

Información Hidrológica Recolectada

No.	Estacion	Departamento	Rio	WL	Q	H-Q	CR	periodo
1	Abaroa	La Paz	Mauri	O	O	O	O	1965-99
2	Consata	La Paz	Llica	O	x	x	x	1979-81
3	Santa Rita Buenos Aires	La Paz	Coroico	O	O	O	O	1974-99
4	Sirupaya	La Paz	Unduavi	O	O	O	O	1979-99
5	Tora	La Paz	Tipuani	O	x	x	O	1969-76
6	Villa Barrientos	La Paz	Tamampaya	O	O	O	O	1975-99
7	Villa Barrientos	La Paz	Solacama	O	O	O	O	1975-99
8	Sacabaya	Oruro	Sajama	O	O	O	O	1973-98

Fuente: SENAMHI

Nota: WL: Nivel de Agua, Q: Descarga, H-Q: Etapa(WL:H) y flujo (Q) relacion de la curva, CR: Informacion del levantamiento del Corte transversal.

2.1.4 Mapa Geológico

Durante la primera investigación de campo, se recolectaron los siguientes mapas geológicos del SERGEOMIN (Servicio Nacional de Geología y Minería).

- Mapa Geológico de Bolivia, escala de 1:1,000,000, YPFB & SERGEOMIN, 1996
- Mapa Geológico de Carangas, Puerto Acosta, Apolo, Sorata, Ixiamas, Sacabaya, Sajama, escala de 1:100,000, Servicio Geológico de Bolivia, 1965.

La condición geológica de Bolivia es mostrada en la Figura 2.5. Para la planificación de las micro centrales hidroeléctricas, la condición geológica no es una restricción crítica porque no se van a construir grandes estructuras.

2.1.5 Otra Información relacionada

Otra información relacionada a las micro centrales hidroeléctricas, como ser la información de los Cantones, familias población, datos de electrificación, etc., fueron recolectados del VMEH o del INE (Instituto Nacional de Estadística de Bolivia). Estas informaciones están incluidas en la base de datos del PRONER (Programa Nacional de Electrificación Rural), VMEH (1998).

2.2 Investigación de Campo

Sobre las bases de los datos y la información recolectada, la selección de los lugares para la observación del caudal fue llevada a cabo con la debida consideración de la línea de distribución existente. La observación del caudal en los lugares seleccionados fue realizada por el equipo de estudio de JICA.

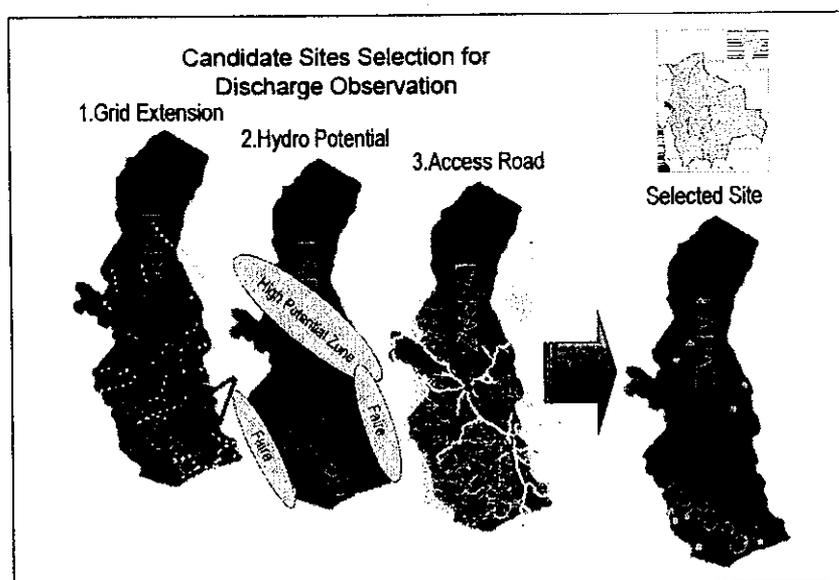
Para medir el nivel de agua y de caudal, fueron instaladas reglas de medición en los tres ríos con la cooperación de personal de la UMSA, y la medición comenzó en octubre de 1999.

2.2.1 Selección de Sitios de Observación del Caudal

Para la selección del lugar de observación del caudal, se aplicaron los siguientes criterios:

- Número considerable de hogares
- Planes de extensión de la red
- Buen acceso al lugar
- Potencial hidroeléctrico (Caudal y Altura)

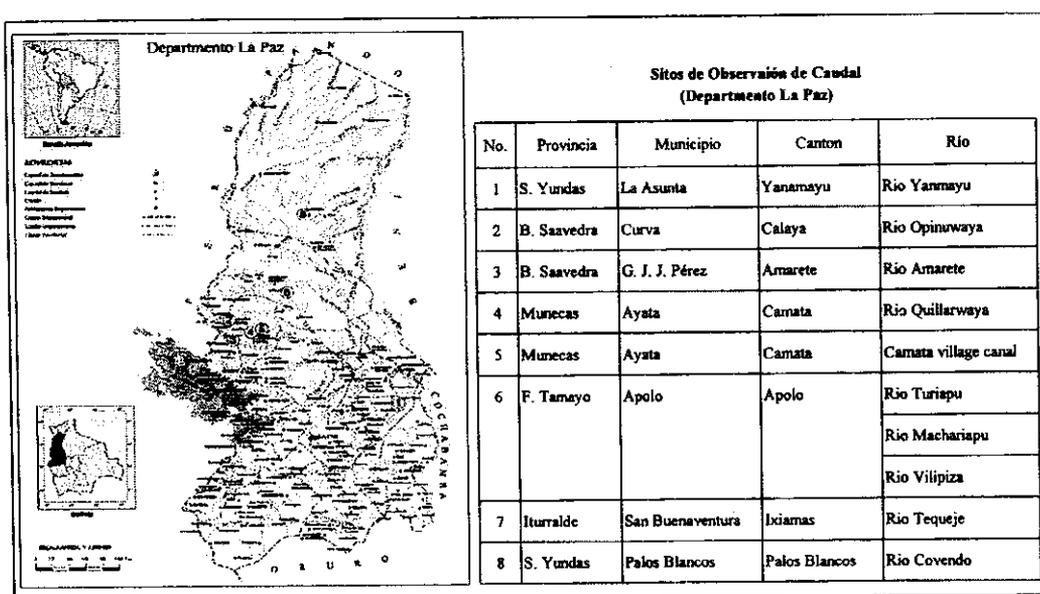
El proceso de selección es brevemente resumido en la siguiente figura.



Para la selección de los lugares candidatos, se celebró una reunión entre el equipo de estudio de JICA y el VMEH/y las Prefecturas de La Paz y Oruro ocasión cuando se incorporaron los requerimientos del lado boliviano.

2.2.2 Observación del Caudal

Investigación registrada fue conducida en los ríos seleccionados en colaboración con los funcionarios de contraparte de La Paz y de Oruro, y de personal de la UMSA. La situación de los sitios de observación de caudal se muestra debajo:



Sitios Observación de Caudal (Departamento Oruro)				
No.	Provincia	Municipio	Canton	Río
1	Sajama	Curahuara de Carangas	Sajama / Caripe	Río Tomarapi
2	Sajama	Curahuara de Carangas	Sajama	Río Sajama
3	Sajama	Curahuara de Carangas	Sajama	Río Miluni
4	Sajama	Turco	Chachacomani	Río Jaruma
5	Sajama	Turco	Chachacomani	Río Chohojho
6	Sajama	Turco	Ecia Centro Margachi	Río Sajama
7	Sajama	Turco	Chachacomani	Río Tarbo Quemado
8	Sajama	Sacabaya	Micaya	Río Lauca
9	Atahualpa	Co. Puquina	Juro (Ecia Vilho)	Río Pacokhaui
10	Avaroa	Santuario de Quilacas	Soraga	Río Malla

La lista de los ríos que han sido investigados y los resultados de la observación del caudal son resumidos en la Tabla 2.6.

Las fotografías tomadas durante la investigación de campo para las micro centrales hidroeléctricas se presentan a continuación:

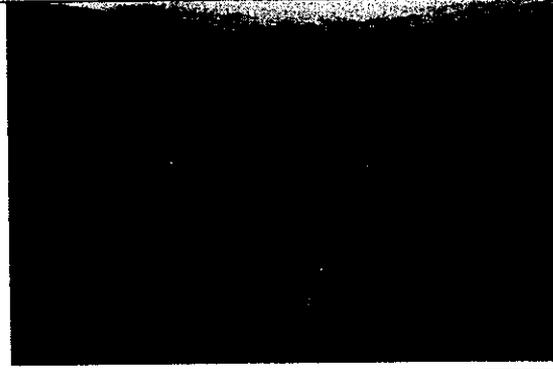
Estudio de Micro Centrales Hidroeléctricas

(Primera Estudio de Campo, Septiembre, 1999)

	
<p>1. Río Yanamayu [29Ago.1999](Yanamayu/S.Yungas/La Paz) Altura = 935 m, Q = 0.67 m³/s</p>	<p>2. Río Opinuwaya [3 Sep. 1999] (Culva/B.Saavedra/La Paz) Altura = 3,650 m, Q = 0.32 m³/s</p>
	
<p>3. Obs. de caudal en el Río Amarete [3 Sep. 1999](Amarete/B.Saavedra/La Paz) Altura = 3,400 m, Q = 0.41 m³/s * Plan MCH: D/D acabado (1994), 220kW, US\$ 505,000- (EU), Familia = 200 familias</p>	<p>4. Obs.de caudal Obs. en el Río Tomarapi [7 Sep. 1999] (Tomarapi/Sajama/Oruro) Altura = 4,350 m, Q = 0.10 m³/s</p>
	
<p>5. Obs. de caudal en el Río Sajama [8 Sep. 1999] (Sajama/Sajama/Oruro) Altura = 4,380 m, Q = 0.39 m³/s</p>	<p>6. Obs. de caudal en el Río Jaruma [9 Sep. 1999] (E.Q.Jakke/Sajama/Oruro) Altura = 4,400 m, Q = 0.05 m³/s</p>

Estudio de Micro Centrales Hidroeléctricas

(Tercer Estudio de Campo, Junio 2000)

	
<p>Foto-1. [03/Jun/2000] Obs. de caudal en el Río Turiapu (Apolo/ Apolo/ F.Tamayo/ La Paz) Altura = 1,585 m, Q = 2.50 m³/s</p>	<p>Foto-2. [01/Jun/2000] Investigación topográfica en el Río Turiapu (Apolo) Lugar de toma propuesto (Alternativo), El.= 1,600m, Canal=362m, H=6.8m, P=85kW</p>
	
<p>Foto-3. [02/Jun/2000] Río Machariapu (Apolo,/F.Tamayo/La Paz) (Vista general del Lugar de toma propuesto)</p>	<p>Foto-4. [02/Jun/2000] Río Machariapu (Apolo,/F.Tamayo/La Paz) (Vista general del lugar propuesto para el Penstock)</p>
	
<p>Foto-5. [16/Jun/2000] Estacion de Aforo del WL.en el Río Tequeje (Ixiamas/ Iturralde/ S.Buenaventura/ La Paz)</p>	<p>Foto-6. [16/Jun/2000] Medición del caudal en el Río Tequeje (Ixiamas/Iturralde/S.Buenaventura/ La Paz)</p>

Estudio de Micro Centrales Hidroeléctricas

(Tercer Estudio de Campo, Junio 2000)

	 <p>Toma (Río Covendo)</p>	 <p>Casa de Energía</p>
<p>Foto-7. [18/Jun/2000] Medición de caudal en el Río Covendo (Covendo/ Palos Blancos/ S.Yngas/ La Paz) Altura = 755 m, $Q = 2.42 \text{ m}^3/\text{s}$</p>	 <p>Canal</p>	 <p>Turbina y Generador (2.7 kW)</p>
		
<p>Foto-9. [09/Jun/2000] Río Tambo Quemado (Tambo Quemado/Chachacomani/Sajama/ Oruro) Altura = 4,600 m, $Q = 0.068 \text{ m}^3/\text{s}$</p>	<p>Foto-10. [09/Jun/2000] Lugar de toma propuesto (Río Tambo Quemado) Cabecera = 41.4m, Longitud del Canal = 960m, $P=14 \text{ kW}$, Demanda = 40 Hogares + 11 oficinas</p>	
		
<p>Foto-11. Río Sajama (Chachacomani, Oruro)</p>	<p>Foto-12. Río Sajama (Chachacomani, Oruro)</p>	

2.2.3 Instalación de la Regla de Medición y Observación del Nivel de Agua

Para la medición continua del caudal en los cuatro (4) ríos seleccionados (dos en La Paz y dos en Oruro), se realizó la instalación de la regla de medición y las mediciones fueron ejecutadas por el personal de la UMSA en colaboración con personal de las contrapartes.

Los lugares para la instalación de la regla de medición y mediciones son mostrados en las fotografías adjuntas y resumidos en la siguiente tabla

No	Nombre	Departamento	Provincia	Municipio	Canton	Familia	Río	Lugar	Instalac. de personal de aforo	Observ. Diaria W.L.	Obs. Descarga
1	Apolo	La Paz	F. Tamayo	Apolo	Apolo	580 (1977)	Río Turiapu	10km del Pueblo Aporo	O (14-17 Oct. 99)	O	O (14 Oct. 99-)
2	Ixiamas	La Paz	Iruvalde	S.Bucnaventura	Ixiamas	650	Río Tequeje	10m SW del pueblo Ixiamas	O (23-25 Oct. 99)	O	O (23 Oct. 99-)
3	Chachacomani Río Jaruma	Oruro	Sajama	Turco	Chachacomani (Estancia Quimsa Jakka)	240	Río Jaruma	4.5km SW del pueblo de Quimsa Jakka	O (6-7 Nov. 99)	O	O (6 Nov. 99-)
4	Tambo Quemado	Oruro	Sajama	Turco	Chachacomani (Comd. Tambo Quemado)	45 + 11 oficinas	Río Tambo Quemado	1.4 E de Tambo Quemado	O (1 Jul, 2000)	O	O (9 Jun, 2000)

(1) Río Turiapu (Apolo/La Paz)

a) Instalación de las reglas de medición

En el río Turiapu se instalaron tres (3) personales de aforo. El levantamiento de la sección transversal del río y la medición del caudal fueron realizadas en los lugares donde se instalaron las reglas de medición. La ubicación de las reglas de medición esta alrededor de 10 Km al sur. del poblado y a 100 metros arriba del puente Inca (Figura 2.6). El resultado del levantamiento de la sección transversal es mostrado en la Figura 2.7.

b) Observador del Nivel de Agua

Como observador del nivel de agua se trabajó con una persona que vive a 200 metros de donde fue colocada la regla de medición. El observador lee el nivel del agua dos veces al día a las 6:00 a.m. y a las 18:00. El nivel diario del agua fue observado del 14 de octubre de 1999 hasta el 24 de abril de 2001 (19 meses).

c) Mediciones del caudal

La medición del caudal fue realizada como sigue:

- 1) Octubre 14, 1999 : $Q = 1.99 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.39 \text{ m}$
- 2) Enero 21, 2000 : $Q = 24.16 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 1.02 \text{ m}$
- 3) Junio 3, 2000 : $Q = 4.97 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.66 \text{ m}$
- 4) Julio 24, 2000 : $Q = 3.32 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.50 \text{ m}$
- 5) Sept. 15, 2000 : $Q = 1.75 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.35 \text{ m}$
- 6) Abril 23, 2001 : $Q = 11.20 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.89 \text{ m}$

Nota: Q: caudal, H: altura de la regla de medición

(2) Río Tequeje (Ixiamas/La Paz)

a) Instalación de reglas de medición

En el Río Tequeje se instalaron cuatro (4) reglas de medición. Las reglas de medición fueron instalados a 400 m. aguas arriba del punto de cruce de la ruta Tumupasa-Ixiamas con el Río Tequeje (el nuevo puente fue completado durante el año 2001). El mapa de ubicación es mostrado en la Figura 2.8.

El levantamiento de la sección transversal del río y la medición de caudal fueron realizadas en el mismo lugar donde se instalaron las reglas de medición. El resultado del levantamiento de la sección transversal es mostrado en la Figura 2.9.

b) Observador del Nivel de Agua

Una persona que vive a 400 metros del lugar donde fueron colocadas las reglas de medición como observadores del nivel de agua. El observador lee el nivel del agua dos veces al día a las 6:00 a.m. y a las 18:00. El nivel del agua fue observado diariamente del 25 de octubre de 1999 hasta el 30 de abril de 2001 (19 meses).

c) Medición del caudal

La medición de caudal fue conducida de la siguiente manera:

- 1) Octubre 23, 1999 : $Q = 2.86 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.32 \text{ m}$ (Oct. 25, 1999)
- 2) Enero 21, 2000 : $Q = 16.70 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 0.96 \text{ m}$
- 3) Junio 16, 2000 : $Q = 26.24 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 1.12 \text{ m}$

Nota: Q: caudal, H: altura de la regla de medición

(3) Río Jaruma (Chachacomani/Oruro)

a) Instalación de reglas de medición

En el Río Jaruma se instaló una (1) regla de medición de estructura metálica. El mapa de ubicación es mostrado en la Figura 2.10.

El levantamiento de la sección transversal del río y la medición del caudal fueron hechas en el mismo lugar donde se instaló la regla de medición. El resultado del levantamiento de la sección transversal es mostrado en la Figura 2.11.

b) Observador del Nivel de Agua

El Presidente del Comité Cívico fue seleccionado como el hombre para la observación del nivel de agua, el cual es responsable de organizar a la gente de Tambo Quemado para leer el nivel del agua del medidor dos veces al día alrededor de las 7:00 a.m. y alrededor de las 18:00. El nivel del agua fue observado diariamente del 7 de noviembre de 1999 al 31 de octubre de 2000 (12 meses).

c) Medición del caudal

La medición del caudal fue conducida como sigue:

- | | | |
|-----------------------|--------------------------------------|------------------------|
| 1) Septiembre 9, 1999 | : $Q = 0.040 \text{ m}^3/\text{s}$, | H no estuvo disponible |
| 2) Noviembre 7, 1999 | : $Q = 0.056 \text{ m}^3/\text{s}$, | H = 0.06 m |
| 3) Enero 30, 2000 | : $Q = 0.072 \text{ m}^3/\text{s}$, | H = 0.11 m |
| 4) Junio 10, 2000 | : $Q = 0.027 \text{ m}^3/\text{s}$, | H = 0.09 m |
| 5) Septiembre 9, 2000 | : $Q = 0.008 \text{ m}^3/\text{s}$, | H = 0.05 m |
| 6) Enero 20, 2001 | : $Q = 0.073 \text{ m}^3/\text{s}$, | H no estuvo disponible |

Nota: Q: caudal, H: altura de la regla de medición

(4) Río Tambo Quemado (Tambo Quemado/ Oruro)

a) Instalación de reglas de medición

En el Río Tambo Quemado fue instaló una (1) regla de medición por la gente del pueblo el 1ro. de julio de 2000.

b) Observador del Nivel de Agua

El Presidente del Comité Cívico fue elegido como la persona para el nivel del agua, el cual es responsable de organizar a la gente de Tambo Quemado para leer el nivel de agua del aforo dos veces al día alrededor de las 7:00 a.m. y alrededor de las 18:00.

El nivel del agua fue observado diariamente del 1ro. de julio de 2000 al 31 de agosto de 2000 (2 meses).

c) Medición del caudal

La medición del caudal fue conducida como sigue:

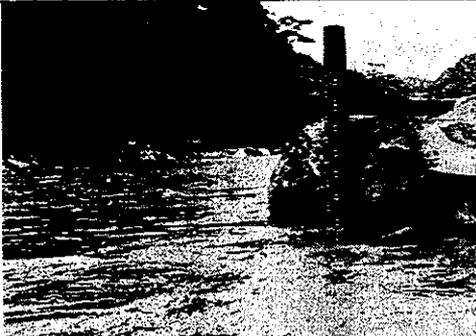
- 1) Junio 9, 2000 : $Q = 0.072 \text{ m}^3/\text{s}$, H no estaba disponible
- 2) Septiembre 9, 2000 : $Q = 0.056 \text{ m}^3/\text{s}$, H no estaba disponible
- 3) Enero 20, 2001 : $Q = 0.092 \text{ m}^3/\text{s}$, H no estaba disponible

Nota: Q: caudal, H: altura de la regla de medición

(1) Río Turiapu (Apolo/La Paz) [14 Oct.1999]

	
1. Vista del Río Turiapu	2. Instalación del la regla de medición en el Río Turiapu
	
3. Obs. del caudal en el Río Turiapu $Q = 1.99 \text{ m}^3/\text{s}$	4. Obs. del caudal en el Río Turiapu $Q = 1.99 \text{ m}^3/\text{s}$
	
5. Obs. del caudal en el Río Turiapu	6. Entrenamiento del Obs. del W.L. en el Río Turiapu

(2) Río Tequeje (Ixiamas/ La Paz) [23 Oct.1999]

	
<p>7. Vista del Río Tequeje</p>	<p>8. Instalacion de la regla de medición en el Río Tequeje</p>
	
<p>9. Instalación de la regla de medición en el Río Tequeje</p>	<p>10. Instalación de la regla de medición en el Río Tequeje</p>
	
<p>11. Levantamiento de la sección transversal en el Río Tequeje $Q = 2.63 \text{ m}^3/\text{s}$</p>	<p>12. Obs. del caudal en el Río Tequeje $Q = 2.63 \text{ m}^3/\text{s}$</p>
	
<p>13. Entrenamiento del Observador del W.L. en el Río Tequeje</p>	<p>14. Vista de la regla de medición en el Río Tequeje</p>

(3) Río Jaruma (Carangas/Oruro) [6 Nov.1999]

	
15. Instalación de la regla de medición en el Río Jaruma	16. Obs. del caudal en el Río Jaruma $Q = 0.055 \text{ m}^3/\text{s}$
	
17. Obs. del caudal en el Río Jaruma $Q = 0.055 \text{ m}^3/\text{s}$	18. Investigación de la Sección Transversal en el Río Jaruma $Q = 0.055 \text{ m}^3/\text{s}$
	
19. Entrenamiento del Obs. del W.L. en el Río Jaruma	20. Entrenamiento del Obs. del W.L. en el Río Jaruma

2.2.4 Levantamiento Topográfico y Mapeo

El levantamiento topográfico fue conducido en los siguientes dos lugares seleccionados en La Paz y Oruro entre septiembre de 2000 y enero de 2001.

No	Nombre	Departamento	Provincia	Municipio	Canton	Río (Cuenca)	Lugar
1	Apolo	La Paz	F.Tamayo	Apolo	Apolo	Río Machariapu	Aprox. 12 km NE del pueblo de Apolo
2	Tambo Quemado	Oruro	Sajama	Turco	Chachacomani (Comunidad Tambo Quemado)	Río Tambo Quemado	Aprox 3 km O del pueblo de Tambo Quemado

El levantamiento fue subcontratado de SGE (Servicios Generales en Electricidad). Para el trabajo de supervisión, el equipo de estudio de JICA para micro centrales hidroeléctricas fue enviado en septiembre de 2000.

Los trabajos de levantamiento que fueron realizados, son:

- 1) Levantamiento topográfico
- 2) Levantamiento del perfil longitudinal
- 3) Levantamiento de la sección transversal
- 4) Levantamiento de Nivelación / Transversalidad (para el mapeo topográfico)
- 5) Mapeo topográfico

Los resultados del levantamiento fueron controlados por el equipo de estudio de JICA y las revisiones necesarias en los mapas topográficos fueron durante la cuarta investigación de campo.

CAPÍTULO 3 INVENTARIO DE MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y DE LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES

3.1 Inventario de los Proyectos de Micros Centrales Hidroeléctricas

El inventario de micro centrales hidroeléctricas tanto para las existentes como para las que están en planificación de los departamentos de La Paz y Oruro fue recolectado del VMEH, Prefecturas de La Paz y de Oruro, UMSA y compañías eléctricas. Las características generales de los proyectos fueron obtenidas del Inventario de Proyectos de Micro Centrales Hidroeléctricas en Bolivia – 1998 preparado por el CINER y el VMEH. El Equipo de Estudio JICA también recolectó informes de proyectos relacionados con micro centrales hidroeléctricas.

El inventario de los proyectos de micro centrales hidroeléctricas se presenta de forma resumida en las Tablas 3.1 y 3.2. En el departamento de La Paz, el numero total de proyectos existentes es de 23, con una capacidad instalada de 1,084 kW en beneficio de 7,161 familias, mientras que en Oruro, solo 2 proyectos con una capacidad instalada de 200 kW, en beneficio de 170 familias.

Además de esto, cerca de 3,800 kW y 650 kW de potencia en proyectos de micro centrales hidroeléctricas se encuentran aun en planificación en La Paz y Oruro, respectivamente.

La ubicación de los proyectos existentes y en planificación es presentada en las Figuras 3.1 y 3.2.

3.2 Línea de Transmisión

La información de la red existente en La Paz y Oruro fue recolectada refiriéndose a publicaciones nacionales y consultas con el VMEH, Prefecturas de La Paz y Oruro, así como a las compañías de distribución. Las líneas de transmisión/subtransmisión en La Paz y Oruro son presentadas en la Figura 3.3 y la Figura 3.4.

En el Departamento de La Paz, las líneas eléctricas se extienden desde la ciudad de La Paz hacia las direcciones Nor Este, Nor Oeste, Sud Este y Sud Oeste. Las zonas ubicadas a lo largo del corredor Nor Oeste – Sud Este que atraviesa la ciudad de La Paz,

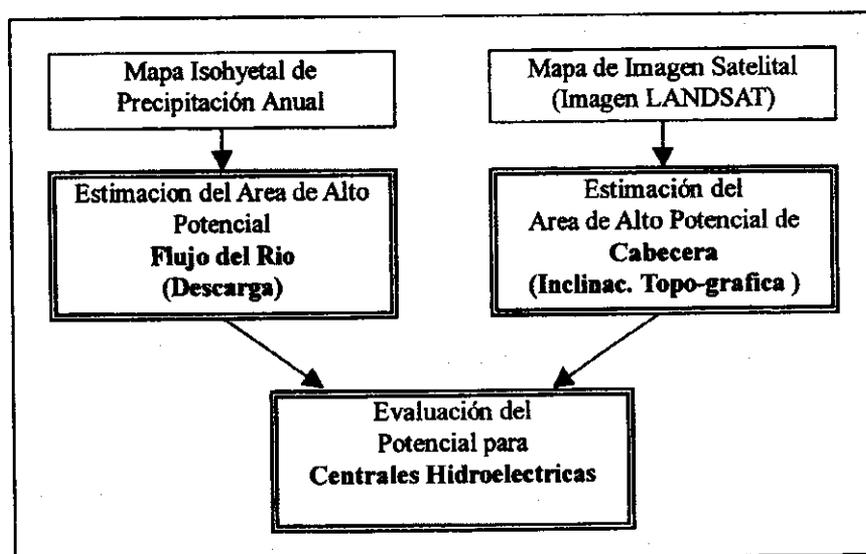
se consideran las zonas densamente pobladas en éste departamento. En la parte Norte del departamento aun no existe red eléctrica debido a la poca densidad de la población y a la limitada actividad económica.

En el Departamento de Oruro la red principal se extiende de Occidente a Sud Oeste y en dirección Sur. Sin embargo, la mayoría de las áreas ubicadas en el lado Oeste de Oruro no tienen líneas principalmente debido a la poca densidad de la población.

CAPÍTULO 4 POTENCIAL HIDROELECTRICO Y SELECCION DE PROYECTOS PRIORITARIOS DE MICRO CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

4.1 Potencial Hidroeléctrico

Para la identificación de proyectos de centrales hidroeléctricas, se revisó y estudió el potencial hidroeléctrico en La Paz y Oruro. La evaluación del potencial hidroeléctrico fue realizada mediante el siguiente procedimiento:



El potencial hidroeléctrico debe ser medido por el caudal del río y la caída disponible. Para evaluar la cantidad de caudal se usó el mapa de Isoyetas de precipitación anual, mientras que el mapa satelital fue usado para estimar la caída disponible.

El mapa de Isoyetas de precipitación anual fue combinado con el mapa topográfico en La Paz y en Oruro como se muestra en las Figuras 4.1 y 4.2.

La estimación del potencial hidroeléctrico en los departamentos de La Paz y Oruro se muestra en las Figuras 4.3 y 4.4.

Como se indica en el mapa, el área de alto potencial de hidroelectricidad está ubicado en el corredor Noroeste – Sudeste a lo largo de las montañas de la Cordillera Oriental de Los Andes en La Paz, mientras que el área potencial es un tanto limitado en Oruro.

4.2 Selección de los Proyectos Prioritarios

4.2.1 Formulación de los Proyectos Candidatos

La identificación de los proyectos candidatos de micro centrales hidroeléctricas fue realizado sobre la base del mapa de potencial hidroeléctrico e inventario de micro centrales hidroeléctricas. El inventario fue primeramente revisado y luego modificado, usando la información recolectada y los resultados de la investigación de campo, de observación del caudal realizado durante investigaciones previas.

Debido a que las micro centrales hidroeléctricas formuladas para electrificación rural son diseñadas básicamente para suministros de energía a zonas aisladas. Poblaciones cercanas a redes eléctricas que se planean abastecer en un futuro próximo con proyectos de extensión de red, fueron excluidos de la lista de candidatos.

La mayoría de los principales parámetros (capacidad instalada, numero de beneficiarios, etc.) para micro centrales hidroeléctricas identificadas, son los mismas que se estimaron originalmente, realizándose modificaciones hechas tomando en cuenta los resultados de la investigación de campo.

Con esto, finalmente fueron priorizados y seleccionados los proyectos de micros centrales hidroeléctricas para electrificación rural; teniendo 31 proyectos en La Paz y 3 proyectos en Oruro como se resume en las Tablas 4.1 y 4.2. Las capacidades instaladas estimadas de los proyectos candidatos son 2,316 kW en La Paz y 102 kW en Oruro.

4.2.2 Criterios para la Selección de los Proyectos Prioritarios

Para la selección de los proyectos prioritarios de micro centrales hidroeléctricas, primero se evaluó si el costo de la micro central hidroeléctrica candidata era competitivo respecto al de la red (si ya esta conectado) o no. Únicamente los proyectos más económicos que los de extensión de red son lo que fueron finalmente seleccionados para incluirlos en el plan de implementación de la electrificación rural hasta el año 2011. Esto es en correspondencia a la política del VMEH, que promueve lala electrificación rural con energías renovables , si ésta resulta más económica.

La comparación entre la micro central hidroeléctrica candidata y la extensión de la red fue realizada con el siguiente procedimiento:

(1) Estimación de los Costos de Energía de los Proyectos de MCH

Para la estimación del costo de energía (US\$/kWh) de los Proyectos de MCH, fueron usados los siguientes parámetros:

Operación Efectiva por día	8 horas/día
Factor Planta para MCH	0.95
n : Vida Util del Sistema	20 años
R: Tasa de Descuento	10 %
FRC (Factor de Recuperación de Capital)	0.1175
Costo O&M para MCH (% del total invertido)	1.8 %

(2) Estimación de los Costos de Energía de los Proyectos de Extensión de la Red

Para la estimación del costo de energía (US\$/kWh) de los Proyectos de Extensión de la Red, se usaron los siguientes parámetros:

Operación Efectiva por día	8 hora/día
n : Vida Util del Sistema	20 años
R: Tasa de Descuento	10 %
FRC (Factor de Recuperación de Capital)	0.1175
Costo de Mantenimiento por Red de Líneas (% de inversión)	2.5 %
Demanda de energía por Familia	300 W/HH
Costo de Conexión por Familia	100 US\$/HH
Costo Máximo de inversión por Familia	1,200 US\$/HH

Para determinar el costo de inversión de la red eléctrica , se estimó las longitudes de la línea de subtransmisión existente a la población meta. Los costos unitarios de la extensión de la red por kilómetro fueron estimados usando los siguientes parámetros:

Tensión	Fase	Costo Promediado a	Extensión de Red Costo Unitario
34.5kV	3	Área Yungas / Amazonía	US\$ 18,000 / km
24.9kV	3	Área Altiplano	US\$ 8,500 / km
19.2kV	1	Área Yungas y Amazonía	US\$ 12,000 / km
14.4kV	1	Área Altiplano	US\$ 6,000 / km
6.9kV	3	Área Altiplano	US\$ 5,000 / km
380V	3	Área Yungas y Amazonía	US\$ 5,000 / km
230V	1	Yungas y Amazonía, Altiplano	US\$ 3,000 / km

Fuente: Prefectura de La Paz

Los costos descritos anteriormente, incluyen materiales, mano de obra, supervisión, impuestos y otros gastos, considerando factores de ajuste referidos a la condición topográfica. El número de beneficiarios por extensión de red fue recalculado asumiendo que dicha propuesta proporcionará electricidad a comunidades que se encuentran a lo largo de la línea hasta la comunidad meta.

(3) Comparación de Costos de Energía de Micro Centrales Hidroeléctricas y Extensión de Red

Los proyectos de micro centrales hidroeléctricas fueron seleccionados por el Equipo de Estudio JICA, únicamente si sus costos estimados de energía fueron competitivos respecto al de extensión de la red. Los proyectos prioritarios seleccionados para micro centrales hidroeléctricas fueron resumidos en las Tablas 4.1 y 4.2. El mapa de ubicación de los proyectos prioritarios seleccionados es mostrado en las Figuras 4.5 y 4.6.

4.2.3 Etapa de Implementación de los Proyectos Prioritarios Seleccionados

Para categorizar los proyectos prioritarios seleccionados de micro centrales hidroeléctricas, se aplicaron los siguientes criterios:

- Distancia de la red existente
- Costo de Inversión Comparativo: $\text{costo}(\text{red})/\text{costo}(\text{micro central hidroeléctrica})$
- Tamaño de la familia beneficiaria de la Micro central hidroeléctrica
- Madurez del Proyecto

Aplicando los criterios anteriores, los siguientes resultados fueron estimados para todos los proyectos prioritarios seleccionados.

Sobre la base del resultado del estudio de categorización, los proyectos de micro centrales hidroeléctricas fueron divididos en: Fase-I a ser implementada durante el periodo 2002 – 2006 y Fase II para el periodo 2007 – 2011, tal como se resume a continuación. Los detalles son presentados en la Tabla 4.3.

Propuesta de Proyectos de Micro Centrales Hidroeléctricas (La Paz)

Fase	Año	Familias Beneficiarias (Hogares)	Capacidad Instalada (kW)	Costo de Inversión (US\$)
Fase - I	2002 - 2006	4,240	1,096	3,496,000
Fase - II	2007 - 2011	3,490	1,220	3,541,000
TOTAL	(2002 - 2011)	7,730	2,316	7,037,000

Propuesta de Proyectos de Micro Centrales Hidroeléctricas (Oruro)

Fase	Año	Familias Beneficiarias (Hogares)	Capacidad Instalada (kW)	Costo de Inversión (US\$)
Fase - I	2002 - 2006	45	62	240,000
Fase - II	2007 - 2011	140	40	128,000
TOTAL	(2002 - 2011)	185	102	368,000

Como se indicó, de los 30 proyectos de micro centrales hidroeléctricas, se ha planificado 13 para la Fase I y 17 para la Fase II para ser implementados en La Paz, mientras que solo 3 proyectos en Oruro.

La capacidad total instalada estimada es de 2,316 kW con 7,730 familias beneficiarias en el departamento de La Paz y 102 kW con 209 familias beneficiarias en Oruro.

4.2.4 Selección de Proyectos para el Estudio de Pre-factibilidad

La selección de los proyectos para estudio de pre-factibilidad fue realizada en base a resultados del estudio de categorización y a través de consultas con el VMEH y las Prefecturas de La Paz y Oruro.

Los proyectos seleccionados para el estudio de pre-factibilidad son:

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

CAPÍTULO 5 ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD DEL PROYECTO DE MICRO CENTRAL HIDROELECTRICA DE APOLO DEPARTAMENTO DE LA PAZ

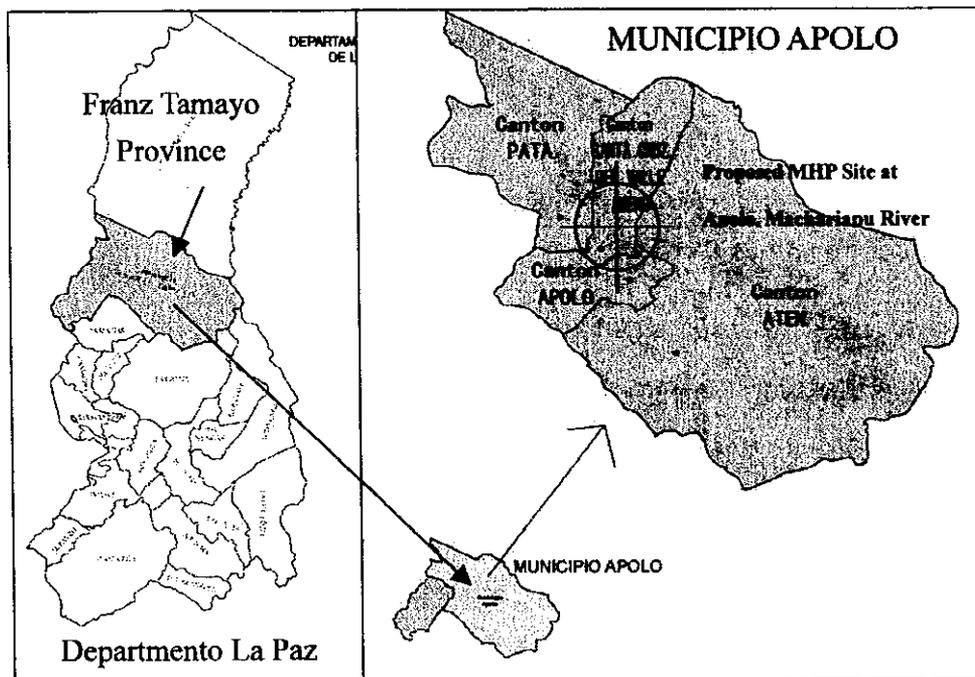
5.1 Ubicación y Topografía, Geología e Hidrología

5.1.1 Ubicación y Topografía

(1) Ubicación

Apolo está ubicado a 382 Km al Norte de la ciudad de La Paz y aproximadamente a 14 horas de distancia por carretera.

El Municipio de Apolo esta ubicado en la Provincia Franz Tamayo, del Departamento de La Paz, constituido por cuatro (4) cantones, de los cuales el Cantón de Apolo es el mas grande con 39 comunidades. El proyecto de micro central hidroeléctrica esta ubicado en la zona de Santa Cruz del Valle Ameno. Los Cantones de Apolo y Santa Cruz son las áreas a ser electrificadas por la propuesta de micro central hidroeléctrica. El mapa administrativo de Apolo incluyendo el lugar del proyecto se presentan a continuación:



Limite Administrativo y Ubicación del Proyecto

CAPÍTULO 5 ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD DEL PROYECTO DE MICRO CENTRAL HIDROELECTRICA DE APOLO DEPARTAMENTO DE LA PAZ

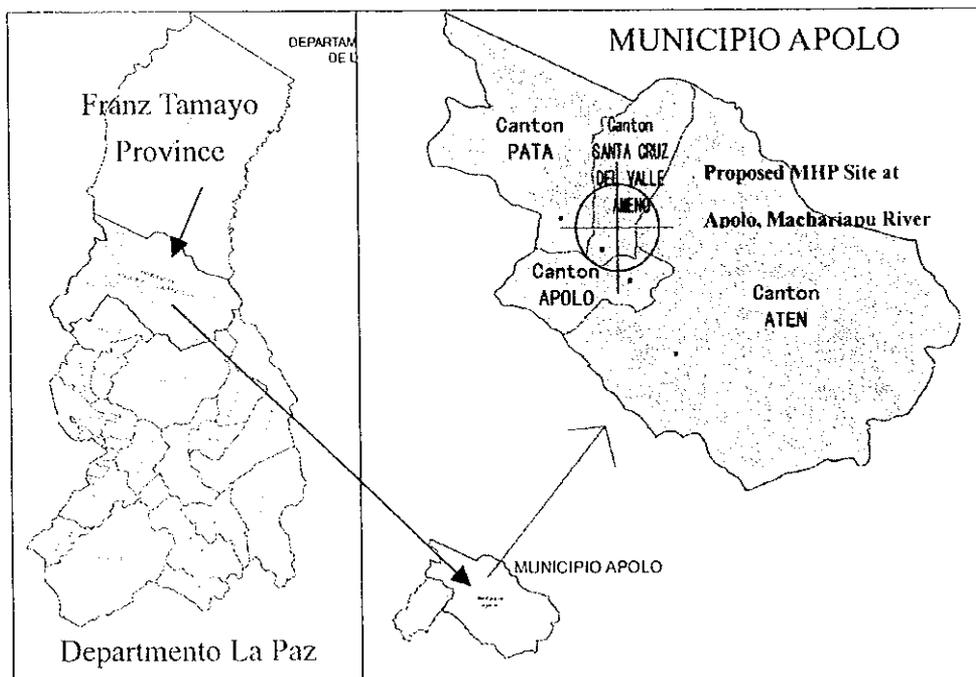
5.1 Ubicación y Topografía, Geología e Hidrología

5.1.1 Ubicación y Topografía

(1) Ubicación

Apolo está ubicado a 382 Km al Norte de la ciudad de La Paz y aproximadamente a 14 horas de distancia por carretera.

El Municipio de Apolo esta ubicado en la Provincia Franz Tamayo, del Departamento de La Paz, constituido por cuatro (4) cantones, de los cuales el Cantón de Apolo es el mas grande con 39 comunidades. El proyecto de micro central hidroeléctrica esta ubicado en la zona de Santa Cruz del Valle Ameno. Los Cantones de Apolo y Santa Cruz son las áreas a ser electrificadas por la propuesta de micro central hidroeléctrica. El mapa administrativo de Apolo incluyendo el lugar del proyecto se presentan a continuación:

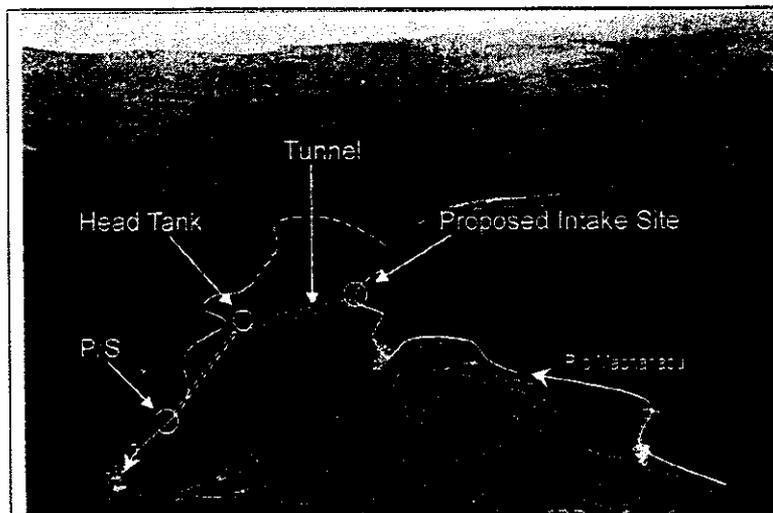


Limite Administrativo y Ubicación del Proyecto

(2) Topografía

La topografía del área circundante de Apolo esta caracterizada por una planicie ondulada con poca vegetación.

El proyecto esta ubicado a 14° 36' Latitud Sud y 68° 23' Longitud Oeste. El lugar propuesto para la toma y la central se encuentra en el valle del Río Machariapu. Entre el lugar de la toma propuesta y el lugar de la salida existe una ondulación inundada de agua.



Vista general de la ubicación propuesta para el Proyecto (Apolo/F.Tamayo/La Paz)

5.1.2 Geología

El siguiente mapa geológico para Apolose encuentra disponible en SERGEOMIN (Servicio Nacional de Geología y Minería).

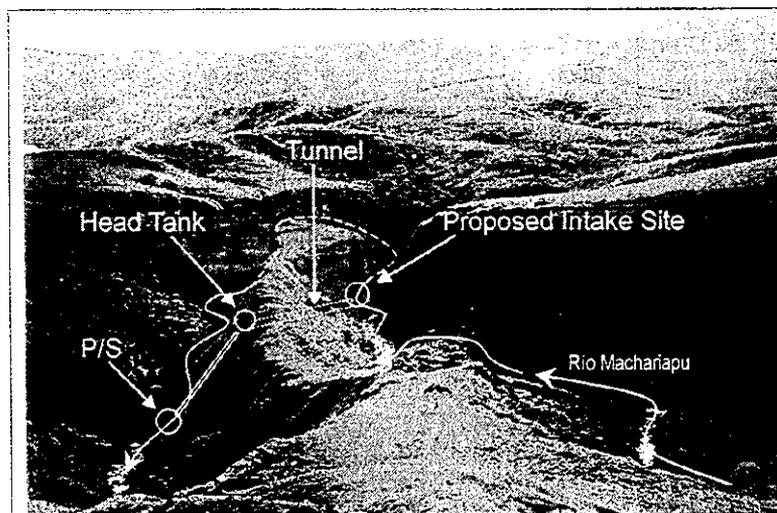
- Centro de Investigación y Aplicación de Sensores Remotos Ciaser - Geobol, Estudio Integrado de los Recursos Naturales del Departamento de La Paz, Geología, Interpretado y Compilado por: Ing. Raúl Ballon Ayllón, Mayo de 1985, Apolo.

El mapa geológico del lugar se muestra en la Figura 5.1. De acuerdo al mapa, la condición geológica del lugar propuesto para la micro central hidroeléctrica esta principalmente clasificado como Carboniferous tal como se muestra en el punto "C" en el mapa. La composición del Carboniferous es la siguiente:

(2) Topografía

La topografía del área circundante de Apolo esta caracterizada por una planicie ondulada con poca vegetación.

El proyecto esta ubicado a 14° 36' Latitud Sud y 68° 23' Longitud Oeste. El lugar propuesto para la toma y la central se encuentra en el valle del Río Machariapu. Entre el lugar de la toma propuesta y el lugar de la salida existe una ondulación inundada de agua.



Vista general de la ubicación propuesta para el Proyecto (Apolo,/F.Tamayo/La Paz)

5.1.2 Geología

El siguiente mapa geológico para Apolose encuentra disponible en SERGEOMIN (Servicio Nacional de Geología y Minería).

- Centro de Investigación y Aplicación de Sensores Remotos Ciaser - Geobol, Estudio Integrado de los Recursos Naturales del Departamento de La Paz, Geología, Interpretado y Compilado por: Ing. Raúl Ballon Ayllón, Mayo de 1985, Apolo.

El mapa geológico del lugar se muestra en la Figura 5.1. De acuerdo al mapa, la condición geológica del lugar propuesto para la micro central hidroeléctrica esta principalmente clasificado como Carboniferous tal como se muestra en el punto "C" en el mapa. La composición del Carboniferous es la siguiente:

"C": *Carboniferous [Carbonífero] (3.5 ~ 2.7 hace cientos de millones de años)*

- a) Arenoso, calizo liviano con delgados intercalados de diamactitas. (Altiplano y Cadena Oriental Montañosa)
- b) Diamactitas, calizo liviano, arenoso, residuos arenosos conglomerados y diamactitas con intercalado de conglomerados arenosos en la parte superior. (Norte Subandino).

En la capa mas baja del Carboniferous [Carbonífero], puede haber otra zona geológica que fue clasificada como Devonian [Devónico] y Ordovician [Ordovícico]. Las composiciones son las siguientes:

"D": *Devonian [Devónico] (4.0 ~ 3.5 hace cientos de millones de años)*

Esquisto, arenoso y calizo liviano

"O": *Ordovician [Ordovícico] (4.9 ~ 4.3 hace cientos de millones de años)*

Esquisto, arenoso y calizo liviano

De acuerdo con los resultados de las investigaciones de campo realizadas entre junio y septiembre de 2000, la condición geológica de la capa de roca en el lugar propuesto para la toma esta compuesto por arena de piedra (arenoso), cal liviana y esquisto. Las rocas del lugar parecen tener suficiente consistencia para la construcción del túnel y garantizar una fácil excavación.



Lugar propuesto para la toma y la entrada al túnel en el Río Machariapu (Apolo)

5.1.3 Hidrología

(1) Temperatura

Durante el periodo entre 1977-1996, el promedio máximo de la temperatura fue de 27.8 °C, mientras que el promedio mínimo de temperatura fue de 12.9 °C en julio. El registro histórico de la temperatura media mensual y de la humedad en Apolo es como se presenta en la Tabla 5.1.

Temperatura Máxima Mensual en Apolo

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1986	26.8	26.2	26.0	27.5	27.1	26.1	25.1	27.5	27.4	28.0	29.4	29.0
1987	26.9	28.6	28.8	28.5	25.4	25.6	27.4	28.2	27.4	29.1	28.0	28.7
1988	29.4	27.6	27.4	27.1	25.7	25.2	24.8	27.8	26.9	27.8	27.4	27.4
1989	27.5	26.7	26.7	26.5	24.4	26.2	25.7	27.6	27.4	28.7	28.9	27.9
1990	27.5	26.7	28.9	28.2	26.0	24.2	23.6	27.3	27.6	28.6	27.8	27.8
Average of 20 years	26.6	26.3	26.4	26.1	25.3	24.3	24.5	26.1	26.9	27.8	27.4	27.4

Source: SENAMHI Apolo (1996)

Temperatura Mínima Mensual en Apolo

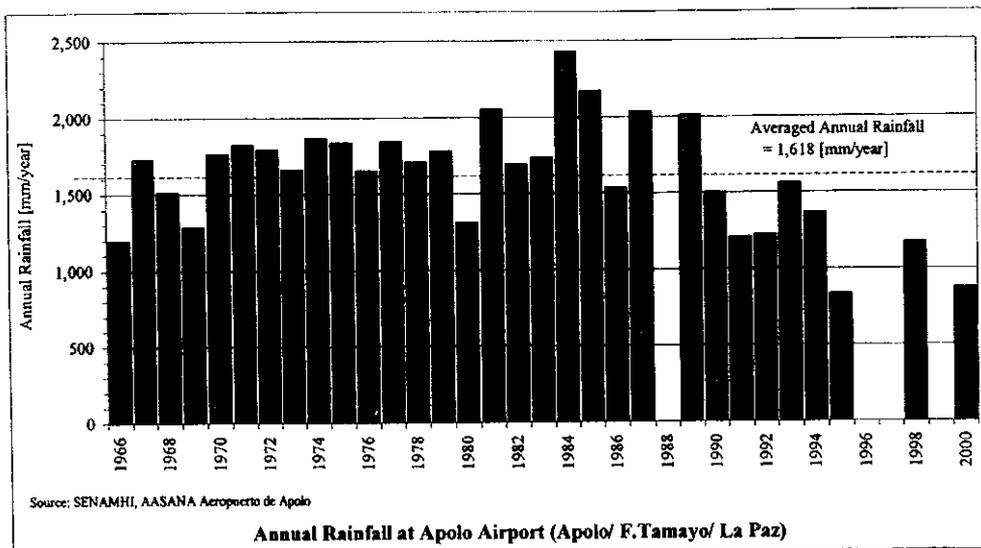
Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1986	17.5	17.0	17.2	17.3	17.1	15.9	14.9	16.0	16.1	16.6	17.0	17.6
1987	17.4	17.2	16.7	16.9	15.3	13.8	14.8	14.1	15.0	15.8	18.0	17.0
1988	17.9	17.3	17.6	17.3	16.0	14.0	12.7	14.9	14.2	15.5	16.2	16.5
1989	16.6	16.4	16.2	15.9	14.6	14.7	12.3	13.8	14.5	15.7	16.1	16.9
1990	16.5	16.8	17.1	16.4	14.1	13.7	12.7	13.6	14.8	15.9	16.8	16.9
Average of 20 years	16.5	16.1	16.1	15.6	14.8	13.5	12.9	13.8	14.2	15.5	16.2	16.5

Source: SENAMHI Apolo (1996)

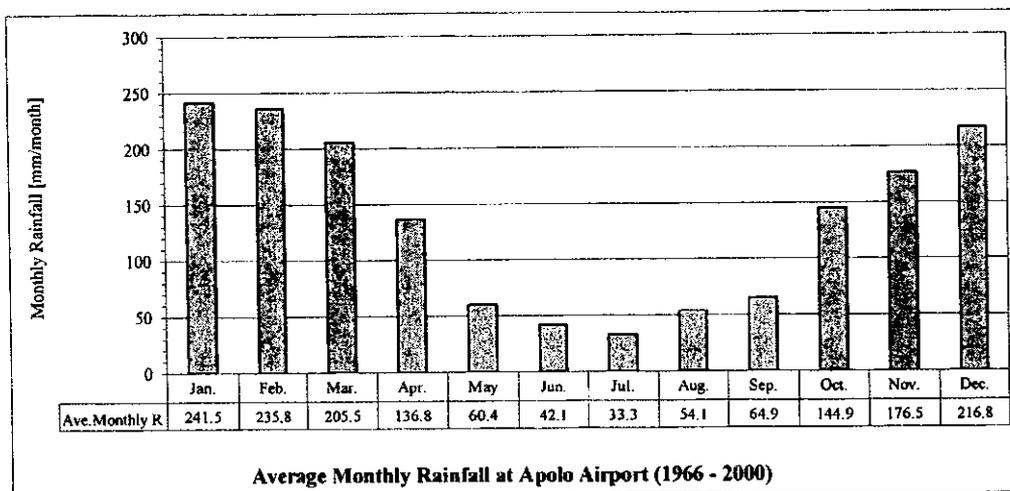
(2) Precipitación

El patrón de la precipitación es uniforme y caracterizado por la estación lluviosa y la seca. De acuerdo a la información del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología de Bolivia (SENAMHI) el promedio anual de precipitación se concentra en el periodo de octubre a marzo. La precipitación mensual máxima es de 242 mm en enero, mientras que la mínima es de 33 mm en julio. El registro histórico de la precipitación mensual en Apolo es presentado en la Tabla 5.2.

De acuerdo con los registros de la precipitación del Aeropuerto de Apolo (AASANA, a 1,406 msnm) desde 1966 hasta el 2000, en el año 2000 se registró la segunda estación más seca de precipitación pluvial durante los últimos 31 años, como se observa a continuación:



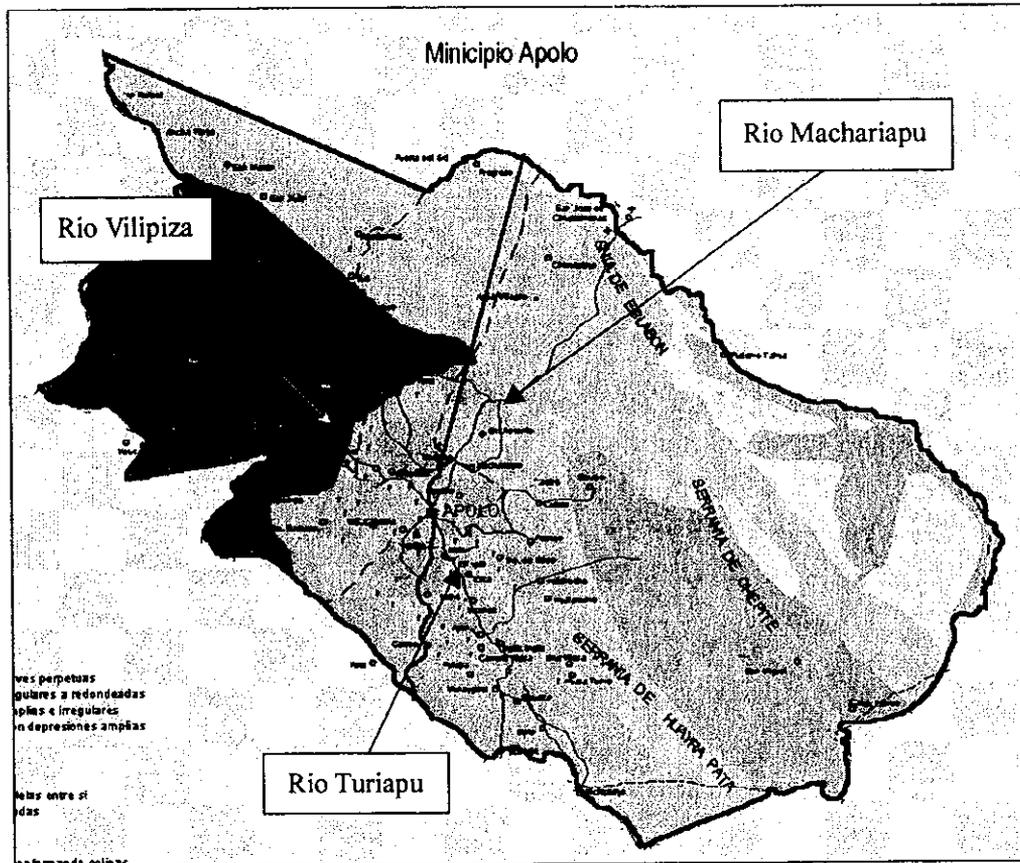
El promedio mensual de precipitación pluvial en el Aeropuerto de Apolo es mostrado a continuación:



(3) Flujo del río

La cuenca fluvial de Apolo comprende las siguientes dos sub-cuencas.

- 1) Sub-cuenca del Río Turiapu: (Río Turiapu hacia el Sur, Río Curisa hacia el Sudoeste)
- 2) Sub-cuenca del Río Machariapu: (Río Machariapu hacia el Norte, Río Vilipiza hacia el Noroeste)



Sistema Pluvial del Municipio de Apolo

El nivel de agua fue medido diariamente usando reglas de medición instalados a Río Turiapu durante la primera investigación de campo.

Los resultados de las observación del caudal de los Ríos Turiapu y Machariapu son resumidos en la siguiente tabla.

Departamento	Provincia	Municipio	Canton
La Paz	F. Tamayo	Apolo	Apolo

Nombre del Rio	Fecha (Año/Mes/Día)	Obs. Q (m ³ /s)	W.L. (m)
Río Turiapu Estacion W.L. (U/S del Puente Inca) (C.A. = 274.42 km ²)	1999/10/14	1.99	0.39
	2000/1/21	* 24.16	* 1.02
	2000/6/3	4.97	0.66
	2000/7/24	3.32	0.50
	2000/9/15	1.75	0.35
	2001/4/23	11.20	0.89
Río Machariapu Lugar propuesto para la PCH (C.A. = 371.15 km ²)	2000/7/23	3.59	-
	2000/9/14	2.67	-
	2001/4/24	6.67	-

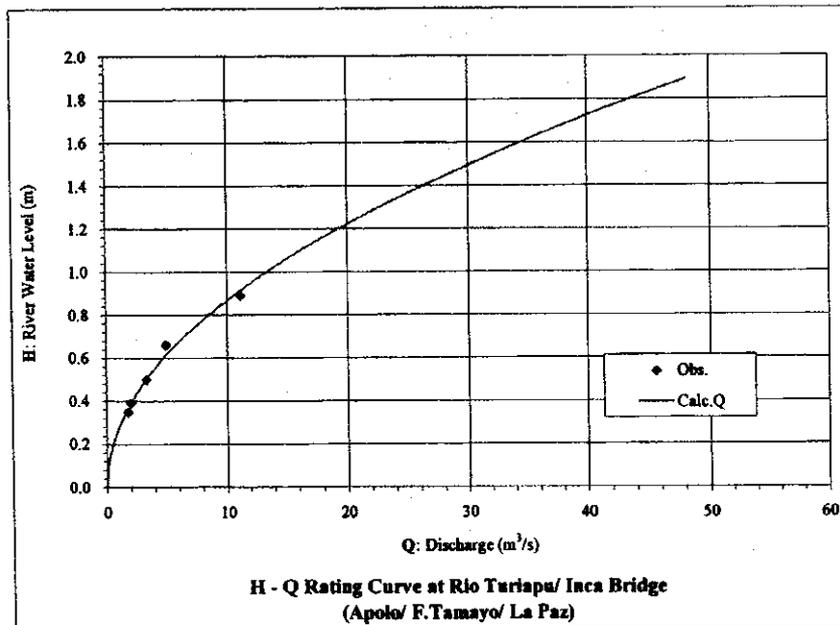
Fuente: Equipo de Estudio de JICA

Nota *: El caudal fue medido por el metodo de flotacion debido al elevado nivel del agua.

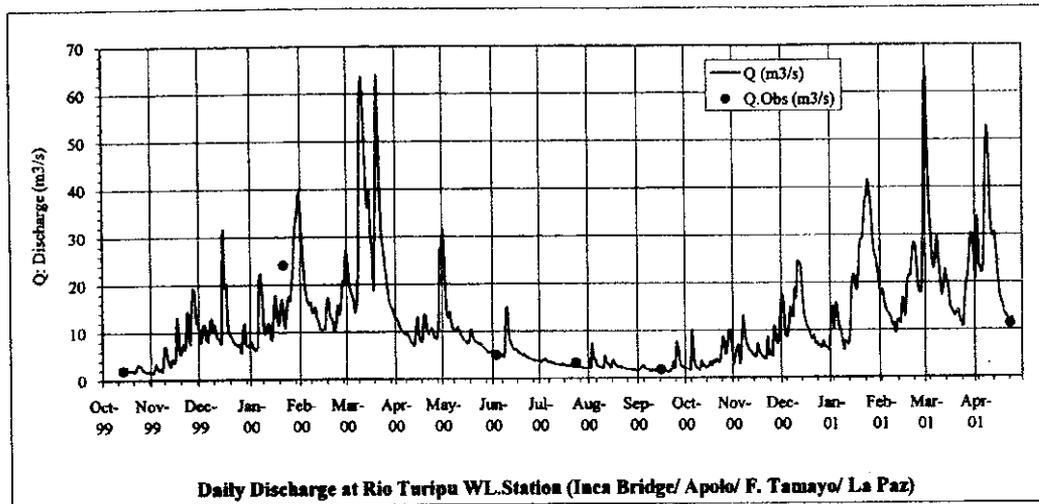
Los datos de la medici (21 Ene.2000) no fueron usados para la preparacion de la curva H-Q.

Obs.Q: caudal observada, W.L.: nivel de agua del rio

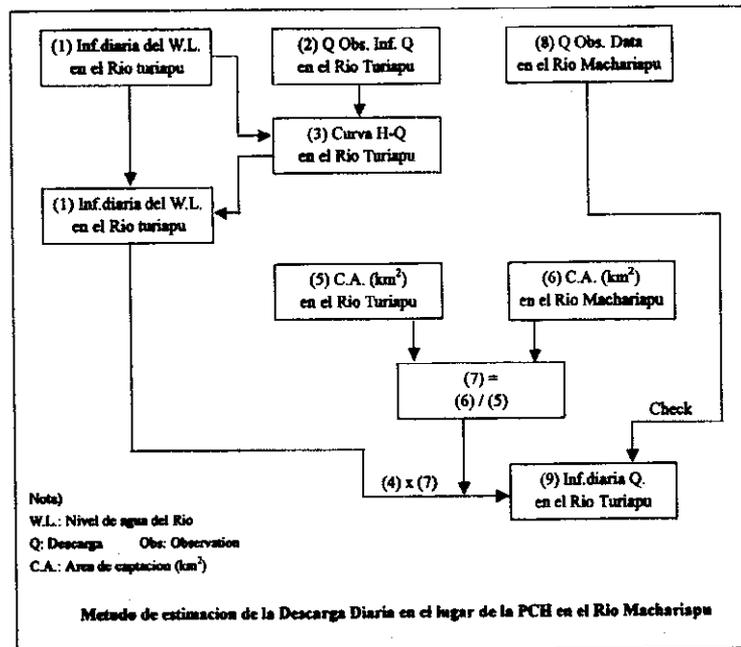
Sobre la base de la información recolectada, la curva H-Q (Nivel de agua y curva de relación del caudal) fue estimada en la Estación de Agua del Río Turiapu como se muestra a continuación:.



El caudal hidrográfico diario del río Turiapu fue estimada usando la anterior curva H-Q como se muestra a continuación:



El lugar para la micro central hidroeléctrica fue finalmente seleccionado en el río Machariapu durante la tercera investigación de campo. Siendo que la información diaria del nivel de agua no se encontraba disponible para el Río Machariapu, el caudal fue estimado tomando como referencia el caudal del Río Turiapu. El método de estimación es descrito a continuación:



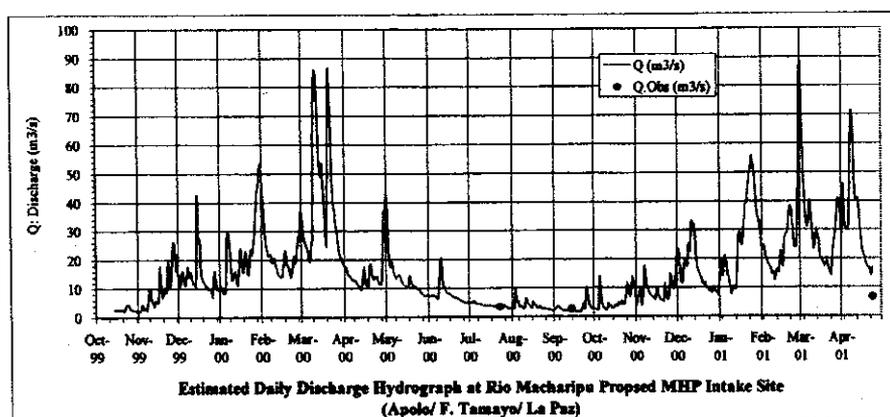
Las áreas de cuenca de los ríos Turiapu y Machariapu fueron estimadas como sigue:

A.C. (km²) en el Río Turiapu Estación de W.L. : 274.42 km²

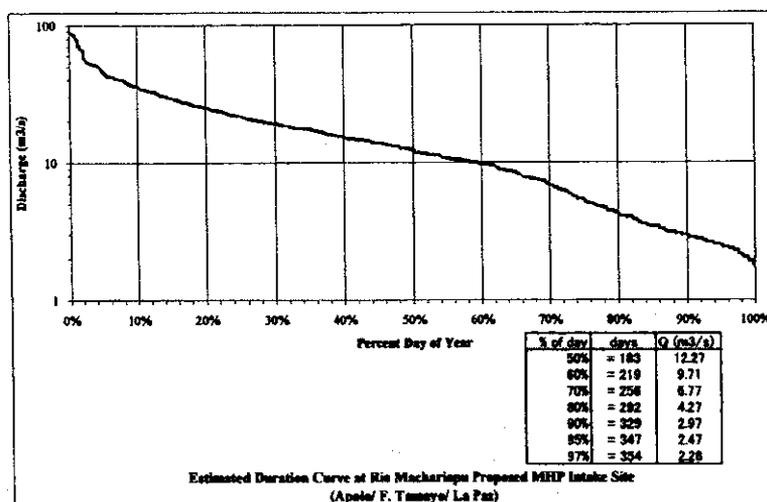
A.C. (km²) en el lugar de toma de la MCH del Río Machariapu: 371.15 km²

La ubicación de las dos áreas de captación es mostrada en la Figura 5.2.

Usando estos datos, se estimó el caudal hidrográfico diario en el lugar propuesto para la toma, tal como se presenta mas adelante:



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



La regla de medición del nivel de agua fue instalada en Octubre de 1999 en el puente Inca sobre el Río Turiapu. La observación diaria del nivel de agua fue

conducida del 14 de octubre de 1999 hasta el 24 de abril de 2001 (en total 18 meses).

5.2 Condiciones Socio-económicas y Demanda de Electricidad

5.2.1 Condiciones Socio-económicas

Para el análisis socioeconómico de Apolo, el equipo de Estudio de JICA realizó una investigación y recolección de información socioeconómica de junio a septiembre de 2000, basándose en los siguientes aspectos:

- Ubicación y acceso
- Numero de familias y población
- Fuente económica mas importante
- Infraestructura Económica
- Infraestructura Social

Los resultados de la investigación socio-económica se resumen a continuación:

(1) Población

La población del Municipio de Apolo era de 12,857 habitantes en 1992. Cerca del 54% de la población municipal o 6,989 habitantes estaban concentrados en el Cantón de Apolo incluyendo el área urbana.

Estructura de la Población del Municipio de Apolo en 1992

Cantón	Población (1992)
Apolo	6,989
Santa Cruz del Valle Ameno	2,361
Aten	3,272
Pata	235
Total	12,857

Fuente: INE (1992)

(2) Economía Local

La agricultura aun juega un rol predominantemente en la economía local. Cerca del 46% de la tierra es usada para pastizales y la ganadería es la principal actividad.

Cerca del 14% de la tierra es usada para cultivos (temporales y permanentes) terrenos donde el plátano, frutas cítricas y yuca son los cultivos de mayor producción.

Uso de la Tierra en Apolo (1992)

Uso de la Tierra (1992)	Ha (%)
Pastizales	5,669 (46)
Cultivos	1,703 (14)
Montaña	2,150 (17)
Barbecho	1,125 (10)
Otros	1,653 (13)
Total	12,300 (100)

Cultivos de Producción en Apolo (1992)

Cultivos	Área Cultivada (Ha)	Producción (T.M.)
Plátano	205	1,768
Cítricos	92	624
Yuca	417	4,210
Coca	208	180
Café	268	214

Fuente: Micro central hidroeléctrica de Apolo, Informe final, CORDEPAZ, Ingeniería Politécnica Americana SRL, 1994.

(3) Electricidad

Un generador a diesel (222 kW) de propiedad y administrada por la Cooperativa de Servicios Públicos Apolo Ltda. esta actualmente operando en la población de Apolo. El abastecimiento de electricidad es restringido al periodo pico (3 horas de 7 p.m. a 10 p.m.). Debido a que la tarifa que se carga a los consumidores, es relativamente cara, el numero actual de usuarios es solo de 300, con una demanda pico que llega a los 60 kW. La capacidad instalada de generación (222 kW) no es totalmente utilizada.

El promedio mensual del ingreso familiar es bajo, de Bs. 500 a 800 en Apolo mientras que el gasto en electricidad esta entre Bs. 30 a 40 por mes. Por lo tanto la electricidad es considerada como un servicio caro para la mayoría de la gente del lugar.

(4) Transporte Terrestre

La red local de transporte terrestre que conecta Apolo es resumida a continuación:

Ruta	Total (km)	Longitud de Pavimento (km)	Distancia al mercado mas cercano (km)
Caranavi	382	176	382 La Paz
Sorata	420	184	335 Achacachi
Charazani	444	150	274 Escoma
Pelechuco	485	136	274 Puerto Acosta

Fuente: Micro central hidroeléctrica de Apolo, Informe final, CORDEPAZ, Ingeniería Politécnica Americana SRL, 1994.

Cuatro (4) caminos pueden conectar la ciudad de La Paz con Apolo, los cuales son transitables durante el periodo seco. Menos de la mitad de las rutas antes descritas están pavimentadas.

5.2.2 Demanda de Electricidad

El área meta a ser electrificada por el proyecto propuesto de micro central hidroeléctrica es determinada por el potencial hidroeléctrico disponible. En vista de que el Río Machariapu esta dotado con una caudal abundante, el área meta podría abarcar las comunidades vecinas incluyendo Apolo.

La selección de la alternativa del proyecto esta determinada por la demanda de electricidad futura. La proyección de la demanda de energía esta basada en el crecimiento de la población y de sus ingresos. En este estudio se tomo en cuenta el crecimiento futuro de la población, asumiendo que para la economía local el poder adquisitivo en el futuro será igual que el nivel actual.

(1) Área Meta

Únicamente una parte de la población urbana de Apolo cuenta con el servicio de electricidad, las demás comunidades incluyendo una parte del pueblo de Apolo no están electrificadas aun. Se estima que el área meta potencial para la electrificación abarca 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	Nos. de comunidades	
		Urbana	Rural
A	Centro del pueblo de Apolo	1	0
B	Centro del pueblo de 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 José 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 aldea Santa Teresa.

En la Figura 5.3., se presenta un mapa mas detallado mostrando el área meta. El área meta consistente de siete (7) bloques cuenta para 45 comunidades en total, una población urbana y 44 rurales (Tablas 5.3 y 5.4).

(2) Estimación de familias en el año 2005

a) Metodología

De acuerdo al INE (Instituto Nacional de Estadística), la población del Municipio de Apolo durante 1995-2000 fue estimada como sigue:

Año	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Población	14,059	14,099	14,133	14,162	14,185	14,203

Fuente: INE

Se estima que la población crezca con la misma tasa calculada para el período 1995-2000, la futura población de las áreas meta fue proyectada usando un modelo de regresión.

b) Familias proyectadas para el año 2005

Suponiendo que el tamaño de las familias permanece sin cambios en el futuro, las familias aumentarían en forma proporcional a la población. Por lo tanto el numero de familias en el futuro fue estimado como sigue:

Bloque	Numero de familias					
	1999 (Actual)			2005 (Estimado)		
	Urbano	Rural	Total	Urbano	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
Total (B~G)	580	1,397	1,977	587	1,406	1,993

El numero de las familias fue 1.977 en el año 1999 y se espera que aumenten a 1.993 familias para el año 2005.

(3) Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda de electricidad para las áreas meta fue realizada separándola entre demanda domestica y no-domestica.

a) Demanda Doméstica

Para estimar la demanda domestica, se estimaron tasas unitarias de consumo de energía tanto para el área rural como para la urbana.

De acuerdo al numero de aparatos eléctricos utilizados (focos, radio, etc.), la relación unitaria de potencia para la categoría domestica fue estimada en 267 W/usuario en el área urbana y 135 W/usuario en el área rural. Para efectos de cálculo el día fue dividido en: tarde, media noche y día. El factor de carga fue estimado en términos de porcentaje para cada rango de tiempo.

Relación de Potencia Unitaria en la Categoría Domestica

	Área Urbana			Área Rural		
	Tarde	Media noche	Día	Tarde	Media noche	Día
P max (W)	267	7	30	153	0	10.8

Los detalles de la estimación se presentan en la Tabla 5.5.

La demanda de electricidad en la categoría domestica en las áreas meta fue estimada multiplicando la potencia unitaria por el numero de familias tal como se resumen a continuación.

(kW)

Bloque	Urbano			Rural			Demanda Pico
	Tarde	Media noche	Día	Tarde	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

b) Demanda No-domestica

La demanda de potencia para negocios, industria y servicios públicos fue igualmente estimada de la misma manera que para la demanda domestica. Las tasas unitarias de demanda no-domestica fueron estimadas clasificándolas en categoría comercial, industrial y de servicios públicos.

El detalle de la estimación de las potencias unitarias para la demanda no-domestica se muestra en la Tabla 5.6 y resumida mas adelante. La demanda urbana fue aplicada a la población de Apolo (bloque A) mientras que la demanda rural a otros bloques (B-G) la cual pertenece al área rural.

Categoría		Área Urbana			Área Rural		
		Tarde	Media noche	Día	Tarde	Media noche	Día
Comercial	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
Servicios Públicos	kW/bloque	37.06	0.27	28.68	1.47	0.22	7.45
Sub-total	kW	86.29	1.96	77.75	24.54	0.91	38.10
Alumbrado Público	kW/km/Viv.	0.04	0.04	0	0.06	0.06	0

c) Demanda Total

Ambas demandas la domestica y la no-domestica fueron agregadas para estimar la demanda total de potencia, la cual se muestra en la Tabla 5.7 y se resumen a continuación.

(kW)

Bloque	Área Urbana			Área Rural			Demanda Pico
	Tarde	Media noche	Día	Tarde	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

Se estima que la demanda pico de potencia en el área meta estaría alrededor de 700 kW en el año 2005.

5.3 Formulación del Esquema Optimo de Desarrollo

5.3.1 Enfoque del Esquema Optimo de Desarrollo

El enfoque para la formulación del Esquema Optimo de Desarrollo de las micro centrales hidroeléctricas es mostrado en la Figura 5.4.

Con el proyecto de Apolo se garantiza el abastecimiento de electricidad a una extensa área, al disponer el proyecto con un abundante caudal. Para seleccionar el esquema optimo de desarrollo, el beneficio incremental y el costo fueron calculados para diferentes alternativas del proyecto.

El área meta a ser electrificada por el proyecto es extensa, consistente de siete (7) zonas. El termino "optimo" es definido como la escala del proyecto para generar el máximo beneficio neto (B-C). La alternativa del proyecto fue determinada por la demanda de energía, comparando las siguientes alternativas de electrificación:

- Caso-1 : Centro Poblado de Apolo para 587 familias
- Caso-2 : Caso-1 + Aeropuerto + localidades vecinas en la ruta de la línea de subtransmisión de la MCH al pueblo de Apolo para 840 familias
- Caso-3 : Caso-2 + Bloque F (San José) sirviendo a 1,056 familias
- Caso-4 : Caso-3 + Bloque D (Santo Domingo) sirviendo a 1,286 flias.
- Caso-5 : Caso-4 + Bloque C (Santa Cruz del V. Ameno) sirviendo a 1,624 familias.
- Caso-6 : Caso-5 + Bloque E (San Pedro) sirviendo a 1,961 familias
- Caso-7 : Caso-6 + Bloque G (San Marcos) sirviendo a 1,993 familias

La demanda de energía para cada alternativa fue estimada de acuerdo a lo siguiente criterio:

Demanda de Energía de Alternativas para el Proyecto de la MCH de Apolo

Zona (Nombre Bloque)	Nombre del Bloque	No. de Comunidades electrific.		Familia (Estimado) en 2005			Longitud Propuesta Línea Transm. (km)	H/M/L 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	Caso-3 +D	Caso-4 +C	Caso-5 +E	Caso-6 +G
		a	b	c	e	a+b+c+e					i	j	k	l			
A	Solo el centro del pueblo de Apolo	1	0	587	0	587	15.0	39.1	-	270	270						
B	A + Aeropuerto de Apolo + en el camino (Cind. Sta. Teresa)	1	7	587	253	840	27.5	38.5	1	340		340	340	340	340	340	340
C	Sa. Cruz del Vale Ameno	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	70
E	Cind. Inca de San Pedro	0	8	0	337	337	25.4	9.5	5	90					90	90	
F	Cind. San Jose - 1 de Mayo	0	5	0	216	216	13.5	16.0	2	70			70	70	70	70	70
G	Cind. San Marcos de Almonacid	0	2	0	32	32	8.9	3.4	6	40							40
	Total (B-G)	1	44	587	1,406	1,993	137.4	14.3	-	700	270	340	410	480	570	660	700

Fuente: Equipo de Estudio de JICA

Si el Proyecto de la micro central hidroeléctrica de Apolo no fuese implementado, la generación a diesel podría ser el esquema alternativo de suministro adoptado en la electrificación de Apolo. El ahorro económico al evitar la inversión en un sistema a diesel es considerado como el beneficio del proyecto.

Para ambas alternativas, se descuenta el costo y el beneficio por el costo de oportunidad del capital para calcular su valor presente y luego su beneficio neto (B-C) para cada caso. El proyecto que alcance el máximo beneficio neto es considerado como la alternativa optima de desarrollo.

5.3.2 Selección de la Alternativa Óptima

Para seleccionar la alternativa óptima del proyecto, el costo y beneficio fueron estimados de la siguiente forma:

(1) Estimación de Costo Preliminar

Los costos del proyecto abarcan: a) costo de construcción de la planta, b) costo de línea de subtransmisión y de distribución y c) costo de operación y mantenimiento.

a) Costo de Construcción

El costo de la construcción incluye las obras civiles, obras electro-mecánicas y los costos correspondientes a su instalación. Estos costos se determinaron preliminarmente, estimando las cantidades de trabajo usando el método Japonés^{* 1} y costos de referenciales de Bolivia.

Los costos estimados de construcción para las alternativas de micro centrales hidroeléctricas son mostrados en la Tabla 5.8.

b) Costo O&M

Los costos de operación y mantenimiento fueron estimado sobre la base de costos de inversión del proyecto.

Los costos estimados del proyecto incluyendo costos de construcción, operación y mantenimiento son resumidos a continuación:

Costo del Proyecto para Alternativas de la MCH de Apolo

(US\$)

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Obras Civiles/ Electro-mecánicas	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

*1: Standard for Cost Estimation of Hydro Electric Power Development Plan and Optimization Study, Agency of Natural Resources and Energy, Ministry of International Trade and Industry Japan (1994)

(2) Beneficio

Curva de carga diaria

Sobre la base de la curva de carga diaria, la demanda futura de la potencia (kW) y de la energía (año meta del 2005) fueron estimadas para los diferentes casos, la misma que se muestra en la Figura 5.5. El modelo de la demanda de potencia es idéntico para todos los casos.

Beneficio

El beneficio fue estimado en términos del ahorro de costos de la potencia alternativa a diesel y abarca los siguientes componentes:

a) Costo de inversión del diesel

El costo del generador fue estimado sobre la base del costo unitario por kW y la capacidad instalada.

b) Costo de Distribución

Para las líneas de distribución de sistemas a generación a diesel, el costo respectivo fue estimado usando la misma tasa aplicada a proyectos con micro central hidroeléctrica.

c) Costo del combustible

La generación de energía (kWh) fue calculada para cada caso alternativo sobre la base de la curva de carga diaria. El costo unitario por litro fue multiplicado por el consumo de combustible (litro/kWh) para estimar el costo del combustible del diesel.

d) Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del generador a diesel fue estimado al 5% del costo de la construcción mientras que el que corresponde a la línea de distribución al 2.5% de los costos de capital.

El beneficio total del proyecto calculado sobre la base de los costos de generación a diesel es presentado a continuación:

Beneficio del Proyecto (en base a los costos de generación a Diesel) de las Alternativas para la MCH de Apolo

(US\$)

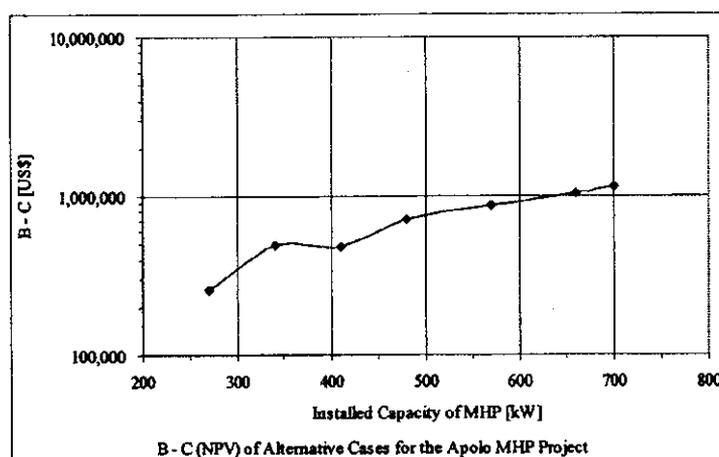
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
Obras civiles/ mecánicas / eléctricas	206,827	259,327	311,827	364,327	431,827	499,327	529,327
Transmisión/ Distribución	50,157	281,313	400,900	544,317	818,271	1,092,667	1,164,896
Costo Total	256,984	540,640	712,727	908,644	1,250,098	1,591,994	1,694,223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

Detalles de la estimación del costo del proyecto y del beneficio son presentados en la Tabla 5.9.

(3) Selección de la Alternativa Óptima

Sobre la base de la estimación del costo y beneficio, se realizó la evaluación económica para seleccionar la alternativa óptima del proyecto. Los resultados de la evaluación económica son presentados en la Tabla 5.10 y resumidos 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
TIR (%)	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



Del análisis anterior, se establece que el caso 7 resulta la alternativa más óptima para el proyecto de la micro central hidroeléctrica.

El potencial de generación aprovechable en el lugar de la toma, fue estimado por encima de 1.0 MW al 95% del caudal firme. Sin embargo, en este estudio el desarrollo de potencias mayores a 700 kW no fueron consideradas debido a las siguientes razones:

- 1) El incremento de beneficiarios es un tanto limitado debido a la población dispersa y escasa, aun si se realiza un incremento de potencia superior a los 700 kW se haría con un costo substancial en la extensión de la línea de distribución.
- 2) Es necesario controlar el flujo del río aguas abajo para mitigar el impacto ambiental.

Considerando los aspectos anteriores, la capacidad instalada de 700 kW fue seleccionada como alternativa optima para el proyecto de la micro central hidroeléctrica de Apolo.

5.4 Diseño Preliminar y Estimación de Costo

El diseño preliminar para la MCH de Apolo que preparó el Equipo de Estudio de JICA es como sigue:

5.4.1 Diseño Preliminar

El esquema propuesto y el diseño preliminar del Proyecto MCH de Apolo se describe en la Figura 5.6. Los items principales del diseño preliminar son explicados a continuación.

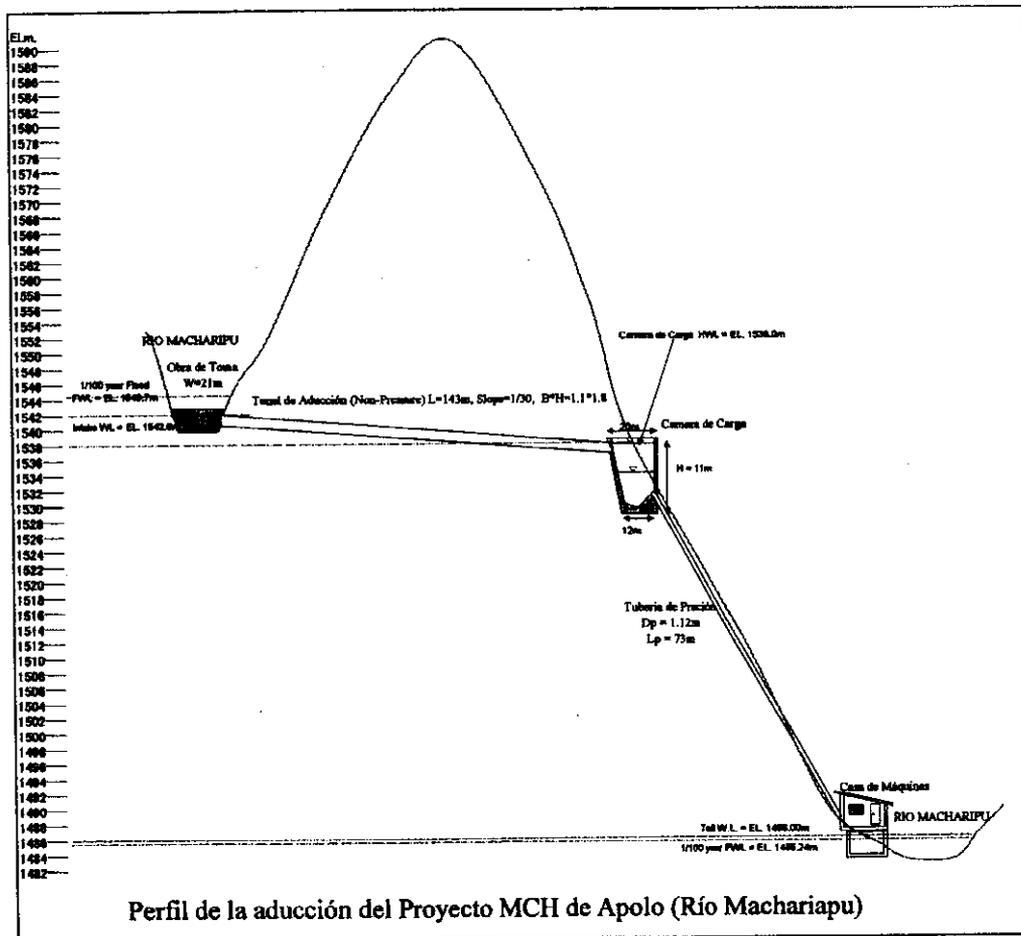
(1) Diseño General

El diseño general fue determinado teniendo debida consideración de los siguientes aspectos:

- Area de la Cuenca de captación
- Condición topográfica y geológica de la toma
- Altura de caída

- Longitud de la aducción (canal de aducción por túnel, tubería de presión)
- Volumen de excavación y condición de la aducción (túnel, como canal abierto, trabajando a presión, o tubería de presión o tubería a tirante parcial)

El perfil de la aducción es mostrado a continuación.



(2) Características Principales

Las características principales del proyecto se muestran a continuación:

Características del Proyecto MCH de Apolo

Item	Simbología Marca	Unidad	Cantidad	Nota
Area de la Cuenca de captación	C.A.	Km ²	371.15	
Caudal				
Caudal máximo de la planta	Qmax	m ³ /s	1.815	
Caudal firme	Qfirm	m ³ /s	1.815	97% confiabilidad del caudal
Nivel de agua				
Nivel de la Aducción de agua	N.W.L	msnm	1,542.00	
Nivel del canal de derivación de agua	T.W.L	msnm	1,485.50	
Altura				
Altura de caída bruta	Hg	m	56.50	N.W.L – T.W.L
Altura de caída neta	He	m	51.70	
Capacidad instalada (Potencia)	P	kW	700	350 kW x 2 unidades
Generación anual de energía	E	MWh	6,132	

(3) Plan del Proyecto

1) Azud y Toma

La ubicación del lugar de la toma fue determinada considerando las condiciones del terreno, la estabilidad del cauce del río contra la erosión o la sedimentación y minimizando el caudal de aducción al túnel.

- Tipo del vertedero : Vertedero de aducción de fondo (Tipo Tirolés)
- Diseño de inundación : 240 m³/s (100-años de probabilidad de inundación)
- Nivel de la cresta : 1,542 msnm.
- Longitud de la cresta : 21 m (Longitud del azud con llave de paso (Stop-logs) =11.5m, de la reja de captación =10m)
- Caudal máximo de captación: Q = 1.815 m³/s

2) Desarenador

Debido a que la cámara de carga se localiza cerca de la toma y posiblemente se lo utilice como desarenador, la ubicación de éste por debajo de la toma no fue planificada.

3) Canal de Aducción (Túnel)

Basados en las condiciones topográficas y geológicas del sitio del proyecto, el canal de aducción se diseñó como un túnel de no-presión. Se diseñó de tal manera que la arena sería transportada al desarenador, debido a la pendiente elevada del túnel ($I=1/60$) para prevenir la sedimentación de arena en el túnel.

- Tipo : túnel (sin presión)
- Dimensión : 1.8m (alto) x 1.1m (ancho)
- Longitud / Pendiente : Longitud = 143m, Pendiente = 1/60
- Método de excavación : método explosión, y llevado a cabo con mano de obra

Bolivia tiene larga experiencia en excavación de túneles en las minas. El método de excavación planificado es usando dinamita y mano de obra.

4) Cámara de Carga

Como se ha explicado anteriormente, el volumen de agua de la cámara de carga fue diseñado para tener la función de desarenador, además de conceder el volumen de agua para el funcionamiento de la turbina. El área de la superficie del agua de la cámara de carga se calculó a más de cuarenta veces el caudal de diseño de la planta con el fin de estabilizar el nivel y considerando el efecto de golpe de ariete.

- Volumen de diseño : 300m³
- Área de diseño : 75m² (> 1.815 x 40)

5) Tubería de Presión

Se ha seleccionado tubería de acero como el material de la tubería de presión considerando la cantidad del caudal de diseño de la planta y caída neta .

- Tipo : tipo expuesto
- Material : acero, cañería cilíndrica
- Diámetro interno : 1.1m (aplicando el nomógrafo Japonés)

$$D_m = 0.888 \times Q_{pmax}^{0.370} = 1.1 \text{ m}$$

- Longitud de la tubería : 74 m

6) Casa de Máquinas

La elevación de la base del generador en la casa de máquinas fue determinada por encima del nivel de inundación, para proteger el sistema eléctrico. El área interna de la base del generador se diseñó considerando el tamaño de las dos turbinas - generador y algunas instalaciones eléctricas. La altura de la estructura superior de la casa de máquinas se diseñó considerando el reemplazo de la turbina y generador para el mantenimiento. La altura de la sub estructura de la casa de máquinas se diseñó considerando las condiciones de sus cimientos, la capacidad del canal de restitución y el tamaño del tubo de desfogue.

a. Estructura Principal

- Tipo estructural : estructura de acero
- Tamaño : 8.0 m (ancho) x 23 m (longitud) x 12 m (alto)

b. Subestructura

- Tipo estructural : masa de concreto
- Tamaño : 8.0 m (ancho) x 23 m (longitud) x 5.5 m (alto)

7) Canal de Derivación

Puesto que el agua puede ir directamente desde el canal de derivación al río, éste canal fue descartado.

(3) Tipo de Turbina y Generador

Fue seleccionada una turbina tipo Francis teniendo en cuenta los datos del caudal máximo de la planta y la altura neta. Dos turbinas y generadores (350 kW + 350 kW) fueron propuestos considerando el desarrollo de las fases del proyecto y el mantenimiento requerido. Puesto que la red eléctrica de este proyecto se encuentra aislada de la red nacional, se ha seleccionado un generador síncrono trifásico de corriente alterna.

5.4.2 Estimación del Costo

(1) Condición de la Estimación

La estimación del costo fue hecha sobre la base de los siguientes supuestos y condiciones:

- 1) todos los costos fueron estimados al nivel de los precios de junio de 2001;
- 2) el equipo y los materiales importados incluyen los impuestos respectivos;
- 3) las obras de construcción serán implementadas sobre la base de contratos en vez de la modalidad de la participación de la gente del lugar;
- 4) el costo de los servicios administrativos y de ingeniería fue estimado como el 9% del costo directo de construcción;
- 5) los impuestos IVA(13%) y a las transacciones (3%) fueron adicionalmente estimados como impuestos locales; y
- 6) la tasa de cambio aplicada es; 1 US\$ = Bs 6.53.

(2) Costo Total de la Construcción

El costo estimado de la construcción del proyecto es de US\$ 4.0 millones tal como se resume mas adelante.

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

Costo financiero (con impuestos)		Unidad : US\$.
Item	Costo	Nota
1. Trabajos preparatorios & Acceso, etc.	625,300	
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 Mitigacion del Medio Ambiente	5,600	2.*0.01
2. Obras Civiles	562,500	
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	
3. Obras Electricas y mecanicas	2,379,600	
3.1 Turbina / Generador	740,000	350kW x 2 set, include tax, transportation, installation
3.2 Línea de Transmision / Distribucion	1,419,900	
3.3 Obras Mecánicas	219,700	
4. Transporte	110,100	(2.+3.2+3.3)*5% (La Paz - Apolo - Site)
5. Costo Total Directo	3,677,500	1.+2.+3.+4.
6. Servicios de Ingeniería y Administración	323,000	{Admin.: (1.+2.+3.)*6%+D/D: US\$20,000}*138%
Costo Total Construcción	4,000,500	4. + 5.

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

Los detalles de la estimación del costo de las obras civiles y electromecánicas son presentados en la Tabla 5.11.

5.5 Programa de Construcción

Con la debida consideración de la presente situación de Apolo y el financiamiento requerido, fueron propuestas dos etapas de desarrollo. Etapa 1 – construcción, incluye la construcción de todas las obras civiles y un juego de turbina y generador (350 kW) con las respectivas líneas de subtransmisión/distribución (para los Bloques A y B), mientras que la Etapa 2 – construcción, incluye la construcción de una turbina y un generador adicional (350 kW) y de las respectivas líneas de transmisión / distribución (para los Bloques C, D, E, F y G). Otro aspecto a considerar para preparar el programa de construcción es la lluvia intensa durante la estación húmeda en Apolo. La construcción esta propuesta para la implementación de las principales obras civiles durante la estación seca. Suponiendo 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 tal como se muestra en la Figura 5.7.

5.6 Propuesta de Implementación de la Organización y O&M

La siguiente estructura de implementación fue propuesta para el desarrollo sostenible del proyecto de la Micro central hidroeléctrica de Apolo refiriéndose a las organizaciones existentes para proyectos de Micro plantas hidroeléctricas.

5.6.1 Implementación de la Organización

La organización propuesta para la implementación del proyecto de la Micro central hidroeléctrica es presentada en la Figura 5.8. El Municipio de Apolo es responsable por la implementación del proyecto. Las consultoras locales/ONGs juegan un rol de liderazgo en la implementación del proyecto. El procedimiento para la propuesta implementación del proyecto es como sigue:

FPS o FNDR (fuentes de financiamiento)

- Evaluar, aprobar y financiar un proyecto presentado por el municipio

VMEH (Soporte técnico)

- Guiar a los Fondos en lo que se refiere al criterio sectorial en el desarrollo de electrificación rural en el proceso de evaluación.

Municipalidad (Implementación)

- Dar una guía esquemática del proyecto y de las responsabilidades del usuario sobre el pago inicial y tarifa mensual para los usuarios locales
- Hacer un acuerdo con el CER/Cooperativa después de recibir el requerimiento del proyecto de electrificación rural
- Preparar el proyecto con el soporte técnico de la Prefectura y/o consultores / ONG, y solicitar financiamiento del DUF
- Seleccionar una empresa para la implementación completa del proyecto.

Consultores / ONG (supervisión de la construcción y capacitación para operación y mantenimiento)

- Para supervisar la instalación del sistema y llevar a cabo capacitación para operación y mantenimiento para los beneficiarios y los asistentes técnicos de CER/cooperativa

CER/Cooperativa (beneficiarios)

- Organizar un Comité de Electrificación Rural (CER) o la cooperativa después de recibir la guía esquemática del proyecto y las responsabilidades de los beneficiarios incluso en lo referente al pago inicial y cuota mensual a través de la municipalidad y/o consultores/ONG
- Solicitar el proyecto de electrificación rural y hacer un acuerdo con la municipalidad
- Proporcionar la mano de obra necesaria en caso de proyectos MCH y de energía eólica
- Recibir la capacitación para operación y mantenimiento para los beneficiarios y los asistentes técnicos del CER

Prefectura (soporte técnico o implementación)

- Apoyar a las municipalidades en la preparación del proyecto cuando la municipalidad aplica al DUF (FPS o FNDR)
- En caso de que un proyecto no sea llevado a cabo a través del DUF, la Prefectura será responsable de la implementación del proyecto

5.6.2 Sistema de operación y mantenimiento

La capacitación del Operador es para la operación y mantenimiento rutinario, periódico y de emergencia de la micro central hidroeléctrica. El personal encargado del sistema eléctrico en la comunidad deberá conducir normalmente la operación y el mantenimiento. La comunidad debe informar a los fabricantes / ONGs / VMEH, municipio o Prefectura según corresponda cuando la reparación o reemplazo de partes se consideren necesarias luego de una auto inspección.

Para la operación y mantenimiento de la micro central hidroeléctrica, el Manual de Operación debe describir los aspectos esenciales de la operación, mantenimiento básico, inspección de las estructuras civiles, instalaciones eléctricas y equipo de comunicación. La operación y mantenimiento deben ser conducidos sobre la base del Manual.

(1) Operación

La planta debe ser operada sobre la base del Manual de Operación, el cual especifica los procedimientos durante la operación normal y las contramedidas requerida en caso de cualquier anomalía. Se requiere que los operadores observen lo siguiente:

- Estar constantemente atento a las condiciones del sistema de despacho y de la carga, tanto dentro como fuera de la planta con el fin de tomar medidas rápidas y apropiadas en respuesta a cualquier accidente.
 - La operación del equipo debe ser confirmada por el jefe operador.
 - Chequeo de toda la instrumentación relacionada, lámparas piloto y señalización, equipos de maniobra y medición, tanto antes como después de la operación de cada uno de todos los componentes.
 - Seguir los estándares de seguridad para todos los ítems. Prevenciones que puedan resultar en daño físico o muerte. Mejorar el equipo y las instalaciones según sea requerido.
- a) Precauciones durante la operación normal

Durante la operación, además del control de todos los instrumentos, la planta de energía debe ser inspeccionada por lo menos una vez al día. Los siguientes son los items clave de control durante la operación normal:

- Vibración de ruido anormal del equipo
- Niveles y temperatura de lubricante y de agua de enfriamiento
- Señalización anormal de los instrumentos
- Condiciones de carga del generador incluyendo voltaje, corriente eléctrica, salida, etc.
- Desempeño de los compresores y bomba de presión de aceite
- Anormalidad en el equipo y otras instalaciones dentro y fuera de la planta

b) Items clave antes del arranque

A tiempo de arrancar la turbina y el generador después de un periodo prolongado de haber sido apagado debido a inspección o reparación, deben realizarse inspecciones visuales, pruebas simples como medidas de control. Las principales defectos o causas que deberán controlarse son descritas a continuación.

- Absorción de la humedad en el embobinado del generador
- Corrosión o filtración de aceite en los tubos de agua y los cojinetes
- Intrusión de objetos externos en la turbina-generador
- Cableado defectuoso
- Medición de la resistencia del aislamiento en cada circuito
- Inspección del equipo de enfriamiento, escobillas, reguladores, sistema de abastecimiento de aceite, periféricos que comandan la velocidad y otros componentes

En caso de que el generador pare automáticamente debido a un accidente, determinar la causa y reparar el defecto. Asegurar su reparación completa. Volver a arrancar la operación.

c) Pasos clave para el apagado

- Desconexión en paralelo, si es que el interruptor principal del del generador se abre después que la corriente se estabiliza en cero.
- Al momento de apagar, aplicar el freno a una velocidad establecida de rotación aproximada de un tercio. Prevenir una operación prolongada a baja rotación.
- Detener el enfriamiento del agua. Cerrar los postigos de los conductos de aire del generador.
- Inspeccionar la planta después del apagado.
- Prever medidas anti-goteo para fuera de servicio prolongado.

d) Contramedidas para riesgos

Durante una inundación, se recomienda que el generador sea parado y las compuertas de toma sean cerradas para prevenir la entrada de sedimentos y de pedazos de madera por la vía del agua.

Dependiendo de la intensidad sísmica, un terremoto puede afectar adversamente todas las instalaciones de la planta de energía. Es por lo tanto, necesario inspeccionar (inspeccionar roturas, resquebrajamientos, inclinaciones y otros daños estructurales, los centros de los ejes de la turbina y del generador, los componentes eléctricos y otras instalaciones) todos los componentes e instalaciones.

e) Otras precauciones

- La operación debe ser conducida dentro los rangos operativos dependiendo del caudal inicial. Cuando la afluencia del río es extremadamente baja, la operación deberá ser parada con el fin de prevenir el desgaste innecesario del corredor.
- Cuando están instaladas unidades múltiples, el numero de unidades a ser operadas deberán ser controladas dependiendo de la afluencia, específicamente para evitar la operación a bajo nivel. El manual de operaciones deberá ser preparado comprendiendo totalmente el rol de la planta.
- El despacho de carga por etapas es recomendable a tiempo de arrancar la planta en un sistema aislado de energía como el presente. Si es aplicada la

carga total de una vez, el generador puede trabarse debido a la sobrecarga momentánea.

(2) Mantenimiento

Para la operación de la micro central hidroeléctrica y prevenir accidentes, es necesario realizar inspecciones de las estructuras civiles y de las instalaciones eléctricas. Asimismo, es importante que los resultados de estas inspecciones y medidas sean registrados en los formularios de operación. Estos registros son luego usados para determinar las tendencias y modelos operativos de dicho equipo e instalaciones.

Se recomienda realizar inspecciones periódicas simultáneamente para el equipo y las instalaciones que requieren un apagado de la turbina / generador para minimizar el tiempo de indisposición del equipo..

a) Patrullaje

Los patrullajes son conducidos para detectar anomalías en la estructura civil / instalaciones eléctricas y para evaluar las condiciones del entorno. Tal como se explico anteriormente (1)-a), se recomienda predeterminar la ruta de l patrullaje y llevarlo a caboaproximadamente una vez al día.

b) Inspección

Las inspecciones de las estructuras civiles y de las instalaciones eléctricas son clasificadas en general a continuación.

Clasificación y Frecuencia de las Inspecciones de las Estructuras Civiles

Clasificación		Explicación	Frecuencia	
Inspección	Inspección periódica	Inspección visual	La inspección visual es realizada para determinar las condiciones de las estructuras civiles, para detectar cualquier anomalía y para controlar su desempeño.	Aproximadamente una vez al mes
		Inspección interna	La inspección interna es realizada mediante el desnaturalizado de la vida de agua para inspeccionar la presencia de cualquier anomalía en el interior del canal y para observar las funciones de la vía de agua.	Aproximadamente una vez al año
	Inspección de emergencia	Inspección de Emergencia	Las inspecciones de emergencia son realizadas antes y después de los terremotos, inundaciones, precipitaciones pluviales intensas, etc., como se considere necesario.	Cuando sea necesario
		Inspección detallada de emergencia	La inspección detallada de emergencia es conducida cuando se considera necesario después de un patrullaje, la inspección visual, la inspección interna o la inspección de emergencia.	Cuando sea necesario

Clasificación y Frecuencia de las inspecciones de las instalaciones eléctricas

Clasificación		Explicación	Frecuencia	
Inspección	Inspección periódica	Inspección externa	La turbina y el generador son apagados durante esta inspección para controlar anomalías y para controlar sus desempeños.	Aproximadamente una vez al año
		Inspección interna	La turbina y el generador están en revisión, cuidadosamente limpiados y reparados para reponer su desempeño. Se recomienda que el ciclo de las inspecciones sea así establecido como para considerar los resultados de la inspección y de las condiciones de la operación.	Aproximadamente una vez cada cinco años
	Inspección de emergencia	Inspección de emergencia	La inspección de emergencia es realizada cuando ocurre un problema o una anomalía en uno de los componentes eléctricos. La turbina y el generador son apagados durante esta inspección.	Cuando sea necesario

Expresamente después de una inundaciones, el sedimento, las hojas o los trozos de Madera deben ser limpiados de la toma, vía de agua y tanque inicial.

Los principales items de las inspecciones periódicas de las estructuras civiles y de las instalaciones eléctricas son presentados en las tablas siguientes.

Items de inspección de las Estructuras Civiles

Medio	Instalaciones	Items de la Inspección
1. Toma del vertedero	Vertedero	Daño, daño por helada, y roturas en la superficie, etc.
	Plano inclinado del Valle periférico	Roturas, colapso, deslizamientos, erosión, etc.
	Otras instalaciones	Daño, pérdida, oxidación, etc.
2. Canal		
(1) Entrada	Entrada	Daño, deformación, quebraduras, daño por helada, abrasión, erosión, atascamiento del depurador, etc.
(2) Canal (tunel)	Plataforma de periférica	Colapso, deslizamiento de tierra, agua de manantial, etc.
	Canal interior	Filtración, agua de manantial, rajaduras, erosión, deformación, sedimentación, deterioramiento de la capa de pintura, etc.
(3) Cámara de carga	Cámara de carga	Daño, deformación, rajaduras, daño por helada, abrasión, erosión, etc.
	Plataforma de Roca periférica	Colapso, deslizamiento de tierra, agua de manantial y otras anomalías
(4) Tubería de presión y vertedero	Tubería de acero	Daño, deformación, asentamiento, etc.
	Tubería de presión y del vertedero	Daño, deformación, vibración, filtración, deterioramiento de la capa de pintura, etc., en la tubería y montura
	Plataforma de Roca periférica	Colapso, deslizamiento de tierra, agua de manantial, etc.
3. Casa de máquinas		
(1) Planta de energía	Fundación y estructuras periféricas	deformación, rajaduras, agua de manantial, etc.
(2) Canal de derivación	Canal de derivación	Daño, deformación, rajaduras, daño contra heladas, abrasión, erosión, etc.
4. Otras instalaciones		
(1) Banco de desperdicios	Plataforma de Roca periférica	Colapso, deslizamiento de tierra, agua de manantial, etc.
(2) Camino de acceso		Condiciones de la superficie, anomalías en el muro de retención, Puente y otras estructuras y su estado
(3) Pantalla	Pantalla	Daño, deformación, pernos de fijación sueltos, deterioramiento de la capa de pintura, etc.
(4) Compuerta	Guía de la compuerta	Daño, deformación, etc.
	Compuerta y suspensión	Daño, deformación, abrasión, engrasamiento, deterioramiento de la capa de pintura, etc.
	Terminal de la central (en caso de compuerta de control automático)	Anomalías y estado de la central terminal, cableado electromagnético desempeño del relay de contacto, aislamiento de la resistencia, etc.
	Otros componentes (en caso de compuerta de control automático)	Condiciones de los indicadores, interruptores, despliegue de lámparas de cada componente

Inspección de los Items de las instalaciones electro-mecánicas (Inspección externa)

Componente	Inspecciones	Items de Inspección
1. Turbina	Turbina interna	Inspección y medición de la abrasión, rajaduras, erosión, y oxidación en corredor, guía de la pala y encofrado interior. Control de la calidad del lubricante del cojinete.
2. Gobernador	Mecanismo	Inspección de la abrasión de las partes que se mueven, cables sueltos / revisión de la palanca y del depurador.
	Control	Inspección de las condiciones del panel del circuito impreso y posición del transductor. Medición del aislamiento de la resistencia.
3. Válvula de entrada	Válvula interna de entrada	Medición de la filtración. Inspección de la abrasión y erosión. Medición de la limpieza de la hoja de la superficie. Inspección de la condición de los indicadores de posición.
4. Abastecimiento de presión de aceite y sistema de lubricación de aceite	Desempeño	Medición del tiempo de la operación de carga. Prueba de la calidad del aceite.
	Filtración de aceite	Prueba de la calidad del aceite.
5. Abastecimiento de agua y sistema de drenaje	revisión del depurador	Inspección de la abrasión y erosión.
6. Sistema de control de turbina automática	Prueba de desempeño de todos los relés	(Prueba de desempeño de todos los relés)
7. Generador	Generador interno	Inspección de terminales sueltas del circuito eléctrico, decoloración, embobinado pelado o suelto, abrasión y daño del sonido de pérdida, parte rotatoria suelta y oxidada. Medición de la presión del contacto del cepillo y del aislamiento de la resistencia del circuito eléctrico.
	Sistema de control	Inspección del estado de operación y pérdida de la abrasión de la Zapata.
	Aterramiento del neutro	medición de la resistencia y aislamiento de la resistencia.

5.7 Evaluación Económica y Financiera

5.7.1 Evaluación Económica

La viabilidad económica del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo fue analizada en base a el Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual es calculada sobre la base de los siguientes supuestos.

(1) Supuestos Básicos

1) Vida del proyecto

Se asume que la vida del proyecto propuesto es de 20 años después del periodo de tres años de construcción, tomando en cuenta el periodo de vida económica de la turbina/generador, las principales instalaciones de los proyectos.

2) Nivel de los precios y Escalada de precios

Todos los costos y beneficios son estimados al nivel del precio de junio de 2001. La escalada de precios no se incluye en la evaluación con el fin de derivar el impacto de la escalada de precios de la TIR neta.

3) Tasa de Cambio

Las tasas de cambio aplicadas, son:

$$\text{US\$1} = 120.5 \text{ Yen} = 6.53 \text{ Bolivianos}$$

El análisis es realizado y mostrados en US dólares.

4) Costo Económico

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

Costo del Proyecto Económico

Los costos del proyecto económico son resumidos en la siguiente tabla (Tabla 5.12).

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

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

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Vida Económica del Sistema MCH

La vida económica de las instalaciones principales se estima como se muestra a continuación:

Vida Económica de Equipo Principal

Turbina/Generador	20 Años
Líneas Transmision/Distribucion	20 Años

Se asume que el valor residual de todo el equipo sea cero dado que será usado por el periodo de su vida económica.

Costo Económico de la O&M

Los costos anuales de operación y mantenimiento de las instalaciones del proyecto son estimados como sigue (Tabla 5.13).

Turbina/Generador:	2% del costo de inversión
Obras Civiles:	0.5% del costo
Líneas de Transmision/Distribucion:	2.5% del costo de inversión

5) Beneficio Económico

Los beneficios económicos son derivados tomando los impuestos locales y subsidios de los costos financieros (Tabla 5.14).

Los costos menores de sistema alternativos como el de generación a diesel de la misma capacidad de generación como el propuesto proyecto de 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 alternativo de generación a diesel es estimado de la siguiente forma.

Costo de Inversión del Sistema de Generación 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
Total				1,694,223

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 Diesel Oil

El costo económico del diesel oil en Apolo es de Bs3.88 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
Consumo (Litro /Año)	750,805
Costo de Combustible Diesel (US\$/Año)	446,114

Vida Económica del Equipo del Sistema de Generación a Diesel

La vida económica de las principales instalaciones es estimada de acuerdo a lo siguiente.

Vida Económica del Equipo Principal

Generador a Diesel	10 Años
Interruptor automático de transferencia	10 Años
Caja de Protección	10 Años
Construcción	10 Años
Líneas Transmision/Distribucion	20 Años

Se espera que el Valor residual sea cero dado que el equipo será usado hasta el final de su vida económica.

(2) Resultados del análisis Económico

1) TIR

La TIR del proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo sobre las bases de los supuestos anteriores, es computada al 19.2% tal como se ve en la Tabla 5.15, usando el costo económico y la corriente de beneficio antes indicada. Eso indica que el proyecto propuesto es económicamente viable.

2) 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 demuestra viabilidad económica suficiente 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%

5.7.2 Evaluación Financiera

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

(1) Supuestos Básicos

La evaluación financiera de los proyectos propuestos es examinada sobre la base siguiente: Supuestos tales como la vida del proyecto, nivel del precio y escalada de

la tasa de cambio, vida económica del equipo y costos de O&M son los mismos como para el caso de la evaluación económica.

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 Mecánicas	219,700
Transporte	110,100
Servicios de Ingeniería y Administración	323,000
Costo Total Construcción	4,000,500

Fuente: Equipo de Estudio JICA

Las tasas de impuesto incluidas en los costos financieros son resumidos a continuación.

Impuestos 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

Impuestos a los Productos Importados

IVA efectivo: 14.94% para todas las categorías de productos
 Impuestos s/ Importación: 5% (turbina/generador)
 20%* (líneas de transmisión / distribución)

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

2) Demanda de energía

La demanda de energía por sector es resumida en la siguiente tabla.

Demanda de energía (kWh/Año)

	Residencial	No-Residencial	Total
Numero	1,993	-	-
Demanda Promedio	322	-	-
Demanda Total	642,400	2,038,525	2,680,925

3) Cálculo de la Tarifa de energía para cubrir los costos de inversión y de O&M

Las tarifas mínimas de energía del sector residencial para atender tanto el costo de inversión como el de O&M son calculadas como sigue. La tarifa energética del sector residencial es asumido al 50% mas que la del sector residencial.

La tarifa energética mínima es calculada anualizando la inversión mediante la multiplicación del FRC (Factor de Recuperación de Capital) por las respectivas tasas de descuento, añadiendo el costo de O&M anual, y luego dividiéndola entre la demanda anual de energía..

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

(2) Resultados del análisis Financiero

Al presente, la cooperativa de generación a diesel de Apolo recibe un subsidio en diesel oil de aproximadamente Bs. 3.45 por litro. 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 el usuario residencial del proyecto de la micro central hidroeléctrica de Apolo usa 322 kWh por año, el pago mensual aun con la tasa de descuento del 20% seria US\$ 2.12 ($0.08 \text{ US\$/kWh} \times 322 \text{ kWh} / 12 \text{ meses}$), lo que es aun menos que el 50% del monto que ellos pagan al presente. Se concluye que el proyecto de micro central hidroeléctrica de Apolo es financieramente viable.