

DISEÑO DE UN PROGRAMA DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS
PARA FINANCIAMIENTO EXTERNO NUEVO

Preparado para
la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID)
y
la Empresa Pública de Electricidad del Perú (ELECTROPERU)

Bajo Contrato AID No. 527-0226-C-00-6775-00
Proyecto AID No. 527-0226 para el
Desarrollo de Pequeñas Plantas Hidroeléctricas

Arthur D. Little, Inc.
Cambridge, Massachusetts, U.S.A.

24 de noviembre de 1986

ADL 56855

INDICE

	<u>Página</u>
1. INTRODUCCION	
1.1 Objetivo del Informe	1-1
1.2 Alcance del Informe	1-1
1.3 Uso del Informe por ELECTROPERU	1-2
2. RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
2.1 Papel de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	2-1
2.2 Capacidad de ELECTROPERU de Ejecutar un Nuevo Programa	2-2
2.3 Formulación del Programa	2-4
2.4 Comparación de Beneficios y Costos	2-6
3. PERSPECTIVAS PARA EL DESARROLLO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS	
3.1 Breve Historia de la Electrificación Rural	3-1
3.2 Prioridades y Metas de Desarrollo del Gobierno del Perú	3-3
3.3 Beneficios de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	3-4
3.4 Papel de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el Desarrollo de la Energía Eléctrica	3-5
4. CAPACIDAD DE ELECTROPERU DE LLEVAR A CABO UN NUEVO PROGRAMA	
4.1 Programas Actuales de Electrificación Rural	4-1
4.2 Existencia de Proyectos Potencialmente Factibles	4-2
4.3 Capacidad Técnica de ELECTROPERU	4-3
4.4 Capacidad Administrativa de ELECTROPERU	4-5
4.5 Capacidad Financiera de ELECTROPERU	4-7
5. FORMULACION DEL PROGRAMA	
5.1 Enfoque General Recomendado	5-1
5.2 Obras Civiles y Equipos de Generación	5-2
5.3 Nivel de Financiamiento Recomendado	5-3
5.4 Asistencia Técnica y Adiestramiento	5-3
5.5 Estudios y Diseños	5-5
5.6 Programa Tentativo de Ejecución	5-7
6. ORGANIZACION Y ADMINISTRACION DEL PROGRAMA	
6.1 Entidad Coordinadora en ELECTROPERU	6-1
6.2 Responsabilidades de las Empresas Regionales	6-1
7. ESTIMACION DE BENEFICIOS	
7.1 Metodología de Evaluación de los Proyectos	7-1
7.2 Comparación con Otras Fuentes de Energía Eléctrica	7-2
7.3 Comparación de Beneficios y Costos	7-3
7.4 Criterios para la Selección de Proyectos	7-3
8. PREPARACION DE UNA SOLICITUD DE PRESTAMO	
8.1 Requisitos Generales	8-1
8.2 Estudios Adicionales Necesarios	8-2

LISTA DE FIGURAS

Número		Página
5-1	Programa Tentativo de Ejecución de las Actividades del Convenio Nuevo	5-14

LISTA DE CUADROS

Número		Página
4-1	Programa Tentativo de Ejecución de Obras de Generación Hidráulica: Sin Convenios Nuevos (1987-1989)	4-10
4-2	Pronóstico de Costos de Obras de Generación Hidráulica: Sin Convenios Nuevos (1987-1989)	4-11
4-3	Financiamiento de Obras de Generación Hidráulica: Sin Convenios Nuevos (1987-1989)	4-12
5-1	Resumen del Programa Tentativo de Ejecución de Obras de Generación Hidráulica (1987-1991)	5- 8
5-2	Financiamiento de Obras de Generación Hidráulica: Con Convenios Nuevos (1989-1991)	5- 9
5-3	Pronóstico de Costos de Obras de Generación Hidráulica: Con Convenios Nuevos (1989-1991)	5-10
5-4	Programa Tentativo de Ejecución de Obras de Generación Hidráulica: Con Convenios Nuevos (1989-1991)	5-12
5-5	Posible Financiamiento de Obras de Electrificación Rural (1987-1991)	5-13

LISTA DE ANEXOS

Número

- 1-1 Nómima de Personas Entrevistadas
- 1-2 Documentos Principales Revisados
- 3-1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Existentes en el Perú
- 4-1 Organigrama de ELECTROPERU
- 4-2 Organigrama de la Sub-Gerencia de Electrificación
- 4-3 Ejecución Histórica del Presupuesto del Programa de Electrificación Provincial, Distrital y Rural
- 4-4 Ejecución Histórica del Presupuesto del Programa de Electrificación Provincial, Distrital y Rural (Gráfico)
- 7-1 Descripción de la "Metodología AID" para la Evaluación Económica de Proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
- 7-2 Comparación de Costos de Diferentes Fuentes de Energía Eléctrica

DEFINICIONES

AID	Agencia para el Desarrollo Internacional
BANVIP	Banco de la Vivienda del Perú
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
COMMSA	Consultores Mineros Metalúrgicos S.A.
CORDES	Corporaciones Departamentales de Desarrollo
EFET	Escuela de Formación Electrotécnica de ELECTROLIMA
ELECTROPERU	Empresa Pública de Electricidad del Perú S.A.
ERE	Empresa Regional de Electricidad
ETEMHI	Escuela Técnica de Mecánica e Hidráulica de ELECTROLIMA
GDP	Gobierno del Perú
HIDRANDINA	Empresa Regional Electro Norte Medio HIDRANDINA S.A.
MEM	Ministerio de Energía y Minas
OPTA	Oficina del Programa de Tecnología Aplicada
PCH	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
PSE	Pequeño Sistema Eléctrico (pequeñas redes eléctricas)
RULCOP	Reglamento Unico de Licitaciones y Contratos de Obras Públicas
SPE	Servicio de Promoción Eléctrica de la Sub-Gerencia de Electrificación Rural de ELECTROPERU
UPE	Unidad de Proyectos de Electrificación

En las cifras numéricas, el punto separa decimales y la coma, miles y millones.

I/.	- inti
US\$	- dólar USA (US\$ 1.00 = I/. 17.50)
L	- libra esterlina (L 1.00 = I/. 20.15)
kW	- 1,000 vatios
MW	- 1,000 kW
kV	- 1,000 voltios
kWh	- kilovatio-hora

microcentrales hidroeléctricas	- capacidad hasta 100 kW
minicentrales hidroeléctricas	- capacidad entre 100 kW y 1,000 kW
pequeña central hidroeléctrica	- capacidad menor de 10,000 kW

1. INTRODUCCION

1.1 Objetivo del Informe

El presente informe ha sido preparado como extensión de la Evaluación del Proyecto AID/ELECTROPERU para el Desarrollo de Pequeñas Plantas Eléctricas.

Tiene el objetivo general de presentar a ELECTROPERU, vía su Sub-Gerencia de Electrificación, un documento que puede servir de base para la preparación de la información que se requeriría para justificar un programa de financiamiento externo para el desarrollo de otro grupo de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), aprovechando así la capacitación del personal y de la institución que se ha logrado como consecuencia de haber llevado a cabo el Convenio AID.

Específicamente, los objetivos señalados en los términos de referencia de la Evaluación del Convenio son:

- a) Desarrollar un plan y diseño preliminar de un programa para continuar el desarrollo de pequeñas centrales eléctricas, que ELECTROPERU puede presentar a una agencia financiera internacional (tal como el BID o el Banco Mundial).
- b) Analizar el papel de PCH en los planes globales de desarrollo del Gobierno del Perú y en sus planes de extender la electrificación rural.
- c) Determinar cuántas PCH ELECTROPERU puede construir durante los próximos cinco años.
- d) Preparar estimaciones preliminares de costos y un análisis de beneficios y costos para el programa propuesto.
- e) Recomendar cómo ELECTROPERU puede evitar las demoras de licitación y contratación que se sufrieron en el Convenio AID y cómo se puede aumentar sustancialmente el número de PCH construídas en el Perú. Recomendar el mecanismo más apropiado para la ejecución del programa propuesto.
- f) Identificar estudios adicionales que deberían llevarse a cabo en la preparación del proyecto que será considerado por las agencias financieras internacionales.

1.2 Alcance del Informe

El informe se ha enfocado en el cumplimiento de los objetivos anteriores, de acuerdo con las limitaciones puestas por la disponibilidad de información en ELECTROPERU y con las necesidades actuales de esa institución. Se recomiendan las acciones que ELECTROPERU debería llevar a cabo para preparar y justificar una solicitud de préstamo y presentar un programa atractivo a las instituciones financieras, así como para asegurar la ejecución exitosa del programa propuesto.

Cabe destacar que los análisis de los costos de construcción de los proyectos y la programación tentativa de las obras de los convenios existentes y propuestos se han realizado en forma preliminar, basándose en aproximaciones, de acuerdo con la información con que se contaba. No obstante, se considera que los resultados son confiables y que indican adecuadamente las perspectivas financieras actuales de ELECTROPERU, en lo que se refiere al desarrollo de PCH.

La información necesaria para la preparación del presente informe se obtuvo mediante entrevistas con las personas indicadas en el Anexo 1-1 y revisión de los documentos señalados en el Anexo 1-2.

1.3 Uso del Informe por ELECTROPERU

ELECTROPERU puede aprovechar el contenido del presente informe por tres vías distintas:

- puede incluir cierto material directamente en los documentos que se presentan a las instituciones financieras, sin modificación o con cambios pequeños;
- puede usar lo que se incluye aquí como ejemplo o guía para la preparación por cuenta propia de los análisis y planes requeridos; y
- puede llevar a cabo las acciones recomendadas, no solamente para la preparación del programa de financiamiento propuesto y su documentación correspondiente, sino también para el mejoramiento de su gestión en el desarrollo de PCH.

Se recomienda que la programación de costos y recursos, a mediano plazo, se afine con base en mejores y más detallados datos de costos y avance físico de las obras, a la medida que estén disponibles, siguiendo la pauta que se presenta aquí y enfocándose en los costos y avances de los proyectos individuales. También deberían incluirse en el análisis los proyectos y obras de líneas y redes.

Será importante demostrar a las agencias financieras cómo el programa propuesto encajará con los otros proyectos y convenios de electrificación rural, y cómo se empleará, a mediano plazo, la totalidad de los recursos potencialmente disponibles.

Cabe señalar que la Sub-Gerencia de Electrificación de ELECTROPERU ha iniciado conversaciones con el Banco Interamericano de Desarrollo sobre una posible solicitud de préstamo para financiar la construcción de PCH y sistemas de distribución. Los autores del presente informe también hicieron contacto con representantes del Banco en Lima y confirmaron el interés del Banco en recibir tal solicitud. El financiamiento propuesto ha sido incluido en una lista tentativa de proyectos potenciales a ser considerados por el Banco.

2. RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

2.1 Papel de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Para lograr los objetivos generales de desarrollo, así como las metas específicas del subsector eléctrico, el Gobierno ha asignado una alta prioridad a la electrificación rural. El apoyo del Gobierno se manifiesta en forma concreta por medio de la asignación continua a esta actividad de los fondos provenientes del impuesto sobre el consumo de energía eléctrica. El impuesto y el destino de los fondos son establecidos por el Decreto Legislativo No. 163.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) juegan un papel importante en la electrificación rural, especialmente en los pueblos localizados a cierta distancia de los sistemas interconectados o de las centrales eléctricas existentes. Ofrecen varias ventajas en relación con las otras fuentes de energía eléctrica. Las ventajas de las PCH incluyen las siguientes:

- son relativamente fáciles de operar y mantener;
- aprovechan los recursos hidráulicos renovables y reducen la dependencia del petróleo;
- si se diseñan y se construyen en forma satisfactoria, pueden ofrecer la energía eléctrica a un costo bajo y razonable, especialmente en comparación con opciones térmicas o de extensión de líneas sobre largas distancias y/o terrenos difíciles;
- dan oportunidades al desarrollo y apoyo de una industria nacional para la fabricación de los equipos hidromecánicos y eléctricos;
- las obras son de una magnitud que facilita la intervención de entidades regionales (las UPE o las ERE) en su construcción, contribuyendo a la descentralización y el desarrollo regional; y
- ofrecen mayor seguridad, en comparación de instalaciones grandes, por medio de la dispersión geográfica de las fuentes de energía.

Del año 1980 a la fecha, se ha puesto en servicio un total de 36 PCH de hasta 1,000 kW de potencia instalada cada una. Este total incluye 12 microcentrales (centrales con una potencia instalada no mayor de 100 kW). Del total de 36, cuatro centrales están actualmente fuera de servicio. Durante este período, la potencia instalada en el área rural ha aumentado en aproximadamente 30 MW, a un total de 242 MW.

El Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica 1985-1990, que prevé incrementar el grado de electrificación en pequeños y medianos centros poblados del 17 por ciento de la población rural en el año 1984 al 25 por ciento en el año 1990. Durante el período quinquenal citado, se pretende aumentar la potencia total instalada en áreas rurales a 335 MW, por medio

de la construcción de 100 PCH, complementada por 9,400 km de nuevas líneas de transmisión y de redes primarias. El Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica estima el costo total de lograr esas metas en US\$ 255 millones, del cual se espera obtener US\$ 66 millones de fuentes externas.

De las consideraciones antes expuestas, se puede concluir que el programa para el desarrollo de las PCH en el Perú debería continuarse. Es un componente muy importante de la electrificación rural, a que el Gobierno ha asignado una prioridad muy alta.

2.2 Capacidad de ELECTROPERU de Ejecutar un Nuevo Programa

En el campo técnico, existe dentro de la empresa la experiencia necesaria para la realización de estudios, licitación de obras y supervisión de la construcción, así como para la ejecución de obras por el sistema de administración. Se entiende que ELECTROPERU y sus dependencias estarían plenamente capacitadas para llevar a cabo un nuevo programa de financiamiento externo de PCH. Para asegurar que el trabajo técnico de ELECTROPERU tenga un alto nivel de utilidad y facilite la ejecución de las obras, se recomienda:

- a) Revisar y consolidar la "Metodología AID" (metodología de evaluación económica desarrollada por la Oficina del Convenio AID), o un ajuste de ella, en la Sub-Gerencia de Electrificación, como técnica única para la evaluación de proyectos de PCH.
- b) Modificar el procedimiento para la asignación de prioridades a los subproyectos, con el propósito de dar mayor peso a la relación beneficio/costo.
- c) Asegurar que las prioridades de los estudios a ser realizados sean determinadas por una sola unidad dentro de la Sub-Gerencia, que las prioridades se asignen de acuerdo con los recursos disponibles para la ejecución de las obras, y que estas prioridades sean respetadas por todas las entidades y personal de ELECTROPERU.
- d) Desarrollar diseños sencillos, económicos y normalizados para los diferentes componentes de las PCH y PSE, con indicación de las condiciones que gobernarían su selección y uso. Procurar desarrollar en las firmas consultoras el concepto de la simplicidad y flexibilidad de diseño, empleando diseños normalizados y uniformes, de acuerdo con la calidad de la información básica disponible.
- e) Establecer una estrecha supervisión de la realización de los estudios, incluyendo los que se entreguen a COMMSA, para asegurar la obtención de resultados adecuados, especialmente en lo que se refiere a la obtención y utilización de información de topografía y geología, los conceptos de diseño y la identificación de problemas potenciales de construcción.

- f) Compilar y reunir, en una base de datos centralizada e integrada, información respecto a hidrología, meteorología, topografía, geología, demanda de potencia y energía, consumo de energía eléctrica, otros índices socio-económicos de importancia para los estudios de prefactibilidad y factibilidad, y el inventario de PCH existentes y en desarrollo.

Aunque en teoría existe una estructura orgánica y administrativa adecuada para el desarrollo de los proyectos de PCH, en la práctica se ha identificado varios problemas que podrían afectar la buena marcha de un nuevo programa de financiamiento externo. Los problemas han contribuido a los atrasos que han sufrido los proyectos que se llevan a cabo bajo los Convenios AID y Reino Unido y que han conducido durante los últimos años a una sub-utilización de los fondos disponibles para la electrificación rural.

Para que un futuro convenio de financiamiento externo se ejecute en forma eficiente, habrá que tomar una serie de acciones tendientes a agilizar la administración y mejorar la coordinación y control de las labores de las diferentes unidades de la Sub-Gerencia. Las medidas recomendadas incluyen:

- a) Mantener al personal técnico formado en los últimos años en las oficinas de los convenios e integrarlo a una unidad que permita encarar con éxito los futuros programas de electrificación rural. Mejorar los sueldos de los funcionarios contratados y, en lo posible, darles una posición estable en la empresa.
- b) Asignar personal a los puestos vacantes en la Sub-Gerencia de Electrificación, especialmente a nivel de jefe de unidad, o sustituirlos por otro con la responsabilidad de asistir al Sub-Gerente.
- c) Prestar atención a la liquidación de las obras terminadas y al pago de las cuentas pendientes con mayor agilidad, evitando la acumulación de fondos ociosos y/o demoras en la contabilidad.
- d) Procurar que las UPE sean transferidas a las ERE en forma integral, sin perder su ejecutividad actual, aprovechando así la experiencia y capacidad ya adquirida.
- e) Agilizar el proceso de licitación, adjudicación y contratación.
- f) Efectuar una programación anual a mediano plazo de las obras que se podrán llevar a cabo, de acuerdo con los costos estimados y los recursos anuales de que se dispondrá.
- g) Implantar un sistema único de información de proyectos de PSE y PCH, con el propósito de mantener y hacer disponible, de una sola fuente, datos confiables y actualizados sobre el estado de cada proyecto y central terminada.

5

La capacidad de ELECTROPERU de financiar las obras de electrificación rural se deriva de dos fuentes principales de fondos: los impuestos sobre el consumo de energía eléctrica producidos por el D.L. 163 y los aportes de los convenios de financiamiento externo.

El análisis de la capacidad financiera de ELECTROPERU indica que se requerirían todos los fondos normalmente dedicados a obras de generación hidráulica (aproximadamente US\$ 12 millones por año) solamente para terminar las obras de ese tipo actualmente en ejecución. No habrá fondos locales disponibles hasta el año 1989 para complementar los recursos que podrían proporcionarse por un nuevo convenio de financiamiento externo, sin desviar inversiones en líneas y redes a inversiones en obras civiles y equipos. La capacidad de aprovechar recursos externos es limitada por la disponibilidad de los fondos locales, especialmente si los recursos vienen dedicados a la adquisición de equipos, sin otra provisión para el financiamiento de las obras civiles (y obras eléctricas) correspondientes.

Se estima que, de acuerdo con los fondos locales disponibles en los años 1987 y 1988, podrían terminarse 26 proyectos de PCH, incluyendo siete del Convenio AID, siete del Convenio Reino Unido y tres del Convenio Alemán, proporcionando un total de 33,000 kW instalados. La terminación en los próximos dos años de los proyectos actualmente en ejecución pondría en servicio un promedio anual del doble del promedio anual del número de centrales entregadas en los últimos cuatro años, extendiendo así la gestión técnica y administrativa de la Sub-Gerencia de Electrificación.

2.3 Formulación del Programa

La formulación del nuevo convenio de financiamiento externo se basa en la disponibilidad de fondos de contraparte para obras de generación hidráulica. Cualquier programa nuevo de financiamiento externo de PCH, incluyendo el propuesto Convenio Italiano, que consistiría en un préstamo de US\$ 5.3 millones y una donación de US\$ 2.7 millones para equipos hidromecánicos, además de un crédito comercial de US\$ 2.6 millones para adquisición de grupos electrógenos, no debería iniciarse hasta 1989, por falta de fondos locales complementarios.

Se supone que el propuesto Convenio Italiano financiaría la adquisición de equipos hidromecánicos para diez centrales, con una potencia instalada total de casi 20,000 kW. Se requeriría un total del equivalente de US\$ 20.9 millones durante tres años para llevar a cabo las obras civiles que complementarían los equipos del préstamo y la donación.

Suponiendo la suspensión del Convenio Reino Unido y la realización del propuesto Convenio Italiano, este último a partir de 1989, el nuevo convenio de financiamiento externo de PCH podría consistir de un aporte de US\$ 10 millones para obras civiles y equipos, un monto igual para obras eléctricas, unos US\$ 1.4 millones para estudios y US\$ 0.6 millones para asistencia técnica y adiestramiento. Las obras financiadas se llevarían a cabo durante un período de tres años.

El nuevo convenio financiaría 12,000 kW de potencia instalada, divididos entre un número de PCH estimado en 14, con una potencia promedio de 850 kW. El costo por kW se estima en un promedio de aproximadamente US\$ 1,670, incluyendo solamente obras civiles y equipos hidromecánicos. El costo total de las obras de generación hidráulica ascendería a US\$ 10 millones.

El nivel de financiamiento propuesto cubriría, además de la mitad de los costos de las 14 PCH (incluyendo obras eléctricas), una porción semejante de los costos de extender nuevas líneas de transmisión y redes de distribución en otras localidades.

Según el programa propuesto, durante el período 1987-1991, se pondría en servicio un promedio anual de 12 PCH, y se aumentaría la potencia instalada en áreas rurales en casi 70 MW, a un total de aproximadamente 310 MW. No se prevé una disponibilidad de recursos suficiente para alcanzar la meta de tener 335 MW instalada en el año 1990.

Se considera que el nivel de financiamiento externo recomendado, además de mantener un balance adecuado con el uso de recursos locales, estaría de acuerdo con la apacidad ejecutora de ELECTROPERU y las Empresas Regionales. Se supone que el consiguiente endeudamiento externo no estaría en conflicto con la política económica nacional. Sin embargo, es un aspecto del propuesto convenio que requeriría una investigación adicional.

Para ayudar a ELECTROPERU a fortalecer su programa de electrificación rural, se recomienda que el convenio nuevo de financiamiento externo contenga provisiones para el suministro de asistencia técnica y adiestramiento en las siguientes áreas:

- promoción de usos productivos de la energía eléctrica;
- desarrollo de diseños normalizados;
- organización y sistemas administrativos;
- fortalecimiento de las escuelas técnicas, incluyendo adquisición de equipos para sus talleres; y
- desarrollo de la capacidad industrial nacional.

La aprobación de una solicitud de préstamo puede tomar un promedio de 18 meses, siempre y cuando se cumpla con los requisitos en forma oportuna, de modo que los fondos del financiamiento podrían estar disponibles a mediados de 1988. Para poder iniciar las obras al principio del año 1989, habría que empezar los estudios técnicos a principios del año anterior, a más tardar, de modo de poder comenzar el proceso de licitación y contratación de las obras de la primera PCH apenas se apruebe la solicitud de préstamo (mediados de 1988). Los estudios preliminares, incluyendo los análisis de prefactibilidad, deberían realizarse previamente, durante el año 1987, para conformar un paquete adecuado de proyectos potencialmente factibles y rentables.

2.4 Comparación de Beneficios y Costos

Sin contar con estudios de prefactibilidad para un grupo de proyectos que podrían llevarse a cabo bajo el convenio nuevo, no se puede medir los beneficios específicos del programa propuesto. Sin embargo, tomando en cuenta el gran número de proyectos potenciales que existe, y suponiendo que dentro de este universo hay varios proyectos con relaciones beneficio/costo semejantes a las de los proyectos que se ejecutan bajo el Convenio AID, se puede concluir que el convenio nuevo se justificaría económicamente.

Tres de los proyectos del convenio mencionado, al ser evaluados, tenían relaciones beneficio/costo de alrededor de 1.4, a una tasa de descuento del 12%, e incluyendo los costos de las líneas de transmisión y redes de distribución. La magnitud de esos parámetros indica que no sería difícil encontrar otros proyectos con rentabilidades semejantes, ya que los proyectos citados pueden considerarse representativos del universo de proyectos potenciales.

3. PERSPECTIVAS PARA EL DESARROLLO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

3.1 Breve Historia de la Electrificación Rural

La política de electrificación rural en el Perú se inició en el año 1963, cuando se firmó un Convenio de Asistencia Técnica con la Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos (AID) para seleccionar un área en el Valle del Mantaro en donde se implementaría un Plan Piloto de Electrificación Rural. Después de terminarse el Plan Piloto, la electrificación rural se desarrolló muy lentamente, debido a que hasta el año 1973, cuando se creó ELECTROPERU, el servicio público de electricidad estaba administrado, en su mayor parte, por capitales privados, que solamente atendían los grandes centros urbanos, por su mayor rentabilidad.

Por varios años después de crearse, ELECTROPERU vió su actividad limitada a mejorar el suministro eléctrico en grandes y medianos centros poblados. Sólo a partir de 1978 ha dirigido sus esfuerzos en el sentido de incrementar la electrificación rural. En ese último año, el Ministerio de Energía y Minas puso en marcha un programa nuevo:

- En noviembre de 1978 se declaró de primera prioridad el Programa de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y se creó una comisión especial para dirigirlo.
- En diciembre de 1978, ELECTROPERU creó la Oficina del Programa de Tecnología Aplicada (OPTA), con la responsabilidad de supervisar y coordinar la ejecución del Programa de PCH. También se creó el Fondo para la Electrificación con PCH, con recursos propios de ELECTROPERU.
- En 1981, se creó la Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural, que posteriormente (a fines de 1985) se convirtió en Sub-Gerencia, dependiente de la Gerencia de Obras de ELECTROPERU.
- En junio de 1981, se promulgó el Decreto Legislativo No. 163, que fijó un impuesto sobre el consumo de energía eléctrica para financiar las obras de electrificación rural.
- En el año 1982, se promulgó la Ley General de Electricidad No. 23406, disponiendo la creación de las Empresas Regionales de Electricidad : la elaboración de un Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica. En el año 1983, la Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural elaboró la primera versión del plan, que se actualiza anualmente.

En esa forma se concretó un programa de electrificación rural con los siguientes objetivos:

- atender las necesidades energéticas de las microregiones y los centros aislados del país;
- utilizar la gran cantidad de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos potenciales del interior, principalmente de la Sierra;

- sustituir la generación de energía eléctrica a base de petróleo por la hidroelectricidad; y
- desarrollar capacidad y tecnología nacional en la fabricación de equipos hidroeléctricos y la construcción y montaje de las plantas.

El Perú tiene una gran extensión territorial de 1,285,000 km² y una topografía sumamente variada que se puede enmarcar en tres grandes grupos: la Costa, la Sierra con montañas que superan los 5,000 m, y la Selva. El Gobierno ha orientado sus estudios al aprovechamiento de pequeñas cuencas en las partes altas de la Sierra, es decir, en las nacientes de los cursos de agua. Puede suponerse que hay más de 1,000 sub-cuencas con posibilidades hidroeléctricas que podrían alcanzar en su total a un millón de kW.

Hay más de 1,100 centros poblados en el país con posibilidades de aprovechamiento hidroeléctrico, con una población total de aproximadamente dos millones, de las cuales el 53% carece totalmente de energía eléctrica. El 47% restante se abastece en su mayoría de energía procedente de centrales térmicas, muchas de las cuales están en mal estado por su antigüedad y poco mantenimiento y son muy caras por el combustible que consumen. Además, sólo suministran energía para alumbrado público y uso doméstico, y a menudo, sólo unas pocas horas por día.

A fines de 1984, había en el Perú alrededor de 1,000 centros poblados con suministro eléctrico, lo que significa 350,000 abonados, de los cuales el 58% los administraba ELECTROPERU con sus Empresas Regionales. El 25% eran servicios suministrados por concejos municipales y 17% correspondía a autoprodutores (centros mineros, cooperativas agrarias, centros petroleros, etc). El grado de electrificación de ese sector de la población es el 17%.

Del año 1980 a la fecha, se ha puesto en servicio un total de 36 PCH de hasta 1,000 kW de potencia instalada cada una. Este total incluye 12 microcentrales (centrales con una potencia instalada no mayor de 100 kW). Del total de 36, cuatro centrales están actualmente fuera de servicio, como consecuencia de atentados terroristas u otras causas. Durante este período la potencia instalada en el área rural ha aumentado en aproximadamente 30 MW, a un total de 242 MW.

Si se toman en cuenta todas las PCH construídas desde el año 1907, de las cuales casi todas se encuentran en áreas rurales, se obtiene un total de 105 centrales actualmente en servicio y 42 centrales paralizadas (ver Anexo 3-1):

Potencia (kW)	Número de PCH		
	En Servicio	Paralizadas	Total
0-100	53	34	87
101-1,000	45	8	53
más de 1,000	7		7
Total	105	42	147

Debido a la vastedad de los recursos hídricos, no se ha dedicado mayores esfuerzos a electrificar las áreas rurales con otras fuentes como energía solar, eólica, geotérmica, biogás o biomasa. Sin embargo, en 1985, se creó en ELECTROPERU la Oficina de Energía No Convencional con ese especial cometido.

3.2 Prioridades y Metas de Desarrollo del Gobierno del Perú

El nuevo Gobierno ha tenido que enfrentar graves problemas económicos y sociales que impiden el desarrollo del país. Estos incluyen una altísima deuda externa, una centralización de actividades económicas y gubernamentales en Lima, una decaída industria nacional, una alta tasa de desempleo, el estancamiento del ingreso y del crecimiento económico, y un movimiento terrorista que promueve la insatisfacción social. Los problemas son especialmente agudos en las áreas rurales.

Para superar esos problemas, el Gobierno ha buscado políticas para impulsar el desarrollo rural, especialmente en las zonas de mayor pobreza, descentralizar las actividades del país, reducir la burocracia, aumentar la producción del sector agrícola, fomentar la industria nacional y la exportación y reestructurar la distribución del ingreso. Se pone un énfasis especial en el desarrollo y el mejoramiento de la calidad de la vida en la zona andina.

En el sub-sector eléctrico, los objetivos que apoyan las metas globales del Gobierno, expresados en el Plan Maestro de Electricidad del Año 1986, incluyen las siguientes (entre otras):

- intensificar la evaluación sistemática del potencial hidroeléctrico, con el fin de incrementar y optimizar su empleo en la producción de electricidad, aumentando la producción de energía eléctrica de origen hidráulico del 78 por ciento de la producción total en 1985 al 92 por ciento en el año 2000;
- consolidar la gestión de las Empresas Regionales de Electricidad a fin de concretar la descentralización y mejorar el desarrollo regional;
- abastecer de energía eléctrica al 61 por ciento de la población del país en el año 2000 (actualmente el 40 por ciento goza del servicio eléctrico); y
- incrementar el uso de la electricidad como insumo en las actividades productivas.

Para lograr los objetivos generales de desarrollo, así como las metas específicas del subsector eléctrico, el Gobierno ha asignado una alta prioridad a la electrificación rural. El apoyo del Gobierno se manifiesta en forma concreta por medio de la asignación continua a esta actividad de los fondos provenientes del impuesto sobre el consumo de energía eléctrica. El impuesto y el destino de los fondos son establecidos por el D.L. 163.

El Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica 1985-1990, que complementa el Plan Maestro de Electricidad y fue actualizado en mayo de 1986, prevé incrementar el grado de electrificación en pequeños y medianos centros poblados del 17 por ciento de la población rural en el año 1984 al 25 por ciento en el año 1990, beneficiando a una población rural adicional del orden de los 1.3 millones de habitantes. (El Gobierno considera que la población rural comprende toda la población del país, menos los habitantes de las 10 grandes ciudades, que son: Lima, Arequipa, Trujillo, Ica, Cusco, Chiclayo, Iquitos, Huancayo, Piura y Chimbote).

Durante el período quinquenal citado, se pretende aumentar la potencia total instalada en áreas rurales a 335 MW (de un total de 239 MW en julio de 1985), por medio de la construcción de 100 PCH, complementada por 9,400 km de nuevas líneas de transmisión y de redes primarias. El Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica estima el costo total de lograr esas metas en US\$ 255 millones, del cual se espera obtener US\$ 66 millones de fuentes externas.

La definición actual de población rural es vaga, y se considera conveniente precisarla mejor para asegurarse que los recursos disponibles se inviertan en las áreas más necesitadas, fuera de centros urbanos de mediano tamaño y con potenciales usos productivos.

3.3 Beneficios de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

De las prioridades de desarrollo del país, se puede apreciar la importancia que corresponde a la electrificación rural. Facilita el desarrollo social, la educación, la entrega de servicios de salud, la comunicación y el fomento de actividades productivas en las zonas rurales. Ayuda a crear un mejor ambiente en los pueblos y una expectativa futura que hacen más atractiva la vida rural y tienden a detener la ola migratoria hacia los grandes centros poblacionales, apoyando así el crecimiento descentralizado del país y el fomento del sector agrícola.

Las PCH juegan un papel importante en la electrificación rural, especialmente en los pueblos localizados a cierta distancia de los sistemas interconectados o de las centrales eléctricas existentes. Ofrecen varias ventajas en relación con las otras fuentes de energía eléctrica. Las ventajas de las PCH incluyen las siguientes:

- son relativamente fáciles de operar y mantener;
- aprovechan los recursos hidráulicos renovables y reducen la dependencia del petróleo;
- si se diseñan y se construyen en forma satisfactoria, pueden ofrecer la energía eléctrica a un costo bajo y razonable, especialmente en comparación con opciones térmicas o de extensión de líneas sobre largas distancias y/o terrenos difíciles;

10

- dan oportunidades al desarrollo y apoyo de una industria nacional para la fabricación de los equipos hidromecánicos y eléctricos;
- las obras son de una magnitud que facilita la intervención de entidades regionales (las UPE o las ERE) en su construcción, contribuyendo a la descentralización y el desarrollo regional; y
- ofrecen mayor seguridad, en comparación de instalaciones grandes, por medio de la dispersión geográfica de las fuentes de energía.

3.4 Papel de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el Desarrollo de la Energía Eléctrica

De las consideraciones antes expuestas, se puede concluir que el programa para el desarrollo de las PCH en el Perú debería continuarse. Es un componente muy importante de la electrificación rural, a que el GDP ha asignado una prioridad muy alta. En comparación con otras posibles fuentes de energía eléctrica en áreas rurales aisladas, las PCH pueden suministrar electricidad a costos razonables. Los proyectos de PCH son relativamente fáciles de llevar a cabo, facilitando su ejecución por las Empresas Regionales y contribuyendo así a la meta de la descentralización del país. Su magnitud reducida permite llevarlos a cabo y entregar sus beneficios rápidamente, de acuerdo con las posibilidades financieras del país, sin que los usuarios tengan que esperar, durante un largo tiempo, la terminación demorada de una obra mayor. Las PCH también aprovechan recursos naturales renovables y reducen la dependencia del país del petróleo, que son otras metas importantes del Gobierno.

4. CAPACIDAD DE ELECTROPERU DE LLEVAR A CABO UN NUEVO PROGRAMA

4.1 Programas Actuales de Electrificación Rural

Para realizar las metas del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica (ver Sección 3.2), ELECTROPERU cuenta con recursos en moneda nacional, proporcionados principalmente por el impuesto sobre el consumo de electricidad, autorizado por Decreto Legislativo 163, y recursos en moneda extranjera obtenidos de varios convenios que han sido firmados con países amigos. Hay tres convenios actualmente en vigencia:

a) Agencia para el Desarrollo Internacional (AID)

El Convenio AID se firmó en noviembre de 1980, con una vida proyectada de cinco años. Posteriormente fue extendido hasta mayo de 1987. Por medio de un préstamo de US\$ 9.0 millones, una donación de hasta US\$ 1.0 millón, y fondos de contraparte de US\$ 6.36 millones, se están construyendo 10 PCH con una potencia instalada total de 6,200 kW, incluyendo estudios, obras civiles, equipos hidromecánicos, líneas de transmisión y redes de distribución. A la fecha del presente informe, tras de las 10 centrales están terminadas, y se espera concluir las obras de las demás en el primer semestre de 1987.

b) Reino Unido

Se suscribió el 15 de marzo de 1982 un contrato de servicios y suministros para pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas y sistemas de sub-transmisión asociados, para el período 1982-1990. El financiamiento se compuso de 4.8 millones de libras esterlinas como donación, más 20.8 millones destinadas fundamentalmente al pago de servicios técnicos y equipos ingleses para 21 centrales, con una capacidad total de 42,000 kW.

A la fecha de este informe, se ha contratado la adquisición de equipos para nueve PCH, dos de los cuales se destinarán a proyectos del Convenio AID como parte del aporte local. La adquisición del resto de los equipos se ha suspendido, con poca probabilidad, al parecer, que se reinicie en el futuro.

c) República Federal de Alemania

Firmado el 9 de julio de 1981, es un convenio para el desarrollo de fuentes energéticas no agotables y pequeños recursos de energía hidráulica para electrificación rural, cuyos objetivos son:

- elaborar un programa general para desarrollar planes regionales y locales e implementar proyectos hidroeléctricos;
- formular proyectos de electrificación a nivel de factibilidad para sus regiones modelo; y

elaborar estudios definitivos para cuatro proyectos piloto con capacidad total de 2,110 kW y suministrar maquinaria para dos de ellos.

El convenio aporta una donación de dos millones de marcos alemanes en equipos y materiales para las centrales hidroeléctricas que se construyan a manera de proyectos piloto, y una asistencia técnica (198 persona/meses). Tres de las PCH están todavía en construcción.

d) Otros Convenios

Aparte de esos tres Convenios, ELECTROPERU licitó, entre mayo de 1980 y enero de 1981, el suministro de equipos hidroeléctricos para 21 centrales con una potencia total de ocho MW. La adjudicación fue a las compañías Somerin (Brasil) por US\$ 205,000, Sercenco (USA) por US\$ 1.3 millón y la Corporación Nacional China por US\$ 1.4 millón. La implementación de esos proyectos no se efectuó en la forma debida, por falta de recursos y carencia de diseños definitivos para las obras civiles y obras eléctricas, lo que paralizó los proyectos por varios años. Posteriormente, ELECTROPERU decidió completar los estudios y construir las obras por administración directa, principalmente. Actualmente, 14 proyectos que aprovecharán los equipos ya adquiridos por esos convenios están en vías de construcción.

El Cuadro 4-1 presenta, en forma tabular, un resumen de los proyectos de PCH cuya ejecución se terminaría desde el año 1987 en adelante. Se incluyen en el cuadro solamente los proyectos con sus obras civiles en proceso de licitación, o ya licitadas, o sus equipos ya adquiridos, y su financiamiento actualmente disponible. No se incluyen proyectos del Convenio Reino Unido para los cuales no se ha iniciado la adquisición de los equipos hidromecánicos.

4.2 Existencia de Proyectos Potencialmente Factibles

El Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica para el período 1985-1990, que fue actualizado en mayo de 1986, incluye 92 proyectos de generación eléctrica en áreas rurales. El Plan abarca principalmente centrales hidroeléctricas de capacidad de hasta 5 MW, con una capacidad total de 93 MW. Once de los proyectos tendrían capacidades de 1,000 a 4,500 kW y el resto, es decir 81, capacidades de 64 a 1,000 kW. Varios de ellos ya están en construcción. El Plan abarca también otros 43 proyectos de extensión de redes de distribución.

Aparte de los proyectos ya incluidos en el Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica, las UPE y las ERE han entregado nuevos paquetes que alcanzan a un total preliminar de 90 proyectos propuestos. Estos están siendo analizados y priorizados en un proceso que se actualiza trimestralmente, mientras se busca su financiamiento.

Con el propósito de obtener información para la evaluación de proyectos ya definidos, así como para la identificación de otros proyectos nuevos que serían potencialmente factibles, ELECTROPERU ha aprobado, por sugerencia del MEM, encomendar a una empresa consultora estatal, que depende de CENTROMIN y se llama COMMSA, el proceder a una evaluación e inventario de las cuencas del país. COMMSA se apoyará en varias firmas consultoras nacionales para investigar, a lo largo de un año, la hidrología de las cuencas y obtener otros datos necesarios para estudios de prefactibilidad, así como para realizar la mayoría de los estudios definitivos.

Existen varios proyectos con sus estudios definitivos de factibilidad y diseño bien avanzados o hasta terminados, pero sin financiamiento para su ejecución. Por ejemplo, al discontinuar la ejecución de proyectos bajo el Convenio Reino Unido, quedarán unos 12 proyectos con estudios completos o casi completos que podrían financiarse con fondos de otra fuente.

Aunque no se identifican proyectos específicos en el presente informe, se concluye que hay un número elevado de proyectos existentes y potenciales, incluyendo algunos con sus estudios ya realizados, que serían técnicamente factibles y económicamente rentables, y de los cuales se podría elegir fácilmente hasta 15 ó 20 para ejecución bajo un nuevo convenio de préstamo con una agencia financiera internacional. Al presentar una solicitud de préstamo a una de esas agencias, debería incluirse una lista de los proyectos potencialmente aptos para ser financiados bajo el convenio propuesto, junto con toda la información disponible en relación con su factibilidad técnica y económica.

4.3 Capacidad Técnica de ELECTROPERU

Se puede resumir así la experiencia de ELECTROPERU en el campo de la electrificación rural basada en minicentrales hidroeléctricas: se ha construido, del año 1980 a la fecha, un total de 36 centrales; se proyecta, durante los próximos tres años, la construcción de más de 30 centrales adicionales, con capacidades de hasta 5 MW; y se está evaluando continuamente los paquetes de proyectos propuestos que se presentan a la Sub-Gerencia de Electrificación para su análisis y programación.

Más de 200 proyectos de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas, en diferentes etapas de estudio y construcción, han pasado por las oficinas técnicas de ELECTROPERU, en un lapso de aproximadamente siete años. Es un esfuerzo que sitúa a Perú en los primeros lugares de los países latinoamericanos, en lo que se refiere al fomento de la electrificación rural basada en pequeñas centrales hidroeléctricas.

Si bien, en ese lapso, se han cometido errores y algunas de las unidades instaladas se encuentran fuera de servicio, por diversas razones no solamente técnicas, corresponde destacar el éxito de las labores técnicas ya efectuadas. Durante ese tiempo, se ha capacitado un conjunto de profesionales y técnicos que constituyen el mejor capital con que cuenta ELECTROPERU para enfrentar el futuro de la electrificación rural.

En consecuencia, y una vez corregidos los problemas encontrados en el pasado (ver recomendaciones adelante), se entiende que ELECTROPERU y sus dependencias estarían plenamente capacitadas para ejecutar proyectos semejantes a los que actualmente están manejando. Existe dentro de la empresa la experiencia necesaria para la realización de estudios, licitación de obras y supervisión de la construcción, así como para la ejecución de obras por sistemas de administración.

Se entiende que ELECTROPERU entregará la mayoría de los estudios definitivos de las PCH a la empresa consultora pública COMMSA y, a través de ella, a empresas privadas. Para asegurar que los estudios de COMMSA y el trabajo técnico futuro de ELECTROPERU tengan un alto nivel de utilidad y faciliten la ejecución de las obras, se recomienda:

- a) Llevar una comparación de los resultados reales de las PCH con los pronosticados en los estudios, dando énfasis al comportamiento de la demanda y a los costos.
- b) Con base en la revisión anterior, ajustar la metodología para el pronóstico de la demanda y costos y la evaluación económica de los proyectos, con el propósito de simplificar la ejecución de los estudios y mejorar la calidad de los resultados.
- c) Procurar la consolidación de la "Metodología AID" (metodología de evaluación económica desarrollada por la Oficina del Convenio AID), o un ajuste de ella, en la Sub-Gerencia de Electrificación, como técnica única para la evaluación de proyectos de PCH.
- d) Modificar el procedimiento para la asignación de prioridades a los subproyectos, con el propósito de dar mayor peso a la relación beneficio/costo. Después de una primera asignación basada en ese indicador, pueden hacerse los ajustes necesarios y apropiados para tomar en cuenta las políticas del Gobierno referentes a otros factores tales como las prioridades regionales.
- e) Asignar prioridades a los estudios a ser realizados, sean de centrales o de líneas y redes, en una sola unidad dentro de la Sub-Gerencia, que planifique y presupueste, con base en un análisis de optimización técnico-económico, las obras a ejecutarse dentro de un plazo de 4 ó 5 años, de acuerdo con los recursos disponibles en moneda local y extranjera.
- f) Con base en la experiencia que ya existe en ELECTROPERU, y con el aporte de trabajos similares realizados en otros países, desarrollar diseños sencillos, económicos y normalizados para los diferentes componentes de las PCH y PSE, con indicación de las condiciones que gobernarían su selección y uso.
- g) Procurar desarrollar en las firmas consultoras el concepto de la simplicidad y flexibilidad de diseño, empleando diseños normalizados y uniformes, de acuerdo con la calidad de la información básica disponible, con el propósito de facilitar la ejecución y reducir el costo de las obras.

- h) Extender los estudios para evaluar diferentes capacidades de diseño de las PCH, tomando en cuenta las posibilidades de expansión futura o de interconexión con otras centrales o sistemas, especialmente en casos de interconexión con plantas térmicas. Podría efectuarse un análisis de varias situaciones típicas en este sentido con el propósito de establecer normas y guías.
- i) Establecer una estrecha supervisión de la realización de los estudios, incluyendo los que se entreguen a COMMSA, para asegurar la obtención de resultados adecuados, especialmente en lo que se refiere a la obtención y utilización de información de topografía y geología, los conceptos de diseño y la identificación de problemas potenciales de construcción.
- j) Para facilitar la realización de proyectos futuros, efectuar un inventario exhaustivo de las PCH existentes, evaluar su situación actual y los servicios que están prestando, y extraer conclusiones que sirvan de guía para los proyectos futuros.
- k) Compilar y reunir, en una base de datos centralizada e integrada, toda la información disponible en las oficinas de ELECTROPERU, y también fuera de la institución, respecto a hidrología, meteorología, topografía, geología, demanda de potencia y energía, consumo de energía eléctrica, otros índices socio-económicos de importancia para los estudios de prefactibilidad y factibilidad, y el inventario de PCH existentes. Además de mantener centralizada esa información, deberían organizarse equipos de técnicos para continuar con su lectura y registro en forma permanente y efectuar la coordinación con otras instituciones.

4.4 Capacidad Administrativa de ELECTROPERU

Aunque en teoría existe una estructura orgánica y administrativa adecuada para el desarrollo de los proyectos de PCH, en la práctica pareciera que la coordinación de las funciones de la Sub-Gerencia podría mejorarse. Luego del análisis realizado, se han identificado varios problemas que podrían afectar la buena marcha de un nuevo programa de financiamiento externo, los cuales se detallan a continuación:

- a) El desarrollo de los proyectos se demora mucho, por haber un proceso burocrático complicado, que incluye niveles de decisión desde la Sub-Gerencia hasta el Directorio. Estas actividades consumen bastante tiempo, lo que encarece y demora la ejecución de los proyectos.
- b) Se producen demoras significativas en los pagos a los consultores y en la aprobación y firma de contratos para la adquisición de maquinarias.
- c) Dentro de la Sub-Gerencia de Electrificación, las oficinas de los diferentes convenios dependen directamente de la Unidad de Proyectos Especiales y Convenios, cuya jefatura ha estado vacante desde hace varios meses, lo que ha dificultado las labores de ejecución y coordinación que deben llevar a cabo las oficinas que componen la

Unidad. También está vacante la jefatura de la Unidad de Planificación y Programación de la Sub-Gerencia. Estas deficiencias dificultan el manejo de la Sub-Gerencia por parte de su titular, quien además de coordinar las labores internas, debe dedicar gran parte de su tiempo a relaciones con otras entidades de ELECTROPERU, así como con organismos externos. (Ver organigramas en los Anexos 4-1 y 4-2.)

- d) Se ha encontrado una dispersión y una organización deficiente de la información que se requiere para una eficiente administración del programa de electrificación rural, especialmente en relación con los inventarios de los proyectos ya terminados, todavía en ejecución o por licitarse o estudiarse. Esta información debería estar disponible en una sola fuente centralizada.
- e) En el Convenio AID, por ejemplo, hay mucha demora en la preparación de informes contables y la liquidación de adelantos pendientes. No se cuenta con información actualizada del total invertido por parte de AID ni por parte del D.L. 163.
- f) Debido a varias demandas extraordinarias del tiempo del personal de la Sub-Gerencia, no se ha podido terminar todavía (a fines de noviembre de 1986) el presupuesto detallado para la ejecución de los proyectos de PCH y PSE en 1987. Tampoco se cuenta con un pronóstico de costos y recursos para la ejecución de proyectos en años posteriores.

Estos problemas constituyen sólo una muestra de los problemas administrativos de que adolece ELECTROPERU y que limitan la capacidad de la empresa en lo que se refiere al desarrollo de centrales hidroeléctricas. Estos y otros problemas semejantes han contribuido a los atrasos que han sufrido los proyectos que se llevan a cabo bajo los Convenios AID y Reino Unido y que han conducido durante los últimos años a una sub-utilización de los fondos disponibles para la electrificación rural (ver los Anexos 4-3 y 4-4).

En los últimos cuatro años, se ha construido un promedio anual de siete PCH, con una capacidad total de 5,400 kW. Como se indica en el Cuadro 4-1, durante 1987 y 1988 se pretende alcanzar el doble del número de centrales terminadas por año y una potencia total (33,000 kW) de seis veces la capacidad instalada durante los cuatro años anteriores.

El personal de la Sub-Gerencia de Electrificación es dedicado a su trabajo y es capaz de llevar a cabo ese programa. Sin embargo, para que las metas se realicen, y para que un futuro convenio de financiamiento externo se ejecute en forma eficiente, habrá que tomar una serie de acciones tendientes a agilizar la administración y mejorar la coordinación y control de las labores de las diferentes unidades de la Sub-Gerencia. Las medidas recomendadas son (ver también el Capítulo 6):

- a) Mantener al personal técnico formado en los últimos años en las oficinas de los convenios e integrarlo, dentro de ELECTROPERU, a una unidad que permita encarar con éxito los futuros programas de electrificación rural basados en minicentrales hidráulicas.

- b) Mejorar los sueldos de los funcionarios contratados y, en lo posible, darles una posición estable evitando la renovación anual de sus contratos, lo que crea en el técnico una preocupación continua sobre su permanencia en la institución.
- c) Hacer un esfuerzo para mejorar la coordinación de labores y lograr una amplia disponibilidad de información confiable y unificada dentro de la Sub-Gerencia de Electrificación. La asignación de personal a los puestos vacantes, especialmente a nivel de jefe de unidad, o la sustitución de esos puestos por otro con la responsabilidad de asistir al Sub-Gerente, contribuiría a ese fin.
- d) Prestar atención a la liquidación de las obras terminadas y al pago de las cuentas pendientes con mayor agilidad, evitando así la acumulación de fondos ociosos y/o demoras en la movilización y la contabilidad de los fondos.
- e) Procurar que las UPE sean transferidas a las ERE en forma integral, sin perder su ejecutividad actual, aprovechando así la experiencia y capacidad ya adquirida.
- f) Agilizar el proceso de licitación, adjudicación y contratación, mediante medidas tales como la aprobación de las Buenas Pro y los contratos a niveles de decisión inferiores a los actuales. Se debe revisar y ajustar todos los trámites del proceso, especialmente en lo que se refiere a la selección del oferente ganador, que se recomienda se base en la oferta razonable más baja de firmas precalificadas.
- g) Efectuar, mantener y respetar una programación anual a mediano plazo de las obras que se podrán llevar a cabo, de acuerdo con los costos estimados y los recursos anuales de que se dispondrá.
- h) Implantar un sistema único de información de proyectos de PSE y PCH, con el propósito de mantener y hacer disponible, de una sola fuente, datos confiables y actualizados sobre el estado de cada proyecto, desde los proyectos potenciales en proceso de definición hasta las centrales y PSE terminadas y en operación. Procurar usar un sólo nombre para identificar cada proyecto.

4.5 Capacidad Financiera de ELECTROPERU

La capacidad de ELECTROPERU de financiar las obras de electrificación rural se deriva de dos fuentes principales de fondos: los impuestos sobre el consumo de energía eléctrica producidos por el D.L. 163 y los aportes de los convenios de financiamiento externo.

Del D.L. 163, se espera recibir en 1987 un total de aproximadamente I/. 450 millones que se puede dedicar a la electrificación rural. A la tasa de

cambio actual (I/. 14/US\$), esta suma suele repartirse, en forma aproximada, como sigue:

Generación hidráulica	US\$ 12.0 millón/año	(37%)
Generación térmica	0.5	(2%)
Subestaciones, líneas y redes	13.0	(41%)
Estudios	1.0	(3%)
Costos indirectos	<u>5.5</u>	(17%)
Total D.L. 163	US\$ 32.0 millón/año	

Otra fuente de financiamiento local es un reembolso por parte del Gobierno (o, efectivamente, una exoneración) de los derechos de aduana aplicables a la importación de equipos. En el presente análisis, no se ha tomado en cuenta esos derechos en los cálculos de los costos de las obras, por lo cual tampoco se ha considerado la exoneración de ellos como fuente de fondos.

El financiamiento externo se proporciona principalmente en la forma de préstamos, con términos que varían de comerciales a blandos. Los convenios también aportan donaciones en ciertas circunstancias. Con la excepción del Convenio AID, cuya contribución se emplea en estudios, obras civiles, obras eléctricas y la adquisición de equipos, los fondos externos provenientes de los convenios actualmente vigentes se dedican principalmente a estudios y equipos, lo que significa un requerimiento de recursos locales para completar las obras de los proyectos que se financian.

La capacidad financiera de ELECTROPERU de emprender nuevos programas de financiamiento externo para el desarrollo de PCH se revela en los Cuadros 4-2 y 4-3. El primero presenta un pronóstico de los costos de terminar las obras de generación hidráulica (obras civiles y equipos hidromecánicos) actualmente en vías de ejecución (ver Cuadro 4-1).

Al no contar en la mayoría de los casos con cifras confiables de los costos acumulados hasta la fecha, se ha estimado los costos futuros con base en costos promedio por kW instalado y avances promedio de los trabajos según su probable año de terminación. (En algunos casos se pudo contar con información particular confiable.)

La ejecución de los proyectos según el programa de desembolsos del Cuadro 4-2 requeriría los aportes de fondos locales y externos que se estiman en el Cuadro 4-3. De ese último cuadro, se ve que el requerimiento de fondos locales en 1987 y 1988 (el equivalente de US\$ 12.5 millones y US\$ 12.2 millones, respectivamente) excedería levemente el aporte esperado del D.L. 163 en esos años (el equivalente de US\$ 12 millones cada año). Sin embargo, para los propósitos del presente ejercicio, se supone que se ajustaría el reparto de esos fondos para acomodar las necesidades indicadas.

El análisis indica que se requerirían todos los fondos normalmente dedicados a obras de generación hidráulica solamente para terminar las obras de ese tipo actualmente en ejecución. No habrá fondos locales disponibles, hasta el año 1989, para complementar los recursos que podrían

proporcionarse por un nuevo convenio de financiamiento externo, sin desviar inversiones en líneas y redes a inversiones en obras civiles y equipos. Cabe destacar que la Sub-Gerencia de Electrificación ha emprendido últimamente un amplio programa de construcción de subestaciones, líneas de transmisión y redes primarias, de modo que es poco probable que se pudiera reducir la porción de los fondos del D.L. 163 que se ha previsto para las obras de ese último tipo.

Aunque el análisis se ha basado en costos aproximados, el resultado es claro. La capacidad de aprovechar recursos externos es limitada por la disponibilidad de fondos locales, especialmente si los recursos vienen dedicados a la adquisición de equipos, sin otra provisión para el financiamiento de las obras civiles (y obras eléctricas) correspondientes.

En resumen, la capacidad financiera de ELECTROPERU se apoya, para el próximo quinquenio, en fondos locales en un monto anual equivalente de US\$ 12 millones. Considerando un costo promedio de US\$ 1600 por kW instalado para obras civiles y equipos, se podría poner en servicio anualmente un total de 7,500 kW (o sea, 5 centrales de 1,500 kW, 10 centrales de 750 kW o 15 centrales de 500 kW).

Se recomienda que ELECTROPERU refine este análisis, con base en costos confiables de proyectos individuales, antes de presentarlo como parte de una solicitud de financiamiento nuevo.

CUADRO 4-1

PROGRAMA TENTATIVO DE EJECUCION
DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA:
SIN CONVENIOS NUEVOS (1987-1989)

Convenio	No. de Proyectos	Total de kW Instalado	A Terminar Ejecución en					
			1987		1988		1989	
			Proy.	kW	Proy.	kW	Proy.	kW
AID	7	4,360	7	4,360	-	-	-	-
Reino Unido*	7	21,700	2	3,500	5	18,200	-	-
R.F. Alemana	3	1,400	1	330	2	1,070	-	-
Otros Proyectos	14	7,480	7	4,920	2	880	5	1,680
Total**	31	34,940	17	13,110	9	20,150	5	1,680

* Se incluyen solamente proyectos con equipos ya contratados. Además de los siete proyectos indicados, se ha adquirido equipos para dos proyectos del Convenio AID con fondos del Convenio Reino Unido.

** El presente análisis incluye los proyectos de PCH que se consideran en ejecución, o sea, los proyectos que ya iniciaron el proceso de licitación de las obras civiles, o que ya se encuentran en construcción. De acuerdo con información obtenida de varias fuentes en la Sub-Gerencia de Electrificación de ELECTROPERU, esos proyectos son los siguientes (con la potencia instalada indicada entre paréntesis):

<u>AID</u>	<u>Reino Unido</u>	<u>Otros Proyectos</u>
Cutervo (800)	Quiroz (1,600)	Canta (970)
Niepos (1,000)	Chumbao (1,900)	Hongos (240)
San Marcos (330)	Sandía (2,200)	Huancasancos (110)
Namora (580)	Jaén (3,000)	Camaná (600)
Pachiza (420)	Chalhuamayo (3,200)	Huari (1,440)
Celendín (1,000)	Caclic (4,400)	Pichanaki (1,340)
Sorochnuco (230)	Muyo (5,400)	Aucará-Cabana (220)
		Querocoto (720)
		Caravelí (160)
		Bambamarca (1,000)
<u>R.F. Alemana</u>		Pomacocha (220)
Incuyo (330)		Pomahuanca (85)
Pozuzo (870)		Chuquibambilla (200)
Laramate (200)		Sto. Domingo (175)

CUADRO 4-2

PRONOSTICO DE COSTOS DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA:
SIN CONVENIOS NUEVOS (1987-1989)
(Millones de US\$)

Convenio	Año de Terminar Proyectos	Costo de Terminar*			1987			1988			1989		
		Obras Civ.	Equip. Hidro.	Total	Obras Civ.	Equip. Hidro.	Total	Obras Civ.	Equip. Hidro.	Total	Obras Civ.	Equip. Hidro.	Total
AID	1987	1.8	0.4	2.2	1.8	0.4	2.2	-	-	-	-	-	-
Reino Unido	1987	1.3	0.5	1.8	1.3	0.5	1.8	-	-	-	-	-	-
	1988	<u>17.1</u>	<u>6.3</u>	<u>23.4</u>	<u>7.0</u>	<u>2.6</u>	<u>9.6</u>	<u>10.1</u>	<u>3.7</u>	<u>13.8</u>	-	-	-
	Total	18.4	6.8	25.2	8.3	3.1	11.4	10.1	3.7	13.8	-	-	-
R.F. Alemana	1987	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	-	-	-	-	-	-
	1988	<u>1.0</u>	<u>0.6</u>	<u>1.6</u>	<u>0.4</u>	<u>0.1</u>	<u>0.5</u>	<u>0.6</u>	<u>0.5</u>	<u>1.1</u>	-	-	-
	Total	1.1	0.7	1.8	0.5	0.2	0.7	0.6	0.5	1.1	-	-	-
Otros Proyectos	1987	2.0	0.3	2.3	2.0	0.3	2.3	-	-	-	-	-	-
	1988	0.9	0.1	1.0	0.4	-	0.4	0.5	0.1	0.6	-	-	-
	1989	<u>2.0</u>	<u>0.4</u>	<u>5.3</u>	<u>0.1</u>	<u>0.1</u>	<u>0.2</u>	<u>0.8</u>	<u>0.1</u>	<u>0.9</u>	<u>1.1</u>	<u>0.2</u>	<u>1.3</u>
	Total	4.9	0.8	5.7	2.5	0.4	2.9	1.3	0.2	1.5	1.1	0.2	1.3
Total		26.2	8.7	34.9	13.1	4.1	17.2	12.0	4.4	16.4	1.1	0.2	1.3

* Pronóstico derivado de una estimación del porcentaje del costo total todavía por incurrirse y los siguientes costos promedio por kW instalado:

	<u>Obras Civiles</u>	<u>Equipos Hidromecánicos</u>	<u>Total</u>
0-1,000 kW	US\$ 1,200/kW	US\$ 500/kW	US\$ 1,700/kW
Más de 1,000 kW	US\$ 1,100/kW	US\$ 400/kW	US\$ 1,500/kW

CUADRO 4-3

FINANCIAMIENTO DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA:
 SIN CONVENIOS NUEVOS (1987-1989)
 (Millones de US\$)

Convenio	1987			1988			1989			Total		
	D.L. 163	Fondos Exter.	Total	D.L. 163	Fondos Exter.	Total	D.L. 163	Fondos Exter.	Total	D.L. 163	Fondos Exter.	Total
AID	0.8	1.4	2.2	-	-	-	-	-	-	0.8	1.4	2.2
Reino Unido	8.3	3.1	11.4	10.1	3.7	13.8	-	-	-	18.4	6.8	25.2
R.F. Alemana	0.5	0.2	0.7	0.6	0.5	1.1	-	-	-	1.1	0.7	1.8
Otros Proyectos	2.9	-	2.9	1.5	-	1.5	1.3	-	1.3	5.7	-	5.7
Total	12.5*	4.7	17.2	12.2*	4.2	16.4	1.3	-	1.3	26.0	8.9	34.9

* Los requerimientos de fondos en 1987 y 1988 sobrepasan levemente la disponibilidad anual supuesta de US\$ 12.0 millones.

5. FORMULACION DEL PROGRAMA

5.1 Enfoque General Recomendado

Del análisis de la capacidad de ELECTROPERU de llevar a cabo un nuevo programa de financiamiento externo de PCH, se concluyó que, hasta el año 1989, no habrá recursos locales de contraparte que permitieran realizar más proyectos que los actualmente programados. (Si no se descontinuara el Convenio Reino Unido, el agotamiento de los recursos locales por proyectos ya programados se extendería más allá de 1989.) Se observó también que la terminación en los próximos dos años de los proyectos actualmente en ejecución pondría en servicio un promedio anual del doble del promedio anual del número de centrales entregadas en los últimos cuatro años, extendiendo así la gestión técnica y administrativa de la Sub-Gerencia de Electrificación.

Por lo tanto, se considera que cualquier programa nuevo de financiamiento externo de PCH, incluyendo el propuesto Convenio Italiano, que consistiría en un préstamo de US\$ 5.3 millones y una donación de US\$ 2.7 millones para equipos hidromecánicos, además de un crédito comercial de US\$ 2.6 millones para adquisición de grupos electrógenos, no debería iniciarse hasta 1989. Es sobre esta base que se ha elaborado el programa tentativo que se describe a continuación.

Se considera que un nuevo convenio con una agencia financiera internacional debería cubrir los siguientes elementos:

- estudios y diseños;
- obras civiles y equipos hidromecánicos;
- subestaciones, líneas de transmisión y redes primarias de distribución; y
- asistencia técnica para la promoción del uso productivo de la energía eléctrica, el desarrollo de diseños normalizados, el mejoramiento de la organización y administración de la Sub-Gerencia de Electrificación, y el fortalecimiento de las escuelas técnicas de mantenimiento.

No se ha incluido ni las redes secundarias ni las conexiones domiciliarias en los elementos a ser financiados, ya que, por ley, los usuarios deben financiarlas.

Aunque la ejecución de las obras no comenzaría hasta 1989, los estudios, diseños y la asistencia técnica deberían iniciarse a la brevedad posible, aún antes del otorgamiento del financiamiento propuesto.

Suponiendo la suspensión del Convenio Reino Unido y la realización del propuesto Convenio Italiano, este último a partir de 1989, el nuevo convenio de financiamiento externo de PCH podría consistir de un aporte de US\$ 10 millones para obras civiles y equipos, un monto igual para obras eléctricas, y unos US\$ 2 millones para estudios y asistencia técnica. Las

obras financiadas se llevarían a cabo durante un período de tres años. El programa de ejecución resultante, que se presenta en más detalle a continuación, se resume en el Cuadro 5-1. Según el programa propuesto, durante el período 1987-1991, se pondría en servicio un promedio anual de 12 PCH, y se aumentaría la potencia instalada en áreas rurales en casi 70 MW, a un total de aproximadamente 310 MW. No se prevé una disponibilidad de recursos suficiente para alcanzar la meta de tener 335 MW instalada en el año 1990.

5.2 Obras Civiles y Equipos de Generación

La formulación del nuevo convenio de financiamiento externo se basa en la disponibilidad de fondos de contraparte para obras de generación hidráulica.

El Convenio Italiano, según los términos propuestos, suministraría US\$ 5.3 millones de préstamo para cuatro equipos de generación hidráulica, que tendrían una capacidad promedio de aproximadamente 3,300 kW, y US\$ 2.7 millones de donación, para dos equipos del mismo tipo y capacidad aproximada. Sin embargo, se supone que, según los deseos de ELECTROPERU, se logre variar el número de equipos a financiar, por lo menos por la donación, dentro del mismo monto aportado, de modo de permitir la adquisición, por esta última contribución, de seis equipos de un promedio de 1,100 kW cada uno. Se estima que se requeriría un total del equivalente de US\$ 20.9 millones durante tres años para llevar a cabo las obras civiles que complementarían los equipos del préstamo y la donación.

Se ha determinado el aporte tentativo del posible convenio nuevo de acuerdo con el saldo de recursos locales que podrían servir de contraparte a los fondos externos, después de proporcionar los fondos requeridos por el Convenio Italiano y otros proyectos en ejecución. Se supone una participación del 50% de cada fuente en el pago de los costos de obras civiles y equipos, así como una disponibilidad anual máxima de recursos locales para obras de generación hidráulica del equivalente de US\$ 12 millones. En el Cuadro 5-2, se muestran los aportes anuales previstos de fondos locales y fondos externos para los años 1989, 1990 y 1991.

Los costos anuales totales de los proyectos que se ejecutarían bajo los diferentes convenios, de acuerdo con el financiamiento disponible, se resumen en el Cuadro 5-3. Se calcularon empleando los mismos costos promedio por kW instalado que se usaron en el Capítulo 4 para estimar los costos de los proyectos todavía en ejecución. Los costos se basan en el programa tentativo de ejecución que se presenta en el Cuadro 5-4. El nuevo convenio financiaría 12,000 kW de potencia instalada, divididos entre un número de PCH estimado en 14, con una potencia promedio de 850 kW. El costo por kW se estima en un promedio de aproximadamente US\$ 1,670, incluyendo solamente obras civiles y equipos hidromecánicos. El costo total de las obras de generación hidráulica ascendería a US\$ 10 millones.

5.3 Nivel de Financiamiento Recomendado

El Cuadro 5-5 presenta un posible plan financiero, abarcando todos los componentes del programa de electrificación rural, para el período 1987-1991.

El convenio nuevo de financiamiento externo aportaría un total de US\$ 22 millones, repartido como sigue:

Generación hidráulica	US\$ 10.0 millones
Obras eléctricas	US\$ 10.0 millones
Estudios	US\$ 1.4 millones
Asistencia Técnica y Adiestramiento	US\$ 0.6 millones

El nivel de financiamiento propuesto cubriría, además de la mitad de los costos de las 14 PCH (incluyendo las obras eléctricas asociadas), una porción semejante de los costos de extender nuevas líneas de transmisión y redes de distribución en otras localidades. La longitud de líneas y redes a ser construidas dependería de las necesidades de los proyectos seleccionados del universo de proyectos factibles para ser financiados (ver Sección 4.2). La selección de los proyectos a ejecutar se haría después de realizar los estudios de factibilidad correspondientes.

Se considera que el nivel de financiamiento externo recomendado, además de mantener un balance adecuado con el uso de recursos locales, estaría de acuerdo con la capacidad ejecutora de ELECTROPERU y las empresas regionales. Se supone que el consiguiente endeudamiento externo no estaría en conflicto con la política económica nacional. Sin embargo, es un aspecto del propuesto convenio que requeriría una investigación adicional.

5.4 Asistencia Técnica y Adiestramiento

Para ayudar a ELECTROPERU a fortalecer su programa de electrificación rural, se recomienda que el convenio nuevo de financiamiento externo contenga provisiones para el suministro de asistencia técnica y adiestramiento en las siguientes áreas:

a) Usos Productivos de la Energía Eléctrica

Un asesor para promover el uso productivo de la energía eléctrica tendría el propósito general de fortalecer y capacitar el Servicio de Promoción Eléctrica (SPE) de ELECTROPERU, de modo que pueda actuar como catalizador del desarrollo rural basado en un mejor aprovechamiento de la electricidad. La asistencia técnica consistiría en la contratación de un experto en el desarrollo rural, con experiencia en América Latina, durante unos ocho meses, para adiestrar y trabajar en conjunto con el personal del SPE en estudios y tareas de promoción como las siguientes:

- preparación de estudios piloto de factibilidad sobre los usos potenciales más comunes de la electricidad, con el propósito de determinar indicadores de viabilidad fáciles de entender y

aplicar, tales como el número de vacas necesarias para justificar un ordeñador o el área cultivada para justificar una motobomba de irrigación;

determinación de los requisitos para la obtención de créditos de las Corporaciones Departamentales de Desarrollo, Bancos u otras instituciones, y el diseño e implantación de un programa de ayuda a los usuarios en la preparación de los documentos exigidos;

adiestramiento y capacitación, por parte del SPE, de los promotores de las UPE y las ERE;

preparación de folletos y cintas audio-visuales que muestran a los campesinos, carpinteros, panaderos, mecánicos, etc., cómo pueden ellos aumentar su producción y sus ingresos y/o reducir su tiempo de trabajo mediante la adquisición de equipos eléctricos y el aprovechamiento de la energía eléctrica; y

promoción, con la cooperación de los usuarios con más capacidad y recursos, de la formación de lecherías, trasquiladoras y talleres modelo, que servirían para demostrar las ventajas del uso de la electricidad a otros pobladores de la zona.

b) Desarrollo de Diseños Normalizados

Se requeriría un ingeniero civil durante unos 3 meses y un ingeniero eléctrico durante un mes para trabajar con los ingenieros de la Unidad de Planificación de la Sub-Gerencia de Electrificación, que ya han iniciado investigaciones en la materia, en el desarrollo de diseños normalizados que pudieran emplearse para reducir los costos de los estudios y las obras.

c) Organización y Sistemas Administrativos

Un experto en organización y administración, durante unos cuatro meses, ayudaría a la Sub-Gerencia de Electrificación en la reestructuración de su esquema organizativo, el mejoramiento de sus sistemas y procedimientos, incluyendo los que gobiernan el proceso de licitación, adjudicación y contratación, y la especificación de los enlaces entre los sistemas administrativos y contables de la Sub-Gerencia y las empresas regionales, todo con el objetivo de lograr una mejor coordinación de las funciones y un mejor aprovechamiento de la capacidad del personal.

d) Fortalecimiento de las Escuelas Técnicas

Las dos escuelas técnicas de ELECTROLIMA, que adiestran personal operativo y de mantenimiento para las empresas regionales responsables de la explotación de las PCH, se beneficiarían de un aporte de equipo eléctrico nuevo para sus talleres. Se recomienda contratar a un ingeniero eléctrico, experto en equipos para pequeños sistemas eléctricos, durante aproximadamente un mes para revisar el equipo

24

existente en los talleres y recomendar un inventario de equipos de medición y otros didácticos nuevos a adquirir, además de adiestrar a los instructores de las escuelas. También se recomienda el financiamiento de la adquisición del equipo recomendado, así como los costos de visitas de expertos de las fábricas de equipos a las escuelas técnicas durante un mes para actualizar los conocimientos del personal pedagógica.

e) Desarrollo de la Capacidad Industrial Nacional

Se sugiere emplear un experto en la fabricación de equipos hidromecánicos durante dos meses para asesorar a las industrias nacionales con capacidad de fabricar dichos equipos, con el propósito de mejorar sus productos y reducir sus costos de fabricación.

f) Visitas a Otros Países

Podría incluirse una partida para cubrir los costos de visitas de personal de ELECTROPERU y de las escuelas técnicas a instituciones o seminarios en el extranjero, para intercambiar experiencias y aprovechar los conocimientos y avances de los otros países.

A continuación se presenta una estimación de los costos de las actividades de asistencia técnica y adiestramiento que se sugiere realizar:

Asesores: 20 meses	US\$ 300,000
Equipos eléctricos:	250,000
Viajes al exterior:	<u>50,000</u>
	US\$ 600,000

5.5 Estudios y Diseños

Uno de los propósitos principales del nuevo convenio de financiamiento externo sería el desarrollo y prueba de los diseños normalizados recomendados anteriormente, así como la revisión y ajuste de la metodología de evaluación económica formulada por la Oficina del Convenio AID.

La experiencia ya adquirida en el Perú en el diseño y construcción de las PCH indica el camino que se debería seguir en el desarrollo de las centrales futuras. Con base en una revisión del progreso alcanzado en el diseño y ejecución de los proyectos del Convenio AID, se ha formulado varias observaciones que debería tomarse en cuenta en el ajuste del proceso de diseño.

La mayor parte de los datos básicos disponibles de hidrología, topografía y geología no son muy confiables, y la pequeña magnitud de las obras no justifica investigaciones largas y costosas para mejorarlos. Los diseños de las PCH deben reflejar esta situación. Deben ser lo más sencillos

posible, y deben ser lo suficientemente flexibles como para permitir modificaciones en el campo, de acuerdo con las condiciones actuales encontradas al momento de ejecutar las obras. (El proceso de licitación y contratación debe reflejar esta situación también, basándose los contratos en precios unitarios en vez del sistema de suma alzada.)

Por otro lado, hay que asegurar que los estudios y diseños identifiquen los requerimientos principales, los aspectos mayores de las obras que incidirían en los costos, y los problemas potenciales que se pudieran encontrar por falta de información básica adecuada, así como la ubicación adecuada de las estructuras principales.

En proyectos de PCH, como ya se ha sugerido, diseños estandarizados pueden ayudar a reducir los costos y facilitar un desarrollo y ejecución eficaz. Debe ponerse énfasis en la simplicidad y la uniformidad.

En general, los flujos y las capacidades de diseño de las PCH construídas recientemente se basaron en un porcentaje de excedencia del 90 por ciento (es decir, se espera que el caudal real exceda del flujo de diseño el 90 por ciento del tiempo, permitiendo así casi siempre la operación de la central a su capacidad máxima). Aunque el diseño basado en un porcentaje de excedencia del 90 por ciento puede justificarse en un sistema aislado que emplea solamente la generación hidroeléctrica, esa norma pudiera no ser la mejor en sistemas hidro-térmicos donde se requiera una planta diesel en combinación con la PCH para cubrir la totalidad de la demanda. Debería evaluarse una opción de mayor capacidad de la PCH, a un porcentaje de excedencia menor, de modo de permitir el desplazamiento de la generación térmica durante períodos de mayor disponibilidad de agua. La viabilidad de tal opción dependería, por supuesto, de una duración adecuada de los caudales mayores.

Otro factor a considerarse en los diseños es la posibilidad de expansión futura, especialmente en casos donde hay gran incertidumbre sobre los flujos disponibles o cuando existe una posibilidad de interconexión con otras plantas o sistemas. En casos así, la capacidad del canal puede ser un factor limitante, aunque a veces se puede diseñar un canal de mayor capacidad sin incrementar mucho el costo de la obra. Si el flujo de agua en el río llegara a exceder el flujo de diseño, se podría aumentar la capacidad de la planta en el futuro a un costo adicional razonable, si el canal ya tuviera capacidad suficiente y si las otras estructuras fueran diseñadas para facilitar una expansión correspondiente. Al contrario, aumentar la capacidad del canal en una etapa posterior sería muy costoso.

En la Sección 4.3, se presentan varias recomendaciones en relación con los estudios y diseños, así como con la evaluación económica y selección de los proyectos.

Se recomienda incluir en el convenio nuevo una partida de aproximadamente US\$ 1.4 millones para financiar los estudios y diseños, la mayoría de los cuales se entregarían a firmas consultoras nacionales vía la firma consultora estatal COMMSA, que ha sido designado por el MEM y ELECTROPERU como ente coordinador de los estudios.

5.6 Programa Tentativo de Ejecución

La aprobación de una solicitud de préstamo puede tomar un promedio de 18 meses. Con base en la experiencia que ya tiene ELECTROPERU en proyectos de PCH, se considera que los trámites necesarios deberían poder terminarse en el presente caso durante un período semejante, siempre y cuando se cumpla con los requisitos en forma oportuna (ver Capítulo 8). De acuerdo con esta suposición, los fondos del financiamiento podrían estar disponibles a mediados de 1988. En ciertos casos, las actividades preliminares reembolsables del convenio podrían iniciarse varios meses antes de la aprobación del crédito, con la previa autorización de la agencia financiera.

Para poder iniciar las obras al principio del año 1989, habría que empezar los estudios técnicos a principios del año anterior, a más tardar, de modo de poder comenzar el proceso de licitación y contratación de las obras de la primera PCH apenas se apruebe la solicitud de préstamo (mediados de 1988). Los estudios preliminares, incluyendo los análisis de prefactibilidad, deberían realizarse previamente, durante el año 1987, para conformar un paquete adecuado de proyectos potencialmente factibles y rentables. Debido a la importancia de los estudios, se sugiere que la asistencia técnica en normalización de diseños se inicie a principios de 1988, anticipando la aprobación del préstamo y el reembolso retroactivo de su costo. Las otras actividades de asistencia técnica se desarrollarían después del otorgamiento del financiamiento solicitado.

El programa tentativo sugerido se ilustra en el diagrama de la Figura 5-1.

CUADRO 5-1

RESUMEN DEL PROGRAMA TENTATIVO DE EJECUCION
DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA (1987-1991)

Año	No. de Proyectos Terminados	Total de kW Instalados	Inversión (US\$ Mio)		
			D.L. 163	Fondos Externos	Total
1987	17	13,110	12.5	4.7	17.2
1988	9	20,150	12.2	4.2	16.4
1989	7	3,880	12.0	5.1	17.1
1990	10	13,800	12.0	7.6	19.6
1991	15	18,040	12.0	5.3	17.3
<u>Total 1987-1990</u>	43	50,940	48.7	21.6	70.3
<u>Total 1987-1991</u>	58	68,980	60.7	26.9	87.6
<u>Promedio Anual 1987-1991</u>	12	13,800	12.1	5.4	17.5

CUADRO 5-2

FINANCIAMIENTO DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA:
CON CONVENIOS NUEVOS (1989-1991)*
(Millones de US\$)

Convenio	1989			1990			1991			Total		
	D.L. 163	Fondos Exter.	Total									
Préstamo Italiano	4.9	1.3	6.2	5.4	2.7	8.1	4.2	1.3	5.5	14.5	5.3	19.8
Donación Italiana	3.2	1.2	4.4	1.6	0.9	2.5	1.6	0.6	2.2	6.4	2.7	9.1
Convenio Nuevo	2.6	2.6	5.2	4.0	4.0	8.0	3.4	3.4	6.8	10.0	10.0	20.0
Otros Proyectos (Obras iniciadas anteriormente)	1.3	-	1.3	-	-	-	-	-	-	1.3	-	1.3
Otros Proyectos (Obras a partir de 1989)	-	-	-	1.0	-	1.0	2.8	-	2.8	3.8	-	3.8
Total	12.0	5.1	17.1	12.0	7.6	19.6	12.0	5.3	17.3	36.0	18.0	54.0

* Se indica el financiamiento necesario solamente para obras civiles y equipos hidromecánicos.

CUADRO 5-3

PRONOSTICO DE COSTOS DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA:
 CON CONVENIOS NUEVOS (1989-1991)*
 (Millones de US\$)

Convenio Bajo el cual se Ejecutan los Proyectos	Año de Terminar Proyectos	1989			1990			1991			Total		
		Obras Civ.	Equip.		Obras Civ.	Equip.		Obras Civ.	Equip.		Obras Civ.	Equip.	
			Hidro.	Total		Hidro.	Total		Hidro.	Total		Hidro.	Total
Italiano: Préstamo	1990	4.9	1.3	6.2	2.4	1.3	3.7	-	-	-	7.3	2.6	9.9
	1991	-	-	-	<u>3.0</u>	<u>1.4</u>	<u>4.4</u>	<u>4.2</u>	<u>1.3</u>	<u>5.5</u>	<u>7.2</u>	<u>2.7</u>	<u>9.9</u>
	Total	4.9	1.3	6.2	5.4	2.7	8.1	4.2	1.3	5.5	14.5	5.3	19.8
Italiano: Donación	1989	1.6	0.9	2.5	-	-	-	-	-	-	1.6	0.9	2.5
	1990	1.6	0.3	1.9	0.8	0.6	1.4	-	-	-	2.4	0.9	3.3
	1991	-	-	-	<u>0.8</u>	<u>0.3</u>	<u>1.1</u>	<u>1.6</u>	<u>0.6</u>	<u>2.2</u>	<u>2.4</u>	<u>0.9</u>	<u>3.3</u>
Total	3.2	1.2	4.4	1.6	0.9	2.5	1.6	0.6	2.2	6.4	2.7	9.1	
Convenio Nuevo	1990	4.0	1.2	5.2	1.9	1.2	3.1	-	-	-	5.9	2.4	8.3
	1991	-	-	-	<u>3.2</u>	<u>1.7</u>	<u>4.9</u>	<u>5.1</u>	<u>1.7</u>	<u>6.8</u>	<u>8.3</u>	<u>3.4</u>	<u>11.7</u>
	Total	4.0	1.2	5.2	5.1	2.9	8.0	5.1	1.7	6.8	14.2	5.8	20.0 **
Otros Proyectos (Obras iniciadas anteriormente)	1989	1.1	0.2	1.3	-	-	-	-	-	-	1.1	0.2	1.3
Otros Proyectos (Obras a partir de 1980)	1990	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	1991	-	-	-	<u>0.9</u>	<u>0.1</u>	<u>1.0</u>	<u>1.8</u>	<u>1.0</u>	<u>2.8</u>	<u>2.7</u>	<u>1.1</u>	<u>3.8</u>
	Total	-	-	-	0.9	0.1	1.0	1.8	1.0	2.8	2.7	1.1	3.8
Total		13.2	3.9	17.1	13.0	6.6	19.6	12.7	4.6	17.3	38.9	15.1	54.0

5-10

77

CUADRO 5-3 (Concluído)

Los costos se estiman de acuerdo con el programa tentativo de ejecución del Cuadro 5-1 los costos unitarios del Cuadro 4-2. Se incluyen solamente los costos de obras civiles y equipos hidromecánicos, sin tomar en cuenta gastos para derechos de aduana. No se incluyen los costos de obras eléctricas. Los costos incluidos serían financiados por recursos internos así como externos, según los términos de cada convenio.

** Se supone que US\$10 millones sería aportado por el financiamiento externo nuevo y que el saldo sería cubierto con recursos locales.

CUADRO 5-4

PROGRAMA TENTATIVO DE EJECUCION
DE OBRAS DE GENERACION HIDRAULICA:
CON CONVENIOS NUEVOS (1989-1991)

Convenio	No. de Proyectos	Total de kW Instalado	A Terminar Ejecución en					
			1989		1990		1991	
			Proy.	kW	Proy.	kW	Proy.	kW
Italiano: Préstamo	4	13,200	-	-	2	6,600	2	6,600
Italian : Donación	6	6,600	2*	2,200	2	2,200	2	2,200
Convenio Nuevo	14	12,000	-	-	6	5,000	8	7,000
Otros Proyectos (Obras iniciadas anteriormente)	5	1,680	5	1,680	-	-	-	-
Otros Proyectos (Obras a partir de 1989)	3	2,240	-	-	-	-	3	2,240
Total	32	35,720	7	3,880	10	13,800	15	18,040

* Se supone la existencia de proyectos actualmente paralizados con el 33% de sus obras civiles ya ejecutadas.

CUADRO 5-5

POSIBLE FINANCIAMIENTO DE OBRAS DE ELECTRIFICACION RURAL (1987-1991)

(Millones de US\$)

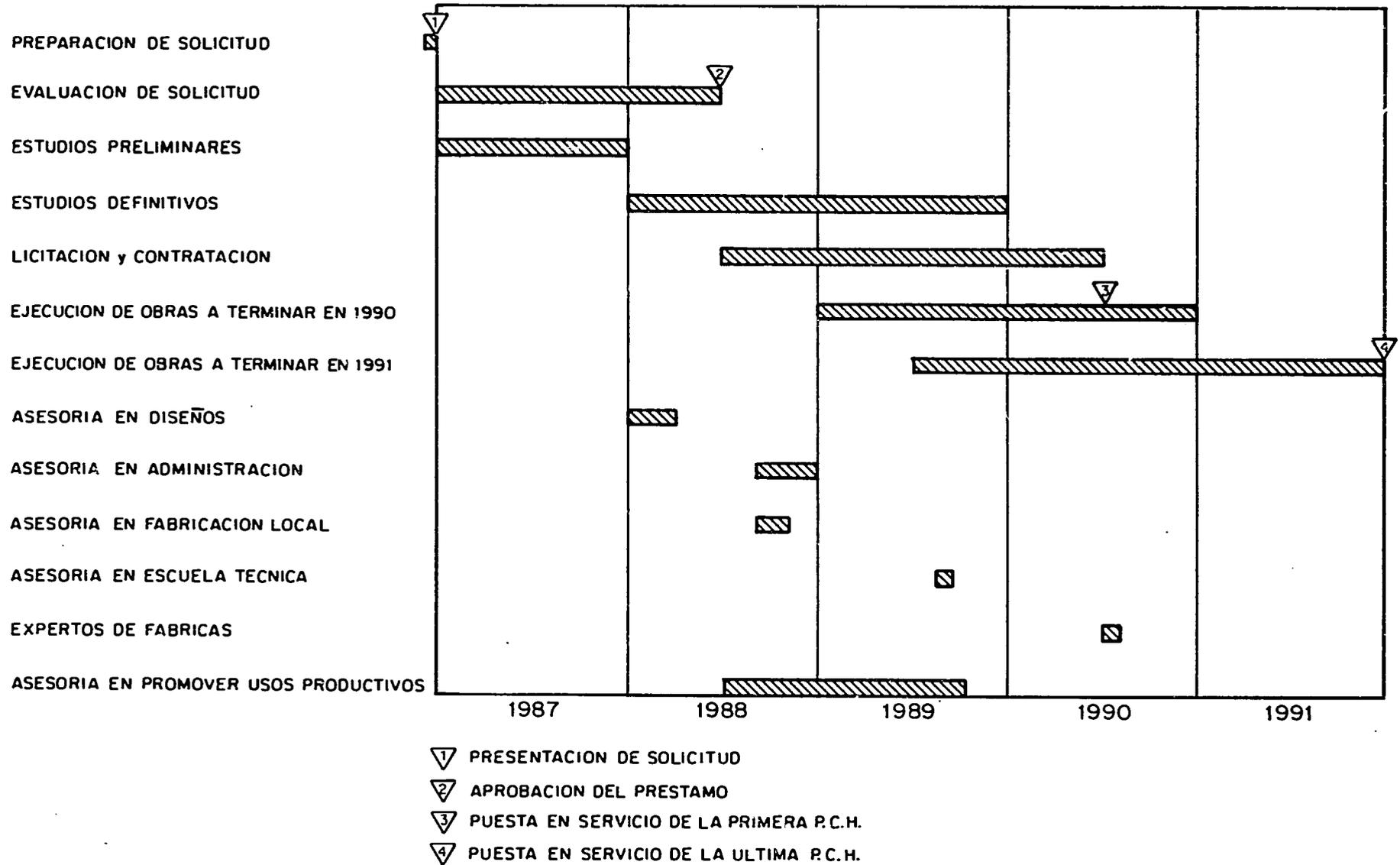
Fuente de Fondos	1987	1988	1989	1990	1991
<u>Generación Hidráulica</u>	<u>17.2</u>	<u>16.4</u>	<u>17.1</u>	<u>19.6</u>	<u>17.3</u>
D.L. 163	12.5	12.2	12.0	12.0	12.0
AID	1.4	-	-	-	-
Reino Unido	3.1	3.7	-	-	-
R.F. Alemana	0.2	0.5	-	-	-
Préstamo Italiano	-	-	1.3	2.7	1.3
Donación Italiana	-	-	1.2	0.9	0.6
Convenio Nuevo	-	-	2.6	4.0	3.4
<u>Generación Térmica</u>	<u>3.0</u>	<u>0.3</u>	-	-	-
D.L. 163	0.4	0.3	-	-	-
Préstamo I. Fraschini	2.6	-	-	-	-
<u>Subestaciones, Líneas y Redes</u>	<u>13.6</u>	<u>13.2</u>	<u>17.4</u>	<u>17.3</u>	<u>16.8</u>
D.L. 163	12.6	13.2	13.9	13.8	13.8
AID	1.0	-	-	-	-
Convenio Nuevo*	-	-	3.5	3.5	3.0
<u>Estudios y Asistencia Técnica</u>	<u>1.0</u>	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>	<u>1.2</u>
D.L. 163	1.0	0.8	0.6	0.7	0.7
Convenio Nuevo	-	0.4	0.6	0.5	0.5
<u>Total</u>	<u>34.8</u>	<u>31.1</u>	<u>35.7</u>	<u>38.1</u>	<u>35.3</u>
D.L. 163**	26.5	26.5	26.5	26.5	26.5
AID	2.4	-	-	-	-
Reino Unido	3.1	3.7	-	-	-
R.F. Alemana	0.2	0.5	-	-	-
Préstamo Italiano	-	-	1.3	2.7	1.3
Donación Italiana	-	-	1.2	0.9	0.6
Préstamo I. Fraschini	2.6	-	-	-	-
Convenio Nuevo	-	0.4	6.7	8.0	6.9

* Incluye obras eléctricas para las centrales que se financian con fondos del préstamo, además de extensión de líneas en otros lugares.

** Sin incluir costos indirectos (gastos administrativos, imputados y financieros), que se estiman en aproximadamente el 17% del total disponible de D.L. 163 para el año 1987.

173

FIGURA 5-1
CRONOGRAMA DE LAS ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL PROPUESTO
PROGRAMA DE FINANCIAMIENTO EXTERNO



5-14

16

6. ORGANIZACION Y ADMINISTRACION DEL PROGRAMA

6.1 Entidad Coordinadora en ELECTROPERU

Aunque la política de descentralización del Gobierno pretende eventualmente encargar a las Empresas Regionales con la responsabilidad de ejecutar proyectos como los de las PCH por cuenta propia, este proceso tomará algunos años en llevarse a cabo. Por lo tanto, se considera que la coordinación del programa propuesto siempre debería efectuarse en la Sub-Gerencia de Electrificación de ELECTROPERU.

Sin embargo, el reciente traspaso de las UPE a las ERE ha resultado en la transferencia de la ejecución de las obras a estas últimas entidades, lo que significará un cambio en las responsabilidades y actuaciones de la Sub-Gerencia de Electrificación en la realización de los programas.

Para la coordinación de la ejecución de las actividades relacionadas con el convenio nuevo, se recomienda establecer una oficina dentro de la Sub-Gerencia de Electrificación en la Unidad de Convenios y Proyectos Especiales. Sin embargo, para evitar una duplicidad de funciones dentro de la Sub-Gerencia, se sugiere que la planificación y programación de las obras del convenio, así como el control de la ejecución de ellas, se realicen por la Unidad de Planificación y Programación y por la Unidad de Control de Gestión, respectivamente.

La Oficina del Convenio se encargaría de llevar a cabo la coordinación con la agencia financiera y vigilar que la ejecución de los proyectos se ajuste a los requerimientos del acuerdo de préstamo. Ayudaría a las otras dos unidades a ajustar su trabajo para conformarlo con esos requisitos. También aseguraría que haya una comunicación adecuada entre la Sub-Gerencia de Electrificación y las Empresas Regionales, especialmente en lo que se refiere al control de la ejecución de las obras y la contabilización de los desembolsos.

Se recomienda que todas las relaciones con otras entidades dentro de ELECTROPERU se realicen por medio de canales normales, apoyándose en las capacidades existentes y sin crear nuevas dependencias que duplicarían funciones de otras.

Para simplificar las labores de coordinación, se debería considerar la concentración de los proyectos del convenio nuevo en las áreas geográficas correspondientes a solamente una o dos empresas regionales.

6.2 Responsabilidades de las Empresas Regionales

Las Empresas Regionales de las zonas donde se llevarán a cabo los proyectos tendrán la responsabilidad de ejecutarlos de acuerdo con los diseños y empleando los recursos que les suministre la Sub-Gerencia. Para facilitar esta tarea, debería designarse un funcionario responsable de coordinar las relaciones con la Oficina del Convenio y proporcionar la información requerida por ella, para asegurar que la Oficina del Convenio pueda llevar las relaciones con la agencia financiera en forma satisfactoria.

El funcionario designado debería mantener informadas a la Oficina del Convenio y a la Unidad de Control de Gestión del avance de las obras y de cualquier problema que pudiera surgir durante su ejecución, para permitir tomar oportunamente las medidas necesarias para solucionarlo.

7. ESTIMACION DE BENEFICIOS

7.1 Metodología de Evaluación de los Proyectos

Una de las actividades importantes del Convenio AID fue el desarrollo de una metodología para la evaluación económica, a nivel nacional, de los proyectos de PCH. Esta metodología, que abarca el concepto del excedente del consumidor, permite una comparación uniforme de los beneficios de los proyectos con sus costos económicos, y facilita la asignación de prioridades de ejecución a ellos, con base en su rentabilidad económica. Por lo tanto, se recomienda que la metodología se use para la evaluación de los proyectos que se financiarían por el convenio nuevo. Una breve descripción de la metodología (que dentro de ELECTROPERU se ha denominado la "Metodología AID") se presenta en el Anexo 7-1.

La metodología se formuló sin contar con mucha información sobre demanda de energía y costos de las PCH. Como consecuencia de la experiencia obtenida de la construcción y operación de las centrales del Convenio AID (y de otros convenios), mucha información de ese tipo ya está disponible. Sería lógico ahora, antes de usarla en el propuesto convenio nuevo, y como primer paso en el desarrollo de una metodología evolucionaria y permanente, revisar las suposiciones antes incorporadas, con el propósito de actualizarlas de acuerdo con la nueva información con que se cuenta en la actualidad. Entre los aspectos susceptibles de ser modificados y/o mejorados, se encuentran los siguientes:

- a) Las curvas del pronóstico del coeficiente de electrificación (viviendas electrificadas entre viviendas totales). Las curvas utilizadas hasta ahora, al parecer, proyectan un coeficiente demasiado bajo.
- b) Las curvas del consumo unitario doméstico y alumbrado público, como función del número de abonados. Las curvas empleadas son estimaciones basadas en información limitada. Un examen de los patrones de consumo actuales de las zonas de las PCH recién construídas podría verificarlas o bien conducir a estimaciones de consumo unitario como función de otra variable independiente (tal como el tiempo) y con límites inferiores y superiores diferentes. Podría convenir también distinguir entre usuarios urbanos, sub-urbanos y rurales.
- c) Las suposiciones en cuanto al número de abonados domésticos por abonado comercial y el consumo unitario de un abonado comercial.
- d) El conjunto de información obtenida de la encuesta de consumo de energía de otras fuentes "sin el proyecto". La recolección de esta información ha resultado algo costosa, de modo que convendría buscar maneras de reducir los costos de obtenerla, tal vez por medio de la búsqueda de patrones comunes de consumo en comunidades de características similares. Tal enfoque permitiría el desarrollo de consumos unitarios y el pronóstico de consumos totales con base en normas establecidas, según la clasificación del pueblo o localidad.

(En general, se recopila esta información para el estudio de prefactibilidad, quedando sin actualizarse en el estudio definitivo.)

- e) La ecuación para la estimación de los costos de operación y mantenimiento, como función de la potencia instalada. Los costos actuales de las centrales ya funcionando permitirían verificar la validez y actualizar la forma y los coeficientes de la ecuación, especialmente en relación con la mano de obra empleada en la operación de las PCH.
- f) Comparación con otras fuentes de energía eléctrica. Los costos del petróleo empleados en la comparación con la alternativa térmica han variado y deberían actualizarse. Falta también una consideración explícita de la alternativa de una extensión de líneas de transmisión de otra planta o del sistema interconectado.

También se debería revisar y confirmar la validez de la determinación del valor de la energía eléctrica sin distorsiones en US\$ 0.06/kWh, y se debería asegurar que los pronósticos del consumo se basen en una tarifa de esa magnitud.

7.2 Comparación con Otras Fuentes de Energía Eléctrica

Además de estimar las relaciones beneficio/costo de los proyectos, se debería también, para cada proyecto, comparar el costo de obtener la energía eléctrica por medio de una PCH con los costos de obtenerla de otras fuentes, incluyendo la extensión de líneas de la red interconectada y la generación térmica. (No se requiere otro análisis de beneficios, pues se supone que los beneficios de la electrificación de un pueblo serían los mismos para todas las fuentes.)

Aparte de los análisis de este tipo que se realizarían en los estudios de factibilidad de los proyectos individuales, debería prepararse también, con base en información de costos actualizados de proyectos típicos, una comparación de los costos de las diferentes fuentes de energía para ser incluida en la documentación que apoye la evaluación del convenio nuevo propuesto. Para ilustrar y explicar el tipo de análisis que se requiere, se presenta a continuación, y en el Anexo 7-2, una comparación de costos derivada de la información disponible cuando se preparó este informe:

	US\$/kW <u>Instalado</u>	US\$/kWh <u>Generada</u>
Centrales hidroeléctricas de 100 MW	1,000-1,500	0.02-0.04
Pequeñas centrales hidroeléctricas	1,700-3,000	0.05-0.08
Centrales térmicas de 50 MW	400-1,350	0.06-0.09
Pequeñas centrales térmicas	-	0.08-0.10

La comparación del costo por kW instalado incluye los costos de obras civiles, equipos hidromecánicos y líneas de transmisión. (aunque en los costos de las PCH, las líneas de transmisión suelen pesar mucho más en el costo total que en los costos de las centrales grandes). En la comparación de los costos por kWh generado, se toman en cuenta los costos de capital, además de los costos anuales de operación.

Cuando se trata de proyectos de extensión de líneas de la red interconectada, para poder comparar los indicadores de costos de ellos con los de las PCH, se requiere información no solamente del costo de las líneas de transmisión, sino también del costo de generación de la energía consumida. Este último costo depende del nivel de utilización de la capacidad disponible. A corto plazo se debe tomar en cuenta solamente el costo marginal de generar la energía adicional que se requeriría, que generalmente es más bajo que el costo marginal de incrementar la capacidad de generación del sistema. Sin embargo, a mediano y largo plazo, habría que tomar en cuenta este último costo, además del costo de generación, ya que eventualmente habría que aumentar la capacidad instalada. Para el año 1987, en el sistema interconectado, el Plan Maestro de Electricidad pronostica un exceso de capacidad de solamente el 18 por ciento de la demanda de punta, sin tomar en cuenta un margen de reserva, y un factor de crecimiento de la demanda del orden del cinco por ciento anual.

El costo de una línea de transmisión de 10 a 20 kV se estima en US\$ 15,000 por kilómetro. Si hubiera que extender una línea de transmisión sobre una distancia de 40 km, por ejemplo, como alternativa a la construcción de una PCH de 800 kW, se incurriría en un costo de transmisión por kWh de aproximadamente US\$ 0.02. El costo total de la alternativa (a largo plazo) se calcularía agregando el costo de transmisión al costo de generación de la energía (incluyendo costos de capital y de operación).

7.3 Comparación de Beneficios y Costos

Sin contar con estudios de prefactibilidad para un grupo de proyectos que podrían llevarse a cabo bajo el convenio nuevo, no se puede medir los beneficios específicos del programa propuesto. Sin embargo, tomando en cuenta el gran número de proyectos potenciales que existe, y suponiendo que dentro de este universo hay varios proyectos con relaciones beneficio/costo semejantes a las de los proyectos que se ejecutan bajo el Convenio AID, se puede concluir que el convenio nuevo se justificaría económicamente.

Del Anexo 7-2, se ve que tres de los proyectos del convenio mencionado, al ser evaluados, tenían relaciones beneficio/costo de alrededor de 1.4, a una tasa de descuento del 12%, e incluyendo los costos de las líneas de transmisión y redes de distribución. La magnitud de esos parámetros indica que no sería difícil encontrar otros proyectos con rentabilidades semejantes, ya que los proyectos citados pueden considerarse representativos del universo de proyectos potenciales.

7.4 Criterios para la Selección de Proyectos

Aunque los proyectos ejecutados bajo el Convenio AID se seleccionaron principalmente de acuerdo con su rentabilidad económica, habiéndose tomado en cuenta también su factibilidad técnica y su localización en regiones favorecidas por otros proyectos financiados por la AID y por la asignación de altas prioridades de desarrollo por el Gobierno, el criterio de retorno económico, normalmente medido por la relación beneficio/costo, no goza todavía de una utilización general en ELECTROPERU como base para la selección de proyectos de PCH o la determinación de sus prioridades de ejecución.

Para la asignación de prioridades a los proyectos abarcados por el Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica, que suelen ser sistemas aislados de menos de 2.5 kW de capacidad (con ciertas excepciones), el Servicio de Planificación de la Sub-Gerencia de Electrificación Rural ha elaborado un sistema de clasificación basado en la asignación de puntajes ponderados a los proyectos. Se ha definido unos 15 indicadores o factores de evaluación, y a cada indicador se ha asignado en forma arbitraria un valor máximo, como sigue:

<u>Indicador</u>	<u>Puntaje Máximo</u>
Estado actual del estudio	5
Infraestructura eléctrica	11
Demanda eléctrica	6
Utilización de fuentes de energía	10
Avance físico	10
Financiamiento	10
Inversión comprometida	10
Inversión por abonado	15
Sustitución de energía térmica por hidráulica	5
Población a servir	9
Ubicación geográfica	6
Infraestructura (de acceso) existente	9
Tasa de crecimiento poblacional	5
Prioridad microregional	18
Nivel de organizaciones comunales	3
Total	<u>132</u>

Asociada con cada indicador es una escala de la cual se asigna puntos a los proyectos de acuerdo con sus características pertinentes. Las prioridades de los proyectos de ejecución se determinan de acuerdo con los puntajes totales asignados.

El método de puntajes ponderados tiene varios defectos. Por ejemplo, los puntajes son arbitrarios y muy subjetivos; los puntajes dan muy poco peso a la viabilidad económica de los proyectos; no se toman en cuenta los efectos de la distribución de los costos y beneficios en el tiempo; y los resultados no necesariamente conducen al aumento del bienestar y riqueza nacional.

Mucho más racional sería asignar las prioridades en un primer instante de acuerdo con el indicador beneficio/costo, ajustándolos después, si fuera necesario, para tomar en cuenta las políticas del Gobierno con respecto a factores tales como la distribución geográfica de las inversiones o el tipo de financiamiento disponible. La relación beneficio/costo de un proyecto incluye inherentemente una evaluación de varios de los factores contenidos en la lista de los indicadores del método de puntajes ponderados.

Por lo tanto, se recomienda modificar el esquema actual de asignación de prioridades para tomar en cuenta, con un peso relativamente fuerte, la relación beneficio/costo. Este cambio debería hacerse antes de iniciarse el convenio nuevo, para poder evaluar todos los proyectos de PCH, dentro y fuera del convenio, por los mismos criterios.

8. PREPARACION DE UNA SOLICITUD DE PRESTAMO

8.1 Requisitos Generales

A los efectos de apoyar la solicitud formal de un financiamiento externo, se debe preparar una serie de documentos que describen el proyecto y justifican su ejecución. La preparación oportuna de esos documentos permite agilizar el trámite y lograr su aprobación en un plazo razonable. Se estima que un plazo razonable entre la presentación formal de la solicitud y la firma del préstamo a otorgarse, por las autoridades del Gobierno y la agencia financiera, puede ser entre 15 y 20 meses. Existiendo diversas fuentes de financiamiento externo, los trámites y documentos requeridos pueden variar de una a otra fuente. Es probable, que si ELECTROPERU se dirige directamente a esas agencias internacionales financieras, pueda lograr una lista o guía de gestiones a realizar y de documentos a preparar.

No obstante ello, y a los efectos de ayudar en el inicio de esas gestiones y la preparación de los documentos, se adelanta a continuación una guía preliminar para la preparación de la solicitud que ELECTROPERU espera presentar a las instituciones internacionales de desarrollo. Esta guía preliminar deberá ser corregida y completada una vez que se defina cuál será la institución elegida por el Gobierno y ELECTROPERU.

Las gestiones más importantes son:

- a) Solicitar la prioridad que el Gobierno otorga al proyecto y la selección de las agencias de desarrollo con las que se iniciaría la gestión. Además, definir cuál será la institución local que hará dicha gestión.
- b) Presentar la solicitud formal a la agencia financiera especificada, junto con pruebas de la prioridad que se ha seguido al proyecto y la información descriptiva que pudiera haberse preparado.
- c) Preparar documentación de apoyo y, a la medida que ésta esté lista, enviarla a la agencia financiera. La documentación necesaria puede incluir lo siguiente:
 - Marco de referencia del proyecto, con visión general del sector energía y del subsector energía eléctrica a nivel nacional y local, con datos de insumos, fuentes energéticas, tipo de combustibles y capacidades.
 - Datos básicos de la empresa eléctrica ejecutora del proyecto consistente en: plantas existentes de generación (ubicación, tipo, edad y capacidad), y sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución. Obras en construcción, su financiamiento y fechas probables de puesta en servicio. Programas de mantenimiento.
 - Análisis de demanda y de los usos productivos de la energía.

- Resumen del proyecto indicando las entidades prestataria y ejecutora con sus organigramas, fines y objetivos. Relaciones de jerarquía y dependencia y grado de autonomía.
- Justificación de la ubicación geográfica del proyecto, mapas, planos generales y de detalle.
- Descripción completa del proyecto y cálculos básicos.
- Costo total del proyecto, desglosado por monedas local y extranjera y monto del préstamo solicitado, indicando monto y origen del aporte local. Condiciones financieras sugeridas. Comparación de la solución adoptada con otras alternativas y justificación técnico-económica.
- Encaje del proyecto en los planes de desarrollo del país y del sector energético, así como en el programa financiero global de la institución.
- Análisis financiero del sector y de la institución, incluyendo una descripción y justificación de la política tarifaria.

8.2 Estudios Adicionales Necesarios

Por medio de la preparación del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica, y la acumulación de los datos necesarios para una evaluación preliminar de los proyectos que se incluyen en el Plan, ELECTROPERU ya cuenta con gran parte de la información necesaria para la preparación de la solicitud de préstamo y los documentos de apoyo. Para los efectos de poder presentar a la agencia financiera un paquete de proyectos potencialmente factibles, para demostrar la viabilidad del proyecto, ELECTROPERU ha pedido a la firma estatal COMMSA preparar, con la colaboración de firmas consultoras nacionales, los estudios de prefactibilidad para 11 proyectos de pequeñas centrales y los 14 estudios definitivos de proyectos adicionales de líneas y redes.

Para asegurar que el paquete final de proyectos abarque un número adecuado de proyectos factibles, se recomienda realizar alrededor de 20 estudios de prefactibilidad, pues algunos de los proyectos propuestos podrían eventualmente descartarse por razones técnicas o económicas.

Con la posible excepción de información especial que pudiera ser requerida por la agencia financiera después de revisar la solicitud de préstamo y la documentación disponible, se considera que la realización de los estudios de prefactibilidad antes referidos aportarían la información técnica y económica necesaria.

En secciones anteriores, se ha mencionado la necesidad de preparar una programación del uso de los fondos disponibles al programa de electrificación rural. Esta planificación financiera es esencial para la

41

administración coordinada de los proyectos y convenios y la ejecución oportuna de las obras. Se recomienda que el análisis del Capítulo 5 se actualice y se refine, llevándose a cabo en más detalle y con datos más específicos de los proyectos en ejecución, cuando estén disponibles.

Para completar la información básica que se requeriría, se sugiere que ELECTROPERU realice un análisis de los ingresos y los costos del sector eléctrico, para indicar el grado en que la actual política tarifaria permite cubrir los gastos del sector con los pagos de los usuarios. El análisis debería incluir una explicación de la política del Gobierno en ese sentido, además de los planes (si los hay) para lograr la auto-suficiencia del sector.

Además de los estudios adicionales mencionados aquí, se recomienda en el Capítulo 4 una serie de acciones que podrían llevarse a cabo para mejorar la gestión de ELECTROPERU en el campo de la electrificación rural.

ANEXOS

ANEXO 1-1

NOMINA DE PERSONAS ENTREVISTADAS

Agencia para el Desarrollo Internacional (AID)

Sr. Mark Silverman	Jefe, Oficina de Recursos para el Desarrollo
Ing. Alfredo Larrabure	Coordinador del Proyecto

Empresa Pública de Electricidad del Perú (ELECTROPERU), Lima

Ing. Emilio Chaparro Chaparro	Gerente de Obras
Ing. Oswaldo Morán Márquez	Sub-Gerente de Electrificación Rural
Ing. Benjamín Ibarra	Jefe, Oficina Convenio AID
C.P. Juan Rojas Ramos	Jefe, Unidad Control de Gestión, Sub-Gerencia de Electrificación
Ec. Antonio Fernández Cáceres	Economista, Oficina Convenio AID
C.P. Hugo Meza	Contador, Oficina Convenio AID
Sr. Pedro José Belleza	Cartógrafo, Oficina Convenio AID
Ing. Rafael Hospina	Jefe, Oficina Convenio Reino Unido
Ing. Sixto Zegarra	Jefe, Servicio de Planificación, Sub-Gerencia de Electrificación
Ing. Jorge Suarez	Ingeniero, Servicio de Planificación
Ing. Luis Prieto	Jefe, Servicio de Normalización y Diseño
Ing. Francisco Vilela	Jefe, Servicio de Programación
Ing. Armando Guevara	Ingeniero, Servicio de Programación
Soc. Rosario Torres	Socióloga, Servicio de Planificación
Ing. Homero Fuertes	Jefe, Servicio de Evaluación Económico-Contable
Ing. Amador Hurtado	Jefe, Servicio de Evaluación Técnica
Ing. Isidoro Hernández	Jefe, Convenio BID
Eco. Carlos Gonzáles	Economista, Convenio BID
Ing. Emperatriz Ocola	Ingeniera, Convenio BID
Ing. Luis Asmad García	Jefe, División de Estadística, Gerencia de Operaciones

Empresa Regional ELECTROLIMA S.A.

Ing. José Antonio Villena	Director, Escuelas Técnicas
Sr. Miguel Stucchi	Director, EFET
Prof. Agustín Farje	Director, ETEMHI

Otros

Sr. Guzmán Aguilar de Ancos	Sub-Representante del BID
Ing. Rolando Yon Siu	Especialista de Energía del BID

ANEXO 1-2

DOCUMENTOS PRINCIPALES REVISADOS

- AID, "Convenio de Proyecto entre la República del Perú y los Estados Unidos de América para Desarrollo de Pequeñas Plantas Eléctricas", 24 de noviembre de 1980.
- Arthur D. Little, Inc., "Evaluación del Proyecto AID No. 527-0226 para el Desarrollo de Pequeñas Plantas Hidroeléctricas", noviembre 1986.
- ELECTROPERU, Oficina del Convenio AID, "Informe Trimestral USAID-15, Abr. May. y Jun. de 1986".
- ELECTROPERU, "Metodología de Prefactibilidad o de Factibilidad".
- ELECTROPERU, Oficina del Convenio AID, "Metodología AID para Pequeñas Hidroeléctricas--Formulación de Estudios de Factibilidad".
- ELECTROPERU, Organigrama de la Sub-Gerencia de Electrificación.
- ELECTROPERU, Convenio con el Reino Unido, III-Reunión-1986.
- ELECTROPERU, Convenio Reino Unido, "Programa Priorizado de los Proyectos del Convenio Reino Unido".
- ELECTROPERU, Proyecto Chongos Alto, "Estudio de Factibilidad", Vol. I, II, III y IV, 1982.
- ELECTROPERU, "Plan Maestro de Electricidad 1986, Primera Versión", agosto 1986.
- ELECTROPERU, "Plan Maestro de Electricidad, Generación Eléctrica", Vol. II, anexo del capítulo IV, 1985.
- ELECTROPERU, "Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica, Período 1985-1990", Vols. I y 2.
- ELECTROPERU, Gerencia de Obras, Sub-Gerencia de Electrificación, Unidad de Control de Gestión, "Informe de Evaluación de la Ejecución Presupuestal de la Sub-Gerencia de Electrificación al 30.09.86", octubre de 1986.
- ELECTROPERU, Exposición del Presidente del Directorio de ELECTROPERU ante la Comisión de Energía, Programa de Electrificación Rural, octubre de 1985.
- ELECTROPERU, "Presupuesto por Programa D.L. 163", 1986.
- ELECTROPERU, Ing. A. Hurtado, "Centrales Hidroeléctricas en Ejecución", noviembre 1986.
- ELECTROPERU, Ing. L. Prieto, "Relación General de Estudios y Obras", noviembre 1986.

ELECTROPERU, "Cronogramas de Desembolsos de Prestamos AID, RU, Gobierno Italiano, RFA, etc.", años 1986 y 1987.

ELECTROPERU, "Presupuesto de Proyectos de Inversión 1987; analítico, costo directo para distintas fuentes".

ELECTROPERU, "Programa de Grupos Hidráulicos Italianos para instalarse en minicentrales hidráulicas" - Cuadro.

COPAL, Brasil, "Participacao Financeira em Programas de Electrificacao Rural", 1981

Instituto Nacional de Planificación, "Sistema de Planes de Desarrollo 1986-90--Proyecto: Plan del Trapecio Andino, Caracterización de la Problemática", febrero 1986.

Instituto Nacional de Planificación, "Proyecto Plan Nacional de Desarrollo a Mediano Plazo 1986-1990", enero 1986.

ANEXO 3-1

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES EN EL PERU

Primer Año de Servicio	Potencia Instalada (kW)						
	0-100			101-1,000			Más de 1,000
	En Oper.	Fuera Serv.	Total	En Oper.	Fuera Serv.	Total	Total
No especificado	1	1	2		1	1	
1907-1939	1	1	2	1	2	3	2
1940-1959	12	12	24	4	3	7	1
1960-1969	28	17	45	11	1	12	2
1970-1979	2		2	6		6	2
1980-1986	9*	3	12	23**	1	24	
Total	53	34	87	45	8	53	7

Total, 0-10,000 kW:

En Operación	105
Fuera de Servicio	<u>42</u>
Total Construído	147

* Incluye seis obras terminadas pero no entregadas oficialmente a las ERE.

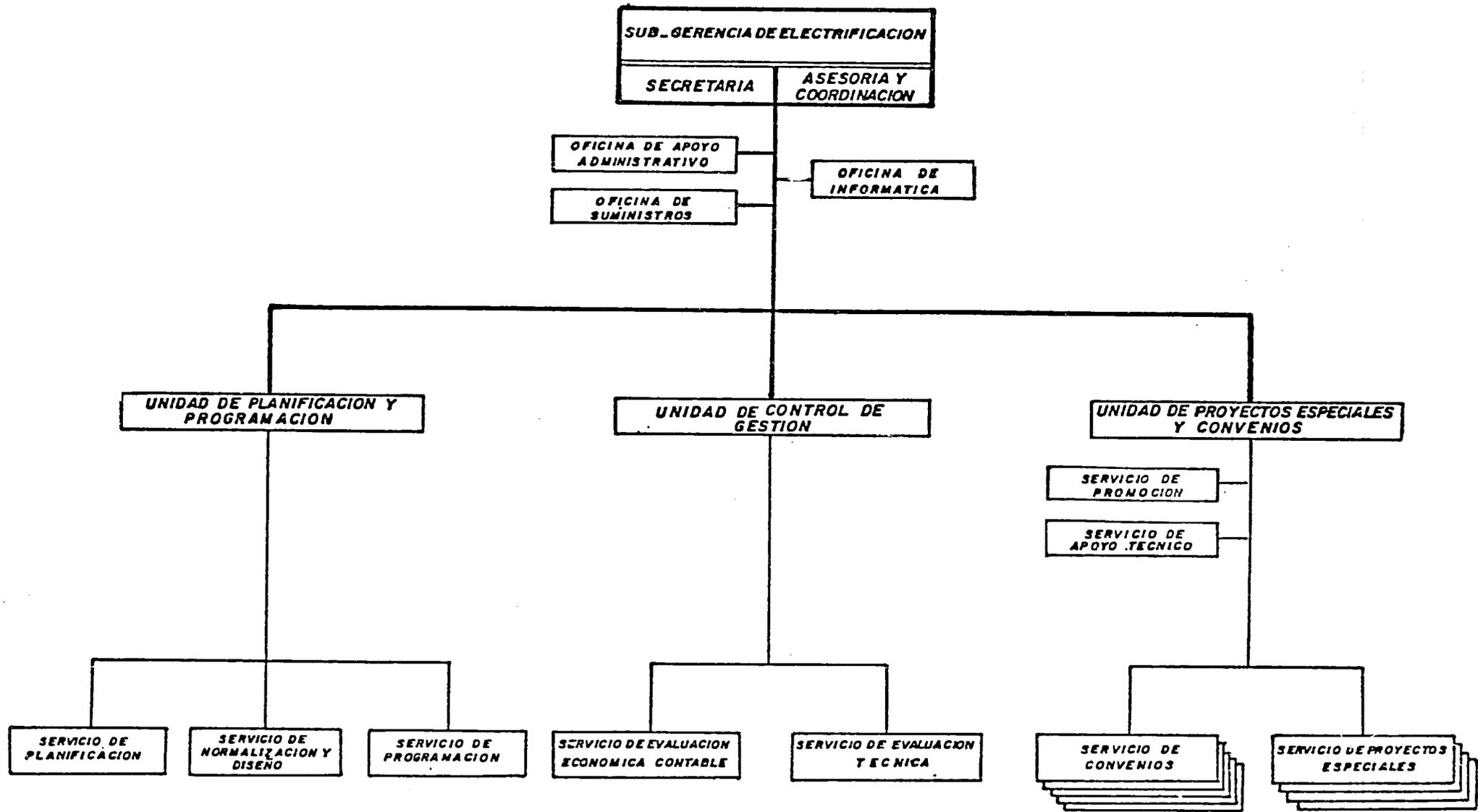
** Incluye 10 obras terminadas pero no entregadas oficialmente a las ERE.

Fuentes: - ELECTROPERU, Gerencia de Operaciones, Evaluación y Control de Gestión, División de Estadística, "Padrón y Estado de las Unidades de Generación, Centrales Hidroeléctricas Hasta 10 MW", 31 de octubre de 1986.

- ELECTROPERU, Gerencia de Obras, Sub-Gerencia de Electrificación, Unidad de Control de Gestión, "Informe de Evaluación de la Ejecución Presupuestal de la Sub-Gerencia de Electrificación al 30.09.86", octubre de 1986.

ANEXO 4-2

ORGANIGRAMA DE LA SUB-GERENCIA DE ELECTRIFICACION



ANEXO 4-3

EJECUCION HISTORICA DEL PRESUPUESTO DEL PROGRAMA DE ELECTRIFICACION PROVINCIAL, DISTRITAL Y RURAL

(Millones de US\$)*

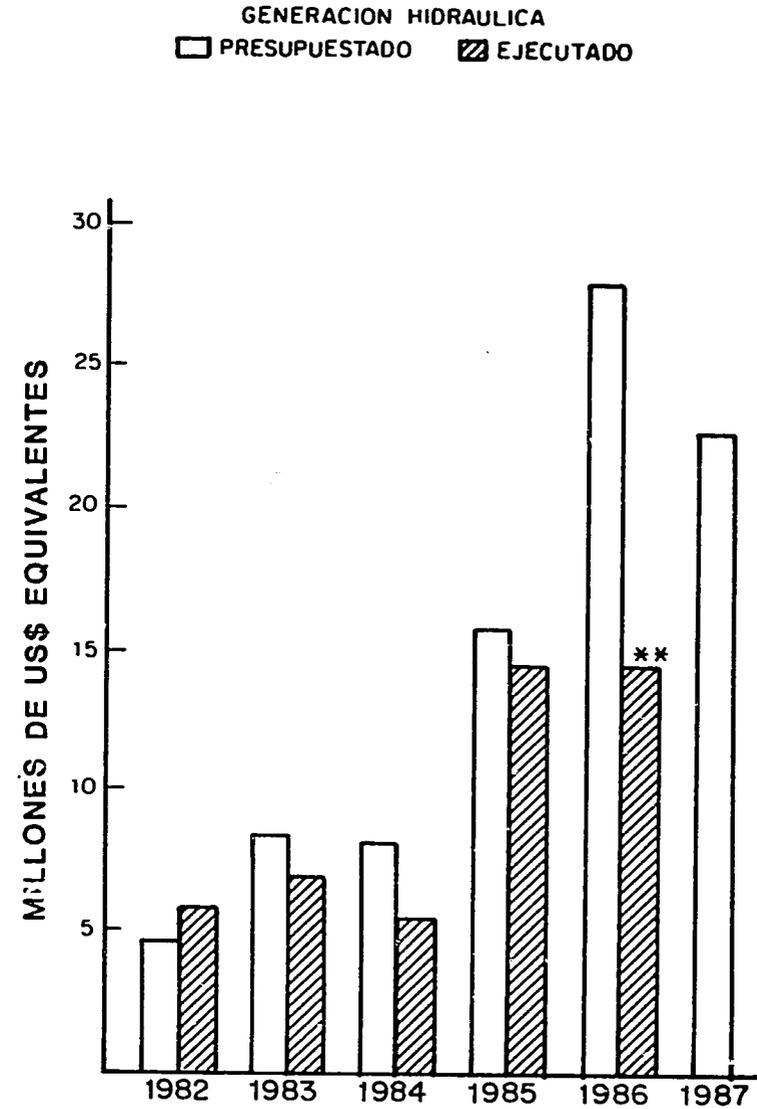
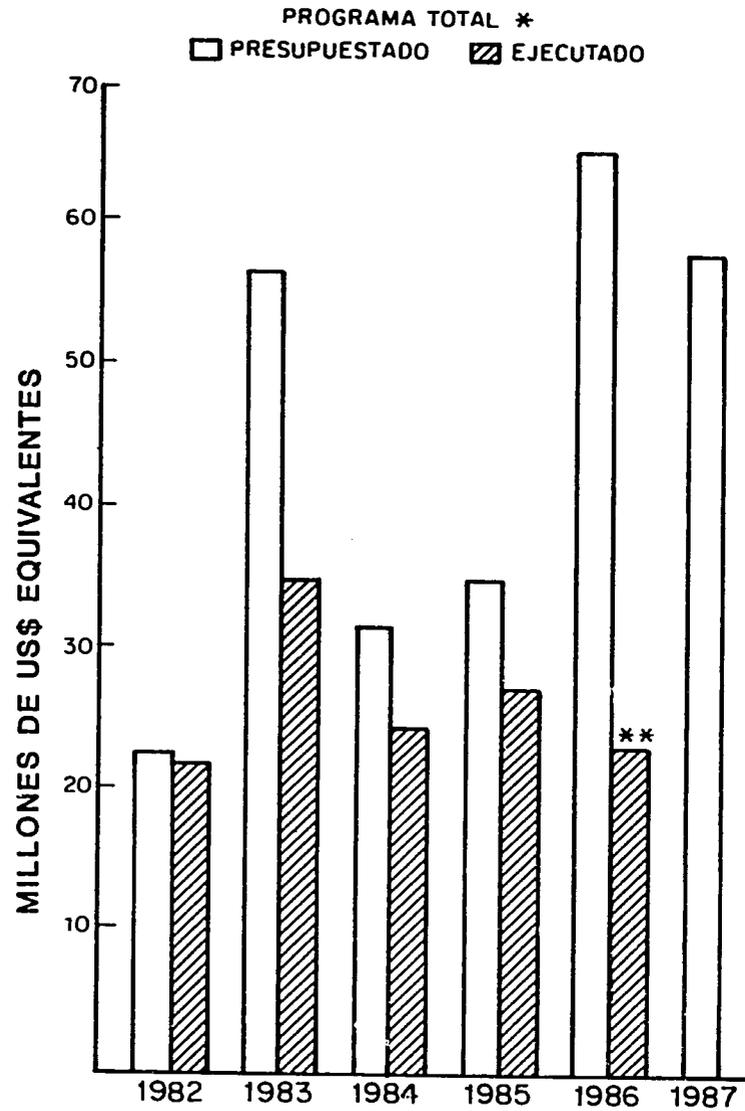
	1983			1984			1985			1986**		
	163	Otro	Total	163	Otro	Total	163	Otro	Total	163	Otro	Total
Presupuestado	12.5	44.0	56.5	12.5	19.0	31.5	14.3	20.6	34.9	33.0	32.4	65.4
Gener. Hídrica	3.7	4.8	8.5	2.5	5.7	8.2	5.3	10.3	15.6	14.0	14.2	28.2
Gener. Térmica	-	5.3	5.3	-	0.5	0.5	-	-	-	0.5	7.0	7.5
Redes	5.8	27.6	33.4	5.0	12.8	17.8	5.3	10.3	15.6	13.4	11.2	24.6
Otros	3.0	6.3	9.3	5.0	-	5.0	3.7	-	3.7	5.1	-	5.1
Ejecutado	10.8	24.0	34.8	11.7	12.7	24.4	11.8	15.4	27.2	13.6	9.6	23.2
Gener. Hídrica	4.0	3.0	7.0	3.1	2.4	5.5	5.6	9.1	14.7	7.5	7.3	14.8
Gener. Térmica	-	5.9	5.9	-	0.3	0.3	-	-	-	-	-	-
Redes	4.2	14.8	19.0	6.1	9.7	15.8	4.1	6.1	10.2	4.4	2.3	6.7
Otros	2.6	0.3	2.9	2.5	0.3	2.8	2.1	0.2	2.3	1.7	-	1.7
% del Presup. Ejecutado	86	55	62	94	67	78	83	75	78	41	30	36
Gener. Hídrica	108	63	82	124	42	67	106	88	94	54	51	52
Gener. Térmica	-	111	111	-	60	60	-	-	-	-	-	-
Redes	72	54	57	122	76	89	77	59	65	33	21	27
Otros	87	5	31	50	-	56	57	-	62	33	-	33

* Tipo de cambio promedio: 1983 I/. 1.68/US\$
1984 I/. 3.61/US\$
1985 I/. 11.22/US\$
1986 I/. 13.98/US\$

** Ejecución al 30 de setiembre de 1986.

Fuente: Sub-Gerencia de Electrificación, Unidad de Control de Gestión.

ANEXO 4-4 EJECUCION HISTORICA DEL PROGRAMA DE ELECTRIFICACION PROVINCIAL, DISTRITAL Y RURAL



* INCLUYE GENERACION HIDRAULICA, TERMICA, REDES y OTROS

** HASTA SETIEMBRE 30, 1986

15

ANEXO 7-1

DESCRIPCION DE LA "METODOLOGIA AID" PARA LA EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE PEQUENAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

La "Metodología AID" es el nombre que se dió en ELECTROPERU a la metodología para la evaluación económica de los proyectos de PCH que se desarrolló y se utilizó en el Convenio AID/ELECTROPERU para el Desarrollo de Pequeñas Plantas Hidroeléctricas. La evaluación se efectúa desde el punto de vista nacional.

Para un proyecto dado, la metodología procura pronosticar, para cada año durante el período de análisis, los beneficios brutos que se obtendrían, así como los costos nacionales totales de producir los beneficios. Se incluyen como beneficios brutos los beneficios derivados de los recursos asignados al proyecto (es decir, el valor de la energía eléctrica que se produciría, incluyendo el excedente del consumidor) además de los beneficios obtenidos de usos alternos de los recursos liberados o desplazados por el proyecto (tal como los ingresos que se realizarían de la exportación del combustible diesel que de otro modo se consumiría en la generación de electricidad en una planta térmica existente).

Los costos incluyen los costos de construcción de la central, los costos anuales de operación y los costos de los recursos desplazados. Los costos, así como los beneficios, se expresan a sus valores económicos reales (es decir, a los precios sombra), que a veces difieren de los precios de mercado, por lo cual hay que aplicar factores de ajuste para convertir precios de mercado a precios sombra.

Para determinar los beneficios, que se basan en el valor de la energía consumida, hay que analizar primero el consumo existente de energía, para poder pronosticar el consumo que habría si no se hiciera el proyecto. Este análisis se hace por medio de una encuesta de los habitantes de los pueblos que se electrificarían. Como resultado del análisis, se obtiene el consumo pronosticado, y con base en los precios sombra de las diferentes formas de energía, se calcula el costo por kWh equivalente.

El pronóstico del consumo de energía eléctrica con el proyecto se realiza con base en ciertas ecuaciones (expresadas en forma gráfica) que se han formulado de un análisis de la demanda de energía en algunos pueblos ya electrificados. Las ecuaciones dan un coeficiente de electrificación (la proporción de viviendas con electricidad) como función del tiempo, así como el consumo unitario como función del número de abonados. Estas estimaciones, en conjunto con un pronóstico del número de viviendas en los pueblos a ser electrificados, conducen a las proyecciones del consumo para uso doméstico y alumbrado público. Para llegar al consumo total, se toman en cuenta el consumo comercial, que se deriva del número de abonados comerciales por abonado doméstico, y el consumo unitario comercial, especificados previamente según tipo de localidad, y el consumo industrial, que se basa en la información obtenida mediante la encuesta.

Los beneficios brutos de cada año consisten en el valor total que las fuentes de energía desplazadas contribuirían en otros sectores de la economía, los ingresos por la venta de la energía eléctrica, a un precio sin distorsiones (estimado por la Oficina del Convenio AID en US\$ 0.06/kWh), y el valor del excedente del consumidor, que refleja el valor total que los abonados habrían estado dispuestos a pagar por el consumo de la misma cantidad de energía, a precios mayores que el precio sin distorsiones antes mencionado. El excedente del consumidor mide el valor que los abonados recibirían por sobre lo que tendrían que pagar. Se supone que algunos abonados estarían dispuestos a pagar precios mayores por una parte, por lo menos, de la electricidad que consumen. El valor del excedente del consumidor se estima con base en cuatro valores: la cantidad de energía sustituida (el consumo sin el proyecto), el consumo de energía con el proyecto, el precio por kWh equivalente del consumo de energía sin el proyecto y el precio por kWh (sin distorsiones) con el proyecto.

El concepto del excedente del consumidor se ilustra en la Figura 1. La curva SC representa la demanda de energía, donde el punto S indica el precio y cantidad sin el proyecto (p_1 y q_1 , respectivamente), y el punto C indica el precio y cantidad con el proyecto (p_2 y q_2). El excedente del consumidor es el area A1. El area A2 es el ingreso total por venta de energía con el proyecto.

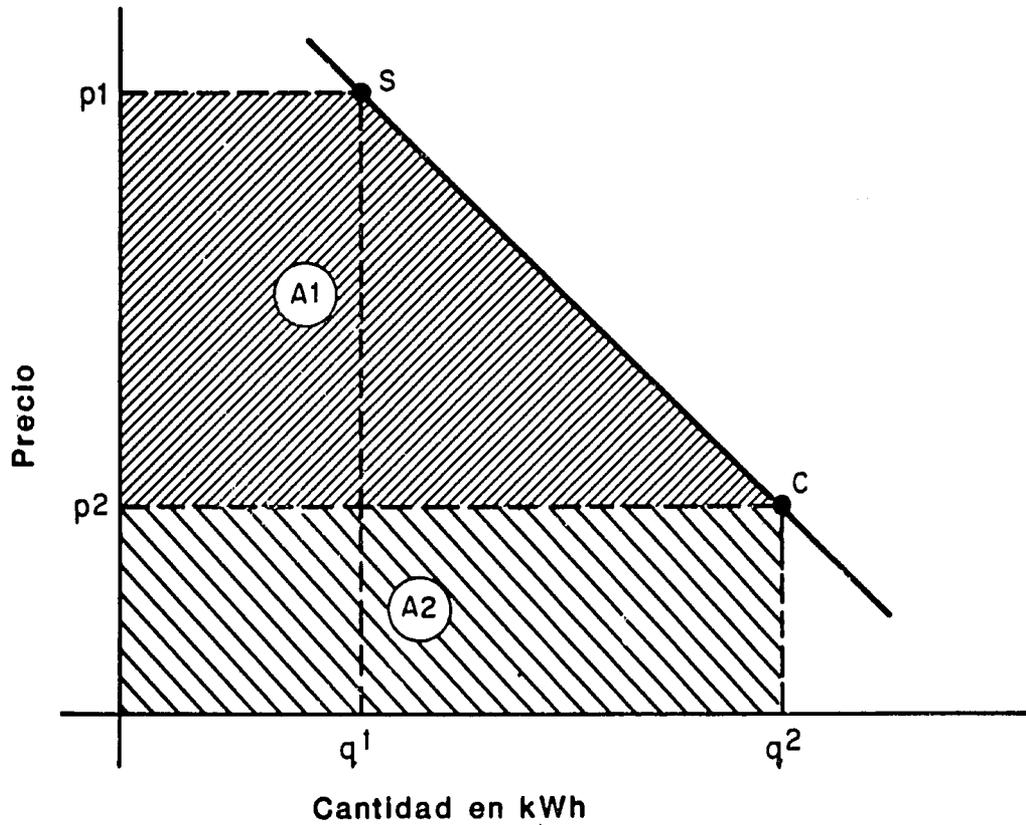
Los costos de mercado de los recursos asignados al proyecto se determinan en el estudio técnico. Los costos anuales de operación y mantenimiento se calculan por medio de una ecuación que expresa los costos en función de la potencia instalada (en kW). También se incluyen los costos de los recursos desplazados. Todos los costos de mercado se ajustan a costos de oportunidad (a sus respectivos precios sombra).

Después de pronosticar los beneficios y los costos, se calculan tres indicadores de viabilidad económica: la tasa interna de retorno, el valor actual neto, y la relación beneficio/costo. Los dos últimos índices se calculan a tasas de descuento del 8, 12 y 15%, considerando la más baja cerca de la tasa social de descuento. La asignación de prioridades de ejecución a los proyectos se basa en esos tres indicadores económicos, además del costo por kW instalado y el costo por kWh consumido.

La metodología también prescribe una comparación de los costos de la PCH con los costos de una central térmica, suponiendo que las dos alternativas producirían los mismos beneficios.

FIGURA 1
(ANEXO 7-1)

EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR



A1 = Excedente del Consumidor
= $q_1 (p_1 - p_2) + \frac{1}{2} (q_2 - q_1) (p_1 - p_2)$

A2 = Ingresos por venta de energía (con el proyecto)
= $q_2 \times p_2$

ANEXO 7-2

COMPARACION DE COSTOS DE DIFERENTES FUENTES
DE ENERGIA ELECTRICA

<u>Proyecto</u>	<u>Potencia Instalada (MW)</u>	<u>Costo en US\$/kW Instalado</u>	<u>Costo de Energía (US\$/kWh)</u>	<u>Relación Beneficio/ Costo</u>
<u>Centrales Hidroeléctricas Grandes*</u>				
Ampliación Cañón del Pato	65	945	.018	
Jicamarca I (con embalse)	104	951	.042	
Mayush I	100	1,485	.035	
Platanal	99	1,583	.030	
<u>Centrales Térmicas Grandes*</u>				
Turbovapor - residual 6	50	1,352	.062	
Turbogas - Diesel 2	50	368	.092	
<u>Pequeñas Centrales Hidroeléctricas**</u>				
Chongos Alto	1.0	1,732	.050	5.0***
Cajabamba	0.52	2,019	.059	1.5
Namora	0.60	1,827	.059	1.5
San Marcos	0.33	2,840	.081	1.4

* Fuente: "Plan Maestro de Electricidad 1986", Cuadro 5.3.

Los costos por kW instalado incluyen los costos de líneas de transmisión entre las centrales y la red interconectada. En general, esas líneas son relativamente cortas y representan una pequeña porción del costo total.

** Se calculan los índices con base en los siguientes costos y suposiciones:

	<u>Costos Estimados (Miles de US\$)</u>			
	<u>Obras Civiles</u>	<u>Equipos</u>	<u>Líneas Transmisión</u>	<u>Operación Anual</u>
Chongos Alto	953	209	570	50
Cajabamba	712	206	132	32
Namora	610	353	133	46
San Marcos	615	212	110	27

Vida útil: obras civiles, 50 años; equipos y líneas, 30 años.

Tasa de descuento: 12%.

Una potencia promedio del 60 por ciento de la potencia instalada.

Fuente de costos: Oficina del Convenio AID. Chongos Alto y Cajabamba, costos reales según última contabilidad. Namora y San Marcos, costos estimados en la última revisión del programa de ejecución del Proyecto.

El costo de las obras civiles de Chongos Alto incluye un aporte de trabajo comunero avaluado en US\$ 81,000. Los costos de los equipos no incluyen derechos de aduana.

*** Las relaciones beneficio/costo, desde el punto de vista de la economía nacional, incluyendo los costos de las redes de distribución, se tomaron de los estudios definitivos de las PCH. En el caso de Chongos Alto, el cálculo de este índice no toma en cuenta los costos de las líneas de transmisión ni las redes de distribución.

66