energía, bancos de desarrollo y donantes internacionales. Como un ejemplo, un reciente estudio por parte de la GTZ de Alemania revela que en Marruecos, en 1995, se instaló alrededor de 85,000 sistemas fotovoltaicos, de los cuales un 37% son de 11

Instalación fotovoltaica (PV) en un país en desarrollo. Fotos por cortesía de Project-Consult.





# MINIHIDROGENERACIÓN: POLÍTICA Y PRÁCTICA

W, 10% de 50 a 100 W y 9% por encima de los 50W.

En comparación con los sistemas fotovoltaicos, el uso de microcentrales hidráulicas como fuente de energía para la carga masiva de baterías así como para redes muy pequeñas, es muy común en varios países tales como Colombia, Perú, Bolivia, China, Vietnam e Indonesia, donde se han instalado miles de tales sistemas usando turbinas Pelton, Michell Banki y Turgo. Mientras que las estaciones de carga de baterías basadas en los sistemas fotovoltaicos no resultaron ser una solución económica factible, las estaciones basadas en la hidrogenación resultaron mucho mejores. El costo por carga

usando estaciones de carga fotovoltaicas ascendió a unos US\$ 3.00 por 75 A-h (en el caso de Marruecos) mientras que la carga usando hidrogenación era de alrededor de US\$ 1.00 a 1.20 por carga (como en el caso del Perú)

A pesar de que ambos sistemas se basan en la misma filosofía de pre-electricación y que parcialmente usan los mismos componentes y los últimos desarrollos tecnológicos (especialmente por el lado del usuario, tal como baterías, lámparas de 12 V en c.c. y otros artefactos de bajo voltaje) no existe competencia entre los sistemas de pre-electricación basadas en la hidrogenación y en la electricidad fotovoltaica. Por el contrario, ambas soluciones deben verse

como alternativas valiosas, cada una con sus ventajas y desventajas.

En cada caso debe hacerse un estudio cuidadoso, tanto técnico como económico, para decidir qué opción es la más conveniente para un caso dado.

## Bibliografía

Fisher, Chapallaz y Eichenberger, Battery charging using induction motors as generators (inédito); 1993.

Basic Electrification for Rural Hausholds, GTZ, Eschborn, Alemania, 1996.

Study about the competiveness of renewable energy systems based on the PV in Morocco (inédito) GTZ, Eschborn, Alemania, 1997.

## Conjunto de condiciones para el desarrollo de la pequeña hidrogenación en Bulgaria

Un estudio reciente sobre energías renovables en Bulgaria con el nombre de Programa EC PHARE ha demostrado que el país tiene un potencial excelente para el desarrollo de sus recursos de mini hidrogenación.

La actual capacidad instalada de las centrales hidráulicas en Bulgaria es de 2507 MW, de los cuales 25 MW pueden definirse como minicentrales (por debajo de los 2 MW).

En un estudio reciente, la Agencia de Energía de Bulgaria, Energoprojekt, determinó que el potencial técnicamente aprovechable para la minigeneración era de 240 MW, habiéndose identificado unos 700 lugares técnicamente factibles para su desarrollo.

Adicionalmente, se ha identificado más de 30 esquemas con una capacidad combinada de por lo menos 9 MW que pueden ser incorporados a los actuales instalaciones de suministro de agua cuyo inventario todavía está incompleto. Por lo general, dichas instalaciones están ubicadas cerca de las líneas de transmisión de medio voltaje (típicamente 20 kV), siendo sus costos de capital bastante bajos, dado que ya existen estructuras civiles.

Se están dando señales esperanzadoras de que el sector privado ya está empezando a considerar las oportunidades que están apareciendo en la emergente economía de mercado de Bulgaria, que permite a los inversionistas privados participar en el antiguo monopolio del suministro de energía. En la actualidad, hay cuatro compañías nacionales que están desarrollando activamente proyectos de mini hidrogenación. Sin embargo, a pesar de que la nueva legislación ha facilitado mucho las cosas en los últimos meses, los inversionistas todavía encaran un sinnúmero de problemas.

Las principales barreras que restringen el crecimiento de la industria han sido identi-

ficadas como sigue:

- Dificultades en asegurar la inversión y financiación, tanto fuera como dentro de Bulgaria;
- Facultades de las empresas estatales para determinar si se puede cerrar un contrato de adquisición de electricidad;
- Incertidumbre y falta de conocimiento en relación a la legislación existente, particularmente entre las autoridades locales, que constituyen un gran grupo de propietarios de lugares potenciales para la pequeña generación;
- No hay acceso a la red para terceras personas.
- Hay dependencia de la tecnología extranjera.

Por lo general, el marco legal y regulatorio apoya a la pequeña hidrogenación, y una nueva legislación que se proponga debería ayudar a superar algunos de estos obstáculos, asegurando un mercado local que sirva de base para una industria de exportación en Bulgaria.

Las actuales leyes que regulan la inversión extranjera son en general favorables, pero la duración de los contratos de adquisición de energía que se ofrece a los productores privados (un acuerdo de 10 años, renovado anualmente) no resulta ser atractivo para las fuentes de financiación externa.

El nivel de la preparación técnica en Bulgaria es alto. Sin embargo, la disponibilidad de equipamiento fabricado localmente es limitada, probablemente debido a la falta de un mercado interno para estimular la industria.

En Bulgaria, existen dos fabricantes de turbinas. Uno de ellos, el más grande, está ubicado en Vaptsarov, en Pleven. Desde la década de 1950, ha producido más de 80 turbinas Francis y Pelton (principalmente de diseño soviético) en el rango de 4 kW hasta 216 MW; la más grande de las unidades se hizo mediante un "joint venture"

con Toshiba para la central de acumulación mediante bombas de Chaira.

Una de las áreas de la tecnología identificada como débil es la de los sistemas de control. Hay pocas compañías que ofrecen sistemas electrónicos completos de control y de monitores, a pesar de que se produce alta tecnología para otros propósitos. Nuevamente, esto se debería probablemente al pobre mercado interno y, cuando éste crezca, se podría requerir tecnología extranjera mediante mecanismos tales como joint ventures y licencias de producción.

Las condiciones para el surgimiento de un mercado de pequeña hidrogenación en Bulgaria son excelentes: hay un recurso abundante, un razonable y favorable marco de política, un alto nivel de preparación técnica y empresarios entusiastas listos para ingresar al mercado. El crecimiento podría ser una realidad, asumiendo que la reciente rápida apertura del mercado continúe haciendo que la inversión interna sea más atractiva.

### Mini Hydro Power Group

Este suplemento ha sido recopilado por el Mini Hydro Power Group (MHPG), asociación integrada por las siguientes organizaciones:

The Swiss Centre for Development Co-operation in Technology and Management (SKAT), Suiza.

The Association for Appropriate Technology (FAKT), Alemania.

The Intermediate Technology Development Group (ITDG), Reino Unido.  
Projekt-Consult (PC), Alemania.

### Comité Editorial

A.P. Brown (Editor-coordinador)  
Alison Doig (ITDG)  
R. Metzler (FAKT)  
B. Oetli (SKAT)  
T. Scheutzlich (PC)

Este suplemento ha sido financiado por Environment & Forestry Department, Swiss Development Cooperation.



cidad rotación 900 rpm  
 Fabricante  
 PROMIHDEC-Perú,  
 1995.  
 Generador: Tipo síncrono, trifásico,  
 autoexcitado, autorre-  
 gulado y sin escobillas,  
 250 kVA, 380 V, 900  
 rpm, 60 Hz,  
 Fabricante WEG-Brasil,  
 1995.  
 Acoplamiento: Directo, tipo flexible.

El sistema de regulación de ésta MCH es híbrido, regula caudal y carga. Lo primero se efectúa por medio de un cilindro hidráulico que actúa directamente sobre el álabe directriz de la turbina T12 (el sistema de fuerza consiste en una bomba hidráulica con motor de magneto permanente, un pequeño tanque de aceite y un solenoide que es operado por un módulo computador). Lo segundo se hace por medio de un tanque de cargas secundarias ("carga flotante") de 50 kWe de capacidad máxima refrigeradas por agua, y que también son comandadas por el mismo módulo computador.

Para analizar la coordinación en el manejo del caudal de agua y la carga durante las funciones de regulación que tiene el equipo, partimos cuando la MCH está generando 140 kWe, la carga de consumo (carga principal) es de 120 kWe, y por tanto se disipa en la carga secundaria 20 kWe que representa una utilización del 40% de su máxima

capacidad (50 kWe). Si la carga principal se incrementa de 120 a 140 kWe, el módulo de control transferirá los 20 kWe que se encuentran en la carga secundaria hacia la carga principal, sin que sea necesario un cambio en el manejo del caudal. En el caso en que la carga principal se incremente más, digamos a 170 kWe, entonces la velocidad y frecuencia comenzarán a caer, por lo que inmediatamente el módulo de control actuará sobre el cilindro hidráulico para abrir el álabe directriz de la turbina e incrementar el caudal de agua hasta que se establezca la frecuencia de operación en 60 Hz, y además se pueda conseguir un "margen de regulación" en la carga secundaria (que el módulo de control trata de mantener en la medida de lo posible) entre 20% y 80% (10 kWe y 40 kWe). Así, las condiciones finales estables son: potencia generada 195 kWe, carga principal 170 kWe y carga secundaria 25 kWe.

En el caso contrario, si luego de esta condición final, la carga principal sufre un descenso de 60 kWe, inicialmente 25 kWe se irán a completar la capacidad máxima de la carga secundaria (50 kWe) y, al continuar la sobregeneración de 35 kWe, se traduce en un incremento de la velocidad y frecuencia de la MCH que al ser detectado por el módulo de control, inmediatamente actúa sobre el cilindro hidráulico, cerrando el álabe directriz de la Turbina y por tanto reduciendo el caudal del agua de entrada. La

posición final de equilibrio resulta: potencia generada 145 kWe, carga principal 110 kWe y carga secundaria 35 kWe.

Se puede observar que en ambos casos la carga secundaria final es "diferente", ya que es el resultado aleatorio del proceso de equilibrio. Además, los tiempos de estabilización son diferentes y dependen fundamentalmente de la magnitud de la variación de las cargas (una variación súbita de carga mayor a la carga secundaria máxima de 50 kWe, por ejemplo 120 kWe puede estabilizarse en 8 s, mientras que una variación menor, por ejemplo 10 kWe en 54 ms).

En la tabla 1 se presenta un resumen de las dos situaciones descritas:

#### Ventajas de los reguladores híbridos

- Ya que el control es electrónico y utiliza un cristal de cuarzo para sensar el tiempo, la respuesta a las variaciones de carga es rápida, precisa y confiable.
- Al ser el actuador del control de agua más simple, se reducen drásticamente los costos de suministro y mantenimiento.
- Con respecto a los reguladores de carga puros, tiene la ventaja de reducir la carga secundaria solamente entre el 5% y 25% de la potencia total, lo que a su vez simplifica la instalación y reduce notoriamente los costos.

**Tabla 1: Condicional de subfrecuencia y sobrefrecuencia**

#### Subfrecuencia: Incremento de 50 kWe de carga principal

Situación o evento / tiempo transcurrido	Potencia generada	Carga principal	Carga secundaria	Error	Frecuencia
Situación inicial	0 s 140 kWe	120 kWe	20 kWe	0 kWe	60.0 Hz
Incremento de 50 kWe de carga principal	5 m 140 kWe	170 kWe	20 kWe	50 kWe	60.0 Hz
	1/6 s 140 kWe	170 kWe	0 kWe	30 kWe	59.8 Hz
	1 s 158 kWe	170 kWe	0 kWe	12 kWe	58.5 Hz
	2 s 170 kWe	170 kWe	0 kWe	0 kWe	58.1 Hz
	4 s 195 kWe	170 kWe	0 kWe	25 kWe	60.0 Hz
Situación final estabilización	6 s 195 kWe	170 kWe	25 kWe	0 kWe	60.0 Hz

#### Sobrefrecuencia: Disminución de 60 kWe de carga principal

Situación o evento / tiempo transcurrido	Potencia generada	Carga principal	Carga secundaria	Error	Frecuencia
Situación inicial	0 s 195 kWe	170 kWe	25 kWe	0 kWe	60.0 Hz
Disminución 60 kWe de carga principal	5 ms 195 kWe	110 kWe	25 kWe	60 kWe	60.0 Hz
	1/6 s 195 kWr	110 kWe	50 kWe	35 kWe	60.3 Hz
	1 s 175 kWe	110 kWe	50 kWe	15 kWe	61.8 Hz
	2 s 195 kWe	110 kWe	50 kWe	0 kWe	62.3 Hz
	4 s 195 kWe	110 kWe	50 kWe	-15 kWe	60.0 Hz
Situación final: Estabilización	7 s 145 kWe	110 kWe	35 kWe	0 kWe	60.0 Hz



- Otra de las ventajas más importantes, es el hecho de poder optimizar el empleo del recurso hídrico en la MCH.
- Finalmente, su considerable diferencia de costos con la opción equivalente tradicional (regulador oleomecánico) la hace muy ventajosa.

#### Consideraciones adicionales

La utilización de los reguladores híbridos es independiente de los tipos de equipos (turbinas, etc.) instalados en las MCHs. Así, como ejemplo podemos describir la MCH Montañesa instalada por PROMIHDEC para dotar de energía eléctrica a los poblados de Pillcopata y Patria en la Provincia de Paucartambo, en el Departamento del Cusco, Perú.

Potencia instalada: 300 kW  
 Caudal diseño: 1000 l/s  
 Altura diseño: 40,5 m  
 Válvula admisión: Tipo mariposa, diámetro 500 mm,  
 Fabricante PROMIHDEC-Perú, 1996

Turbina: Tipo Francis Caracol, potencia 350 kW, 1200 rpm,  
 Fabricante PROMIHDEC / SATURSA-Perú, 1996

Generador: Tipo síncrono, trifásico, autoexcitado, autorregulado, sin escobillas, 375 kVA, 380 V, 1200 rpm, 60 Hz,

Fabricante WEG-Brasil, 1996.

Acoplamiento: Directo, tipo flexible.

El regulador híbrido regula el caudal por medio de un cilindro hidráulico de doble efecto que actúa sobre la corona directriz, que a su vez acciona 16 álabes directrices de la turbina Francis, mientras que la regulación de carga se hace por medio de una "carga flotante" de 50 kWe de capacidad máxima refrigeradas por agua; y todo comandado por el mismo módulo computador.

En estos niveles de potencia, la protección de la planta es imprescindible. Por ello, se debe prever la instalación de un tablero de servicios auxiliares que, como mínimo, disponga de los siguientes componentes:

- Batería (s) de alimentación para el motor que acciona la bomba hidráulica, incluido su cargador de baterías.
- Relé de sobre-frecuencia y sub-frecuencia.
- Relé de sobre-tensión y sub-tensión.
- Relé de sobre-corriente.
- Solenoide para activar el cierre de emergencia de la válvula de admisión (mariposa), por medio de su fuente de poder hidráulica.

#### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La utilización de reguladores híbridos es una alternativa muy interesante para centrales de generación hidroeléctrica

con potencias entre 180 y 1000 kW por sus ventajas técnicas y económicas sobre los tradicionales sistemas de regulación, que para estos tamaños de central mayormente funcionan controlando el caudal de agua.

2. Este sistema de regulación permite además de una optimización en la utilización del recurso hídrico, la factibilidad técnica de MCHs que necesitan tanques o reservorios de almacenamiento para satisfacer los picos de demanda.
3. El tamaño de la "carga flotante" (carga secundaria) puede ser dimensionado entre el 5% y el 25% de la potencia total de la MCH. El valor óptimo a escoger depende fundamentalmente de la curva de demanda del centro de consumo que determina los márgenes de fluctuación de la carga principal, y en un menor grado de la inercia total" de la central hidroeléctrica.
4. La rapidez, precisión y confiabilidad del sistema, hacen que la central pueda ser de este modo automática, reduciendo los costos de operación así como la responsabilidad humana en su manejo.

*El autor es Gerente de la empresa PROMIHDEC S.A.*

*Mayores informes: Calle LuisVallejos Santoni Z-22 Urb. Tio, Wanchaq, Cusco - Perú.*

*Tel. +51-84-232381, Fax +51-84-239961*

## Desarrollo de la producción de turbinas hidráulicas en Cuba

Raúl Olalde y Manuel Nicado

### 1. INTRODUCCIÓN

En Cuba, la hidroenergía fue una rama poco estudiada, entre otras causas, porque el país contaba con un suministro estable de combustible procedente de la extinta URSS, lo que conllevó el desarrollo preferente de las termoeléctricas. En el país, existen 219 embalses construidos con distintos fines, la gran mayoría de los cuales están ejecutados y construidos para el aprovechamiento hidráulico.

La hidroenergía en Cuba representa un va-

lor significativo como fuente de energía renovable, no contaminante, propia, versátil e imperecedera. El potencial bruto total en los últimos estudios realizados asciende a 14,600 GWh/año, que representa un ahorro de 17000,000 de Ton. de petróleo, con un valor estimado de 120 millones de dólares; de sólo aprovecharse el 20% del mismo, equivaldrían a 3,126 GWh.

En función al potencial existente, a partir del año 1985 se comienza la producción seriada de turbinas hidráulicas en nuestro país, en la Empresa Planta Mecánica Santa

Clara. (Aunque con anterioridad se habían desarrollado producciones de un modelo de turbina Pelton 650x65 en la Empresa Cubana de Acero).

### 2. ESTANDARIZACIÓN DE TURBINAS HIDRÁULICAS PARA PCHS EN EL PAÍS

Tomando como punto de partida el inventario nacional de las presas construidas y en construcción en poder del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos, el Área de Investigación y Desarrollo de Hidroenergía



se dio la tarea de elaborar una propuesta de estandarización de turbinas, de modo que queden establecidos los tipos, cantidad y modelos que responden a las necesidades de Cuba, buscando una producción seriada y con un mínimo de concesiones en cuanto a la eficiencia.

En Neshleva M. Hydraulics Turbines: Their design and equipment, puede observarse que para la selección del equipamiento en una central hidroeléctrica, se utiliza comúnmente el concepto de velocidad específica, velocidad de rotación en rpm de otra turbina geoméricamente semejante que produce la potencia unidad cuando trabaja bajo la carga unidad.

Un criterio que se ha introducido últimamente para la selección es el de un parámetro "k" que tiene en consideración la tendencia moderna en la fabricación de turbinas, basada en la experiencia sobre turbinas hidráulicas construidas en muchas partes del mundo. Se han establecido los valores de "k" que delimitan el campo de aplicación de cada uno de los tipos fundamentales de turbinas, a saber, Francis, Pelton y Axiales.

El rango superior de utilización de las turbinas Francis es de  $k=157$ , el valor por encima del cual debe utilizarse turbinas Pelton. El rango inferior de las Francis queda determinado por  $k=12$ , aunque en pequeñas turbinas podría alcanzar hasta  $k=2.7$ , por debajo de la cual debe utilizarse turbinas axiales.

A partir de los parámetros Q y H conocidos de las presas construidas y en construcción, se calculó el valor de "k" y se determinó que para el caso de Cuba, donde las cargas hidráulicas no sobrepasan los 40 metros, los tipos de turbinas a utilizar son Francis o Axiales.

Para la determinación de las familias o series se tomó en cuenta el parámetro "sc", a partir del cual se ha logrado establecer que el tipo de turbinas de reacción, el menor valor del coeficiente de cavitación (sc) es aproximadamente 0.03; que usualmente se toma un coeficiente de seguridad de 1.15 a 1.20; y que para pequeñas centrales hidroeléctricas no resulta económico colocar la casa de máquinas a grandes profundidades. Los valores menores de "sc" se han logrado en rodets correctamente elaborados con álabes perfilados que se emplean en grandes turbinas.

Teniendo en cuenta lo anteriormente señalado, se asumió para las condiciones del país un valor mínimo de  $sc=0.045$  y un coeficiente de seguridad  $ks=1.3$ ; el valor de la

presión barométrica será aproximadamente de 10 metros, con lo cual se obtendrían los mayores valores de carga neta (Hn) para el tipo de turbinas Francis.

Resulta interesante que en este trabajo de estandarización se previó la posibilidad de introducir en el país la producción de turbinas de la familia Michel Banki.

Como es conocido, se acepta de forma generalizada que las turbinas hidráulicas tienen un rango de Ns que les es característico, a saber:

Tipo de turbinas	Ns
Pelton	4 - 70
Banki	60 - 200
Francis	80 - 430
Axial	300 - 1000

Como puede apreciarse, las turbinas Michel Banki ocupan una buena parte del campo de aplicación de las Francis. Ellas presentan como ventaja principal el hecho de que trabajan a carga parcial (20 ñ 30%) con una eficiencia relativa, lo que las hace muy competitivas en aquellos aprovechamientos hidráulicos que sufren gran variación de la demanda eléctrica o grandes variaciones de caudal, pudiendo incluso llegar a superar a la Francis en la energía producida en el año. Además, su construcción mucho más sencilla y ligera abarata su costo inicial. Por estas razones y para potencias pequeñas, se propone una serie de este tipo que puede, en muchos casos, sustituir a la Francis. Es de notar que de acuerdo a la capacidad tecnológica existente en el país, en lo que se fabrica una

turbina Francis pueden obtenerse de 15 a 20 del tipo Michel Banki.

Tal como puede observarse en el Gráfico 1, se propone la construcción de 5 series (familias) de turbinas: 3 de tipo axial, 1 de tipo Francis y 1 Michel Banki. De ahí resulta un total de 21 turbinas diferentes, cuyo campo de aplicación abarca todo el espectro formado por los parámetros hidroenergéticos de las presas construidas y en construcción en Cuba, siendo los tamaños de turbinas propuestos, tecnológicamente realizables por nuestra industria nacional.

Es evidente que la estandarización permite que no se ejecuten 219 proyectos de turbinas para 219 presas construidas y sólo se necesitarían 21 proyectos y un menor número de juegos de dispositivos tecnológicos para lograr una eficiente producción seriada.

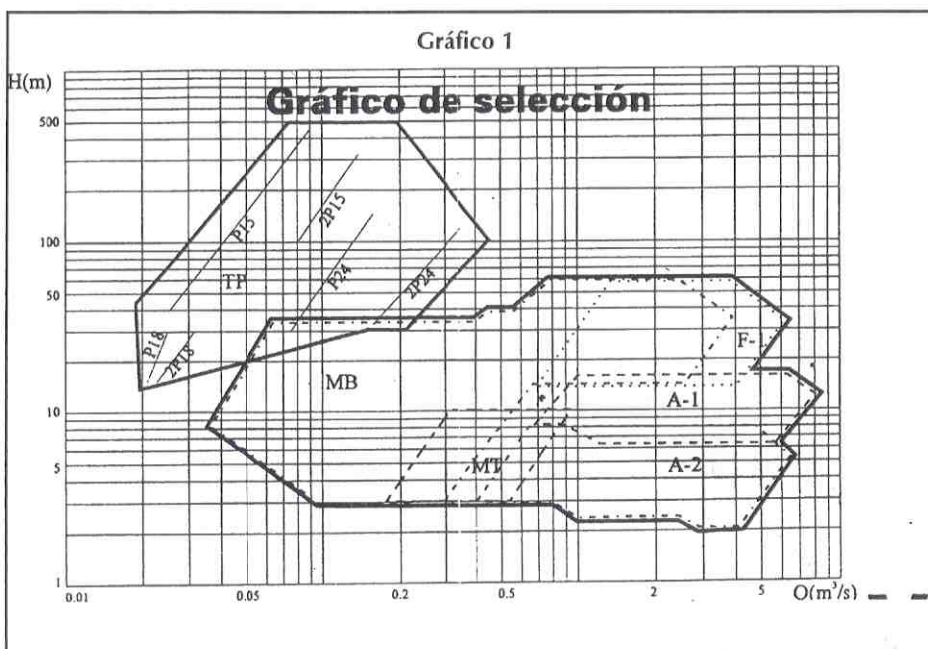
De la misma forma, se procedió con la estandarización de turbinas Pelton, sólo que para mini y microcentrales hidroeléctricas del país, lo cual puede observarse en el Gráfico 1.

### 3. PRODUCCIÓN DE TURBINAS

#### 3.1. Turbinas Pelton

Como se mencionó con anterioridad, fue a partir de 1985 que la Fábrica de Equipos Industriales de la Empresa Planta Mecánica inició la producción de turbinas hidráulicas tipo Pelton TP15 y TP16 y su aseguramiento de piezas de repuesto.

En la actualidad, la producción de turbinas Pelton se ha perfeccionado y ha alcanzado





un elevado nivel de calidad, eficiencia y bajos costos. ...stas se producen con estructuras de montaje máquina-generador con un sistema de regulación manual y electrónico. Poseen cangilones de bronce al aluminio o acero inoxidable portando un deflector de chorro que actúa en caso de emergencia con un sistema de protección electrónico.

En la Tabla 1, se relacionan los modelos de turbinas Pelton y sus características:

### 3.2. Turbinas Francis

Se producen de flujo radial axial, útil en saltos con cargas de hasta 80 metros de altura y con velocidad específica de Ns 300. Se incluyen en el desarrollo de la institución cinco diámetros de rodete: 500, 630, 710, 900 y 1000 mm con potencias a generar de 100 a 1250 kW. El suministro de equipos auxiliares puede incluir válvulas de mariposa y chorro hueco, pieza intermedia de montaje y compuertas.

### 3.3. Turbinas Banki

Poseen estructuras de montaje, máquinas generador con sistema de regulación manual. Su transmisión puede ser acoplada por correa y polea, a través de un multiplicador o directamente al generador. Tienen uno o dos álabes directrices para un mejor aprovechamiento del caudal.

En la Tabla 2, se relacionan las características de cada una de las turbinas Banki que se producen en la Empresa:

### 3.4. Turbinas Axiales

Este tipo de turbina no se ha producido en el país hasta el presente. En el estudio de estandarización está previsto el desarrollo de dos familias de turbinas axiales tubulares. Una de ellas la forma un total de 6 diámetros de rodetes (450, 500, 630, 800, 1000 y 1120 mm) que comprenden potencias de 7 a 1000 kW.

La segunda está formada por un total de 5 diámetros de rodetes (500, 630, 800, 1000 y 1250 mm), que genera potencias desde 30 a 320 kW. Se incluye dentro del estudio el desarrollo de una familia de turbina axial del tipo Metz formada por 2 diámetros (330 y 400 mm) y que genera potencias de 5 a 55 kW.

### 3.5. Equipos auxiliares

Válvulas: Son construidas con estructuras rígidas de acero y sellaje de neopreno con acero inoxidable. Se fabrican para velocidades en la tubería de hasta 5 m/s con diá-

metros desde 500 hasta 2000 mm y presiones de trabajo de 60 m. Estas válvulas son ensayadas con presiones que garantizan una gran seguridad de trabajo. Pueden ser fabricadas también para centrales hidroeléctricas y estaciones de bombeo.

## 4. PERSPECTIVAS

El Ministerio de Ciencia Tecnología y Medio Ambiente (CITMA) se encuentra en proceso de financiamiento de un proyecto a ejecutar por el Área de Investigación y Desarrollo de Hidroenergía para el desarrollo de un modelo de turbina axial tubular con velocidad específica de Ns 515. A partir del mismo, se desarrollarán los diseños de 6 diámetros de rodetes (450, 500, 630, 800, 1000 y 1120 mm) que constituirán la familia de turbinas A1 comprendida en el estudio realizado de estandarización de turbinas hidráulicas para pequeñas centrales hidroeléctricas en el país.

El Área de Investigación y Desarrollo de Hidroenergía en colaboración con la Empresa Planta Mecánica de Santa Clara ha desarrollado dos proyectos de turbina axial tubular de diámetro 800 y 1000 mm respectivamente, los cuales se integrarán a la familia A1 después de concluida la fase final del proyecto del CITMA.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- VICTOROV G. V.: Small Hydropower series. United Nations Industrial Development Organization. Viena, 1986
- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA: Algunos elementos sobre la fabricación de turbinas hidráulicas en Cuba. La Habana, junio 1993.
- INRH: Inventario de los parámetros hidroenergéticos de las presas construidas y en construcción en la República de Cuba. 1993.
- INRH: Situación actual y perspectiva de la hidroenergía en Cuba. Ponencia al seminario técnico y taller internacional de hidroenergía, INRH/HIDRORED/FAKT. Ciudad Habana, 1996.
- NESHLEVA M.: Hydraulics Turbines. Their design and equipment.
- JAUREGUI R. S. y Col.: "Estandarización de turbinas hidráulicas para pequeñas centrales hidroeléctricas". Ponencia XIII Forum Ciencia y Técnica. Publicación universitaria, UCLV. 1994.

*Los autores trabajan en el Area de Investigación y Desarrollo de Hidroenergía, Facultad de Mecánica, Universidad Central de Las Villas. Carretera a Camajuani km. 5,5. C.P. 54830, Santa Clara, Cuba.*

**Tabla 1: Modelos de turbinas Pelton fabricadas por la Empresa**

Modelo	H (m)	Caudal Qopt.m <sup>3</sup> /s	Potencia Nom. (kW)	Tipo de conexión	Regulación	Obs.
TP15	130-320	0.004 H <sup>1/2</sup>	47 - 190	I/D	E/M	*
TP16	40-130	0.0045 H <sup>1/2</sup>	9 - 50	I	E/M	*
P15.110	300-450	0.004 H <sup>1/2</sup>	175 - 1200	D	M	*
P24.65	30-150	0.014 H <sup>1/2</sup>	18 - 215	I	E/M	*
2P15.50	100-320	0.008 H <sup>1/2</sup>	67 - 380	I/D	E/M	**
2P18.30	15-40	0.006 H <sup>1/2</sup>	2.7 - 12	I	E/M	**
2P24.65	30-150	0.028 H <sup>1/2</sup>	38 - 430	I	M	**

\* Con protección contra embalamiento  
 \*\* Doble chorro  
 I: Indirecto, D: Directo  
 M: Manual, E: Electrónico

**Tabla 2: Modelos de turbinas Michel Banki fabricadas por la Empresa**

Modelo	H (m)	Caudal Qopt.m <sup>3</sup> /s	Potencia Nom. (kW)	Tipo de conexión	Regulación	Obs.
MB2	10 - 100	0.026 - 0.25	120	I	M	*
15A2	5 - 16	0.17 - 0.45	30	I	M	*
15 <sup>a</sup> 3	15 - 60	0.6 - 1.8	80	I/D	M	*
MB30	4 - 20	4 - 20	10	I	M	*
MB60	15 - 60	1.2 - 4.0	1000	I/D	M	*

\* Con protección contra embalamiento.  
 En el caso de la turbina MB2 se producen con una sola célula y las otras se construyeron dos células (1/3 y 2/3)



## Curso Taller de Transferencia de Tecnología

# Motores como generadores y controladores de generadores de inducción

Entre el 4 y 15 de Mayo de 1998, se llevó a cabo, en la ciudad de Cajamarca, Perú, el curso taller de transferencia de tecnología "Motores como generadores y controladores de generadores de inducción".

Este curso fue organizado por el Programa de Energía de ITDG-Perú, con el apoyo financiero de *United Distillers*, que permitió la realización del curso y la participación de algunos representantes de Latinoamérica.

El curso fue dictado por el Dr. Nigel Smith, consultor de ITDG, con experiencia en la instalación de generadores de inducción en Nepal, Indonesia, Pakistán, Sri Lanka, Uganda y Zimbabwe. El Dr. Smith trabaja actualmente en la empresa consultora *Smith & Associates* y es investigador principal en la Universidad de Nottingham, UK.

Se contó con la participación de representantes de Bolivia, Colombia, Costa Rica, Nicaragua y Perú, involucrados en el tema de la micro hidroenergía, ya sea como fabricantes o instaladores de pequeños sistemas hidroeléctricos.

Asimismo, el curso sirvió para la presentación del Centro Demostrativo y de Capacitación en Energías de ITDG, en convenio con la Universidad Nacional de Cajamarca.

A continuación se presenta una entrevista a algunos participantes del curso, que fue publicado en el diario cajamarquino *Panorama* en su edición del viernes 7 de mayo de 1998.

### Ingeniero Jairo Fúnez Lira, Universidad Nacional de Ingeniería, Nicaragua:

*Ingeniero, ¿cuál es su opinión sobre Cajamarca? Es una ciudad histórica muy colonial, por otro lado una ciudad pintoresca que se refleja en la amabilidad de su gente.*

### ¿Qué significa para Ud. el hecho de que Cajamarca cuente con un centro de capacitación y demostración real en ingeniería?

Para mí es una apuesta muy importante que ande el proyecto, ya que hace posible vincular los conceptos teóricos con la filosofía real de trabajo; por otro lado, genera prácticas reales y el involucramiento de la parte ingenieril de las aulas de la universidad hacia la realidad, lo que a su vez genera algo muy importante y que no existe en las aulas ni en los laboratorios, que es el encariñamiento básico con el trabajo en sí. Prueba de ello es cuando se hace un experimento: te levanta de emoción cuando te das cuenta de que lo que haces con números en la realidad existe.

### ¿En Nicaragua, cuál es el empleo de la Hidroenergía?

En la actualidad el 35 por ciento de la energía nacional es producto hidráulico, y a su vez el desarrollo de pequeñas plantas está asociado principalmente con las empresas privadas. Nosotros como universidad hemos trabajado en pequeñas centrales desde 5kW a 250kW con el apoyo de la industria cafetalera, lo que ha permitido que la comunidad rural obtenga energía, porque está muy lejos de conseguir energía de los sistemas interconectados.

### ¿A la zona rural ha llegado esta energía renovable?

Todavía no se ha llegado a masificar este desarrollo energético. Se está creando políticas de desarrollo energético, políticas de estímulo, para que el pueblo llegue a tomar conciencia de esto, por otro lado estos proyectos están asociados con los factores económicos. El Gobierno por hoy no tiene políticas de desarrollo de pequeñas empresas; por ello los pequeños sistemas de generación de energía están asociados a la empresa privada o a la iniciativa de organismos internacionales.

### Ingeniero Ismael López Jiménez, COOPESANTOS R.L., Costa Rica:

*Ingeniero, ¿cuál es el margen de empleo de hidroenergía en Costa Rica?*

Me atrevo a informarle que el 85 por ciento de la energía que se usa es de origen hidráulico, lo que supone un gran desarrollo.

### ¿Cómo es que se consigue tal empleo de energía hidráulica?

Una empresa es la que genera y desarrolla esta energía y se encarga de distribuirla en todo el país. En estos días se ha promulgado una nueva Ley, la N° 7200, la misma que se encargó de propalar la generación y distribución privada, pues hoy cualquier persona que desarrolle un proyecto de este tipo puede vender energía al Estado, permitiendo su desarrollo rápido para producir la carga de energía eléctrica.

### ¿Cómo participa la Universidad en el logro de estos objetivos?

Los programas especializados orientan estos proyectos. Se trata en lo posible de incrustar cursos referidos a los proyectos en desarrollo. Costa Rica es un país pequeño, y esto ha facilitado que una gran mayoría cuente con energía eléctrica, a lo que se suma el apoyo natural de su geografía.

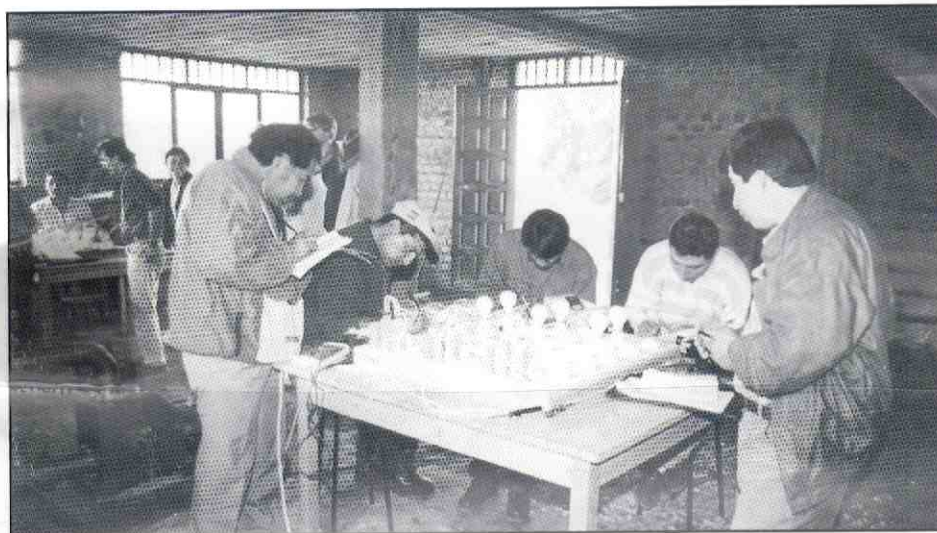
### ¿Cuál es su mensaje para los jóvenes universitarios de Cajamarca?

Que siempre recuerden que en las aulas tienen la teoría, todo el fundamento teórico; pero hay que buscar la práctica y esto es involucrarse en las zonas rurales para promover e impulsar su desarrollo.

### Ingeniero Mauricio Gnecco, FDTA, Colombia:

*¿Cuál es su impresión del curso que están llevando?*

El curso es un salto al futuro, porque significa una reducción muy importante en el cos-



Prácticas en el CEDECAP.



**DISTRIBUCION GRATUITA**

to de las máquinas hidráulicas. El hecho de utilizar un motor eléctrico común como generador, significa una reducción de un 30 a 40 por ciento del costo con respecto a un generador sincrónico, como lo llamamos.

*¿Cómo se emplea la energía eléctrica en Colombia? ¿ha llegado a las zonas rurales?* Lamentablemente no ha llegado todavía. El empleo de la micro energía en Colombia, su historia, es un poco oscuro en cuanto ha sido olvidado en los últimos años. Permanece en algunas universidades como materia de estudio pero no beneficia a nadie. Ojalá las experiencias peruanas trasciendan y faciliten que los tomadores de decisiones comprendan los

beneficios para la mayoría de la población; el Perú es un gran ejemplo a seguir.

*¿La Universidad y la empresa privada están funcionando?*

En algunos campos está dando resultados positivos. En energía su relación es puramente formal, en la micro energía no se establece un relación directa entre la industria, la Universidad y la población que podría ser beneficiada.

*¿Cuál es su mensaje para los universitarios cajamarquinos?*

A ellos les digo que hagan caso al Rector de su Universidad, es decir "que aprendan a aprender".

## Centro demostrativo y de capacitación en energías y tecnologías apropiadas



Ceremonia en el Aula Magna.

En una ceremonia especial realizada el 7 de Mayo de 1998, en el Aula Magna de la Universidad Nacional de Cajamarca (UNC), se presentó a la colectividad cajamarquina el Centro Demostrativo y de Capacitación en Energía y Tecnologías Apropriadas (CEDECAP).

Estuvieron presentes en este acto el Rector de la UNC, Prof. César Paredes Canto, el Gerente del Programa de Energía de ITDG-Perú, Ing. Teodoro Sánchez Campos, el representante del Rotary Club Internacional de Inglaterra, Roger Bodley, representantes de la Asociación Soroptimists de UK, autoridades de la Universidad, estudiantes y comunidad en general.

El CEDECAP se hizo posible gracias al apoyo de instituciones y/o programas de

financiamiento tales como: Block Grant CE, Guernsey UK y el Rotary Club Internacional de UK. Esta última institución apoyó en la culminación de la infraestructura del CEDECAP.

A través de un Convenio Marco entre ITDG y la UNC, se establecieron compromisos para la ejecución de actividades que contribuyan a:

- Ejecución de acciones conjuntas que permitan la promoción y uso efectivo del CEDECAP.
- La investigación, capacitación y transferencia de tecnologías apropiadas que contribuya al desarrollo integral sustentable de la Región y del país.
- La implementación, funcionamiento y

**IMPRESSUM**  
HIDRORED es una revista internacional para la divulgación de información sobre técnicas y experiencias en micro hidroenergía. Paralela a ésta existe la revista HYDRONET editada en inglés en Sri Lanka, con la que tenemos una mutua colaboración.

**Corresponsales:**  
Argentina (Misiones): Jorge Senn  
Bolivia (Cochabamba): Walter Canedo  
Colombia (Bogotá): José Montaña  
Ecuador (Quito): Milton Balseca  
Honduras (Comayagüela): Jorge F. Rivera  
México (Xalapa): Claudio Alatorre  
Perú (Lima): Teodoro Sánchez  
Venezuela (Caracas): Carlos Flores

**Comité Editorial:**  
Teodoro Sánchez (ITDG-Perú)  
Walter Canedo (PROPER-Bolivia)  
Carlos Bonifetti (MTF-Chile)  
Mauricio Gnecco (FDTA-Colombia)

**Editores Asociados:**  
Gabriel Ibarra  
(Universidad del País Vasco, España)  
José A. Muñiz (HIDROSERVIS, Perú)  
Jorge Senn (ATAHUALPA, Argentina)  
Carlos Zárate (FAKT, Alemania)  
Instituto Nacional de Recursos  
Hidráulicos de Cuba (INRH, Cuba)

**Editores:**  
HIDRORED: ITDG-Perú,  
Casilla Postal 18-0620 Lima, Perú,  
Fax (511) 446-6621,  
E-mail: hidro@itdg.org.pe

**Traducción:**  
Federico Coz

**Corrección:**  
Fortunata Barrios

**Coordinación:**  
Saúl Ramírez,  
Beatriz Febres, ITDG-Perú

**Producción:**  
Programa de Energía, ITDG-Perú

**Impresión:**  
Tarea Gráfica

gestión del CEDECAP en beneficio de las actividades académicas de la UNC y proyectándose a otros sectores en el ámbito regional y nacional.

Actualmente, el Centro cuenta con dos pequeños sistemas hidráulicos picoturbinas (equipados con dos generadores de inducción, controlador de carga y banco de resistencias), una turbina Pelton y una turbina de Flujo Cruzado o Michel Banki. En un mediano y largo plazo se instalará una turbina de bajas caídas, una bomba como turbina, generador y sistema de bombeo eólico y otros equipos y sistemas que permitan la capacitación y conocimiento en el área de la energía y afines.