

HIDRORED

RED LATINOAMERICANA DE MICRO HIDROENERGÍA

ISSN 0935 - 0578

3/97

Tarifas y aspectos institucionales en electrificación rural



Estimado lector,

En el VII Encuentro Latinoamericano, se presentaron trabajos que no se pudieron publicar en el libro Memorias. En esta oportunidad hemos seleccionado tres artículos, los cuales estamos seguros será de su interés.

La presente edición está referida a tarificación y aspectos institucionales, tocándose temas como: Tarifas y recuperación de costos, aspectos institucionales y técnicos, y desarrollo institucional de sistemas de electrificación rural. Estos temas vienen despertando el interés de distintas instituciones que trabajan en el tema, debido a que la sostenibilidad de los servicios eléctricos en pequeña escala, no se circunscribe únicamente al logro de condiciones financieras favorables sino también a otros factores endógenos de la organización en sí (gestión, operación, mantenimiento) y a factores exógenos como son las variables políticas, económicas y sociales del entorno de la organización.

Un agradecimiento especial a United Distillers, que con su aporte hizo posible la edición y publicación de la revista Hidrored correspondiente a 1997.

Asimismo, recordamos a nuestros lectores actualizar sus datos y hacer efectiva su suscripción para la edición de Hidrored 1998 (3 números), para ello estamos adjuntando la respectiva hoja de suscripción.

El comité editorial



aparejado con un período de gracia, el cual debe ser suficiente para que el mercado produzca la capacidad de pago.

6.2. Otras condiciones de desarrollo: Adicional al período de gracia, los entes financieros deben conceder un plazo y un tipo de interés que permita la fijación de tarifas eléctricas competitivas; así éstas no bloquean el desarrollo del mercado y la empresa atenderá el financiamiento dentro de las condiciones convenidas.

6.3. Financiamiento adicional: En el numeral 4.2 se indica la importancia de que los finqueros y parceleros financien el valor de las extensiones de línea que se construyan para darles el servicio. Es muy frecuente que estos usuarios no cuenten con el dinero en caja para pagar sus líneas. Es entonces cuando se requiere que algunos bancos con vocación de desarrollo establezcan líneas de crédito para préstamos individuales a favor de los interesados. Naturalmente, estos créditos deben ajustarse a condiciones en que los deudores puedan hacer un esfuerzo y cumplir puntualmente con su compromiso.

VII. EMPRESA CONCESIONARIA

La empresa que preste el servicio en el área rural es la que, en definitiva, juega un papel preponderante para el éxito de los proyectos de electrificación. Al efecto, la empresa debe tener una estrategia que asegure la continuidad y la confiabilidad del servicio.

Aun en las empresas más pequeñas deben tenerse proyecciones a largo y mediano plazo, con planes operativos anuales y con todas las consideraciones de orden técnico, financiero, de recursos humanos, de relaciones públicas, de resultados económicos, de inversiones, etc.

Además de las proyecciones y planes anuales, la empresa debe tener una estrategia de posicionamiento que le asegure una imagen de respeto y de confianza, que pueda facilitar el respaldo que la región requiere para su desarrollo.

Esta estrategia debe contemplar los siguientes factores:

7.1. Relaciones político-partidistas: La empresa debe mantener una relación cercana a las autoridades del Gobierno de turno, con reglas muy precisas respecto a que sus obligaciones con el Estado no signifiquen compromiso con determinado partido político. De lo contrario, la empresa eléctrica se convierte en una cajita para cumplir compromisos de campaña y para acomodar burócratas que no fue posible acomodar directamente en el Estado. En este campo, se requiere un alto grado de habilidad de los gerentes y directores.

7.2. Solidaridad social y autosostenimiento: La empresa debe tener claro su compro-

miso con el desarrollo social y económico de la región. Para el cumplimiento de este compromiso la empresa requiere políticas financieras y tarifarias con un alto grado de solidaridad entre sus usuarios. La consistencia de estas políticas es la que puede generar los réditos de desarrollo necesarios y la compensación al capital invertido.

7.3. Sistemas operativos nacionales: Bajo este concepto se entiende que la empresa debe tener un sistema equilibrado que le permita brindar la calidad necesaria y la atención al usuario. El equilibrio debe darse en el sentido de que la calidad y la atención vayan en concordancia con el rango de los usuarios.

Vale mencionar una experiencia en la que una empresa de menos de tres mil usuarios dispuso que a ningún usuario, sin importar la demanda o clase, se le debía tener más de media hora con el servicio interrumpido. Aparejado con esta disposición, cada departamento tenía una unidad de relaciones públicas. Y para complicar más la situación, el gerente viajaba muy frecuentemente al exterior con el fin de importar los materiales que necesitaba. La sobredimensión del sistema operativo requería costos que muy pronto pusieron a la empresa al filo de la quiebra.

7.4. Relaciones con los usuarios: La empresa debe mantener los mejores canales de comunicación con los usuarios; se trata del flujo informativo de doble vía a través del cual la empresa da a conocer su naturaleza, sus proyectos, sus reglamentos, políticas y procedimientos, y al mismo tiempo los usuarios le hacen saber sus proyectos, inquietudes, problemas y expectativas. Con esta base, la empresa trazará sus planes de desarrollo con mayor realismo y los usuarios sabrán cumplir con las medidas y procedimientos operativos que a ellos los afecte.

VIII. FABRICANTES

De alguna manera, los sistemas de electrificación tocan a los fabricantes de materiales y equipos eléctricos. El caso más concreto está en relación con los transformadores de distribución, con los conductores y con otros materiales. Convencionalmente los fabricantes proveen lo que el mercado demanda, sin embargo y al menos en Centroamérica, en el campo de la electrificación rural, frecuentemente se encuentran sistemas en los que el mercado compra lo que el fabricante ofrece, con lo cual, por lo general, los costos de inversión y de mantenimiento resultan encarecidos.

Esta situación debe ser revisada y, de alguna manera, debe influir en los fabricantes

a efectos de contar con un enfoque más integral en los estudios de mercado, con la seguridad de que el respaldo a los programas de desarrollo rural, a la postre, les resultarán muy positivos.

IX. TRATAMIENTO TARIFARIO

Para los efectos de dar a conocer la experiencia que hemos observado, requerimos amplio espacio. Sin embargo, se puede puntualizar en las siguientes conclusiones:

9.1. Tarifas reales: Una vez tomadas todas las medidas para reducir al máximo los costos de inversión y los gastos de operación, la contrapartida financiera corresponde a los usuarios, quienes deberán cumplir los costos reales que el sistema demanda, para llevarles el servicio.

La tarifa debe ser lo más sencilla posible, despojada de una serie de fórmulas matemáticas que los técnicos en esta materia acostumbran introducir y que el usuario nunca entenderá, por más que le expliquemos el porqué de las tarifas de la empresa.

Ojalá la sencillez de la tarifa no exceda a la ecuación resultante de los siguientes factores: amortización anual de la vida útil de la inversión, más gastos de operación, más costo del capital (propio o de terceros), y la suma de estos factores dividida por los kilovatios hora a distribuir. Cualquier cambio que se dé en la proyección del mercado o de los gastos, y que afecte los resultados planeados, debe conducirnos a efectuar de inmediato un ajuste, a menos que el resultado sea favorable, y se quiera crear alguna reserva especial.

9.2. Tarifa solidaria: En los países en vías de desarrollo, no se puede desconocer las desigualdades socio-económicas de su gente. Aunque no nos guste, aunque haya todo un movimiento político tendiente a eliminar subsidios, no es posible cerrar los ojos ante una realidad cuyo desconocimiento sería como tratar de tapar el sol con un dedo. Si las personas de recursos no aceptan que en su pago venga una porción del costo de su vecino desposeído, entonces debe prepararse para enfrentar la reacción de las masas desposeídas.

En base a esta premisa es que se justifica una tarifa de clase social, en la que a mayor consumo mayor costo por unidad; y la gente lo entiende. Ésta parte de los canales de comunicación a que nos referimos antes. Ciertamente para la empresa es lo mismo un kilovatio hora para iluminar una triste choza que para calentar el agua de una elegante piscina,

sigue en la página 11...



Aspectos institucionales y técnicos para el desarrollo de pequeños sistemas energéticos descentralizados

El caso de Zacapa, Honduras

Jorge F. Rivera

I. RESUMEN

En el continuamente cambiante mundo del Sub-Sector Eléctrico en los países latinoamericanos, se ha convertido en reto y oportunidad el desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos y de otras energías renovables, sobre todo ante los nuevos roles que están asumiendo las instituciones comunales, municipales, departamentales, gubernamentales, financieras, comerciales, regulatorias, ambientales y privadas. Además de los aspectos técnico-económicos intrínsecos a todo proyecto, es menester manejar positiva y exitosamente las relaciones, y los resultados de estas relaciones, con las instituciones involucradas. En este documento se intentará presentar y compartir el caso del desarrollo de la Central Hidroeléctrica Zacapa en Honduras, como una experiencia de desarrollo ante este nuevo orden de cosas.

II. INTRODUCCIÓN

El Sub-Sector Eléctrico en Honduras está en manos de la estatal ENEE en una integración vertical de la generación, transmisión y distribución, desde su fundación en 1957. Antes de esta fecha el suministro de energía lo efectuaban las Municipalidades propiamente o empresas privadas concesionarias por las municipalidades. Para estos propósitos se instalaron y operaron algunas pequeñas centrales hidroeléctricas aisladas de tamaño entre 30 y 150 kW, que al aparecer las "grandes" centrales hidroeléctricas y extenderse la red interconectada, fueron sacadas de servicio y paulatinamente abandonadas. A pesar de que Honduras cuenta con un vasto potencial hidroeléctrico, particularmente en el rango inferior de capacidades (10 - 300 kW), y de que existe una extensa población rural carente de servicio eléctrico, no se ha desarrollado, ni estatal ni privadamente, una iniciativa para el desarrollo y operación de pequeñas centrales hidroeléctricas que satisfagan estas necesidades.

Dentro de este escenario de abandono de algunas centrales hidroeléctricas "obsoletas", la principal compañía minera man-

tenía su Central Zacapa de 750 kW sin ningún plan de repararla o rehabilitarla. CENIT adquirió y rehabilitó dicha central después de un período de estudio, volviéndola operacional después de aproximadamente 10 meses de rehabilitación y una inversión inicial de aproximadamente US\$ 55,000.

Coincidentemente, se inició en Honduras la preparación de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico que incluía promover y regular la participación privada en la generación y distribución de energía eléctrica. Esto generó algunas dudas sobre el momento de la iniciativa de CENIT, pero al mismo tiempo promovió una visión hasta entonces ol-

vidada sobre la participación privada en el Sub-Sector.

Durante este mismo período, entró en vigencia la Ley de Municipalidades que devolvió a estas instituciones gran parte de la autonomía que había disminuido durante épocas centralizadoras. Aparentemente como una sobre reacción ante las bondades de esta nueva legislación, las autoridades de la Municipalidad de Zacapa exageraron su injerencia sobre el desarrollo de la rehabilitación de la Central, prohibiendo el acceso del personal técnico del contratista a los predios de la Central durante tres meses, mientras dilucidaba su jurisdicción y autoridad sobre este aspecto bajo la nueva ley. Como una solución a medias de este impase, CENIT tuvo que aceptar una concesión del sitio de la planta por solo ocho años, y la obligación de ceder a la Municipalidad algunos de los activos de la Central de poco o ningún uso.

Al mismo tiempo, dentro de la estatal ENEE, se despertaron iniciativas para verificar la legitimidad de la operación de la Central Zacapa, desde el punto de vista de la propiedad de las instalaciones y del aprovisionamiento del recurso hídrico, que fueron evacuadas satisfactoriamente con relativa facilidad.

Conjugado con este ambiente institucional, se carecía de un historial completo de la operación y mantenimiento de las instalaciones, y de un historial hidrológico del Río Zacapa. Esto obligó a hacer estimaciones basadas en las versiones del personal que la había operado y/o que conocía el comportamiento del Río. Se inició, asimismo, un programa de aforos y lecturas de escalas para documentar dicho comportamiento. Se conocía con seguridad que la planta producía anualmente una cantidad de energía, imposible de establecer precisamente en ese momento, pero suficiente para justificar su rehabilitación y visualizar la expansión de sus instalaciones de acuerdo a los resultados de la operación.

Dentro de este entorno y perspectiva, se llevó a cabo la rehabilitación y posterior operación de la Central Hidroeléctrica Zacapa.

Distribución por tamaño de pequeños y medianos proyectos hidroeléctricos documentados por estudio conjunto Taiwan-Honduras 1997-1982, 30 a 45,000 kW.

Cap, kW	kW Agregados	Sitios
< 100	626	11
100- 500	8433	30
500- 1000	10040	14
1000- 5000	77550	31
5000- 10000	27650	4
> 10,000	948240	23

Total 1,072,539 (1073 MW) 113

Distribución por tamaños de pequeños sitios hidroeléctricos reportados por estudio Enkar en Honduras 1995, 25- 500 kW

Capacidad, kW	Sitios
25- 49	113
50- 99	123
100- 199	65
200- 499	15
500- 999	6
1000 - Mayor	68
Total	67 MW 390



III. DESARROLLO

3.1. Aspectos técnicos

a) Características pre y post rehabilitación

La central es una instalación a filo de agua que se abastece de una fuente hídrica subterránea que da origen al Río Zacapa. Se compone de un pequeño muro derivador diagonal al Río, un canal de 440 m. con su tramo inicial de 40 m. con sección rectangular de mampostería, los restantes 400 m. con sección originalmente trapezoidal sin revestimiento alguno, excavado en la ladera de una colina; dos estructuras de control laterales con compuertas de lámina de acero operadas manualmente, y un tanque de acopio y sedimentación al final del canal conectado a la turbina por medio de una tubería a presión de 1.89 m. de diámetro y 50 m. de longitud, y una válvula de mariposa operada manualmente. Las turbinas/generadores instalados horizontalmente son Allis Chalmers fabricados originalmente en 1914, reconstruidos y reinstalados en Honduras en 1944, y operados hasta 1986 en que salieron de servicio. El gobernador es un Woodward de 1940. La Turbina Francis es de 1,000 HP, 360 RPM, 60 pies de caída; y el generador de 750 kW (938 kVA), 2,400 VAC, conectado directamente a la turbina; la conexión eléctrica es en Delta, 3 fases-3 hilos, interruptores manuales de aceite solamente con protección trifásica por sobre corriente, 3 transformadores monofásicos 2,400/22,000 V de 333 kVA c/u, y una línea de transmisión de 22,000 V de 10.5 km. de longitud hasta las instalaciones del cliente.

Todas las instalaciones y equipos habían estado inactivos y sin ninguna atención de conservación durante casi 7 años (1986- 1993), por lo que su estado era precario, sobre todo el de los equipos eléctricos cuyo nivel de aislamiento se había deteriorado a bajos valores. Las obras de conducción hidráulica se habían azolvado, deslizado, enmontado o fracturado; la brecha de la línea de transmisión se había enmontado completa-

mente, y las estructuras y conductores también habían sido afectados con alguna gravedad.

Aun tomando en cuenta lo anterior, el alcance de la rehabilitación se limitó a devolver la funcionalidad de la Central reparando los componentes básicos para lograr dicho objetivo: Línea de transmisión, transformadores e interruptores de potencia, generador, revisión, limpieza y reparación de obras de conducción hidráulicas.

Esta rehabilitación inicial en 1992-1993, y las complementarias llevadas a cabo posteriormente en las épocas de verano de los años subsiguientes han permitido la operación y producción energética de la Central Zacapa durante aproximadamente 60% del período anual a un factor de utilización que ha variado de 17% para los años secos a 28% para los años húmedos.

Al mismo tiempo, se han iniciado las actividades del estudio para expandir las instalaciones y optimizar la utilización del recurso hídrico.

b) Nuevo proyecto vs. rehabilitación

Como es obvio, en casi la totalidad de los casos el costo por kW de una rehabilitación es muchísimo menor y a más corto plazo que el de un proyecto nuevo. Sin embargo, presenta la desventaja superable de la incertidumbre que conlleva, particularmente en los casos en que se carece total o parcialmente de información exacta sobre la operación anterior de las instalaciones. Por otro lado, el caso de la rehabilitación estimula la creatividad e innovación, y obliga a la búsqueda de recursos para solventar las situaciones adversas que se presenten. En el caso de Zacapa, se descubrió que en el país existe la capacidad para reparar componentes del generador, turbina e interruptores, aun sin contar con documentación de referencia como son planos, dibujos o especificaciones.

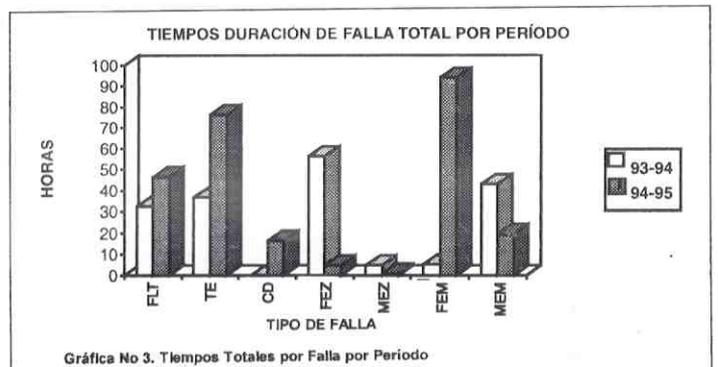
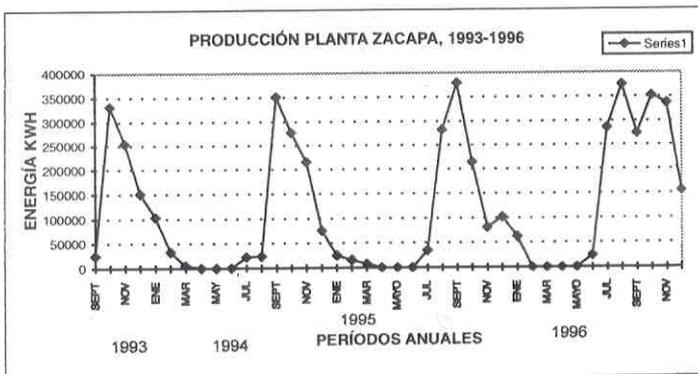
c) Confiabilidad del sistema y normas

Un estudio preliminar de confiabilidad realizado para los períodos 1993-1994

y 1994-1995 reveló que a pesar de tratarse del inicio de operaciones después de la rehabilitación parcial, y de la avanzada edad de los equipos e instalaciones, la confiabilidad del sistema era relativamente alta, alrededor de 95.8%. La mayor incidencia de fallas proviene de elementos asociados a la línea de transmisión como son principalmente salidas manuales de servicio para evitar daños a los equipos por descargas eléctricas durante tormentas (TE), y salidas automáticas por causas desconocidas (CD), presumiblemente debido a descargas, contactos de ramas u otros objetos con la línea, fallas en aisladores etc., que están siendo investigadas más a fondo. En el caso de la Planta Zacapa, ni el cliente ni la empresa eléctrica estatal, a cuya red está indirectamente conectada a través de las instalaciones del cliente, han establecido o requerido normas de confiabilidad o de valores mínimos/máximos de parámetros eléctricos, con excepción de requerir el suministro a un factor de potencia igual o superior a 0.9.

d) Aspectos de operación

La Central es atendida por un personal permanente compuesto de cinco personas: tres operadores a turnos de ocho horas diarias, un operador de relevo para hacer los días de descanso y ausencias de los tres operadores, y un empleado a cargo de la conservación de las áreas verdes y obras civiles. Se contrata personal temporal especializado (ingenieros/técnicos, electricistas y mecánicos), y no especializado (peones, albañiles, etc.) según las necesidades y temporadas. Generalmente, la producción toma lugar en los meses de junio a enero con flujos variables disponibles de 2.0 a 6.0 m³/s. En verano, el flujo se reduce a alrededor de 1.0 m³/s, lo que imposibilita la producción con el equipo actual, generalmente durante los meses marzo a mayo. Esta temporada se utiliza para ejecutar mantenimientos, limpiezas, reparaciones, y sobre todo rehabilitaciones complementarias al equipo o instalaciones que no pudieron realizarse inicial-



Gráfica No 3. Tiempos Totales por Falla por Período

Alta tecnología en la mini hidrogenación

Los desarrollos de alta tecnología tales como el control digital y sistemas de información, tecnología de materiales cerámicos, control remoto y monitoreo, que han sido usados desde hace mucho tiempo en los grandes proyectos hidroeléctricos se están haciendo cada vez más presentes en los sistemas de mini hidro-

generación. La principal razón se debe a la disminución de los costos de dichas técnicas y equipos.

En muchos casos, sin embargo, tal como el uso de modelos de optimización y controladores digitales para la mini hidrogenación se hace necesario desarrollar versiones simplificadas de los sistemas usados en

las grandes centrales a fin de reducir los costos a un nivel apropiado.

En este número, se describirán algunos ejemplos de tales desarrollos así como los más recientes avances en los mercados de mini hidrogenación en la India y Alemania.

Andy Brown
Editor

Maximizando los ingresos de los recursos hidráulicos disponibles

La compañía Dulas Ltd. del Reino Unido ha terminado recientemente un estudio de instrumentación con el propósito de maximizar el ingreso de una minicentral de 35.5 MW en Dolgarrog Gales del Norte, Reino Unido.

El estudio se orientó a maximizar el uso de las fuentes hidráulicas disponibles para resolver las demandas conflictivas entre el abastecimiento de agua potable y la generación de electricidad.

Dolgarrog es situado en la zona oriental del Parque Nacional de Snowdonia donde existen tres grandes reservorios interconectados por tuneles y canales y que con la adición de unos canales se aumentará significativamente el área de captación. Para el abastecimiento público del agua se esta reservando una parte del recurso.

La generación de electricidad está planeada para maximizar los ingresos incrementando el suministro de electricidad en épocas de precios altos y haciendo el más eficiente uso de los limitados recursos. Para maximizar los ingresos, se deben realizar predicciones tanto del agua disponible como de los precios de la electricidad (se

sabe que los precios reales de la electricidad en la actualidad están adelantados en el Reino Unido).

Para predecir el recurso hidráulico esperado, se debe modelar el comportamiento hidráulico de la captación y poseer la instrumentación para la adquisición de datos necesarios, para la modulación.

Los datos más importantes son las lluvias, el nivel de los reservorios y los caudales de los canales. El modelo de captación puede por lo tanto usarse con los pronósticos de las lluvias para predecir los recursos disponibles y los que se esperan en el futuro.

En el estudio se cubrían tres áreas:

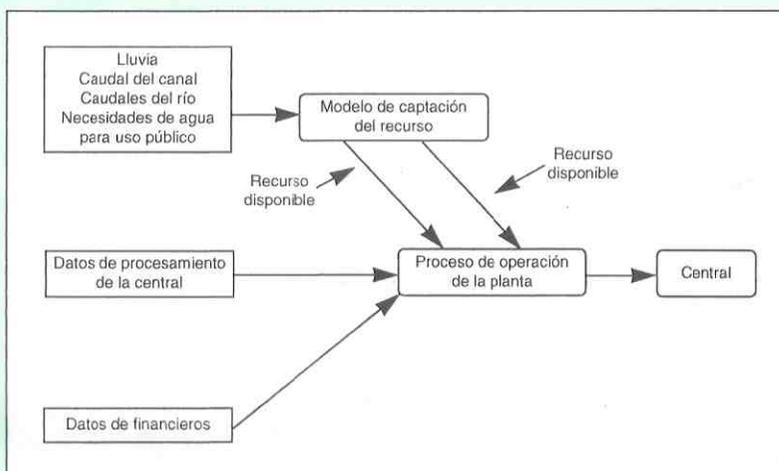
- El lineamiento general de los requerimientos para la creación de un modelo hidrológico de la captación;
- La instrumentación requerida para la obtención de los datos necesarios para el modelo de captación; y,
- El lineamiento general de un modelo operacional de una planta adecuada (ver diagrama) y su integración en la operación de la central de generación.

Los sistemas de instrumentación y modelación se han dividido en módu-

los discretos, cada uno de los canales puede ser implementado independientemente a fin de que cada uno pueden ser implementado independientemente de modo que cada uno puede contribuir al mejoramiento de la operación de la planta, mediante el suministro de información adicional y más exacta para la toma de decisiones o para automatizar algunas partes del proceso.

La información propuesta consiste en precipitaciones de lluvia, caudal de los canales y el equipo de medición del nivel del reservorio distribuido sobre la captación junto con una estación meteorológica automática. También se incorporaron sistemas digitales de baja potencia para comunicaciones por radio a fin de permitir que los datos sean transferidos automáticamente del equipo de medición remoto al sistema central de control y el sistema de adquisición de datos (SCADA). También se usaron en cuanto fue posible, las líneas de teléfono y comunicaciones que ya existían en la zona.

El sistema actual SCADA se usa ahora para la operación y programación de la planta con un ingreso manual de los momentos de operación de la planta. Se ha previsto también que los datos suministrados por la instrumentación propuesta y el consecuente desarrollo del modelo de captación nos llevará al desarrollo de un sistema automático de programación de la planta, usando el modelo de captación para la predicción de los recursos de agua junto a los datos externos en una forma digital tales como los precios de la electricidad, predicciones del tiempo y disponibilidad de la planta.



Este trabajo ha sido apoyado con financiación europea como parte del programa Thermic. El informe ha sido preparado por A. Rowbottom y D. Roberts de Dulas Ltd. con K. Gilman y J. Hudson del Instituto de Hidrología.



Casos selectos de proyectos de demostración escogidos para el desarrollo hidráulico de zonas de montaña en la India

Para el proyecto India's Hilly Hydro Project se ha escogido treinta proyectos de demostración a partir de una base de datos de 2000 lugares y se ha identificado dos centrales hidráulicas de 300 kW para su entrega a las comunidades locales.

En los últimos meses se ha formado poco a poco una carpeta de lugares, los cuales están dentro de las siguientes categorías:

- Los lugares llamados áreas verdes, donde se instalaron nuevas centrales donde antes no existían.
- Lugares optimizados, donde se rehabilitarán viejas centrales o se optimizarán centrales con financiamiento, pero que están sub-optimizadas.
- Lugares tradicionales, donde se puede reconstruir alguna de las minicentrales más antiguas de la India (o del mundo) para preservar la herencia técnica y arquitectónica.
- Mejoramiento de la carga en lugares donde existen centrales aisladas que operan con un factor de carga muy bajo y que pueden ser ayudados de manera que satisfagan los objetivos de la Global Environment Facility (Ayuda Ambiental Global); y,
- Proyectos hidráulicas para pueblos donde se pueda realizar la instalación de minicentral hidráulicas para promover industrias caseras.

Recientemente se ha realizado avances en el desarrollo de la carga a través de la introducción de medidores de tarifa de tandeo dual. Para este fin se ha importado una cantidad de modelos de limitadores de corriente, medidores de tarifa dual, contadores de tiempo y calentadores de bajo voltaje para ambientes así como cocinas. Todos estos aparatos han sido probados en lugares seleccionados ya existentes en Sikkim y Ladakh. Los diseños internacionales se han adaptado para usarse con tarifas duales y ambientes con conexiones de corriente fija, así como que se está tratando de fabricar localmente o ensamblar en Bangalore los aparatos más prometedores.

Simultáneamente se ha hecho intentos para atraer inversionistas, habiéndose recibido más de 40 propuestas incluyendo una de cada país como USA, Canadá, Reino Unido y Australia. La firma Ontario Hydro Technologies envió un equipo en noviembre para visitar lugares en Jammu y Cachemira así como Bengala Occidental. En otro ejercicio paralelo, se ha pre-inscrito a contratistas de las ramas civil, electricidad y mecánica de modo de

La India Hilly Hydro Project (IND-HHP) es el primer proyecto mundial "Global Environment Facility" (GEF) para la pequeña Hidrogeneración. El GEF es un consorcio del Banco Mundial, el UNDP, UNEP y organizaciones miembros en más de 90 países. Con un presupuesto de US\$15 millones, el proyecto empezó en enero de 1995 bajo la dirección del Ministerio Hindú de Fuentes de Energías no Convencionales (MNES) y la United Nations Development Programme (UNDP). El proyecto aspira a realizar por lo menos 20 proyectos de mini hidrogeneración, principalmente en el rango de 50 kW a 3 MW, además de 100 molinos hidráulicos.

El proyecto va más allá de la simple ejecución de minicentrales sino que se le ha dado un énfasis considerable a la selección tecnológica, a fin de incorporar a la India las últimas ideas internacionales. Cuando sea apropiado se usarán imágenes satelitales y sistemas de

información geográfica. En la India operan muchas minicentrales aisladas con factores de carga de alrededor de 20 por ciento. La actividad de uno de los proyectos se orienta al desarrollo de la carga y a la introducción de administración de demanda y de aparatos y artefactos apropiados. Otro de los aspectos del trabajo será el promover un mejor entendimiento del impacto ambiental de la pequeña hidrogeneración y la adaptación exitosa de modelos socio-económicos para la implementación de esquemas con participación de la comunidad. También existe se ofrece un plan comprensivo de entrenamiento, investigación y transferencia de tecnología basada en las instituciones hindúes existentes. El proyecto aspira a mostrar que la pequeña hidrogeneración puede reducir el consumo de combustible y desarrollar una estrategia nacional y un plan maestro para el sector, basado en la experiencia de este plan piloto.

tener una relación seleccionada disponible de inversionistas potenciales. Otras medidas que podrían ayudar a las agencias ejecutoras a actuar con mayor facilidad consistiría en contar con documentos modelos de propuestas, acuerdos para la adquisición de energía y procedimientos para asegurar la calidad.

También se dispone de una política de rebaja de interés de 10 por ciento unida a un 10 por ciento adicional de capital como subvención para centrales aisladas y no cautivas. Igualmente se ofrece ayuda técnica libre incluyendo una entrega de dibujos detallados de construcción y supervisión de las obras a través de consultores nacionales del IND-HHP e internacionales.

En un ejercicio realizado en paralelo con el IND-HHP se invitó a un concurso para

137 lugares de pequeña hidrogeneración que varían de 100 kW a 3000 kW (totalizando 157.33 MW) en Himachal Pradesh, habiéndose recibido 655 solicitudes de 129 inversionistas de los cuales se seleccionaron a 29 invitándoseles a cumplir con otras formalidades.

Se espera que se firme un acuerdo por la Agencia para el Desarrollo de Energía Renovables de la India, el Banco de Desarrollo de Pequeñas Industrias de la India y la corporación de Electrificación Rural. De esta manera se asignará un fondo revolvente de US\$ 3 millones dedicados exclusivamente a la financiación de proyectos de mini hidrogeneración.

A. Kumar, Hilly Hydro Project, India

Existen dos herramientas ampliamente populares para el desarrollo y administración de los proyectos de mini hidrogeneración, se trata del sistema de información geográfica (GIS) y la transmisión remota (RS). Los dos tipos de RS que se usan en la pequeña y mini hidrogeneración son las imágenes satelitales y la fotografía aérea usando luz visible longitud de ondas infrarrojas

El uso del GIS y/o RS está por lo general restringido al análisis de grandes proyectos incluyendo muchos lugares para la hidrogeneración, tal como Hilly Hydro, o proyectos diseminados en grandes áreas.

El RS se usa principalmente para la ubicación de lugares y su desarrollo. Mediante la rectificación digital se ha creado la ortofotografía que elimina la distorsión encontrada en las imágenes satélites estándares y en la fotografía. La ortofotografía tiene una escala constante y puede usarse como un mapa conteniendo además toda la información contenida en una fotografía. Usando ya sea imágenes satélites o fotografías aéreas, se pueden crear

modelos digitales de elevación mostrando el relieve o el salto necesitado de cualquier lugar elegido.

Esta información se puede usar para realizar un delineamiento de la cuenca, calcular longitud del río, la determinación de la pendiente, el cálculo preliminar de potencia y el diseño de la toma y canales.

Los juegos de datos del GIS pueden ser rápidamente manipulados pudiendo mostrar, por ejemplo, todos los saltos potenciales en un radio a la redonda de 100 Km de una zona escogida. También se puede escoger un sub-juego de lugares que cumplan ciertos criterios, tales como un salto mínimo de 50 m, un caudal mínimo de 1 m³/s y que está ubicado dentro del radio 25 km de una red existente. El GIS elegirá los lugares que cumplan estos criterios y los presentará junto con otras ventajas que se presenta en el sistema. Este tipo de información es muy útil para su presentación a los inversionistas privados.

*Contribución de C. Mettel,
Mead & Hunt Inc., USA*

Modelo de optimización para el planeamiento de sistemas de orientación hidráulica

Los grandes sistemas eléctricos en las regiones industrializadas abarcan por lo general a sistemas cerrados de centrales de generación y centros de carga tendiendo los costos de las centrales de generación a ser altos comparados con los costos de transmisión. Por el contrario, los sistemas de suministro de electricidad en las áreas rurales de los países en vías de desarrollo se caracterizan por lo siguientes aspectos:

- Centros de consumo ampliamente dispersos con una demanda comparativamente baja;
- Bajos factores de carga y demandas de picos altos de corta duración;
- Existencia de pocas centrales de generación y líneas de transmisión; y
- Altos costos de los sistemas de transmisión.
- Para el propósito de planeamiento se ha desarrollado un modelo matemático que toma en cuenta esas características.
- La solución a este problema se hizo a base de un diagnóstico interactivo de investigación de operaciones basado en el principio de "branch-and-bound". Las variables representan el diseño y las capacidades de operación de las centrales de generación, así como las capacidades de las líneas de transmisión.

Las restricciones incluyen las capacidades mínimas y máximas de las centrales de generación y las rutas de las líneas de transmisión. Las pérdidas en la transmisión, la seguridad requerida del suministro y la disponibilidad tiempo-dependiente de la energía hidráulica también se toman en cuenta en el procedimiento de optimización. Dentro de un período dado, al planeamiento, el modelo provee el diseño con el más bajo valor neto actual (NPV) para el sistema.

Las funciones simplificadas del modelo son las siguientes:

$$\min z = \sum_{k=1}^K (IKW_k + BKW_k) + \sum_{m=1}^M (ITL_m + BTL_m)$$

Donde:

- z = NPV de los costos del sistema para un período de planeamiento.
- IKW_k = NPV de los costos de inversión de la central de generación k (Diesel o hidráulica).
- BKW_k = NPV de los costos de operación de la central de generación k .
- ITL_m = NPV de los costos de inversión de la línea de transmisión m .
- BTL_m = NPV de los costos de operación de la línea de transmisión m .

El modelo fue modificado usando el sistema de energía de la isla caribeña de Granada, donde el sistema de suministro de electricidad esta basado en grupos Diesel contemplándose su

ampliación mediante la construcción de centrales hidráulicas.

El sistema consiste de:

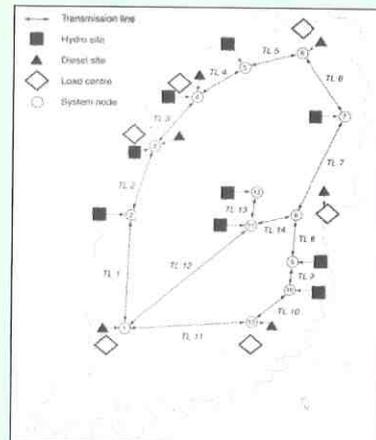
- Seis centros de carga con una demanda total de electricidad de 50.2 GWh/año;
- La actual planta Diesel con un capacidad de 11.6 MW
- Nueve opciones para centrales hidroeléctricas con capacidades entre 100 y 600 kW.
- Trece líneas de transmisión, y,
- Una opción para una línea de transmisión adicional.

La comparación de costos ente el actual suministro de energía Diesel y el combinado hidráulico-Diesel que podría ejecutarse enfatiza la eficiencia económica del sistema propuesto. El modelo concluyó en que deberían construirse ocho de las nueve posibles centrales hidráulicas lo cual permitiría una reducción de los costos del sistema en 10.6 por ciento.

Una gran parte del ahorro proviene de la sustitución directa del combustible Diesel por la energía hidráulica y otros ahorros (de 14 a 10.1 por ciento) ocurren como resultado de la reducción de la pérdida en la transmisión, ahorro que asciende a la suma de 2.5 GWh/año.

Es interesante notar como el diseño óptimo cambia si se asume que no existe una infraestructura de suministro de energía. Las condiciones iniciales son entonces los centros de carga conocidas y las opciones hidráulicas de la optimización del sistema precedente. El nuevo sistema de generación de energía resultante se basa en su mayor parte en una descentralización del suministro de energía de tal manera que los diversos centros de carga no están conectados, entre sí por líneas de transmisión. Los pobladores de Sauters y St. Davis obtienen la electricidad solo de origen térmico.

Para cubrir la demanda de electricidad de St. Georges, Gouyave, Victoria y Grenville se utilizan los recursos de energía hidráulica de la cercanía como suplemento de la central Diesel. En los alrededores de Grenville se está desar-



rollando una pequeña red de suministro, para lo cual se han conectado cuatro centrales hidroeléctricas. El resultado del estudio se resume en la tabla.

El modelo puede determinar los siguientes parámetros para el planeamiento de un sistema descentralizado de orientación hidráulica:

- Determinación de las capacidades de diseño de las centrales de energía (hidráulica y Diesel) y la selección de la ubicación de las plantas partiendo de un juego dado de opciones.
- Determinación de las rutas de las líneas de transmisión de un juego dado de opciones;
- Cálculo de las pérdidas de transmisión;
- Evaluación de las medidas a tomar para reducir las pérdidas de transmisión;
- Optimización de las operaciones de la central de energía dentro del sistema;
- Confiabilidad del suministro en caso de que se produzca una falla en la generación o uno de los componentes de la transmisión;
- Evaluación de las medidas a tomar para asegurar la confiabilidad del sistema, y;
- Revisión de la sensibilidad del diseño del sistema para variar los valores de entrada.

H. Hildebrand,

Fichtner Consulting Engineers, Germany

Optimización del suministro de energía de Granada			
	Sistema actual	Sistema de suministro de energía propuesto	Nuevo sistema de suministro de energía
Costo total del sistema de suministro de energía (10 ⁶ ECU)	83.9	74.7	70.7
ΣN _k Centrales de energía Diesel (kW)	8045	5811	6309
ΣE Centrales de energía Diesel (GWh/año)	58.4	42.9	38.9
ΣN _k Centrales hidráulicas (kW)	/	2727	2343
ΣE Centrales hidráulicas (GWh/año)	/	13.0	11.9
Potencial hidráulico desarrollado (%)	/	83	71
Factor de carga de las centrales de energía	0.83	0.75	0.67
Σ Producción de energía (GWh/año)	58.4	55.9	50.8
Demanda de energía (GWh/año)	50.2	50.2	50.2
Pérdidas de transmisión (GWh/año)	8.2	5.7	0.6
Precio del Combustible (ECU/kWh)		0.15	
Tasa de Interés (%)		10	
Período de planeamiento (años)		30	



Propietarios de P.C.H. ganan en la corte caso contra empresa alemana de servicios públicos

Una corte alemana ha fallado contra una empresa de servicios públicos que se negaba a pagar un aumento de precio por el suministro de energía por parte de un propietario de una P.C.H., contraviniendo así una reciente ley que había sido dada para ayudar a promover el uso de fuentes de energías renovables. Este resultado ha animado a otros propietarios de P.C.H. en Alemania.

La historia empezó en diciembre de 1990, cuando el Parlamento Alemán aprobó una ley obligando a las empresas de servicios públicos a comprar energía producida a partir de fuentes de energías renovables, tal como la hidráulica y pagar por esta energía en un 80% del precio promedio de venta solicitado por un usuario final. El objetivo de la ley era hacer más atractivo para los interesados privados producir energía a partir del viento, sol y agua y poder reducir así el impacto de la producción de electricidad en el clima y en las fuentes naturales. Para las empresas de servicios públicos esto significaba un brusco aumento en sus pagos a los productores de energía. En el caso de la energía hidráulica; ellos habían pagado previamente US\$0.038 a US\$0.025/kWh, dependiendo del momento del día. La nueva ley significaba que estaban obligados a pagar US\$0.096/kWh.

La asociación de empresas de servicio público dio una dura pelea contra este dispositivo, a nivel político, pero sin ningún éxito, recurriendo luego a las cortes.

Las empresas Badenwerk, una empresa 50% de propiedad del estado con una buena parte de su producción de energía de origen nuclear encabezó la pelea. En abril de 1995, escogieron una pequeña central hidráulica en su área y se negaron a pagar el aumento ordenado por la nueva ley para forzar un proceso que pudiera probar que la ley era anticonstitucional. Igualmente el propietario de la pequeña central presentó una demanda contra la empresa de servicios públicos en la Corte del Estado.

La Corte pasó el caso a la Corte Constitucional la cual rechazó considerar el caso y lo devolvió a la Corte del Estado. Este largo proceso creó una seria de molestias ocasionando que muchos proyectos de energía hidráulica y eólica que ya habían empezado como resultado de la nueva ley se detuvieron ya que los inversionistas habían perdido confianza.

Posteriormente en 1996 la Corte del Estado falló a favor de los propietarios de las pequeñas centrales, rechazando la apelación para probar que la inconstitucionalidad de la ley y ordenó a la empresa de servicios públicos pagar la sumas pendientes, incluyendo

intereses. La Corte dio las siguientes razones del porque las empresas de servicios públicos deberían pagar un precio especial por las energías renovables:

- La ley intenta reducir el impacto de la producción de energía en el clima y en los recursos naturales, lo cual es considerado de interés general. servicios públicos en la corte del Estado.
- El Parlamento podría haber decidido subsidiar directamente a los inversionistas, pero escogió este método menos burocrático, conociendo que las empresas de servicios públicos podrían recargar un precio adicional a los usuarios finales.
- El costo adicional resultante de la ley para todas las empresas de servicios públicos de Alemania se ha estimado en un total de US\$30 a US\$95 millones, lo que representa solamente 0.1 a 0.3 por ciento de la ganancia total de las ventas a los usuarios finales de electricidad. Las empresas solo se verían afectados marginalmente por esta medida.
- Las empresas de servicios públicos, siendo los principales productores de energía del país, tienen una responsabilidad especial para producir energía que sea ambientalmente adecuada.

R. Metzler, FAKT, Germany

El Gobierno del Reino Unido da la bienvenida a la misión Hindú de pequeña hidrogenación

Una misión hindú de expertos en pequeña hidrogenación encabezada por el Dr. B.S.K Naidu, Director de la Agencia Hindú para el Desarrollo de las Energías Renovables (IREDA), visitó el Reino Unido en diciembre atendiendo una invitación del gobierno del Reino Unido. La misión fue atendida por el Departamento de Comercio e Industrias y de la Unidad de Energía de Apoyo Tecnológico (ETSU).

El objetivo fue explorar el potencial para la formación del comercio y transferencia de tecnología entre los dos países en el campo de la generación hidráulica en pequeña escala.

El equipo Hindú se entrevistó con el Sub-secretario del Estado del Parlamento Británico para Pequeños

Negocios, Industrias y Energías, habiéndose realizado un seminario en el ETSU donde el Dr. Naidu hizo una presentación sobre las políticas y oportunidades de negocios, con el sector hindú de hidrogenación pequeña escala. Posteriormente la misión visitó varias pequeñas centrales hidráulicas en Inglaterra y Escocia, con capacidades variables entre 50 a 500 kW. También visitaron a fabricantes de pequeñas centrales incluyendo GEC Alstom, Biwater, Hyder, Dulas y New Mills Hydro.

El Dr. Naidu tuvo también entrevistas con Scottish Enterprise, the Overseas Development Administration y la International Hydropower Association.

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. Scheutlich (PC)

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



mente por falta de tiempo o fondos, cuyas condiciones se deterioraron o cuyas fallas se detectaron posteriormente. Además del personal del sitio, se cuenta con personal de apoyo a tiempo parcial y completo en la oficina en Tegucigalpa: gerente, administrador y secretaria.

e) *Esquema financiero*

Los fondos requeridos para la rehabilitación provinieron de fuentes propias (\$ 18,500) y fuentes financieras (\$ 36,500). El proyecto tuvo una buena acogida y fue considerado favorablemente por un banco que recién había iniciado operaciones hacía un año, lo que permitió obtener el financiamiento aun en condiciones de altos intereses bancarios (30%) imperantes en el país en ese momento.

3.2. Sostenibilidad

a) *Entrenamiento en el trabajo a personal rural*

Tomando en consideración que las instalaciones no cuentan con automatismos o sistemas de control operativo remotos, se optó lógicamente por emplear personal para atender la operación diaria durante los períodos de producción, y adicionalmente para vigilar durante los períodos de no producción. El personal asignado es de origen rural, con escolaridad de educación primaria, residente en el vecindario de la Planta. Excepto uno de los individuos, ninguno tiene antecedente o conocimiento sobre aspectos técnicos. Al inicio de operaciones, y periódicamente durante los siguientes años, al personal le han sido impartido charlas puntuales sobre diferentes componentes de las instalaciones con el propósito de explicar su funcionamiento, mantenimiento y modalidades de falla, cubriendo los componentes o elementos de la Central. Por otro lado, este mismo personal es asignado a participar activamente en las labores de conservación, reparación o reconstitución de diferentes elementos durante las épocas anuales de no producción. El resultado es que este personal, aun con su relativamente baja escolaridad, ha desarrollado amplios conocimientos sobre el funcionamiento de los equipos e instalaciones; y las incidencias de fallas, interrupciones o problemas de conservación debidos al descuido o a la falta de conocimiento del personal son mínimas o no existen.

b) *Planificación y utilización de recursos*

Uno de los factores importantes que no sobran en el desarrollo de un PAH son

los recursos en general, pero particularmente el recurso monetario. Esta particularidad obliga a los ejecutores/desarrolladores a hacer una utilización razonable y eficiente de los recursos. En cuanto al recurso humano, presupone que las funciones de los empleados son más generales y menos específicas, particularmente al nivel de dirección/administración; las funciones a este nivel varían de gerente a chofer, de mecánico a cocinero, de administrador a comprador, de secretaria a conserje, de supervisor a ingeniero de pruebas, etc. La rentabilidad de un PAH no permite el empleo indiscriminado de personal caro o de largas duraciones de trabajo, como son especialistas y otros. Esto implica que muchas de las labores especializadas deben ser llevadas a cabo por personal dentro de la empresa, dentro de lo posible.

c) *Esquemas de incentivos apropiados, tarifas.*

Debido probablemente a la innovación que implica el desarrollo de PAH's, y a la falta de consideración de sus bondades por parte de los legisladores y funcionarios de Gobierno, no se cuenta con iniciativa de ningún tipo que estimule su desarrollo y construcción. Más bien, ciertos contenidos de algunas leyes desestiman las inversiones a este tipo de proyectos.

Los individuos y empresas dedicadas a este tipo de actividades están llamados a asociarse para formar grupos que promuevan el conocimiento a su formación sobre las características, particularidades y ventajas de este tipo de desarrollo energéticos, particularmente para la población rural que se encuentra excluida eventualmente de los beneficios de la extensión de las redes eléctricas. En algunos países, se está proponiendo al consumidor la elección entre suministrarle energía de fuente fósil o renovable, esta última a un precio ligeramente adicional por ser de fuente renovable. Los ensayos iniciales han mostrado una acogida aceptable, pero no se ha instituido a escalas significantes. En otros se propone el pago de tarifas subsidiarias preferenciales por cierto período de tiempo, a fin de promover la sostenibilidad de estos desarrollos.

IV. CONCLUSIONES

4.1. Expansión y diseminación a futuro

a) *Potencial y planes para la expansión de la generación y la optimización del recurso hídrico*

Como la Central Zacapa fue instalada en su sitio actual cuando (1944) existía un aporte irrestricto de la fuente de agua

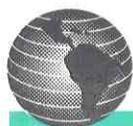
primaria, y esta fuente fue disminuida desde 1960, los volúmenes anuales han sido reducidos sustancialmente, y correspondientemente la producción. Esta condición ha ocasionado que la turbina instalada no sea la apropiada para manejar eficientemente los volúmenes inferiores del régimen hidrológico, ya que estos varían anualmente en un rango de aproximadamente 0.9 a 6 m³/s. Esto obliga a suspender la operación cuando los aportes disminuyen por debajo de aproximadamente 2 m³/s para evitar consecuencias dañinas por cavitación del rodete.

Sin embargo, estudios hidrológicos realizados en los últimos dos años muestran que el sitio o los subsitios tienen potencial de producir de dos a tres veces la producción del equipo actual, si se reemplaza o complementa la turbina con una que pueda manejar eficientemente los flujos inferiores. También se ha detectado la existencia de otros dos sitios adicionales complementarios al sitio actual, uno aguas arriba y otro aguas abajo, cuyas factibilidades de desarrollo están en estudio por ahora. Lo que si es definitivo es que el sitio (y sus subsitios) tienen potencial para expandir la producción, y el estudio trata de documentar y seleccionar la mejor alternativa, así como de optimizar consecuentemente la utilización del recurso hídrico disponible. Al final, será la factibilidad técnico-económica lo que permitirá seleccionar la mejor alternativa y diseñarla para implementarla.

b) *Potencial para el desarrollo de un sistema de distribución comunitario y programa de utilización productiva de energía.*

Como un beneficio adicional de la producción de la Central Zacapa, parte de ésta es suministrada para servicio de la aldea Agua Zarca, en la cual habita el personal de operación de la misma. Se propone aprovechar la ocasión de la expansión de las instalaciones de la Central para desarrollar el proyecto de mejoramiento del sistema de distribución de la aldea y un programa de utilización productiva de la energía, incluyendo también la formación de una empresa comunitaria que maneje la distribución de la energía en su aldea y otras.

Para mayor información contactar comunicarse con Jorge F. Rivera, CENIT S. de R. de C. V., Apdo. 20522 Comayaguela D.C. Honduras C.A., Tel. (504) 27-0982, Fax (504) 27-0936



I. ANTECEDENTES

Se entiende por electrificación rural la extensión del servicio eléctrico a usuarios cuya atención no es evidentemente rentable, en el corto plazo, para las empresas eléctricas de una ciudad, región o país. Esa falta de aparente rentabilidad hace que sean necesarios los subsidios, programas especiales, mecanismos o intervenciones que aceleren el desarrollo de la oferta eléctrica en determinadas áreas. Se pone énfasis en las limitaciones de tipo financiero, ya que económicamente los beneficios de la electricidad en el hogar y en los negocios superan con creces su precio de mercado, especialmente a los niveles de consumo más bajos, en los cuales la electricidad desplaza alternativas de mucho menor eficiencia, como las candelas, el kerosén y las baterías desechables.

Es precisamente este beneficio económico neto el que hace atractiva y casi obligatoria la provisión de servicio eléctrico a todos los usuarios que así lo deseen. Estudios del Banco Mundial (Jeukotech, Barnes) han calculado los beneficios económicos del lado de la demanda residencial, mientras que NRECA (Villagrán, Orozco) ha realizado estimaciones de los beneficios económicos del lado de la oferta para un alto número de usos productivos rurales. Hablando en términos gruesos, el beneficio económico total de los primeros 15 kWh utilizados a nivel residencial es del orden de los US\$ 0.50 por cada kWh y el de los usos productivos que consumen menos de 500 kWh por mes es del orden de los US\$ 0.25 por kWh.

Estas estimaciones empíricas basadas en teoría económica son solamente un lado de la realidad; el otro lado lo representan las miles de comunidades no electrificadas que constantemente visitan las empresas eléctricas, las agencias gubernamentales, las agencias de cooperación internacional y las embajadas de países amigos en busca de apoyo para lograr la electrificación de sus hogares y negocios.

Actualmente, se cuenta con varias alternativas para dotar de servicio eléctrico a usuarios que por razones financieras no son objeto de extensiones de línea o densificaciones rutinarias por parte de empresas eléctricas existentes. Por supuesto, estas alternativas comienzan por facilitar el financiamiento de las extensiones de línea, pero incluyen además a la energía fotovoltaica, los sistemas aislados a base de pequeñas hidroeléctricas o plantas Diesel y en algunos casos las estaciones de carga de baterías a base de energía eólica. Estas alternativas tienen algunas implicaciones financieras para la electrificación rural:

Para iluminación básica, existe un "techo" de aproximadamente US\$ 680 por usuario, el cual está dado por el costo de un panel fotovoltaico con su controlador,

Desarrollo institucional de sistemas de electrificación rural

Eduardo Villagrán

una batería con vida útil de tres años, un tomacorriente DC y tres lámparas fluorescentes de alta eficiencia. A manera de ejercicio, esta suma se amortizaría al 10% en 15 años con una cuota de US\$ 7.45 mensuales y habría que añadirle un depósito mensual de US\$ 2.50 para el reemplazo de la batería cada tres años. El cargo por la batería puede considerarse del mismo orden de magnitud que el pago mensual por energía de una residencia electrificada rural típica del altiplano guatemalteco, por ejemplo. Las comunidades rurales no electrificadas de Guatemala gastaban, en promedio, US\$ 5.00 en iluminación alternativa (candelas, kerosén y baterías) en 1994.

Para usos mayores, existe un "techo" dado por sistemas aislados a base de Diesel, el cual favorece financieramente la opción Diesel a distancias de 10 kilómetros y una demanda de energía mínima de 1,300 kWh por mes, sin tomar en cuenta los aspectos de organización que complican algunas veces la adecuada operación de sistemas Diesel aislados. Este techo tenía un valor presente promedio de US\$ 1,888 por usuario en Guatemala, lo que equivalía a US\$ 0.158 por kWh en 1995.

El criterio de decisión sería entonces el siguiente: "Extender línea hasta donde el costo del proyecto por usuario para iluminación solamente sea de US\$ 680; y mientras el costo por kWh incluyendo la amortización de la línea y la energía consumida para usos más allá de la iluminación no pase de US\$ 0.158 por kWh."

Estas ideas permiten formular algunas conclusiones:

- Cualquier extensión de línea cuya energía vaya a ser utilizada principalmente para iluminación y que cueste más de US\$ 680 por usuario debe ser cuestionada y comparada con la alternativa fotovoltaica, la cual puede servir también para cubrir los requerimientos energéticos de una pequeña televisión, o un pequeño equipo de sonido o un teléfono celular, o una computadora portátil.
- Si la comunidad interesada o los usuarios insisten en la extensión de la línea y el costo del proyecto por usuario es superior a los US\$ 680, la utilización de la energía debería ser en aplicaciones productivas para que la inversión sea justificable. Aplicaciones en cocción

de alimentos y refrigeración doméstica deberían arrojar suficiente valor al usuario como para justificar la inversión, ya que en muchos sitios hay alternativas que compiten exitosamente con la electricidad, como por ejemplo el gas propano.

- La mayoría de usuarios de electricidad para iluminación deberían estar en la capacidad financiera de aportar una contribución significativa al costo de una extensión de línea o al de un equipo fotovoltaico. Esto se basa en el "techo" de US\$ 680 y en lo que los usuarios gastan actualmente, en alternativas como candelas, kerosén y hasta baterías desechables. En Guatemala, este aporte podría ser, en promedio, hasta un 66%, siempre y cuando existiera el financiamiento para amortizarla en pagos mensuales.

Estas conclusiones abren la oportunidad de desarrollar mecanismos que maximicen la participación de los usuarios en cubrir los costos de sus propios proyectos de electrificación. Esta participación es conveniente asimismo por la motivación e iniciativa que los residentes rurales sin electricidad generalmente manifiestan para obtenerla; después de todo, ellos son los principales interesados y su protagonismo tenderá a incrementar las probabilidades de realización y éxito de los proyectos. Por último, los requerimientos financieros son tan elevados que debe hacerse acopio de todas las fuentes, si se quiere dotar de electricidad a las poblaciones rurales en un plazo razonable.

El resto del presente documento se centra en las posibilidades de maximizar la participación de las comunidades no electrificadas en la gestión y financiación de su servicio eléctrico, tomando como ejemplo el caso de Guatemala.

Se estima que en Guatemala existen unas 900,000 viviendas sin electricidad en términos de 1997. Adicionalmente, se requerirá del concurso de muchos actores dentro de un esquema que sea técnica, financiera, económica, administrativa y ambientalmente apropiado.

- Se requerirá, por ejemplo, diseños de mínimo costo para la electrificación rural segura y eficiente;
- Se deberá contar con mecanismos transparentes de captación y reciclaje de fondos;
- Se deberá maximizar la participación



del sector privado en todos los sentidos; particularmente en la construcción de obras, el suministro de equipos y el financiamiento;

- Será sumamente importante maximizar el impacto económico de la introducción de energía eléctrica a una comunidad para crear el bienestar y el mejoramiento de la calidad de vida que es el objetivo último de la electrificación y asegurar que se generen los ingresos que permitan pagar las obras instaladas, cuando sea necesario;
- Se deberá garantizar que los sistemas aislados sean eficientemente administrados, que los préstamos que incurran sean pagados y que haya una coordinación óptima con las demás entidades y empresa del sector involucradas;
- Se deberá, en todo momento, minimizar o mitigar el impacto de las obras sobre la biodiversidad, las cuencas de agua, la calidad de aire y la calidad del suelo.

Entre los principales actores del proceso identificados hasta el momento se encuentran:

- a) Las comunidades no electrificadas, a través de la Asociación Nacional de Comités de Electrificación Rural;
- b) Las municipalidades del país, actuando directamente en apoyo de los comités de electrificación y también a través de la asociación Nacional de Municipalidades;
- c) La comunidad internacional, a través de las oficinas de apoyo de las embajadas, de organizaciones multilaterales y de organizaciones no lucrativas que operan en el país;
- d) El gobierno central, a través del Ministerio de Energía y Minas, el Instituto Nacional de Electrificación, la Empresa Eléctrica de Guatemala, los Consejos de Desarrollo Urbano y Rural, el Fondo Nacional para la Paz, el Fondo de Desarrollo Indígena de Guatemala y otros.

Para integrar los esfuerzos de estas organizaciones, maximizar su impacto y optimizar el costo total del proceso, hacen falta por lo menos tres instrumentos:

- 1) Un mecanismo que permita reunir y administrar recursos financieros de forma confiable y transparente. Este mecanismo podrá recibir en depósito y centralizar aportes comunitarios en efectivo, aportes municipales y donaciones, pudiendo además recibir y certificar la existencia de constancias de carta de intención y compromiso emitidas por entidades gubernamentales y embajadas de países amigos. Debe además tener la capacidad de manejar líneas de donación y crédito, y eventualmente emitir instrumentos que permitan expandir los recursos disponibles para la electrificación rural. Adicionalmente,

debe estar en la capacidad de contratar los servicios que considere necesarios para el funcionamiento óptimo de los programas de electrificación.

- 2) Una entidad que está en la capacidad técnica de proveer lo que haga falta para que se identifique la tecnología de electrificación rural más apropiada, se realicen diseños de mínimo costo eficientes y seguros para todos los proyectos, se reúna la máxima aportación comunitaria posible, se contrate y supervise las obras eficientemente, y se proporcione a las comunidades ya electrificadas un acompañamiento que permita un uso sostenible, seguro, eficiente y productivo de la electricidad.
- 3) Un mecanismo a nivel nacional que coordine técnica y estratégicamente la asignación de todos los recursos que el gobierno invierta en electrificación rural y que además está en capacidad de generar y gestionar recursos adicionales, pudiendo éstos ser de préstamo, donación o endeudamiento público. Este fondo apoyará a los fondos existentes en la coordinación de sus esfuerzos de electrificación rural sin lesionar sus respectivos mandatos constitutivos y buscará por todos los medios incrementar los recursos existentes, pudiendo poner los recursos adicionales a la disposición de los fondos existentes y en apoyo de sus programas cuando esto sea consistente con sus fines.

II. JUSTIFICACIÓN

Generalmente, un proyecto de electrificación en Guatemala se financia con recursos provenientes de varias fuentes. Entre las principales están:

- Las comunidades mismas, quienes aportan no menos de un 15% en efectivo y a veces hasta un 30-40%;
- Las municipalidades, quienes frecuentemente aportan un 15%, llegando hasta el 20% en algunos casos;
- Los fondos del gobierno central, quienes aportan desde cero hasta un 80% en algunos casos;
- Donantes internacionales, quienes aportan porcentajes que van de un 10% a un 80% de algunos de los proyectos que les son presentados.

Al final de la primera ronda de captación de fondos, casi siempre queda un porcentaje faltante, que puede ser de un 40% a un 60%. Las alternativas para reunir los fondos faltantes incluyen:

- Tratar de que las comunidades rurales aporten más, frecuentemente en condiciones de incertidumbre a causa de lo inconsistente de las políticas de donación y la poca confiabilidad de los presupuestos, en algunos casos;

- Solicitar que la municipalidad contribuya con un poco más;
- Recorrer las embajadas de los países amigos, solicitando donaciones adicionales o complementarias;
- Obtener financiamientos comerciales, a plazos de 18 a 24 meses y a tasas superiores al 30% anual.

Este procedimiento es lento, desgastante e ineficiente. Algunas comunidades reciben más de lo que necesitan y otras no reciben nada. Los presupuestos no siempre reflejan la realidad de los costos del proyecto y eso lleva a sorpresas desagradables. Recientemente, las principales embajadas donantes (Japón, Bélgica, Holanda), comenzaron a referir las comunidades solicitantes a NRECA para que les realizara estudios y diseños basados en normas de electrificación.

Adicionalmente, hay ocasiones en las que no es posible completar los fondos para algún proyecto y transcurren hasta 10 años de esfuerzos por parte de los comités.

Las condiciones necesarias para realizar un proyecto de electrificación rural son:

- Diseños y presupuestos de electrificación rural de mínimo costo
- Obtener los fondos necesarios para construir los proyectos
- Una contratación, supervisión y recepción de obras apropiadas

Aunque no es lo más eficiente, las comunidades individuales pueden trabajar de manera ad hoc hasta lograr un diseño y una estimación de costos, si no adecuada, por lo menos funcional para poder reunir todo el dinero, incluso después de haber contratado las obras y confiar en que los contratistas realizarán y entregarán las obras adecuadamente y a tiempo. Un esfuerzo concertado, sin embargo, debe tratar de eliminar las restricciones a la electrificación rural de una manera más consistente y sistemática.

III. EL FIDEICOMISO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Éste es el mecanismo administrador de los recursos.

Un fideicomiso es un cargo contractual por parte del fideicomitente a una entidad responsable y fiscalizada, que puede ser una fiducia o un banco, para que realice actividades que casi siempre incluyen el manejo de recursos y frecuentemente su administración total o parcial. El fideicomiso lo administra en última instancia una junta directiva conformada por el o los fideicomitentes, dentro de las reglas del juego de responsabilidad en el manejo de fondos y transparencia que le da el fiduciario.

El fideicomiso de Electrificación Rural tendría las siguientes actividades:

- a) Recibir y administrar los recursos provenientes de las contribuciones comunitarias



- rias que reúnan los comités de electrificación rural, los que aporten las municipalidades a los proyectos, los que puedan aportar los donantes internacionales y los que aporte el gobierno central.
- Contratar al operador del Centro de Electrificación Rural, que funcionaría como un cuerpo técnico al servicio del proceso.
 - Contratar empréstitos y aceptar donaciones y ponerlos a la disposición del programa de electrificación en las condiciones fijadas por su junta directiva.
 - Emitir instrumentos financieros que permitan expandir la capacidad de financiar electrificación rural.
 - Manejar líneas de donación o crédito por encargo de entidades interesadas, pudiendo ser éstas públicas o privadas, nacionales o internacionales. El manejo de estas líneas sería por medio de contactos entre las entidades interesadas y el fideicomiso.
 - Otras que el fideicomitente le encargue.

El fideicomiso puede ser constituido por la Asociación Nacional de Comités de Electrificación (ANCER), la Asociación Nacional de Municipalidades (ANAM) y donantes internacionales interesados.

El fideicomiso será constituido en un banco privado del sistema. Sus gastos de operación serán cubiertos con los intereses generados por el manejo de los recursos. Inicialmente, se estima que los principales depósitos en efectivo serán los de comunidades no electrificadas, los de aportes de municipalidades y las donaciones internacionales. Eventualmente, el fideicomiso podrá manejar fondos estatales, líneas de crédito y sus propios instrumentos financieros.

Para propósitos de ilustración, se tiene actualmente un banco de proyectos con un valor de US\$ 6.0 millones sólo en lo contabilizado por NRECA. Suponiendo un aporte comunitario inicial del 15%, se podría recaudar inicialmente US\$ 900,000. Estos dineros comunitarios generarían intereses mensuales de entre el 1% y el 1.1%, lo que representaría una renta de entre US\$ 9,000 y US\$ 10,000 mensuales. Estas rentas pueden financiar la operación del fideicomiso.

Las organizaciones inicialmente interesadas y otras que en el futuro se considere conveniente invitar integrarían la junta directiva del fideicomiso, con un voto cada uno.

IV. EL CENTRO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Éste sería el brazo técnico del programa. Inicialmente, sería operado como una división de NRECA International, Ltd. Su misión sería hacer lo que haga falta técnicamente para que funcione todo el proceso, incluyendo las siguientes actividades, pero sin limitarse a ellas:

- Acercamiento hacia las comunidades y organizaciones cooperantes por medio de actividades de promoción;

- Estudios, diseños y presupuestos, en la medida en que otras entidades del sector privado no se involucren directamente y de manera imparcial y capaz en esta actividad;
- Facilitamiento de la gestión financiera a nivel comunitario y asesoría al fideicomiso en la gestión financiera total;
- Asesoría en la contratación de obras, inspección de los trabajos y recepción de los mismos, en la medida en que otras entidades del sector privado no se involucren directamente y de manera imparcial y capaz en esta actividad;
- Acompañamiento a las comunidades ya electrificadas, para que éstas aprendan a utilizar la electricidad la electricidad de manera sostenible, segura, eficiente y productiva.

Es necesario ejemplificar el concepto de "hacer lo que haga falta".

El costo de desarrollo de un proyecto, por ejemplo estudios y diseños, es parte integral del costo total de la obra. Actualmente, algunas comunidades contratan los diseños con organizaciones como NRECA y otras permiten que empresas constructoras elaboren los diseños, los cuales son eventualmente cargados al costo de la obra. En situaciones de falta de competencia, esto puede llevar a un encarecimiento de los trabajos. Es por ello que el Centro inicialmente se encargaría de hacer los diseños. Sin embargo, más adelante podrían surgir empresas diseñadoras neutras y capaces de hacer los diseños de electrificación rural en forma transparente y competitiva. De ser el caso, ya no haría falta que el Centro hiciera los diseños directamente, aunque podría continuar involucrado en esta actividad, con el objeto de mantener un estándar de calidad y precio que beneficie a las comunidades.

Se estima que, inicialmente, los servicios integrales del Centro de Electrificación Rural, incluyendo las actividades de acercamiento, estudios y diseños, gestión financiera, contratación e inspección y recepción de obras tendrían un costo equivalente al 15% del costo total de los proyectos. Este costo estaría más que compensado con los ahorros logrados por la gestión del Centro, que promedian un 52% del costo inicialmente presupuestado por una muestra de 120 proyectos de electrificación en todo el país. Adicionalmente, NRECA, con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, ha habilitado una bodega de materiales excedentarios, los cuales serán donados a las comunidades que puedan utilizarlos, cubriendo éstas solamente los costos de transporte terrestre y gastos de administración y manejo.

V. LA COORDINADORA NACIONAL PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

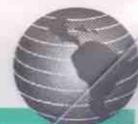
El gobierno de Guatemala tiene múltiples programas que apoyan la electrificación

rural y hace falta unificarlos bajo una sola orientación técnica y estratégica, sin lesionar la autonomía administrativa ni la responsabilidad y los mandatos específicos de las diferentes instituciones. Entre las instituciones que de una u otra forma apoyan la electrificación rural y en las que el estado tiene control total o mayoritario se encuentran:

- El Instituto Nacional de Electrificación (INDE)
- La Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA)
- La Secretaría Ejecutiva de la Presidencia, a través de los Consejos de Desarrollo Urbano y Rural (Consejos)
- El Fondo Nacional para la Paz (FONAPAZ)
- El Fondo de Desarrollo Indígena de Guatemala (FODIGUA)
- El Fondo de Inversión Social (FIS) (próximamente)
- La Vice-Presidencia de la República (Vice-Presidencia)

Para optimizar la inversión, es necesario que estos fondos coordinen algunas de sus actividades en el campo de la inversión en electrificación rural. Algunos de los elementos que hace falta coordinar incluyen:

- El proceso de selección de tecnología: Se dan casos en que se promueve una tecnología que no es la óptima y se puede lograr economías significativas y sostenibilidad a largo plazo seleccionando la tecnología apropiada, para lo cual se cuenta con criterios objetivos de selección, los cuales pueden ser aportados por el Centro de Electrificación Rural como parte de sus actividades. Hay suficiente información y metodología que permiten seleccionar las tecnologías óptimas para cada caso. Mientras que el Centro como cuerpo técnico puede suministrar la información y realizar a requerimientos evaluaciones específicas, es necesario que un organismo del Estado avale las metodologías de selección de los diferentes Fondos.
- La planificación de las extensiones de línea: Debe planificarse proyectos donde haya disponibilidad de potencia en subestaciones y alimentadores. Asimismo, cuando sea factible que el INDE, la EEGSA o alguna empresa eléctrica municipal reciba las obras, es necesario cumplir con las normas de construcción de la empresa involucrada. Para ello, la Coordinadora debe mantener un banco de datos actualizado e informar a las demás entidades en forma fluida y oportuna.
- La operatividad de los sistemas aislados: Cuando la obra pueda constituirse como un sistema aislado, es necesario cumplir con las normas de construcción de la empresa involucrada. Para ello la Coordinadora debe mantener un banco de



datos actualizado e informar a las demás entidades en forma fluida y oportuna.

- El uso de normas y diseños de electrificación rural: Debe trabajarse con diseños eficientes y seguros de mínimo costo si se quiere maximizar el impacto de los escasos recursos disponibles. La Coordinadora tendrá la responsabilidad de que las entidades trabajen con normas adecuadas, las cuales ya están disponibles para el caso de extensión de línea. Haría falta desarrollar normas para sistemas fotovoltaicos y posiblemente eólicos.
- La estandarización del aporte gubernamental: Es claro que las comunidades municipales y los donantes pueden jugar un papel importante, por lo que el gobierno puede establecer rangos máximos y mínimos de subsidio gubernamental por usuario, que complementen los esfuerzos de los demás interesados. La Coordinadora será la responsable de transmitir las prioridades gubernamentales luego de una ponderación de las diferentes opciones, con el objeto de mantener la mayor equidad posible en los aportes del gobierno.
- La unificación de criterios: Aplica a la selección, contratación, inspección y recepción de obras y equipos de electrificación rural. Esto incluye la promoción adecuada de los proyectos, la emisión de bases de licitación consistentes, la evaluación competitiva de ofertas, la transparencia en las adjudicaciones, la utilización de formatos contractuales consistentes y el desarrollo de criterios para la inspección y recepción de obras.
- Acompañamiento: La Coordinadora se encargará de definir una política consistente de subsidios al trabajo de acompañamiento que sigue a la electrificación de una comunidad, para hacer que su impacto sea sostenible, seguro, eficiente, y productivo.
- La gestión unificada de fondos: La Coordinadora podrá gestionar en nombre del Estado financiamiento y donación para la electrificación rural, ante entidades financieras y donantes nacionales e internacionales.
- La creación de nuevos instrumentos: Realizará o contratará la realización de los estudios básicos para la posible emisión de instrumentos financieros estatales que permitan ampliar los recursos disponibles para la electrificación rural.

En el caso de Guatemala, se está considerando que será el INDE quien se encargue de crear esta Coordinadora Nacional de Electrificación Rural, por considerarse que es quien tiene el mandato y los recursos técnicos para canalizar la participación del estado en este proceso. Esto sería posible transformando la actual Gerencia de Electrificación Social. Además de coordinar

técnica y estratégicamente la participación gubernamental, esta Coordinadora estará en la facultad de solicitar y orientar las contribuciones de las demás entidades estatales, de gestionar donaciones y créditos, y de recomendar la emisión de instrumentos financieros por parte del Estado.

VI. COMENTARIOS FINALES

Podrían llenarse muchas páginas criticando pasados y actuales procesos de electrificación rural, pero aunque éste sería un ejercicio intelectualmente valioso en un sentido analítico, no necesariamente ayudaría a acelerar el proceso de llevar electricidad a las comunidades que no la tienen. El esquema planteado se basa en principios muy sencillos:

- Cada país es diferente y cuenta con diferentes "actores" que participan y pueden participar en programas de electrificación rural, razón por la cual es imposible encontrar una sola fórmula que funcione igualmente bien en todos.
- En muchos países existe una falsa cobertura de servicio eléctrico a residencias y negocios, en su mayor parte rurales; los mecanismos existentes son considerados inadecuados por las autoridades y especialmente por las comunidades no electrificadas.
- Para llevar servicio eléctrico a una comunidad, son relevantes los siguientes elementos: a) Acercamiento; b) Estudios y diseños; c) Ingeniería financiera; d) Contratación y construcción; e) Acompañamiento. Obviamente, sólo algunos de éstos son necesarios, pero la ausencia de otros puede deteriorar el proceso o los resultados que de él se obtengan.
- En cada país puede estudiarse la "ecología" institucional para determinar la existencia y competencia de organizaciones que están capacitadas para aportar estos cinco elementos; puede reforzarse los existentes que así lo requieran o crearse nuevos.
- Si se considerara necesaria la creación de nuevos "actores", sería importante considerar la posibilidad de incluir entre éstos a organizaciones que representen de una manera auténtica a las comunidades no electrificadas. En el caso de Guatemala, la Asociación formada incluye exclusivamente comités pro electrificación y excluye explícitamente funcionarios políticos, gubernamentales, comerciales o de organizaciones no lucrativas, con el objeto de maximizar el aporte estrictamente comunitario al proceso de electrificación rural.

El Lic. Eduardo Villagrán, trabaja para NRECA International Ltd. - Guatemala, Telefax (502) 368-1782.

...viene de la página 4.

pero desde el punto de vista del poder adquisitivo y del impacto psicológico que en uno y en otro estrato puede generar, es muy distinto. Lo que se ha visto es que el estrato que puede tener su piscina de agua temperada se jacta de pagar electricidad cara, mientras que el dueño de la choza se resiente y se entristece porque no puede usar más que una bombilla de 50 vatios para su servicio y el de su familia.

9.3. Similitud tarifaria: Este concepto está en relación con el establecimiento de tarifas que tengan comparabilidad con las de otras regiones, principalmente con las

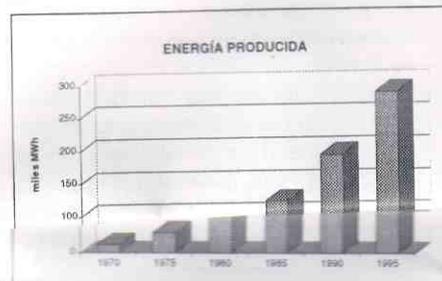
Se ha visto gente servida por motores Diesel, cuyo costo puede ser cinco veces más alto que el que le podría ofrecer una empresa eléctrica, pero si el costo ofrecido no tiene similitud con el costo de la región vecina, los usuarios protestan y toman una actitud beligerante en contra de la empresa.

9.4. Tarifas de desarrollo: Este concepto está referido a la creación de mercado para la empresa y de desarrollo económico para la región. Para esto, se requiere toda una estrategia a través de la cual estimular la pequeña industria o introducir modalidades de producción en la agricultura. Se da el caso de haber planeado sistemas cuya tarifa trifásica requiera un consumo mínimo 3000 kWh y 47 kW de potencia. Había un buen potencial de sistemas de irrigación, fábrica de materiales de mampostería para la construcción, pequeños talleres metal mecánicos y otras pequeñas industrias, pero ninguno de estos clientes potenciales se animaban a iniciar operaciones por el costo de la energía. Se estableció una tarifa trifásica con un consumo mínimo de 500 kWh y 15 kW libres, todo por un costo ajustado a las posibilidades de los usuarios. Esta disposición tuvo una muy buena acogida y el resultado fue muy favorable, tanto para la empresa como para la región.

Naturalmente, la tarifa de desarrollo tiene un período de estímulo, el cual, una vez superado, se elimina para que el usuario pague el costo real.

El costo de la tarifa de desarrollo es cargado a los demás usuarios. Y debe hacerse de manera transparentemente, es decir que los usuarios deben saber que la empresa está estimulando el desarrollo de la región a través de una tarifa para nuevos usos productivos.

Nuevamente, aquí se echa mano a los canales de comunicación efectiva entre la empresa y los usuarios.



Cooperativas de electrificación rural - Costa Rica
Informe de progreso desde 1970 a 1995

	1970	1995
Total activos (US\$)	4,210,000	43,130,000
Préstamo AID (US\$)	3,300,000	1,100,000
(US\$)	910,000	34,073,000
Líneas de transmisión (km)	805	5,022
Área geográfica (km ²)	6,600	57,616
Total MWh vendidos	11,000	283,000
Total pasivos (US\$)	3,300,000	9,057,000
Márgenes de operación (US\$)	-33,800	1,050,000

X. COMPROBACIÓN DE LAS CONCLUSIONES

Posiblemente, lo dicho hasta aquí no tenga nada de nuevo. Sin embargo, son conclusiones y, como tales, pueden servirnos de algo. Para esto, es necesario echar mano al esquema kantiano de opinión, creencia y conclusión. De acuerdo con este filósofo, si es posible comprobar lo dicho, estamos ante una conclusión.

Y entonces es necesario ofrecer comprobaciones. Se trata de cuatro cooperativas de electrificación rural organizadas en Costa Rica, y de las cuales se extraen los siguientes resultados:

El autor es Gerente de la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos R.L. - COPE SANTOS R.L., San Marcos de Tarrazú, Costa Rica, Telf. (506) 546-7520, Fax (506) 546-6173



Taller internacional teórico práctico MOTORES COMO GENERADORES Y REGULADORES DE GENERADORES DE INDUCCIÓN



El Programa de Energía de ITDG-Perú, viene difundiendo el uso de motores como generadores como una alternativa para reducir costos en el medio rural, de ahí el curso realizado en octubre de 1995 que contó con 20 participantes de Bolivia, Ecuador, Chile y Perú.

Esta vez con el financiamiento de United Distillers, se tiene propuesto repetir la experiencia pasada y ampliar el tema de la capacitación a los reguladores de generadores de inducción de tal forma que puedan ser fabricados y/o ensamblados localmente.

PARTICIPANTES

El taller esta dirigido a ingenieros y técnicos con conocimientos de electricidad y electrónica. Asimismo, estos deberán contar con una amplia experiencia en la instalación y/o fabricación de equipo electromecánico para microcentrales hidroeléctricas

Los interesados deberán enviar sus solicitudes, describiendo las razones de su participación y como piensan financiar su participación (Adjuntar CV). La fecha máxima para la recepción de los mismos es el 10 de abril.

TEMARIO

El taller se realizará en la ciudad de Cajamarca, del 4 al 15 de mayo de 1998, el cual se divide en dos módulos, cuyos temas se indican a continuación:

Generadores de inducción (GI)
<ul style="list-style-type: none"> Experiencias con generadores de inducción. Ventajas y desventajas de los GI Selección del generador. Cálculo y selección de los condensadores. Operación del generador: voltaje y frecuencia. Generación monofásica o trifásica? Protección del generador Sistemas con carga fija y variable Instalación y pruebas de recepción
Fabricación local de pico IGCs
<ul style="list-style-type: none"> Pico centrales hidráulicas Principios básicos de los IGCs Detalles de diseño Fabricación de un IGC Pruebas y detección de fallas Selección del balasto Instalación y mantenimiento

MAYORES INFORMES

Programa de Energía ITDG-Perú
Ing. Teodoro Sánchez y/o Saúl Ramírez
Av. Jorge Chávez 275, Lima 18 - Perú
Tel. (511) 4475127 Fax: (511) 4466621
Email: hidro@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
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, Homero Miranda
Beatriz Febres, ITDG-Perú

Producción:

Programa de Energía, ITDG-Perú

Impresión:

Tarea Gráfica