

## **CAPÍTULO 5 RESUMEN DEL PROYECTO PILOTO FV**

### **5.1 Investigación y Estudio Ejecutados**

El estudio del sistema FV fue enfocado en los siguientes objetivos:

- identificar los sitios apropiados para instalar trescientos sistemas FV como proyecto piloto en La Paz y Oruro;
- evaluar el sistema FV y la aplicación del sistema de operación y mantenimiento; e
- identificar los lugares prioritarios para FV e incorporar el plan de desarrollo del FV en el plan de electrificación rural.

La investigación de campo empezó el 7 de agosto de 1999 y concluirá el 7 de septiembre de 2001 en forma intermitente con la siguiente investigación y estudio.

- Recolección de los datos e información existentes FV
- Selección de los lugares para los proyectos piloto FV
- Inspección para la instalación de los sistemas FV
- Organización del sistema de operación y mantenimiento y orientación para la OM
- Monitorear la recolección y análisis de datos del FV para el proyecto piloto
- Preparación del mapa potencial de FV e identificación de los lugares prioritarios para el plan de electrificación rural

### **5.2 Instalación del Proyecto Piloto de FV**

#### **5.2.1 Selección de los Sitios del Proyecto Piloto**

Se planificó que 300 sistemas FV serían instalados en las prefecturas de La Paz y Oruro. El proceso de selección de los lugares FV se explica a continuación.

### **(1) Criterio de selección del lugar**

Para la selección y confirmación de los lugares candidatos, los siguiente criterios fue establecido y aplicado antes de la presente investigación de campo.

- 1) Lugares fuera del futuro plan de extensión de la red
- 2) Lugares a una distancia menor a dos horas de transporte de la ciudad principal
- 3) Lugares con un mínimo de 50 hogares
- 4) Lugares dentro el territorio de los Operadores
- 5) Lugares donde las comunidades tienen capacidad de pago

### **(2) Sitios Seleccionados**

A través de la investigación de campo y las discusiones con el VMEH, y las prefecturas de La Paz y Oruro, los lugares para sistemas FV fueron finalmente seleccionados como se describe a continuación:

#### Departamento de La Paz

- 1) Calteca
- 2) Calacachi, Stgo. Llallagua, Canuma
- 3) Murchapi, Chiarumani & Chacoma, Catavi, Millo y Culli Culli Alto
- 4) Satgo. Hiruyo, San Francisco, Llallagua, Sipe Sipe

#### Departamento de Oruro

- 1) Paria Pampita
- 2) Laguna Ancocota
- 3) Milluni

### **5.2.2 Componentes del Sistema FV**

El sistema FV propuesto consiste de un módulo FV, control, batería y tres lámparas fluorescentes con las siguientes especificaciones:

**(1) Módulo FV: Importado de EEUU**

- Configuración : 12 V
- Numero de celdas en serie : 36
- Potencia nominal : 55 W
- Potencia mínima : 50 W
- Voltaje de carga : 17.4 V
- Corriente de carga : 3.15 A

**(2) Cargas: Fabricadas localmente**

- Lámpara fluorescente : 15 W x 3

**(3) Controla: Importado de EUA**

- Protección para sobrecarga
  - Conclusión de carga : 14.3 V +/- 0.2
  - Reanudación de carga : 13.5 V +/- 0.3
- Protección contra descargas
  - Desconexión de carga : 11.5 V +/- 0.2
  - Reconexión de carga : 13.0 V +/- 0.3
- Protección contra filtraciones con diodo bloqueador

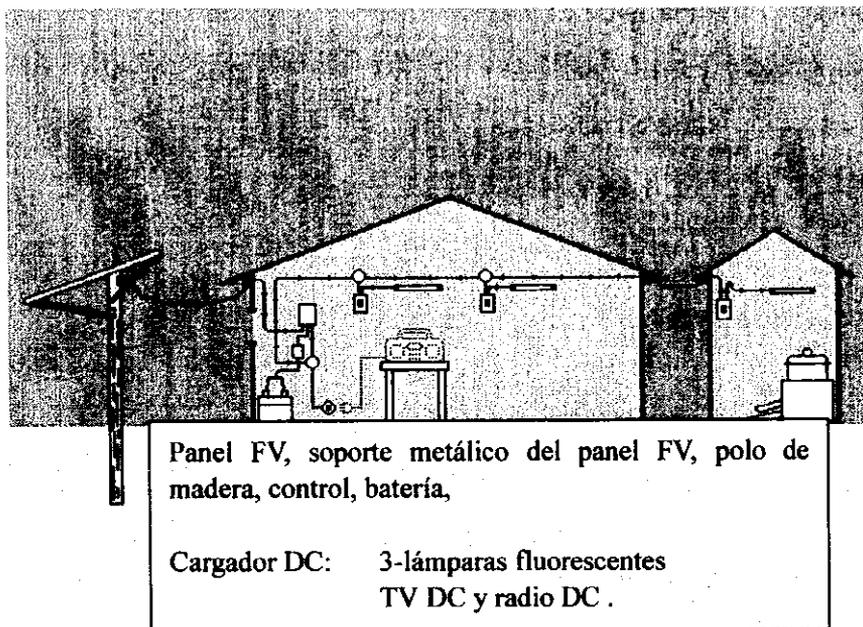
**(4) Batería: Fabricación local**

- Tipo solar
- Capacidad nominal : 99.12 Ah
- Voltaje nominal : 12 V
- Voltaje final de carga : 14.8 V

**(5) Transformador de voltaje DC/DC: Fabricación local**

- 12V → 3, 4.5, 6, 9 V

La imagen del sistema solar doméstico instalado es como la que se ve a continuación.



### 5.2.3 Instalación del Sistema FV

Durante la primera investigación de campo en agosto y Septiembre de 1999, el primer paso para el trabajo de instalación fue revisar los materiales y los componentes del sistema FV comprados por la oficina de JICA en Bolivia. El equipo de estudio de JICA recomendó el cambio de algunos equipos y materiales como sigue:

- Baterías : de 150 Ah a 100 Ah
- Controles : de uno con protección simple de sobrecarga y descarga a otro con protección para ambos sobrecarga/descarga.
- Lámparas fluorescentes : de 20 W a 15 W

El programa de inspección fue preparado por el proveedor local en consulta con el experto de JICA sobre cuya base el actual trabajo de instalación continuó de Octubre a Diciembre de 1999. En la segunda investigación de campo en Enero de 2000, los sistemas FV instalados en La Paz y Oruro fueron inspeccionados por el equipo de estudio con los operadores.

Después de la inspección, el proveedor local empezó el mejoramiento de los sistemas FV desde Febrero de 2000 en respuesta a la Resolución del Grupo Coordinador y de la Unidad de Gestión. El proveedor completó la reinstalación en Abril de 2000.

Luego de las conversaciones con el VMEH y las dos prefecturas, el equipo de estudio JICA instaló 270 sistemas FV y mantuvo los 30 sistemas FV (10% del total de 300 sistemas FV) como repuestos. La Prefectura de La Paz se quedó con 20 sistemas FV y la prefectura de Oruro se quedó con 10 sistemas FV de repuesto.

La cantidad necesaria de repuestos fue posteriormente ajustada sobre la base de las experiencias del proyecto piloto.

### **5.3 Sistema de Operación y Mantenimiento**

#### **5.3.1 Organización de la Operación y Mantenimiento**

Como una organización para la operación y mantenimiento sostenibles del proyecto piloto FV se formuló una unidad de gestión, que consiste del comité rural de electrificación (CER) representado a los usuarios, un operador y la prefectura. El CER fue organizado por los usuarios en cada comunidad. Como operadores del proyecto piloto FV, una compañía local de distribución, ELFA y una cooperativa de electricidad, COSEP fueron seleccionadas en La Paz y Oruro, respectivamente. La Prefectura de La Paz participó en todo lo relativo a la unidad de gestión en La Paz mientras que la de Oruro hizo lo propio.

El VMEH-prefectura-equipo de estudio JICA formaron una organización de coordinación responsable de la gestión global de la operación y mantenimiento del proyecto piloto.

#### **5.3.2 Guía del Usuario y Capacitación**

El equipo de estudio JICA preparó la Guía del Usuario para el sistema FV y la distribuyó a los usuarios con el propósito de introducir la idea básica y el conocimiento respecto al sistema FV para su uso diario.

La orientación para la Guía del Usuario fue conducida en La Paz y en Oruro en Enero de 2000. Diferentes funcionarios a cargo del proyecto incluyendo personal de las

prefecturas y operadores participaron igualmente en las orientaciones en La Paz y Oruro.

La actitud de los usuarios respecto al sistema FV es el factor más importante para la sostenibilidad del sistema FV. Considerando la importancia de la batería, el equipo de estudio JICA puntualizó en el uso de la batería destacando el uso cuidadoso.

### **5.3.3 Manual de Mantenimiento y Capacitación**

Los operadores, ELFA en La Paz y COSEP en Oruro, son responsables de la operación y mantenimiento del sistema FV. El equipo de estudio JICA preparó el manual de mantenimiento para los operadores. El equipo de estudio JICA organizó varios cursos de capacitación para explicar e instruir al equipo técnico de los operadores y al personal de las unidades de gestión.

Los siguientes aspectos fueron enfatizados para la operación y mantenimiento los mismos que fueron presentados en el Seminario y la Capacitación para los Operadores.

- Programa de Mantenimiento
- Mantenimiento cuidadoso requerido para las baterías
- Mantenimiento del panel
- Mantenimiento del cableado, instalaciones y cargas.

La capacitación de los operadores fue conducida tanto en La Paz como en Oruro en Septiembre de 1999, Enero de 2000 y Mayo de 2000.

Además de la capacitación anterior en las comunidades, la capacitación fue llevada a cabo en los seminarios de Enero y Mayo de 2000.

## **5.4 Tarifa de energía**

### **5.4.1 Esquema Original**

Estaba planificado que los beneficiarios hagan un pago inicial para la instalación del FV y un monto mensual de energía que cubra los costos de operación y mantenimiento.

Para determinar los cargos, los cargos de energía usando la red de líneas fueron revisados con la debida consideración de la capacidad de pago de los residentes.

### **(1) Pago Inicial**

Con el fin de compartir el costo de instalación del sistema FV, se requirió un pago de Bs 700 por los usuarios como pago inicial. El pago inicial es equivalente al 13% del costo total del sistema de Bs 5.300 (US\$ 886) y cubre el costo de los siguientes ítems:

- 3 lámparas fluorescentes
- Cajas de unión
- Interruptores
- Cables interiores / instalaciones

Se planificó que la recolección del pago inicial sea usada para la electrificación rural con FV en el futuro, utilizándola como fondo rotatorio.

### **(2) Pago Mensual**

Para la operación y mantenimiento del sistema FV, se requirió un pago mensual de Bs. 30 a los usuarios.

#### **5.4.2 Programa de Pago Modificado**

El programa original de pago fue modificado más tarde en debida consideración a la situación actual de pago de los usuarios.

##### Pago Mensual

El pago mensual fue reducido de Bs. 30 a Bs. 22 para los usuarios. Sin embargo, la tarifa original mensual (Bs. 30) fue mantenida para los usuarios en tres comunidades con extensión de red quienes estuvieron exentos del pago inicial.

##### Pago Inicial

Dos opciones para el pago inicial fueron ofrecidas a los usuarios. Cuando ocurrió el problema social a fines de 2000 en Bolivia, se redujo el Pago Inicial de Bs.700 a Bs.600.

## **5.5 Monitoreo y Análisis**

### **5.5.1 Monitoreo de la Operación y Mantenimiento**

El monitoreo fue llevado a cabo para el seguimiento de la operación y mantenimiento del sistema FV instalado y del pago por parte de los usuarios. El monitoreo llevado a cabo durante el período del estudio consiste en lo siguiente:

- 1) Monitoreo del uso del sistema medido por cargadores de datos
- 2) Monitoreo de la operación y mantenimiento por el operador
- 3) Monitoreo del pago

Para la recolección de datos del funcionamiento del FV y de la información meteorológica, se instalaron data loggers en tres lugares: dos en La Paz y uno en Oruro. El análisis el uso del sistema fue igualmente hecho sobre la base de los datos recolectados en los data logres. Para el monitoreo de la operación y mantenimiento por parte de los operadores se prepararon hojas de monitoreo donde se registraron los resultados del monitoreo.

El resultado del monitoreo del uso del sistema es explicado con mayor detalle en la siguiente sección y los resultados del monitoreo de la operación y mantenimiento se explican a continuación.

#### **(1) Monitoreo de la OM por parte de los operadores**

A pesar que las visitas de inspección de los operadores fueron originalmente programadas una vez cada dos meses, la inspección real conducida fue una vez cada tres meses cada tres o cuatro meses. Esto por el problema social de 2000 y largos días de lluvia durante Diciembre 2000 y Febrero 2001.

Los resultados del monitoreo se presentan en la siguiente tabla.

**Resultado de monitoreo en OM**

( Agosto – Octubre 2000)

(unidad: hogares)

Comunidad	Hogar	Equipos				Cantidad adicional de cargas	
		Cantidad lámparas defectuosas (1)	Foco ennegrecido (2)	Ruidos en Radio (3)	Agua para batería *(4)	Radio Cassette (5)	TV (6)
<b>La Paz</b>							
Calteca	10	1	2	3	3	8	-
Chiarumani	6	1	3	2	2	5	-
Muruchapi	22	2	5	20	8	20	-
Millo	30	4	8	25	12	27	-
Catavi	12	1	3	10	5	10	-
C.C. Alto	3	-	1	3	1	3	1
Hiruyo	19	2	2	15	6	18	-
Llallagua	14	1	4	13	9	14	-
Calacachi	32	-	-	2	-	32	3
VMEH	1	-	1	-	-	-	-
<b>Oruro</b>							
P.Pampita	16	3	2	13	5	15	1
Milluni	23	5	8	22	16	23	-
L.Ancocota	44	9	12	38	39	40	-
Minas	5	1	2	1	2	5	-
<b>Total</b>	<b>238</b>	<b>35</b>	<b>53</b>	<b>167</b>	<b>108</b>	<b>220</b>	<b>5</b>

\*(4) Agua para batería: cantidad de rellenos de agua destilada a las baterías

Fuente: Equipo de estudio JICA

1) Lámparas defectuosas

35 lámparas 49% del total de lámparas instaladas, fueron encontradas con desempeño defectuoso. El equipo de estudio de JICA requirió el reemplazo de las mismas a los operadores.

2) Foco ennegrecido

53 lámparas, 7,4% del total de lámparas instaladas, fueron encontradas con terminaciones ennegrecidas. El equipo de estudio de JICA decidió reemplazar las balastas.

### 3) Ruidos en la Radio

167 usuarios se quejaron de problemas de sonido en la radio cuando era usada cerca de una lámpara fluorescente. El equipo de estudio de JICA discutió la solución y decidió arreglar los filtros de las lámparas.

### 4) Agua para Batería

El intervalo para el relleno de agua a la batería fue originalmente establecido de una vez cada dos meses. Sin embargo, el intervalo de tres meses fue prácticamente satisfactorio.

### 5) Radio Cassette y (6) TV

Tal como se muestra en la tabla anterior, el 92% del total de los usuarios usan radios o radio cassettes. Dado que, los lugares posibles para TV son limitados en el Altiplano, únicamente 5 usuarios tienen TV hasta ahora.

A pesar que hubo algunos problemas como se explicó antes, los sistemas FV funcionan regularmente para satisfacción de los usuarios. El desempeño de los operadores para la operación y el mantenimiento fue satisfactorio en términos generales.

## (2) Monitoreo del pago

Luego de la conclusión de la instalación, el monitoreo del pago comenzó en Abril de 2000. El resultado del pago a Mayo de 2000 no era satisfactorio. Las tasas de recolección del pago inicial y del pago mensual fueron de 8,0% y 5,5% respectivamente en La Paz mientras que las mismas fueron 11,0% y 8,6% en Oruro.

Para el seguimiento de los resultados, se realizó un análisis en cuanto a l retraso de los pagos y se tomaron las siguientes acciones para mejorar la situación.

### 1) Re-Orientación para el Usuario

Durante la cuarta investigación de campo, el equipo de estudio JICA y los operadores visitaron tres comunidades y realizaron una re-orientación para los

usuarios para aclarar los malos entendidos y explicar el actual sistema de FV así como su operación y mantenimiento.

2) Programa de Pagos Modificado

Se redujeron el pago inicial y el pago mensual.

3) Modificación de la OM por el Usuario (Contratación del Asistente Técnico)

Para complementar la función de los operadores, se propuso seleccionar un asistente técnico en cada comunidad que lleve a cabo las siguientes tareas:

- Coordinar con el Operador
- Inspeccionar las conexiones de cableado y tensar o re-conectar cables
- Llenar las baterías con agua destilada
- Elaborar reportes regularmente al operador

A través de la implementación e la re-orientación y el programa de pagos modificado, la situación de pagos mejoró según el siguiente resumen:

**Ratio de Recolección ( Monto pagado / Monto total a recolectar)**

(unidad: % )

Mes	La Paz		Oruro	
	Pago inicial	Cargo mensual	Pago inicial	Cargo mensual
Mayo 2000	8,0	5,5	11,0	8,6
Julio 2000	16,9	28,5	19,6	25,9
Dic. 2000	38,7	56,2	47,7	46,3
Abril 2001	42,4	67,2	51,1	41,4

Fuente: Equipo de estudio JICA

**5.5.2 Monitoreo de Usuarios**

**(1) Investigación de Usuarios**

Después de la instalación del proyecto piloto FV, se condujo una investigación de monitoreo. Los principales objetivos de la investigación fueron monitorear los siguientes aspectos para formular un plan de implementación sostenible para electrificación rural mediante el sistema FV a través de este proyecto piloto.

- Cambio en las condiciones de vida del usuario después de la introducción del sistema FV,
- Situación de pago del pago inicial y el cargo mensual, y
- Situación de la operación y mantenimiento.

Los métodos de encuesta de informantes clave y de encuestas a los hogares fueron aplicados a la investigación. La entrevista de la encuesta usando el método de la Evaluación Rural Rápida (ERR) fue llevada a cabo para los usuarios de los lugares del proyecto piloto en La Paz y Oruro.

#### 1) Cambio de la Situación Energética en el Hogar

El tiempo promedio de uso de lámparas fluorescentes varía de 2,5 horas en Calteca a 3,2 horas en Paria Pampita de acuerdo con la tercera investigación. El tiempo promedio no fue distinto entre la primera y la tercera investigación. Además, una lámpara a kerosén, alrededor de uno o dos litro(s) de kerosén por mes, se siguió usando incluso después de la instalación del FV.

El tiempo promedio de audición de radio registrado en la tercera investigación varió de 1,6 horas en Calteca a 2,5 en Paria Pampita. El promedio de tiempo en esta investigación no fue tan distinto de las anteriores dos encuestas. Sin embargo, los usuarios usarían la radio mas después de resolver el problema del ruido. Una grabadora de cassette se usa muy raramente. El tiempo promedio de observación de TV para tres usuarios en Paria Pampita fue de 2,4 horas por día.

#### 2) Cambio en la Fuente de Financiamiento para Pagar la Carga del Usuario

La principal fuente del pago inicial y del cargo mensual es la venta de productos agrícolas y/o productos de ganadería, la misma tal como se indica en la encuesta inicial de comparación. Alrededor del 42% de los usuarios en Muruchapi, 25% en Paria Pampita y 16% en Calteca venden productos agrícolas tales como papa, chuño, zanahoria y cebolla. Aproximadamente 58% de los usuarios de Paria Pampita, 42% en Muruchapi y 33% en Calteca venden ganado como ovejas, llamas y vacas.

Algunos usuarios eran agricultores en pequeña escala que no podían alcanzar a vender productos agrícolas y ganado. Para el pago, 25% de los usuarios en Paria Pampita, 15% en Calteca y 14% en Muruchapi trabajaron temporalmente en el sector informal en las comunidades vecinas o en las ciudades.

### 3) Cambio de vida

El 91% de los usuarios entrevistados en Paria Pampita, 87% en Muruchapi, 85% en Laguna Ancocota y 83% en Calteca, reconocieron que la situación de su vida cotidiana había mejorado después de usar el sistema FV. La principal razón de la mejor vida fue el mejoramiento de las condiciones nocturnas, mientras que el 18% del total de los entrevistados considera que su situación no había cambiado.

La capacidad del sistema FV no es suficiente. De acuerdo a los comentarios de los usuarios, la instalación de un sistema de mayor potencia era requerida para implementar el desarrollo rural integrado.

### 4) Operación y Mantenimiento por los Usuarios

El nivel de agua de la batería fue bien mantenido por todos los usuarios. Cuando el sistema FV presentó problemas normalmente los usuarios informaron al jefe del comité de electrificación rural. El jefe comunicó y requirió a los operadores solucionar el problema. La comunicación entre los usuarios y el operador fue, sin embargo, limitada por las siguientes razones:

- Los usuarios no estaban en casa y trabajan fuera durante el día cuando los operadores visitan las casas de los usuarios para el mantenimiento y el cobro, y
- Algunos de los representantes del Comité de Electrificación Rural no siempre estaban en su comunidad sino en la ciudad donde vive su familia.

## (2) Uso del Sistema Monitoreado por Cargador de Datos

El monitoreo fue conducido principalmente para investigar la generación de potencia y el correspondiente consumo usando los cargadores de datos instalados en la oficina del VEMH y en las casas de los jefes de las comunidades de Calteca en La Paz y en Paria Pampita en Oruro.

El monitoreo del uso del sistema fue realizado para tres distintos tipos de usuarios, usuarios óptimos, usuarios de luz y usuarios pesados. Los resultados del monitoreo se resumen a continuación.

#### 1) Usuario óptimo

El uso diario total del sistema FV estaba regulado entre 105 Wh que es equivalente a 7 horas de uso de tres lámparas fluorescentes de 15 W. Con respecto a la unidad de amperio hora (Ah), el límite diario es 8,75Ah que es tomado como un punto de referencia en el proyecto piloto.

El uso diario de las lámparas fue establecido al nivel indicado previamente, usando un cronómetro como sigue:

- Lámpara 1 : 3 horas
- Lámpara 2 : 2,5 horas
- Lámpara 3 : 1,5 horas      total 7 horas

El nivel de consumo está dentro de la energía generada, porque el consumo diario estaba limitado hasta 8,75Ah. El equilibrio de la carga de batería es muy estable, lo que permite alargar el período de vida de la batería.

#### 2) Usuario de Luz

Datos de Calteca (Septiembre 2000)

La carga total (promedio diario) era:

- Lámpara 1 : 0,76 horas
- Lámpara 2 : 1,02 horas
- Lámpara 3 : 1,74 horas
- Radio : 0,84 horas

El uso promedio diario fue de 4,36 horas para el mes. Esto es equivalente al 62% de la categoría del punto de referencia.

### 3) Usuario pesado

Datos del VMEH (Agosto 2000)

El uso de carga (promedio diario) fue:

- Lámpara 1: 4,47 horas
- Lámpara 2: 2,81 horas
- Lámpara 3: 3,41 horas

El promedio diario de uso fue de 10,69 horas. Esto es equivalente al 152% del nivel del punto de referencia. El consumo pesado puede reducir la vida útil de la batería.

## 5.6 Evaluación Técnica del Sistema Fotovoltaico

El equipo de estudio JICA y los operadores examinaron los sistemas FV instalados a través de la operación y mantenimiento. Los resultados de las encuestas demostraron que la función del sistema es satisfactoria en general según lo siguiente:

- El panel FV de 55Wp genera suficiente energía para cargar una batería de 100Ah.
- El controlador trabaja bien para proteger la batería de la sobrecarga y descarga.
- La batería tiene capacidad suficiente para el uso normal.

No se ha detectado ningún problema mayor o específico, ni accidente causado por la descarga eléctrica. Los sistemas instalados por el proyecto piloto son considerados adecuados desde el punto de vista técnico.

Varios problemas menores y lecciones aprendidas para el proyecto futuro se explican a continuación.

### 5.6.1 Problemas Técnicos y Soluciones

A través del monitoreo de la operación y mantenimiento fueron identificados los siguientes problemas del sistema FV:

- Focos ennegrecidos
- Lámparas con balastos defectuosos
- Ruidos en la radio

#### Focos ennegrecidos

Algunos usuarios en La Paz y Oruro se quejaron de este problema. Para mejorar esto, el equipo de estudio JICA asesoró a los operadores tanto en La Paz y en Oruro para recolectar todos los focos ennegrecidos y pedir el reemplazo al proveedor antes que expire la garantía. El reemplazo fue completado en Abril de 2001.

#### Lámparas con balastos defectuosos

Algunas lámparas no funcionaban en Oruro y La Paz. El equipo de estudio de JICA reconoció que el problema era causado por balastos defectuosas y propuso su reemplazo. Se compraron nuevas balastos y el reemplazo fue completado a fines de Abril de 2001.

#### Ruidos en la Radio

El ruido en la radio fue otra de las quejas de los usuarios, cuando se coloca la radio cerca de la lámpara fluorescente. Para resolver el problema, el equipo de estudio de JICA compró e instaló un filtro dentro la lámpara. La instalación en los sistemas de FV fue completada a fines de abril de 2001. El problema del ruido casi resuelto después de la instalación del filtro.

### **5.6.2 Comentarios a la Capacidad del Sistema**

Durante las investigaciones de campo realizadas para este proyecto piloto, se requirió un sistema FV con mayor capacidad para ser instalado a los residentes con los objetivos siguientes:

- Iluminación para el ganado
- TV, computadoras y proyector de video en las escuelas
- Sistema de bombeo para consumo e irrigación

Sus requerimientos en cuanto a la capacidad el sistema FV fueron para mejorar los ingresos y usos productivos.

Por otra parte, mucha gente se encuentre aún en el nivel de subsistencia, y no pueden alcanzar a cubrir el pago mensual de US\$ 3 en nuestro proyecto piloto.

Dada esta situación, si es que el sistema FV con sus distintas capacidades era proporcionado dependiendo de la selección de los usuarios, los usuarios estarían más satisfechos con el sistema y el pago de la tarifa mejoraría.

Las distintas capacidades del sistema FV son:

- |                  |           |                |
|------------------|-----------|----------------|
| • Tamaño pequeño | FV: 30Wp  | Batería: 40Ah  |
| • Tamaño mediano | FV: 50Wp  | Batería: 100Ah |
| • Tamaño grande  | FV: 100Wp | Batería: 200Ah |

## 5.7 Evaluación del sistema de OM

### 5.7.1 Evaluación y Desempeño

La estructura y funcionamiento propuestos para la operación y mantenimiento consistente en Usuarios/CER, operador y prefectura fueron originalmente formulados teniendo en cuenta la siguiente situación en los lugares del proyecto piloto.

#### 1) Nivel de tecnología de los usuarios

Los sistemas FV han sido instalados en diversas áreas en La Paz y Oruro. Sin embargo, el uso de baterías en el área rural parece un tanto limitado comparado con otros de los países desarrollados. Este hecho conduce al sistema propuesto de operación donde el operador juega el rol principal en la OM, mientras que el usuario tiene menor responsabilidad.

#### 2) Nivel de ingreso

Para un mantenimiento sostenible del sistema FV, debe asegurarse el costo de reemplazo de la batería y el control cada 5 años aproximadamente. Sin embargo, el nivel de ingresos de los hogares en el área del Altiplano es muy bajo. La tarifa propuesta fue, por lo tanto, establecida cubriendo el costo de dicho reemplazo y más cara que el que corresponde por el mantenimiento simple.

A través del monitoreo del proyecto piloto, se hizo la evaluación sobre su desempeño. El resultado de la evaluación es satisfactorio en general, pero varios problemas fueron identificados tal como se explica más adelante:

- 1) El servicio de mantenimiento del operador no fue implementado en su totalidad. Esto se debe en parte a la ubicación del proyecto piloto (aislado y lejos de la carretera principal) y en parte debido a la frecuente ausencia de usuarios durante la inspección del operador.
- 2) Se esperó que la función de coordinación de la Prefectura/VMEH ayude a la eficiente operación y mantenimiento. Sin embargo, la función esperada no fue totalmente implementada debido a la limitada disponibilidad de personal y dificultades en las comunicaciones diarias.
- 3) El pago de la tarifa fue pospuesto y la tasa del pago estuvo alrededor del 50% a pesar de que fue mejorado luego de la modificación y puesta en marcha del sistema. De acuerdo al resultado de la encuesta en cuanto a las razones del atraso, se tiene:
  - el sistema FV fue mal interpretado como donación de JICA
  - falta de ingresos regulares y/o limitadas oportunidades de ingreso
  - altas expectativas del FV frente a la limitada capacidad instalada

Como se indicó anteriormente, la tarifa mensual actual es de Bs. 22 es vista como cara por los usuarios.

### 5.7.2 Mejoras Propuestas

Para resolver los problemas de operación y mantenimiento antes mencionados, se proponen las siguientes mejoras que son parcialmente implementadas.

- 1) El sistema OM principalmente dirigido por el usuario/CER

La mayoría de las tareas a cargo del operador, deben ser transferidas al usuario/CER. Para esto, se seleccionan asistentes técnicos del CER los cuales coordinan principalmente la operación y mantenimiento luego de recibir

capacitación del operador. En el caso de problemas mayores del equipo incluyendo su reemplazo, el operador debe proveer servicio técnico bajo el convenio bajo el convenio con los usuarios/CER.

## 2) Participación de la Municipalidad en la OM

En vez de la Prefectura o el VMEH, el representante del municipio debe ser incluido para la necesaria coordinación de la operación y mantenimiento del sistema FV en vista de la ubicación del municipio y su íntima relación con los usuarios, la participación del Municipio parece más práctica para mejorar. Esta participación se torna más importante ahora en vista que la Municipalidad va a ser la agencia de ejecución del desarrollo rural que incluye la electrificación rural después de la puesta en vigencia de la EBRP. Sin embargo, podría requerirse mejorar la capacidad del personal.

## 3) Sistema tarifario mejorado

Para un pago fácil, la carga mensual debe ser establecida l mínimo que cubra únicamente el costo de agua potable y mano de obra, el costo de los asistentes técnicos y debe ser recolectada por los asistentes técnicos mensual o bi-mensualmente. Sin embargo, el reemplazo es requerido para la batería y el control aproximadamente cada 5 años. Algunos usuarios pueden organizar el fondo para este reemplazo pero la mayoría de los usuarios no puede.

Con el fin de organizar tal fondo y el financia miento para el pago inicial, la creación u organización para establecer un micro crédito parece ser requerida. A través de este tipo de apoyo institucional, el fondo recolectado del pago inicial puede ser utilizado como el fondo rotatorio para la electrificación rural.

## 5.8 Disposición de las Baterías Usadas

La cantidad de baterías que se consumen en Bolivia es de aproximadamente 250.000-300.000 unidades por año incluyendo las importadas y las recicladas. Existe una compañía privada, BATEBOL que produce alrededor del 30% del consumo local. BATEBOL produjo cerca de 1.700 para FV, lo que es menos del 2% de la producción total de la Compañía.

El reciclaje de baterías está a cargo de otra compañía privada, CONMETAL, una compañía hermana de BATEBOL. La compañía maneja el 40% de las baterías usadas en Bolivia y funciona como un centro de reciclaje de baterías. La capacidad de disposición es reportada sobre las 400.000 unidades de baterías por año.

En el Plan de Implementación de la Electrificación Rural de este estudio, aproximadamente 2.895 sistemas FV y 7.998 sistemas FV están planificados para su instalación durante la Fase I (2002-2006) y la Fase II (2007-2011) respectivamente. Aun si es que estas baterías son agregadas al consumo actual, CONMETAL aun tiene capacidad suficiente para el reciclaje.

Considerando la situación anterior, el sistema de disposición de baterías FV es propuesto como se indica a continuación.

- 1) Las baterías usadas son recolectadas por el asistente técnico del CER.
- 2) Un agente de BATEBOL (recolectores), recolecta las baterías usadas del CER y las transporta a CONMETAL para su reciclaje.

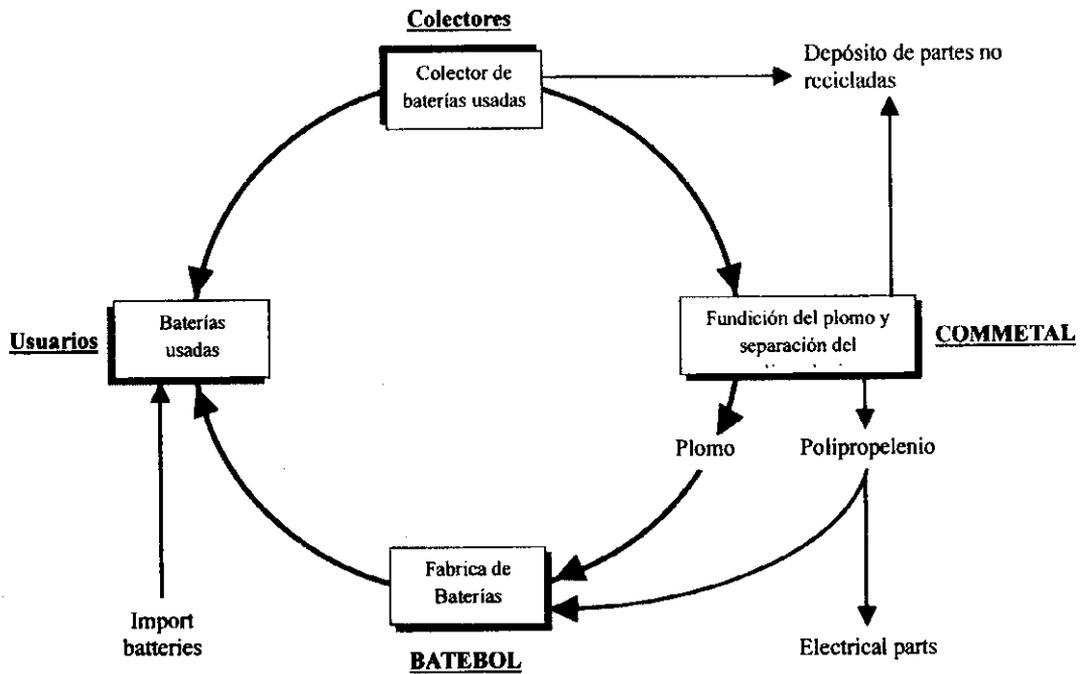
Los recolectores dividen a los materiales entre partes reciclables y partes no reciclables como sigue:

- Partes no reciclables: Electrolito, Accesorios de Metal, etc.
- Partes reciclables: Electrodo, Separador, Contenedor

Los materiales no reciclables son trasladados a los distribuidores quienes los disponen antes de trasladarlos a CONMETAL.

- 3) A través del sistema de reciclaje, CONMETAL recupera plomo y polipropileno. CONMETAL dispone de los residuos de los materiales reciclados y vende propileno de tipo blanco como partes eléctricas.
- 4) Re-uso del material reciclado:
  - Plomo refinado a ser provisto a BATEBOL para su re-uso
  - Polipropileno recuperado a ser provisto a BATEBOL para su re-uso

El proceso de disposición y reciclaje de baterías usadas se presenta a continuación.



Fuente: Equipo de estudio JICA



## **CAPÍTULO 6 RESUMEN DEL ESTUDIO DE MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

### **6.1 Investigación y Estudio Realizados**

La investigación de campo sobre micro centrales hidroeléctricas fue realizada desde Agosto de 1999 hasta Septiembre de 2001 de forma intermitente. El estudio se enfocó en los siguientes objetivos:

- revisar el inventario e identificar el potencial de micro generación hidroeléctrica;
- identificar los lugares prioritarios para micro central hidroeléctrica y evaluar la competitividad del costo. Los proyectos identificados deben ser incluidos en el Plan de Implementación de Electrificación Rural; y
- seleccionar los proyectos de alta prioridad (2 proyectos) para el estudio de pre-factibilidad y llevar a cabo el estudio de pre-factibilidad.

La investigación y estudio conducidos durante el período mencionado anteriormente se describe a continuación:

- Estudio del inventario e identificación de lugares para observación de caudal
- Instalación de reglas de medición
- Observación diaria del nivel de agua en los lugares seleccionados para proyectos prioritarios
- Selección de los proyectos de alta prioridad (uno en La Paz y uno en Oruro) y su estudio de ingeniería
- Estudio topográfico y mapeo de los lugares prioritarios seleccionados
- Estudio de pre-factibilidad en los proyectos prioritarios seleccionados incluyendo la Evaluación Ambiental Inicial (EAI).

## **6.2 Selección de los Proyectos Propuestos para su Estudio de Pre-factibilidad**

Como mostrado en en el subcapítulo 8.3, se seleccionaron 30 proyectos de micro central hidroeléctrica como prioritarios en La Paz, mientras que en Oruro se seleccionaron tres (3).

La selección de proyectos para el estudio de pre-factibilidad se realizó con base en el resultado del estudio de categorización y mediante discusión con el VMEH y las prefecturas de La Paz y Oruro. Los proyectos seleccionados para el estudio de pre-factibilidad son los siguientes dos proyectos.

- 1) La Paz : MCH de Apolo (Río Machariapu, municipio Apolo, provincia F. Tamayo)
- 2) Oruro : MCH de Tambo Quemado (Río Tambo Quemado, municipio Turco, provincia Sajama)

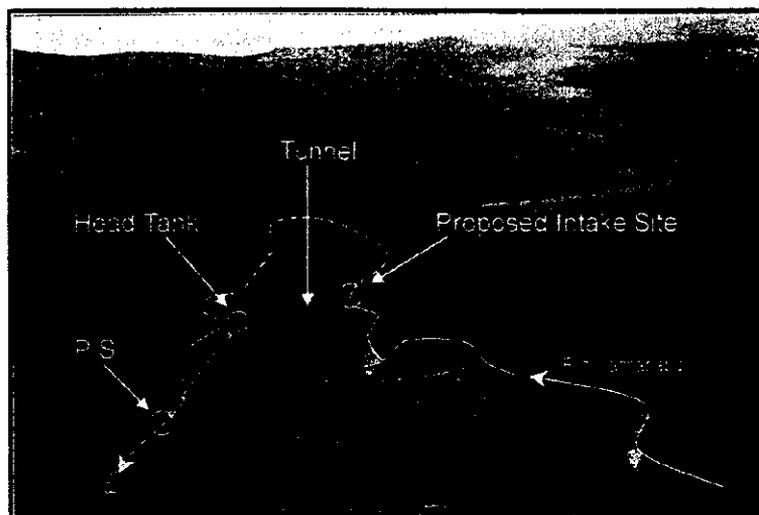
## **6.3 Estudio de Pre-factibilidad en el Proyecto de Micro Central Hidroeléctrica de Apolo en La Paz**

### **6.3.1 Ubicación, Topografía, Meteorología e Hidrología**

#### **(1) Ubicación y Topografía**

El lugar propuesto de Apolo está ubicado a 382 Km al norte de la ciudad de La Paz aproximadamente a 14 horas de viaje por tierra. El municipio de Apolo está ubicado en la provincia Franz Tamayo del departamento de La Paz.

La topografía del área que rodea a la población de Apolo está caracterizada por ser una planicie ondulada. El lugar del proyecto está ubicado a 14° 36' de latitud sur y a 68° 23' de longitud oeste. El lugar propuesto para la toma y estación de energía está en lo profundo del valle del Río Machariapu. Entre el sitio propuesto de toma y el lugar de salida existe una cumbre escarpada.



**Vista General del Lugar del Proyecto Propuesto (Apolo/F.Tamayo/La Paz)**

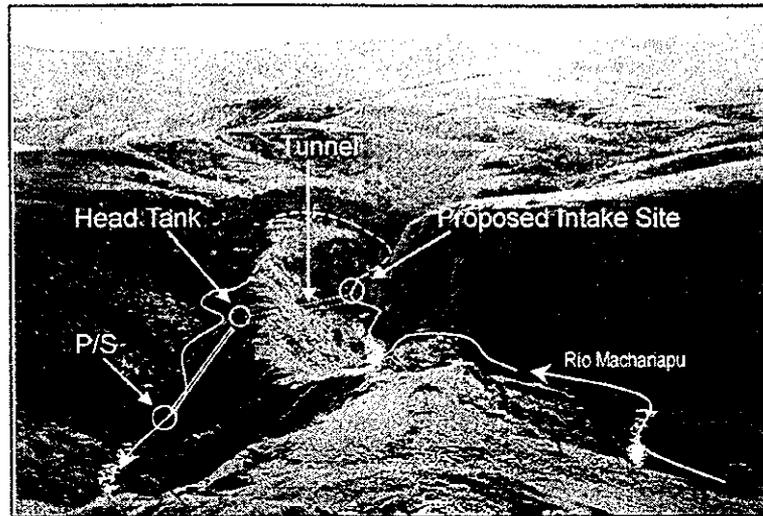
La ubicación del lugar de la toma propuesta del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo se muestra en el Figura 6.1.

## **(2) Meteorología e Hidrología**

El patrón de lluvia se caracteriza por las dos estaciones diferentes, estaciones lluviosa y seca. De acuerdo a los datos del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología SENAMHI de Bolivia, el promedio de precipitación anual en Apolo es de 1.618 mm/año. Aproximadamente 76% de la precipitación anual se concentra en el período de octubre a marzo. La máxima precipitación mensual es de 242 mm en Enero, mientras que la mínima es de 33 mm en Julio.

El área de captación del lugar de la toma propuesta del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo, ha sido estimada en 371,15 Km<sup>2</sup>.

El flujo del río en el lugar propuesto de la toma del río Machariapu se estimó usando los datos del nivel diario de agua de Octubre de 1999 a Abril de 2001 en el río Turiapu. El caudal estimado en el lugar propuesto para la toma se muestra más adelante.



Vista General del Lugar del Proyecto Propuesto (Apolo/F.Tamayo/La Paz)

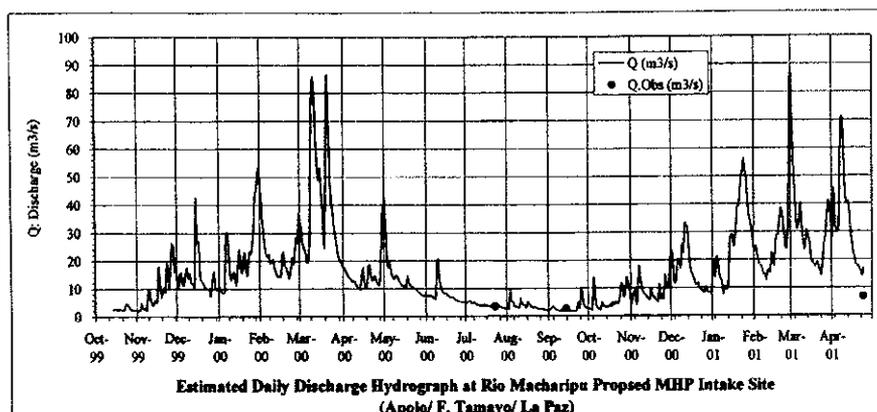
La ubicación del lugar de la toma propuesta del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo se muestra en el Figura 6.1.

## (2) Meteorología e Hidrología

El patrón de lluvia se caracteriza por las dos estaciones diferentes, estaciones lluviosa y seca. De acuerdo a los datos del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología SENAMHI de Bolivia, el promedio de precipitación anual en Apolo es de 1.618 mm/año. Aproximadamente 76% de la precipitación anual se concentra en el período de octubre a marzo. La máxima precipitación mensual es de 242 mm en Enero, mientras que la mínima es de 33 mm en Julio.

El área de captación del lugar de la toma propuesta del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo, ha sido estimada en 371,15 Km<sup>2</sup>.

El flujo del río en el lugar propuesto de la toma del río Machariapu se estimó usando los datos del nivel diario de agua de Octubre de 1999 a Abril de 2001 en el río Turiapu. El caudal estimado en el lugar propuesto para la toma se muestra más adelante.



La curva de duración del flujo en el lugar propuesto para la toma fue igualmente estimado como se muestra a continuación:

### 6.3.2 Condiciones Socio-económicas y Demanda de Electricidad

#### (1) Condiciones Socio-económicas

La población del Municipio de Apolo era de 12.857 en 1992. Aproximadamente el 54% de la población o 6.989 habitantes estaban concentrados en el cantón de Apolo incluyendo el área urbana.

La agricultura aún juega un rol predominantemente en la economía local. Cerca del 46% de la tierra es usada para pastizales y crianza de Ganado que es la principal actividad económica. Cerca del 14% de la tierra es usada como tierra de cultivo (temporal y permanente) donde los cultivos más importantes son la banana, los cítricos y la yuca.

Un generador a diesel (222 kW) de propiedad y administración de la cooperativa opera en el pueblo de Apolo. El abastecimiento de electricidad es restringido al horario pico (3 horas desde las 7:00 p.m. hasta las 10:00 p.m.).

El ingreso medio mensual por hogar es bajo, de Bs. 500 a 800 en el pueblo de Apolo mientras que el gasto en electricidad es de Bs. 30 a 40.

#### (2) Demanda de Electricidad

El área meta a ser electrificada por el proyecto propuesto de micro central hidroeléctrica es determinada dependiendo del potencial hidro energético. En vista

que el río Machariapu está dotado con una caudal abundante, el área meta podría abarcar las comunidades circundantes incluyendo el pueblo de Apolo.

### 1) Área Meta

Todas las otras comunidades excepto el pueblo de Apolo no están electrificadas aun. Se supone que el área meta para la electrificación abarque los cantones de Apolo y de Santa Cruz del Valle Ameno donde muchas comunidades permanecen sin electrificación. El área meta esta dividida en siete (7) bloques como se presenta a continuación:

Bloque	Nombre del Bloque	No Comunidades	
		Urb	Rural
A	Pueblo central de Apolo	1	0
B	Pueblo central Apolo + Aeropuerto + Sta. Teresa	1	7
C	Sta. Cruz del V. Ameno	0	15
D	Santo Domingo	0	7
E	Inca y San Pedro	0	8
F	San Jose de Mayo	0	5
G	San. Marcos y Altuncama	0	2
	Sub-total (B-G)	1	44

Nota: El Bloque B incluye el área del Bloque A, Aeropuerto y la aldea Santa Teresa.

### 2) Estimación de los hogares el 2005

Asumiendo que la población crecerá a la misma tasa observada durante 1995-2000, y que el tamaño de la familia permanece igual, la cantidad de hogares en el futuro ha sido proyectada como sigue.

Bloque	Cantidad de Hogares					
	1999 (Actual)			2005 (Estimada)		
	Urbana	Rural	Total	Urbana	Rural	Total
A	580	0	580	587	0	587
B	580	251	831	587	253	840
C	0	336	336	0	338	338
D	0	229	229	0	230	230
E	0	335	335	0	337	337
F	0	214	214	0	216	216
G	0	32	32	0	32	32
<b>Total (B-G)</b>	<b>580</b>	<b>1,397</b>	<b>1,977</b>	<b>587</b>	<b>1,406</b>	<b>1,993</b>

### 3) Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda de electricidad en las áreas meta fue hecha separándola en demanda domestica y no domestica. El año meta de la proyección de la demanda fue establecida al año 2005.

#### Demanda Domestica

Para estimar la demanda domestica, se estimaron tasas unitarias de consumo de energía por hogar. Las tasas unitarias estimadas del consumo de energía son 267 W en el área urbana y 135 W en el área rural.

Usando estas tasas unitarias, la demanda domestica de electricidad en las áreas meta fue estimada tal como se resume a continuación.

(kW)

Bloque	Área Urbana			Área Rural			Demand a Pico
	Noche	Media noche	Día	Noche	Media noche	Día	
A	157.0	4.1	17.7	0	0	0	157.0
B	157.0	4.1	17.7	34.2	0	2.7	191.2
C	0	0	0	45.7	0	3.6	45.7
D	0	0	0	31.1	0	2.5	31.1
E	0	0	0	45.5	0	3.6	45.5
F	0	0	0	29.2	0	2.3	29.2
G	0	0	0	4.3	0	0.3	4.3
Total (B~G))	157.0	4.1	17.7	190.0	0	15.0	347.0

#### Demanda No-domestica

La demanda de energía para el comercio, la industria y publica fue igualmente estimada de la misma forma como la demanda domestica. Las tasas unitarias estimadas para la demanda no doméstica son resumidas a continuación. La demanda en el área urbana es aplicada al pueblo de Apolo (bloque A) mientras que la demanda en el área rural a otros bloques (B-G) el cual pertenece al área rural.

Categoría		Área Urbana			Área Rural		
		Noche	Media noche	Día	Noche	Media noche	Día
Comercio	kW/bloque	14.00	0.81	1.33	9.57	0.44	1.00
Industria	kW/bloque	35.23	0.88	47.74	13.50	0.25	29.65
Publica (Instalac.)	kW/bloque	37.06	0.27	28.68	1.47	0.22	7.45
Sub-total	kW/bloque	86.29	1.96	77.75	24.54	0.91	38.10
Publica (Ilum. calles)	kW/Km/H.	0.04	0.04	0	0.06	0.06	0

### Demanda Total

Ambas demandas, la domestica y no domestica fueron agregadas para estimar la demanda total de energía, la que se resume a continuación.

(kW)

Bloque	Área Urbana			Área Rural			Demanda Pico Total
	Noche	Media noche	Día	Noche	Media noche	Día	
A	267	30	95	0	0	0	270
B	267	30	95	75	17	41	340
C	0	0	0	92	23	42	90
D	0	0	0	70	16	41	70
E	0	0	0	92	22	42	90
F	0	0	0	68	15	40	70
G	0	0	0	31	3	38	40
Total (B-G)	270	30	100	430	100	240	700

Nota: Las cifras de la demanda total y pico han sido redondeadas.

### 6.3.3 Formulación del Esquema Optimo de Desarrollo

#### (1) Enfoque del Esquema Optimo de Desarrollo

Esta garantizado el abastecimiento de electricidad a una extensa área de servicio para el Proyecto de Apolo que cuenta con un caudal abundante Muchos casos alternativos fueron formulados incrementando el área meta como se presenta mas adelante. El esquema optimo de desarrollo del proyecto fue seleccionado comparando los casos alternativos.

Caso	Área Meta
Caso-1	: Pueblo central de Apolo sirviendo a 587 H.
Caso-2	: Caso-1 + Aeropuerto + aldeas circundantes en la ruta de la línea de transmisión desde la MCH P/S al pueblo de Apolo sirviendo a 840 H.
Caso-3	: Caso-2 + Bloque F (San José) sirviendo a 1,056 H.
Caso-4	: Caso-3 + Bloque D (St. Domingo) sirviendo a 1,286 H
Caso-5	: Caso-4 + Bloque C (St.Cruz.D.V.Ameno) sirviendo a 1,624 H
Caso-6	: Caso-5 + Bloque E (San Pedro) sirviendo a 1,961 H.
Caso-7	: Case-6 + Bloque G (San Marcos) sirviendo a 1,993 H.

La demanda de energía para los casos alternativos fue estimada de acuerdo al siguiente detalle.

**Demanda de Energía de los casos Alternativos para el Proyecto MCH Apolo**

Zona (Nombre Bloque)	Nombre del Bloque	No. de Comunidades electrificadas		Fazendas (Estimado) en 2005			Longitud Línea Transm. (km)	HRL/Density	Rango Prioridad	Demanda Total Energía (kW)	Caso-1	Caso-2	Caso-3	Caso-4	Caso-5	Caso-6	Caso-7
		Urbana	Rural	Urbana	Rural	Total					A	B	B+F	+D	+C	+E	+G
		a	b	c	d	e					f	g	h	i	j	k	l
A	Solo el centro del pueblo de Apolo	1	0	587	0	587	15.0	39.1	-	270							
B	A + Aeropuerto de Apolo + en el camino (Cmnd. Sta. Teresa)	1	7	587	253	840	27.5	38.5	1	340	340	340	340	340	340	340	340
C	Sta. Cruz del Valle Azeno	0	15	0	338	338	25.3	9.4	4	90				90	90	90	
D	Santo Domingo	0	7	0	230	230	17.0	13.5	3	70				70	70	70	70
E	Cmnd. Inos & San Pedro	0	8	0	337	337	25.4	9.5	5	90						90	90
F	Cmnd. San Jose - 1 de Mayo	0	5	0	216	216	13.5	16.0	2	70			70	70	70	70	70
G	Cmnd. San Marcos & Albarcaza	0	2	0	32	32	8.9	3.4	6	40							40
	Total (B-G)	1	44	587	1,406	1,993	137.4	14.5	-	700	270	340	410	480	570	660	700

Fuente: Equipo de Estudio de JICA

**(2) Estimación del Costo y Beneficio**

**1) Costo Preliminar Estimado**

El costo económico de construcción incluye las obras civiles, electro-mecánicas y se estima en forma preliminar aplicando tasas unitarias. El costo de operación y mantenimiento fue estimado sobre la base del costo de construcción. Los costos estimados del proyecto incluyendo el costo de construcción y el costo de operación y mantenimiento son resumidos a continuación.

**Costos del Proyecto Alternativo para la MCH Apolo**

(US\$)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Obras civiles/ mecanica/electricas	1,630,700	1,763,000	2,047,300	2,175,800	2,378,400	2,562,400	2,657,300
Transmisión/ Distribución	142,000	311,900	431,500	574,900	848,900	1,123,300	1,183,300
Costo Total	1,772,700	2,074,900	2,478,800	2,750,700	3,227,300	3,685,700	3,840,600
O&M por año	12,002	17,218	23,227	27,923	36,049	44,371	46,409

**2) Beneficio**

El beneficio total medido por los costos de la energía a diesel es resumido a continuación.

**Beneficio del Proyecto (Costo de la Potencia a Diesel)  
de los Costos Alternativos para la MCH de Apolo**

(US\$)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Obras civil mecánica /eléctrica	206,827	259,327	311,827	364,327	431,827	499,327	529,327
Transmisión/ Distribución	50,157	281,313	400,900	544,317	818,271	1,092,667	1,164,896
Costo Total	256,984	540,640	712,727	908,644	1,250,098	1,591,994	1,694,223
O&M por año	242,392	288,547	322,572	373,517	425,309	475,029	501,628

**(3) Selección de la Escala Óptima**

Sobre la base del costo y beneficio estimado, la evaluación económica fue hecha para seleccionar la escala óptima del proyecto. Los resultados de la comparación se resumen a continuación.

Caso No.	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
P (kW)	270	340	410	480	570	660	700
EIRR (%)	12.4%	14.2%	13.6%	14.9%	15.3%	15.7%	16.1%
B-C (US\$)	257,164	496,836	485,726	718,560	878,442	1,040,111	1,154,299
B/C	1.17	1.27	1.22	1.29	1.3	1.31	1.33

\*: con una tasa de descuento de 10% por año

Del análisis anterior, el caso 7 fue seleccionado como la escala óptima del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo.

**6.3.4 Diseño Preliminar y Costo Estimado**

**(1) Diseño Preliminar**

El detalle del plan propuesto y el diseño preliminar del proyecto Apolo se presenta en el Figura 6.2.

**(2) Costo Estimado**

El costo estimado de construcción (costo financiero) del proyecto es US\$ 4.0 millones tal como se resume a continuación.

**Costo de construcción de la MCH Apolo (Resumen para Pre-F/S)**

Costo financiero (con impuestos)		Unidad : US\$.
Item	Costo	Nota
<b>1. Trabajos preparatorios &amp; Acceso, etc.</b>	<b>625,300</b>	
1.1 Trabajos Preparatorios	294,200	(2.+3.) *10%
1.2 Camino de Acceso	325,500	Gravel Paved, W=4m (Sta.Teresa - Site)
1.3 Mitigación del Medio Ambiente	5,600	2.*0.01
<b>2. Obras Civiles</b>	<b>562,500</b>	
2.1 Azud (Obra de Toma)	19,300	
2.2 Boca Toma	19,600	
2.3 Desarenador	0	
2.4 Canal de Aducción (Túnel)	195,200	
2.5 Cámara de Carga	112,600	
2.6 Tubería de Presión	35,300	
2.7 Canal del Vertedero	12,600	
2.8 Casa de Máquinas	153,700	
2.9 Canal de Restitución	14,200	
2.10 Salida	0	
<b>3. Obras Eléctricas y mecánicas</b>	<b>2,379,600</b>	
3.1 Turbina / Generador	740,000	350kW x 2 set, include tax, transportation, installation
3.2 Línea de Transmisión / Distribución	1,419,900	
3.3 Obras Mecánicas	219,700	
<b>4. Transporte</b>	<b>110,100</b>	(2.+3.2+3.3)*5% (La Paz - Apolo - Site)
<b>5. Costo Total Directo</b>	<b>3,677,500</b>	1.+2.+3.+4.
<b>6. Servicios de Ingeniería y Administración</b>	<b>323,000</b>	{Admin.: (1.+2.+3.)*6%+D/D: US\$20,000}*138%
<b>Costo Total Construcción</b>	<b>4,000,500</b>	4.+5.

Nota: Costo ruta de acceso = Area montañosa (Roca): 9.1km\*30,000 US\$/km + Area Plana (Standard): 3.5km\*15,000US\$/km

Los detalles del costo estimado de las obras civil y electromecánica se presentan en la Tabla 6.1.

### 6.3.5 Programa de Construcción

Con la debida consideración de la situación actual en Apolo y el financiamiento requerido, se propone el desarrollo en dos etapas. Etapa-1 construcción que incluye la construcción de todas las obras civiles y un juego de turbina y generador (350kW) con las correspondientes líneas de transmisión / distribución (para los Bloques A y B), mientras que para la Etapa-2 construcción que incluye la construcción adicional de una turbina y generador (350kW) con las correspondientes líneas de transmisión / distribución (para los Bloques C, D, E, F y G).

Asumiendo que el tiempo requerido para el diseño incluyendo el diseño básico es de 6 meses, el periodo total requerido para completar el proyecto es de aproximadamente 4 años, como se presenta en el Figura 6.3.

### 6.3.6 Justificación Económica y Financiera

#### (1) Evaluación Económica

La viabilidad económica del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo fue analizada en base a la Tasa Interna de Retorno (TIR) sobre la base del costo económico y del beneficio económico.

##### 1) Costo económico

Los costos económicos son derivados tomando los impuestos locales y subsidios de los costos financieros.

##### Costos económicos del Proyecto

Los costos económicos del proyecto se resumen en la siguiente tabla.

**Costos Económicos del Proyecto MCH de Apolo (US\$)**

Trabajos preparaciós & Acceso, etc.	539,000
Obras Civiles	484,900
Turbina/Generador	633,600
Líneas Transmision/Distribución	1,183,300
Obras Electricas y Mecánicos	189,400
Transporte	94,900
Servicios de Ingeniería y Administración	278,400
<b>Costo Total Construcción</b>	<b>3,403,500</b>

Fuente: Equipo de Estudio JICA

##### Costo económico de la O&M

Los costos de la operación anual y mantenimiento de las instalaciones del proyecto son estimados como sigue.

Turbina / generador:	2% del costo de inversión
Obras Civiles:	0.5% del costo
Líneas de Transmisión / Distribución:	2.5% del costo de inversión

##### 2) Beneficio económico

Los beneficios económicos son derivados tomando los impuestos domésticos y los subsidios de los costos financieros.

Los costos menores de sistemas alternativos como el de generación a diesel de la misma capacidad de generación como la propuesta por la micro central hidroeléctrica, han sido considerados en el beneficio económico.

#### Costo de inversión del Sistema de Generación a Diesel

El costo de inversión del sistema de generación a diesel es estimado como sigue.

**Costo de Inversion del Sistema de Generacion a Diesel**

	Unidad	Costo Unidad (US\$)	Cantidad	Total (US\$)
Capacidad de Generador a Diesel	kW	750	700	525,000
Interruptor automático de transferencia	-	1,910	1	1,910
Caja de Protección	-	917	1	917
Construcción	-	1,500	1	1,500
Líneas Transmisión	km	5,833	141	822,425
Líneas Distribución	km	3,417	100	340,471
<b>Total</b>				<b>1,694,223</b>

Fuente: Equipo de Estudio JICA

#### Costo O&M

Los costos anuales de operación y mantenimiento del sistema alternativo de generación a diesel son estimados como sigue.

Sistema de generación a Diesel:	5% de la inversión
Líneas de Transmisión / distribución:	2.5% de la inversión

#### Costo del Combustible Diesel

El costo económico del diesel oil en Apolo es Bs. 3,88 por litro. El costo anual del diesel oil es calculado sobre la base de la generación de energía estimada.

**Costo anual de generación y de combustible Diesel**

Generación de energía (kWh/Año)	2,680,925
Alimente el Consumo (Litro /Año)	750,805
Costo de Combustible Diesel (US\$/Año)	446,114

### 3) Resultados del análisis económico

#### a) TIR

La TIR del proyecto de la micro central hidroeléctrica de Apolo sobre la base de los supuestos anteriores es de 19.2% tal como se ve la Tabla 6.2,

usando el costo económico y el flujo del beneficio antes citado. Eso indica que el proyecto propuesto es económicamente viable.

b) **Análisis de Sensibilidad**

El análisis de sensibilidad para examinar la flexibilidad de la viabilidad económica del proyecto propuesto es hecha bajo los siguientes supuestos adversos. El proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo demuestra suficiente viabilidad económica aun bajo las condiciones adversas como sigue.

Caso I	+10% costo de inversión y -10% costo combustible diesel	16.6%
Caso II	+20% costo de inversión y -20% costo combustible diesel	14.5%

**(2) Evaluación Financiera**

La viabilidad financiera del proyecto de micro central hidroeléctrica es examinada sobre la base de la tarifa de energía eléctrica del costo financiero para cubrir los costos de la inversión y de la O&M del proyecto.

1) **Costo Financiero del Proyecto**

Los costos financieros del proyecto son estimados como se muestra a continuación.

**Costo Financieros del Proyecto de la MCH de Apolo (US\$)**

Trabajos preparación & Acceso, etc.	625,300
Obras Civiles	562,500
Turbina/Generador	740,000
Líneas Transmisión / Distribución	1,419,900
Obras Electricas y Mecánicos	219,700
Transporte	110,100
Servicios de Ingeniería y Administración	323,000
<b>Costo Total Construcción</b>	<b>4,000,500</b>

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Las tasas de impuestos incluidas en los costos financiero son resumidas a continuación.

### Impuestos a los Productos domésticos

IVA (Imp. al Valor Agregado):	13% para todas las categorías de productos
Impuesto de Transacción:	3% para todas las categorías de productos

### Impuestos a los Productos Importados

IVA efectivo:	14.94% para todas las categorías de productos
Imp. a las Importaciones:	5% (turbina / generador)
	20%* (líneas transmisión / distribución)

\* Tasa ajustada en consideración a los diferentes productos usados para instalar líneas de distribución

## 2) Calculo de la Tarifa de energía para cubrir los costos de inversión y O&M

Las tarifas mínimas de energía para el sector residencial que cubran tanto el costo de inversión como el costo de O&M son calculadas como sigue. La tarifa de energía del sector no residencial es estimada al 50% mas que la tarifa del sector residencial.

### Tarifa mínima de energía para cubrir los costos de inversión y O&M (US\$)

Tasa de Descuento	10%	20%
Residencial por kWh	0.05	0.08
Residencial por Mes	1.27	2.12

A pesar de que los usuarios residenciales del sistema de generación a diesel pagan Bs.30, o US\$ 4,59 por mes de servicio. Dado que se estima que cada usuario residencial del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo usa 322 kWh por año, el pago mensual aun con la tasa de descuento del 20% seria de US\$ 2,12 (US\$ 0,08/kWh x 322 kWh / 12 meses), la que todavía es menor que el 50% del monto que ellos pagan actualmente. Se concluye que el proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo es financieramente viable.

### 6.3.7 Evaluación Medioambiental Inicial

El Estudio Inicial del Medio Ambiente (EIMA) fue conducido durante la Quinta investigación de campo en Mayo de 2001. De acuerdo a los resultados del estudio, no se anticipan impactos serios por la implementación del proyecto de la micro central hidroeléctrica de Apolo como se resume en la siguiente tabla.

IEE Matrix for Apolo Micro-hydro Power Project, La Paz

	Item	Evaluation	Remarks
Social Environment	1 Resettlement	-	
	2 Economic activities	○	Irrigated agriculture with water pumping system and cottage industry will be promoted.
	3 Traffic and public facilities	○	Public facilities including schools and hospitals will be electrified.
	4 Split of communities	-	
	5 Cultural property	-	
	6 Water rights/Right of common	-	
	7 Public health condition	○	Clean water will be provided by water pumping system.
	8 Waste	-	
	9 Hazards	○	Lighting will enhance safety at night for rural life.
Natural Environment	10 Topography and geology	△	Topography will change in a small part of project site.
	11 Soil erosion	-	
	12 Groundwater	-	
	13 Hydrological situation	□	Water volume of the river will decrease.
	14 Coastal zone	-	
	15 Flora and fauna	△	Some plants will influence in the limited area of the riverside.
	16 Climate	-	
Pollution	17 Landscape	-	
	18 Air pollution	-	
	19 Water pollution	-	
	20 Soil contamination	-	
	21 Noise and vibration	△	Noise will occur in the construction stage.
	22 Land subsidence	-	
	23 Offensive odor	-	

Notes: ○ = Positive impact, - = Negligible impact, △ = Minor impact, □ = Moderate impact, × = Serious impact, ? = Not clear

This IEE study was implemented by an environmental consultant registered by the Ministry of Sustainable Development and Planification in May, 2001.

The study report of this IEE was submitted to the the Maistry of Sustainable Development and Planification through the Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons.

Source: JICA Study Team

## 6.4 Estudio de Pre-factibilidad del Proyecto de micro central hidroeléctrica de Tambo Quemado en Oruro

### 6.4.1 Ubicación, Topografía, Meteorología e Hidrología

#### (1) Ubicación y topografía

El lugar propuesto de Tambo Quemado esta aproximadamente a 200 Km. Al Oeste de la ciudad de Oruro y aproximadamente a 5 horas de distancia por carretera. Tambo Quemado esta ubicado en el municipio de Turco, que consiste de tres (3) cantones, denominados Turco, Casapate y Chachacomani. La comunidad de Tambo Quemado es el área meta a ser electrificada por el presente proyecto de micro central hidroeléctrica.

El lugar del Proyecto Tambo Quemado esta ubicado a 18° 17' latitud Sur y 69° 02' longitud Oeste en la zona del Parque Nacional Sajama tal como se muestra en el Figura 6.4. La elevación del lugar de la toma propuesta es de aproximadamente 4,500 msnm.



Lugar propuesto de la toma -1 (Izq.)



Lugar propuesto de la toma -2 (Der.)

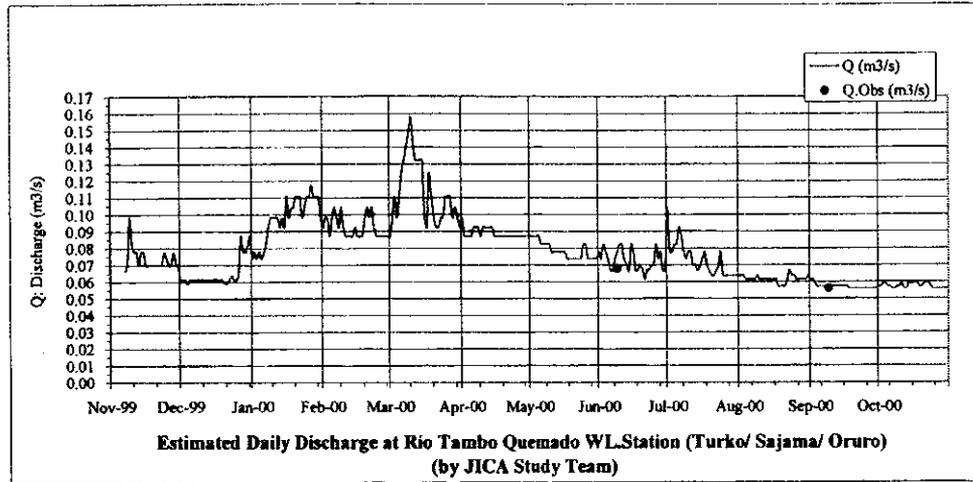
**Lugar de la Toma Propuesta de la Micro Central Hidroeléctrica de Tambo Quemado (Sajama/Oruro)**

**(2) Meteorología e Hidrología**

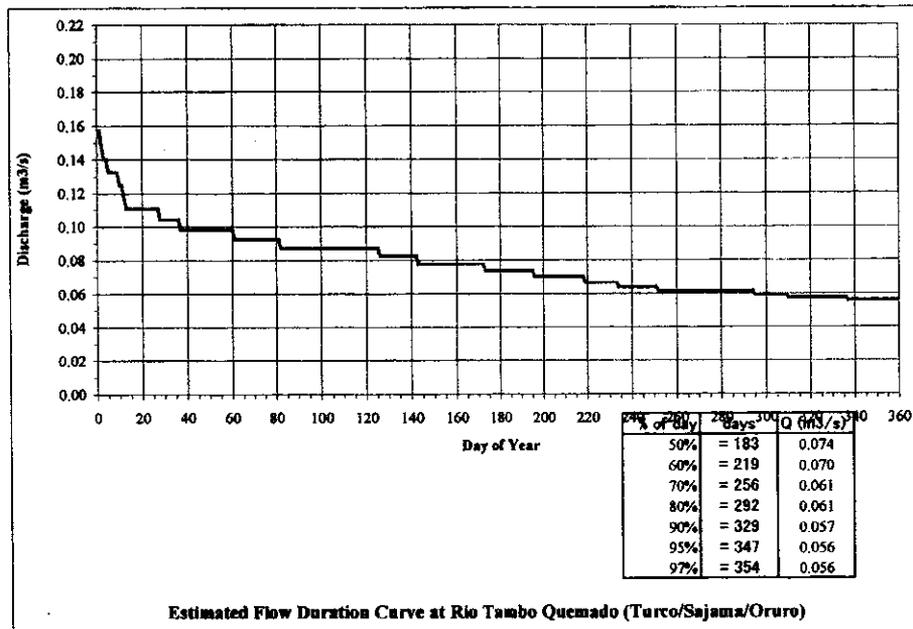
El promedio anual de precipitación es de 327 mm. Cerca al 97% de la precipitación anual se concentra durante el período de Octubre a Marzo, mientras que el remanente 3% de Abril a Septiembre. El registro mensual más alto de precipitación mensual es de 108 mm observado en Enero, mientras que la precipitación es nula de Junio a Agosto.

La regleta de medición fue instalada en el río Jaruma durante la primera investigación de campo en Noviembre de 1999. El nivel diario de agua fue medido hasta Octubre de 2000. Sobre la base de los datos del nivel de agua recolectados diariamente en el río Jaruma, la curva H-Q (curva de relación del nivel de agua y caudal) fue inicialmente estimada en la estación del nivel de agua en el río Jaruma.

Dado que no existen datos de la caudal del río Tambo Quemado, la caudal diaria del río Tambo Quemado fue estimada usando la correlación entre los dos ríos. El caudal diario estimada en el lugar de la toma propuesto del río Tambo Quemado se muestra continuación.



La curva de duración del flujo del río Tambo Quemado fue preparada tal como se muestra a continuación.



## 6.4.2 Condiciones Socio-económicas y Demanda de Electricidad

### (1) Condiciones Socio-económicas

Tambo Quemado, es una micro comunidad ubicada en el municipio de Turco. El numero de hogares es de aproximadamente 55 (45 hogares + 10 residencias/oficinas). Suponiendo que el tamaño de la familia por hogar es 3,3, la población fue estimada en aproximadamente 235 (150 + 90 en residencias/oficinas) en 2000.

Los servicios relacionados a la aduana son la actividad económica más importante en Tambo Quemado, que está ubicada en la frontera con Chile. La crianza de ganado en el extenso pastizal es otra actividad económica. Se estableció que el promedio anual de ingreso por hogar es de Bs. 600 (aproximadamente US\$ 100).

La electricidad está disponible a través de un generador a diesel con una capacidad instalada de 112 kW. La compañía llamada "FRONTERA" empezó el abastecimiento de electricidad en 1997. Los principales usuarios de la electricidad son compañías privadas y oficinas del gobierno. La tarifa promedio mensual es de aproximadamente Bs. 25 por hogar.

## **(2) Demanda de Electricidad**

### **1) Área meta y Metodología de la Estimación**

Dado que el potencial hidroeléctrico de Tambo Quemado es relativamente limitado, el área meta de electrificación está destinada al pueblo de Tambo Quemado.

La metodología y el proceso de estimación de la demanda eléctrica son los siguientes:

- estimar la demanda actual de electricidad en Tambo Quemado
- proyectar el establecimiento de hogares y futuros negocios al 2005
- proyectar la demanda futura de electricidad al 2005

### **2) Proyección de la Demanda**

Para la estimación de la demanda, se clasificaron los usuarios en dos grupos: demanda doméstica y demanda no-doméstica. La demanda doméstica es la demanda de los hogares y la demanda no-doméstica está dividida entre negocios comerciales e instituciones públicas.

Utilizando el número de hogares y el establecimiento de negocios, se estimó la demanda actual de electricidad en 42 kW. Para estimar la demanda futura de electricidad, la proyección de los hogares, nuevo establecimiento de negocios e instalaciones públicas, se consideró la tendencia de crecimiento actual de Tambo Quemado. Para el año 2005, se espera que el número de hogares crezca de 55 a 69,

mientras que el numero de establecimientos de negocios, industria e instalaciones públicas crezca de 21 a 37.

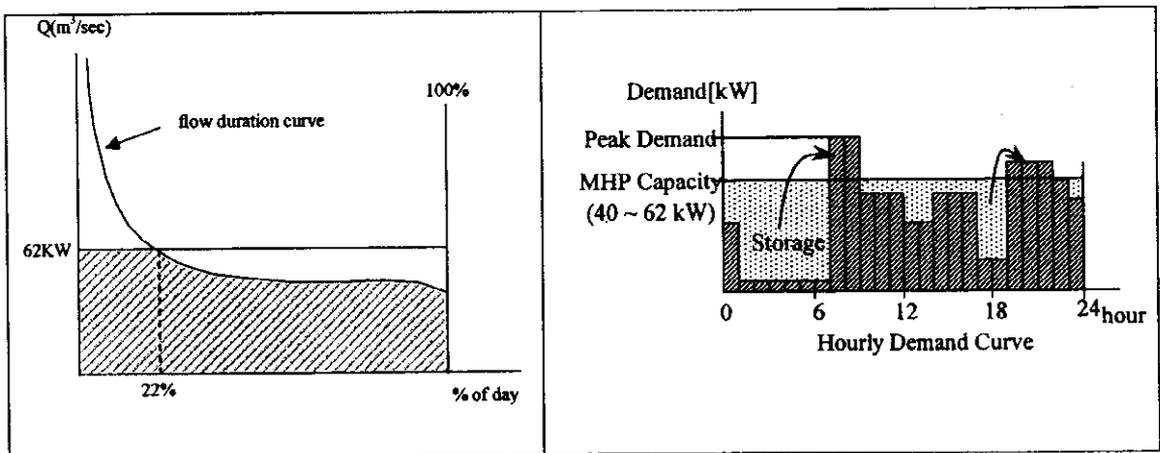
Sobre la base de dichas cifras, la demanda estimada de electricidad para el año 2005 es de 62 kW tal como se resume en la siguiente tabla.

Categoría	Presente (2001)		Futuro (2005)	
	Número de ViV. o Instalaciones	Demanda pico (kW)	Número de ViV. o Instalaciones	Demanda pico (kW)
Doméstica	55	40.2	69	58.8
Negocios	20	1.6	34	2.8
Industria	0	0.0	2	0.0
Pública	2	0.0	1	0.0
Total	77	41.8	106	61.6

### 6.4.3 Formulación del Esquema Óptimo de Desarrollo

#### (1) Enfoque del Esquema Óptimo de Desarrollo

Tal como se explicó anteriormente, la disponibilidad de agua en el río Tambo Quemado es limitada. Del análisis hidrológico, la micro central hidroeléctrica propuesta a ser construida garantiza la demanda pico proyectada en 22% del día tal como se ilustra a continuación únicamente. Para atender la demanda pico diaria del restante 78%, se requerirá energía adicional a diesel y/o la construcción de una presa de embalse para generación hidroeléctrica.



En este estudio, los planes alternativos de desarrollo fueron formulados bajo el concepto de cómo atender la demanda requerida con las limitaciones de disponibilidad de agua.

Considerando lo anterior, se formularon los siguientes tres planes de desarrollo alternativo para su comparación.

Caso A: MCH 40kW (Q<sub>100%</sub>) mas diesel (22kW)

Caso B: MCH 50kW (Q<sub>54%</sub>) con estanque de almacenaje mas diesel (12kW)

Caso C: MCH 62kW (Q<sub>22%</sub>) con estanque de almacenaje más (No Diesel)

## (2) Selección del Esquema Óptimo

Para seleccionar el esquema óptimo del proyecto, se estimó y comparó el costo-beneficio para los tres planes alternativos.

### 1) Costo estimado

Los costos económicos de construcción para los planes alternativos excluyendo impuestos y obligaciones fueron estimadas, así mismo se estimó el costo de operación y mantenimiento tal como se resume a continuación.

#### Costo de Casos Alternativos del Proyecto de MCH para Tambo Quemado

	(US\$)		
	Caso A	Caso B	Caso C
Obras Civiles / Mecánicas / Eléctricas (MCH)	142,900	158,700	185,600
Obras Civiles / Mecánicas / Eléctricas (Diesel)	20,827	13,327	0
Línea de Transmisión	21,800	21,800	21,800
Inversión Total	<b>185,527</b>	<b>193,827</b>	<b>207,400</b>
O&M annual	<b>18,583</b>	<b>17,523</b>	<b>1,703</b>

### 2) Beneficio

El beneficio fue estimado a través del costo alternativo de la energía a diesel, que se resume a continuación:

**Beneficio de casos alternativos (Costo de Diesel) para la MCH en Tambo Quemado**

(US\$)

	Caso A	Caso B	Caso C
Costo de Construcción (Diesel)	50,827	50,827	50,827
O&M por año (Diesel)	35,185	35,185	35,185

**(3) Selección de la Escala Óptima**

Los resultados de la evaluación económica del proyecto de micro central hidroeléctrica en Tambo Quemado se resumen a continuación.

Caso No.	Caso A	Caso B Con presa de almacenaie	Caso C Con presa de almacenaie
P (kW) MCH	40 kW	50 kW	62 kW
P (kW) Diesel	22 kW	12 kW	0 kW
TIR (%)	9.0%	8.7%	16.2%
B-C (US\$)	-10,721	-14,250	88,408
B/C	0.964	0.953	1.438

Los resultados de la comparación indican que una capacidad instalada de 62 kW con una presa de almacenaje (caso C) sería el óptimo. Considerando el efecto negativo al medio ambiente del generador a diesel y la flexibilidad de la generación de energía correspondiente al aumento de la demanda futura, finalmente el Caso C fue seleccionado como el plan de desarrollo óptimo.

**6.4.4 Diseño Preliminar y Estimación de Costo**

**(1) Diseño Preliminar**

El detalle del plan propuesto y el diseño preliminar de proyecto de Tambo Quemado se presenta en el Figura 6.5.

**(2) Estimación de Costo**

El costo estimado de construcción (costo financiero) del proyecto es de US\$ 239.000 como se puede ver más adelante. Los detalles del costo estimado de las obras civiles y electromecánicas se presentan en la Tabla 6.3.

### Costo Estimado de Construcción MCH de Tambo Quemado

Costo Financiero (con impuestos)		(62kW)	Unidad : US\$.
Item	Cost	Note	
<b>1. Trabajos de preparación y Acceso, etc.</b>	<b>2,224</b>		
1.1 Trabajos Preparatorios	1,112	2.*0.01	
1.2 Camino de Acceso	0		
1.3 Mitigación del Medio Ambiente	1,112	2.*0.01	
<b>2. Obra Civil</b>	<b>111,195</b>		
2.1 Azud (Obra de Toma)	133		
2.2 Boca Toma	113		
2.3 Desarenador	0		
2.4 Canal de Aducción	77,873	PVC	
2.5 Cámara de Carga	29,717		
2.6 Tubería de Presión	943		
2.7 Canal del Vertedero	450		
2.8 Casa de Máquinas	1,904		
2.9 Canal de Restitución	62		
2.10 Salida	0		
<b>3. Trabajos Eléctricos y Mecánicos</b>	<b>94,626</b>		
3.1 Turbina y Generador	38,700		
3.2 Línea de Transmisión/Distribución	26,056		
3.3 Obras Mecánicas	29,870		
<b>4. Transporte</b>	<b>10,291</b>	(2.+3.)*5%	
<b>5. Costo Total Directo</b>	<b>218,336</b>	1.+2.+3.+4	
<b>6. Servicios de Ingeniería y Administración</b>	<b>21,366</b>	6.*9.8%	
<b>Costo Total de Construcción</b>	<b>239,700</b>	4.+5	

#### 6.4.5 Programa de Construcción

Suponiendo que el tiempo requerido para el diseño incluyendo el diseño básico, sea de 4 meses, el período total requerido para la conclusión del proyecto es de aproximadamente 10 meses tal como se presenta en el Figura 6.6.

#### 6.4.6 Justificación Económica y Financiera

##### (1) Evaluación Financiera

La viabilidad económica del proyecto de micro central hidroeléctrica se evalúa a través de la Tasa Económica Interna de Retorno (TIR) sobre la base del costo económico y el beneficio económico.

##### 1) Costo Económico

Los costos económicos son derivados tomando los impuesto internos y los subsidios de los costos financieros.

##### Costo Económico del Proyecto

Los costos económicos del proyecto son resumidos en la siguiente tabla.

**Costos Económicos del Proyecto de la MCH Tambo Quemado (US\$)**

Trabajos preparatorios & Acceso, etc.	2,000
Obras Civiles	95,800
Turbina/Generador	33,100
Líneas Transmisión / Distribución	21,700
Obras Electricas y Mecánicos	25,800
Transporte	8,900
Servicios de Ingeniería y Administración	18,400
Costo Total Construcción	205,700

Fuente: Equipo de Estudio JICA

**Costo económico de la O&M**

Los costos de operación y mantenimiento anual de las instalaciones del proyecto son estimados a continuación.

Turbina/Generador:	2% del costo de inversión
Obras civiles:	0.5% del costo
Líneas de Transmisión / distribución:	2.5% del costo de inversión

**2) Beneficio Económico**

Los beneficios económicos son derivados tomando los impuestos domésticos y los subsidios de los costos financieros.

Los costos del sistema alternativo de menor costo. es decir, sistema de generación de energía por diesel, con la capacidad de generar la misma capacidad de electricidad como la de la micro central hidroeléctrica, es considerado como el beneficio económico.

**Costo de Inversión del Sistema de Generación a Diesel**

El costo de inversión del sistema alternativo de generación a diesel es estimado como sigue.

**Costo de Inversión del Sistema de Generación a Diesel \***

	Unidad	Costo Unidad (US\$)	Cantidad	Total (US\$)
Capacidad de Generador a Diesel	kW	750	62	46,500
Interruptor automático de transferencia	-	1,910	1	1,910
Caja de Protección	-	917	1	917
Construcción	-	1,500	1	1,500
Total				50,827

Fuente: Equipo de Estudio JICA

- \* Dado que el nuevo generador a diesel, las líneas de distribución y de transmisión fueron instaladas en el año 2000, los costos de inversión inicial de estos equipos son excluidos del cálculo del beneficio. Solamente se incluyen los costos de reposición de tales equipos.

**Costo de O&M**

Los costos anuales de operación y mantenimiento del sistema alternativo de generación a diesel son estimados como sigue.

Sistema de generación a Diesel: 5% de la inversión  
Líneas de Distribución / transmisión: 2.5% de la inversión

**Costo del Diesel Oil**

El costo económico del diesel oil en Tambo Quemado es de Bs. 3,28 por litro. Los costos anuales de diesel oil se calculan sobre la base de la generación de energía estimada.

**Generación anual de energía y Costo del Diesel Oil**

Generación Energía (kWh / Año)	181,147
Alimento el Consumo (litro / Año)	65,137
Costo Diesel Oil (US\$ / Año)	32,718

### 3) Resultado del Análisis Económico

#### a) TIR

La TIR del proyecto de micro central hidroeléctrica en Tambo Quemado es calculada al 16.4% como se ve en la Tabla 6.4, usando el costo económico y el flujo de beneficio económico mostrados anteriormente. Indica que el proyecto propuesto es económicamente viable.

#### b) Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad analiza la flexibilidad de viabilidad económica del proyecto propuesto fue realizada bajo los siguientes supuestos adversos. El proyecto de micro central hidroeléctrica Tambo Quemado demuestra viabilidad económica aún bajo condiciones adversas según lo siguiente.

Caso I	+10% costo de inversión y -10% costo diesel oil	14.6%
Caso II	+20% costo de inversión y -20% costo diesel oil	13.1%

## (2) Evaluación Financiera

La viabilidad del, proyecto de energía por micro central hidroeléctrica en Tambo Quemado es examinada calculando la tarifa de energía mínima del sector residencial para cubrir los costos del proyecto.

### 1) Costo Financiero del Proyecto

Se estiman los costos financieros del proyecto según lo descrito a continuación.

**Costos Financieros del Proyecto de la MCH de Tambo Quemado (US\$)**

Trabajos preparatorios & Acceso, etc.	2,224
Obras Civiles	111,194
Turbina/Generador	38,700
Líneas Transmisión / distribución	26,056
Obras Electricas y Mecánicos	29,870
Transporte	10,291
Servicios de Ingeniería y Administración	21,366
<b>Costo Total Construcción</b>	<b>239,700</b>

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Las tasas impositivas incluidas en los costos financieros incluidas en el proyecto se resumen a continuación.

### Impuesto a los Productos Locales

IVA (Impuesto al Valor Agregado): 13% para todas las categorías de productos  
Impuesto a las Transacciones: 3% para todas las categorías de productos

### Impuesto a los Productos Importados

IV efectivo: 14.94% para todas las categorías de productos  
Impuesto a la Importación: 5% (turbina / generador)  
20%\* (líneas de transmisión / distribución)

\* La tasa es ajustada en consideración a los diferentes productos para la instalación de líneas de distribución.

### 2) Cálculo de la tarifa de energía para cubrir los costos

La tarifa mínima de energía para cubrir los costos es calculada de la siguiente forma. La tarifa de energía del sector no residencial es asumido al 50% mas que la residencial y de uso de oficina.

La tarifa mínima para cubrir todos los costos de inversión y los costos de la O&M es calculada como sigue. La tarifa mínima de energía es calculada analizando la inversión multiplicando el FRC (Factor de Recuperación de Capital) por las respectivas tasas de descuento, agregando el costo anual de O&M, y luego dividiéndola entre la demanda anual de energía..

**Tarifa mínima de energía para cubrir los Costos de inversión y de la O&M (US\$)**

Tasa de Descuento	10%
Residencial por kWh	0.13
Residencial por Mes	3.2

### 3) Resultados del análisis Financiero

La presente, los usuarios residenciales usan del sistema de generación a diesel pagan un promedio de Bs 25, o US\$ 3.83 por el servicio al mes. Dado que se estima que cada usuario residencia del proyecto de la micro central hidroeléctrica de Tambo Quemado usa 300 kWh por año, el pago mensual con la tasa de descuento del 10% para cubrir del costo de inversión y del costo de la O&M seria de US\$ 3.2 (0.13 US\$/kWh x 300 kWh / 12 meses), que es mas baja de la suma que ellos pagan al

presente. El proyecto de micro central hidroeléctrica de Tambo Quemado sería financieramente sostenible.

#### 6.4.7 Evaluación Inicial de Medio Ambiente

Durante la quinta investigación de campo de Mayo de 2001, se realizó el estudio de evaluación inicial del medio ambiente (EIAA). El proyecto de micro central hidroeléctrica en Tambo Quemado no tendrá efectos serios alrededor del proyecto, de acuerdo con los resultados del estudio. Los impactos al medio ambiente esperados por el proyecto se presentan en la siguiente tabla.

IEE Matrix for Tambo Quemado Micro-hydro Power Project, Oruro

	Item	Evaluation	Remarks
Social Environment	1 Resettlement	-	
	2 Economic activities	?	Commercial and cottage industries will be promoted.
	3 Traffic and public facilities	?	Public facilities including schools and hospitals will be electrified.
	4 Spirit of communities	-	
	5 Cultural property	-	
	6 Water rights/Right of common	-	
	7 Public health condition	?	Clean water will be provided by water pumping system.
	8 Waste	-	
	9 Hazards	?	Lighting will enhance safety at night for rural life.
Natural Environment	10 Topography and geology	-	
	11 Soil erosion	-	
	12 Groundwater	-	
	13 Hydrological situation	?	Water volume of the river will decrease.
	14 Coastal zone	-	
	15 Flora and fauna	?	Moss plant will influence in the limited area of the riverside.
	16 Climate	-	
	17 Landscape	?	Transmission line will be an obstacle to the sightseeing of M. Sajama.
Pollution	18 Air pollution	-	
	19 Water pollution	-	
	20 Soil contamination	-	
	21 Noise and vibration	?	Noise will occur in the construction stage.
	22 Land subsidence	-	
	23 Offensive odor	-	

Notes: ? = Positive impact, - = Negligible impact, ? = Minor impact, ? = Moderate impact, x = Serious impact, ? = Not clear  
 This IEE study was implemented by an environmental consultant registered by the Ministry of Sustainable Development and Planification in May, 2001.  
 The study report of this IEE was submitted to the the Ministry of Sustainable Development and Planification through the Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons.

Source: IICA Study Team



## **CAPÍTULO 7 RESUMEN DEL ESTUDIO DE ENERGÍA EÓLICA**

### **7.1 Investigación y Estudio Realizado**

La investigación de campo empezó el 7 de agosto de 1999 y continuó hasta el 7 de septiembre de 2001 en forma intermitente. El estudio sobre energía eólica se enfocó en los siguientes objetivos:

- 1) Identificar lugares apropiados para el monitoreo del viento e instalar diez sistemas de monitoreo eólico: 5 en La Paz y 5 en Oruro.
- 2) Identificar lugares prioritarios para el desarrollo de energía eólica y evaluar la competitividad del costo.
- 3) Seleccionar los proyectos de mayor prioridad

La investigación y el estudio realizados para el desarrollo de la energía eólica son como sigue:

- Recolección de los datos e información existente sobre viento.
- Ubicación del lugar del sistema de monitoreo del viento.
- Compra de equipo y contratación del contratista, y supervisión de la construcción
- Monitoreo del sistema de monitoreo de viento / recolección de datos y análisis de los datos de viento.
- Formulación del proyecto para el desarrollo de la energía eólica.
- Selección de los proyectos de mayor prioridad para estudio de pre-factibilidad y análisis económico / financiero de los proyectos.

### **7.2 Instalación del Sistema de Monitoreo de Viento**

Para la instalación de los sistemas de monitoreo de viento, 5 sistemas en La Paz y 5 en Oruro, se realizó la selección del lugar del sistema de monitoreo de viento. La instalación de los sistemas de monitoreo de viento fue llevada a cabo en Enero y Febrero de 2000.

### 7.2.1 Criterios de Selección

Para la selección de los lugares candidatos para el monitoreo de viento, se tomaron en cuenta y compararon los siguientes aspectos.

- 1) Lugares con registros meteorológicos disponibles del SENAMHI
- 2) Lugares donde otras fuentes alternativas de energía (excepto extensión de la red) estaban disponibles.
- 3) Tamaño de la población
- 4) Lugares que no van a ser cubiertos por la extensión e la red en los próximos 5 a 10 años.
- 5) Distribución geográfica y accesibilidad a la recolección de datos.

### 7.2.2 Lugares Seleccionados

Usando los criterios mencionados anteriormente, los lugares apropiados para instalar el sistema de monitoreo del viento fueron seleccionados, cinco (5) lugares en La Paz y cinco (5) lugares en Oruro. Las características de los lugares seleccionados son resumidas más adelante y su ubicación es indicada en los diagramas 7. y 7.2.

#### (1) La Paz

- |                          |                            |
|--------------------------|----------------------------|
| 1) Achiri,               | Municipalidad: Caquiaviri  |
| 2) Charaña,              | Municipalidad: Charaña     |
| 3) Ramon Gonzales        | Municipalidad: G.J.J.Perez |
| 4) Isla Taquiri          | Municipalidad: Manco Kapac |
| 5) Santiago de Llallagua | Municipalidad: Colquencha  |

#### (2) Oruro

- |                             |                                |
|-----------------------------|--------------------------------|
| 1) Comujo / Coipasa         | Municipalidad: Coipasa         |
| 2) Caripe                   | Municipalidad: C.de Carangas   |
| 3) Chachacomani             | Municipalidad: Turco           |
| 4) Salinas de Garci Mendoza | Municipalidad: S.Garci Mendoza |
| 5) Sevaruyo                 | Municipalidad: S.de.Quillacas  |

### 7.2.3 Instalación y Monitoreo

Los trabajos de instalación de los sistemas de monitoreo de viento empezaron en Enero y terminaron en Febrero de 2000. Los trabajos de instalación comenzaron después de lo originalmente programado debido a la exención aduanera.

Después de la instalación del sistema, el equipo de estudio JICA comenzó a monitorear y recolectar datos para la planificación de los proyectos de desarrollo de energía eólica. Los datos recolectados para el análisis del viento son de Febrero 2000 a Enero 2001. La tabla siguiente resume el porcentaje de datos recolectados a través de un período de monitoreo del viento de un año. La recolección de datos fue exitosamente realizada. Sin embargo, la presión barométrica no fue registrada durante 4 meses debido a un problema en la tarjeta SIM.

**Tasa de Recolección de Datos de Viento**

ID No.	Lugar Recolección	Tasa de recolección / horas al año
1	Achiri	99.1%
2	Charaña	99.1%
3	Gonzales	97.2%
4	Is. Taquiri	97.3%
5	Llallagua	90.6%
6	Comjo	100%
7	Caripe	99.6%
8	Chachacomani	99.6%
9	Salinas	90.5%
10	Sevaruyo	91.8%

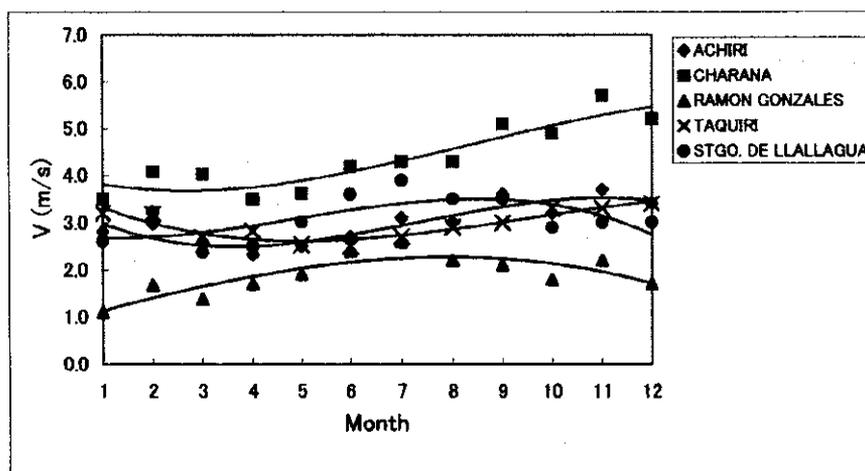
Fuente: Equipo de estudio JICA

### 7.3 Análisis de los datos Recolectados

El análisis de los datos recolectados fue realizado para formular los proyectos prioritarios del desarrollo de los proyectos de energía eólica. El análisis de los datos sobre la velocidad anual del viento y velocidad diurna del viento son muy importantes para seleccionar los sitios para el desarrollo de la energía eólica. Únicamente los resultados del análisis del promedio mensual de la velocidad del viento y de la velocidad diurna del viento son resumidos en este capítulo. Los detalles del análisis de datos se muestran en el Apéndice II.

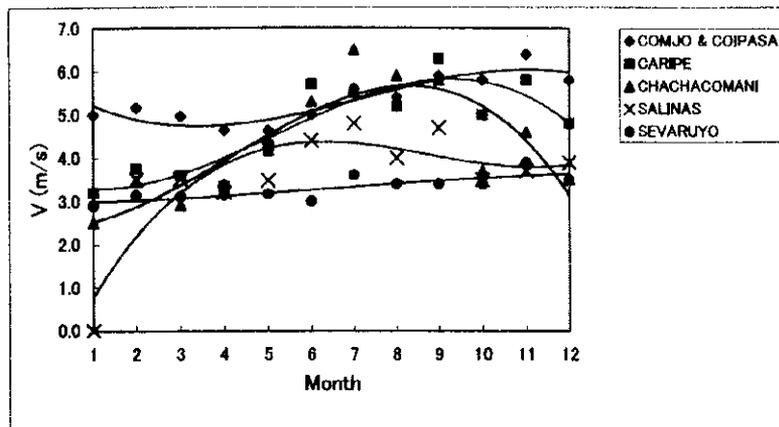
### 7.3.1 Promedio Mensual de la Velocidad del Viento

La velocidad del viento a 20 metros y a 10 metros sobre el nivel del suelo fue monitoreada durante un año. El siguiente diagrama muestra el promedio mensual de la velocidad del viento a 20 metros de altura en los lugares de monitoreo en La Paz. El promedio mensual de velocidad del viento en Charaña es el más alto a lo largo de todo el año. La velocidad del viento es la más baja en Ramon Gonzales durante el período de monitoreo. La velocidad del viento promedio en otros lugares, Achiri, Taquiri y Santiago de Llallagua están casi al mismo nivel. Charaña registró el promedio mensual más alto de la velocidad del viento en La Paz.



**Promedio Mensual de la Velocidad del Viento en La Paz**

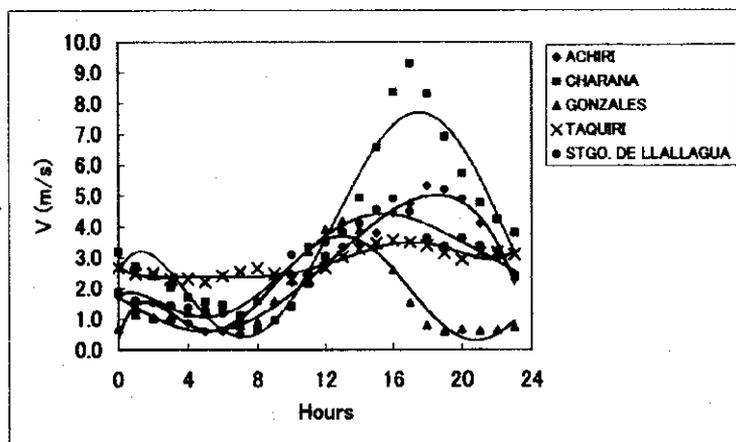
En Oruro, la velocidad del viento promedio en Comjo / Coipasa registró el máximo a lo largo del año. La velocidad del viento promedio registrada en Caripe y Chachacomani es igualmente alta. Los tres lugares anteriores están ubicados en el área occidental del departamento de Oruro, adyacentes a las montañas altas. Tal como se indica más adelante, fuertes vientos fueron registrados en el lado occidental del departamento de Oruro.



**Promedio Mensual de la Velocidad del Viento en Oruro**

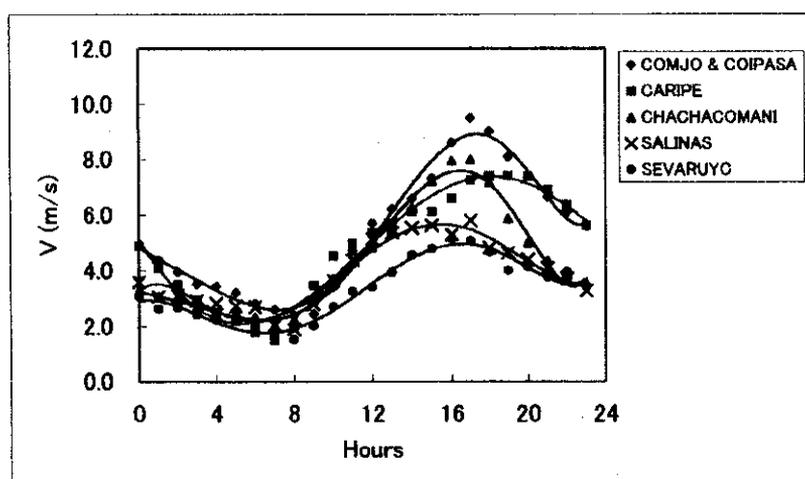
### 7.3.2 Velocidad del viento diurna

El siguiente gráfico muestra la velocidad diurna del viento de los lugares monitoreados en el departamento de La Paz. La velocidad diurna del viento presentada en el diagrama indica el promedio entre Febrero 2000 a Enero de 2001. Los datos de Charaña muestra un modelo único de velocidad diurna del viento. El promedio de la velocidad del viento en un año es 4,4 m/s, sin embargo, el promedio de la velocidad del viento de 13:00 a 23:00 es alta de 7,0 m/s. Debido a que la demanda pico de energía en Charaña está entre las 19:00 y las 21:30 horas, el modelo de velocidad diurna del viento corresponde a la demanda. En Achiri y Santiago de Llallagua, las velocidades del viento se vuelven más fuertes durante la tarde hasta la noche. En Ramon Gonzales, el promedio de la velocidad diurna del viento es el más bajo al medio día. En las Islas Taquiri la velocidad diurna del viento es relativamente estable y baja.



**Velocidad Diurna del Viento en La Paz**

El siguiente gráfico muestra la velocidad diurna del viento en los lugares e monitoreo del viento en el departamento de Oruro. La velocidad diurna del viento presentada en la figura indica el promedio desde Febrero 2000 a Enero 2001. El promedio de velocidad del viento de Comjo/Coipasa es de 5,3 m/s, sin embargo, el promedio de la velocidad del viento de 13:00 a 23:00 es alto de 7,4 m/s. En Chachacomani el promedio de la velocidad del viento es de 4,5 m/s, pero el promedio entre 13:00 y 23.00 es alto de 6,2 m/s. En Caripe la velocidad del viento promedio es de 4,8 m/s, mientras que el promedio entre 13:00 y 23:00 es alto de 6,6 m/s. El promedio de la velocidad del viento en Salinas y Sevaruyo es relativamente estable y bajo.



**Velocidad Diurna del Viento en Oruro**

#### **7.4 Selección de los Proyectos Propuestos para el Estudio de Pre-factibilidad**

Se seleccionaron tres lugares potenciales para La Paz y Oruro para un estudio basado en los resultados del monitoreo anual del viento y los datos socio-económicos. Como criterios para la selección, el potencial de viento, la población de cantones y las prioridades de desarrollo de las prefecturas fueron tomados en consideración.

Sobre las bases de los resultados anteriores, los siguientes tres cantones, uno en La Paz y dos en Oruro fueron seleccionados para el estudio de pre-factibilidad.

---

La Paz	1	Charaña
Oruro	1	Chachacomani
	2	Caripe

## **7.5 Estudio de Pre-factibilidad sobre los Proyectos de Energía Eólica: Charaña, Caripe y Chachacomani**

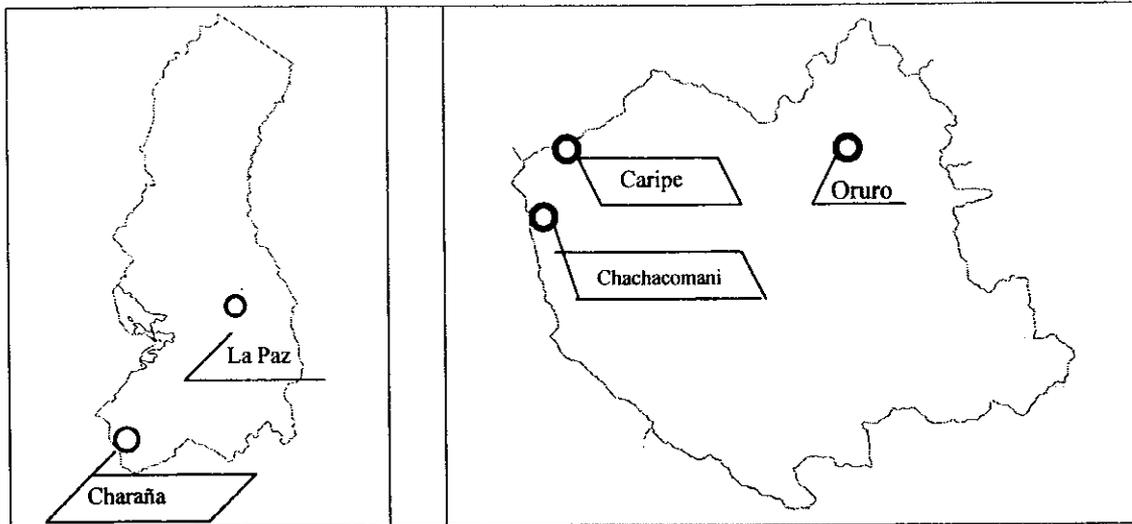
### **7.5.1 Ubicación y condición socio-económica**

Charaña es una población limítrofe entre Bolivia y Chile. La temperatura en Charaña es baja estando ubicada a 4.054 metros sobre el nivel del mar y cerca de las montañas altas de 6,000 metros. La población de Charaña era de 1.037 en el año 1992, la cual descendió a 1.016 en el año 2000. Las principales actividades económicas son los servicios aduaneros y las actividades relacionadas en Charaña. El crecimiento de la ganadería es otra actividad económica principal. La electricidad es abastecida por un generador a diesel en Charaña. La capacidad instalada del generador a diesel es 135 kVA abasteciendo electricidad a 80 hogares. El generador de diesel es operado por el cantón. La tarifa eléctrica mensual es de Bs. 30 por hogar, mientras que el hogar sin electricidad gasta aproximadamente Bs. 25 por lámpara de gas.

Caripe está ubicada al norte del departamento de Oruro. La temperatura en Caripe es baja, dado que está ubicada a 4.149 metros sobre el nivel del mar y cerca a la Nevado Sajama. La población de Caripe era de 208 en el año 1992 y descendió a 206 en el año 2000. La actividad económica principal en Caripe es la crianza de Ganado. Cerca de 300 cabezas son mantenidas por hogar en promedio y la gente es relativamente rica. La demanda de electricidad en Caripe es pequeña debido al tamaño de la población. No existe servicio de abastecimiento de electricidad en Caripe al presente.

Chachacomani está ubicada al norte del departamento de Oruro. La temperatura en Chachacomani es baja, dado que está ubicada a 4.220 metros sobre el nivel del mar, con una población de 476 habitantes en el año 1992, que descendió a 470 en 2000. Su principal actividad económica es la crianza de Ganado. Muchos residentes de Chachacomani trabajan en Tambo Quemado, la población en la frontera con Chile. No hay servicio de abastecimiento de electricidad en Chachacomani. La gente usa velas, lámparas a kerosene y lámparas a gas para la iluminación en vez de la electricidad. El costo e la energía está alrededor de Bs. 10 a Bs. 30 por mes.

A continuación se presenta la ubicación de los tres lugares del proyecto.



**Mapa de Ubicación de los Lugares del Proyecto (para pre-factibilidad)**

### **7.5.2 Demanda de electricidad**

La demanda de electricidad fue estimada sobre la base de los resultados de la encuesta a la comunidad. Debido a que existen instalaciones comerciales y públicas además de residenciales, se estimó la demanda para actividades comerciales, servicio público y uso doméstico por separado. El año meta para la estimación de la demanda fue establecido en 2005.

Para estimar la demanda, se estimó el consumo de energía por cada categoría de consumidor (hogares, distintas actividades comerciales y servicios públicos). Entonces, se proyectó el número de hogares e instalaciones comerciales y públicas en el año meta.

Sobre la base de estas cifras, se estimó la demanda total de electricidad. La demanda pico estimada en Charaña está cerca a los 26 kW, 4,9 kW en Caripe y 9,7 kW en Chachacomani..

La demanda mensual de energía fue igualmente calculada según se presenta en la siguiente tabla. Se estimó la demanda total de electricidad en 65.678 kWh en Charaña, 9.951 kWh en Caripe y 20.440 kWh en Chachacomani.

### Demanda mensual de energía

	Demanda de energía (Wh/Mo.)		
	Charana	Caripe	Chachacomani
Ene	5,328	845	1,736
Feb	4,812	763	1,568
Mar	5,626	845	1,736
Abr	5,445	818	1,680
May	5,626	845	1,736
Jun	5,445	818	1,680
Jul	5,626	845	1,736
Ago	5,626	845	1,736
Sep	5,445	818	1,680
Oct	5,626	845	1,736
Nov	5,445	818	1,680
Dic	5,626	845	1,736
<b>Total</b>	<b>65,678</b>	<b>9,951</b>	<b>20,440</b>

Fuente: Equipo de Estudio JICA

### 7.5.3 Análisis de los datos del viento

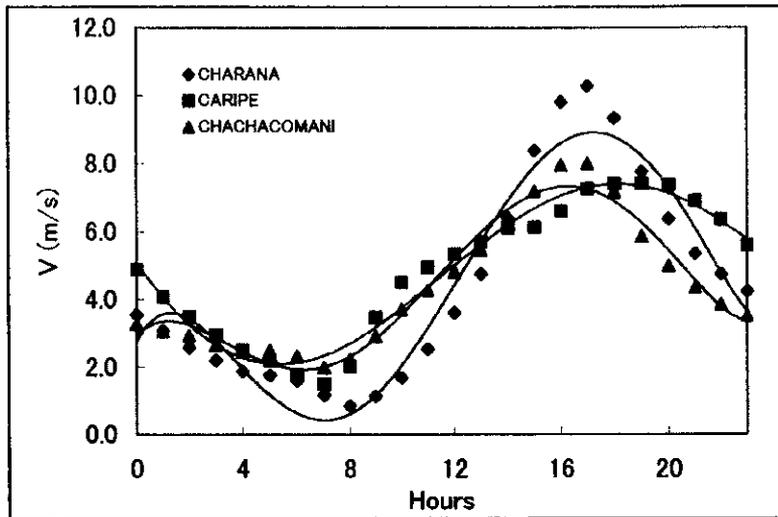
Según lo expuesto en la siguiente tabla, el promedio mensual de la velocidad del viento es alta en los tres sitios propuestos: 4.4 m/s en Charaña, 4.7 m/s en Caripe y 4.3 m/s en Chachacomani. Esto indica que los tres lugares propuestos tienen potencial substancial para la energía eólica.

### Velocidad mensual promedio del viento (m/s) en los tres lugares

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Charaña	3.5	4.1	4.0	3.5	3.6	4.2	4.3	4.3	5.1	4.9	5.7	5.2	4.4
Caripe	3.2	3.8	3.6	3.3	4.3	5.7	5.5	5.2	6.3	5.0	5.8	4.8	4.7
Chachacomani	2.5	3.5	2.9	3.4	4.2	5.3	6.5	5.9	5.8	3.7	4.6	3.5	4.3

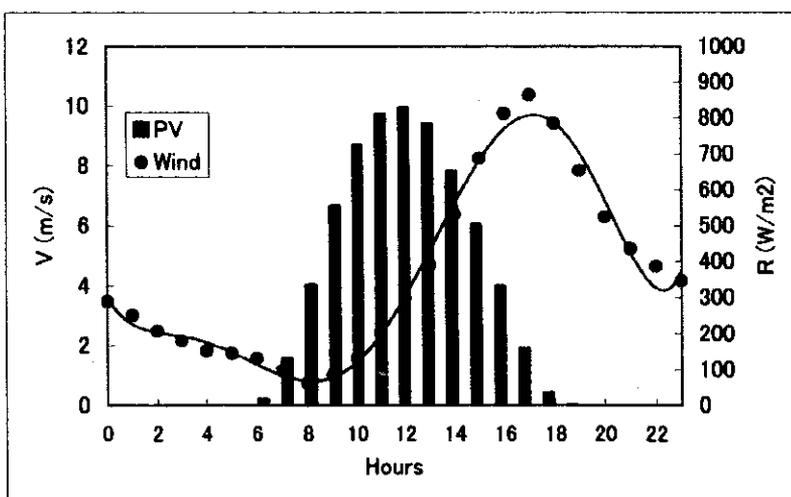
Fuente: Equipo de Estudio JICA

La velocidad diurna del viento para los tres lugares propuestos también se presenta en el siguiente gráfico. Como se indica en el gráfico, el viento es fuerte desde la tarde hasta la noche, cuando la demanda de electricidad es alta, mientras que el viento es débil durante la media noche hasta el amanecer.



**Velocidad diaria del viento en los tres lugares**

Se identificó una relación complementaria entre la velocidad del viento y la radiación solar. Se comparó la velocidad diaria del viento con la radiación solar en el caso de Charaña según lo que se presenta en el gráfico siguiente. La velocidad del viento es alta entre 14:00 a 20:00 cuando la radiación solar es débil, la radiación solar es fuerte entre 09:00 a 15:00 cuando la velocidad del viento es aun baja. Esta característica complementaria de las dos fuentes de energía indican que el sistema híbrido combinando viento y solar podría producir energía estable.



**Velocidad diaria del viento vs. radiación Solar en Charaña**

#### 7.5.4 Formulación del Esquema Óptimo de Desarrollo

El sistema de generación de viento solo no tiene capacidad suficiente para generar electricidad durante el día en Charaña, a pesar de que existe alta demanda de electricidad en las oficinas y escuelas. Para general electricidad más estable, el generador de viento debe ser combinado con la otra fuente de energía.

Varios esquemas híbridos fueron concebidos por comparación como se indica a continuación:

1. Sistema híbrido Viento - Diesel
2. Sistema híbrido Viento- FV
3. Sistema híbrido Viento - PCH

Sin embargo, el sistema híbrido con diesel no se considero debido a su alto costo operativo y sus efectos ambientales.

#### Charaña

Para la selección del esquema optimo de desarrollo del proyecto de energía eólica de Charaña se formularon cinco esquemas alternativas para satisfacer la demanda proyectada. Debido a que Charaña no tiene potencial para pequeña central hidroeléctrica, solo se estudio l combinación Viento -- FV. A partir del análisis de datos del viento, la mínima capacidad instalada que garantiza el 80% de la demanda diurna se estableció kWp. El costo de inversión económica para cada esquema alternativo fue estimado y comparado.

De esta comparación, se selecciono la combinación de viento con 80kW y FV con 16 kWp como el esquema optimo.

#### **Esquemas alternativos de Sistema híbrido Viento-FV en Charaña**

No.	1	2	3	4	5
Wind (kW)	100	90	80	70	60
PV (kWp)	5	11	16	22	28
Investment Cost (US\$)	295,000	311,000	320,000	336,000	352,000

Nota: Los costos de inversión incluyen solamente turbina-generador de viento y sistema FV

Fuente: Equipo de Estudio JICA

### Caripe

Para la selección del esquema de desarrollo óptimo del proyecto de energía eólica de Caripe, se formularon dos esquemas alternativos a través del análisis de los datos del viento. Debido a que no existe potencial para pequeña central hidroeléctrica en Caripe solo se estudio la combinación Viento-FV y la capacidad instalada mínima del FV se estableció a 2 kWp que garantiza el 80% de la demanda diurna. El costo de inversión para cada esquema alternativo fue estimado y comparado. A partir de esta comparación, la combinación de viento con 10kW y FV con 4 kWp se selecciono como el esquema óptimo.

#### **Esquemas Alternativos de Sistema híbrido Viento-FV en Caripe**

No.	1	2
Viento (kW)	20	10
FV (kWp)	0	4
Costo inversion (USD)	54,000	55,000

Nota: El costo de inversión incluye solamente turbina-generador de viento y sistema FV

Fuente: Equipo de Estudio JICA

### Chachacomani

En Chachacomani, dos sistemas híbridos, sean viento-PCH y viento-FV fueron formulados porque se identifico potencial para pequeña central hidroeléctrica.

Antes de comparar los dos sistemas híbridos, se realizo el estudio para seleccionar la combinación mas optima para cada sistema. Para el sistema híbrido viento-PCH se hizo la selección de la mayor combinación de las dos fuentes de energía sobre la base del análisis hidrológico y el resultado de la comparación de costos del sistema combinado. La mayor combinación del sistema viento-FV se eligió usando el mismo método aplicado a Charaña y Caripe.

La mayor combinación evaluada de los dos esquemas híbridos son:

- 1) Híbrido de viento – PCH: energía eólica de 20 kW y energía de pequeña central hidroeléctrica de 3 kW
- 2) Sistema híbrido de viento – FV: energía eólica de 40 kW y sistema FV de 9kWp

El costo estimado para la energía viento – PCH y la del sistema viento – FV son US\$ 252.969 y US\$ 347.066, respectivamente, lo cual indica que el sistema híbrido con pequeña central hidroeléctrica es preferible. Aparte de esto, la capacidad de la batería es menor en el caso del sistema viento – PCH y el costo de mantenimiento es menor que el del sistema viento - FV.

A través de este análisis, el sistema híbrido de viento – PCH se selecciono finalmente como el esquema optimo de desarrollo para el proyecto de energía eólica de Chachacomani.

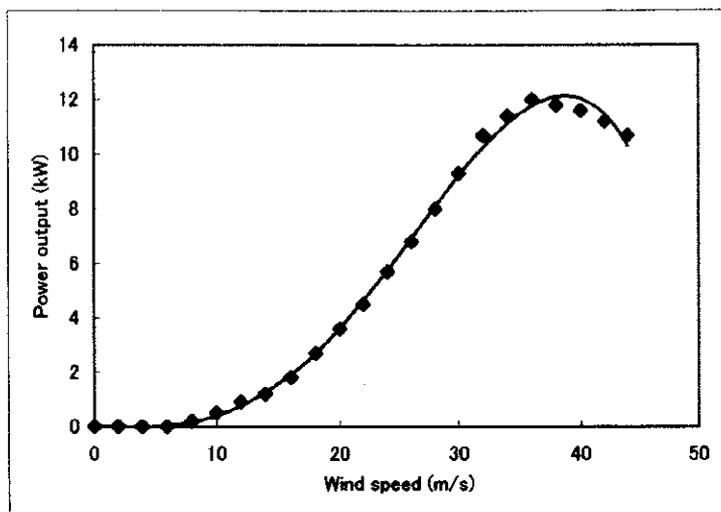
### **7.5.5 Diseño Preliminar y Costo Estimado**

#### **(1) Diseño Preliminar para Turbina de Viento**

Existen varios tipos de turbinas a viento en el mundo. La selección de la turbina de viento se hizo teniendo en cuenta los siguientes aspectos.

- La torre de viento puede ser instalada mediante un soporte considerando la condición del camino hasta el lugar el proyecto y para un fácil mantenimiento.
- La turbina de viento debe contar con mucha experiencia de operación en los países en desarrollo.
- La turbina debe contar con mucha experiencia en híbrido bajo el sistema híbrido solar viento.
- La turbina de viento esta disponible en Bolivia o Sur / Norteamérica.

Teniendo en consideración lo anterior el tipo BWC 10kW fue seleccionado para el proyecto. La curva de desempeño con la esperada generación de energía de la BWC 10kW es mostrada en el siguiente diagrama.



**Curva de Desempeño del Tipo BWC 10kW**

## **(2) Sistema propuesto de energía eólica**

Tal como se explico anteriormente, el sistema de generación de energía en Charaña y Caripe consiste en un sistema de turbina a viento y FV, el sistema de Chachacomani consiste de la turbina a viento y pequeña central hidroeléctrica. En el caso de Charaña, el generador a diesel existente esta previsto para ser usado como un generador de repuesto. De acuerdo a las políticas de desarrollo del VMEH, la electrificación mediante generador a diesel no es recomendable. Sin embargo, para una población con demanda alta como es Charaña, un generador de repuesto es necesario en periodos de mantenimiento y/o para un inesperado aumento de la demanda de energía. En Chachacomani, para reducir el costo de inversión del esquema híbrido, la energía de pequeñas centrales hidroeléctricas debe ser diseñada para producir energía estable a los largo de un año. Como el esquema optimo, la capacidad instalada de la pequeña central hidroeléctrica fue diseñada para tener 3,0 kW. Los sistemas de generación para Charaña, Caripe y Chachacomani son resumidos a continuación.

### Sistema propuesto de energía

		Charana	Caripe	Chachacomani
Turbina a viento	(kW)	80	10	20
FV	(kWp)	16	4	-
PCH	(kW)	-	-	3
Inversor	(kVA)	64	8	14
Convertidor	(kVA)	20	-	10
Bateria	(kAh)	44	8	4

Fuente: Equipo de Estudio JICA

El sistema de generación propuesto y el detalle del plan para cada proyecto de energía eólica son mostrados en los Diagramas 7.3 a 7.8.

La generación total de energía al año del proyecto de energía eólica fue estimada a 122.560 kWh para Charaña, 22.643 kWh para Caripe y 42.761 para Chachacomani, tal como resume a continuación.

### Generación mensual de energía

	Power Generation (kWh/Mo.)		
	Charana	Caripe	Chachacomani
Jan.	8,328	1,750	3,417
Feb	7,765	1,239	2,648
Mar	10,034	1,508	3,087
Apr	8,687	1,341	2,965
May	8,684	1,673	3,270
Jun	9,131	2,157	3,609
Jul	9,840	2,164	3,812
Aug	10,340	2,057	4,695
Sep	11,582	2,551	3,787
Oct	11,575	1,971	4,256
Nov	13,977	2,332	3,236
Dec	12,616	1,899	3,888
<b>Total</b>	<b>122,560</b>	<b>22,643</b>	<b>42,671</b>

Fuente: Equipo de Estudio JICA

### (3) Costo Estimado

El costo estimado se hizo sobre la base de algunos supuestos y condiciones tal como se aplico para la pequeña central hidroeléctrica:

Los costos estimados de los proyectos de desarrollo de energía eólica alcanzan a US\$ 817.798 para el de Charaña, US\$ 147.296 para el de Caripe y US\$ 294.674 para el de Chachacomani tal como se resume mas adelante.

### Estimación del Costo del Proyecto (Costo Financiero)

(unidad: US dólar)

Item	Charana	Caripe	Chachacomani
1. Generador de vientos, sist. FV, etc.	478,822	88,405	209,242
2. Linea distribucion	35,885	11,040	15,000
3. Obras instalacion	144,000	21,000	30,000
4. Transporte	92,946	14,938	16,598
5. Total Costo directo	751,653	135,382	270,840
6. Serv. De admin. Ingenieria.	66,145	11,914	23,834
Total Costo Construccion	817,798	147,296	294,674

Fuente: Equipo de estudio JICA

## 7.5.6 Justificación económica y Financiera

### (1) Evaluación económica

La viabilidad económica de los tres proyectos de energía eólica es examinada computando la Tasa económica Interna de Retorno (TEIR) sobre la base del costo económico y el beneficio económico.

#### 1) Costo económico

Los costos económicos son derivados tomando los impuestos domésticos y subsidios de los costos financieros.

Los Costos económicos del proyecto son resumidos a continuación.

### Costos económicos del Proyecto de los Proyectos de energía eólica (US\$)

	Unidad	Costo Unit.	Charana		Caripe		Chachacomani (W-M)	
			Unida	Cost	Unida	Cost	Unida	Cost
Turbina de viento	kW	2,700	80	216,000	10	27,000	20	54,000
Sistema FV	kW	7,000	16	112,000	4	28,000	0	0
PCH	kW	34,250	0	0	0	0	3	102,749
Inversor	kVA	500	64	32,000	8	4,000	14	7,000
Convertidor	kVA	180	20	3,600	0	0	10	1,800
Batería	kAh	500	44	22,000	8	4,000	4	2,000
Control Casa	(1/village)	10,000	1	10,000	1	10,000	1	10,000
Instalacion Materiales	kW	690	96	66,207	14	9,655	20	13,793
Obras instalac.	kW	603	96	57,931	14	8,448	20	12,069
Transporte	kg	8	11,200	92,946	1,800	14,938	2,000	16,598
Línea Secundaria Distrib.	km	3,409	-	29,904	-	9,200	-	12,500
Administración (8.8%)	-	-	-	56,548	-	10,141	-	20,461
Total Costo inversion	-	-	-	699,136	-	125,382	-	252,969

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Los costos de operación anual y mantenimiento de las instalaciones del proyecto son estimados como se detalla a continuación.

Energía Viento FV /PCH: 2% de la inversión  
 Líneas de distribución: 2.5% de la inversión

#### 2) Beneficio económico

Los costos del sistema alternativo menos costoso, es decir, sistema de generación con potencia de motor a diesel con la capacidad para generar la misma cantidad de electricidad como la propuesta por el proyecto de energía eólica, es considerado como de beneficio económico..

El costo de inversión del sistema alternativo de generación a diesel es estimado de acuerdo a lo siguiente.

#### Costo de inversión del Sistema de generación a Diesel

	Unit	Unit Cost	Charana		Caripe		Chachacomani	
			Units	Cost	Units	Cost	Units	Cost
Capacity of the Diesel Generator	kW	750	65	48,750	10	7,500	20	15,000
Automatic Transfer Switch	-	1,910	1	1,910	1	1,910	1	1,910
Protection Box	-	917	1	917	1	917	1	917
Building	-	1,500	1	1,500	1	1,500	1	1,500
Secondary Distribution Lines	km	-	-	29,904	-	9,200	-	12,500
Total	-	-	-	82,981	-	21,027	-	31,827

### Costo OM

Los costos anuales de operación y mantenimiento del sistema alternativo de generación a diesel son estimados como sigue.

Sistema de generación a Diesel:	5% de la inversión
Líneas de Distribución:	2.5% de la inversión

### Costo del Diesel Oil

El costo anual del diesel oil es calculado mediante la siguiente ecuación.

Costo anual del diesel oil (US\$/Año) = Costo Diesel oil (Bs./litro) x Consumo de combustible (litro/kWh) x generación anual de energía (kWh/Year) x Tasa de Cambio (US\$/Bs.)

El costo económico del diesel oil en Charaña, Caripe y Chachacomani es como sigue.

#### **Costo económico del Diesel Oil (Bs./Litro)**

Charaña	Caripe	Chachacomani
3.19	3.28	3.28

Los costos anuales del diesel oil de los tres lugares están calculados sobre la base de la generación de energía estimada.

#### **Costo anual de generación de energía y del Diesel Oil**

	Charaña	Caripe	Chachacomani
Power Generation (kWh/Y)	122,560	22,643	42,671
Fuel Consumption (L/Y)	53,420	13,032	20,405
Diesel Oil Cost (US\$/Y)	26,096	6,546	10,250

### 3) Resultados del Análisis económico

La TEIR de los tres proyectos sobre las bases de los anteriores supuestos son computados como se muestra en las Tablas 7.1 y 7.3, usando el costo económico y la corriente de beneficio mostrada anteriormente.

### TEIR de los Proyectos de energía eólica

Charaña	Caripe	Chachacomani
-2.6%	-1.0%	-0.9%

Las TEIRs de dos proyectos son todas negativas. Los costos de la turbina de viento, inversor, convertidor y sistemas FV, sin embargo, se espera que declinen en el futuro. En caso de que la demanda de generación de energía eólica aumente en el futuro, el precio unitario posiblemente bajaría mas adelante..

A la luz de la posible reducción de precios de los sistemas de generación de energía eólica así como de las consideraciones medioambientales de la energía a diesel, los tres proyectos de energía eólica propuestos deben ser considerados como una opción viable a ser elegida en las tres áreas respectivamente.

#### (2) Evaluación financiera

La viabilidad financiera de los tres proyectos de energía eólica es examinada computando la tarifa de energía a ser cubierta y el costo de OM de los proyectos.

##### 1) Costo Financiero del Proyecto

Los costos financieros del proyecto son estimados como se indica a continuación.

#### Costos financieros del Proyectos de los Proyectos de energía eólica

	Unidad	Costo Unitario	Charana		Caripe		Chachacomani (W-M)	
			Unidad	Cost	Unidad	Cost	Unidad	Cost
Turbina a viento	kW	3,238	80	259,070	10	32,384	20	64,768
Sistema FV	kW	8,746	16	139,933	4	34,983	0	0
PCH	kW	40,000	0	0	0	0	3	120,000
Inversor	kVA	600	64	38,381	8	4,798	14	8,396
Convertidor	kVA	216	20	4,318	0	0	10	2,159
Bateria	kAh	580	44	25,520	8	4,640	4	2,320
Control Casa	(1/village)	11,600	1	11,600	1	11,600	1	11,600
Instalacion materiales	kW	800	96	76,800	14	11,200	20	16,000
Obras instalacion	kW	700	96	67,200	14	9,800	20	14,000
Transporte	kg	8	11,200	92,946	1,800	14,938	2,000	16,598
Linia dist.secundaria	km	4,091	-	35,885	-	11,040	-	15,000
Administracion (8.8%)	-	-	-	66,145	-	11,914	-	23,834
<b>Total Costo Inversion</b>	-	-	-	<b>817,796</b>	-	<b>147,296</b>	-	<b>294,674</b>

Fuente: Equipo de estudio de JICA

Las tasas de impuesto incluidas en los costos financieros son resumidas mas adelante.

### **Impuestos a los productos internos**

IVA (Impuesto al Valor Agregado): 13% para todas las categorías de productos  
Impuestos a las Transacciones: 3% para todas las categorías de productos

### **Impuestos a los Productos Importados**

IVA efectivo: 14.94% para todas las categorías de productos  
Impuestos de importac.: 5% (turbina de viento, PCH, inversor, convertidor)  
10% (Sistema FV)  
20%\* (líneas de distribución)

\* La tasa es ajustada en consideración a los diferentes productos usados para instalar líneas de distribución

#### 2) Calculo de la Tarifa de energía para cubrir los costos de OM

Una tarifa mínima del sector residencial para atender el costo de OM es calculada. La tarifa de energía del sector industrial es estimada a un 50% mas alta que la del sector residencial.

A partir de los costos financieros del proyecto el costo de OM es estimado a US\$ 9,731 en Charaña, US\$ 1,719 en Caripe y US\$ 4,708 en Chachacomani por año. La siguiente tabla muestra la tarifa de energía mínima para atender el costo de OM de los proyectos.

**Tarifa mínima e energía para atender los costos de OM (US\$)**

	Charaña	Caripe	Chachacomani
Residencial por kWh	0.12	0.15	0.22
Residencial por Mes	2.65	3.15	4.73

## **(2) Resultados del Análisis financiero**

### 1) Charaña

Al presente, los usuarios residenciales del sistema de generación a diesel pagan un promedio de Bs. 30, o US\$ 4,59 por mes por tres horas de servicio al día en Charaña. Dado que se estima que cada usuario residencial del proyecto eólico de Charaña usa 265kWh por año, el pago mensual seria de US\$ 2,65 (US\$ 0.12/kWh x 265 kWh / 12 meses), el cual es mas bajo que la cantidad que ellos pagan al

presente. Si solamente el costo de OM va a ser cargado a los usuarios, el proyecto de energía eólica en Charaña sería financieramente sostenible.

## 2) Caripe

Al presente, los usuarios residenciales del sistema de generación a diesel pagan un promedio de Bs.34.1, o US\$ 5.22 por mes por el combustible kerosene y/o velas en Caripe. Dado que se estima que cada usuario residencial del proyecto de energía eólica en Caripe usa 252kWh por año, el pago mensual sería de US\$ 3.15 (US\$ 0.15/kWh x 252 kWh / 12 meses), el cual es menor que la cantidad que ellos pagan al presente. Si únicamente el costo de OM debe ser cargado a los usuarios, el proyecto de energía eólica en Caripe sería financieramente sustentable.

## 3) Chachacomani

Al presente los usuarios residenciales del sistema de generación a diesel pagan un promedio de Bs30, o US\$ 4,59 por mes por combustible kerosene en Chachacomani. Dado que se estima que cada usuario residencial del proyecto de energía eólica usa 258kWh por año, el pago mensual sería de US\$ 4,73 (US\$ 0.22/kWh x 258 kWh / 12 meses), el cual es ligeramente mas alto que la cantidad que ellos pagan al presente. Sin embargo, el servicio y el beneficio que ellos obtienen de la generación de energía eólica operando 24 horas al día no tendría comparación con el de usar una lámpara a kerosene. Podría decirse bien que el proyecto de energía eólica en Chachacomani es sostenible si el costo de OM va a ser cubierto por la tarifa energética.

### 7.5.7 Evaluación medioambiental inicial

El estudio sobre la Evaluación Inicial Medioambiental (EIM) fue realizado durante la Quinta investigación de campo en Mayo de 2001. Los resultados del estudio no indican que se pueda prever impacto negativo sobre el medio ambiente natural ni sobre el medio ambiente social por la implementación de proyectos de energía eólica en Charaña, Caripe y Chachacomani. La siguiente tabla muestra los impactos medioambientales que se anticipan en / alrededor de los lugares del proyecto. Los impactos positivos esperados son los siguientes:

- Proveer a los agricultores locales con agricultura irrigada con aun sistema de bombeo de agua en vez de la agricultura alimentada por el agua de lluvia,

- Desarrollo de la industria quesera para las oportunidades de trabajo,
- Mejoramiento de los servicios públicos incluyendo educación y salud pública en instalaciones públicas, y
- Mejoramiento del orden público nocturno.

El ruido que se anticipa y el obstáculo para el paisaje tendrá un impacto insignificante al medio ambiente social porque se planifica construir el sistema en las afueras del pueblo.

IEE Matrix for Charaña, Caripe and Chachacomani Wind Power Projects

	Item	Evaluation			Remarks
		Charaña	Caripe	Chachacomani	
Social Environment	1 Resettlement	-	-	-	
	2 Economic activities	○	○	○	Irrigated agriculture with water pumping system and cottage industry will be promoted.
	3 Traffic and public facilities	○	○	○	Public facilities including schools and hospitals will be electrified.
	4 Split of communities	-	-	-	
	5 Cultural property	-	-	-	
	6 Water rights/Right of common	-	-	-	
	7 Public health condition	○	○	○	Clean water will be provided by water pumping system.
	8 Waste	-	-	-	
	9 Hazards	○	○	○	Lighting will enhance safety at night for rural life.
Natural Environment	10 Topography and geology	-	-	-	
	11 Soil erosion	-	-	-	
	12 Groundwater	-	-	-	
	13 Hydrological situation	-	-	-	
	14 Coastal zone	-	-	-	
	15 Flora and fauna	-	-	-	
	16 Climate	-	-	-	
	17 Landscape	-	-	-	
Pollution	18 Air pollution	-	-	-	
	19 Water pollution	-	-	-	
	20 Soil contamination	-	-	-	
	21 Noise and vibration	-	-	-	
	22 Land subsidence	-	-	-	
	23 Offensive odor	-	-	-	

Notes: ○ = Positive impact, - = Negligible impact, △ = Minor impact, □ = Moderate impact, × = Serious impact, ? = Not clear

This IEE study was implemented by an environmental consultant registered by the Ministry of Sustainable Development and Planification in May, 2001.

The study report of this IEE was submitted to the the Ministry of Sustainable Development and Planification through the Vice Ministry of Energy and Hydrocarbons.

Source: JICA Study Team