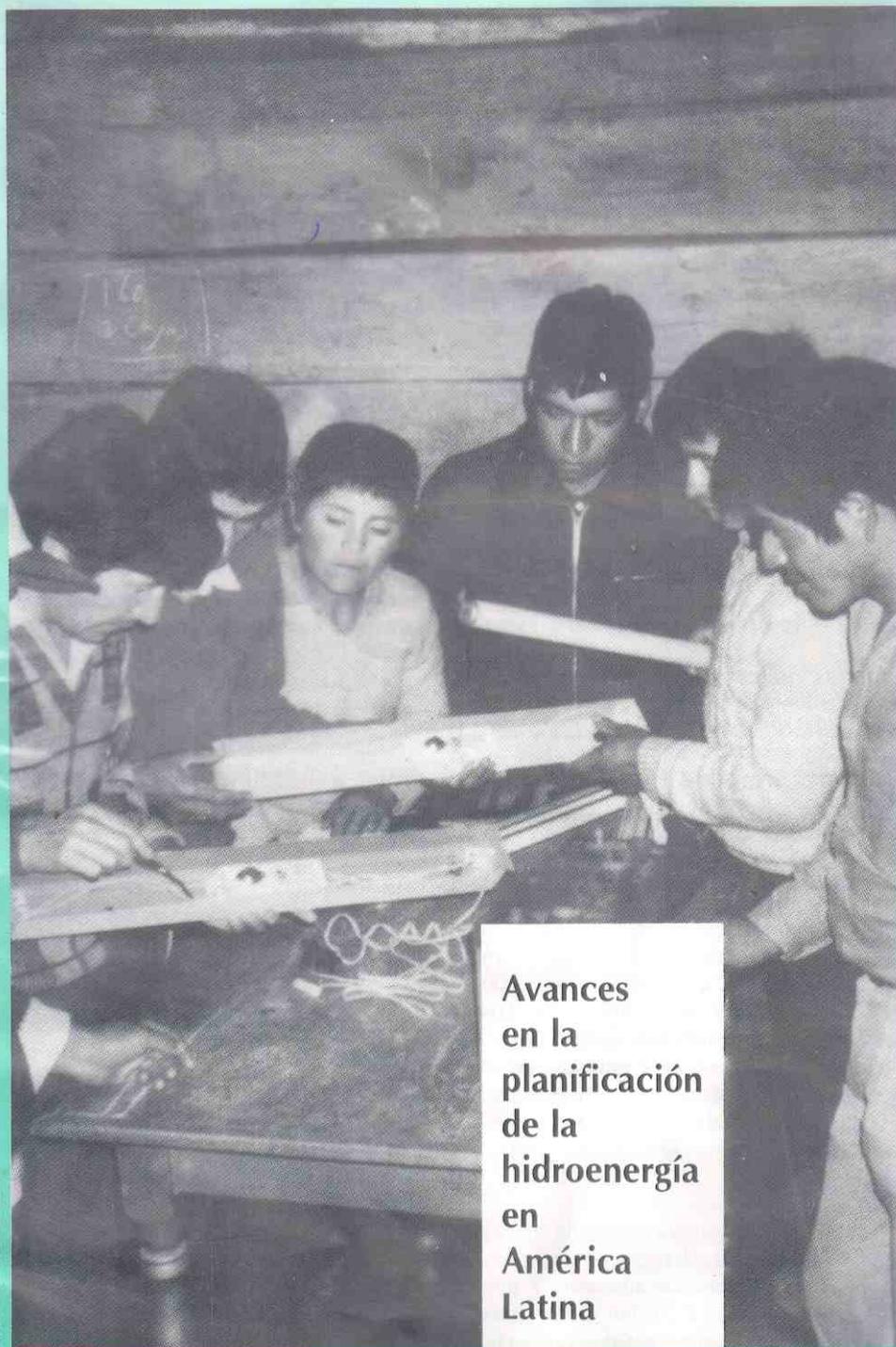


HIDRORED

RED LATINOAMERICANA DE MICRO HIDROENERGÍA

ISSN 0935 - 0578

1/96



**Avances
en la
planificación
de la
hidroenergía
en
América
Latina**

Estimado lector,

Es sabido que la oferta energética en América Latina aún no logra cubrir la demanda de energía en muchas localidades alejadas de nuestras grandes ciudades. Esto nos lleva a afirmar que la planificación energética en nuestros países sigue sin considerar las pequeñas demandas dentro de los alcances de sus planes y, lo que es aún peor, que no contempla medidas tendientes a fomentar el cierre de la brecha existente con o sin la participación del Estado.

La planificación energética en nuestros países ha venido poniendo énfasis en las demandas grandes y rentables. Esto nos parece correcto, pero ha significado la exclusión de las pequeñas y en muchos casos poco rentables demandas.

En las proximidades del inicio de un nuevo siglo, es imperativo que esta brecha disminuya, por lo que desde esta tribuna queremos dar a conocer a nuestros lectores las interesantes experiencias que se vienen dando en algunos países latinoamericanos y que podrían servir para la ejecución de modelos de planificación. Creemos que el tema no está agotado, por lo que en el siguiente número continuaremos dedicándonos a compartir con Uds. más experiencias y esfuerzos que se vienen llevando a cabo con el objeto de que mucha gente en Latinoamérica pase a formar parte del porcentaje de personas que disponen de energía, recordando que planificar es decidir hoy lo que vamos a hacer mañana.

Homero Miranda,
ITDG - Perú

Situación de la hidroenergía en Cuba

Sección Hidroenergía

Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos(*)

Las limitaciones de recursos hidráulicos para una solución a gran escala de las necesidades energéticas de Cuba, unidas a las facilidades para la adquisición del petróleo necesario, no estimulaban la búsqueda de soluciones alternativas para la producción de energía pues el desarrollo energético del país ha estado basado fundamentalmente en la combustión de hidrocarburo importado. Por esto, la Hidroenergía ha sido una rama poco estudiada.

La crisis energética de la década de los '70 fue un catalizador que dio sus mayores frutos en los años '80. En este decenio comenzó el desarrollo de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en las zonas apartadas del país, donde aún no llegaba la red nacional, llegándose a construir más de 200 de estas instalaciones que abastecen de electricidad a pequeñas comunidades, hospitales, pequeñas industrias y otros objetivos socioeconómicos, además de contribuir a la estabilización de las fuerzas de trabajo en estas zonas, cuyos cultivos principales son el café y el cacao.

Este programa contemplaba arribar a 1990 con más de 250 centrales, año a partir del cual se detiene por razones económicas. Muestra de ello es que hoy contamos con más de 20 centrales terminadas pero sin líneas y otras en distinto grado de ejecución sin posibilidad de concluirse.

En el país existen 219 embalses construidos con distintos fines, con un nivel de explotación muy bajo, la gran mayoría de los cuales están diseñados con condiciones para su aprovechamiento hidroeléctrico. Entre ellos, hay 22 con índices técnicos y económicos favorables para la producción de energía y totalizan una potencia a instalar de 30,33 MW y una generación anual de 113 440 MWh.

La imposibilidad de continuar dependiendo exclusivamente del petróleo importado, la necesidad de seguir buscando fuentes alternativas nacionales que contribuyan a disminuir los efectos adversos creados por la escasez de combustible, la posibilidad de aprovechar una serie de obras hidráulicas existentes, la necesidad de optimizar las instalaciones hidroeléctricas en servicio en el país y la reducción

del consumo de leña mediante el empleo de cocinas económicas, justifican la continuidad de las investigaciones hidroenergéticas como fuente sensible que contribuya en parte a la solución energética del país.

En Cuba contamos con 900 corrientes superficiales de las cuales 563 son directamente tributarias al mar y el resto, 337, son afluentes. Los ríos corren en dos vertientes, hacia el norte y hacia el sur, salvo el Toa y el Cauto; el primero de Occidente a Oriente y el segundo y más largo de Oriente a Occidente con 257.

La topografía de Cuba es variada, con el 40% montañosa y la precipitación media anual aproximadamente de 1 400 mm, aunque hay regiones del país que alcanzan los 3 000 mm. Al norte de las provincias orientales y al sur de esas mismas provincias apenas alcanzan los 800 mm al año.

Según los últimos estudios realizados, el potencial hidroenergético bruto de Cuba es de 14 600 GWh, de los cuales podrían aprovecharse el 20% aproximadamente, lo que equivale a 3 126 GWh.

Actualmente en el país, además de las micro y minihidroeléctricas construidas, hay en explotación cuatro pequeñas centrales hidroeléctricas: "Río Yara", con potencia de 3 000 kW, San Blás con 1 000 kW, "Playa Girón" con 1 700 kW y "Los Asientos" con 500 kW y la Central Hidroeléctrica de mayor potencia en el país, es el "Hanabanilla" de 45 000 kW. Todas estas instalaciones están conectadas al Sistema Electroenergético Nacional.

El total de la potencia instalada en las micro y minihidroeléctricas con que hoy contamos es de aproximadamente 7 850 kW, de las cuales 22 están conectadas al Sistema Electroenergético Nacional. Las demás trabajan de forma aislada y la

mayoría se encuentra en zonas montañosas, donde benefician a más de 26 800 habitantes, 7 hospitales rurales, 53 consultorios médicos, 35 campamentos agrícolas, 19 centros de beneficio del café, 107 escuelas rurales y 89 centros comerciales.

Actualmente, están en proceso de construcción las pequeñas centrales hidroeléctricas "Carlos Manuel De Céspedes" con una potencia instalada de 3 000 kW y "Chambas" con 1 000 kW.

Se trabaja en algunas micro y minicentrales, para las que se ha obtenido cierto financiamiento y se continúa en la gestión de otros para proseguir con el programa.

El proyecto de dos centrales hidroeléctricas, una en el río Toa, con potencia a instalar de 270 000 kW y otra en el río Duaba con una potencia de 90 000 kW para el trabajo en horas pico, muestra las posibilidades potenciales de los ríos de determinadas regiones de Cuba; la primera con una generación anual de 600 000 MWh y la segunda de 60 000 MWh.

Según los últimos estudios realizados, el potencial hidroenergético bruto de Cuba es de 14 600 GWh, de los cuales podrían aprovecharse el 20% aproximadamente, lo que equivale a 3 126 GWh.

De los estudios realizados hasta hoy, se destaca un grupo de lugares en las regiones orientales y centrales del país, que por sus características podrían representar un apoyo considerable para el desarrollo de la producción de energía de Cuba. En este contexto, las de mayores inversiones son las que corresponden a Centrales a pie de Presa, como son Toa, Melones y Agabama, por los grandes volúmenes que estas presas representan. Sin embargo, las últimas son multipropósitos, por lo que habría que analizar la inversión compartida de acuerdo con los distintos fines.

Dentro del marco de centrales hidroeléctricas a las que hacemos referencia, podemos enumerar 14 cierres que totalizan una potencia a instalar de 709 000 kW para la producción en pico de 4 horas y una energía de 1 139 GWh/año, siendo los cierres por orden de producción energética, los siguientes:



MHE-CUBA: La misión de consultoría HIDRORED- FAKT al INRH y el programa hidroenergético cubano

por Carlos Zárate E. (*)

No. Cierre	Potencia MW en 4 horas	Energía GWh/año
1 Toa	290,0	600,0
2 Hañabanilla (construida)	45,0	81,0
3 Peladeros	54,0	80,0
4 Duaba	90,0	60,0
5 Melones	40,0	59,0
6 San Blás-Hondo-San Juan	45,6	51,8
7 Bayamo	30,7	45,0
8 Agabama	33,0	43,0
9 Las Mulas	25,2	36,8
10 Bayamita	13,8	20,2
11 Guamá Sur	12,0	17,5
12 Bellamota	12,0	16,7
13 Cafetal	9,0	14,8
14 Guamá Norte	9,1	13,2
TOTAL:	709,4	1 139,0

Como puede observarse en base a estos datos preliminares, aquí no se abarca todo el potencial del país. Por ello que debemos continuar las investigaciones y definir sobre la base de los estudios de factibilidad un orden de prioridad que sugiera aquellos lugares donde los índices técnico-económicos sean más favorables.

Estos estudios se han hecho fundamentalmente para el aprovechamiento de hidroeléctricas de derivación, donde predominarán los túneles y obras subterráneas que tendrán el peso de las obras civiles.

Teniendo en cuenta que algunos de estos 14 cierres aún se encuentran en etapa de esquemas, nos hemos propuesto hacerles los estudios de prefactibilidad y factibilidad. Se trata también de revisar otras cuencas que podrían tener cierres similares y definir con datos más precisos lo que podríamos considerar nuestro potencial hidroenergético económico. Nos proponemos definir la estrategia general del desarrollo energético para cubrir algunas zonas del gráfico de carga del país o de la región correspondiente, de acuerdo a las posibilidades financieras del país.

EQUIPAMIENTO UTILIZANDO EN LA HIDROENERGÍA EN CUBA

El equipamiento que se utiliza en la hidroenergía cubana es de procedencia variada con un mayor porcentaje de componente nacional. En lo que respecta a las turbinas hidráulicas, éstas se acoplan con generadores importados, debido a que los mismos no se fabrican en Cuba.

Las turbinas fabricadas en Cuba son:

Turbina Pelton: con estructura monobloc, máquina generador con sistema de regulación manual, fantasma y automático. Cangilones de acero o de bronce, en dependencia del salto de agua (carga).

Turbina Banki (o de flujo cruzado): estructura monobloc, máquina generador con sistema de regulación manual. Su transmisión puede ser acoplada por correa y polea, a través de un multiplicador o directamente al generador. Con un álabe directriz o de dos álabes, para un mejor aprovechamiento del caudal.

Turbina de flujo radial-axial (Francis): se encuentra en proceso de fabricación una primera turbina Francis con tecnología cooperada, útil en saltos con cargas de hasta 80 m y velocidad específica de Ns 300 de alta velocidad. Esta turbina es un primer paso en la tecnología más compleja teniendo en cuenta la necesidad de aprovechar al máximo los embalses no explotados del país y con posibilidades hidroenergéticas.

Para el desarrollo de esta fuente y para cubrir algunas necesidades específicas se han importado turbinas y generadores de potencia variada que van desde las picoturbinas compactas de 1,5 kW hasta la Francis de 1 530 kW.

(*) Para mayor información dirigirse a:
Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos
Virtudes N° 680 Esquina Belascoain
C. Habana - Cuba
Fax: (537) 797190
Tel.: (537) 796787

Introducción

Mediante los contactos y relaciones establecidas por FAKT con las autoridades cubanas de la Comisión Nacional de Energía se cristalizó en 1991 un primer viaje de estudios de representantes europeos y latinoamericanos a la hermosa y querida isla antillana. Este primer viaje desembocó en algunos proyectos de cooperación, en especial entre entidades alemanas y cubanas. En el marco de las visitas siguientes de personal de FAKT a proyectos de cooperación entre entidades gubernamentales cubanas, el Consejo de Iglesias de Cuba (CIC) y entidades de la iglesia protestante alemana, se mantuvo un siempre abierto y fructífero diálogo con autoridades del sector energético de Cuba, en especial con el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH). Con la asistencia del experimentado Prof. Ing. Federico Vilar como representante del INRH de Cuba al VI Encuentro Latinoamericano de Pequeños Aprovechamientos Hidro-energéticos, realizado en Marzo de 1995 en la ciudad de Cochabamba (Bolivia), se consolidaron los vínculos con la red latinoamericana HIDRORED.

En este marco, a solicitud del INRH y con apoyo del CIC y de Pan Para el Mundo (Alemania), se realiza la misión de consultoría HIDRORED-FAKT a Cuba en marzo de 1996.

Objetivos

Los objetivos principales planteados para la misión fueron:



- Intercambio tecnológico y de experiencias Sur-Sur (Cuba-HIDRORED).
- Actualización y capacitación de técnicos cubanos.
- Aporte a la planificación energética nacional cubana en lo que se refiere a la hidroenergía con el fin de lograr el mejoramiento del suministro eléctrico, la sustitución del petróleo importado destinado a la generación (salida de divisas) y la preservación del medio ambiente.
- Efectivizar la incorporación práctica de los actores cubanos a la Red Latinoamericana de hidroenergía, HIDRORED.

Desarrollo

La misión de consultoría HIDRORED-FAKT comprendió un seminario técnico y un taller de planificación que fueron desarrollados y conducidos para el personal de las diferentes empresas (complejos) que forman parte del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos de Cuba (INRH) a nivel nacional. El número de participantes fue de 27 personas, entre las que se encontraban técnicos y planificadores cubanos. El evento se llevó a cabo en las cómodas instalaciones de EXPOCUBA, a pocos kilómetros de la bella ciudad de La Habana.

El seminario que sirvió como medio de actualización e intercambio técnico, tuvo una duración de 3 días y se desarrolló a través de exposiciones por parte de los expertos de la Misión HIDRORED-FAKT en los siguientes temas:

- Novedades técnicas: turbina de flujo cruzado T-12 y sistemas de Regulación
- Usos y Aplicaciones finales
- Economía empresarial
- Pico turbinas
- Generadores asíncronos, MIG, generación en paralelo
- Trabajo en red "Networking"
- Métodos de planificación

Cada una de las exposiciones consistió en 3 bloques:

- Desarrollo del tema (misión HIDRORED-FAKT)
- Estado de arte de las experiencias cubanas (personal del INRH),
- Mesa redonda de intercambio, discusión y perspectivas.

Este seminario se complementó con la entrega de documentación y bibliografía especializada sobre los temas expuestos.

Partiendo de la función y del objetivo principal del INRH, de un mayor empleo de la pequeña y micro hidroenergía en el contexto de la crisis energética de Cuba, se definió la realización de un taller de planificación.

El taller, de dos días de duración, consistió en un ejercicio de planificación aplicando el método Metaplan y elementos del instrumento de planificación ZOPP (creado por la GTZ, Sociedad Alemana de Cooperación Técnica).

Los creativos y activos aportes así como el accionar participativo del personal del INRH permitieron, con el apoyo de la moderación profesional por parte de los miembros de la misión HIDRORED-FAKT, alcanzar al cabo de estos dos días de intenso trabajo la matriz de planificación del programa, que fue denominada por el personal del INRH "PROGRAMA HIDRO-ENERGÉTICO NACIONAL DE CUBA" (ver la matriz adjunta)

Resultados

La matriz de planificación del programa (MPP) se profundizó en sesiones de trabajo sostenidas con la dirección del INRH. Como consecuencia de ese trabajo el INRH priorizó las siguientes propuestas:

1ª Propuesta.- Tiene como objetivo lograr la sostenibilidad de la CHE de Guama optimizando la explotación, especialmente el factor de carga. Los elementos claves de esta propuesta son: sistema de regulación, sistema de manejo económico, capacitación, transferencia de tecnología. Esta propuesta es de carácter piloto y apunta a alcanzar un efecto multiplicador.

2ª Propuesta.- Tiene como objetivo mejorar el suministro de energía en zonas rurales donde existen CHE's con términos de calidad y tecnología adecuadas (modernización, calidad y economía). Para ello se propone un aprovechamiento eficiente de las CHE's existentes con fines energéticos o múltiples (riego, energía eléctrica, etc.), la rehabilitación y optimización con equipo adecuado, apuntando a alcanzar una sostenibilidad y replicabilidad de la tecnología a utilizar en un marco de capacitación y seguimiento apropiados.

Los perfiles de proyecto de ambas propuestas se encuentran en avanzado estado de elaboración, siendo compromiso del INRH la culminación de la versión final, según las tareas definidas en el marco de este diálogo.

Recomendaciones

Entre las recomendaciones principales podemos resumir:

- 1 Potenciar las actividades de planificación estratégica del personal directivo del INRH.
- 2 Concluir e implementar las actividades previstas en la matriz de planificación.
- 3 Priorizar proyectos dentro de los identificados y buscar financiamiento a nivel nacional e internacional.
- 4 Consolidar el intercambio con la red HIDRORED como interlocutor técnico latinoamericano y su participación de la revista HIDRORED como medio de difusión en los avances y logros en el tema de la hidroenergía en Cuba.
- 5 Formalizar su incorporación al comité editorial de la revista HIDRORED, puntualizando las responsabilidades que demanda la membresía.
- 6 Acceder a INTERNET, correo electrónico, para facilitar el intercambio con los demás miembros de HIDRORED.

Participantes

Los participantes durante estos 2 eventos fueron:

- 27 Ingenieros del INRH provenientes de 10 Provincias: 7 participantes de la Oficina Central; 2 de Guantánamo; 2 de Granma, 2 de La Habana; 5 de Villa Clara; 2 de Holguín; 3 de Santiago de Cuba; 2 de Pinar del Río; 1 de Cienfuegos, 1 de Camagüey.
- Un Invitado especial del INRH, el Dr. Ing. Diosdado Pérez Franco.
- 8 Ingenieros de la misión HIDRORED-FAKT: Ing. Jorge Senn, Argentina, electromecánico; Ing. Walter Canedo, Bolivia, mecánico; Ing. Hernán Hinojosa, Bolivia, eléctrico; Ing. Mauricio Gnecco, Colombia, electromecánico; Ing. Carlos Bonifetti, Chile, mecánico; Ing. Homero Miranda, Perú, mecánico; Ing. José Antonio Muñiz, Perú, civil; Dipl. Ing. Carlos Zárate, Alemania, mecánico.
- Un Invitado especial de la misión HIDRORED-FAKT, el Dr. Ing. Gabriel Ibarra, de la Universidad del País Vasco, Bilbao, España.

[*] Para mayor información dirigirse a:

FAKT

Dipl. Ing. Carlos Zárate E.

Stephan Blattmann - Str. 11

D-7743 Furtwangen

Alemania

Fax: 49-7723-5373

e-mail: 100711.235@compuserve.com



MPP: Programa de hidroenergía de Cuba

<p>Objetivo superior Contribuir al desarrollo socioeconómico de Cuba</p>	<p>Indicadores verificables objetivamente (IVO)</p>		
<p>Objetivo del programa Contribuir a resolver el déficit energético del país a través del aprovechamiento racional de los recursos hidroenergéticos, humanos y tecnológicos</p>	<p>Indicadores verificables objetivamente (IVO)</p>		
<p>Resultados</p> <p>R1 Establecimiento de una política tarifaria que estimule el desarrollo de las CHE's</p> <p>R2 Optimización de la explotación de las CHE's en funcionamiento*</p> <p>R3 Rehabilitación de CHE's precarias y fuera de servicio y conclusión de las CHE's iniciadas*</p> <p>R4 Aprovechamiento máximo de las estructuras civiles existentes*</p> <p>R5 Estudio y construcción de nuevas CHE's y evaluación definitiva del potencial hidroenergético económicamente aprovechable*</p>	<p>Indicadores verificables objetivamente (IVO)</p>		
<p>Actividades</p> <p>A1.1 Analizar y elaborar, conjuntamente con entidades responsables y organizaciones afines, las alternativas tarifarias adecuadas considerando tanto los aspectos regionales cubanos como las experiencias internacionales</p> <p>A1.2 Seleccionar e implementar conjuntamente la política tarifaria definida</p> <p>A1.3 Monitorear y corregir conjuntamente, según necesidad, la política tarifaria implementada</p> <p>A2.1 Monitorear y sistematizar permanentemente los parámetros de explotación de las CHE's</p> <p>A2.2 Establecer una política de calidad en los sistemas hidroenergéticos</p> <p>A2.3 Implementar y hacer el seguimiento de las políticas de calidad definidas</p> <p>A2.4 Programar coordinadamente el aumento de los caudales turbinables</p> <p>A2.5 Capacitar al personal técnico mediante cursos y asesorías</p> <p>A2.6 Impulsar, en cooperación con otras entidades, la cultura y los sistemas educativos para orientar el consumo eficiente de la energía</p> <p>A3.1 Elaborar el diagnóstico del estado técnico-económico y necesidades</p> <p>A3.2 Elaborar el análisis de alternativas técnico económicas</p> <p>A3.3 Priorizar regional y nacionalmente</p> <p>A3.4 Buscar los recursos técnico-económicos requeridos</p> <p>A3.5 Programar la ejecución de actividades</p> <p>A3.6 Elaborar la documentación técnica: Actualización y capacitación</p> <p>A4.1 Elaborar la actualización del potencial hidroenergético en obras existentes</p> <p>A4.2 Elaborar el estudio de factibilidad de aprovechamiento hidroenergético de las estructuras existentes</p> <p>A4.3 Captar y gestionar el financiamiento</p> <p>A4.4 Ejecutar los proyectos priorizados</p> <p>A4.5 Seleccionar y capacitar el personal técnico para operación y mantenimiento</p> <p>A5.1 Elaborar la evaluación definitiva del potencial hidroenergético nacional</p> <p>A5.2 Priorizar las CHE's más favorables</p> <p>A5.3 Elaborar estudios de tecnologías especiales</p> <p>A5.4 Gestionar el financiamiento</p> <p>A5.5 Controlar la calidad en los suministros y servicios</p> <p>A5.6 Sistematizar las normas necesarias</p>	<p>Costos</p>	<p>Aporte propio</p>	<p>Aporte solicitado</p>

* Considerando la compatibilidad con los sistemas de riego



Desarrollo de las mini-microcentrales hidroeléctricas en el Ecuador

por Milton Balseca G. (*)

Introducción

La República del Ecuador es un país andino con una superficie de 270 670 km². Consta de cuatro regiones geográficas claramente diferenciadas: Costa, Sierra, Amazonía y la Insular Galápagos. Políticamente está dividido en 21 provincias que presentan una diversidad de niveles económicos, sociales, culturales y de recursos naturales.

La población del Ecuador se estima en alrededor de 11.5 millones de habitantes. Se estima que el 59.2% de este total es urbano, con un 52% del total de la población concentrada en tres provincias (Guayas, Pichincha y Manabí).

La economía del Ecuador ha permanecido básicamente dependiente de las exportaciones de hidrocarburos, pues representa alrededor del 45% y por ende es la principal fuente de ingreso de divisas. Provee alrededor del 51% del ingreso en el presupuesto del Estado.

El país tiene una gran reserva hidroeléctrica no explotada con un potencial teórico de 73 390 MW, de los cuales 30 481 MW podrían ser técnicamente explotados y 21 520 MW que satisface el criterio de factibilidad económica. Hasta 1994, el país disponía de una potencia instalada de 2 268 MW, de los cuales estaban operables 2 152 MW. Los restantes 116 MW corresponden a grupos térmicos que se encuentran en rehabilitación. El potencial hídrico desarrollado ha sido principalmente a través de grandes proyectos que han entrado en operación en la década pasada, con excepción de los últimos 500 MW disponibles desde 1992 (Paute - Fase C). El consumo anual per cápita es de 537.3 kWh.

Se debe destacar que el Estado, a través del Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL, ha sido el ente generador, comercializador y distribuidor de la energía eléctrica en el país.

El sector eléctrico se presenta muy frágil por los cíclicos estiajes que ha venido sufriendo la cuenca de alimentación de

la central hidroeléctrica Paute (1075 MW), la más grande del país. Esto hace que su generación disminuya considerablemente y que se tenga que sufrir constantes racionamientos que han comprometido seriamente la economía del país por la paralización de los sectores productivos. Sin embargo, en estos últimos meses este problema parece ya superado por cuanto se ha instalado algunas plantas térmicas.

Se ha considerado importante revisar el rol que debe desempeñar el Estado en la producción y comercialización de la energía eléctrica, y se ha propuesto al sector privado que se involucre en estas actividades. Para ello, se han iniciado discusiones al respecto, encontrándose en proceso de aprobación un proyecto de nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Electrificación rural

Aunque en los pasados 20 años existió un significativo progreso en el incremento de la población servida por electricidad (más de dos veces en 1990 en comparación con 1965), la mayoría de usuarios rurales todavía no tiene acceso a este servicio. En 1994 la cobertura de electricidad en el sector urbano era de 95.2% y de 53% para la zona rural. Es decir que alrededor de 2.2 millones de habitantes están desprovistos de servicio eléctrico, población que cada vez es más dispersa y alejada del Sistema Nacional Interconectado, SNI.

La falta de esta forma de energía comercial y la ausencia de otra infraestructura básica constituyen un impedimento para impulsar

actividades productivas en el área rural y su potencial desarrollo.

La electrificación rural ha tenido baja prioridad en la planificación e inversión, debido a los altos niveles de inversión que requiere por parte de los usuarios y a las muy bajas tasas de retorno. Estos problemas se agravan cuando las redes son extendidas a usuarios cada vez más dispersos, con pequeña demanda de electricidad, bajos factores de carga y predominantemente baja tarifa residencial.

Además, dentro del nuevo esquema que se está planteando para el sector eléctrico, se ve muy difícil que el sector privado invierta en nueva infraestructura. Más bien, esta población deberá pensar en utilizar las fuentes locales de energía y buscar su autodesarrollo socioeconómico. Las organizaciones gubernamentales y no gubernamentales de desarrollo rural jugarán un papel protagónico en la búsqueda y satisfacción de necesidades energéticas de este sector. La perspectiva del uso y aprovechamiento de las energías nuevas y renovables se presenta halagadora.



Red de distribución en zonas rurales.

continúa en la página 11...

Convocando a grandes donantes para financiar pequeños proyectos

La ayuda internacional y bilateral juega un rol significativo en el mercado internacional de la mini hidrogeneración. La tabla presentada en esta edición nos muestra una parte del panorama. Si se incluyese a las actividades de las ONGs, habría 35 países en vías de desarrollo involucrados en proyectos de micro hidrogeneración con la ayuda de donantes.

En un reciente seminario realizado en el Instituto de Ingenieros Civiles en Londres denominado *Política de Diques*, se comparó los proyectos hidráulicos grandes y pequeños financiados mediante la ayuda. El Banco Mundial y otras entidades semejantes parecen estar perdiendo su entusiasmo por los grandes proyectos

y existe el peligro de que se alejen de los proyectos hidráulicos. En general, se está de acuerdo en que los pequeños y mini proyectos hidráulicos tienen para los donantes algunas coincidencias con los grandes proyectos en lo que respecta, por ejemplo, a aspectos ambientales y de repoblamiento.

Por lo general, los grandes donantes requieren de grandes proyectos para reducir sus costos administrativos, los cuales abarcan crecientemente programas de evaluación, monitoreo y evaluación.

Existe pues el riesgo de que los donantes ignoren los proyectos de micro hidrogeneración muy pequeños y muestren cada vez menos interés en financiar los grandes proyectos por razones ambientales o socio-económicas.

Una buena salida para la micro hidrogeneración es agrupar las instalaciones bajo un solo plan de ayuda; ahí están los ejemplos de Sri Lanka y Perú que abarcan 10 instalaciones. Pero aun así, estos proyectos son demasiado pequeños para la mayoría de los grandes donantes.

Quizás las ONGs y los gobiernos deberían estar preparados para unir grupos más grandes de instalaciones y ampliar los objetivos a fin de cubrir aspectos tales como la reducción del CO₂, la participación comunal y el desarrollo de carga. El proyecto Hilly Hydro en la India, financiado por GEF, es uno de esos modelos, cuyo progreso será seguido en estas páginas durante los próximos años.

Andy Brown, Editor

Ayuda internacional a nivel mundial en la mini hidrogeneración

La minihidrogeneración está de moda y pasa de moda para la ayuda internacional. La mayoría de donantes tiene una visión más pobre que hace una década y existe una reducción en las actividades de electrificación rural debido a la falta de percepción de los beneficios a corto plazo para los pobres. Por otro lado, el énfasis más reciente que se le ha dado al calentamiento de la tierra ha logrado interesar a donantes como el Global Environmental Facility en el campo de la minihidrogeneración.

La siguiente tabla muestra algunos de los proyectos en curso que emplean ayuda internacional en el mundo. La encuesta se ha limitado a los donantes y

no a la actividad de las ONGs. El sector es pequeño en términos de ayuda internacional (menos de un 1% en la actividad) pero es significativo para la mini y microgeneración, convirtiéndose en varias decenas de millones de dólares en un año típico.

Es posible que dentro de unos pocos años los donantes internacionales continúen usando los sistemas de derivación en los MCH en lugar de los grandes sistemas. En palabras del ex ministro de Energía de Noruega, Vidkunn Hveding: "La construcción de una gran central hidroeléctrica no contribuye en forma significativa al desarrollo". En otras palabras: "Los pequeños proyectos con-

tribuyen más al desarrollo". El Banco Mundial se está volviendo cada vez más renuente a financiar de grandes proyectos. Las PCH, que de ninguna manera pueden sustituir a estos proyectos, ofrecen a las agencias de desarrollo un desarrollo atractivo y oportunidades ambientales.

Al mismo tiempo, las indicaciones de los documentos del Banco Mundial son tales que se dará un renovado énfasis en el suministro de electricidad rural en los próximos años.

Otro signo positivo es el aumento de la ayuda internacional para la rehabilitación de PCH, particularmente en Europa Oriental.

Ejemplos de ayuda internacional para Proyectos de Mini Hidrogeneración

Donante	País	Actividad
Unión Europea Norad, Noruega ODA (Reino Unido) GTZ (Alemania)	Fiji Pakistán Perú China (Tíbet), Indonesia, Isla Salomón, Fiji, Papua, Nueva Guinea, Filipinas, Bolivia, Madagascar, Brasil, Maruecos, Paquistán, Islas del Caribe, Ruanda, Nepal, Tanzania, Sri Lanka.	Planeamiento de proyectos de microhidrogeneración. PCH, entrenamiento y centros de entrenamiento. Entrenamiento de encargos y en organización y administración. Proyectos de mini y micro generación, programas y estudios.
Programas de rehabilitación Banco Mundial Banco Mundial Naciones Unidas/ Banco Mundial/ UNDP	India, Sri Lanka Indonesia India	Préstamo para la microhidrogeneración con y sin conexión a la red. Ejecución, 15 MCHs, 0.8 MW a 4 MW. Proyecto hidráulico Hilly, 20 MCHs, principalmente no conectadas a la red, incluyendo entrenamiento y desarrollo de carga.
EZE (Organización de la Iglesia Alemana) Misireor (Org. de la Iglesia Alemana) Pan para el Mundo (Org. de la Iglesia Alemana)	Zaire Tanzania Tanzania, Indonesia	Trabajo de planeamiento de MCH. Molinos hidráulicos. Construcción de capacidad y plantas de MHG para hospitales y misiones, fabricación de turbinas.
Banco de Desarrollo Asiático Japón, Ministro de Relaciones Exteriores E.E.U.U. - AID Misión Unida para Nepal (International Umbrella Group)	Nepal Bután Nepal Nepal	Préstamos y entrenamiento de molinos hidráulicos y proyectos de electrificación. Estudios de factibilidad y subvención para MHG en regiones montañosas. Monitoreo de sistemas de MHG.

Rehabilitación de MCH en el Tíbet

El Tíbet, el misterioso país ubicado en el "techo del mundo", está situado en el norte de la cadena de montañas de los Himalaya. Las grandes altitudes que promedian los 5 000 m, -con montañas cubiertas de nieve y hielo, incluyendo al monte Everest-, han aislado al Tíbet del mundo exterior durante casi toda su historia. La capital, Lhasa, situada a una altitud de 3800 m, es una de las ciudades más altas del mundo y muy famosa por el palacio Potala, un testigo impresionante de la antigua cultura tibetana y de la tradición budista.

Las altas montañas y los ríos alimentados por la nieve y los glaciares proporcionan un considerable potencial hidráulico. Los agricultores tibetanos han echado mano de una larga tradición de la administración del agua que incluye el uso de irrigación y molinos para moler la tradicional "tsampa" o harina de cebada. La agricultura del Tíbet es difícil y los agricultores y nómadas tienen que trabajar duramente para sobrevivir; muchos de ellos tienen un ingreso per cápita anual por debajo de los US\$ 100.

En los últimos 30 años, se han construido cientos de MCH por parte del gobierno chino a fin de electrificar los pueblos remotos. La potencia de salida varía entre 30 kW y 200 kW. Debido a la falta de mantenimiento apropiado de las centrales y de personal entrenado, la mayoría de ellas está actualmente fuera de operación. En muchos casos, se trata sólo de cojinetes lubricados o de la falta de fondos para adquirir repuestos.

Dentro del marco de trabajo de la Cooperación Técnica Chino-Alemana, el gobierno alemán está ayudando al Gobierno Provincial Tibetano en la rehabilitación de las centrales hidroeléctricas de 3 distritos. El objetivo de este proyecto es lograr un suministro de electricidad sostenible para la población rural para su uso productivo y, en menor grado, para el consumo privado. Los propósitos principales son:

- Reforzar la capacidad administrativa de la Oficina en Conservación de Agencias del Tíbet.
- Establecer una estructura organizativa para la operación, monitoreo y evaluación de las pequeñas centrales hidráulicas en las áreas remotas.

- Rehabilitar pequeñas centrales seleccionadas en las áreas rurales al nivel de pueblos.
- Iniciar y apoyar el uso de productivo de la energía eléctrica a fin de mejorar o crear nuevas fuentes de ingreso.

Se ha planeado las siguientes actividades para los próximos cinco años:

- Rehabilitación de unos 500 kW de capacidad instalada.
- Entrenamiento de personal.
- Desarrollo y establecimiento de un programa continuo de entrenamiento de los operadores de planta.
- Iniciación de programas para el uso productivo de la energía eléctrica.
- Establecimiento de estructuras de tarifas concertadas.
- Iniciación de un sistema de monitoreo y evaluación para la supervisión de las centrales.

La contribución alemana incluye el suministro de equipo importado, facilidades de transporte y la experiencia. La contribución tibetana incluye personal, materiales disponibles localmente, costos de transporte, provisión de oficinas y mano de obra local.

El proyecto empezó en mayo de 1995 con un seminario de planeamiento del proyecto. En él se establecieron las metas principales, los resultados y actividades a realizar, así como las responsabilidades que conduzcan a un plan de operación. Como punto de partida, se realizó sobre esta base un reconocimiento como punto de partida, cubriendo todo el distrito de Lhasa y abarcando unas 28 MCH. Además del aspecto técnico, el reconocimiento cubrió aspectos socioeconómicos tales como las oportunidades para el uso productivo de la electricidad, la disposición de la población y líderes locales para participar en la construcción de la central y su operación, y una evaluación del impacto ambiental en los trabajos de la construcción de planta.

Como resultado, se estableció una relación de todas las centrales dentro del distrito de Lhasa. El trabajo de implementación ya empezó con tres proyectos de centrales escogidas en función de tres situaciones socioeconómicas.

- Proyecto Da Tung: representa el otorgamiento de subsidios orientados a los pueblos que no poseen fuentes adicionales de ingresos, con un ingreso anual por familia de unos US\$ 60 y con carencia de talleres, artesanías rurales y negocios.
- Proyecto Tu Da: Representa áreas de producción de pequeñas artesanías (pebetes en este caso) como pequeñas fuentes de ingreso.

- Proyecto Hou Tou Shan: la central de Hou Tou Shan representa la tercera situación. Comprende varios pueblos situados a lo largo del valle permitiendo una agricultura mecanizada con alta rentabilidad. La base para la producción de cosechas con grandes ganancias es la red de irrigación intensiva basada en un gran reservorio. La existencia de maquinaria agrícola constituye la base para servicios tales como el mantenimiento y talleres de reparación, talleres de soldadura, comercialización de equipo agrícola y comercio en general.

La central de Da Tung está ubicada en un remoto valle a 90 minutos (en jeep) de la capital Lhasa. La central, con una potencia de salida de 55 kW, salto de 38 m y un caudal de 0.26 m³/s, suministra energía a 3 pueblos totalizando 600 habitantes. La central fue entregada en 1976 y se dañó después de 8 años de operación a causa de un mantenimiento limitado de los cojinetes; hace 11 años que está fuera de servicio. El pueblo trató de rehabilitar la central y solicitó ayuda a las autoridades locales sin ningún éxito. No existía suficiente motivación, *know how*, ni los medios financieros para resolver el problema.

Las medidas de rehabilitación del proyecto incluyen:

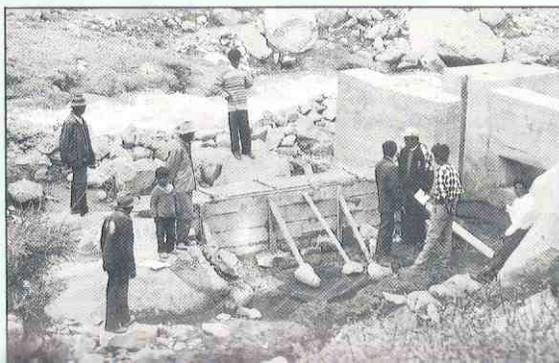
- Construcción de una nueva toma.
- Rehabilitación del canal de aducción de 1200 m, incluyendo nuevos cruces y compuertas de irrigación.
- Ensayo de presión y pintado de la tubería de presión.
- Instalación de una nueva línea de 6 km y 6.3 kV y de una línea de bajo voltaje de 6 km para conectar 2 pueblos, 120 consumidores de bajo voltaje y 9 consumidores trifásicos.
- Instalación de un nuevo panel de control hecho en Lhasa.
- Reparación de la vieja turbina, de la válvula de cierre y de 2 pares formadores.

El trabajo tomó cinco meses y fue realizado principalmente por los pobladores, bajo la supervisión de la Oficina de Conservación Regional de Aguas.

El nuevo propietario de la central será el pueblo. Un arrendatario tiene un contrato de cinco años para operar y mantener la central y paga de acuerdo a la energía medida a los consumidores.

El proyecto Da Tung es el más avanzado de los tres sistemas y está casi completo, disponiendo de energía eléctrica más tres cuartas partes de la población. En el proyecto se ha incluido la irrigación mediante pozos profundos y cambiará la irrigación mediante lluvia de 20 hectáreas.

Construcción de una nueva bocanoma en el proyecto Da Tung.



Experiencias con rejas de Efecto Coanda

La mayoría de las minicentrales de derivación usan rejas fijas para desviar peces y desechos de la toma. A pesar de que las rejas en sí no son caras, su mantenimiento y limpieza periódica, sea manual o mecánica, puede ser todo un problema en ríos cargados de desechos. Más aun, la más reciente legislación de muchos países dispone que los desechos extraídos de los ríos deben ser transportados y ubicados fuera de la zona, pues no se permite que vuelvan al río. Ahora existe una nueva alternativa muy superior que hace uso del efecto "Coanda", que permite formar una barrera sin mantenimiento para sólidos, peces y desechos. Los desechos son eliminados por encima de la reja, suprimiendo la necesidad de depósitos caros. La tecnología ha sido muy poco utilizada fuera de los Estados Unidos y el presente artículo permite comparar las ventajas y restricciones dentro del contexto de mercados más ampliados.

El efecto Coanda debe su nombre a Henri-Marie Coanda, quien fue el primero que identificó el efecto en 1910, efecto por el cual los líquidos tienden a seguir la superficie de un objeto sólido situado en la trayectoria del flujo (ref 1). Hoy en día, el efecto se aplica en el diseño de motores a reacción y en motores de combustión interna turbo alimentados. Las rejas que usa el efecto Coanda consisten en una fila de barras de "alambre con forma de cuña", dispuestas a 1 mm de separación y perpendiculares al flujo. (Ver foto) En la parte superior de la reja existe una placa de aceleración que permite estabilizar y acelerar el flujo. Cuando el flujo pasa por sobre esta superficie, la acción de corte de las barras combinadas con el efecto Coanda arroja unos 140 lt/seg de agua limpia por metro lineal de ancho de reja. La reja está instalada a lo largo de la cresta del dique de derivación y está perfilada con la configuración familiar de un vertedero. No existen partes móviles ni suministro de electricidad en la bocatoma.

La reja fue desarrollada originalmente en 1955, semejante a un aparato simple como un separador húmedo de emulsiones de carbón. Algunos años más tarde la reja se consideró idealmente adecuada para su uso como rejas libres de mantenimiento en sistemas hidráulicos con alto con-

tenido de sólidos o desechos.

La reja de efecto Coanda se fabrica con altas tolerancias en acero inoxidable. Además de sus propiedades autolimpiantes, la reja cumple una función decantadora pues un 90% de las partículas en suspensión de 0.5 mm y todas las partículas de 1 mm son separadas, pudiéndose eliminar el desarenador en muchos casos. Los peces, sólidos y derechos se eliminan por encima de la reja.

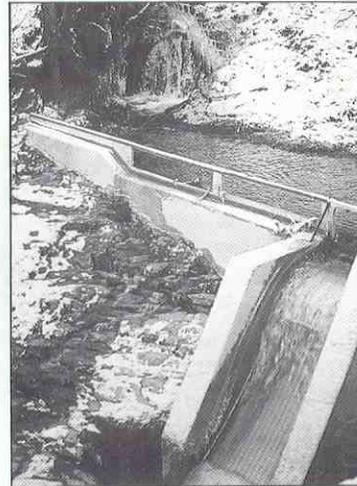
Las obras civiles asociadas son inmediatas pues el bastidor está simplemente empernado a las caras de concreto horizontal y vertical. Existe una pérdida de alrededor de 1 m de salto desde la parte superior del vertedero al nivel de agua de la toma.

En Gales se está realizando un programa -completamente monitoreado desde hace 6 meses- para verificar la capacidad, autolimpieza, desgaste, confiabilidad y cualquier otro fenómeno que pueda disminuir su capacidad en el tiempo, tales como el crecimiento de algas o el congelamiento. El programa está contribuyendo al trabajo de Tecnología Intermedia para mejorar los trabajos de obra civil en los minihidrosistemas. A la fecha, la reja ha estado trabajando perfectamente sin necesidad de limpieza. (ver fotografía)

En los Estados Unidos las rejas se han venido usando desde inicios de la década de 1980, instaladas en 15 sistemas de hasta 11.9 MW de capacidad y unos 7 m³/seg de caudal (ref.2). Su comportamiento ha sido probado bajo condiciones muy severas de congelamiento y avenidas. Las rejas resistieron el impacto de ramas de árboles y rocas durante inundaciones, debido al gran ángulo de la reja y al alto grado de rigidez del bastidor.

El problema de la formación de algas se ha observado en una central en ciertas épocas del año en que las algas acumuladas en la superficie inferior de la reja redujeron su capacidad. En este caso la situación se controló mediante el lavado periódico.

El propietario de la patente, Aquadyne Inc., tiene su sede en los E.E.U.U. y Dulas Ltd., en Gales, que es el único agente en Europa. Los precios giran alrededor de los US\$ 25,000 por m³/s. Para anchos mayores que 0.5 m., se suelda a la reja un bastidor de soporte de acero inoxidable para permitir que las diversas sec-



Toma de efecto Coanda para una planta de 5kW. Las altas velocidades previenen la acumulación de hielo: la toma ha operado normalmente a pesar de que las temperaturas ambientales llegaban a -12°C.

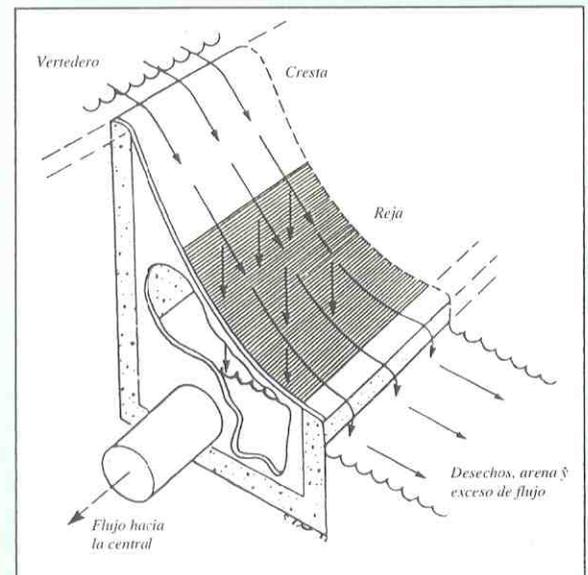
ciones se puedan empernar lado a lado.

Restricciones

La pérdida de 1 m. de salto en la reja la hace poco atractiva para saltos menores de 20 m. En la práctica, ya que la toma con el efecto Coanda puede ser ubicada en una central con sólo un acceso temporal y ya que se tiene mayor libertad en escoger el lugar, dado que no se necesita un desarenador, en algunos casos se puede lograr un mayor salto disponible como consecuencia del uso de este tipo de rejas. Sin embargo, en el caso de saltos pequeños un sistema de rejas convencionales puede resultar más económico.

La característica de separación de partículas de las rejas puede no ser suficiente para algunos tipos de turbinas, especialmente cuando se trata de saltos muy grandes con aguas que contengan partículas de cuarzo.

Esquema de la reja de toma con efecto Coanda.





MINI HIDROGENERACIÓN: POLÍTICA Y PRÁCTICA

Las rejas con un espaciamiento más fino pueden separar un 90% de las partículas de 0.1 mm y mayores, pero los costos son más altos.

Finalmente en el caso de grandes diques de derivación existe una limitación para este tipo de rejas, debido a un efecto de escala. La mayoría de sistemas con caudales de diseño mayores a los 20 m³/seg requieren por lo menos de 1 m³/m de ancho de dique de derivación (ref. 3), mientras que este tipo de rejas está limitado a 0.14 m³/m. Esta restricción ha sido superada instalando la reja en un vertedero lateral. El sistema más grande construido hasta la fecha -el Sistema Hidráulico de Forks

of Butte- emplea una reja de 56 m instalada de este modo.

Ahorro en costos

A modo de ejemplo, podemos mencionar un típico sistema instalado en los Himalaya, en una caída de 170 m, con un caudal de 0.9 m³/seg y una capacidad de 1 MW utilizando un río con alto contenido en partículas que necesita un sistema de separación que incluye un canal de aducción desripador y trampas de arena, compuertas, etc., a un costo de US\$ 75,000. La alternativa de usar un banco de rejas Aqua Shear de 6.5 m costaría alrededor de US\$ 23,000 y no requiere mantenimiento. Las rejas ocasionarían

una pérdida de hasta 1m equivalente a un 0.6% para el este caso.

Microhidrogeneración

Se ha encontrado que las rejas son muy útiles para las microcentrales autónomas donde los costos se reducen ligeramente, pero en aumenta la confiabilidad contra el congelamiento y durante los períodos de gran caída de hojas.

Referencias

1. The Rises & Falls of Henri-Marie Coanda, Air & Space Magazine, Aug / Sept 1989.

2. US Army Corps of Engineers, Public Notice No 9000108, Sacramento, CA USA; 1990.

Software para el diseño de micro hidrogeneración

Nuestra segunda selección de la serie de software para el diseño de mini hidrosistemas trata sobre MICADO, un paquete de diseño desarrollado con el propósito de elaborar proyectos de electrificación rural en la India y Nepal.

El paquete MICADO está basado en DOS y puede ser corrido en un CP 386 o incluso en una 286. Está ampliamente disponible en los países en vías de desarrollo. Incorpora una base de datos de información que procesa los diferentes aspectos de un proyecto de microgeneración hidráulica para comparación y evaluación, dejando opciones específicas de diseño al ingeniero de proyectos, como por ejemplo la selección de la turbina.

Características

El programa permite al ingeniero evaluar comparativamente el nivel general del éxito económico potencial de hasta tres lugares de proyectos comparando qué tan bien se combinan los regímenes de caudal y costos para satisfacer la demanda de potencia y la capacidad de pago.

La demanda total, -incluyendo el consumo de potencia mecánica para accionar artefactos tales como molinos, así como el crecimiento futuro de la demanda-, puede calcularse con bastante precisión. Primero se evalúa los tres lugares lograr la demanda estimada y a continuación se hace un amplio análisis de costos que incluye tasas de interés, periodos de retorno, y costos de operación y mantenimiento. Se presentan cuatro métodos para la elaboración de la curva de duración de caudales, cubriendo diversos paisajes del proyecto. También se incluye sec-

ciones para el diseño de las obras civiles y especificación de equipos.

Se presentan también costos detallados de los componentes del sistema incluyendo aquellos que son independientes de la potencia de salida.

Ventajas y limitaciones

El plan de MICADO está estructurado para usuarios que poseen diferentes niveles en experiencia de diseño. Los datos de entrada están simplificados ya que el programa se divide en varias secciones de modo que las rutinas puedan pasarse por alto si es que no se necesitan. Las diferentes secciones son interactivas hasta un cierto grado y, a pesar de que el programa advierte sobre algunas combinaciones no factibles, la mayoría de las opciones se dejan al diseñador, quien ayudará a mantener la flexibilidad del programa. MICADO es una herramienta útil para la selección del proyecto más conveniente dentro de un número de lugares potenciales.

Algunas de sus limitaciones son las siguientes:

- No hay consideraciones para acumulación, paso de peces o caudal de compensación;
- la eficiencia del sistema se considera constante para un caudal variable;
- la máxima potencia permisible es de 100 kW.

MICADO fue desarrollado por el Dr. T. Anderson durante su estadía en la Universidad de Edinburgo, en colaboración con el Dr. H. Whittington. Empezó como una tesis en 1989 y se terminó en 1993 con financiación de la "Asociación para el Desarrollo de Ultramar" del Reino

Unido, con el propósito de reducir los costos de los estudios de pre-factibilidad en los mercados de los países en vías de desarrollo.

Información complementaria

El programa está disponible para los interesados en proyectos de desarrollo a través de ODA.

Contacto: T. Anderson, IT, Myson House, Railway Terrace, Rugby, CV21 3HT, UK.

Invitamos a los lectores a informarnos sobre la experiencia acerca del uso de los paquetes.

Mini Hydro Power Group

Este suplemento ha sido recopilado por el Mini Hydro Power Group (MHPG),

asociación conformada por las siguientes organizaciones:

Swiss Centre for Development Cooperation in Technology and Management (SKAT); Association for Appropriate Technology (FAKT), Alemania; Intermediate Technology Development Group (ITDG), Reino Unido; y, Projekt-Consult (PC), Alemania.

Comité Editorial

A. P. Brown (Editor-coordinador)

R. Metzler (FAKT)

T. Scheutlich (PC)

R. Widmer (SKAT) y

A. B. Harvey (ITDG)

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



Desarrollo de las mini-microcentrales en el Ecuador

El desarrollo de la mini-microgeneración (hasta 500 kW) se inicia con la instalación de dos turbinas de 12 kW cada una en 1897, año en el que se inaugura el servicio eléctrico en el Ecuador.

En estos primeros años los habitantes del sector rural produjeron, aunque en forma rudimentaria, equipos para la generación de energía con diseños y construcción simples, productos de la iniciativa propia.

Como se puede ver, el Ecuador ha tenido una cierta tradición histórica relacionada con la tecnología de la microgeneración hidroeléctrica para emprender las diferentes fases de desarrollo de estos proyectos que van desde la concepción de las obras hidráulicas, la construcción de equipos y la distribución de la energía, hasta el mantenimiento de estos sistemas.

El desarrollo de las Mini-Microcentrales hidroeléctricas se puede dividir en cuatro etapas.

- La **PRIMERA ETAPA** abarca el período entre la instalación de la primera microcentral y el año 1961, año en que se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, INECEL. Esta etapa se caracteriza por una implantación desorganizada y por el manejo del suministro eléctrico del país en manos de gobiernos seccionales (municipios), de conformidad con la ley de régimen municipal.

El carácter aislado e inconexo de la organización municipal no permitió que las actividades de electrificación fueran guiadas por los elementales conceptos de una acción planificada. Por consiguiente, la actividad eléctrica se llevó a cabo sin basarse en estudios de amplitud ni profundidad. Tampoco hubo una planificación técnica ni económica, descuidándose totalmente el desarrollo de los recursos humanos y financieros. Y, lo que es más perjudicial, debido a consideraciones localistas la electrificación realizada por los municipios carecía de una guía política global que orientara su gestión y de un cuerpo legal que definiera y normara sus actividades. En síntesis, durante este período la electrificación en el Ecuador vivió una época de desarrollo anárquico.

Hasta 1961, la potencia total instalada en el Ecuador en 1200 centrales hidroeléctricas fue de alrededor de 120 MW, con un índice de electrificación medio de 25 Watt por habitante.

En este período fueron 74 las Mini Microcentrales instaladas, con una

potencia de 8319 kW, de las cuales 11 centrales quedaron fuera de servicio con 1805 kW.

- La **SEGUNDA ETAPA** se considera desde 1961 hasta 1972, año en que el Estado ecuatoriano se planteó la necesidad imperiosa de reorientar el modo como se había venido proporcionando el servicio eléctrico a los ecuatorianos. La voluntad de reordenar esta caótica situación debió:

- Proponer soluciones al tan alto grado de atomización y dispersión en que se había sumido el sector eléctrico.
- Plantearse mejorar la calidad del ya crónico servicio deficiente.
- Estimarse un control a los altos costos de operación establecidos por la actividad independiente de todos los municipios.

Para solventar estos problemas, el gobierno determinó crear un organismo nacional que se encargara del desarrollo del sector eléctrico, sobre todo con criterios de conveniencia nacional. Es así como el 23 de mayo de 1961, se establece la Ley Básica de Electrificación, la misma que crea INECEL.

Esta segunda etapa se caracteriza por la instalación de centrales de pequeña y mediana capacidad. Para 1972 la potencia total instalada fue de alrededor de 357 MW, de los cuales 105.3 MW correspondían a sistemas hidroeléctricos y los restantes 252 MW a térmicos, con un índice medio de electrificación de 54 Watt por habitante.

En este corto período (12 años) la electrificación se triplicó, lo que constituyó un claro indicador de lo beneficiosa que resultó la creación de un organismo rector en ese campo. Pero a la vez se detectó que con la misma intensidad con que creció la electrificación decrecieron el aprovechamiento y la construcción de sistemas en pequeña escala.

Para esta etapa se instalaron 20 Mini Microcentrales con una potencia de 2.7 MW, quedando fuera de servicio 1 central de 140 kW.

- La **TERCERA ETAPA** se considera desde 1973 hasta 1979. Se caracteriza principalmente por el desarrollo intensivo de la termoelectricidad y la macrogeneración hidroeléctrica, debido básicamente al "boom" del petróleo de la década de los 70 que posibilitó la utilización mayoritaria de sus derivados y fundamentalmente de las divisas producidas por su exportación.

En 1970 se creó el Fondo Nacional de Electrificación con el 47% de las regalías de los hidrocarburos que produjo el país, porcentaje que se redujo al 35% desde 1975. Estos fondos permiten emprender la construcción de grandes proyectos pues se paraliza el desarrollo de la generación a pequeña escala. La electrificación en este período se incrementó en un 258.7%. Adicionalmente, se construyó un anillo de transmisión llamado el Sistema Nacional Interconectado que unió a la mayoría de las 18 empresas regionales.

Para diciembre de 1979 el Ecuador contó con una potencia instalada de 924.4 MW, de los cuales 641.98 MW corresponden a termoelectricos, 213.67 MW corresponden a plantas hidroeléctricas mayores a 500 kW; y 68.7 kW corresponden a municipios y pequeños grupos menores a 500 kW.

En este período apenas se instalaron seis sistemas de Mini Microcentrales con una potencia de 230 kW.

Este período, a pesar de ser el más corto, es aquel en el que la electrificación tuvo un mayor impulso. Como dato demostrativo, se puede indicar que la potencia instalada por habitante se duplicó de 1972 a 1979 llegando a 108 W/hab.

Situación actual

Se podría considerar como la cuarta etapa de desarrollo. En esta etapa se retoma nuevamente la instalación de Mini Microcentrales hidroeléctricas, pues se instalan alrededor de 20 sistemas con una potencia de alrededor de 2 MW. Esto se debe principalmente a que el país cuenta cada vez con menores capitales para emprender grandes proyectos, pues el fondo de electrificación que se alimentaba con las regalías del petróleo prácticamente desaparece.

Se debe destacar que tanto INECEL como el Instituto Nacional de Energía, INE, se han encargado del desarrollo e implantación de PCHs en el país, donde las dos instituciones han jugado un rol importante. INECEL ha instalado PCHs, pero utilizando equipo electromecánico importando de Italia y de la China. El INE ha impulsado el desarrollo de tecnología nacional conjuntamente con los centros de educación superior y empresas eléctricas nacionales que permitieron instalar proyectos con fines demostrativos. Es así como se cuenta con la estandarización para la fabricación de turbinas tipo Michel Banki y Pelton hasta 500 kw. Igualmente, existen alrededor de 7



talleres especializados para la fabricación tanto de turbinas como de tableros de control.

El costo de la instalación mini microcentrales con equipamiento electromecánico nacional está en el orden de los 800 a 1500 dólares el kW. Solamente se importa el generador, ya que no se cuenta con una fábrica a nivel nacional, lo que se podría hacer del Perú dentro de los acuerdos existentes de Pacto Andino.

Perspectivas de las mini-microcentrales hidroeléctricas

Las perspectivas para estos pequeños esquemas de electrificación son buenas, pues existe un gran porcentaje de la población que no cuenta con energía eléctrica, principalmente en el sector rural. Esta población está cada vez más alejada de las redes del SNI y muy dispersa. Adicionalmente, están inventariados alrededor de 128 sitios para instalar centrales de hasta 5MW, con un potencial de

50 MW. En el gráfico adjunto se visualiza el resumen del potencial hidroenergético del país.

(* Para mayor información dirigirse a:

Instituto Nacional de Energía

Ing. Milton Balseca G.

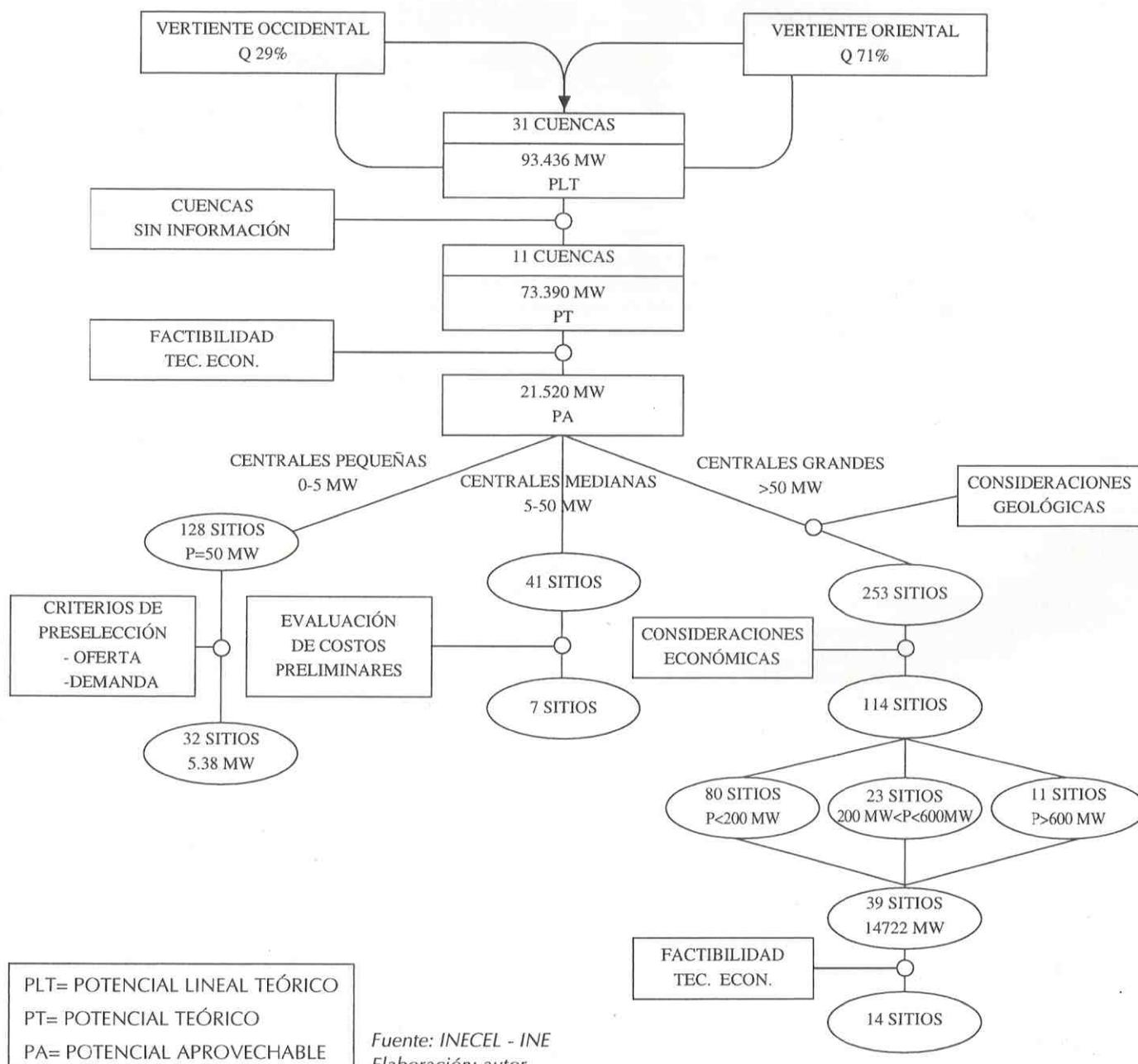
Av. Mariana de Jesús 2307
(La Granja)

Quito - Ecuador

Fax: (5932) 654407

e-mail: balgran@sun5.espe.edu.ec

Cuadro resumen del potencial energético





La selección de bombas usadas como turbinas

por Claudio Alatorre Frenk y Terry Thomas(*)

Nomenclatura básica

- g Aceleración de la gravedad
- H Altura o carga neta
- P Potencia en el eje
- Q Caudal o gasto
- z Altura o carga bruta ('altura estática')
- η Eficiencia
- ω Velocidad de rotación
- Ω Velocidad específica

Introducción

Desde hace varias décadas, las bombas en rotación inversa se han usado como turbinas en aplicaciones industriales y más recientemente en centrales de energía hidráulica aisladas o conectadas a la red, sobre todo en países desarrollados. En virtud del mayor tamaño de su mercado, las bombas usadas como turbinas (BUTUs) son más baratas y más rápidamente disponibles que las turbinas convencionales, y su mantenimiento es más fácil, debido a la amplia disponibilidad de refacciones y técnicos experimentados. Sin embargo, algunas incertidumbres han frenado su difusión, particularmente en el contexto de los países 'en desarrollo'.

La principal diferencia entre una BUTU y una turbina convencional es que aquélla carece de un dispositivo de control hidráulico. Esta carencia -que ayuda a explicar el bajo precio de las BUTUs- significa que éstas necesitan condiciones de operación constantes: las variaciones de la carga se pueden enfrentar por medio de un control electrónico de carga y las variaciones estacionales de caudal operando varias máquinas en paralelo, o bien operando una sola máquina a toda capacidad intermitentemente con ciclos de corta duración.

La segunda deficiencia que hay que resolver es la falta de información relativa al funcionamiento de las BUTUs. Los pequeños fabricantes de bombas ignoran el funcionamiento de sus bombas como turbinas, y las grandes compañías multinacionales, que sí cuentan con esta información, la consideran confidencial. Por lo tanto, en la mayoría de los casos, la mejor opción para el usuario de una BUTU es predecir por sí mismo su fun-

cionamiento como turbina. Para esto se han propuesto varios métodos basados en la geometría de la máquina, en su funcionamiento como bomba o en ambos. Dado que resulta difícil que los usuarios de BUTUs tengan acceso a los detalles geométricos de un rango de máquinas, los datos disponibles realísticamente son los del funcionamiento como bomba, y más específicamente el punto de máxima eficiencia (PME).

Uno de los métodos de predicción disponibles fue publicado en una tesis de doctorado en Inglaterra (ref. 1), donde se mostró que da mejores resultados que las numerosas fórmulas publicadas desde 1957. Este método, aquí resumido, divide a las bombas en tres categorías con características de funcionamiento como turbinas bien diferenciadas: bombas de succión al extremo (centrífugas y multipasos), bombas de doble succión, y bombas verticales de alta velocidad específica. Si bien las bombas de las últimas dos categorías han sido usadas exitosamente como turbinas, existen varios informes de operación ineficiente o inestable, y además hay poca información referente a ellas. Por lo tanto, se sugiere que sólo las fórmulas propuestas para la primera categoría permiten una predicción confiable. Fueron desarrolladas por regresión, a partir de datos experimentales de 41 bombas cuyo funcionamiento en ambos modos se ha publicado en una gran variedad de fuentes, y requieren como datos:

el caudal (\hat{Q}_p),

la altura (\hat{H}_p)

y la eficiencia ($\hat{\eta}_p$) del punto de máxima eficiencia

como bomba, a una determinada velocidad ($\hat{\omega}_p$).

(El acento ^ representa el PME.)

Otros datos útiles son el costo de la bomba, así como su máxima velocidad permisible ω_{MAX} (por ej. si la máxima velocidad recomendada como bomba es 1750 RPM, que corresponde a un motor de 4 polos y 60 Hz, se puede suponer una ω_{MAX} un poco mayor -por ej. 1850 RPM, para generar a 60 Hz con un generador de inducción-, pero no mucho mayor, a menos que se pueda averiguar consultando a los fabricantes cuál es

la ω_{MAX} real). Se recomienda obtener estos datos para tantas bombas como sea posible y escribir un programa o una hoja de cálculo de computadora para procesarlos usando las fórmulas que se describen adelante. El método de predicción permitirá al diseñador microhidráulico seleccionar la BUTU más apropiada para un sitio dado.

Procedimiento preliminar

Primero se calcula la velocidad específica adimensional como bomba WP:

$$\Omega_p = \frac{\hat{\omega}_p \text{ [rad/s]} \sqrt{\hat{Q}_p \text{ [m}^3\text{/s]}}}{(g \text{ [rad/s}^2\text{]} \hat{H}_p \text{ [m]})^{0.75}} \quad [1a]$$

$$\Omega_p = \frac{\hat{\omega}_p \text{ [RPM]} \sqrt{\hat{Q}_p \text{ [l/s]}}}{1673 (\hat{H}_p \text{ [m]})^{0.75}} \quad [1b]$$

Después se calcula el PME como turbina (altura, caudal y eficiencia), para la misma velocidad de rotación

$$\hat{\omega}_* = \hat{\omega}_p$$

que se usó para los datos del funcionamiento como bomba (usaremos el subíndice * para representar este punto de operación). Nótese que la eficiencia debe estar en forma decimal (y las otras magnitudes en las unidades que se prefieran):

$$\hat{H}_* = 1.21 \hat{H}_p \hat{\eta}_p^{0.8} [1 + (0.6 + \ln \Omega_p)^2]^{0.3} \quad [2]$$

$$\hat{Q}_* = 1.21 \hat{Q}_p \hat{\eta}_p^{0.6} \quad [3]$$

$$\hat{\eta}_* = 0.95 \hat{\eta}_p^{0.7} [1 + (0.5 + \ln \Omega_p)^2]^{0.25} \quad [4]$$

Las ecuaciones [2] y [3] muestran que, para operar en el punto óptimo y a la misma velocidad, el funcionamiento como turbina requiere de una altura y un caudal mucho mayores (de 20% a 60%) que como bomba.

Por último, usando estos valores, se calcula la potencia en el eje (\hat{P}_*), que se va a necesitar más adelante.

Las siguientes ecuaciones sirven para predecir el funcionamiento de la BUTU fuera del PME. Primero se obtienen dos parámetros adimensionales llamados E_r y E_{2r} (que miden respectivamente la pendiente y la curvatura de la curva



característica de altura vs. caudal en el PME como turbina):

$$E_T = 0.68 + 1.2 \sqrt{\Omega_T} \quad [5]$$

$$E_{2T} = 0.76 + 2.1 \sqrt{\Omega_T} \quad [6]$$

Y después se calculan los siguientes cinco coeficientes:

$$A_H = \frac{E_{2T}}{2} \frac{\hat{H}_*}{\hat{Q}_*^2} \quad [7]$$

$$B_H = (E_T - E_{2T}) \frac{\hat{H}_*}{\hat{Q}_* \hat{\omega}_*} \quad [8]$$

$$C_H = \left[1 - E_T \frac{E_{2T}}{2} \right] \frac{\hat{H}_*}{\hat{\omega}_*^2} \quad [9]$$

$$A_H = E_T \frac{\hat{P}_*}{\hat{Q}_*^2 \hat{\omega}_*} \quad [10]$$

$$B_T = (1 - E_T) \frac{\hat{P}_*}{\hat{Q}_* \hat{\omega}_*^2} \quad [11]$$

Y así el resultado es un modelo matemático completo del funcionamiento de la bomba usada como turbina:

$$H_T = A_H Q_T^2 + B_H Q_T \omega_T + C_H \omega_T^2 \quad [12]$$

$$P_T = A_P Q_T^2 \omega_T + B_P Q_T \omega_T^2 \quad [13]$$

(Usando este modelo, se puede predecir cualquier punto de operación de la turbina proporcionando dos ecuaciones complementarias y resolviendo el sistema. Esta es la regla de las turbinas de geometría fija tales como las BUTUs.)

Ahora vamos a mostrar los dos casos de predicción más típicos:

1) Satisfacer las condiciones del sitio en el punto de máxima eficiencia

En este primer caso se conoce la altura del sitio y se quiere operar la BUTU en su PME (estas son las dos condiciones complementarias). Esto ocurre por ejemplo cuando se usa una transmisión de bandas y poleas para mover un generador, y se tiene por lo tanto la flexibilidad de escoger la velocidad de la turbina.

De hecho, este es el caso más sencillo, ya que no requiere de las ecs. [5] a [13]; sólo se necesitan las leyes de semejanza para "ajustar" el PME calculado en las ecs. [2], [3] y [4] a las condiciones del sitio.

Entonces sólo se necesita definir una ecuación para la altura neta H_T del sitio. Para un diseño preliminar se puede usar un valor aproximado de, digamos, 90%

(o el factor que se prefiera, para tomar en cuenta las pérdidas por fricción en la tubería de presión) de la altura bruta z ...:

$$\hat{H}_T = 0.9_z \quad [14a]$$

..., mientras que para el diseño definitivo se pueden usar como datos la altura bruta z , y un coeficiente de pérdida de altura K tal que $H_T = z - KQ_T^2$. En este caso, se tiene:

$$\hat{H}_T = \frac{z}{1 + K \frac{\hat{Q}_*^2}{\hat{H}_*}} \quad [14b]$$

Y luego, usando las leyes de semejanza:

$$\hat{\omega}_T = \hat{\omega}_* \sqrt{\frac{\hat{H}_T}{\hat{H}_*}} \quad [15]$$

$$\hat{Q}_T = \hat{Q}_* \sqrt{\frac{\hat{H}_T}{\hat{H}_*}} \quad [16]$$

Por último, suponemos que la eficiencia es igual a la que calculamos antes:

$$\hat{\eta}_T = \hat{\eta}_* \quad [17]$$

2) Satisfacer las condiciones del sitio y de la máquina movida por la turbina

En este segundo caso se prefiere una transmisión directa en vez de bandas y poleas, aún a pesar de que esto implique operar la turbina fuera de su

PME. Esto significa que las dos ecuaciones complementarias necesarias para resolver el sistema algebraico son la ecuación de altura (ya sea $H_T = 0.9_z$ ó $H_T = z - KQ_T^2$) y la relación momento-velocidad de la máquina movida por la turbina. Aquí nos vamos a limitar a abordar el caso más frecuente, a saber la generación de electricidad con velocidad $\omega_T = \text{constante}$.

Si se substituyen estas dos ecuaciones complementarias en la ec. [13], se puede obtener Q_T resolviendo una ecuación cuadrática.

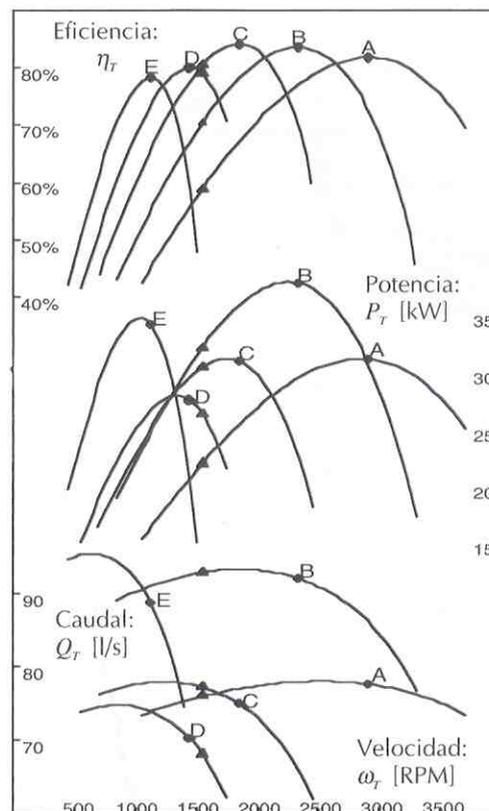
Cuando se usa $H_T = z - KQ_T^2$, la solución es:

$$Q_T = \frac{-B_H \omega_T + \sqrt{B_H^2 \omega_T^2 - 4(A_H + K)(C_H \omega_T^2 - z)}}{2(A_H + K)} \quad [18]$$

(Nótese que esta ecuación a veces no tiene solución, lo que significa que la bomba en cuestión no se puede operar como turbina en estas condiciones.) Por último, la potencia P_T se calcula por medio de la ec. [13], y usando estos valores se puede calcular la eficiencia η_T .

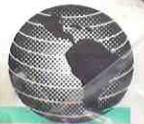
Conclusión

En cualquier caso, el resultado es un punto de operación (es decir caudal, potencia, eficiencia, y también costo)



Ejemplo de gráficas de funcionamiento de BUTUs para una altura neta $H_T = 50m$ y un caudal Q_T de entre 60 y 100 l/s. Los dos casos de predicción más típicos están representados por los símbolos \blacktriangle y \blacklozenge : Los \blacklozenge s muestran los puntos de máxima eficiencia (5 BUTUs posibles), y los \blacktriangle s muestran los puntos con una velocidad de rotación $\omega_T = 1550 \text{ RPM}$ (4 BUTUs posibles). En todos los casos, la decisión final se basa en eficiencia, caudal, potencia y costo (en este caso A es la más barata y E la más cara).

Nótese que el punto de máxima potencia está cerca del PME.



para cada bomba en el rango, y luego se elimina de esta lista:

- los puntos con velocidad demasiado baja (digamos $\omega < 400$ RPM), ya que a bajas velocidades el funcionamiento se aleja de las leyes de semejanza y la eficiencia disminuye,
- los puntos con velocidad demasiado alta ($\omega > \omega_{MAX}$),
- los puntos cuyo caudal o potencia esté fuera del rango de interés, y

- los puntos cuya baja eficiencia o alto precio sean inaceptables.

El resultado final es una lista de opciones viables que permitirán tomar la mejor decisión para el sitio.

Al igual que todos los métodos de predicción, éste tiene un cierto grado de inexactitud. Sin embargo, un análisis económico hecho en la ref. 1 muestra que el impacto de tal inexactitud es despreciable en las condiciones típicas de los sistemas microhidroenergéticos.

[*] Para obtener mayor información dirigirse a:

- Dr. Claudio Alatorre Frenk
Ingeniero consultor
Ap. Post 259, 91001 Xalapa,
Ver. MÉXICO
Fax: (52 29) 145134
Email: alatorre@lead.colmax.mx
- Dr. Terry Thomas
Director, Development Technology Unit,
University of Warwick,
Coventry CV4 7AL, UK.
Fax: (44) 203418922
Email: dtu@eagle.warwick.ac.uk



MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS

Una guía para el desarrollo de proyectos

Lima: ITDG, 1996

ISBN 1 85339 278 2

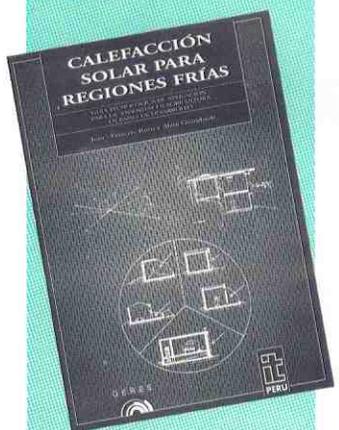
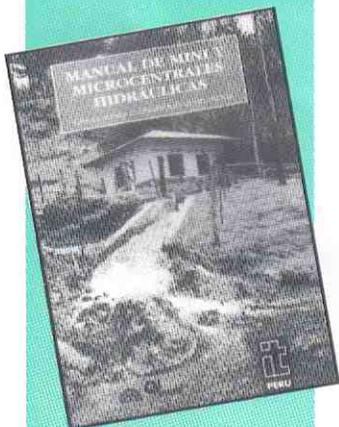
Este manual brinda aspectos técnicos de hidroenergía apropiada para pueblos rurales, como una alternativa de energía a pequeña escala. Dirigido a técnicos e ingenieros, propone alternativas técnicas confiables y a bajo costo, como primer paso necesario para avanzar en la perspectiva del desarrollo autosostenido. 210 mm x 297 mm / 280 pp / US \$ 25.00
Oferta en las oficinas de IDTG: US \$18.00
Precio a estudiantes: US \$ 15.00

LA CALEFACCIÓN SOLAR EN REGIONES FRÍAS

Guía tecnológica de aplicación para la vivienda y la agricultura en países en desarrollo

Jean-François Rozis y Alain Guinebault
Lima: GERES; ITDG, 1996

Este libro es un instrumento de ayuda para el diseño y la construcción de modelos solares puestos a prueba donde la calefacción es un desafío primordial, proponiendo una descripción técnica y metodológica de las diferentes aplicaciones de la calefacción solar en regiones frías. Será útil a técnicos, arquitectos y diseñadores sensibilizados frente a los problemas energéticos y a los sistemas de calefacción solar en las regiones frías de los países en desarrollo. 210 mm x 297 mm / 160 pp
En edición



Para mayor información sobre nuestras publicaciones, dirigirse a:

ITDG-Perú
Av. Jorge Chávez 275,
Lima 18, Perú
Telf: 446-7324, 444-7055
Fax (511) 446-6621
e-mail: sol@itdg.org.pe

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 quienes tenemos una mutua colaboración.

Corresponsales:

Argentina (Misiones): Jorge Senn
Bolivia (Cochabamba): Walter Canedo
Colombia (Bogotá): José Montaña
Ecuador (Quito): Milton Balseca
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)

Editores Asociados:

Gabriel Ibarra
(Universidad del País Vasco, España)
José A. Muñoz (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: hidrored@itdg.org.pe

Traducción:
Federico Coz

Corrección:
Fortunata Barrios

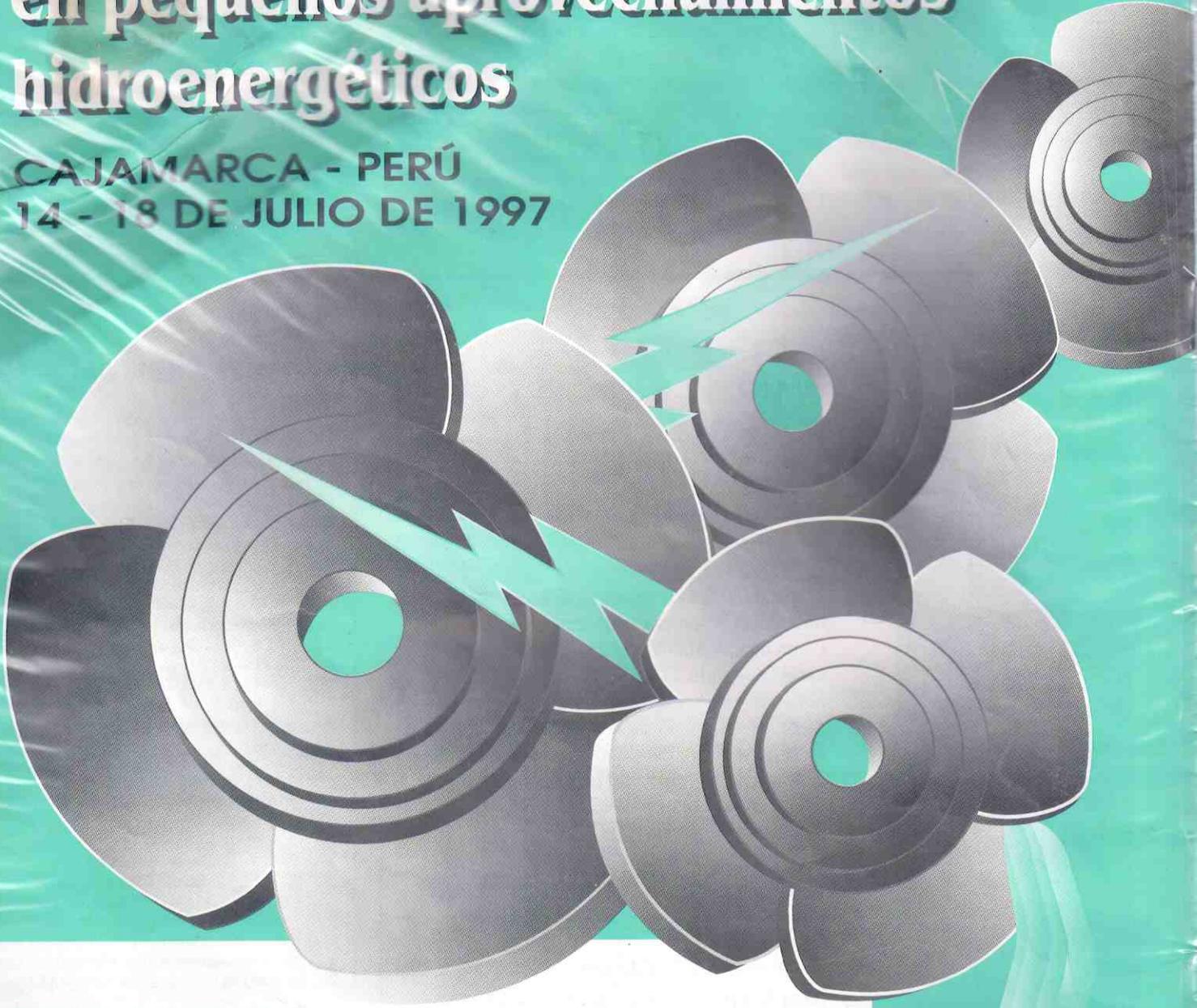
Coordinación:
Saúl Ramírez, Homero Miranda
Beatriz Febres, ITDG-Perú

Producción:
Soledad Hamann, ITDG-Perú

Impresión:
Tarea Gráfica

VII encuentro latinoamericano en pequeños aprovechamientos hidroenergéticos

CAJAMARCA - PERÚ
14 - 18 DE JULIO DE 1997



MAYORES INFORMES:

BOLIVIA (Cochabamba): Walter Canedo, PROPER, Telf.: (59) 42-50327 Fax: (59) 42-49649
e-mail: wcanedo@proper.bo

CHILE (Concepción): Carlos Bonifetti, MTF (Máquinas de Termofluidos Ltda.).
Telf.: (56) 41-310793 Fax: (56) 41-314066

COLOMBIA (Bogotá): Mauricio Gnecco, FDTA, Telf.: (57) 86-645520 Fax: (57) 86-632692

ECUADOR (Quito): Milton Balseca, Telefax: (59) 32-654407 e-mail: balgran@sun5.espe.edu.ec

MÉXICO (Xalapa): Claudio Alatorre, Telf.: (52) 28-141333 Fax: (52) 28-145134
e-mail: alatorre@lead.colmex.mx

CONVOCATORIA PARA EL ENVÍO DE ARTÍCULOS:
Plazo máximo: 16 de diciembre de 1996