



DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO EN EL ÁREA RURAL DE BOLIVIA

PROYECTO: ELECTRIFICACIÓN RURAL

FECHA: OCTUBRE 2005

El autor del presente documento es el consultor: Ing. Walter Canedo Espinoza

Los criterios expresados en el documento son de responsabilidad del autor y no comprometen a las organizaciones auspiciantes Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI) y Universidad de Calgary
Se autoriza la utilización de la información contenida en este documento con la condición de que se cite la fuente.

ÍNDICE

Resumen ejecutivo	viii
1.- Introducción	1
2.- Información general de Bolivia	1
2.1.- División política	1
2.2.- Estructura Política-Social y Económica	4
2.3.- Datos de población y vivienda	5
2.4.- Información macroeconómica	5
3.- Contexto del sector rural	8
3.1.- Características de la población rural	8
3.2.- Esquemas de organizaciones para el sector rural	11
3.2.1.- Los gobiernos municipales	11
3.2.2.- Mancomunidades municipales	13
3.2.3.- Los sindicatos campesinos	13
3.2.4.- Capitanías y ayllus	14
3.3.- Servicios para la población rural	14
3.3.1.- Educación y salud	14
3.3.2.- Servicios de telecomunicaciones	17
3.4.- Pobreza en el área rural	18
3.5.- Ingreso familiar en el área rural	21
3.6.- La situación energética en el sector doméstico rural	23
3.6.1.- Gastos en energía	24
3.6.2.- Voluntad de pago para electrificación rural	28
4.- Marco institucional vigente	31
4.1.- Estructura Institucional	31
5.- Marco regulatorio	35
5.1.- Ley de electricidad (# 1604)	35
5.2.- Los Reglamentos de la Ley de Electricidad	36
5.3.- Las políticas de gobierno sobre electrificación rural	36
5.3.1.- Estrategia de energía rural	36
6.- Mercado de servicios energéticos	37
6.1.- Configuración del sistema eléctrico boliviano	37
6.2.- Producción de electricidad	40
6.3.- Demanda de electricidad	43

6.4.- Grado de cobertura de electricidad.....	45
6.5.- Precios de Electricidad	47
6.5.1.- Precios en el mercado Spot del SIN	48
6.5.2.- Costos marginales de generación.....	48
6.5.3.- Tarifas de electricidad.....	49
6.6.- Desarrollo del Sector eléctrico	52
6.6.1.- Generación de electricidad	52
6.6.2.- Transporte de electricidad.....	52
6.6.3.- Inversiones en el Sector Eléctrico.....	53
7.- Análisis de mercado de tecnologías de energía renovable en Bolivia.	54
7.1.- Potencial solar en Bolivia.....	54
7.1.1.- Horas de insolación.....	54
7.1.2.- Mapas de distribución de la energía solar en Bolivia	55
7.2.- La oferta de sistemas termosolares en Bolivia	57
7.3.- La oferta de sistemas fotovoltaicos en Bolivia.....	58
7.4.- Evolución de instalaciones fotovoltaicas en el periodo 1998 – 2003.....	59
7.5.- Costos de equipos fotovoltaicos en Bolivia	61
7.6.- Empresas productoras y proveedoras de SFV en Bolivia.	63
7.6.1.- Cadena de oferentes locales.....	63
7.7.- Impacto de los sistemas fotovoltaicos	64
7.7.1.- Evaluación del proyecto FIS – solar de Bolivia	65
7.7.2.- Evaluación expost de sistemas FV del sector privado	66
7.7.3.- Experiencia de la CRE con fotovoltaicos.	69
7.8.- Potencial eólico en Bolivia.....	70
7.8.1.- Potencial eólico en algunas regiones del Departamento de La Paz.....	72
7.8.2.- Potencial eólico en algunas regiones del Departamento de Oruro	74
7.8.3.- Potencial eólico en algunas regiones del departamento de Santa Cruz	76
7.8.4.- Proyecto eólico Roboré – Santiago de Chiquitos.	78
7.8.5.- Potencial eólico en algunas regiones del Departamento de Cochabamba	80
7.9.- Oferta tecnológica para sistemas eólicos.....	80
7.10.- Análisis del potencial hidráulico en Bolivia.....	81
7.10.1.- Fisiografía de Bolivia	81
7.10.2.- Sistemas hidrográficos de Bolivia	81
7.11.- Potencial hidroenergético de Bolivia	81

7.11.1.- Resumen del inventario de minicentrales hidroeléctricas.....	82
7.11.2.- Costo por kW instalado	84
7.12.- Oferta tecnológica para pico y minicentrales hidroeléctricas.....	85
7.13.- Potencial geotérmico	87
7.14.- Sistemas híbridos.....	89
7.15.- A manera de conclusiones de las energías renovables en Bolivia.....	89
8.- El potencial de gas natural	90
8.1.- Redes de gas natural	92
8.2.- Producción de gas natural en Bolivia.....	93
8.3.- Exportaciones de gas natural.....	94
8.3.1.- Contrato con Brasil.....	94
8.3.2.- Contrato con Argentina.....	94
8.4.- Consumo de gas natural en el mercado interno.....	94
8.4.1.- Distribución de gas natural para redes domiciliarias	96
8.5.- Precios de gas natural.....	98
8.6.- Utilización de gas natural para generación de electricidad	99
8.7.- Precios de gas natural para generación de electricidad.	101
8.8.- El gas natural para electrificación rural.....	101
8.8.1.- Sistema aislado Cordillera	102
8.8.2.- Sistema Valles cruceños	102
8.8.3.- Sistema “Las misiones”	102
8.8.4.- Sistema Charagua	103
8.8.5.- Sistema Camargo.....	103
8.8.6.- Sistema Monteagudo	103
8.9.- Proyecto de Licuefacción, Transporte y Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL)	104
8.10.- Estudio sobre aplicaciones en pequeña escala de gas natural.	105
8.10.1.- Resultados del estudio.	107
8.10.2.- Conclusiones del estudio	109
8.11.- Proyecto piloto “utilización intensiva del gas natural en la UMSS”.....	109
8.11.1.- Características de las microturbinas a gas	110
9.- Estrategias y programas de energía rural	111
9.1.- El plan Bolivia de electrificación rural (PLABER).....	111
9.1.1.- Resultados esperados del plan a nivel nacional	112
9.1.2.- Financiamiento de proyectos en el área de electrificación rural.....	112

9.2.- Programas energéticos nacionales e internacionales en operación al presente.	115
9.2.1.- Proyecto de Electrificación Rural con Energías Renovables (BOL/97/G31).....	115
9.2.2.- Situación del Proyecto a junio de 2004	116
9.3.- Proyecto de Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural (IDTR).....	117
9.4.- El Programa de Energías Renovables (Convenio KFW)	118
9.4.1.- Objetivo del Programa	118
9.4.2.- Esquema de financiamiento	118
9.5.- Programa Electrificación Rural de Bolivia (PERB).....	119
9.6.- Plan de Acción Bolivia para energía comunitaria	120
9.6.1.- Objetivo del Plan de Acción	122
9.6.2.- Componentes del Plan de Acción	123
9.6.3.- Marco Institucional del Plan de Acción.....	124
10.- Financiamiento de la electrificación rural.....	125
10.1.- Los Fondos públicos.....	125
10.2.- El financiamiento privado para sistemas familiares de electrificación rural.....	126
10.2.1.- Instituciones Financieras Intermediarias en zonas rurales.....	127
11.- Aspectos técnicos, de capacitación, promoción y difusión.....	128
11.1.- Normativa técnica para sistemas de electrificación rural	128
11.2.- Promoción, difusión y capacitación	129
12.- Experiencias desarrolladas para suministro de energía en zonas remotas.	130
13.- Experiencias complementarias de energización rural.....	131
13.1.- Proyecto “Opciones energéticas sostenibles para comunidades aisladas”	131
13.2.- Difusión de cocinas mejoradas.....	132
13.3.- Sustitución de leña por gas licuado de petróleo (GLP).....	133
13.4.- Uso eficiente de la leña en el sector industrial y doméstico.....	134
13.5.- El proyecto “Energía para la Gente”	134
13.6.- Biomasa para generación de electricidad Proyecto ESD-NRECA.....	135
14.- Consideración actual de aspectos sociales	136
14.1.- Participación de la mujer	136
15.- Lecciones aprendidas sobre energización rural	137
Información consultada	140
ANEXO: EXPERIENCIA CON CARGADOR COMUNAL FOTOVOLTAICO DE BATERÍAS EN ORINOCA	141

ABREVIACIONES UTILIZADAS

ANED	Acción Nacional Ecuménica de Desarrollo.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
BM	Banco Mundial.
CAF	Corporación Andina de Fomento.
CEPAL	Comisión Económica para América Latina.
CINER	Centro de Información en Energías Renovables.
CIPCA	Centro de Investigación y Promoción al Campesino Boliviano.
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga.
CNPV	Censo Nacional de Población y Vivienda.
DUF	Directorio Único de Fondos.
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad.
ENTEL	Empresa Nacional de Telecomunicaciones.
FADES	Fundación para Alternativas de Desarrollo.
FNDR	Fondo Nacional de Desarrollo Regional.
FONDESIF	Fondo de Desarrollo del Sistema Financiero y de Apoyo al sector Productivo.
FOTW	Flags of the World.
FPS	Fondo Nacional de Inversión Productiva y Social.
GEF	Global Environment Facility.
GIS	Sistema de Información Geográfica.
GLP:	Gas licuado de petróleo.
GN:	Gas Natural.
GNC:	Gas Natural Comprimido.
GVEP:	Global Village Energy Power.
HIPC	Highly Indebted Poor Countries.
IBNORCA	Instituto Boliviano de Normas y Calidad.
IDTR	Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
JICA	Agencia de Cooperación Internacional del Japón.
KFW	Kreditanstalt für Wiederaufbau.
LPP	Ley de Participación Municipal.
MCHs	Minicentrales Hidroeléctricas.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MSOP	Ministerio de Servicios y Obras Públicas
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía.
ONG	Organización no Gubernamental.
OTB	Organización Territorial de Base
PDM,	Plan de Desarrollo Municipal
PLABER	Plan Bolivia de Electrificación Rural.
PNUD	Programa de las Naciones Unidas Para el Desarrollo.
POA	Plan Operativo Anual.

PRONTER	Programa Nacional de Telecomunicaciones Rurales.
PROPER	Programa para la difusión de energías renovables
SFV	Sistemas fotovoltaicos.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
SITTEL	Superintendencia de Telecomunicaciones.
UDAPE	Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas
VMEEAT:	Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones.
VSB	Viceministerio de Saneamiento Básico.

Resumen ejecutivo

En Bolivia de manera similar a lo que sucede en otros países, los efectos de la globalización han marcado nuevas pautas de desarrollo, pero también se han agudizado las asimetrías entre ricos y pobres. La creciente migración de los pobladores de las áreas rurales hacia los centros urbanos, ocasiona frustraciones en estas personas respecto a sus ilusiones de participar activamente de las “ventajas” que ofrecen las ciudades respecto a las áreas rurales. Sin embargo existe la conciencia colectiva que se deben desarrollar las áreas rurales, para brindar bienestar a sus pobladores y tratar de equilibrar las inequidades y asimetrías entre lo urbano y lo rural.

Los servicios básicos tienen un rol importante en el desarrollo rural, y principalmente la generación de economías locales que permitan a los pobladores rurales tener un mejor futuro para sus familias, su entorno social y ambiental.

Los proyectos de energización rural en Bolivia, desarrollados en el pasado han permitido disponer de “lecciones aprendidas” que orientan a las nuevas iniciativas a replicar lo bueno y evitar cometer errores. Una de estas lecciones aprendidas se refiere a la planificación de los proyectos energéticos; que en general no incorporaban activamente a los demandantes de energía en la definición de estos proyectos, por tanto no existían demandas legítimas, que después redundaron en fracasos, frustraciones e ineficiencia en la asignación de recursos económicos.

La ley de participación popular vigente desde 1994, ha permitido que a través de sus municipios, la sociedad civil participe activamente en la planificación de su propio desarrollo y priorice sus demandas. Adicionalmente a la ley de participación popular el trabajo de organizaciones que apoyan a la población rural están incorporando el concepto de participación activa de los demandantes para sus requerimientos, como consecuencia del empoderamiento de la sociedad civil en general y de los líderes comunales en particular.

La electrificación rural en Bolivia ha sido priorizada en la Ley de electricidad a través de lo establecido en el artículo 61, que asigna al Estado la responsabilidad de apoyar al desarrollo de este sector.

El grado de cobertura de electrificación rural en Bolivia, para el año 2003 era del 28.3%, lo cual significa que se debe realizar un trabajo sostenido y mancomunado entre los demandantes, las instituciones del Estado, las instituciones de cooperación internacional y los líderes comunales.

La utilización de fuentes energéticas renovables para energización rural en el país, tiene una especial relevancia, principalmente por el grado de dificultad de aumentar la cobertura con extensión de redes eléctrica, debido a la dispersión de la población rural. A medida del avance de la cobertura, las poblaciones que van quedando sin electrificación presentan condiciones más difíciles.

El diagnóstico que se presenta en este documento es resultado de la sistematización de información, tanto oficial como de experiencias de varios actores relacionados con el desarrollo rural en general y del sector energético en particular.

La información estructurada en quince capítulos permite al lector tener una visión general de los aspectos más importantes del área rural de Bolivia y entre ellos especialmente el de energización rural.

Un tema que ha cobrado especial importancia en Bolivia y también en la comunidad internacional, es el referido a las reservas del gas natural que dispone el país y su aprovechamiento, tanto a través de la exportación como para el consumo interno. Por esa razón en el documento se hace un análisis de las actuales aplicaciones del gas natural en electrificación rural y en futuros proyectos.

1.- Introducción

Para el presente diagnóstico del sector energético en el área rural de Bolivia se ha utilizado información oficial que generan las instituciones sectoriales relacionadas con el desarrollo y la energización rural. Adicionalmente las entrevistas a “informantes clave” tanto desde la óptica de planificación participativa como indicativa, permitieron enriquecer con valiosos aportes desde perspectivas de la realidad objetiva de estas ópticas. A todo ello se suman las experiencias previas del consultor relacionadas con electrificación rural y desarrollo, tanto en la elaboración como ejecución de proyectos para el área rural.

Es importante mencionar que la estructura del documento está constituida con información que va desde lo general a lo específico. Se inicia con información que permite al lector situarse en la realidad boliviana y en algunos casos comparar con sus propias realidades, que de hecho son muy similares en los pueblos latinoamericanos. Continúa con información específica del área rural en aspectos socioeconómicos, organizativos y sectoriales relacionados con energía. Para ir culminando con experiencias concretas de proyectos, planes y estrategias de energía rural que se desarrollaron los últimos diez años y los que actualmente se desarrollan.

El documento culmina con el detalle de las “lecciones aprendidas” sobre energización rural y participación de la sociedad civil, que de hecho son varias pero posiblemente no todas. Cabe mencionar que la redacción de las lecciones aprendidas incorporan a las barreras para la electrificación rural, ya que están correlacionadas entre sí y generalmente siguen procesos iterativos para la adecuada toma de decisiones.

Un tema de especial importancia, por las características del tema que nos ocupa y por el enfoque que tiene el presente proyecto, se refiere a la experiencia de CINER en un proyecto de empoderamiento de la sociedad civil para la toma de decisiones para energización rural. Posiblemente se estén desarrollando experiencias similares en otras temáticas relacionadas con el desarrollo rural, pero el consultor no tuvo información que permita ser insertada en este documento.

2.- Información general de Bolivia

Bolivia es el quinto país más extenso de Sudamérica con una superficie de 1' 098 581 km². Limita al norte y noreste con el Brasil, al sudeste con el Paraguay, al sud con Argentina y al oeste con el Perú y Chile. Es un país que no tiene salida al mar al igual que Paraguay.

2.1.- División política

El territorio boliviano está conformado por nueve regiones administrativas denominadas “Departamentos”. Los departamentos están subdivididos en provincias (112 en total), las cuales a su vez tienen secciones de provincia (327 en total) que a partir de la promulgación de

la Ley de participación popular (1994) son reconocidas como municipios y adquieren una importancia relevante en las decisiones económicas y de desarrollo de sus territorios. La ciudad capital del país es Sucre, sin embargo la sede de gobierno se encuentra en la ciudad de La Paz.

Cuadro #1. Subdivisión de los Departamentos de Bolivia

Departamento	Superficie (km²)	Provincias	Municipios
Bolivia	1'098581	112	327
Chuquisaca	51524	10	28
La Paz	133985	20	80
Cochabamba	55631	16	45
Oruro	53588	16	35
Potosí	118218	16	38
Tarija	37623	6	11
Santa Cruz	370621	15	56
Beni	213564	8	19
Pando	63827	5	15

Fuente: INE

La figura a continuación denota la división territorial de Bolivia con sus nueve Departamentos

Figura #1: Distribución de los Departamentos de Bolivia



Fuente: [FOTW Flags of the World](#)

El país tiene tres áreas geográficas bien marcadas:

Cordillera (Altiplano) Situada a una altitud de 3000 a 4000 metros sobre el nivel del mar.

Valles Situados entre los 1500 y los 3000 metros.

Llanos De una altura mínima de 220 metros de altitud.

Bolivia tiene una variedad climática que va desde el frío altiplánico, pasando por templado en regiones de valles, hasta calor tropical en la zona de los llanos orientales.

Bolivia es un país multi-étnico y pluricultural con una población de casi 8.6 millones de habitantes distribuidos en tres eco-regiones – altiplano, valle y llanos; con una densidad poblacional de 7.8 habitantes por km².

El país todavía experimenta un crecimiento rápido de su población de 2.33% anual. La población menor de 15 años representa el 41% del total y la edad mediana es de 20.3 años (31.2 % se encuentra en el tramo de edad de 10 a 24 años). La población de adultos mayores es de 4%. La población masculina y femenina está prácticamente distribuida a un 50%.

El idioma principal es el español, pero existen tres idiomas nativos que coexisten con el español, éstos son el Quechua, Aymará y el Guaraní.

2.2.- Estructura Política-Social y Económica.

Poderes del Estado.- La Constitución Política del Estado establece en su Artículo 2^o que la soberanía reside en el pueblo, es inalienable e imprescriptible; su ejercicio está delegado a los poderes Legislativo, Ejecutivo y Judicial. La independencia y coordinación de estos poderes es la base del gobierno.

Poder Ejecutivo.- Está constituido por un presidente y vicepresidente de la República elegidos por sufragio directo por un período de cinco años. Tiene 15 ministerios y 3 delegaciones especiales. Los ministerios cuentan con viceministerios y éstos a su vez con direcciones generales.

El gobierno central es elegido por un periodo de cinco años y el presidente de la República elige a sus ministros de Estado como colaboradores directos para la función de gobierno y para la administración de los gobiernos regionales en los Departamentos, a partir del 4 de diciembre del año 2005, se elegirán por sufragio directo a los Prefectos que ejercerán sus funciones por un periodo de cinco años.

Poder Judicial.- Conformado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación (12 magistrados), el Tribunal Constitucional, el Consejo de la Judicatura, las Cortes Superiores de Distrito y los Tribunales Ordinarios de Justicia.

Poder Legislativo.- Ejerce funciones en el Honorable Congreso Nacional, compuesto por la Cámara de Senadores y Cámara de Diputados conformadas por 27 senadores y 130 diputados, respectivamente.

La moneda oficial es el Boliviano (Bs) y tiene un valor de cambio actual de 8.07 Bs/\$US (octubre 2005). El producto interno bruto per cápita es de \$US 870 (año 2003).

2.3.- Datos de población y vivienda

El Censo nacional de población y vivienda realizado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) el 5 de septiembre de 2001 empadronó a 8'274 325 habitantes, de los cuales 5'165 882 (62.4%) fueron registrados en el área urbana y 3'108443 (37.6%) en el área rural. Para la determinación de área rural se consideran a zonas con menos de 2000 habitantes.

Cuadro #2. Bolivia: Población total por área, según departamento

DEPARTAMENTO	POBLACIÓN TOTAL		
	Total	Área Urbana	Área Rural
TOTAL	8'274 325	5'165 230	3'109 095
Chuquisaca	531 522	218 126	313 396
La Paz	2'350 466	1'552 146	798 320
Cochabamba	1'455 711	856 409	599 302
Oruro	391 870	236 110	155 760
Potosí	709 013	239 083	469 930
Tarija	391 226	247 736	143 490
Santa Cruz	2'029 471	1'545 648	483 823
Beni	362 521	249 152	113 369
Pando	52 525	20 820	31 705

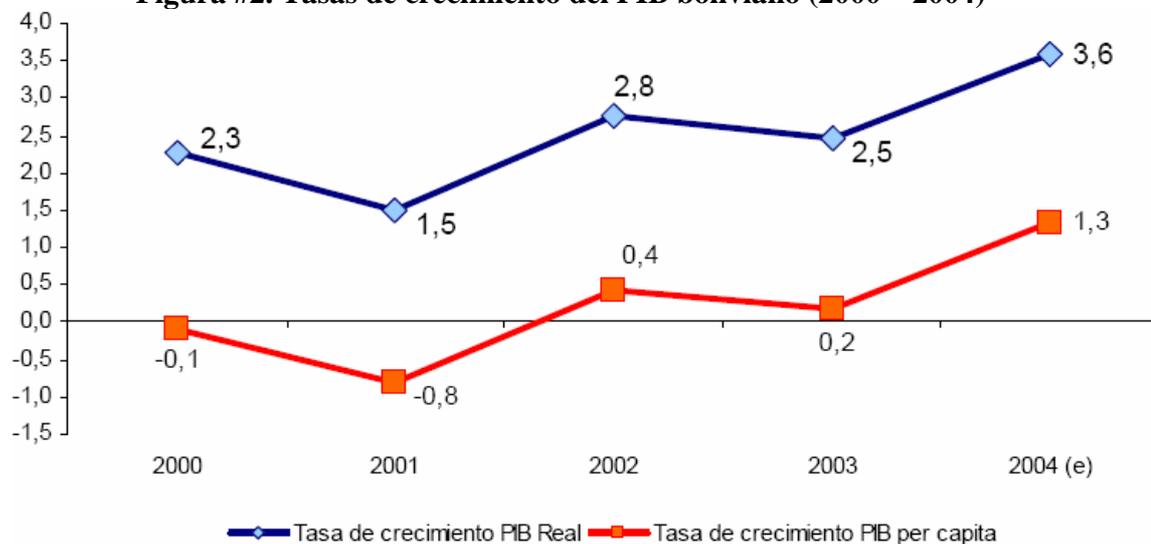
Fuente Instituto Nacional de Estadística

2.4.- Información macroeconómica

La tasa de crecimiento del PIB real para el año 2004 fue de 3.6%, valor mayor al del año 2003 que se vio afectado por los problemas políticos y sociales durante el gobierno del Lic. Gonzalo Sánchez de Lozada que culminó con la sucesión del mandato al vicepresidente constitucional (Lic. Carlos Mesa G) y posteriormente, el año 2005, asume la presidencia constitucional el Dr. Eduardo Rodríguez Veltzé (que ejercía el cargo de presidente de la Corte Suprema de Justicia).

Durante el periodo 2004 tuvieron buen desempeño los sectores de hidrocarburos, manufactura, construcciones y recuperación de la minería (estaño, plomo, zinc y antimonio). Declinaron los sectores de la agricultura por factores climáticos adversos y el sector financiero.

Figura #2. Tasas de crecimiento del PIB boliviano (2000 – 2004)



Fuente: UDAPE – Bolivia.

La inflación acumulada hasta fines del año 2004 es del 4.4% y el año 2003 fue de 3.9%. La tasa de inflación está en permanente crecimiento desde el año 2002. El año 2001 se tuvo el valor más bajo de la tasa de inflación en el periodo de los últimos siete años, teniendo un valor de 0.9%.

El crecimiento del PIB per cápita de 1.3%, (descontado el aumento de la población) revierte la tendencia de los 5 últimos años en que registró tasas negativas en 1999 y 2001 y tasas cercanas a cero en los otros.

El índice de pobreza para el año 2004 es del 63.6% y la tasa de desempleo es de 8.7%.

Cuadro #3. BALANZA COMERCIAL
(En millones de \$US)

COMERCIO EXTERIOR	1999	2000	2001	2002	2003^P	2004^P
Exportaciones FOB	1051.1	1246.1	1284.6	1298.7	1573.4	1553.7
Indice Base	84.40	100.00	103.10	104.20	126.30	166.20
Importaciones CIF	1755.1	1829.7	1707.7	1774.9	1609.5	1292.4
Indice Base 2000 = 100	95.90	100.00	93.30	97.00	86.00	94.20
Saldo	- 704.0	-583.6	-422.9	-476.2	-36.0	261.3

Fuente: ADUANA NACIONAL- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICA

Notas: (p) Cifras Preliminares. 2004: Enero - Septiembre

Respecto a la balanza comercial del país, se puede notar en el cuadro que en los últimos 5 años el saldo fue negativo para el país, es decir que se importaba más que lo que se exportaba. Sin embargo para el año 2004 el saldo es positivo, en un valor de 261.3 millones de \$US.

Las importaciones principales están referidas a la categoría de suministros industriales. La segunda categoría de importaciones es la de bienes de capital.

Las exportaciones de Bolivia están fuertemente soportadas por la categoría de petróleo crudo y gas natural.

El aparato productivo nacional tiene como características más importantes la dependencia directa a las importaciones, bajo grado de diversificación de productos, insuficiente tecnología y competitividad baja. Estos problemas están expresados en la crisis de la producción minera, inadecuado desarrollo de la industria manufacturera y el retraso en la producción agrícola. La baja inversión mantiene la tecnología obsoleta en el aparato productivo industrial. Estos factores contribuyen a los bajos niveles de productividad

En vista de la carencia de oportunidades de empleo en el sector urbano formal, los migrantes se han venido empleando principalmente en actividades informales. Estos factores han determinado que en Bolivia exista una concentración muy alta de microempresas. El sector de micro y pequeñas empresas juega un papel predominante en la creación de puestos de empleo

Según datos del Instituto Nacional de Estadística (INE), el sector microempresarial urbano del país ocupa a alrededor de 800000 personas lo que representa el 63% de la Población Económicamente Activa (PEA) urbana del país.

La creación de un valor agregado en la manufactura está en los procesos simples de transformación de material, el 75% de las industrias son clasificadas como micro-industrias y el 25 % son industrias con generación de empleo mayor a 5 operarios.

Bolivia es un país altamente endeudado. A 2003, el total de la deuda externa ascendía a \$us. 5041.7 millones. Los principales acreedores son los organismos multilaterales cuyo saldo asciende a esa fecha a \$us. 4218.2 millones y la deuda bilateral cuyo saldo asciende a \$us. 820.7 millones. Entre ambos representan casi el 100% del total.

Bolivia ha sido beneficiada por la comunidad internacional con el programa HIPC (Highly Indebted Poor Countries). Gracias a este mecanismo, Bolivia se beneficiará con la reducción del pago de la deuda multilateral y bilateral por un monto de \$us 854 millones en Valor Presente Neto, cuyo valor nominal asciende a \$us 1300 millones.

En 2001 Bolivia calificó para participar en la iniciativa HIPC por segunda vez no sólo por el grado de pobreza y endeudamiento sino también gracias a un notable comportamiento macroeconómico.

3.- Contexto del sector rural

3.1.- Características de la población rural

La población del área rural tiene diversos orígenes étnicos y se han producido permanentes migraciones tanto espontáneas como dirigidas a través de programas de colonización que finalmente resultaron en algunos casos en mestizajes y en otros algunos pueblos originarios han mantenido sus condiciones de raza casi inalterables, resistiendo a las diferentes tipos de conquistas como la de los españoles o grupos étnicos de otras zonas de Bolivia.

El pueblo indígena es la colectividad humana que descende de poblaciones asentadas con anterioridad a la conquista o colonización, y que se encuentran dentro de las actuales fronteras del Estado; poseen historia, organización, idioma o dialecto y otras características culturales, con la cual se identifican sus miembros reconociéndose como pertenecientes a la misma unidad socio-cultural; mantienen un vínculo territorial en función de la administración de su hábitat y de sus instituciones sociales, económicas, políticas y culturales.

En Bolivia alrededor del 60% es de origen indígena y originario. Una manera de clasificar a los pueblos indígenas en Bolivia es mediante una exposición antropológica coherente con el tratamiento ecológico. De este modo resultan los siguientes etnoconjuntos:

Andino (altiplano y valles), del Oriente (llanos cruceños y chiquitanía), del Chaco, de la Amazonía (norte y sur de la llanura beniana)

AREA ANDINA (tierras altas: altiplano, valles y yungas) Departamentos: La Paz, Chuquisaca, Potosí, Oruro, Cochabamba y una parte de Santa Cruz.

El quechua y el aymara son los idiomas indígenas más hablados y presenta un alto grado de mestización.

La forma de organización básica es el *ayllu*. Mediante un control económico directo y una ampliación en el uso y manejo de distintos nichos ecológicos se configuraron las Federaciones

étnicas: Kolla, Lupaca, Pacaje, Charka, Yamparae, Lipez, Chicha, Killaca, etc. que en muchos casos tenían lengua propia y formaban parte del Kollasuyo: región político-administrativa del Tawantinsuyo Inca, y cuyo sistema de organización macrosocial y multinacional estaba basado en el control vertical máximo de pisos ecológicos.

El concepto de territorio fue socavado y fracturado desde la colonia, pasando por la república, hasta nuestros días.

ORIENTE, CHACO Y AMAZONÍA (tierras bajas) Departamentos: Santa Cruz, Beni, Pando y parte de Tarija, Chuquisaca.

En esta vasta región, que representa casi el 70% del territorio boliviano, es difícil establecer cuántos pueblos existieron antes de la colonia pues muchos desaparecieron con la conquista.

Todo el territorio de las tierras bajas fue ocupado por pueblos mayormente nómadas, pero también sedentarios.

La organización social, basada en sistemas de reciprocidad de grupos, fue de carácter extenso: grupos familiares mayores donde el individuo y familia nuclear no aparecen como unidad.

Antes de la conquista existían grupos étnicos que lograron acumular excedentes, conquistar y someter a grupos menores o menos fuertes. Como por ejemplo los Guaraníes que llegan a establecer una frontera de intercambio con el mundo andino; no dejan avanzar a los Incas, pero comercian con ellos.

Cuadro #4 Distribución de grupos étnicos de Bolivia

PUEBLO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	REGION	POBLACION (Hab)
Afro - Boliviano	La Paz	Sud Yungas Nor Yungas	Andina	30.722
Araona	La Paz	Iturrealde	Amazónica	97
Aymara	La Paz, Oruro, Potosí	Varias	Andina	1.549.320
Ayoreo	Santa Cruz	Germán Bush Chiquitos Ñuflo de Chávez	Amazónica	3.100
Baure	Beni	Itenez	Amazónica	4.750
Cávineño	Beni Pando	Vaca Diez, Ballivián Madre de Dios	Amazónica	2.850
Cayubaba	Beni	Yacuma	Amazónica	4.500
Chácobo	Beni	Vaca Diez	Amazónica	1.050
Chimán	Beni La Paz	Ballivián Sud Yungas	Amazónica	7.130
Chiquitano	Santa Cruz	Ñuflo Chávez Velasco, Chiquitos	Amazónica	61.520
Ese Eja	Pando Beni La Paz	Madre de Dios Vaca Diez Ballivián Iturrealde	Amazónica	2.180
Guarani (Ava, Izoceño, Simba)	Santa Cruz Chuquisaca Tarija	Cordillera Luis Calvo Hernando Siles O' Connor Gran Chaco	Chaqueña	75.500
Guaraya	Santa Cruz	Guarayos	Amazónica	9.520
Itonama	Beni	Itenez	Amazónica	5.240
Joaquiniano	Beni	Mamoré	Amazónica	3.150
Leco	La Paz	Larecaja		2.700
Machineri	Pando	Nicolás Suárez	Amazónica	195
Moré	Beni	Mamoré	Amazónica	360
Mosetén	La Paz Beni	Sud Yungas Ballivián	Amazónica	3.280
Movida	Beni	Yacuma	Amazónica	7.100
Moxeño (Trinitario, Ignaciano)	Beni	Moxos Cercado Marbán	Amazónica	38.500
Nahua	Pando	Manuripi	Amazónica	N.D.
Pacahuara	Beni	Vaca Diez	Amazónica	17
Paiconeca	Santa Cruz	Ñuflo de Chávez	Amazónica	3.780
Quechua	Chuquisaca Cochabamba Potosí Oruro	Varias	Andina	2.298.980
Sirionó	Beni	Cercado	Amazónica	830
Tacana	La Paz Beni	Iturrealde Ballivián Vaca Diez	Amazónica	8.380
Tapiete	Tarija	Gran Chaco	Chaqueña	172
Toromona	La Paz	Iturrealde	Amazónica	N.D.
Uru (Chipaya,	Oruro	Iturrealde	Amazónica	2.180

PUEBLO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	REGION	POBLACION (Hab)
Murato, Hiruito)	La Paz	Varias	Andina	
Weenhayek	Tarija	Gran Chaco	Chaqueña	2.440
Yuminahua	Pando	Nicolás Suárez	Amazónica	390
Yuqui	Cochabamba	Carrasco	Amazónica	153
Yuracaré	Cochabamba Beni	Chapare Carrasco Moxos	Amazónica	3.440

Fuente: CIPCA

3.2.- Esquemas de organizaciones para el sector rural

Históricamente en Bolivia han existido diversas formas de organización de las comunidades rurales para la toma de decisiones, algunas relacionadas con el poder dominante de gobiernos de turno, otras de forma tradicional por razones étnicas y también las relacionadas con políticas de Estado a través de leyes como la de participación popular.

3.2.1.- Los gobiernos municipales

Una reforma de especial relevancia desde la perspectiva de la equidad y de construcción de ciudadanía fue la Ley de Participación Popular (LPP), promulgada en 1994. Apunta a la descentralización del uso de los recursos públicos y promueve la presencia organizada de la comunidad local, a través del Comité de Vigilancia (encargado de hacer seguimiento a la gestión municipal). Así, la LPP introdujo un efecto de distribución igualitaria de los recursos de coparticipación y organizó una gestión municipal que permite articular las demandas y representación de la comunidad organizada, favoreciendo la construcción democrática y la apertura de nuevos espacios de desarrollo humano.

Este proceso, que tuvo avances importantes hasta 1997, luego decayó. Persisten problemas como la debilidad institucional de los municipios (en recursos escasos, insuficiente personal calificado y rotación de los empleados) en muchos casos por razones políticas. Otros temas pendientes son la deficiente articulación entre los niveles municipal y central y la inexistencia de estrategias regionales que incorporen el desarrollo municipal y eviten la atomización que debilita las posibilidades de desarrollo de los municipios, especialmente de los más pobres y pequeños, a menos que formen mancomunidades¹.

La administración y representación de los municipios está encargada a los gobiernos municipales y tienen una duración de cinco años y son electos por voto popular de los integrantes de un municipio. Adicionalmente a la LPP, la Ley 2028 de Municipalidades, define las competencias y finalidades del Gobierno Municipal:

¹ Molina, 1999.

- ✓ En materia de Desarrollo Humano Sostenible
- ✓ En materia de Infraestructura
- ✓ En materia Administrativa Financiera
- ✓ En materia de Defensa del Consumidor
- ✓ En materia de Servicios
- ✓ Otras competencias están relacionadas con: actos administrativos aprobados por instancias públicas, previsión en la asignación de recursos suficientes para cumplir dichas atribuciones que garantice la sostenibilidad.

Los principales Actores Municipales son:

- El *Concejo Municipal*, es la máxima autoridad del Gobierno Municipal; constituye el órgano deliberante, normativo y fiscalizador. Tiene potestad Normativa: Ordenanzas y Resoluciones; además de fiscalizar mediante: verificación, control, comprobación e inspección.
- El *Alcalde Municipal*, es la máxima autoridad Ejecutiva del Gobierno Municipal. Tiene potestad: Ejecutiva, Administrativa y Técnica dentro de su jurisdicción territorial que es la sección de provincia.
- El *Sub Alcalde*, es un ciudadano designado por el alcalde, como responsable administrativo del Distrito Municipal, tiene como principales competencias la de ejercer funciones delegadas por el alcalde a nivel de distrito, supervisar por una adecuada prestación de los servicios públicos, coordinar y participar en la formulación del POA y el PDM en su distrito, promover el desarrollo económico y social en su distrito.
- El *Agente Municipal*, es un miembro de la comunidad elegido por voto popular, sus funciones tienen el mismo periodo que los concejales. Ejerce funciones delegadas por el Concejo Municipal y coordina con el sub alcalde a nivel de cantón, participa en las sesiones del Concejo municipal con derecho a voz en asuntos del cantón.

Las *Organizaciones Territoriales de Base (OTB)*, son sujetos de la Participación Popular expresadas en las comunidades campesinas, pueblos indígenas y juntas vecinales, organizadas según sus usos y costumbres. Apoyan en la formulación del Plan Operativo Anual (POA), supervisan su ejecución y son los principales responsables del mantenimiento, resguardo y protección de bienes de dominio público.

El *Comité de Vigilancia*, es una instancia organizativa de la sociedad civil que articula las demandas de las OTB's, con la Planificación Participativa Municipal, la vigilancia social de la Administración Municipal y la canalización de iniciativas y acciones que beneficien a la colectividad.

En la temática de proyectos de desarrollo en los municipios, los gobiernos municipales con interlocutores válidos para la toma de decisiones y de contraparte de proyectos.

3.2.2.- Mancomunidades municipales

Una mancomunidad es una agrupación de varios municipios para la realización de objetivos comunes.

La legislación boliviana establece una mancomunidad obligatoria, que es la que deben realizar los municipios de población menor a cinco mil habitantes, si quieren habilitarse para recibir su coparticipación de los tributos nacionales.

Pero también existen mancomunidades voluntarias. En ellas los participantes se comprometen a poner sus recursos, esfuerzos e inquietudes al servicio de un proyecto que no podrían realizar solos. Los municipios miembros coordinan sus acciones entre sí. Las actividades comunes se acuerdan en reuniones del directorio de la mancomunidad, en las que participan representantes de todos los municipios.

No necesariamente debe haber continuidad territorial entre los municipios que deciden conformar una mancomunidad voluntaria.

Los proyectos de desarrollo rural han encontrado en las mancomunidades fortalezas para alcanzar los objetivos planteados, sin embargo los intereses coyunturales de los municipios que se agrupan en mancomunidades no son sostenidos o totalmente compartidos, principalmente por razones políticas o por diferencias culturales y económicas.

3.2.3.- Los sindicatos campesinos

En Bolivia el denominativo “Campesino” surge después de la revolución de 1952² y es utilizado en regiones del altiplano, valles y oriente boliviano. Hace referencia a los habitantes nativos de áreas rurales dedicados a labores agropecuarias y que propagaron al sindicato rural como forma de organización (sindicatos, subcentrales, centrales, federaciones, etc.). La elección de los dirigentes del sindicato es por votación directa entre los miembros de la comunidad y sus funciones eran de las más variadas, entre ellas: representar a la comunidad, gestionar apoyo para mejoras en infraestructura, solucionar conflictos entre los miembros de la comunidad, organizar trabajos comunales, etc.

Estas organizaciones tuvieron poder incuestionable en decisiones no sólo locales sino también a niveles departamentales y nacional. Actualmente en áreas rurales persiste la influencia de los sindicatos que aunque son reconocidos por la Ley de participación popular, el poder que otrora ejercían se ha visto disminuido por las nuevas formas de organización relacionadas con el poder municipal.

² Anteriormente se denominaba “indio”

3.2.4.- Capitanías y ayllus

En la zona de los llanos y el Chaco, existen grupos socioculturales anteriores a la colonización española. Estos grupos asumen sus propias formas de organización (cabildos, capitanías, tentas) y sus propias autoridades (Mburuvicha, capitanes, presidentes). Producto de su marcha y otras acciones lograron que se les reconozca sus territorios bajo el denominativo de Tierras Comunitarias de Origen (TCOs). La Ley de Participación Popular reconoce a los Pueblos Indígenas y establece que "es la colectividad humana que descende de poblaciones asentadas con anterioridad a la conquista o colonización, y que se encuentran dentro de las actuales fronteras del Estado; poseen historia, organización, idioma o dialecto y otras características culturales, con la cual se identifican sus miembros reconociéndose como pertenecientes a la misma unidad socio-cultural; mantienen un vínculo territorial en función de la administración de su hábitat y de sus instituciones sociales, económicas, políticas y culturales".

En el altiplano y valles los grupos socioculturales que reivindican las formas y autoridades tradicionales de organización (como el ayllu, la marca y las parcialidades: mallku, jilacata, segundas mayores, etc.) y son contrarias al sindicato como forma de organización. Reclaman la reconstitución de sus territorios y autoridades. El Ayllu es un modelo social ancestral bajo una lógica de jerarquías y dualidad, correspondiendo a un modelo de ocupación territorial mediante unidades territoriales discontinuas. Los Ayllus, como formas de organización, están relacionados con el aspecto productivo y tienen que ver con el manejo y control del territorio. La estructura del Ayllu garantiza la producción y reproducción material, cultural y espiritual

Tanto las capitanías y ayllus como representación legítima de los pueblos originarios, con énfasis en algunas zonas del país, ejercen la tuición sobre decisiones en sus territorios. Por tanto para temas de desarrollo, resulta indispensable la interacción con sus autoridades.

3.3.- Servicios para la población rural

La información estadística que se consigna en este acápite y los posteriores, en varios casos hace referencia a datos oficiales del Instituto Nacional de Estadística (INE) en base al Censo del año 2001. La cual se mantiene en los reportes oficiales del anuario 2004 del INE.

Los servicios básicos para poblaciones rurales como educación, salud, agua potable, saneamiento básico, electricidad y telecomunicaciones tienen actualmente una dinámica creciente en cobertura y calidad de los servicios, ya que se han priorizado estos servicios, tanto por las autoridades municipales, como por los gobiernos regionales, central y la cooperación internacional. Pese a todos estos esfuerzos aún la cobertura de estos servicios no es suficiente.

3.3.1.- Educación y salud

Entre 1992 y 2001 según datos del INE, se evidencian progresos en infraestructura (materiales, espacios de la vivienda, servicios de agua, saneamiento e insumos energéticos) y en el mejoramiento de las condiciones de los recursos humanos (alfabetismo, escolaridad, atención y cobertura de los servicios de salud).

En el área urbana, 15.6% de la población tiene carencias en materiales de la vivienda, mientras que en el área rural 75.7% de la población se enfrenta a éstas. La diferencia es mucho más notable en insumos energéticos (energía eléctrica y combustibles para cocinar), 14.1% de la población urbana no cuenta con adecuados insumos energéticos, en tanto que en el área rural 91.2% no dispone de estos.

Al considerar las principales carencias que conforman el índice de necesidades básicas insatisfechas (NBI) se observa que 70.8% de la población presenta problemas de espacios en la vivienda, 58.0% Inadecuados Servicios de Agua y Saneamiento y 52.5% refleja déficit educacional.

En los departamentos de Pando, Beni y Potosí más de 70% de la población tiene inadecuación en los servicios de agua y saneamiento. Respecto a los insumos energéticos (energía eléctrica y combustible para cocinar), Potosí, Pando, Beni y Chuquisaca están por encima de 60% de déficit, en tanto que el resto están por debajo de 45%.

Cuadro # 5
BOLIVIA: COMPONENTES DEL ÍNDICE DE NECESIDADES BÁSICAS INSATISFECHAS
SEGÚN DEPARTAMENTO, CENSO 2001
(En porcentaje)

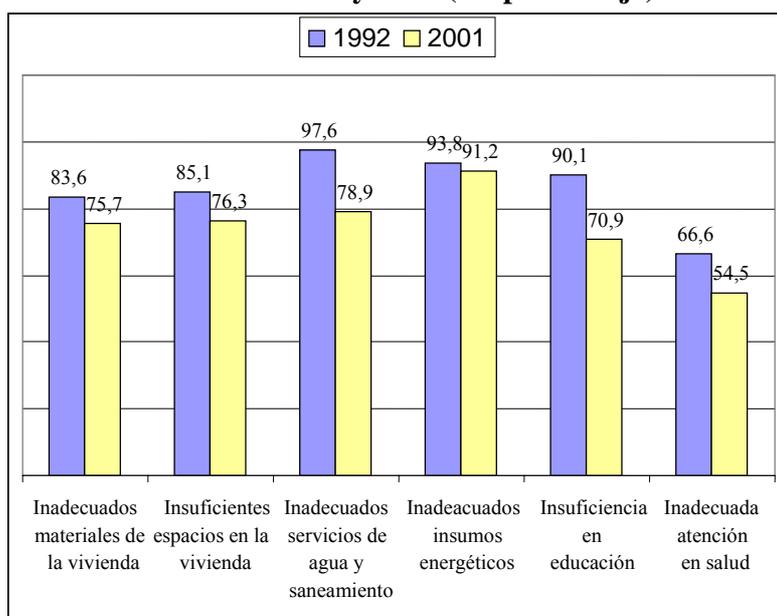
DEPARTAMENTO	VIVIENDA		SERVICIOS E INSUMOS ENERGÉTICOS		INSUFICIENCIA EN EDUCACIÓN	INADECUADA ATENCIÓN EN SALUD
	Inadecuados materiales de la vivienda	Insuficientes espacios en la vivienda	Inadecuados servicios de agua y saneamiento	Inadecuados insumos energéticos		
BOLIVIA	39.1	70.8	58.0	43.7	52.5	37.9
Chuquisaca	53.7	72.1	62.2	62.5	70.7	40.4
La Paz	41.9	66.0	53.2	39.0	49.1	64.9
Cochabamba	37.3	68.2	55.1	42.2	52.6	28.3
Oruro	39.2	67.2	65.9	41.8	47.2	58.8
Potosí	60.3	67.1	71.5	65.0	72.4	59.6
Tarija	30.4	71.5	45.6	43.1	60.5	14.7
Santa Cruz	23.0	77.0	55.8	33.9	43.6	6.4
Beni	63.2	85.0	82.4	64.2	54.6	31.7
Pando	40.4	80.5	83.6	64.8	61.3	39.3

Fuente: INE - UDAPE

Más de 70% de la población de los departamentos de Potosí y Chuquisaca manifiesta bajos niveles de educación, afectada por el analfabetismo y/o alto porcentaje de niños y niñas que no asisten a la escuela; mientras que Santa Cruz, Oruro y La Paz muestran menores niveles de insuficiencia educativa, por debajo de 50%. A excepción de los departamentos de Cochabamba, Tarija y Santa Cruz, donde menos de 30% de la población tiene inadecuada atención en salud, los demás departamentos están por encima de este índice, destacándose Potosí y Oruro con más de 55% de la población que no registra adecuada atención de salud.

Entre 1992 y 2001, los avances más importantes se evidencian en servicios de agua y saneamiento con una disminución de 17.9 puntos porcentuales y en indicadores de educación de 16.6 puntos porcentuales. Otro logro es la menor carencia en atención de salud que muestra una reducción de 15.7 puntos porcentuales.

Cuadro # 6
Indicadores rurales de necesidades básicas insatisfechas
Censos de 1992 y 2001 (En porcentaje)



Fuente: INE – UDAPE

El Ministerio de Servicios y Obras públicas de Bolivia (MSOP), a través del Viceministerio de Saneamiento Básico (VSB) realizó la actualización de la cobertura de los servicios de agua potable y saneamiento básico para el año 2004, tomando como base los datos oficiales del censo 2001. A continuación se muestran los datos:

Cuadro #7. Cobertura de los servicios de agua potable y saneamiento básico (año 2004)

AREA	Cobertura (%)		Población sin acceso	
	Agua Potable	Saneamiento	Agua potable (hab)	Saneamiento (hab)
Area Urbana	87.00%	48.50%	782 053	2' 961 246
Area Rural	48.00%	31.00%	1' 724 182	2' 329 951
Total nacional	72.50%	41.90%	2' 506 235	5' 291 197

Fuente INE, y proyecciones VSB - Población total- 9 085 142 (hab)

En el cuadro se puede notar que la cobertura de agua potable en el área rural no alcanza al 50% de la población y solamente un 31% de cobertura para saneamiento básico.

3.3.2.- Servicios de telecomunicaciones

Los servicios de telecomunicaciones se clasifican de distintas maneras. De acuerdo a las necesidades que cubren, se tiene una clasificación entre Servicios Básicos, los cuales comprenden Telefonía Local, Telefonía de Larga Distancia Nacional e Internacional, Telefonía Móvil, y Telefonía Pública, y Servicios No Básicos, que incluyen entre los principales a Servicios de Valor Agregado, Telex y Telegrafía, Radiodifusión, Televisión, Distribución de Señales, Busca Personas, Servicio Móvil de Despacho, Redes Privadas, Radioaficionados, etc.

Los servicios de telecomunicaciones en Bolivia son brindados por empresas privadas, cooperativas y una empresa capitalizada (ENTEL), tanto para áreas urbanas como rurales. El cuadro siguiente muestra el detalle de las empresas y el tipo de servicio que realizan.

Cuadro #8
Operadores de Servicios Básicos y No Básicos

SERVICIOS BÁSICOS	OPERADORES	SERVICIOS NO BÁSICOS	OPERADORES
Telefonía Local	15 cooperativas, ENTEL	Valor agregado	41
Telefonía Móvil	ENTEL, TELECEL, NUEVATEL, COTAS (reventa)	Telex y Telegrafía	1
Telefonía de Larga Distancia	ENTEL, AES, COTAS, BOLIVIATEL, NUEVATEL, ITS, COTEL, TELECEL	Radiodifusión	490
Telefonía Pública	15 cooperativas, ENTEL	Televisión	147
		Distribución de Señales	38
		Busca Personas	10
		Servicio de Despacho	2
		Redes Privadas	398
		Radioaficionados	185
		Redes Privadas para uso de Radio Taxis	336

Fuente: Superintendencia de Telecomunicaciones (SITTEL) con datos a diciembre de 2003.

En particular el servicio de telefonía tanto fija como móvil es la principal necesidad de telecomunicaciones en Bolivia, por tanto a continuación se muestran los datos de cobertura de estos servicios tanto para el área urbana como rural.

**Cuadro #9. HOGARES, SEGÚN ÁREA GEOGRÁFICA Y
DISPONIBILIDAD DE SERVICIO TELEFÓNICO, 1998 - 2002**

(En porcentaje)

DESCRIPCIÓN	1998	1999	2000	2001	2002
DISPONIBILIDAD DE SERVICIO TELEFÓNICO (FIJO O MÓVIL)					
Bolivia	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Sí tiene	19.57	24.41	24.36	23.66	24.70
No tiene	80.43	75.59	75.64	76.34	75.30
Área Urbana	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Sí tiene	33.56	38.46	37.64	37.26	38.40
No tiene	66.44	61.54	62.36	62.74	61.60
Área Rural	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Sí tiene	0.53	0.79	1.27	1.39	1.80
No tiene	99.47	99.21	98.73	98.61	98.20

Fuente: INE

La densidad del servicio telefónico en áreas urbanas del país para el año 2002 es de 38.40% en cambio la densidad telefónica en áreas rurales alcanza solamente al 1.80 %.

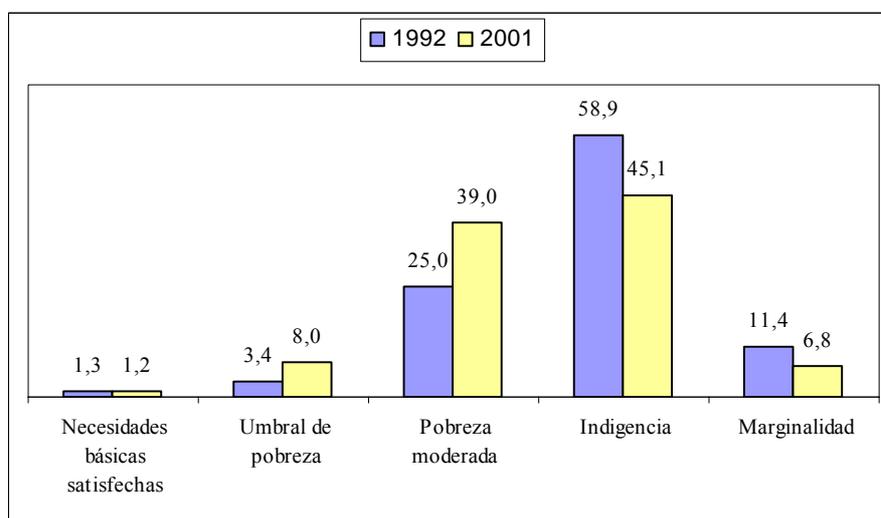
Bolivia es un país que, aún tomando en cuenta los avances logrados hasta el momento fruto de las reformas introducidas, tiene bajos índices de penetración telefónica y conectividad, elementos importantes para lograr un desarrollo más acelerado de la economía y del bienestar de la población. Al respecto, la principal dificultad que existe en la actualidad, y es motivo de preocupación constante, es lograr el acceso universal en el área rural. Con este objetivo, se han desarrollado varios proyectos como el Programa Nacional de Telecomunicaciones Rurales (PRONTER) con la finalidad de ampliar la cobertura de los servicios de telecomunicaciones a poblaciones rurales con menos de 350 habitantes, las cuales no se encuentran contempladas dentro de los Contratos de Concesión suscritos con los operadores de los servicios, para su atención en cumplimiento de las metas de expansión.

3.4.- Pobreza en el área rural

En el área rural, los cambios más importantes de 1992 a 2001 se producen en los porcentajes de marginalidad e indigencia. La reducción de la población en condición de marginalidad es de 11.4% a 6.8% y de la población en Indigencia de 58.9% a 45.1%.

Otro aspecto destacable en este periodo es el desplazamiento de la población rural del grupo de indigencia al de pobreza moderada. La población en indigencia disminuyó en 13.8 puntos porcentuales, mientras que la población en pobreza moderada aumentó en 14 puntos porcentuales.

Cuadro #10
Población rural por grupos de satisfacción de necesidades básicas
Censos de 1992 y 2001 (En porcentaje)



Fuente: INE - UDAPE

De acuerdo a la información del Censo 2001, 58.6% de la población boliviana es *pobre*, porcentaje que equivale a 4'695464 habitantes residentes en viviendas que no reúnen las condiciones apropiadas, carecen o presentan inadecuación de servicios de agua y saneamiento, utilizan combustibles no adecuados, tienen bajos niveles de educación y/o manifiestan inadecuada atención en salud. La población *no pobre* representa el 41.4% de los habitantes del país que equivalen a 3'318916 personas.

Cuadro #11
Población total, población en viviendas colectivas, población en viviendas particulares y población por situación de pobreza según departamento, CENSO 2001

PROVINCIA	POBLACIÓN CENSO 2001						
	TOTAL	QUE RESIDE EN VIVIENDAS COLECTIVAS Y OTRAS ⁽¹⁾	QUE RESIDE EN VIVIENDAS PARTICULARES (ESTUDIADA)	NO POBRES		POBRES	
				Total	Porcentaje	Total	Porcentaje
BOLIVIA	8,274,325	259,945	8,014,380	3,318,916	41.4	4,695,464	58.6
Chuquisaca	531,522	18,266	513,256	153,384	29.9	359,872	70.1
La Paz	2,350,466	64,559	2,285,907	772,719	33.8	1,513,188	66.2
Cochabamba	1,455,711	41,624	1,414,087	636,267	45.0	777,820	55.0
Oruro	391,870	10,277	381,593	122,826	32.2	258,767	67.8
Potosí	709,013	13,783	695,230	141,067	20.3	554,163	79.7
Tarija	391,226	19,297	371,929	183,066	49.2	188,863	50.8
Santa Cruz	2,029,471	71,008	1,958,463	1,213,352	62.0	745,111	38.0
Beni	362,521	17,211	345,310	82,838	24.0	262,472	76.0
Pando	52,525	3,920	48,605	13,397	27.6	35,208	72.4

Fuente: INE - UDAPE

Estos resultados, comparados con los de 1976 y 1992, permiten establecer algunas tendencias que revelan avances en las condiciones de vida de la población durante las tres últimas décadas. En 1976, el 85.5% de la población era pobre, en 1992 fue de 70.9% y el año 2001 es de 58.6%.

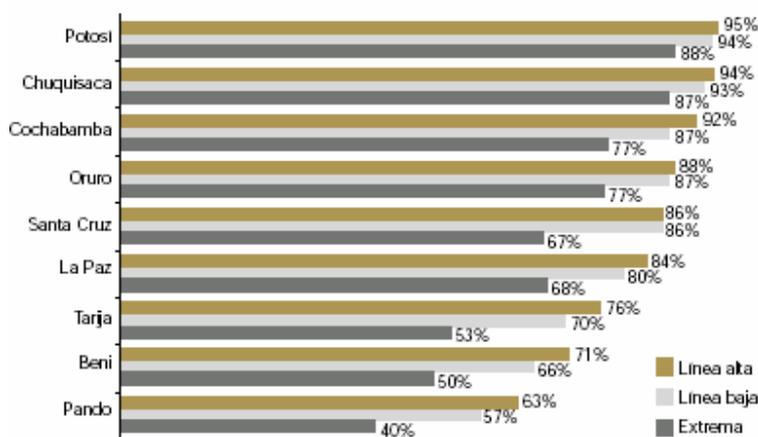
En áreas rurales, el ordenamiento de los departamentos según niveles de pobreza presenta cambios significativos. En primer lugar, prácticamente todas las áreas dispersas tienen una incidencia de pobreza mayor que el área urbana. En segundo lugar, el porcentaje de pobres con la línea alta no difiere significativamente del porcentaje de pobres con la línea baja. De la misma manera no hay diferencias apreciables entre el porcentaje de pobres moderados y el porcentaje de pobres extremos.

Las áreas dispersas de Potosí, Chuquisaca y Cochabamba tienen elevados porcentajes de incidencia de pobreza y extrema pobreza, la magnitud de pobreza es mayor al 90% cuando se utiliza la línea de pobreza alta y alrededor del 87% en el caso de la línea de pobreza baja. La extrema pobreza tiende a concentrarse particularmente en los departamentos de Potosí y Chuquisaca y conforman la región con los niveles de pobreza más altos en todo el país.

Al contrario, en áreas rurales de los Departamentos de Pando y Beni se observan menores niveles de pobreza extrema, alrededor del 50% de la población rural de dichos departamentos ha salido de la pobreza extrema.

Cuadro#12. Incidencia de pobreza (2001)

ÁREA RURAL: INCIDENCIA DE POBREZA SEGÚN DEPARTAMENTO, 2001



Fuente: Censo 2001 y ECHs 1999-2001

Los resultados por contexto urbano y rural evidencian que en el área urbana la pobreza afecta a 39 personas de cada cien, mientras que en 1992 afectaba a 53 personas. En el ámbito rural, 91 personas de cada cien se encuentran en esta condición con relación a 95 personas en 1992.

Entre 1992 y 2001, el departamento de Santa Cruz presenta la mayor reducción del porcentaje de pobres tanto en áreas urbanas y rurales. En el área urbana, la pobreza se redujo de 48.5% a

24.9% y en el área rural de 92.5% a 81.0%. En el mismo periodo, la menor reducción de pobreza se observa en el departamento de Potosí. En el área urbana, disminuyó de 51.7% a 48.3%, mientras que en el área rural aumentó de 95.1% a 95.4%.

3.5.- Ingreso familiar en el área rural

Más del 80% de los hogares rurales generan ingresos provenientes de la producción agropecuaria, generalmente en pequeños predios, ello hace que sea uno de los medios de vida más importantes. Sin embargo, el promedio de ingresos rurales per cápita es menor a \$us 25 por persona al mes, como resultado de bajos niveles de productividad. No es el propósito de este documento discutir las causas de la desigualdad, sino se circunscribe a mostrar las fuentes de ingreso que originan la desigualdad.

La estructura del ingreso familiar de los hogares rurales muestra que cerca del 20% del ingreso proviene de la producción agrícola comercial y 22.8% se destina al autoconsumo, entre ambos representan 41% del ingreso familiar de hogares rurales. La producción agrícola presenta una baja productividad y generalmente enfrentan precios bajos en el mercado, a pesar de ello el autoconsumo de productos agrícolas constituye una fuente para la seguridad alimentaria de los hogares rurales.

Los hogares que viven en áreas rurales no se dedican exclusivamente a labores agrícolas sino que también tienen producción pecuaria: más del 12% del ingreso familiar rural proviene de la actividad pecuaria y productos derivados de ésta, tanto en forma de venta como de autoconsumo. Las actividades pecuarias son fuentes importantes para mejorar el ingreso de los hogares rurales, porque amplían directamente la capacidad de consumo.

A lo largo del período de análisis (1999-2001), la estructura del ingreso familiar de hogares rurales en Bolivia permaneció estable, aunque se observa un aumento de la participación del ingreso agrícola comercial y una reducción del autoconsumo.

En todas las regiones, la producción agrícola (tanto para la venta como el autoconsumo) tiene la mayor contribución en la estructura del ingreso familiar. En el altiplano, el valor de los productos es más bajo, lo que determina que la contribución de la actividad agrícola comercial al ingreso familiar sea también reducido, y probablemente es uno de los determinantes de la mayor proporción del autoconsumo y de la incursión en actividades no agropecuarias.

En los llanos, la contribución de las actividades agrícolas comerciales y del autoconsumo, al igual que el valor de la producción pecuaria es elevada. Es probable que los productos agrícolas y pecuarios de los llanos tenga un valor más elevado. Los ingresos no agropecuarios y no laborales son sustancialmente más bajos en los llanos.

En las comunidades rurales de los valles, la producción agrícola predomina sobre las demás, tanto para la venta como para el autoconsumo, sin embargo se observa una menor participación de las actividades pecuarias en la generación de ingresos. Es probable que

muchas actividades agropecuarias tengan su origen en centros poblados menores y no necesariamente están en comunidades rurales.

Cuadro #13
Bolivia rural: Ingreso Familiar por año según fuentes, 1999-2001
(Porcentaje)

	1999	2000	2001	TOTAL
Total	100.0	100.0	100.0	100.0
Ingreso agrícola comercial	15.1	20.8	21.1	19.4
Autoconsumo	25.7	23.9	19.2	22.8
Ingreso pecuario y derivados	10.8	14.5	11.9	12.5
Ingreso no agropecuario	40.7	33.4	38.9	37.3
Ingreso no laboral	7.6	7.4	8.8	8.0

Fuente: Encuesta continua de hogares 1999-2001, INE

Cuadro #14
Bolivia: Estructura del Ingreso Familiar por región según fuentes,
Período 1999-2001 (Porcentaje)

	Altiplano	Valle	Llano
Total	100.0	100.0	100.0
Ingreso agrícola comercial	9.7	23.8	25.5
Autoconsumo	27.6	19.4	22.3
Ingreso pecuario y derivados	14.5	8.4	16.0
Ingreso no pecuario	39.7	40.4	31.3
Ingreso no laborales	10.8	8.0	4.9

Fuente: Encuesta continua de hogares 1999-2001, INE

La población rural se encuentra en una situación económica que va desde el nivel de extrema pobreza hasta la categoría de muy ricos, los extra pobres representan aprox. El 20% con ingresos desde 0 – 505 \$us/fam.año, después están los muy pobres 30% ingreso 506 – 900 \$us/fam.año, pobres 20% ingreso 901 – 1400 \$us/fam.año, medianos 20% ingreso 1401 – 2500 \$us/fam.año, ricos 8% ingreso 2501 – 16650 \$us/fam.año, y los muy ricos 2% ingreso 16651 – 140300 \$us/fam.año.

3.6.- La situación energética en el sector doméstico rural

Los consumos domésticos rurales de energía en familias que se encuentran en zonas donde no llegan los energéticos convencionales, están dominados por las demandas de cocción de alimentos (89% del consumo energético total), iluminación y comunicación (audiovisión) y otros usos, demandan el 11% de la energía restante. Los usos productivos de la energía en familias rurales dispersas, representan un porcentaje marginal del consumo total; cuando ellos existen son específicos, concretos y, deben abordarse de una manera particular.

En general, fuentes como la electricidad, kerosén, velas, pilas y diesel, que se usan para fines no térmicos, no son representativos en la matriz energética de los hogares rurales, representando sólo un 11% del uso final de la energía. Aunque no exigen grandes cantidades de energía, la iluminación (5%) y el entretenimiento (2%), son demandas de corte estratégico en lo que significa la calidad de vida rural y su participación a través de la información que reciba de los medios de comunicación.

El tipo de bioenergético utilizado depende de las condiciones regionales. En las comunidades dispersas en los valles, por ejemplo, el 91% de la demanda para la cocción de alimentos está cubierta por leña, mientras en el altiplano norte la demanda está satisfecha en un 53 % por estiércol.

En cuanto a eficiencia energética para la cocción, por cada unidad de energía útil obtenida se requiere 25 kg de leña o 33 kg de estiércol y solamente 1.41 kg de GLP, lo cual se traduce en que las familias rurales gastan hasta 2 a 3 veces mas energía para el mismo fin, que las familias que usan GLP.

A continuación se muestra el cuadro comparativo de cobertura de energéticos entre el área urbana y rural.

Cuadro# 15. Cobertura de energéticos para el año 2001 en las áreas urbanas y rurales	AREA URBANA	AREA RURAL	TOTAL NACIONAL
Total Hogares (2001)	1.214.104	763.561	1.977.665
Cobertura del servicio eléctrico	89.5%	24.5%	64.4%
Cobertura del GN o GLP para cocinar	86.7%	13.4%	58.4%
Cobertura de la leña para cocinar	8.2%	75.3%	34.1%

Fuente: INE CNPV-2001.

El Cuadro 15 muestra los fuertes contrastes urbano/rural de la cobertura de los servicios eléctricos y de los combustibles comerciales (GN y GLP) para cocinar. Mientras que en las áreas urbanas, las coberturas de los energéticos comerciales es alta, esta situación se invierte en las áreas rurales. El sustituto natural de los combustibles comerciales, sobre todo para la cocción es la leña. Este combustible tiene una muy baja eficiencia. Todos estos contrastes explican el valor de los dos indicadores del área social.

Cuadro# 16 . Tasas de crecimiento anual 1992-2001 de las coberturas de energéticos en el sector doméstico	URBANO 1992-2001	RURAL 1992-2001
Crecimiento Hogares 1992 a 2001	+4.5%	+1.8%
Crecimiento Cobertura de electricidad	+4.8%	+6.2%
Crecimiento Cobertura de leña para cocinar	+3.4%	+1.8%
Crecimiento Cobertura gas (GN o GLP) para cocinar	+5.1%	+5.1%

Fuente: INE CNPV -1992 -2001.

El Cuadro 16 muestra la tasa de crecimiento demográfico y las tasas de crecimiento de las coberturas de los energéticos entre 1992 y 2001 para las áreas urbanas y rurales.

Se puede observar que todos los crecimientos son positivos. Es decir que los energéticos comerciales como la electricidad, el GLP y GN han tenido un grado mayor de penetración entre 1992 y el año 2001 tanto en las áreas urbanas como rurales.

Por otra parte, se constata que la demanda de leña también ha crecido tanto en las áreas urbanas como en las rurales. Una de las principales causas de esta situación es la ausencia de infraestructura suficiente para la distribución de energéticos como el GLP o GN.

El crecimiento de la leña en las áreas urbanas se debe a que los procesos de urbanización sobrepasan la capacidad de oferta de los energéticos comerciales (GLP o GN) y creando presiones que incrementan el precio de éstos y justificando de esta forma la penetración de la leña.

En general, fuentes como la electricidad, kerosén, velas, pilas y diesel, que se usan para fines no térmicos, no son representativos en la matriz energética de los hogares rurales. Aunque no exigen grandes cantidades de energía, la iluminación y el entretenimiento, son demandas de corte estratégico en lo que significa la calidad de vida rural y su participación a través de la información que reciba de los medios de comunicación.

A través de experiencias en Bolivia, se ha evidenciado el interés y la voluntad de participación de la población campesina e indígena en los proyectos de electrificación, situación que se constata a partir de que los proyectos nacen de la iniciativa comunal ante las necesidades que enfrentan. Todos los proyectos que presentan son demandas sentidas y se encuentran respaldados por las solicitudes y compromisos que asumen los jefes de cada hogar, quedando de esta manera garantizada la participación de la comunidad y la apropiación del proyecto.

3.6.1.- Gastos en energía

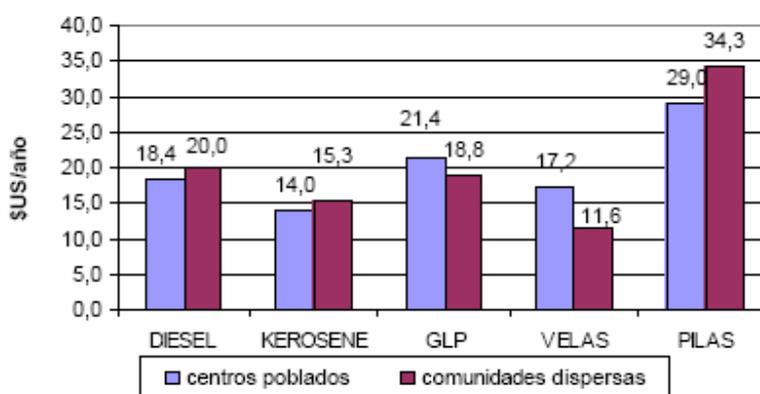
Tal como se mencionó anteriormente los gastos en energía en el área rural son importantes en relación a sus ingresos, más aún tomando en cuenta el nivel de eficiencia de los energéticos no comerciales respecto a la electricidad o GLP.

Se puede observar que a nivel país, en los centros poblados el mayor porcentaje de gastos por energético respecto a los gastos totales corresponde a las pilas utilizadas para radios (29%), seguido por el gasto en garrafas de GLP (21,4%), el gasto correspondiente al consumo de diesel es de 18,4%, el de velas asciende a 17.2% y en ultima posición se encuentra el gasto en kerosene que corresponde al 14% de los gastos totales en energéticos tradicionales. La

estructura de gastos por fuente en las comunidades dispersas presenta algunas variantes con relación a la de los centros poblados, las pilas son el energético con mayor porcentaje de gastos (34.3%), seguido del consumo de diesel (20%), el 18.8% de los gastos en energéticos corresponden al consumo de GLP, el 15.3% al kerosene y por último las velas con un porcentaje de 11.6.

Cuadro #17

Estructura Porcentual de Gastos en Energéticos Tradicionales por Fuente Energética (Todo País)



Fuente: INE - CIES

La agrupación por estrato de población de familias que no cuenta con el servicio de energía eléctrica, de acuerdo al siguiente cuadro observamos que en el estrato 1 que corresponde a poblaciones menores a 350 habitantes, el mayor porcentaje de hogares (33.7) se agrupa en el rango de gastos de energéticos tradicionales que varía de 0 a 30 \$us/año, así mismo en el estrato 2 de poblaciones mayores a 350 hasta 2000 habitantes, el mayor porcentaje de hogares (28.4) gasta también entre 0 y 30 \$us/año en el consumo de energéticos tradicionales, el estrato 3 (2001-5000 habitantes) presenta una situación igual, el 64.5% de los hogares tiene un gasto anual entre 0 y 30 dólares americanos y por último el estrato 4, que es aquel que agrupa poblaciones que varían entre 5001 y 10000 habitantes tiene el mayor porcentaje de hogares en el rango de gastos en energéticos tradicionales correspondiente a 70 y 90 dólares americanos por año.

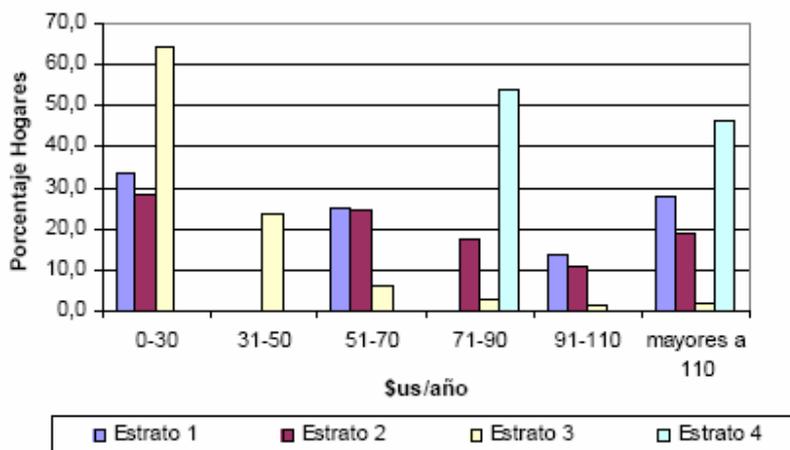
Cuadro #18

Porcentaje de hogares por estrato de población y rango de gastos en energéticos tradicionales en \$US/año

Rango	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
0 - 30	33.7	28.4	64.5	0.0
31 - 50	0.0	0.0	23.4	0.0
51 - 70	24.8	24.6	6.3	0.0
71 - 90	0.0	17.4	2.6	53.8
91 - 110	13.5	11.0	1.3	0.0
Mayores a 110	27.9	18.7	1.8	46.2
Total	100	100	100	100

Fuente: INE - CIES

Cuadro #19
Distribución del gasto anual en energéticos tradicionales por estrato de población
Hogares sin energía eléctrica

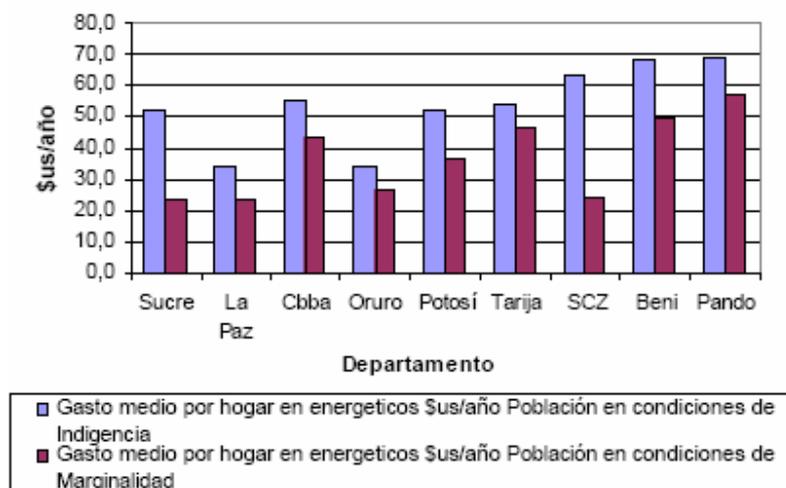


Fuente: INE - CIES

Se aprecia que prácticamente todos los estratos de población podrían pagar una tarifa eléctrica de 2.5 \$US/mes, considerando un principio de reconversión energética de su economía familiar y, orientar su gasto al pago de un servicio más conveniente de energía que aquella provista por los energéticos tradicionales.

En cuanto a los gastos en energéticos tradicionales y su relación con el nivel de pobreza se logró el siguiente cuadro, que muestra los distintos niveles de gastos en dólares americanos por año por Departamento.

Cuadro #20
Gastos anuales en energéticos tradicionales



Fuente: INE - CIES

El gasto anual promedio en dólares americanos correspondiente a energéticos tradicionales para la población nacional en condiciones de indigencia es de 53.5 y para la población en condiciones de marginalidad es de 36,7, el promedio para el total de población en condiciones de extrema pobreza es de \$us. 45.1 al año.

También se puede observar que existe una diferenciación del nivel de gasto por región geográfica, siendo el más bajo correspondiente al altiplano con un total de \$us. 40 para la población en condiciones de Indigencia y \$us. 29 para la población en condiciones de marginalidad.

En la región de Valles el gasto anual es de \$us. 54 para la población en condiciones de indigencia y \$us. 38 para la población en condiciones de marginalidad. La situación para la región tropical es muy diferente ya que para la población en condiciones de indigencia y marginalidad se estima un gasto anual en \$us. igual a 67 y \$us. 44 respectivamente.

El nivel de ingresos en el área rural varía según las actividades realizadas, vale decir que la actividad agropecuaria presenta el menor nivel de ingresos. La relación de los ingresos de otras actividades rurales respecto a los ingresos por actividades agropecuarias es de 2 a 1, esta relación es mayor (3.5 a 1) si comparamos los ingresos agropecuarios con el nivel de ingresos del área urbana. De acuerdo a lo mencionado anteriormente tenemos el siguiente cuadro:

Cuadro #21
Ingresos - gastos en energéticos (área rural)

Ingreso Anual por hogar en \$us Área Rural Actividad Agropecuaria	417
Ingreso Anual por hogar en \$us Área Rural Otras Actividades	906
Ingreso Anual por hogar en \$us Área Urbana	1.491
Gasto Anual por hogar en \$us Área Rural (Energéticos Tradicionales)	45
Gasto Anual por hogar en \$us Área Rural (Energía Eléctrica)	55
Gasto Anual por hogar en \$us Área Urbana (Energía Eléctrica)	83

Fuente: INE - CIES

Los gastos anuales por consumo de energía eléctrica tanto en el área rural como urbano son mayores a los gastos anuales por consumo de energéticos tradicionales, pero al comparar el porcentaje que representan estos gastos respecto al nivel de ingreso, la perspectiva cambia, pues el mayor porcentaje de gastos en energía respecto al nivel de ingresos, se observa en el la población que tiene el nivel más bajo de ingresos y de gastos en energía.

Cuadro #22
Gastos en energéticos vs ingresos

% del gasto anual en energéticos respecto al ingreso Área rural, actividades agropecuarias.	10.8
% del gasto anual en energéticos respecto al ingreso Área rural otras actividades.	6.1
% de gasto anual en energéticos respecto al ingreso Área urbana	5.6

Fuente: INE – CIES

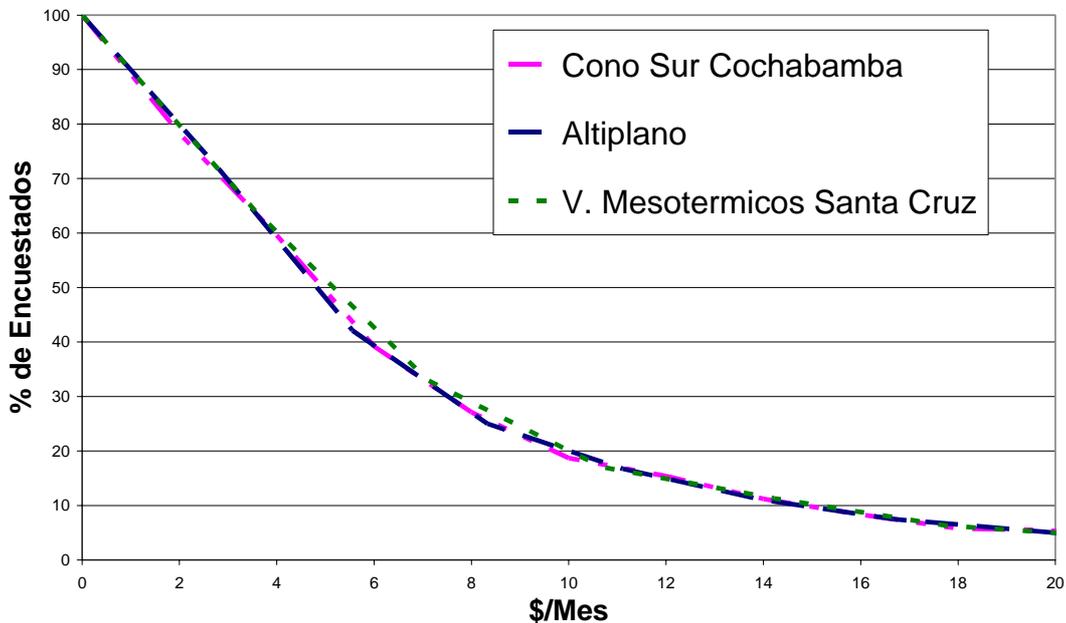
Para tener datos confiables de los gastos en energía que puedan ser sustituidas por electricidad (no se analizó cocción de alimentos), el VMEEAT con apoyo del Banco Mundial, en el marco del proyecto Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural (IDTR) encargó la

realización de encuestas en diversas zonas del país. Las zonas fueron de la de los llanos, valles y altiplano. Estas zonas son representativas para el país, porque muestran un patrón similar de consumo con el resto de las comunidades que pertenecen a las respectivas zonas, tal como se demostró en estudios anteriores.

Como se puede apreciar en la gráfica obtenida de las encuestas, los gastos promedios mensuales en energéticos tradicionales (velas, mecheros, lámparas a kerosene, pilas secas, etc) en las tres zonas difieren poco, notándose que hasta un 50% de la población gasta alrededor de 5 \$US/mes.

Figura #3

Gastos en Energia Tradicional



Fuente: CIES (Encuestas para el proyecto IDTR)

En lo que toca a la capacidad de pago, por lo exiguo de sus ingresos, es débil, aunque cuentan con la ventaja de poder utilizar los recursos que destinan a la compra de insumos energéticos (vela, kerosén, pilas y en algunos casos gas), para cubrir el costo del uso del servicio eléctrico.

3.6.2.- Voluntad de pago para electrificación rural

Para calcular los niveles de penetración de los sistemas eléctricos se acumula la población según diferentes segmentos, y se estima su capacidad de pago, bajo las siguientes premisas:

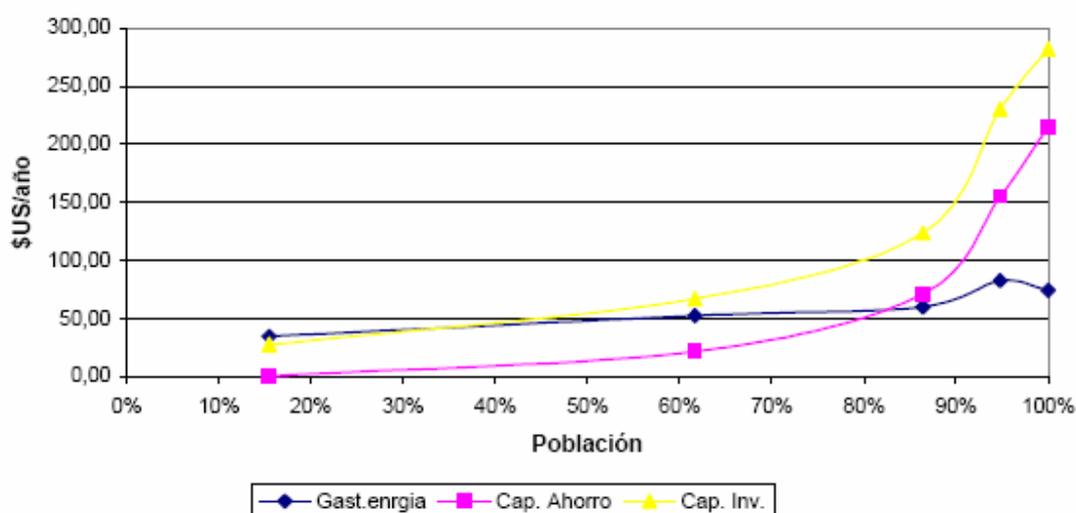
- a) La base de estimación de la disponibilidad a pagar, son los gastos actuales en energéticos tradicionales (pilas, velas, mecheros, lámparas a GLP, etc.).
- b) Se parte del principio de lograr una reconversión de la economía energética de la familia campesina. Es decir que los gastos que actualmente realiza en energéticos tradicionales, los

utilice para pagar un servicio eléctrico que le da mayores prestaciones, calidad y confiabilidad de servicio.

c) Se tiene como referencia qué, los futuros consumidores de electricidad conocen los costos de tarifa eléctrica mínima por mes en las zonas rurales, que se encuentra en alrededor de 2.5 \$US y, con éstas tarifas tienen un derecho a 15 – 20 kWh mes de consumo mínimo.

La caracterización lograda de la población se muestra en el siguiente gráfico.

Figura #4
Distribución de población



Fuente: INE - CIES

En el gráfico se muestra las curvas acumuladas de donde se puede concluir que:

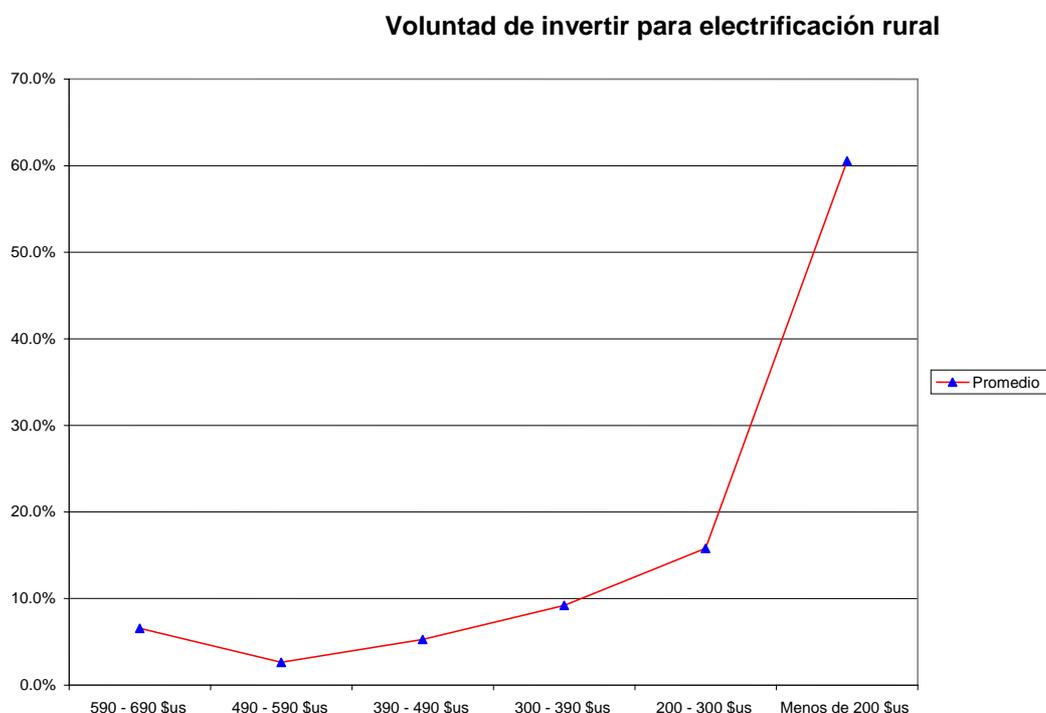
- ✓ Un 87% de la población tiene gastos energéticos que no superan los 53 \$US/año.
- ✓ Un 16% tiene la capacidad más baja para el acceso a servicios de electricidad.
- ✓ Un 80% de la población tiene una capacidad de ahorro anual comprendida entre 0 y 50 \$US/año.

En general los pobladores del área rural están dispuestos a pagar por el acceso a servicios eléctricos. Sin embargo además de la limitante de su capacidad de pago, algunas personas esperan que los sistemas de electrificación rural sean financiados en mayor porcentaje con fondos públicos o de Cooperación internacional; quizás esto se deba a la práctica totalmente asistencialista que realizaron algunas instituciones en sus planes de intervención en el área rural de Bolivia.

Adicionalmente a la información que el VMEEAT recopiló en relación al gasto en energía, se efectuó encuestas y el análisis de la voluntad de los pobladores rurales en invertir sus recursos económicos en sistemas eléctricos y en particular en sistemas fotovoltaicos. Los datos son válidos para fines del presente diagnóstico y los resultados se muestran en el siguiente gráfico.

Figura #5

% de población que está dispuesta a comprar SFV



El principal resultado del análisis es que los pobladores de las zonas encuestadas, estarían dispuestos a comprar sistemas fotovoltaicos a crédito aproximadamente un 20%, teniendo la voluntad de invertir entre 200 a 300 \$US.

Otra fuente importante de información para el análisis proviene de la experiencia con proyectos anteriores en Bolivia, ejecutados ya sea por empresas privadas o a través del apoyo de la Cooperación Internacional. De estas experiencias se puede concluir que aproximadamente sólo el 25% de un mercado potencial en el área rural instala efectivamente sistemas fotovoltaicos en sus hogares.

Con respecto a proyectos con extensiones de redes, en general los consumidores pagan sus tarifas mensuales sin mayores inconvenientes, claro está que la cultura de efectuar pagos periódicos por este servicio no es una práctica común entre los pobladores rurales, ya que antes de tener acceso a servicios eléctricos, las fuentes energéticas tradicionales eran adquiridas en ferias o en ocasiones en las cuales los pobladores disponían de recursos económicos.

En las poblaciones que cuentan con grupos electrógenos a diesel, pese a ser tarifas mayores a las otras fuentes, la voluntad de pago de los consumidores es también positiva.

En cuanto a la conciencia que tienen las familias para cubrir el costo del uso del servicio, se hace evidente que existe una real predisposición y una voluntad plena de las comunidades para pagar por el consumo en caso de disponer de energía eléctrica.

Se hace evidente que el imaginario poblacional identifica muy claramente los impactos positivos que pueden esperarse de los proyectos de electrificación rural, que potencialmente están presentes, situación que predispone positivamente a los futuros consumidores de electricidad al pago por el servicio.

4.- Marco institucional vigente

4.1.- Estructura Institucional

Las estructura institucional del sector eléctrico en Bolivia está conformada principalmente por tres actores según lo estipulado en la Ley de Electricidad # 1604: el ente normador del sector, que es el Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones (VMEEAT), dependiente del Ministerio de Servicios y Obras Públicas (desde marzo de 2003), el ente regulador, que es la Superintendencia de Electricidad y el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que se encarga de la administración del Mercado Mayorista.

El VMEEAT, como ente normador, está encargado de la formulación de la política energética del país, propone normas reglamentarias, elabora el Plan Referencial para el sistema interconectado nacional, que es un documento técnico – económico de planificación que está conformado por un programa de obras de generación y transmisión que identifica los requerimientos de la demanda en los próximos diez años. De manera similar para los Sistemas aislados está encargado de elaborar los Planes Indicativos para periodos quinquenales. Este Viceministerio tiene a su cargo uno de los planes más importantes para incrementar la cobertura de servicio de electricidad en el campo rural. Este plan se denomina Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER). En el ámbito de las competencias legales, el VMEEAT, es la cabeza sectorial para establecer y perfeccionar los marcos legales vigentes.

Adicionalmente a lo estipulado en la ley de electricidad, se tiene la Ley de Organización del Poder ejecutivo (LOPE) # 2446 de 19 de marzo de 2003 y el Decreto Supremo # 26973 de 27 de marzo de 2003, Reglamento a la ley LOPE, que asigna al VMEEAT las siguientes funciones:

- a) Proponer políticas en materia de energía, promoviendo el desarrollo integral del sector.
- b) Evaluar el cumplimiento y aplicación de la legislación del sector. Promover su actualización.
- c) Promover el desarrollo tecnológico del sector para su modernización y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales energéticos.
- d) Proponer los reglamentos e instructivos técnicos para el desarrollo de las actividades productivas y de servicios en el sector.
- e) Promover el desarrollo de la comercialización interna de los productos energéticos. Mantener sistemas actualizados de información estadística de precios, calidad, mercados, productos e insumos.

- f) Coordinar con el viceministerio de hidrocarburos el suministro de derivados de petróleo para la generación de energía eléctrica.
- g) Proponer reglamentos e instructivos para la provisión y distribución de electricidad.

La Superintendencia Sectorial de Electricidad fue creada de acuerdo a la Ley del Sistema de Regulación Sectorial # 1600 de 28 de octubre de 1994 y a la Ley de Electricidad # 1604 de 21 de diciembre de 1994, como organismo regulador de la industria eléctrica en Bolivia.

Según el artículo 12 de la Ley de Electricidad, las funciones y atribuciones de la Superintendencia de Electricidad son:

- a) Proteger los derechos de los consumidores;
- b) Asegurar que las actividades de la Industria Eléctrica cumplan con las disposiciones antimonopólicas y de defensa del consumidor, establecidas en la Ley N° 1600 (Ley SIRESE), y el Título III de la Ley de Electricidad, y tomar las acciones necesarias para corregir cualquier incumplimiento;
- c) Otorgar Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales y enmendarlas;
- d) Declarar y disponer la caducidad de las Concesiones y la revocatoria de las Licencias;
- e) Intervenir las Empresas Eléctricas, cualesquiera sea su forma de constitución social, y designar interventores;
- f) Velar por el cumplimiento de las obligaciones y derechos de los Titulares;
- g) Imponer las Servidumbres necesarias para el ejercicio de la Industria Eléctrica;
- h) Aplicar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas para las actividades de Generación, Transmisión y Distribución;
- i) Aprobar y controlar, cuando corresponda, los precios y tarifas máximos aplicables a las actividades de la Industria Eléctrica y publicarlos en medios de difusión nacional;
- j) Aprobar las interconexiones internacionales, las exportaciones e importaciones de electricidad, de acuerdo a reglamento;
- k) Supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga, establecido en la ley de electricidad, de los procedimientos empleados y los resultados obtenidos;
- l) Aplicar las sanciones establecidas;
- m) Requerir de las personas individuales o colectivas, que realicen alguna actividad de la Industria Eléctrica, información, datos y otros que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones, y publicar estadísticas sobre las actividades de la Industria Eléctrica;

Adicionalmente el artículo 13 de la Ley de Electricidad estipula que la Superintendencia de Electricidad mantendrá un registro de carácter público en el cual se inscribirán:

- a) Los contratos de exportación e importación de electricidad;
 - b) Los contratos con Consumidores No Regulados y los contratos especiales;
 - c) Los contratos de suministro, descritos en la ley de electricidad;
 - d) Los contratos suscritos entre Generadores;
 - e) Las Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales;
 - f) Las otras actividades que no requieren Concesión o Licencia;
- y,
- g) Los demás actos que requieran registro, conforme a la ley de electricidad y sus reglamentos.

En lo concerniente a electrificación rural el artículo 63 de la Ley de Electricidad estipula que la Superintendencia de Electricidad regulará las actividades de electricidad en poblaciones menores y en el área rural.

La autoridad ejecutiva máxima de la Superintendencia de Electricidad es el Superintendente de electricidad que es nombrado en sus cargos en el parlamento nacional y con minimamente dos tercios de votos.

Debido al equilibrio que debe existir entre la demanda y la oferta de electricidad fue creado el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) según lo estipulado en el artículo 18 de la Ley de Electricidad, dándole la responsabilidad de la coordinación de la Generación, Transmisión y Despacho de Carga a costo mínimo en el Sistema Interconectado Nacional, que además de ocuparse de la perfecta coordinación entre las distintas actividades de la industria, también administra el mercado mayorista. El Comité Nacional de Despacho de Carga controla las operaciones del SIN para garantizar el suministro de energía a los usuarios finales, despachando la carga de energía en un tiempo real y al mínimo costo. Por otra parte, es el encargado de calcular los precios de Nodo del SIN, determina todos los modelos matemáticos que expliquen el comportamiento de la energía en el sistema y los presenta a la Superintendencia de Electricidad para su aprobación.

Las funciones básicas del CNDC definidas en la Ley de electricidad son:

- a) Planificar la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional.
- b) Realizar el despacho de carga en tiempo real a costo mínimo
- c) Calcular los precios de nodo del Sistema Interconectado Nacional.

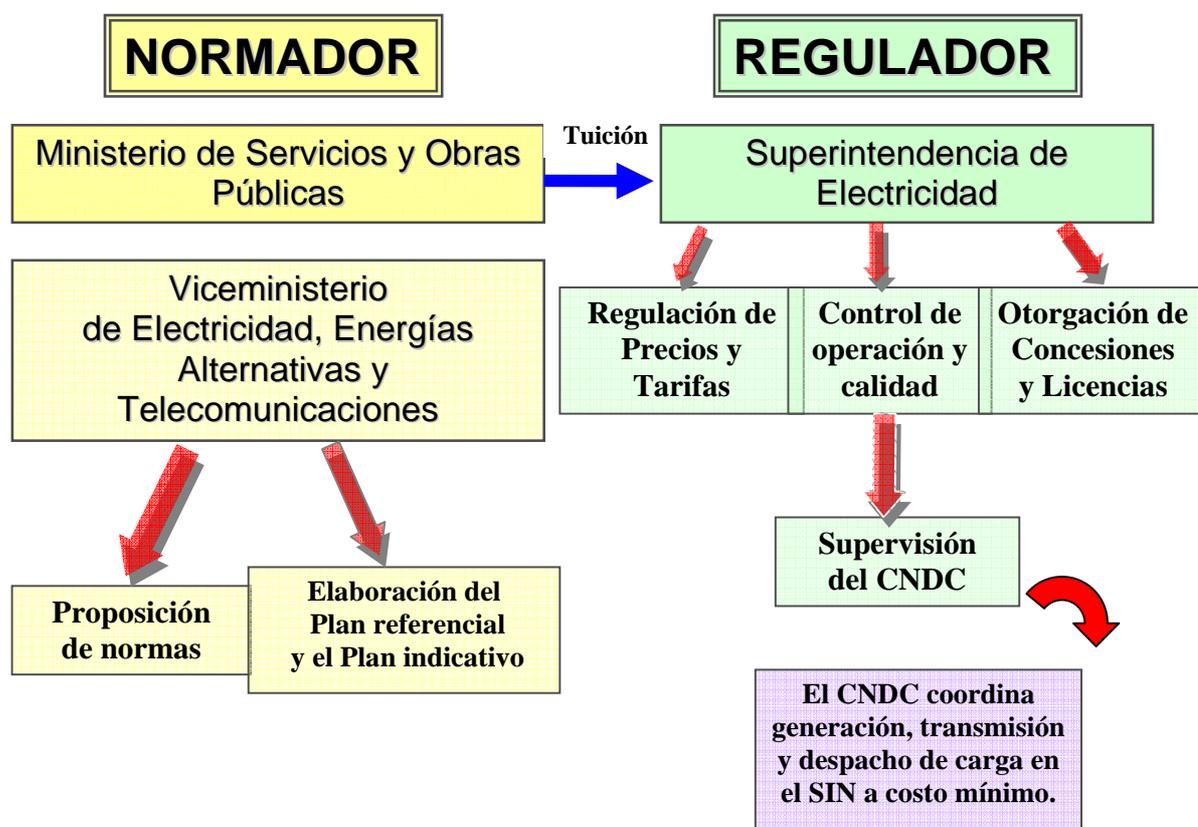
d) Establecer el balance valorado del movimiento de electricidad que resulte de la operación integrada.

El CNDC inició sus funciones en febrero de 1996 y está conformado por el Comité de Representantes, que adopta decisiones relativas a la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y su Unidad Operativa que ejecuta las tareas asignadas por el Comité de Representantes.

El Comité de Representantes está conformado por un representante de las empresas de Generación, Transmisión y Distribución respectivamente, un representante de los Consumidores No Regulados y un Representante de la Superintendencia de Electricidad que ejerce la Presidencia del CNDC.

La Unidad Operativa, que es el órgano ejecutivo del CNDC, formada por un equipo de técnicos especializados en operación de sistemas eléctricos; cuenta con sistemas de adquisición y recolección de datos en tiempo real (sistema de control SCADA), sistemas de medición comercial de energía y recursos computacionales, con los cuales realiza las tareas de programación, despacho de carga en tiempo real y de post despacho, aplicando procedimientos previamente establecidos, así como las encomendadas por el Comité de Representantes.

Figura #6: Marco institucional del sector eléctrico boliviano



5.- Marco regulatorio

Desde 1985, Bolivia dio inicio a un proceso de liberalización de su economía mediante las llamadas reformas de primera generación a través del Decreto Supremo 21060. Las reformas de segunda generación que afectan directamente al sector energético se inician en 1994 con la promulgación de la Ley de Capitalización (21 de marzo de 1994), Ley del Sistema de Regulación Sectorial (28 de octubre de 1994) y principalmente la Ley de Electricidad (# 1604 del 21 de diciembre de 1994) en sustitución al Código de Electricidad.

Hasta 1994 el sector eléctrico se regía por el Código de Electricidad, D.S. 08438 del 31 de julio de 1968, el cual respaldaba una estructura con integración vertical, caracterizada principalmente por ser un monopolio natural y estatal, ya que la principal empresa era ENDE, de propiedad del Estado. El Código otorgaba a la Dirección Nacional de Electricidad, como entidad técnica autárquica, la responsabilidad de regular, fiscalizar, coordinar y fomentar las actividades de la industria eléctrica en el país.

5.1.- Ley de electricidad (# 1604).

Actualmente, el instrumento legal más importante del sector eléctrico es la Ley de Electricidad: Las características más importantes que se pueden mencionar de esta ley son:

- ✓ Norma las actividades de la industria eléctrica.
- ✓ Desagrega las actividades de la Industria eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución.
- ✓ Establece principios para la determinación de precios y tarifas.
- ✓ Transfiere las actividades de la industria eléctrica a la iniciativa privada.
- ✓ Introduce competencia en la actividad de generación.

Si bien durante el año 1995 entró en vigencia la Ley de Electricidad, durante ese año se realizan algunas acciones para adecuar la industria eléctrica boliviana al nuevo marco legal, pero en realidad el año de 1996 marca el inicio de las actividades de la Superintendencia de Electricidad como ente regulador del sector eléctrico, El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la unidad encargada de la Operación del Sistema de Transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que posteriormente se transfirió a la empresa Transportadora de Electricidad (TDE S.A.), así como también la disgregación y cambio de derecho propietario de las actividades de Generación y Distribución de la empresa COBEE.

Para la electrificación rural, la Ley de Electricidad prevé fundamentalmente el **artículo 61**. Por su importancia en esta temática a continuación se lo cita textualmente:

“El Estado tiene la responsabilidad de desarrollar la electrificación en poblaciones menores y en el área rural, que no pueda ser atendida exclusivamente por la iniciativa privada. Para cumplir con este propósito, el Poder Ejecutivo, a través del Fondo Nacional de Desarrollo

Regional, destinará recursos de financiamiento interno y externo con destino a proyectos de electrificación en poblaciones menores y en el área rural y propondrá políticas y estrategias que permitan el uso de otras fuentes energéticas, con destino al suministro de energía a poblaciones menores y al área rural, dentro del marco de las políticas integrales de desarrollo de este sector”.

5.2.- Los Reglamentos de la Ley de Electricidad.

Para la correcta aplicación de la Ley de Electricidad actualmente se dispone de doce Reglamentos, de los cuales dos están específicamente destinados a Electrificación Rural.

Los doce Reglamentos son los siguientes:

1. Operación del Mercado Eléctrico.
2. Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales.
3. Uso de bienes de Dominio Público y Servidumbres.
4. Precios y tarifas.
5. Calidad de Distribución.
6. Infracciones y Sanciones.
7. Electrificación Rural.
8. Servicio Público de Suministro de electricidad.
9. Calidad de transmisión.
10. Comercialización e interconexiones internacionales de electricidad.
11. Recursos provenientes del sector eléctrico destinados a electrificación rural.
12. Reglamento al artículo 15 de la ley de electricidad (establece la segregación de las empresas en el SIN y limitaciones en la propiedad)

5.3.- Las políticas de gobierno sobre electrificación rural.

El artículo 4 del Reglamento de Electrificación Rural establece que la Secretaría de Energía (actualmente VMEEAT) es responsable de elaborar, instrumentar y realizar el seguimiento de las políticas en electrificación rural, así como promover su desarrollo sostenido buscando la ampliación de la cobertura de los servicios de electricidad en todo el territorio nacional. Por tanto tiene la responsabilidad de elaborar, actualizar y desarrollar la Estrategia de Energía Rural incluyendo el Plan Indicativo de Electrificación Rural que facilite la labor de los Agentes en el desarrollo de la electrificación rural.

5.3.1.- Estrategia de energía rural.

El marco de la política energética de gobierno para el área rural es la Estrategia de Energía Rural, que contiene un conjunto de principios que hacen referencia a las leyes de electricidad, hidrocarburos, de participación popular, de medio ambiente y de descentralización administrativa, principalmente, y tiene por objetivo principal, superar los problemas críticos que impiden a los pobladores rurales tener acceso a los energéticos comerciales. La Estrategia de Energía Rural está basada en cinco principios, los cuales se denotan a continuación:

- **Legitimidad de la demanda**, que consiste en priorizar los proyectos energéticos de acuerdo a la ley de participación popular y descentralización administrativa.
- **Accesibilidad**, facilitando el acceso de consumidores potenciales a servicios energéticos en condiciones de mercado.
- **Adecuación Tecnológica**, Usando los recursos energéticos de acuerdo a las condiciones de cada región y con la alternativa de mínimo costo.
- **Cofinanciamiento**, que consiste en incentivar el financiamiento público y privado para proyectos energéticos.
- **Sostenibilidad**, a través de aplicar los principios de conservación del medio ambiente.

La Estrategia de Energía Rural se constituye en el instrumento de la política energética, sobre el cual se basan todos los proyectos y programas sectoriales.

6.- Mercado de servicios energéticos

Bolivia es uno de los pocos países en sud América que es autosuficiente energéticamente, aunque se tiene que importar ciertas cantidades de aceite diesel para abastecer al mercado interno, porque no se dispone de suficiente petróleo pesado para la refinación de productos de gravedad específica elevada.

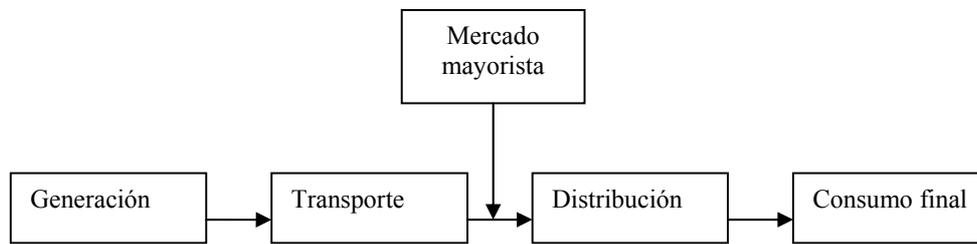
Las reservas de hidrocarburos, particularmente las de gas natural se incrementaron exponencialmente, por esa razón es que Bolivia actualmente tiene un gran potencial de exportación en el sector hidrocarburífero. En un acápite posterior se realiza el análisis de la utilización del gas natural para electrificación rural.

En el sector eléctrico la capacidad instalada abastece el mercado interno con suficiencia, pero sin embargo el índice de cobertura en el área rural es muy bajo, debido principalmente a la alta dispersión poblacional y las grandes distancias entre comunidades, impidiendo la extensión de redes eléctricas por los elevados costos que implican ello y los bajos niveles de consumo energético.

6.1.- Configuración del sistema eléctrico boliviano

La industria eléctrica boliviana se compone de tres etapas que deben estar perfectamente coordinadas entre sí para poder atender la demanda de energía eléctrica en el país, estas etapas son: generación, transmisión o transporte y distribución. Estas etapas se pueden observar en el siguiente gráfico:

Figura # 7. Flujo energético en el sistema eléctrico boliviano



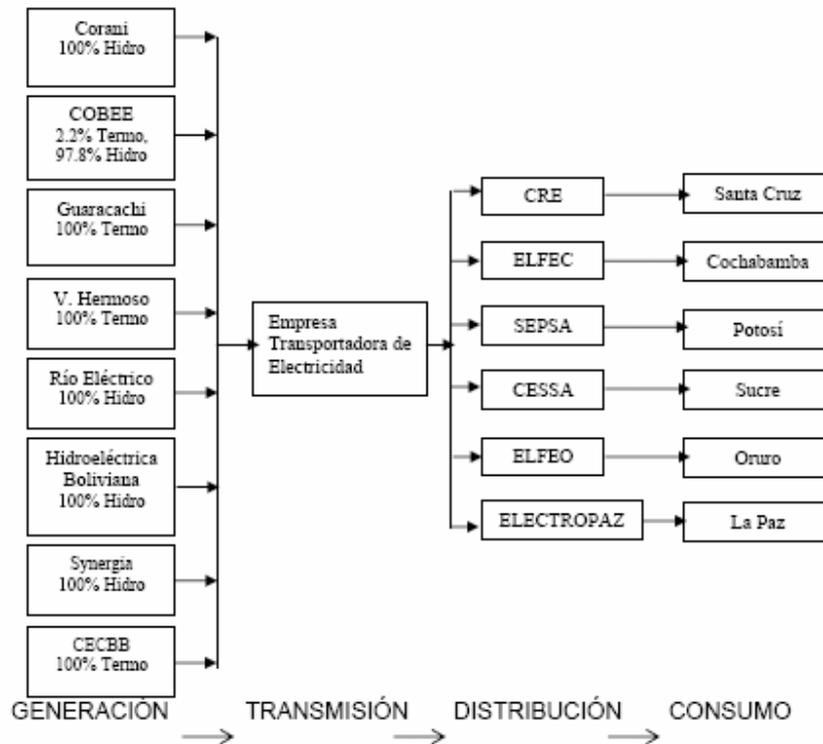
En Bolivia las tres etapas del flujo energético están a cargo de empresas privadas y desarrolladas por dos sistemas eléctricos reconocidos en la Ley de Electricidad, el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que provee de energía eléctrica de manera simultánea a las ciudades más grandes del país y los Sistemas Aislados y Autoprodutores, que proveen de energía eléctrica a las ciudades más pequeñas y a las empresas separadas del SIN. La potencia total instalada a nivel nacional, a diciembre del 2004, según datos oficiales del VMEEAT es igual a 1449.8 MW.

Las empresas que conforman el SIN deben estar separadas en empresas de generación, transmisión y distribución, cada una de ellas dedicada a una sola actividad. Las operaciones de compra y venta de energía eléctrica en este sistema se realizan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), que por mandato de la Ley de Electricidad tiene las tareas de planificar la operación integrada del SIN, realizar el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo y determinar las transacciones.

El SIN tiene 8 empresas dedicadas a la generación de energía tanto termoeléctrica como hidroeléctrica, y una empresa que opera el sistema de Transmisión de electricidad en bloque hasta los puntos de recepción de 6 empresas Distribuidoras que operan en los Departamentos de La Paz (ELECTROPAZ), Cochabamba (ELFEC), Santa Cruz (CRE), Chuquisaca (CESSA), Oruro (ELFEO) y Potosí (SEPSA), atendiendo a las principales capitales y poblaciones adyacentes. Alrededor del 84% del servicio eléctrico boliviano es atendido con el SIN. La potencia total instalada a diciembre del 2004 fue de 1145.3 MW

Las empresas que realizan las actividades de transmisión de electricidad en el SIN son la Transportadora de Electricidad (TDE) e ISA Bolivia. En el primer trimestre de 2005, la empresa ISA Bolivia, obtuvo la licencia provisional de la Superintendencia de electricidad para realizar estudios para la interconexión eléctrica entre Bolivia y Perú.

Figura #8
Estructura de la industria eléctrica en el SIN



Fuente: UDAPE

Dentro de los Sistemas Aislados las empresas sí pueden estar integradas verticalmente, es decir, que una empresa puede realizar más de una de las actividades definidas en la industria de electricidad. Los Sistemas Aislados más importantes operan en Tarija, Trinidad, Cobija, ciudades del departamento de Tarija como Yacuiba, Villamontes y Bermejo; en el departamento de Santa Cruz operan los sistemas Camiri, Germán Busch y Valles Cruceños y en el departamento del Beni los sistemas Guayaramerín y Riberalta.

Adicionalmente a estos dos sistemas se cuenta con Sistemas Aislados Menores, y los Autoprodutores, que representan una mínima parte de las actividades de la industria eléctrica en Bolivia. Estos otros Sistemas Aislados Menores son los que tienen una capacidad instalada menor a 1.000 kW, y en general son cooperativas menores ubicadas en poblaciones pequeñas del país. Los Autoprodutores son empresas, en su mayoría mineras, que generan electricidad para su propio consumo en base a energía hidráulica y térmica. Es importante aclarar que los autoprodutores no pueden vender electricidad a terceros como un servicio público.

Cabe mencionar que existen pequeños sistemas eléctricos con fuentes renovables, ya sea con sistemas fotovoltaicos o micro y minicentrales hidroeléctricas, pero de los cuales no se tiene información estadística oficial.

Figura # 9. Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Republica de Bolivia



Fuente: Superintendencia de electricidad

6.2.- Producción de electricidad

Hay que tener en cuenta que la generación de electricidad tuvo un incremento a partir del año 1995 a partir de la implementación de la Capitalización del Sector Eléctrico.

La producción de electricidad en el SIN, está a cargo de las empresas generadoras: CORANI, GUARACACHI, VALLE HERMOSO, COBEE, RIO ELECTRICO, HIDROELECTRICA BOLIVIANA, SYNERGIA y CECBB, que ofertan su producción en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La producción en los Sistemas Aislados está a cargo principalmente de tres empresas: ENDE con centrales en los departamentos de Beni (Trinidad, y Moxos) y Pando (Cobija), SETAR en el Departamento de Tarija (Tarija, Bermejo, Yacuiba, Entre Ríos, El Puente, y Villamontes), y la distribuidora CRE que opera cinco sistemas aislados en el departamento de Santa Cruz. Pero además se tiene en el país Cooperativas y Auto-productores que cubren sus necesidades de electricidad con equipos propios.

En distintas gestiones se registraron diferentes niveles de capacidad instalada, y con esto la proporción de generación Hidroeléctrica y Termoeléctrica, detalladas a continuación:

Cuadro # 23. Evolución de la Capacidad Instalada por Tipo y Sistema 1996 - 2004

SISTEMA		Sistema Interconectado Nacional	Sistemas Aislados	Otros Sistemas Aislados	Total Servicio Público	Autoprod.(*)	TOTAL GENERAL
1996	Hidro	270.3	8.2	5.2	283.7	24.0	307.7
	Termo	523.6	46.4	34.6	604.6	83.9	688.5
	Total	793.9	54.6	39.8	888.3	107.9	996.2
1997	Hidro	287.6	8.2	5.2	301.0	24.0	325.0
	Termo	523.6	46.8	34.6	605.0	83.9	688.9
	Total	811.2	55.0	39.8	906.0	107.9	1,013.9
1998	Hidro	304.5	8.2	5.2	317.9	24.0	341.9
	Termo	534.5	47.8	34.6	616.9	83.9	700.8
	Total	839.0	56.0	39.8	934.8	107.9	1,042.7
1999	Hidro	355.7	8.2	5.2	369.1	24.0	393.1
	Termo	698.8	55.2	34.6	788.6	83.9	872.5
	Total	1,054.5	63.4	39.8	1,157.7	107.9	1,265.6
2000	Hidro	355.7	8.4	5.2	369.3	24.0	393.3
	Termo	766.7	59.5	34.6	860.8	83.9	944.7
	Total	1,122.4	67.9	39.8	1,230.1	107.9	1,338.0
2001	Hidro	362.8	8.4	5.2	376.4	24.0	400.4
	Termo	743.2	61.3	34.6	839.1	83.9	923.0
	Total	1,106.0	69.7	39.8	1,215.5	107.9	1,323.4
2002	Hidro	446.8	7.2	5.2	459.2	24.0	483.2
	Termo	719.0	65.6	34.6	819.2	83.9	903.1
	Total	1,165.8	72.8	39.8	1,278.4	107.9	1,386.3
2003	Hidro	430.7	8.0	5.2	443.9	24.0	467.9
	Termo	691.9	91.8	34.6	818.1	83.9	902.0
	Total	1,122.3	99.8	39.8	1,261.9	107.9	1,369.8
2004	Hidro	453.5	8.0	5.2	466.7	24.0	490.7
	Termo	691.9	148.8	34.6	875.3	83.9	902.0
	Total	1,145.3	156.8	39.8	1,341.9	107.9	1,449.8
CREC. PROM.	Hidro	6.7%	-0,30%	0.0%	6.4%	0.0%	6.0%
	Termo	3.5%	15.7%	0.0%	4.7%	0.0%	4.2%
	Total	4.7%	14.1%	0.0%	5.3%	0.0%	4.8%

(*) Valores estimativos

Fuente: Anuario estadístico 2004 VMEEAT

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la potencia instalada de generación de electricidad en Bolivia es predominantemente térmica y es aproximadamente el doble que la potencia hidráulica.

Cuadro #24. Evolución de la energía generada por Tipo y Sistema 1996 – 2004
(en GWh)

SISTEMA		Sistema Interconectado Nacional	Sistemas Aislados	Otros Sistemas Aislados	Total Servicio Público	Autoprod.(*)	TOTAL GENERAL
1996	Hidro	1380.8	26.0	11.0	1417.8	42.0	1459.8
	Termo	1,451.5	120.0	42.0	1613.5	147.0	1760.5
	Total	2,832.3	146.0	53.0	3,031.3	189.0	3,220.3
1997	Hidro	1507.1	13.0	11.0	1531.1	42.0	1573.1
	Termo	1,557.2	135.0	45.0	1737.2	147.0	1884.2
	Total	3,064,30	148.0	56.0	3,268.3	189.0	3,457.3
1998	Hidro	1433.0	27.0	11.0	1471.0	42.0	1513.0
	Termo	1,839.0	141.0	45.0	2025.0	147.0	2172.0
	Total	3,272.0	168.0	56.0	3,496.0	189.0	3,685.0
1999	Hidro	1712.0	28.2	11.0	1751.2	42.0	1793.2
	Termo	1,763.9	149.5	45.0	1958.4	147.0	2105.4
	Total	3,475.9	177.7	56.0	3,709.6	189.0	3,898.6
2000	Hidro	1897.7	22.5	11.0	1931.2	42.0	1973.2
	Termo	1,600.6	186.1	45.0	1831.7	147.0	1978.7
	Total	3,498.3	208.6	56.0	3,762.9	189.0	3,951.9
2001	Hidro	2106.1	22.4	11.0	2139.5	42.0	2181.5
	Termo	1,423.0	197.7	45.0	1665.7	147.0	1812.7
	Total	3,529.1	220.1	56.0	3,805.2	189.0	3,994.2
2002	Hidro	2181.7	20.6	11.0	2213.3	42.0	2255.3
	Termo	1,513.3	213.6	45.0	1771.9	147.0	1918.9
	Total	3,695.0	234.2	56.0	3,985.2	189.0	4,174.2
2003	Hidro	1706.9	19.2	11.0	1737.1	42.0	1779.1
	Termo	1,817.7	261.2	45.0	2123.9	147.0	2270.9
	Total	3,524.6	280.4	56.0	3,861.0	189.0	4,050.0
2004	Hidro	2101.7	19.2	11.0	2131.9	42.0	2173.9
	Termo	1,806.9	261.2	45.0	2113.1	147.0	2260.1
	Total	3,908.6	280.4	56.0	4,245.0	189.0	4,434.0
CREC. PROM.	Hidro	4.9%	5.7%	0.0%	4.8%	0.0%	4.7%
	Termo	2.1%	9.9%	0.0%	2.8%	0.0%	2.6%
	Total	3.5%	9.6%	0.0%	3.8%	0.0%	3.6%

Fuente: Anuario estadístico 2004 VMEEAT

Si bien la potencia instalada de generación es cercana al doble que la hidráulica, para la generación de energía producida el año 2004, no existe mucha diferencia entre los valores de energía generada con máquinas térmicas e hidráulicas.

**Cuadro # 25. Evolución del Consumo de energía eléctrica por uso 1996 – 2004
(En GWh)**

TIPO DE USO	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
RESIDENCIAL	1,065.3	1,139.0	1,207.0	1,291.7	1,351.5	1,359.1	1,402.3	1,454.7	1,530.7
GENERAL	407.9	459.1	499.1	542.0	609.8	621.1	659.4	676.5	706.9
INDUSTRIAL	549.4	679.9	744.2	771.1	747.7	703.0	727.5	764.7	875.4
MINERA	199.2	229.2	245.1	269.4	280.9	286.4	297.1	236.8	131.0
ALUMB. PUB.	116.8	127.2	137.2	152.8	162.1	171.4	170.6	174.7	185.6
OTROS	151.9	131.3	158.1	149.4	71.4	77.1	78.1	90.5	87.0
TOTAL	2,490.5	2,765.7	2,990.7	3,176.4	3,223.4	3,218.1	3,335.0	3,398.0	3,516.6
Crecimiento	0.0%	11.0%	8.1%	6.2%	1.5%	-0,20%	3.6%	1.9%	3.5%

Fuente: Anuario estadístico 2004 VMEEAT

6.3.- Demanda de electricidad

La demanda de Electricidad está constituida principalmente por la que atienden las empresas de distribución conectadas al S.I.N. (Sistema Interconectado Nacional). Estas empresas comercializan el 87% de la energía demandada en el sector eléctrico abastecido por redes.

**Cuadro #26. Datos de Distribución de electricidad en el SIN
(Año 2004)**

Departamento	Distribuidora	Demanda máx. MW	Venta anual de Electricidad GWh	Tarifa promedio cUS\$/kWh
La Paz	Electro Paz	228	982	6.72
Oruro	E.L.F.E.O.	36	214	5.99
Potosí	S.E.P.S.A.	18	98	6.83
Cochabamba	E.L.F.E.C.	91	609	7.24
Chuquisaca	C.E.S.S.A.	27	119	7.12
Santa Cruz	C.R.E.	250	1220	7.13

Fuente: Elaboración propia con datos del VMEEAT

El Departamento con mayor consumo de electricidad es Santa Cruz y representa aproximadamente el 38% del consumo total del país en el SIN.

Además de las empresas de SETAR, ENDE-Cobija y COSERELEC, que están dentro los Sistemas Aislados existen otras empresas y cooperativas de electrificación que atienden

poblaciones que no están conectadas al SIN. Los datos más importantes de los sistemas aislados se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro # 27. Datos de Distribución de electricidad en sistemas aislados
(Año 2004)**

Departamento	Distribuidora	Localidades	Demanda max. MW	Venta Electricidad MWh	Tarifa promedio cUS\$/kWh
Chuquisaca	COSERCA	Camargo	1.2	1725	16.2
Santa Cruz	CRE	Valles Cruceños	2.5	7627	10.1
		Camiri	3.8	12277	9.1
		Roboré	0.7	2272	10.7
		San Ignacio	1.5	5250	10.5
		Las Misiones	2.3	6285	10.7
Tarija	SETAR Tarija	San Jacinto y El Angosto	20.8	59710	8.6
		La Tablada y Villa Abaroa			
	SETAR	Yacuiba	5.8	18546	12.5
		Bermejo	2.3	7072	12.2
		Entre Ríos	1.0	693	13.3
Villa Montes	3.8	8421	9.7		
Beni	COSERELEC	Trinidad	4.5	32746	11.7
	CER	Riberalta	3.7	12754	21.9
	COSEGUA	Guayaramerín	1.9	7052	12.6
	YACUMA	Yacuma	0.7	2044	22.7
	MANIQUÍ	Maniquí	0.9	2609	19.1
Pando	ENDE Cobija	Cobija	3.3	13629	12.2

Fuente: Elaboración propia con datos del VM E.E.A.T.

En el 2004 la demanda correspondiente a las empresas distribuidoras del SIN ascendió a 3242 GWh, y los Sistemas Aislados demandaron 274.6 GWh.

**Cuadro # 28. Número de Consumidores por Tipo de Uso según Sistema
2000 - 2004**

SISTEMA	AÑO	TIPO DE USO						TOTAL	CREC. ANUAL
		RESIDENCIAL	GENERAL	INDUSTRIAL	MINERA	ALUMBRADO	OTROS PÚBLICO		
Sistema Interconectado Nacional	2000	726974	106303	6473	50	219	2458	842477	
	2001	795756	108507	6198	48	261	102	869872	3.3%
	2002	796148	111542	6196	45	102	94	914127	5.1%
	2003	829645	114087	6491	37	132	98	950490	4.0%
	2004	867628	117622	7311	39	148	107	992855	4.5%
Sistema Aislado	2000	81595	8560	3843	0	87	213	94298	
	2001	80746	11280	1008	0	96	1	93131	-1,20%
	2002	88909	11961	1050	0	61	273	102254	9.8%
	2003	103223	12699	1175	0	139	44	117280	14.7%
	2004	111498	13485	1191	0	92	39	126305	7.7%
Otros Sistemas Aislados (*)	2000	50639	3747	1066	0	18	0	55470	0
	2001	54690	4046	1151	0	18	0	59905	8.0%
	2002	59609	4410	1255	0	18	0	65292	9.0%
	2003	0	0	0	0	0	0	0	0
	2004	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	2000	859208	118610	11382	50	324	2671	992245	
	2001	890192	123833	8357	48	375	103	1022908	3.1%
	2002	944666	127913	8501	45	181	367	1081673	5.7%
	2003	932868	126786	7666	37	271	142	1067770	-1,3%
	2004	979126	131107	8502	39	240	146	1119160	4.8%

(*) Valores Estimados

Fuente: Anuario estadístico 2004 VMEEAT

6.4.- Grado de cobertura de electricidad

Cuadro # 29. Cobertura de electricidad en Bolivia (2001 – 2003)

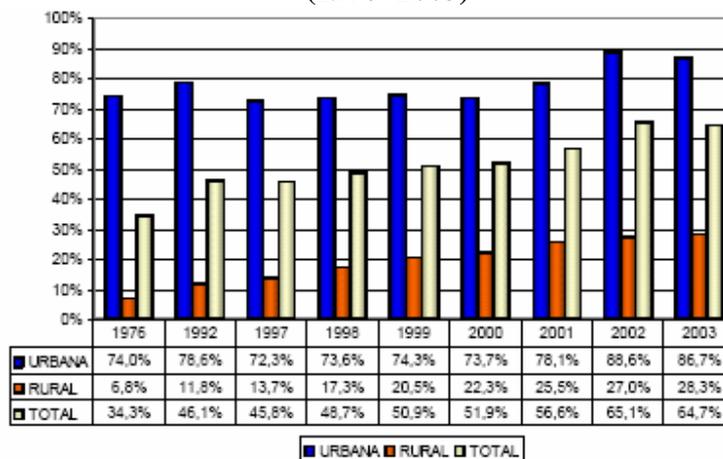
Departamento	Categoría	Periodo 2001				Periodo 2002				Periodo 2003			
		Hab.	Hogares	Con Elec	% elec	Hab.	Hogares	Con Elec	% elec	Hab.	Hogares	Con Elec	% elec
Chuquisaca	Urbano	218.126	50.517	46.010	91,1	226.836	52.649	47.299	89,8	235.904	54.873	47.507	86,6
	Rural	313.396	68.401	10.055	14,7	315.039	68.995	10.589	15,3	316.801	69.615	12.996	18,7
	Total	531.522	118.918	56.065	47,1	541.876	121.644	57.888	47,6	552.704	124.488	60.503	48,6
La Paz	Urbano	1.552.146	398.884	357.574	89,6	1.597.880	414.647	369.483	89,1	1.645.641	431.239	37.690	87,4
	Rural	798.320	231.188	56.583	24,5	812.371	238.111	66.705	28,0	827.221	245.549	69.865	28,5
	Total	2.350.466	630.072	414.157	65,7	2.410.251	652.759	436.188	66,8	2.472.862	676.787	446.855	66,0
Cochabamba	Urbano	871.612	204.854	188.462	92,0	910.543	215.541	197.493	91,6	952.557	227.064	203.059	89,4
	Rural	584.099	147.557	51.637	35,0	593.517	150.824	59.021	39,1	605.039	154.545	60.501	39,1
	Total	1.455.711	352.411	240.099	68,0	1.504.060	366.365	256.514	70,0	1.557.596	381.609	263.560	69,1
Oruro	Urbano	234.944	58.384	53.029	90,8	237.048	59.416	54.329	91,4	239.180	60.468	54.290	89,8
	Rural	156.926	45.739	10.156	22,2	162.440	47.516	10.924	23,0	168.474	49.438	12.658	25,6
	Total	391.870	104.123	63.185	60,7	399.487	106.932	65.253	61,0	407.654	109.906	66.948	60,9
Potosí	Urbano	239.083	59.374	54.571	91,9	241.717	60.590	55.337	91,3	244.432	61.838	55.384	89,6
	Rural	469.930	120.950	18.240	15,1	476.846	123.237	20.326	16,5	484.327	125.681	23.803	18,9
	Total	709.013	180.324	72.811	40,4	718.564	183.827	75.663	41,2	728.759	187.520	79.187	42,2
Tarija	Urbano	247.736	57.429	50.717	88,3	259.453	60.591	52.265	86,3	271.775	63.938	53.669	83,9
	Rural	143.490	29.728	9.574	32,2	145.264	30.153	10.867	36,0	147.120	30.593	12.909	42,2
	Total	391.226	87.157	60.291	39,2	404.718	90.744	63.132	69,6	418.895	94.531	66.578	70,4
Santa Cruz	Urbano	1.545.648	334.458	298.837	89,3	1.619.875	353.103	309.805	87,7	1.698.163	372.892	320.976	86,1
	Rural	483.823	94.195	27.161	28,8	499.867	97.253	28.540	29,3	516.595	100.427	29.686	29,6
	Total	2.029.471	428.653	325.998	76,1	2.119.742	450.356	338.345	75,1	2.214.758	473.318	350.662	74,1
Beni	Urbano	249.152	45.613	33.308	73,0	257.146	47.318	34.222	72,3	265.475	49.103	34.870	71,0
	Rural	113.369	19.868	2.452	12,3	117.166	20.455	3.199	15,6	121.266	21.085	3.610	17,1
	Total	362.521	65.481	35.760	54,6	374.312	67.774	37.421	55,2	386.741	70.189	38.480	54,8
Pando	Urbano	20.820	4.591	3.664	79,8	22.469	4.999	3.888	77,8	24.249	5.443	4.115	75,6
	Rural	31.705	5.936	1.146	19,3	32.353	6.053	1.214	20,1	33.067	6.180	1.375	22,3
	Total	52.525	10.527	4.810	45,7	54.822	11.052	5.102	46,2	57.316	11.623	5.490	47,2
Bolivia	Urbano	5.179.267	1.214.104	1.086.172	89,5	5.372.967	1.268.854	1.124.121	88,6	5.577.376	1.326.858	811.560	86,7
	Rural	3.095.058	763.562	187.004	24,5	3.154.863	782.597	211.385	27,0	3.219.910	803.113	227.403	28,3
	Total	8.274.325	1.977.666	1.273.176	64,4	8.527.832	2.051.453	1.335.506	65,1	8.797.285	2.129.971	1.378.263	64,7

Fuente: Anuario estadístico 2004 VMEEAT

Según los datos para el año 2003 que se muestran en el cuadro anterior el porcentaje de cobertura en el área urbana de Bolivia es de 86.7%, en cambio la cobertura de electrificación en el área rural es de 28.3%.

En Bolivia se realizaron mediciones de cobertura de electricidad en los censos de los años 1976, 1992 y de manera anual a partir del año 1997. El gráfico que se muestra a continuación, denota la evolución de la cobertura desde 1976. En él se ve que la cobertura total aumentó de 34.39% en 1976 a 64.71% en 2003. La cobertura en las áreas rurales aumentó significativamente de 6.8% en 1976 a 28.3% en 2003, sin embargo la cobertura en las zonas urbanas permaneció estable desde un comienzo, promediando un 78% de cobertura, y con un máximo de 89.56% en 2002. Esta estabilidad en la cobertura eléctrica en las zonas urbanas se debe a una relación más o menos estable entre la migración desde las zonas rurales a las urbanas y el aumento en la oferta de nuevas conexiones.

Figura #10
Cobertura eléctrica en Bolivia
(1976 -2003)



Fuente: VMEEAT

La oferta y demanda de electricidad destinada a electrificación rural no tiene impactos significativos en la industria eléctrica, ya que los usos principales de la electricidad en áreas rurales generalmente están destinados a usos residenciales con muy poco uso productivo.

Si bien esta realidad es manifiesta, las implicaciones socioeconómicas de la electrificación rural son importantes para la generación de bienestar y pequeñas economías locales.

6.5.- Precios de Electricidad

Los precios para la generación en el SIN se fijan en función del costo marginal mínimo, los generadores reciben un precio spot por energía y un cargo por potencia. El retiro de energía eléctrica paga los mismos cargos por energía y por potencia además de un cargo por peaje. Para cubrir el costo de transporte de energía eléctrica se establece un ingreso tarifario para la empresa transportadora.

Actualmente la metodología de determinación de tarifas de distribución en Bolivia es a través de “Price Cap” o precios tope, determinados por la Superintendencia de Electricidad sobre la base de costos medios y vigentes por un período fijo (cuatro años) sin ninguna variación, salvo las resultantes de la indexación de precios a la inflación por una parte y la disminución por mejoras en eficiencia por otra

6.5.1.- Precios en el mercado Spot del SIN

Es importante destacar que el año eléctrico se inicia el 1° de noviembre y concluye el 31 de octubre del año siguiente. En las estadísticas que se presentan en este documento sobre transacciones económicas y precios monómicos, se considera la potencia de punta estimada para el periodo noviembre 2004 – octubre 2005; por lo tanto, los valores de potencia de punta, transacciones económicas y precios monómicos del año 2004 no son definitivos ya que se conocerán recién en octubre de 2005; sin embargo, las variaciones serán poco significativas.

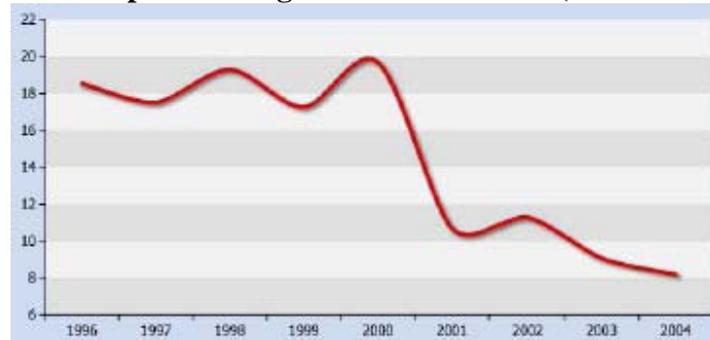
6.5.2.- Costos marginales de generación

Los costos marginales de generación resultantes del despacho de carga realizado en la gestión 2004, dan un promedio inferior a los costos marginales de gestiones anteriores. Esto se explica, fundamentalmente, por las declaraciones de precios de gas para los semestres correspondientes a la gestión de 2004.

El costo marginal promedio anual de 2004 es de 5.81 US\$/MWh con un mínimo de 3.58 US\$/MWh y un máximo de 13.50 US\$/MWh.

Los costos marginales previstos en las programaciones semestrales prácticamente no difieren de los resultantes del despacho de carga real. Las variaciones se explican por una menor hidrología y una demanda mayor en los datos reales.

Figura #11
Precios Spot de energía en nodos del SIN (\$US/ MWh)



Fuente: CNDC

En la gráfica se puede apreciar una disminución importante de los precios Spot de energía en el SIN en el transcurso de los últimos 4 años, teniendo un promedio de 8.17 \$US/MWh para el año 2004. Esta disminución no sólo representa un criterio de eficiencia del sector, sino que contribuye a la economía de los consumidores tanto de las áreas urbanas como rurales que son

abastecidos de electricidad a través de redes, evitándose elevaciones tarifarias que causen impacto social.

En el cuadro que se muestra a continuación se pueden observar los valores de los diferentes cargos y el precio promedio monómico de electricidad en el SIN para el año 2004.

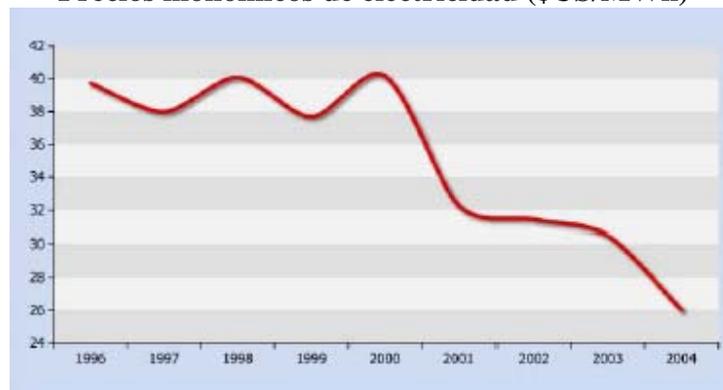
Cuadro #30
Precios medios monómicos en el mercado spot 2004 (\$US/MWh sin IVA)

Consumidor	NODO	Cargo por Energía	Cargo por Potencia	Cargo por Peaje	Promedio Monómico
CRE	GCH	11.03	13.79	3.97	28.80
ELECTROPAZ	KEN	7.86	13.66	4.18	25.70
ELFEC	VARIOS	5.82	14.10	4.07	24.00
ELFEO	VIN, CAT	6.08	16.44	4.77	27.29
CESSA	ARJ, MAR	11.29	17.73	4.04	33.06
SEPSA	VARIOS	10.17	16.21	4.12	30.50
ERESA	PUN	6.24	14.38	3.80	24.43
INTI RAYMI	VIN115	5.52	7.66	2.25	15.44
CM VINTO	VIN69	5.40	7.46	2.19	15.04
COBOCE	COB	5.84	7.51	2.12	15.47
Promedio		8.17	13.86	4.02	26.04

Fuente: CNDC

Los precios promedio monómicos en el SIN también tuvieron un descenso importante en los últimos 4 años, lográndose un precio de electricidad para el año 2004 de 26.04 \$US/MWh como valor promedio. La Gráfica que se presenta a continuación ilustra este hecho.

Figura #12
Precios monómicos de electricidad (\$US/MWh)



Fuente: CNDC

6.5.3.- Tarifas de electricidad

Las tarifas de electricidad son fijadas por la Superintendencia de electricidad para los denominados consumidores regulados, sin embargo las transacciones entre los productores de electricidad y los consumidores no regulados (empresas con grandes demandas energéticas)

pueden establecerse por las condiciones de mercado. Los precios son fijados en base a estudios que son encargados a consultores especializados con aval de la Superintendencia.

Para las tarifas de distribución a través de las empresas del SIN, se obtuvieron los valores de las tarifas eléctricas promedio para el año 2004 de los datos oficiales de las estadísticas del VMEEAT.

Cuadro # 31
TARIFA PROMEDIO A CONSUMIDOR FINAL POR CATEGORÍA
DICIEMBRE 2004

EMPRESA	TIPO DE USO	cUS\$/kWh
ELECTROPAZ	RESIDENCIAL	6.38
	GENERAL	9.78
	INDUSTRIAL	4.63
	CEMENTERA	0
	MINERA	5.38
	ALUMB. PUB.	7.2
	OTROS	4.03
	PROMEDIO	6.72
CRE	RESIDENCIAL	6.93
	GENERAL	9.8
	INDUSTRIAL	4.99
	CEMENTERA	0
	MINERA	0
	ALUMB. PUB.	8.52
	OTROS	0
	PROMEDIO	7.13
ELFEC	RESIDENCIAL	7.58
	GENERAL	10.73
	INDUSTRIAL	4.74
	CEMENTERA	0
	MINERA	0
	ALUMB. PUB.	7.56
	OTROS	3.61
	PROMEDIO	7.24
ELFEO	RESIDENCIAL	7.96
	GENERAL	10.58
	INDUSTRIAL	4.77
	CEMENTERA	0
	MINERA	4.53
	ALUMB. PUB.	8.57
	OTROS	4.38
	PROMEDIO	5.99

CESSA	RESIDENCIAL	6.37
	GENERAL	14.06
	INDUSTRIAL	4.61
	CEMENTERA	0
	MINERA	0
	ALUMB. PUB.	12.51
	OTROS	0
	PROMEDIO	7.12
SEPSA	RESIDENCIAL	7.45
	GENERAL	11.21
	INDUSTRIAL	5.68
	CEMENTERA	0
	MINERA	4.75
	ALUMB. PUB.	10.75
	OTROS	0
	PROMEDIO	6.83

Fuente: Anuario estadístico 2004 VMEEAT

La tarifa promedio más baja entre las empresas distribuidoras de electricidad por red es de 5.99 c\$US/kWh de la empresa ELFEO que atiende al departamento de Oruro.

El primero de agosto de 2005, se dictó el Decreto Supremo N° 28146 creando la “Tarifa Solidaria” que está orientada a minimizar el impacto de los costos de electricidad en los consumidores de bajos ingresos y que se relacionan con bajos consumos de electricidad.

Actualmente está en desarrollo el Reglamento que permita su correcta aplicación. Se prevé establecer tres rangos de consumidores en base al consumo eléctrico mensual. La base o primer rango estaría comprendido por los usuarios que hacen un consumo hasta 50 kWh/mes, directos beneficiarios de la actual Tarifa Solidaria. En el segundo rango abarca a los usuarios que sobrepasan los 50 kWh/mes (clase media), en este caso, el VMEEAT, analiza reducir el incremento de sus facturas para incidir en el tercer rango, es decir, aquellos consumidores sobre los 350, mismos que hacen uso suntuario de la electricidad.

La aplicación de la “Tarifa Solidaria” se encuentra en suspenso, mediante D.S. 28298 de 17 de agosto de 2005, en tanto se concluya con el análisis técnico y económico de las tarifas.

6.83

Las tarifas de los sistemas con extensión de redes del SIN para el sector rural son generalmente más altas que las del servicio en áreas urbanas, debido fundamentalmente a la baja demanda, dispersión poblacional y largas extensiones de red, que redundan en definitiva en costos de suministro más elevados. Un valor promedio aproximado de la tarifa residencial en los sistemas de distribución urbanos en los 6 departamentos es de 7 c\$US/Kwh, en cambio para los sistemas rurales estas tarifas para la misma categoría están en el orden de 11 c\$US/kWh.

La situación se torna más crítica si se realiza la comparación con sistemas aislados, notándose que en estos sistemas las tarifas promedio son del orden de los 13 c\$US/kWh, llegando en

casos de sistemas con grupos a Diesel hasta aproximadamente 23 c\$US/kWh, como en la localidad de Yacuma (Beni). Estas tarifas llegan a ser 2 a 3 veces más elevadas que en los sistemas eléctricos urbanos con suministro por red.

6.6.- Desarrollo del Sector eléctrico

La participación promedio del sector eléctrico en el PIB en el año 2001 es de 2.04%, presentando su nivel más alto en 1995 y 1999 con 2.06% en ambos casos.

La tasa de crecimiento promedio de la demanda entre 1991 y el año 2001 fue de 6.2% (con una marcada desaceleración en el 2000 y 2001), lo cual muestra que el sector tuvo en esta década un desarrollo importante en cuanto a consumo de energía eléctrica. Esta situación se debe por un lado al incremento de la población, y por otro, a un mayor tendido de cables de energía eléctrica para atender las actividades industrial y minera.

6.6.1.- Generación de electricidad

Durante la última década la generación de energía eléctrica en el SIN ha presentado siempre tasas de crecimiento positivas, (4.8% en promedio anual entre 1996 y 2004). Este crecimiento puede explicarse por dos factores: el primero es el crecimiento sostenido que tuvo la demanda de energía eléctrica, especialmente hasta 1998, que incentivó a las empresas generadoras a incrementar su producción e invertir mayores cantidades en capacidad de generación, suponiendo además tasas de crecimiento de la demanda similares a las experimentadas durante los primeros siete años de los 90'. El segundo es el cumplimiento de los compromisos de inversión derivados de los contratos de capitalización, que aseguraban una inversión del 90% del monto de capitalización, equivalente a la suma de \$us 139.8 millones en generación y llegando a más del doble por inversiones voluntarias hasta el año 2000. Por último, es importante destacar que la generación experimentó caídas significativas en su crecimiento en los últimos años que se reflejan en el paso de un crecimiento promedio de 7.7% entre 1996 y 2000 a un promedio de 3.1% entre 2001 y 2004.

6.6.2.- Transporte de electricidad

La dimensión de la red de transmisión cumple la función de integrar el mercado eléctrico y determina la amplitud o restricción en la oferta de generación.

El Sistema Troncal de Interconexión al año 2004 ha estado conformado por 535.6 km de líneas en 230 kV, 863.1 km de líneas en 115 kV y 173.3 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 1570.0 km de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema durante el año ha sido 400 MVA.

En la gestión 2004 no se han incorporado nuevos componentes al Sistema Troncal de Interconexión. Sin embargo, durante este año se continuó con la construcción de las líneas Carrasco – Urubó y Santibáñez – Sucre – Punutuma, a cargo de la empresa ISA Bolivia, y de los proyectos Elevación de Tensión de la línea Vinto – Kenko y las ampliaciones de las subestaciones Valle Hermoso y Vinto, a cargo de la empresa TDE.

Adicionalmente la empresa ISA que opera parte del sistema de transmisión en Bolivia está efectuando los estudios correspondientes para lograr la interconexión eléctrica entre Bolivia y Perú a través de sistemas eléctricos de alta tensión. El objetivo del proyecto es plantear la opción técnica económica más adecuada para conectar el sistema eléctrico boliviano (50 HZ) con el peruano (60 HZ). Este es un avance importante para la integración latinoamericana de los sistemas eléctricos, ya que Perú y Brasil tienen sus sistemas eléctricos con 60 Hz.

6.6.3.- Inversiones en el Sector Eléctrico

La inversión en el sector eléctrico tiene que ser analizada en dos partes, la inversión pública y la Inversión Extranjera Directa, ésta a partir de la capitalización y privatización de las empresas de generación, transporte y distribución en 1995. Antes de 1995 la inversión en electricidad era en su mayoría pública, siendo ENDE la mayor empresa generadora del Estado.

El cuadro a continuación muestra la evolución de la inversión pública en electricidad, y en ellos se puede ver el cambio en la importancia relativa que tuvieron los diferentes destinos de inversión pública. Al capitalizarse la generación de Electricidad, el Estado fue disminuyendo notoriamente su inversión con este destino, priorizando otros como la electrificación rural. Lo mismo sucedió con la inversión en distribución y con la inversión en transmisión luego de la privatización del transporte de energía eléctrica en 1997.

Para el año 2001 la inversión en electrificación rural (51.7%) junto a la ejecución municipal (31.3%) significaron en conjunto el 83.0% de la inversión pública en el sector, mostrando el cambio de enfoque del Estado que pasó de inversiones en generación, transmisión y distribución a inversiones en ampliación de la cobertura eléctrica en zonas rurales y participación municipal en proyectos de desarrollo.

Cuadro # 32. Inversión Pública en Electricidad (millones \$US)

Inversión por actividad	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Generación	6.91	26.82	19.45	0.08	0.36	0.0	0.1	0.01
Transmisión	14.98	10.71	5.75	5.85	2.33	1.92	0.92	0.64
Electrificación Rural	8.6	2.44	1.19	7.07	6.21	4.41	6.98	8.06
Energías Alternativas		0.03	0.07	0.84	0.87	0.76	0.08	1.81
Otras Energías	0.35	0.65	0.24	0.03	0.1	0.83	0.11	0.04
Ejec. Municipios(*)		5	4.29	6.34	4.82	3.3	4.57	4.88
Total	30.84	45.64	31.22	20.19	14.69	11.22	12.76	15.6

Fuente: Viceministerio de Inversión Pública y Financiamiento Externo

(*)Estimación

7.- Análisis de mercado de tecnologías de energía renovable en Bolivia.

Tal como se mencionó anteriormente Bolivia es autosuficiente en el tema energético pero paradójicamente tiene una cobertura de electrificación rural muy baja (28.3% al año 2003) y las familias rurales dependen en gran parte de la biomasa como energético principal.

La baja cobertura de electrificación rural y la alta dispersión geográfica fueron las principales razones para pensar en el uso de fuentes renovables para el suministro energético. Las principales fuentes que tienen un buen potencial de utilización son la solar, hidráulica, biomásica y en menor grado la eólica y geotérmica.

El desarrollo del mercado de energías renovables estuvo orientado en mayor grado a electrificación rural y tuvo un pilar fundamental en las instituciones de Cooperación internacional, que a través de programas de difusión, asistencia técnica y de transferencia tecnológica lograron incentivar el mercado nacional principalmente en los tomadores de decisión.

La oferta tecnológica en Bolivia para la utilización de energías renovables tiene un buen grado de desarrollo, pero requiere actualizar sus vínculos comerciales con los productores de nuevas tecnologías para ofertar equipamiento con mejores niveles de rendimiento y precios optimizados.

7.1.- Potencial solar en Bolivia.

Bolivia es uno de los lugares con buena radiación solar. Su potencial energético, debido a la posición geográfica, hace que la radiación solar sea uno de los recursos energéticos renovables más importantes. Es así que el aprovechamiento de la radiación solar en Bolivia, se hace factible para la utilización de la electrificación básica de hogares rurales e incluso pequeños usos productivos y sociales, con sistemas fotovoltaicos. Esto significa que existe un potencial grande de energía aprovechable.

7.1.1.- Horas de insolación

Otro parámetro importante y muy utilizado en energía solar es el número de horas sol. Este parámetro mide, como su nombre indica, la cantidad de horas que el sol brilla en un determinado día.

El término “horas de sol máximo” se define como el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio de 1000 W/m^2 .

Bolivia por su ubicación geográfica de encontrarse entre los trópicos y el Ecuador, recibe una tasa de radiación y cuenta con un potencial importante de horas sol que en algunas zonas sobrepasa las 2000 horas sol/año, sin embargo, al realizar un estudio más minucioso se

constata que las regiones como cabeceras de selva (yungas) hacia la zona amazónica presentan horas de insolación que están por debajo de las 1600 horas sol/año.

7.1.2.- Mapas de distribución de la energía solar en Bolivia

La información disponible en los mapas de energía solar corresponde a la radiación solar diaria media mensual que se recibe sobre un plano horizontal. Se disponen de mapas por cada uno de los meses del año y también uno que resume el promedio anual.

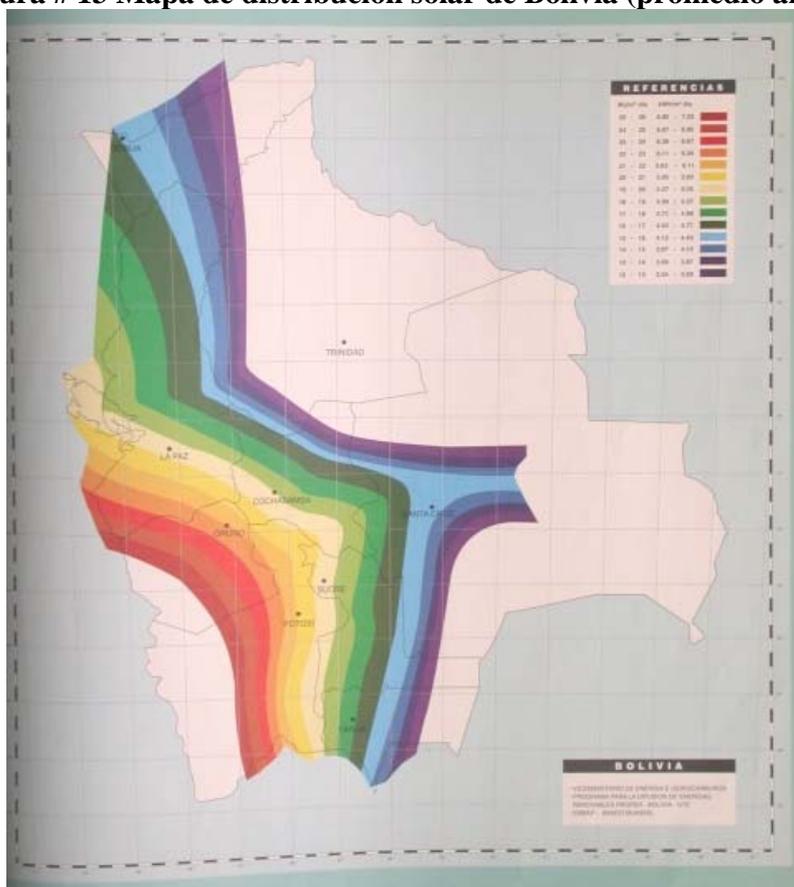
Para la elaboración de los mapas se tomaron en cuenta los datos de radiación solar obtenidos por varias estaciones meteorológicas. La mayoría de los datos disponibles corresponden a horas – sol, los cuales fueron procesados en base a modelos para obtener la radiación solar diaria promedio en unidades de energía. Puesto que la información meteorológica con la que se cuenta en Bolivia es muy escasa, ha sido necesario realizar algunas interpolaciones para las zonas del país para las cuales no existen datos meteorológicos.

Adicionalmente, se tomaron también como referencia mapas mundiales de radiación solar, mapas de Sud América, y mapas de radiación elaborados de algunos de los países limítrofes (Chile, Brasil, Argentina y Perú). Además, se tomaron en cuenta datos de radiación solar de estaciones meteorológicas de estos países que se encuentran cerca de las fronteras de Bolivia.

Los mapas presentan zonas con radiaciones solares que se diferencian por colores. En la leyenda se indican los rangos de valores de radiación solar a los que corresponden los diferentes colores en las siguientes unidades, que son las más comúnmente utilizadas.

- MJ/m²-día
- kWh/m²-día

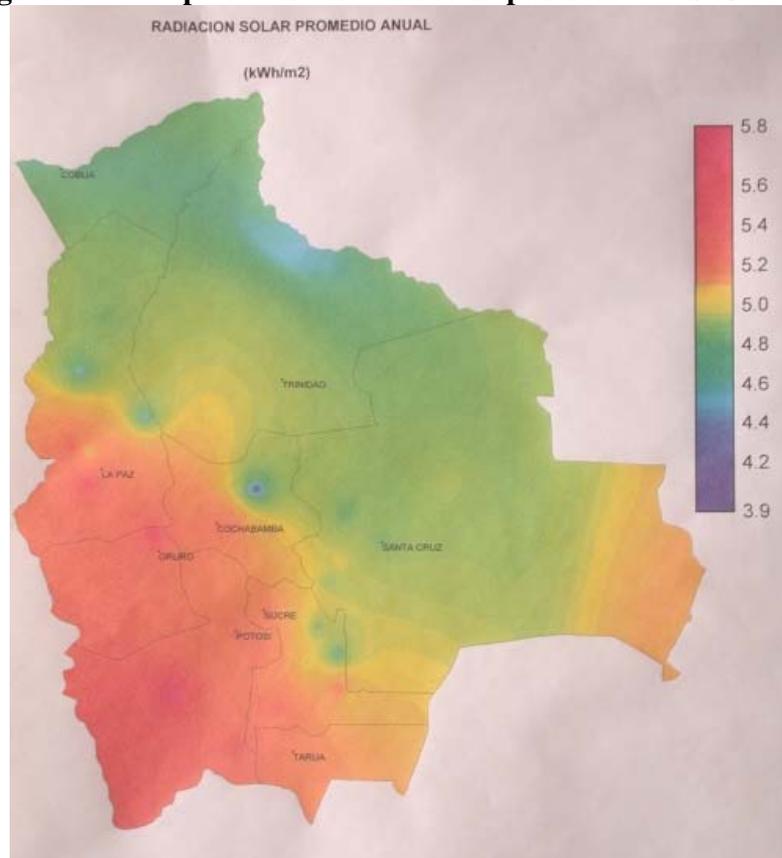
Figura # 13 Mapa de distribución solar de Bolivia (promedio anual)



Fuente: Mapa de distribución de la energía solar en Bolivia; VMEEAT, PROPER – GTZ, CINER, ESMAP.

Las zonas en los mapas que se encuentran en blanco corresponden a regiones que no disponen de suficientes datos de radiación solar y por tanto se prefirió dejarlas en blanco. Sin embargo para disponer además de datos extrapolados para las zonas en blanco, con métodos de Sistemas de Información Geográfica (SIG), el CINER efectuó la complementación de los mapas de distribución de energía solar para Bolivia con sistema georeferenciado. Una muestra del mapa de radiación solar promedio anual en SIG se tiene a continuación.

Figura # 14. Mapa de distribución solar procesado en SIG



Fuente: Atlas de radiación solar de Bolivia con SIG; CINER³.

A través del sistema georeferenciado del SIG, se disponen de mapas para todos los meses del año, incluyendo el mapa promedio anual.

7.2.- La oferta de sistemas termosolares en Bolivia

Las iniciativas de utilización de la energía solar en Bolivia, comenzaron en el área termosolar en la década de los 80 a través de iniciativas académicas, tanto en institutos técnicos como en universidades.

Los primeros sistemas instalados eran del tipo termosifón, donde la acumulación de agua caliente se realiza en un tanque a mayor altura que la superficie colectora y para el desplazamiento del agua caliente se aprovecha la diferencia de densidades entre el agua fría y la caliente.

La configuración típica de los sistemas termosifón producidos en Bolivia consiste de 2 colectores planos de 2 m² cada uno, tubería de cobre dentro la superficie colectora, un tanque de acumulación de 150 o 200 litros y tuberías galvanizadas de 25 mm de diámetro aisladas con

³ CINER (Centro de Información en Energías Renovables) - Bolivia

fibra de vidrio. En los lugares donde existe energía eléctrica, los sistemas incorporan una resistencia eléctrica para calentar el agua en días nublados.

No se tiene información oficial de la cantidad de sistemas termosolares instalados en Bolivia, sin embargo se puede observar en las principales ciudades de Bolivia que tienen climas templados o fríos, sistemas termosolares instalados en los techos de viviendas unifamiliares, que fueron adquiridos de empresas nacionales que los fabrican.

Las principales iniciativas institucionales para la introducción de sistemas termosolares están referidas a la empresa distribuidora de electricidad de Santa Cruz (CRE) que durante los años 1993 y 1994 con el apoyo del Programa para la Difusión de energías renovables (PROPER – Bolivia) elaboraron un proyecto para sustituir duchas eléctricas por sistemas termosolares. Este proyecto estaba enmarcado en un programa de manejo de carga eléctrica que la CRE inició en esa época.

Inicialmente se planteó introducir 5000 sistemas que serían instalados bajo la responsabilidad de la empresa eléctrica. El tipo de sistema se denominaba CA – 160, y consistía en un colector - acumulador sin tanque exterior y con capacidad de 160 litros de almacenamiento. El proyecto en definitiva no se ejecutó por varias razones, entre ellas porque la empresa definió que no era su rol principal la instalación de sistemas termosolares y los costos elevados de los sistemas no permitían visualizar ventajas atractivas para los usuarios.

Un proyecto que llegó a ejecutarse es el denominado FIS – solar que consistía en instalar sistemas fotovoltaicos y termosolares para postas de salud y escuelas que eran construidas con financiamiento del Fondo de Inversión Social (FIS) que era una institución pública boliviana dedicada a financiar proyectos públicos de infraestructura para los sectores de salud y educación. El proyecto instaló 186 sistemas termosolares en postas y escuelas del área rural de Bolivia y culminó la instalación el año 2003, los sistemas instalados son importados y del tipo termosifón con tanque de 160 litros.

7.3.- La oferta de sistemas fotovoltaicos en Bolivia.

En la década de los 90 el gobierno boliviano estableció Programas y Proyectos de Cooperación bilateral y multilateral con el fin de promover la electrificación rural con énfasis en la utilización de energías renovables. Uno de estos Programas se desarrolló durante el periodo de 1992 a 1996, con participación del gobierno boliviano a través de la entonces Secretaría Nacional de Energía y el gobierno de la República de Alemania a través de la GTZ. El Programa se denominó “Programa para la Difusión de Energías Renovables, PROPER – Bolivia”.

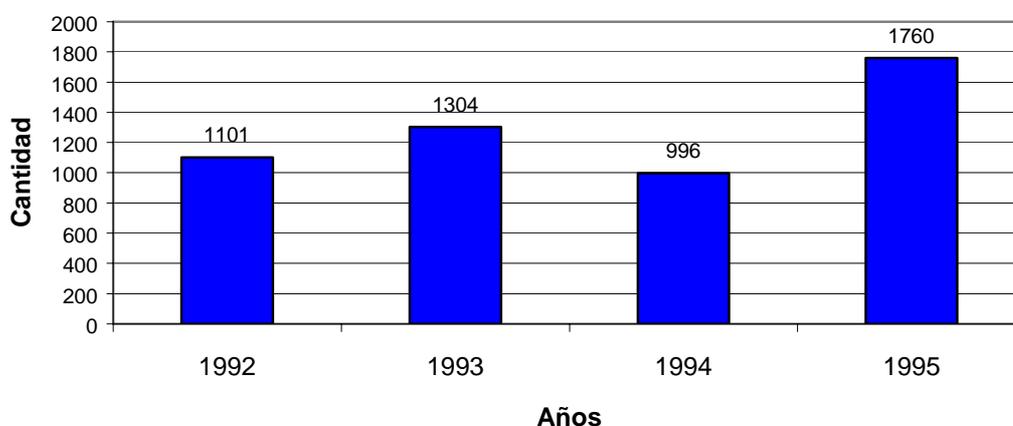
Las actividades principales del PROPER, se centraron en apoyar con transferencia tecnológica a empresas productoras y proveedoras de sistemas de energías renovables, entre ellas la energía fotovoltaica, también se desarrollaron actividades de Capacitación mediante Universidades e Institutos Técnicos de formación laboral y cursos específicos para personas interesadas en la temática.

Los seminarios, eventos y publicación de materiales audiovisuales e impresos, fueron parte de las actividades de promoción y Difusión.

Al haber efectuado un análisis en 1996 respecto a la cantidad de sistemas fotovoltaicos (SFV) instalados en Bolivia se obtuvieron datos que reflejan la dinámica del mercado fotovoltaico en la época. Estos datos se muestran a continuación:

Cuadro # 33

**Sistemas FV instalados en Bolivia
1992 - 1995**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de PROPER y CINER

Los datos aglutinan las ventas directas de los Proveedores y las ventas a través de Proyectos de diferentes instituciones. Se puede notar que en 1992 se instalaron 1101 sistemas FV y en 1995 aumentó a 1760 sistemas, resultando un crecimiento de 60% en tres años y un promedio anual de instalaciones de aproximadamente 1300 sistemas FV por año. Cabe mencionar que los sistemas instalados estuvieron destinados a postas de salud, escuelas, hogares individuales y sistemas de apoyo para comunicaciones.

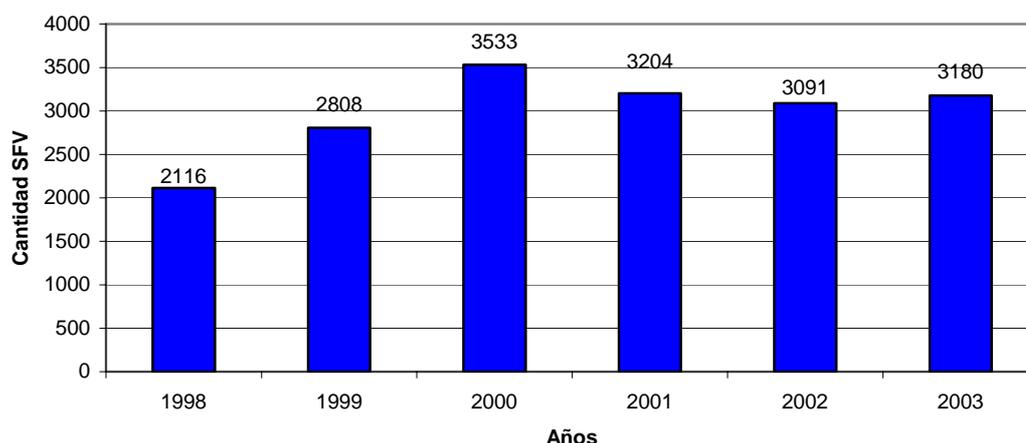
7.4.- Evolución de instalaciones fotovoltaicas en el periodo 1998 – 2003.

Para poder disponer de estadísticas de sistemas instalados en los últimos cinco años (1998 al 2003), se consultó con proveedores locales y responsables de Proyectos del VMEEAT, FPS y Prefecturas.

Uno de los indicadores que denotan la dinámica del mercado fotovoltaico en Bolivia es la cantidad de baterías solares que se venden por año. Según datos del fabricante local de baterías solares (BATEBOL) su promedio de ventas anuales sólo en el mercado boliviano es de 2500 baterías/año.

Figura # 15

**Sistemas FV instalados en Bolivia
(1998 - 2003)**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de CINER

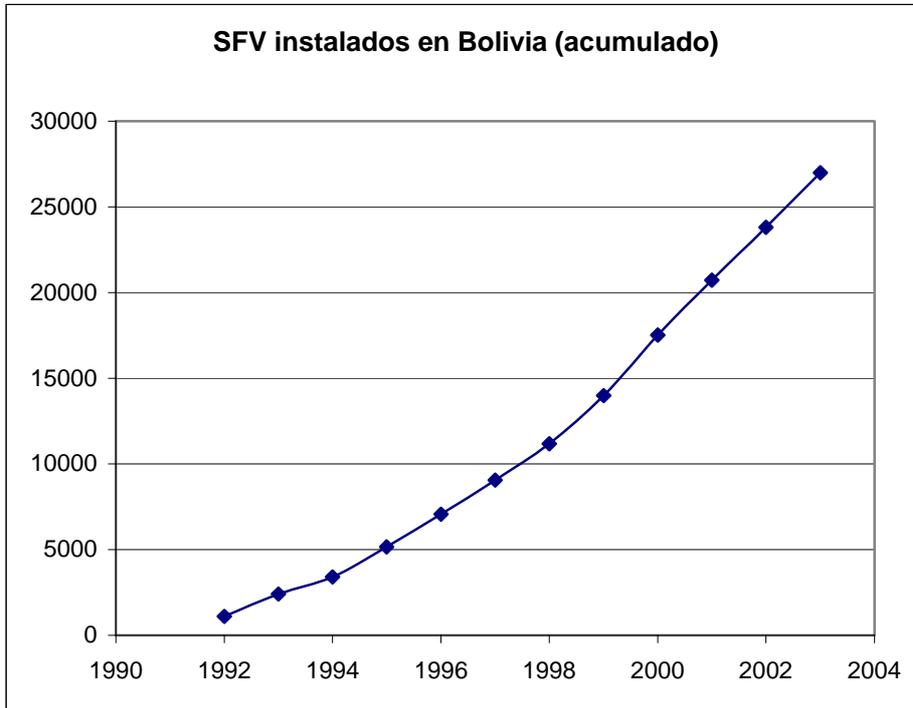
Se puede notar valores máximos los años 2000 y 2001, debido a la instalación de 5600 sistemas FV como parte del Proyecto de la CRE y el año 2002 con 847 sistemas del Proyecto FIS –solar a cargo del FPS y 600 sistemas con el Proyecto PNUD.

El incremento de instalaciones entre 1998 y 2002 fue de 46% y un promedio anual de ventas de 2900 sistemas. Se puede notar que existe un incremento del promedio anual de instalaciones, más del 100% respecto al periodo 1992 – 1996. (de 1300 SFV/año a 2900 SFV/año).

Asumiendo un costo promedio de 750 \$US/sistema, se puede observar que con un promedio de instalaciones de 2900 SFV por año se movilizan inversiones de aproximadamente 2.2 Millones de \$US por año.

A manera de resumen, la cantidad de SFV que se habrían instalado en Bolivia se muestra en el siguiente gráfico. Para la construcción del gráfico se utilizaron los datos obtenidos de PROPER y los recabados a través de los proveedores de esta tecnología en Bolivia, tanto en entrevistas realizadas, como durante una reunión efectuada en el VMEEAT a finales del año 2002. Cabe mencionar que al no tener los datos de 1996 y 1997, se asumieron valores que permitieron reconstruir en un sólo gráfico la evolución de sistemas fotovoltaicos instalados (en base a un patrón de comportamiento del mercado que se dio en ese periodo).

Figura # 16



Fuente: Elab. Propia con datos de CINER y encuestas

7.5.- Costos de equipos fotovoltaicos en Bolivia

La información obtenida de los oferentes de sistemas fotovoltaicos respecto a la configuración de los componentes como de precios, denota características similares tanto en precio, como en calidad.

El referente de calidad en Bolivia está dado por las normas técnicas (Standard técnico) emitidas por el Instituto Boliviano de Normas y Calidad (IBNORCA), de esta manera los oferentes utilizan la norma NB 1056 referida a la instalación de sistemas fotovoltaicos menores a 300 Wp.

A continuación se muestran las configuraciones típicas de sistemas FV que se ofertan en Bolivia:

El sistema de 50 Wp, tiene los siguientes componentes:

- 1 panel de 50 Wp de tecnología cristalina (mono o poli)
- 1 regulador electrónico de carga de estado sólido
- 1 cuchilla bipolar de desconexión total de cargas
- 1 batería de 100 Ah
- 2 lámparas de 10 W fluorescentes con fusible incorporado
- 1 lámpara de 20 W fluorescente con fusible incorporado
- 1 adaptador de voltaje para radio, con perilla de regulación

- 1 estructura metálica (opcionalmente se vería la posibilidad de instalar un poste metálico con base de concreto)
- 1 juego de cables No. 14 y 12, con protección UV
- 1 juego de accesorios

El sistema de 20 Wp, tiene los siguientes componentes:

- 1 panel de 20 Wp a 24 Wp
- 1 regulador electrónico de carga de estado sólido
- 1 cuchilla bipolar de desconexión total de cargas
- 1 batería de 60 Ah
- 2 lámparas de 10 W fluorescentes con fusible incorporado
- 1 adaptador de voltaje para radio, con perilla de regulación
- 1 estructura metálica (opcionalmente se vería la posibilidad de colocar un poste metálico con base de concreto).
- 1 juego de cables No. 14 y 12, con protección UV
- 1 juego de accesorios

En la instalación de ambos sistemas se observa la norma boliviana (Standard técnico) NB 1056 que incorpora accesorios adicionales (terminales, base de madera para la batería, tapa de protección a la batería, cables bicolors, fusibles, disyuntores termomagnéticos, etc.).

Los costos que representa el cumplimiento de la norma en relación con precios que denominaremos “normales” (sólo varía en los accesorios y mecanismos de instalación) se muestran en el siguiente cuadro. También se efectúa la comparación con sistemas en otros dos países.

**Cuadro # 34. Comparación de costos para Sistemas FV de 50 Wp
(en \$US)**

Sistema de 50 Wp COMPONENTE	BOLIVIA		PERU	NICARAGUA
	Precios normales	Precios con NB 1056	(**)	(**)
Panel	340	340	320	217,35
Batería	80	80	70	89,7
Regulador	45	45	58	62,1
Lámparas (3 unidades) s/tubos	60	60	60	103,5
Adaptador de Voltaje	14	14	-	-
Tubos fluorescentes	4	4	-	-
Accesorios (*)	55	75	60	41,4
TOTAL	598	618	568	514,05
Instalación y transporte	75	75		75
Operación y Mantenimiento	35	35		

(*) En los accesorios en Bolivia incluye poste metálico de 3m con base de concreto.

(**) No se conoce las exigencias técnicas de los accesorios, se supone que se comparan a la categoría de “precios normales” en Bolivia.

Fuente: Elaboración propia en base a encuestas de mercado

En caso de incluir el adaptador de voltaje para radio, el costo del sistema de 50 Wp en Perú costaría alrededor de \$US 582 (16 \$US menos que un sistema “normal” en Bolivia); para el caso de Nicaragua el costo se elevaría a \$US 528 (70 \$US más barato que un sistema normal en Bolivia).

7.6.- Empresas productoras y proveedoras de SFV en Bolivia.

Al presente, existen cinco empresas privadas que importan módulos fotovoltaicos, ya que no se fabrican localmente, también importan reguladores y en menor grado luminarias y adaptadores de radio. Estas empresas son HANSA, SERCOIN, ENERSOL, ESAND Y MATREQ.

Algunos componentes como luminarias fluorescentes de 10 y 20 W, reguladores y adaptadores para radio son ensamblados y/o fabricados también en Bolivia por algunas empresas productoras locales como TEC, ESYTEC, PROSOL y PRODELEC.

Existe un fabricante local de baterías solares (plomo – ácidas), se trata de la empresa BATEBOL que fabrica la batería “Toyo solar”, con capacidades de 70, 100, 150 y 200 Ah, siendo la más utilizada la de 100 Ah para sistemas FV de 50 Wp. La capacidad actual de producción de baterías solares es de 5000 unidades/mes.

Consultando con los responsables de la empresa BATEBOL, manifiestan que en función de los requerimientos es posible que introduzcan la línea de producción de baterías solares de menor capacidad. Esta empresa vende la mayor cantidad de baterías para los sistemas que se instalan en Bolivia. Algunos proveedores ofertan baterías importadas y generalmente son de uso automotivo.

Los cables bicolores para las conexiones son producidos localmente, en base a pedidos especiales. El resto de los accesorios para instalación y fijación están disponibles en el comercio local.

7.6.1.- Cadena de oferentes locales.

Adicionalmente a los proveedores locales descritos anteriormente, existen empresas oferentes de equipos y servicios para sistemas fotovoltaicos. A estas empresas se las pueden catalogar como “integradoras”; que tienen la característica de comprar los diferentes componentes de los sistemas FV a los importadores de módulos, reguladores, etc. o a los fabricantes locales, para posteriormente instalarlos con personal propio o con apoyo de técnicos locales que son contratados sólo cuando se presenta la necesidad de realizar instalaciones. En Bolivia deben funcionar actualmente unas 20 empresas integradoras que dedican su tiempo adicionalmente a otras actividades del sector energético y comercial.

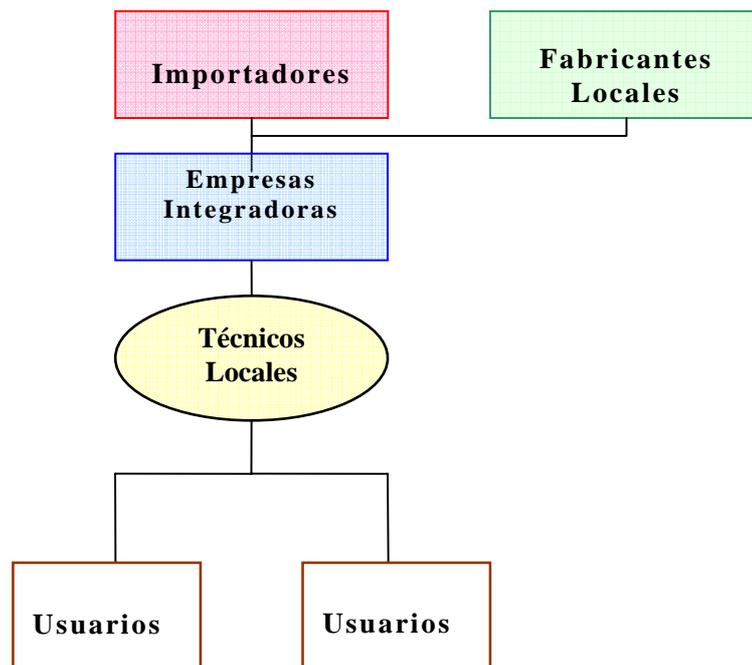
Los Integradores son generalmente pequeñas empresas o tiendas comerciales que tienen relación directa con los proveedores y tienen buen conocimiento de los mercados rurales,

disponen normalmente de oficinas en las ciudades tanto principales o intermedias y promueven proyectos en el área rural a través de ONGs que tienen presencia en las zonas o incluso algunas ONG's especializadas cumplen el rol de Integradores. También es usual la presencia de los integradores en ferias locales que se realizan en sitios y días definidos, con el fin de promocionar los sistemas FV. En algunos casos los Integradores tienen la función de Técnicos Locales (TL), pero normalmente hasta cuando termina el periodo de garantía del sistema y además hayan recibido el pago total del o los sistemas vendidos (cuando es mediante crédito).

Los Técnicos Locales son técnicos capacitados generalmente por los Integradores y que eventualmente prestan sus servicios para tareas de instalación de los sistemas y de mantenimiento preventivo. En algunos casos son técnicos que tienen pequeños talleres que reparan equipos electrónicos en las poblaciones rurales y también se hacen presentes en las ferias rurales. Las reparaciones que requieran por ejemplo las luminarias son realizadas en los talleres de los productores locales que se encuentran en las ciudades principales.

La cadena de comercialización, instalación, Operación y mantenimiento tiene las siguientes características:

Figura #17 Organización de la oferta de SFV en Bolivia



Fuente: Elaboración propia

7.7.- Impacto de los sistemas fotovoltaicos

La electrificación rural en Bolivia utilizando sistemas fotovoltaicos, ya sea a través de proyectos con inversión pública o por compras directas a las empresas comercializadoras, ha tenido en promedio general impactos positivos. Estos impactos entendidos como el cambio de

la situación en los pobladores rurales, desde distintos enfoques, como ser: mejora en sus condiciones socioeconómicas, satisfacción de necesidades de iluminación, educación y recreación. Sin embargo no todos los proyectos han logrado los impactos esperados. Además de la generación de economía local para las pequeñas empresas dedicadas a este rubro.

A continuación se describen algunas experiencias de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos que ilustran mejor la situación; incluyendo además el proyecto fotovoltaico de Orinoca (Ver anexo).

7.7.1.- Evaluación del proyecto FIS – solar de Bolivia

El Proyecto “Dotación de sistemas de iluminación y agua caliente con energía solar a escuelas y establecimientos de salud”, que posteriormente se conoció con el nombre corto de “Proyecto FIS - Solar”, fue respaldado financieramente por el Ministerio Neerlandés de Cooperación al desarrollo del Reino de los Países Bajos. Para el efecto se estableció en septiembre de 1997 el Acuerdo de Donación entre el Gobierno de Bolivia y el Reino de Los Países Bajos. La ejecución del proyecto a partir del Acuerdo estuvo a cargo del Fondo de Inversión Social (FIS) que posteriormente se convirtió en el Fondo Nacional de Inversión Productiva y Social (FPS).

El Proyecto fue elaborado en 1996 por personal del FIS, Sistemática Consultores y PROPER - Bolivia, planteándose el mejoramiento de las prestaciones de los servicios de salud y educación en áreas rurales de Bolivia, a través de complementar la infraestructura energética de dispensarios médicos y escuelas, dotándoles de equipos solares que provean iluminación, comunicaciones y agua caliente en forma sustentable.

Hasta fines del año 2002, se instalaron 847 sistemas FV. Las características técnicas del sistema típico instalado en postas y escuelas con fines de iluminación son las siguientes: Módulo FV de 50 Wp, regulador de carga de 10 A y 12 V, batería de 100 Ah – 12 V plomo ácida, 2 luminarias fluorescentes de 18 W y 1 de 10 W, adaptador de voltaje para equipos de radio y TV en corriente continua. Solamente el módulo y el regulador de carga fueron importados. Adicionalmente se adquirieron 265 lámparas fotovoltaicas portátiles de 7W con módulo FV policristalino de 5 Wp.

Para el calentamiento de agua se instalaron 186 sistemas del tipo termosifón con capacidad de 180 litros. Estos sistemas fueron importados y solamente los accesorios fueron adquiridos en el mercado local.

Conclusiones de la evaluación del FIS - solar

- Se detectaron esfuerzos considerablemente mayores a los previstos en la planificación del proyecto debido que se suscitaron problemas de interpretación sobre los procedimientos para concretar las contrataciones y compras (fundamentalmente procedimientos administrativos para las licitaciones).
- Desde la etapa de preparación del proyecto hasta la fecha de evaluación 6 personas distintas tuvieron en forma sucesiva la responsabilidad técnica dentro del organismo ejecutor del proyecto.
- Los precios pagados por los equipos y servicios del proyecto se estiman razonables.

- Las calidades del equipamiento suministrado son en términos generales adecuadas a los fines del proyecto.
- Es posible afirmar que el Proyecto generó una dinámica favorable para el sector privado nacional y éste enfrentó los desafíos de manera adecuada.
- Los problemas de sustentabilidad de las prestaciones brindadas por el proyecto en el mediano y largo plazo no han sido resueltos en forma satisfactoria.
- La ejecución del Proyecto no se apoyó en un sistema adecuado de Planificación Monitoreo y evaluación, para la retroalimentación y la toma de decisiones.
- Deberían revisarse algunos de los problemas surgidos a partir de la interferencia a los radio receptores que producen las luminarias suministradas por el proyecto, además del ennegrecimiento prematuro de los tubos.
- En el transcurso de la ejecución del proyecto el FPS recibió 54 nuevas solicitudes de Municipios para la instalación de una cantidad de sistemas solares en postas de salud y escuelas. Esto demuestra la dinámica propiciada por el Proyecto. También se recibieron 8 solicitudes para cuatro Departamentos (Cochabamba, Potosí, Beni y Pando) pero para sistemas familiares, que beneficiarían a un total de 2735 personas.
- En general el Proyecto contribuyó grandemente a salvar barreras que se detectaron en el proceso de ejecución y se constituyen en valiosas “lecciones aprendidas” para encarar futuros procesos de electrificación rural en el país y también en el ámbito latinoamericano.
- Según información del personal del VMEEAT, las dificultades encontradas en los procesos de Licitación del Proyecto FIS solar contribuyeron (como lecciones aprendidas) a mejorar el Sistema de Administración de Bienes y Servicios que se tenía.

7.7.2.- Evaluación ex post de sistemas FV del sector privado

El año 2003, el CINER fue contratado por una institución extranjera para realizar la evaluación ex post de sistemas fotovoltaicos comercializados por una empresa privada boliviana⁴. Con la evaluación se pretendió conocer el estado en el cual se encontraban las instalaciones de sistemas FV efectuados por la empresa, en relación a sus condiciones de dimensionamiento, prestaciones del servicio eléctrico fotovoltaico, el impacto en los usuarios y el grado de satisfacción de los clientes.

Se realizaron visitas de campo a 23 instalaciones (10 en Santa Cruz y 13 en Cochabamba). Complementariamente se efectuó el trabajo de laboratorio de testeo de algunos componentes ofertados por la empresa local, bajo los lineamientos y procedimientos que propuso la institución contratante y consensuados con CINER, siguiendo lo establecido en los formularios correspondientes y utilizando los equipos e instrumentos adecuados. Con toda la información recopilada, se realizó el trabajo en gabinete para la elaboración del informe.

La evaluación de desempeño de sistemas fotovoltaicos se basó en el registro de cuatro variables fundamentales que son: Radiación solar, Tensión de batería, Corriente de módulo y corriente de cargas. Para estos fines se utilizaron dataloggers del tipo Mini Das con 4 canales.

⁴ Por razones de confidencialidad en el contrato no se citan los nombres de las instituciones.

Foto#1: Instalación del Mini Das en una vivienda evaluada



Fuente: CINER

Se programó el Mini Das para que iniciara su registro con el intervalo de cinco minutos por espacio de 15 días.

Conclusiones de la evaluación:

- ☹ En general se puede mencionar que los clientes de la empresa tanto en Santa Cruz como en Cochabamba manifestaron satisfacción por las prestaciones de los sistemas FV instalados.
- ☹ Con respecto a la calidad de los componentes instalados en los SFV, solamente las luminarias son las que presentaron inconvenientes notorios relacionados con las interferencias en los radio receptores en las bandas de FM, AM y SW, debido a la calidad de los balastos, además con menor vida útil (que la proyectada) de las luminarias por ennegrecimiento prematuro de los tubos. Los demás componentes del sistema FV cumplen las especificaciones y las prestaciones previstas.
- ☹ Las instalaciones se efectuaron cumpliendo con las normas de instalación, con la excepción que en la mayor parte de los domicilios se utilizaron interruptores de pared de 1.5 A, AC de capacidad para encender las luminarias. Siendo lo recomendable utilizar interruptores con capacidad de 2 A como mínimo.
- ☹ De los 23 sistemas evaluados, 2 propietarios prefirieron comprarlos en forma directa para autoinstalación y sin regulador de carga por limitaciones económicas. Uno de ellos en Santa Cruz y otro en Cochabamba.
- ☹ En Santa Cruz, de un total de 10 sistemas evaluados, 8 funcionan sin ningún inconveniente (80%). Dos de ellos tienen fallas en el regulador de carga, pero pese a las fallas de estos componentes, y estando conectados directamente el panel con la batería, estos dos sistemas están actualmente en funcionamiento.

- ☺ En Cochabamba, de un total de 13 sistemas evaluados, 10 funcionan sin inconvenientes (77%). Dos tienen los reguladores quemados, pero no se pudo determinar la causa de las fallas, que aparentemente resultaron de manipulación realizada por los propietarios sin conocimiento de la empresa; pese a ello conectados sin regulador, estos sistemas están en funcionamiento.
- ☺ Un aspecto que se puede notar en general tanto en Santa Cruz como en Cochabamba, es el referido al servicio post – venta, ya que los usuarios entrevistados por falta de información no sabían si podían solicitar la asistencia de los técnicos de la empresa, y ante la duda no lo hicieron, de ahí surge que al momento de las entrevistas y cuando se les preguntó si los asistían técnicamente, la mayor parte respondió que no y más cuando se hicieron las siguientes preguntas: ¿cuánto tiempo toma que ellos los asistan? los entrevistados no sabían qué responder. Es posible que los costos relacionados con este concepto no estén previstos en su verdadera dimensión, para brindar el servicio de Asistencia técnica o servicio post – venta, fuera del periodo acordado entre los usuarios y la empresa, con el fin de hacer un seguimiento y apoyo técnico, más allá de los dos primeros años de funcionamiento.
- ☺ Indudablemente en un mercado con difíciles posibilidades económicas de los potenciales usuarios, el incorporar costos de servicios post – venta puede implicar inconvenientes para la empresa en su cierre financiero y cierta ventaja para sus competidores. Es recomendable pensar en conseguir un soporte financiero para los servicios post – venta o una estrategia de cobro con costos razonables para los usuarios, en función de volúmenes de sistemas instalados en ciertas zonas que permitan abaratar los costos de servicios post-venta.
- ☺ Para un proceso de introducción masiva de sistemas fotovoltaicos, sería conveniente pensar en identificar personas interesadas en las zonas rurales que puedan actuar como técnicos locales y proveerles capacitación, tratando de conformar “redes locales” entre técnicos y empresa. La capacitación básica a los usuarios también es un aspecto que se debería reforzar, con miras a la sostenibilidad de los sistemas.
- ☺ Se debe reforzar la difusión de los sistemas fotovoltaicos con cartillas informativas para los usuarios, respecto a usos y cuidados que deben tener con los sistemas, que además sirva para efectos de promoción.
- ☺ Si bien los planteamientos realizados forman parte de las “buenas prácticas recomendables”, las limitaciones económicas y los roles específicos de las empresas, juegan un papel importante al momento de poner en práctica estas recomendaciones.

Aspectos técnicos observados en laboratorio:

- ☺ Al finalizar las pruebas, se observó que las **baterías** cumplen con las prestaciones y especificaciones requeridas, al igual que los **controladores fotovoltaicos** que están dentro del margen su configuración.

- ☹ Por lo observado, se puede decir que las **cargas o luminarias** que se evaluaron no son las más adecuadas, ya que presentan fallas como el **ennegrecimiento** de los tubos en un periodo de 6 meses de uso constante, donde el **balasto** produce **interferencias** en las frecuencias de radio instaladas en los domicilios, debido a que el cable que se extiende a lo largo de la habitación sirve de antena para la difusión de frecuencias desfasadas, logrando interferir en todas las estaciones de radio. Con ayuda del osciloscopio se pudieron observar claramente las frecuencias desfasadas y la temperatura de trabajo del balasto, la cual alcanza los 95 °C. al cabo de 10 minutos de encendido.

- ☹ Por otra parte **el reductor de voltaje** (también denominado adaptador de radio) utilizado comúnmente para alimentar radio receptores y/u otros componentes está desprovisto del disipador de temperatura, el cual alcanza a los 54°C. Además, está recubierto de masa plástica, probablemente con el fin de evitar posibles plagos que obstaculizan, no obstante, el mantenimiento. De ahí que algunas familias optaron por dejar de usar este dispositivo. En un domicilio donde el adaptador se quemó los propietarios decidieron conectar directamente su radioreceptor a la batería, lo cual ocasionó que se dañara.

7.7.3.- Experiencia de la CRE con fotovoltaicos.

El esquema tarifario que utilizó la CRE a fines de la década de los noventa, denominado “CRE solar” para el servicio de electricidad a través de sistemas fotovoltaicos en la región de San Julián (Santa Cruz), consistía en el pago mensual que realizaba el usuario por el servicio del sistema fotovoltaico de 50 Wp. Tanto el mantenimiento preventivo como correctivo estaban a cargo de la CRE. Inicialmente el proyecto fue realizado con apoyo de PROPER y NRECA – USAID instalándose 100 sistemas fotovoltaicos. Posteriormente se lograron instalar mayor cantidad de sistemas hasta llegar a una cantidad de aproximadamente 5000 en base a un apoyo ofrecido por la Cooperación Neerlandesa y acudiendo al fondo MILIEV.

Este esquema era considerado como de “preelectrificación” y no tuvo el resultado esperado, principalmente por las siguientes razones:

Los valores de la mensualidad resultante llegaron a ser muy elevados (7 y 9 \$US/mes) en comparación a los costos de servicios de otras tecnologías y con posibilidades de mayores prestaciones de energía y potencia. De esta manera los usuarios efectuaron comparaciones con precios de servicios a través de redes en otras zonas y consideraron que no eran precios justos los que tenían que pagar por el servicio tarifario de sistemas fotovoltaicos.

Otra razón adicional radica en que los usuarios hicieron “cálculos” respecto a la cantidad desembolsada por ellos por el servicio mensual y resulta que después de un cierto periodo de años se consideran propietarios de los sistemas, porque aseguran que ya habrían pagado gran parte de los costos de capital.

Cabe mencionar también que la incidencia de robos de los sistemas fotovoltaicos fue un tema más recurrente en el caso del Proyecto CRE-Solar que en otros proyectos.

En definitiva, el proyecto entró en crisis, fundamentalmente por una falencia en temas de gestión. La CRE oficialmente ha cerrado el proyecto y ha recogido una gran parte de los sistemas instalados. En su momento esta iniciativa fue la actividad más grande en el país en el área de la electrificación fotovoltaica.

7.8.- Potencial eólico en Bolivia

En Bolivia existe muy poca información sobre el potencial eólico, especialmente aquella que cumple con un mínimo de condiciones acerca de: ubicación, altura de los sensores y calidad de los instrumentos.

Los datos sobre velocidad de viento provienen de estaciones agrometeorológicas y de aeropuertos. La diversidad geográfica de Bolivia impide un conocimiento exacto del potencial eólico en Bolivia, ya que éste tiene una excesiva localización. Con los datos puntuales aún no ha sido posible elaborar un mapa boliviano de potencial eólico, por las razones anteriormente expuestas.

Las principales experiencias de aprovechamiento eólico en Bolivia se refieren a bombeo mecánico de agua y generación eléctrica de pequeña escala. Estas experiencias fueron realizadas por algunas instituciones y profesionales interesados en el tema, pero no se dispone de la sistematización de estos esfuerzos.

Para la adecuada solución técnica – económica de generación eléctrica con sistemas eólicos es recomendable que la mínima velocidad de viento sea mayor o igual a 3.5 m/s.

Al igual que para los sistemas solares, es importante tener un estudio minucioso de la fuente energética primaria, en este caso velocidad de viento. El dato del registro deberá ser el promedio mensual. Si no se tiene certeza en la información procesada y disponible, se debe realizar la medición puntual utilizando anemómetros. El periodo de medición recomendado es de por lo menos un año. A parte de los registros de velocidad del viento se debe tomar muy en cuenta la altura respecto del suelo para instalar los anemómetros; lo más usual y recomendable para la generación de electricidad y bombeo de agua a pequeña escala, es utilizar alturas de 10 y 20 metros.

En La Paz y Oruro, para algunas zonas del Altiplano, existe un potencial importante de alrededor de 4 m/s (estudio realizado por JICA).

En Potosí, un programa de la Unión Europea, PROQUIPO, realizó la evaluación de potencial eólico en la zona del Salar de Uyuni, con el objetivo de instalar a futuro sistemas de bombeo eólico para riego de cultivos de quinua, no se conocen los resultados de dicha evaluación. (aprox. 7 m/s).

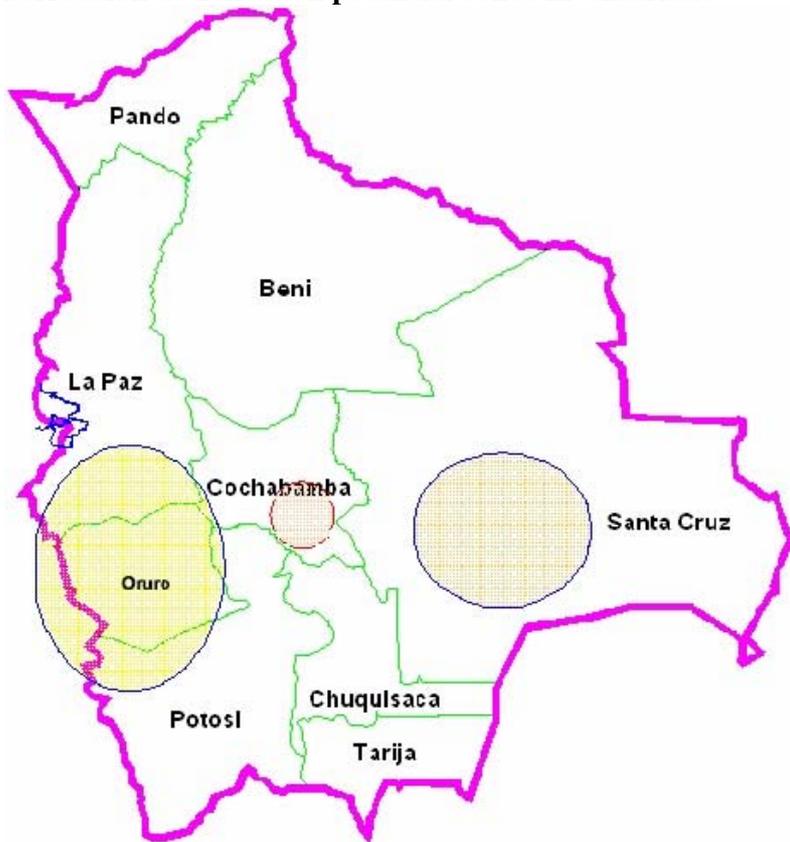
En Santa Cruz, en el Aeropuerto se ha registrado una velocidad de viento promedio de 5.5 m/s. En zonas como la Bélgica, eventualmente se tendrían valores más altos, hasta de 5.7 m/s. En zonas aisladas como Comarapa se están midiendo velocidades de viento (promedio anual) de casi 5 m/s.

En Cochabamba, en el Aeropuerto se ha registrado un promedio anual menor a 3 m/s, pero en la zona de Pilancho - Chimboata, cantón Pocona de la Provincia Carrasco se tienen promedios anuales de 4.6 m/s.

La presente información compilada proviene de fuentes de información del PROPER – Bolivia, para las zonas de Santa Cruz y localidades de Cochabamba y del “Estudio sobre el plan de implementación de la electrificación rural con energía renovable en la República de Bolivia” que fue elaborado el año 2001 por la Agencia de Cooperación del Japón (JICA), con datos recolectados de estaciones de medición instaladas en 10 localidades (cinco en el Departamento de La Paz y cinco en el Departamento de Oruro).

A continuación se muestra un mapa de Bolivia con los sectores remarcados de los cuales se tiene la información de velocidad del viento.

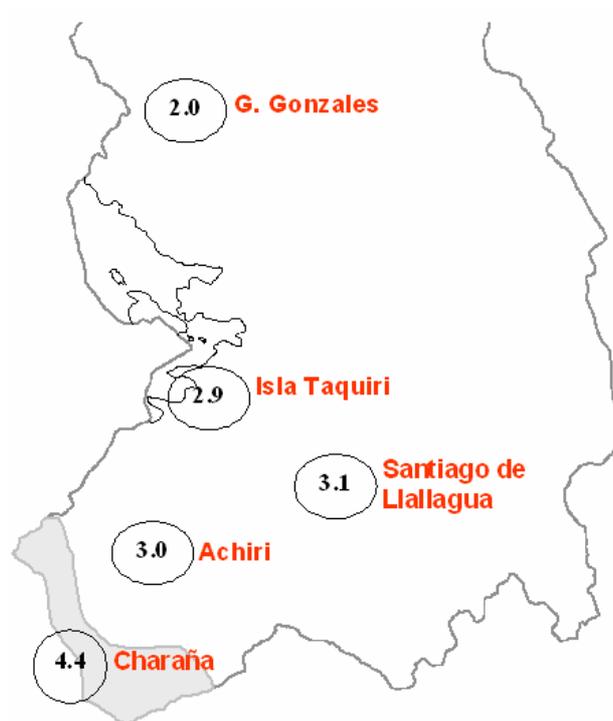
Figura # 19. Distribución de zonas con potencial eólico inventariado



7.8.1.- Potencial eólico en algunas regiones del Departamento de La Paz

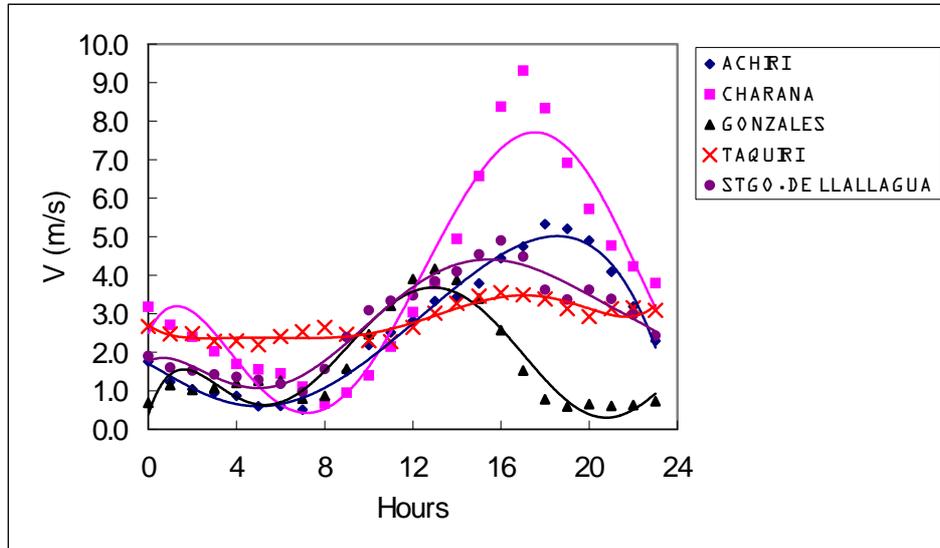
Figura #20

Ubicación de estaciones de medición instaladas por JICA en el Departamento de La Paz



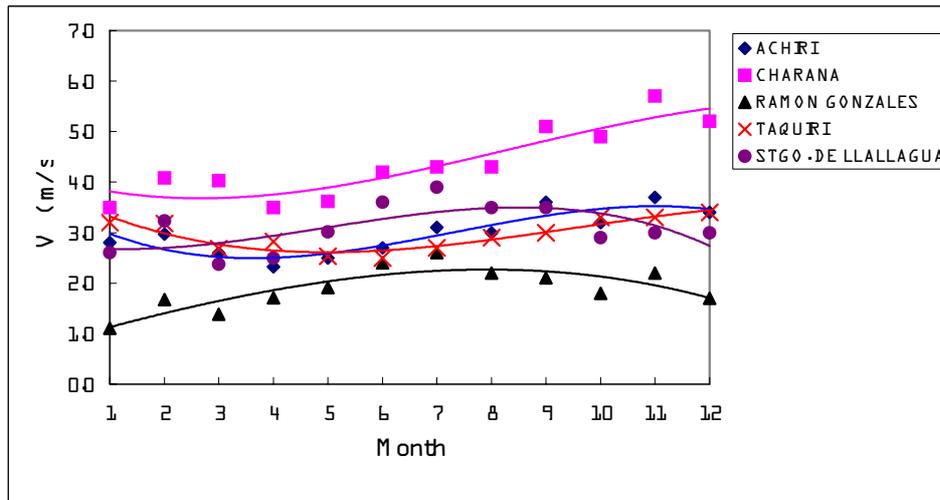
Fuente: JICA

Figura # 21. Variación horaria y mensual del viento en 5 regiones de LA PAZ



Fuente: JICA

Figura # 22. Promedio Mensual de Velocidad de Viento en La Paz a 20 metros



Fuente: JICA

Cuadro # 35. Promedio Mensual de Velocidad de Viento en 5 regiones de La Paz a 20 metros

ID N°	Localidad	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	ACHIRI	2.8	3	2.6	2.3	2.5	2.7	3.1	3	3.6	3.2	3.7	3.4
2	CHARAÑA	3.5	4.1	4	3.5	3.6	4.2	4.3	4.3	5.1	4.9	5.7	5.2
3	RAMON GONZALES	1.1	1.7	1.4	1.7	1.9	2.4	2.6	2.2	2.1	1.8	2.2	1.7
4	TAQUIRI	3.2	3.2	2.7	2.8	2.5	2.5	2.7	2.9	3	3.3	3.3	3.4
5	STGO. DE LLALLAGUA	2.6	3.2	2.4	2.5	3	3.6	3.9	3.5	3.5	2.9	3	3

De la información recolectada se puede inferir que el mayor potencial eólico de las zonas estudiadas se encuentra en la región sudoeste del Departamento de La Paz (Charaña).

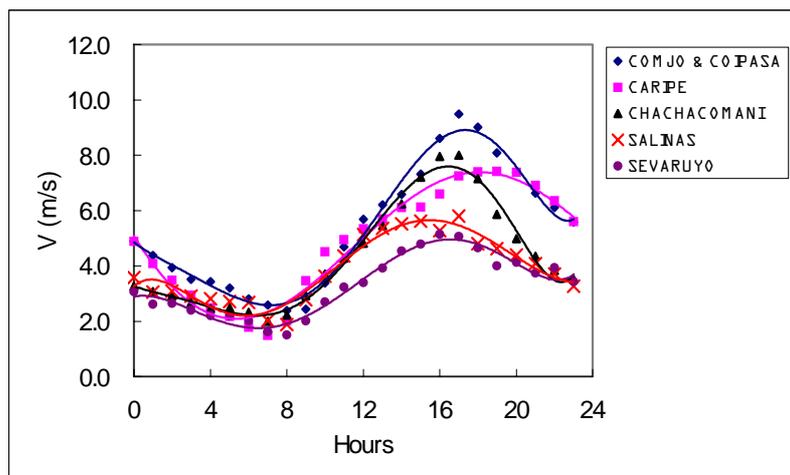
7.8.2.- Potencial eólico en algunas regiones del Departamento de Oruro

Figura # 23. Ubicación de estaciones de medición instaladas por JICA en el Departamento de Oruro



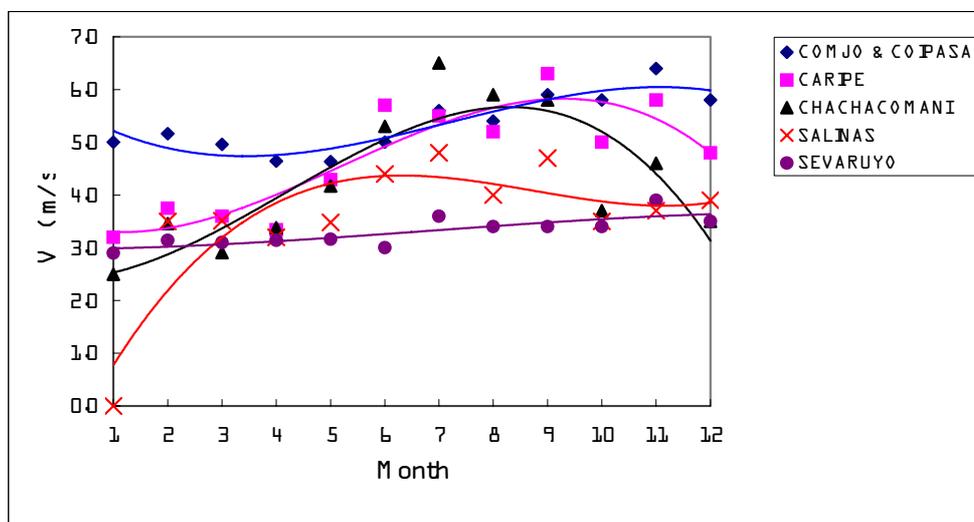
Fuente: JICA

Figura # 24. Velocidad de Viento en Horas Oruro



Fuente: JICA

Figura # 25. Promedio Mensual de Velocidad de Viento en Oruro a 20 metros



ID N°	Localidad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	Comujo / Coipasa	5	5.2	5	4.6	4.6	5	5.6	5.4	5.6	5.8	6.3	5.8
2	Caripe	3.2	3.8	3.6	3.3	4.3	5.5	5.5	5.2	5.5	5	5.6	4.8
3	Chachacomani	2.5	3.5	2.9	3.4	4.2	5	6.5	6	4.6	3.7	4.7	3.5
4	Salinas	—	3.6	3.5	3.2	3.5	4.5	4.8	4	3.5	3.5	3.7	3.9
5	Sevaruyo	2.9	3.1	3.1	3.1	3.2	2.9	3.6	3.4	3.2	3.4	3.9	3.5

Fuente: JICA

En general el potencial eólico de las zonas estudiadas en Oruro es bueno y en comparación con el Departamento de La Paz, se notan valores mayores de velocidad promedio. Los mayores valores de velocidad se dan en la zona de Comujo / Coipasa con velocidad media anual de 5.3 m/s.

El siguiente cuadro resume los datos de los Departamentos de La Paz y Oruro que se mostraron anteriormente:

Cuadro# 36. Resumen de velocidades promedio de viento en La Paz y Oruro

	LOCALIDAD	V m/s (MEDIA ANUAL)
La Paz	G. Gonzales	2,0
	Isla Taquiri	2,9
	Santiago de Llallagua	3,1
	Achiri	3,0
	Charaña	4,4
Oruro	Caripe	4,8
	Chachacomani	4,5
	Comujo Coipasa	5,3
	Salinas de Garci Mendoza	3,9
	Sevaruyo	3,3

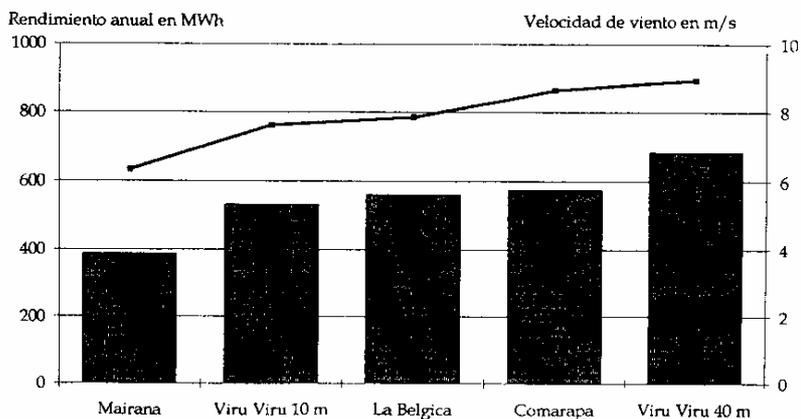
Fuente: elaboración propia en base a datos de JICA

7.8.3.- Potencial eólico en algunas regiones del departamento de Santa Cruz

Los siguientes datos provienen de los registros de viento recopilados por PROPER durante el año 1993 para algunas localidades del Departamento de Santa Cruz.

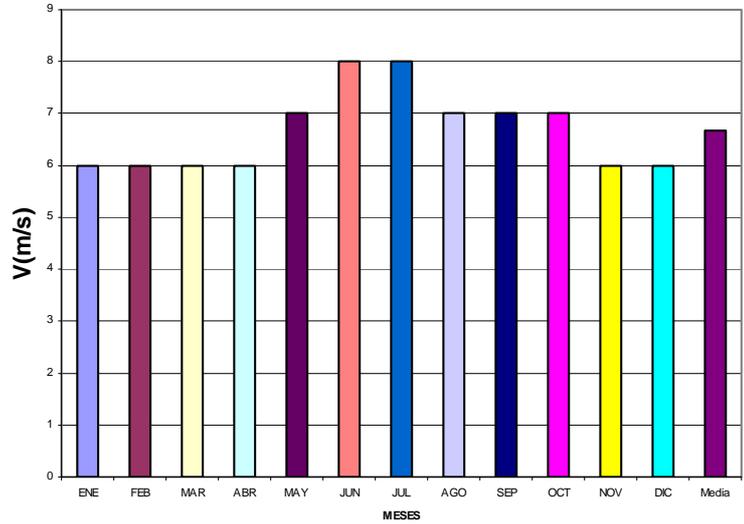
Figura # 26

Resumen de las velocidades medias del viento y de los rendimientos energéticos anuales pronosticados



Fuente: PROPER

Figura # 27. Velocidad de viento en Viru Viru (1993)



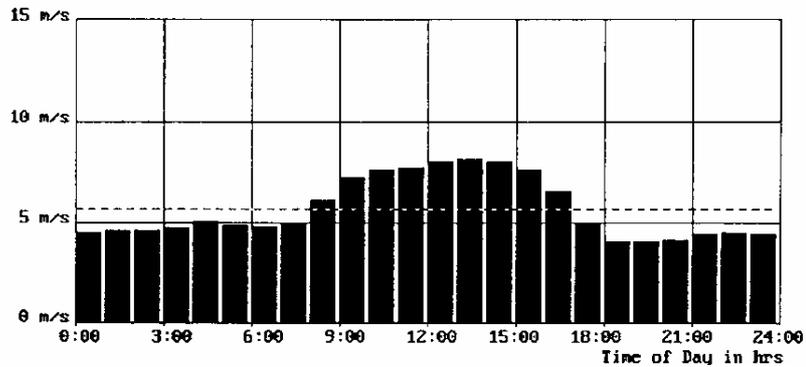
Fuente: PROPER

Se observa que la velocidad media más baja es de 6 (m/s), lo cual significa que existe un potencial interesante para la instalación de sistemas eólicos. Esta fue la razón para plantear un proyecto de sistemas eólicos de generación eléctrica para conectarlos al sistema de distribución de la CRE. Inicialmente con el apoyo de PROPER, se realizó un estudio técnico económico para instalar un parque eólico de 2 MW en las zonas aledañas al aeropuerto de Viru Viru en Santa Cruz. Posteriormente se rediseñó el proyecto en dos ocasiones para una potencia de 6 MW y luego para 20 MW. La CRE realizó gestiones para financiamiento, pero aún no se concretó la ejecución del proyecto.

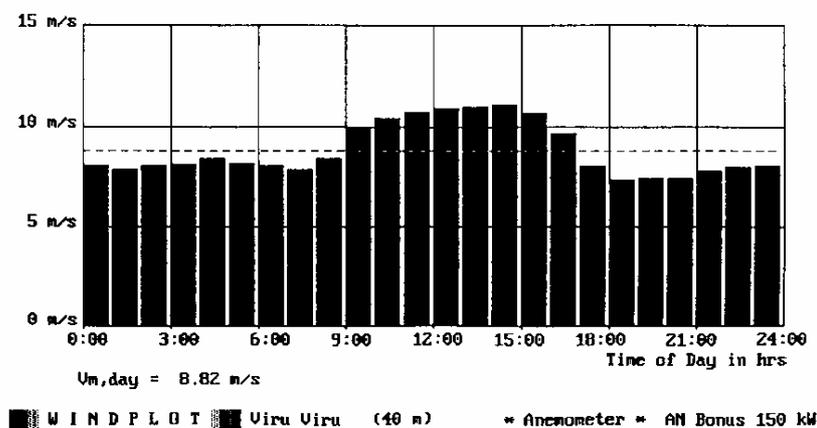
Figura # 28. Variación horaria del viento en viru viru

Curva diaria media Viru Viru en junio de 1993

a) a 10 m de altura ($V_{m,día} = 5,68 \text{ m/s}$)



b) a 40 m de altura ($V_{m, día} = 8,82 \text{ m/s}$)



Fuente: PROPER

7.8.4.- Proyecto eólico Roboré – Santiago de Chiquitos.

El Sistema Eléctrico de Generación y Distribución Roboré que es operado por la CRE, provee energía eléctrica a la población rural de Roboré y sus zonas circundantes usando grupos de generación a diesel.

Existen mediciones de viento realizadas durante 1993 y 1994 las cuales se han utilizado para elaborar la pre-factibilidad del proyecto. La CRE planteó utilizar el potencial eólico con fines de generar electricidad para el sistema y de esta manera desplazar el diesel en el sistema eléctrico Roboré. Es necesario realizar un nuevo ciclo de mediciones para validar el potencial eólico, determinar una ubicación favorable y a su vez las características de diseño de los aerogeneradores. Considerando las mejoras tecnológicas incorporadas a las turbinas eólicas, acompañadas por la reducción del costo por unidad de potencia instalada, se ha determinado que es conveniente, desde el punto de vista económico, realizar el reemplazo parcial del diesel consumido por la planta actual con energía eólica aprovechando el potencial eólico registrado en la zona.

El costo esperado, incluyendo impuestos para la energía aerogenerada, es del orden de 80 \$US/MWh frente a 150 \$US/MWh de la energía generada con diesel subvencionado, costo que ascenderá a 210 \$US/MWh cuando se levante la subvención al diesel.

La región se abastece de energía eléctrica que se genera con grupos a diesel, alcanzando los 600 kW de potencia y superando los 2.2 GWh de consumo anual de energía, con 1813 conexiones que aproximadamente sirven a 8650 habitantes. El crecimiento poblacional es del orden de 2.4% anual y se espera un crecimiento anual del 6.6% para la energía y 6.1% para la demanda.

Se espera lograr un sistema de generación híbrido Diesel- eólico para minimizar los costos de generación con el fin de transferir los beneficios logrados al consumidor final y a su vez reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Las velocidades promedio registradas en las estaciones meteorológicas de la zona de Santiago de Chiquitos, varían de 4.4 m/s (a una altura de 10m de la tierra) hasta 6.2 m/s (a una altura de 50 metros).

Para una potencia instalada de 500kW en los turbogeneradores es posible atrapar con el potencial eólico existente en la zona 1.1GWh de energía eólica. Los aerogeneradores se instalarían en las proximidades de la ciudad de Santiago de Chiquitos, que se encuentra en una formación de serranías ubicadas sobre las llanuras de la Provincia Chiquitos en la región de Roboré.

Se estimó que el costo total de la planta con una potencia de 500 kW en turbogeneradores es de \$us 650 000, resultando un costo específico de 1300 \$US/kW.

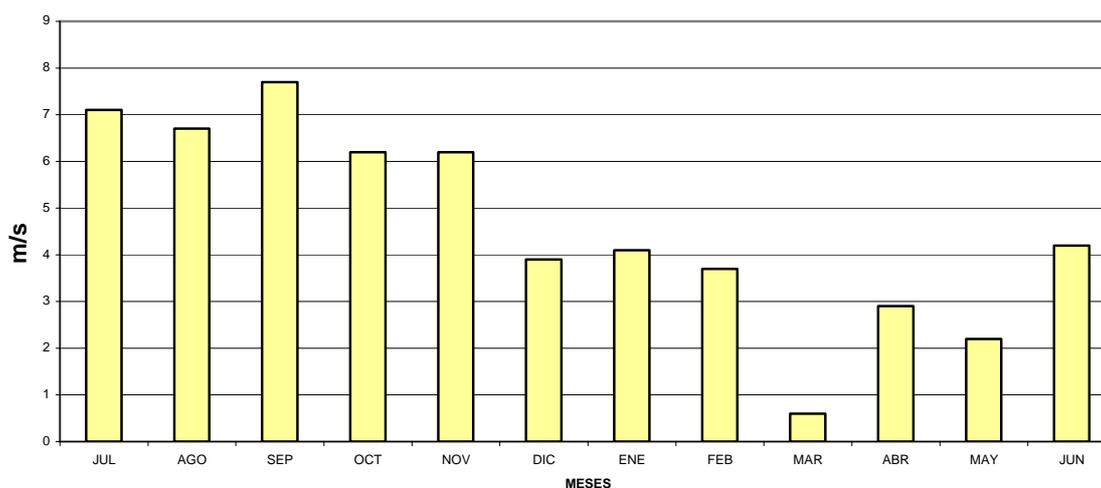
La CRE se propone como posible operador del proyecto el cual sería administrado paralelamente al sistema de su propiedad. La introducción de capital propio no está considerada por tratarse de un sistema actualmente deficitario a la tarifa vigente la cual aún es considerada alta por los usuarios rurales. El estado deficitario se acentuará con la eliminación de la subvención al diesel.

7.8.5.- Potencial eólico en algunas regiones del Departamento de Cochabamba

Los datos recopilados corresponden a mediciones efectuadas por el PROPER durante los años 1994 y 1995.

Figura # 29. Mediciones en las localidades de Pilancho-Chimboata

VELOCIDAD DE VIENTO MEDIA MENSUAL 1994-1995



Meses de medición	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
Año de medición	94	94	94	94	94	94	95	95	95	95	95	95
Vmedia(m/s)	7.1	6.7	7.7	6.2	6.2	3.9	4.1	3.7	0.6	2.9	2.2	4.2

Fuente: CINER

En la zona de Pilancho se tiene un promedio de viento de media anual de 4.6 m/s. En esta zona se han instalado con éxito pequeños sistemas eólicos de 200 a 500 W de potencia que sirven para usos domésticos (12 V DC). Los sistemas fueron fabricados en Cochabamba por la empresa DONAIRE.

7.9.- Oferta tecnológica para sistemas eólicos

Los sistemas eólicos instalados en Bolivia tienen las características de estar destinados a usos domésticos y generalmente tienen potencias menores a 1 kW. La mayor cantidad de estos equipos fueron construidos en talleres locales siguiendo algún modelo académico de iniciativas universitarias y en menor grado se efectuaron importaciones.

Cabe mencionar que los generadores eléctricos acoplados a las turbinas eólicas, son importados, porque no hay fábricas en Bolivia que produzcan este tipo de equipamiento eléctrico.

7.10.- Análisis del potencial hidráulico en Bolivia

7.10.1.- Fisiografía de Bolivia

Para poder analizar el potencial hidráulico en Bolivia, es necesario contextualizar la información con insumos técnicos básicos. A continuación se brinda información resumida de los datos más relevantes relacionados con la temática sectorial.

Bolivia, situada en el centro del continente sudamericano, presenta paisajes bien definidos y diferentes; no sólo en cuanto se refiere a su constitución geológica y tectónica sino principalmente debido a su aspecto morfológico así como por su flora, su fauna, sus características climáticas y la variedad de sus suelos. Estas divisiones o provincias fisiográficas pueden agruparse perfectamente en dos grandes unidades: el bloque andino, elevado y frío; y las planicies bajas calientes; unidades que a su vez se dividen en otras partes para su mejor estudio, ya que cada una de estas tiene caracteres propios. Estas zonas fisiográficas son las siguientes, de occidente a oriente:

1. Cordillera Occidental o volcánica
2. Puna o altiplano intermontano
3. Cordillera Real u Oriental y Central.
4. Sub-puna o altiplano desgarrado, también llamada zona de los valles
5. Frente subandino
6. Llanuras bajas húmedas o llanuras del Mamoré
7. Llanuras bajas secas o llanos del Chaco.
8. Macizo Chiquitano

7.10.2.- Sistemas hidrográficos de Bolivia

En Bolivia existen tres sistemas hidrográficos bien definidos, el primero y más importante por su extensión y el caudal de sus aguas es el de la vertiente Norte, también llamado sistema amazónico, puesto que todos los ríos de este sistema van a engrosar el caudal del Amazonas. El segundo, más pequeño que el anterior, es el del Sur o del Plata porque sus aguas van al Río de la Plata y el tercero que es relativamente pequeño y de poco caudal es el de la cuenca central o mediterránea, también llamada hoya lacustre porque en ella se hallan los dos lagos principales del bloque andino y muchos otros menores. Los principales son el lago Titicaca, parte del cual pertenece al Perú, y el lago Poopó que va disminuyendo en tamaño por la evaporación y falta de control ambiental.

7.11.- Potencial hidroenergético de Bolivia

Ahora bien, si se analiza el potencial hidroenergético en Bolivia, se observa lo siguiente:

Potencial Bruto	334 100 MW ⁵
Aprovechable	39 870 MW
Inventariado	10 700 MW
En operación	490.7 MW (al año 2004) ⁶

⁵ Fuente: Inventario de potencial hidroenergético de Bolivia 1987 (ENDE)

De esta información se puede concluir que sólo el 1.1% del potencial aprovechable, se utiliza actualmente para fines de generación eléctrica. Existiendo por lo tanto un gran potencial de aprovechamiento hidroenergético por explotar. Sin embargo existen algunas limitantes para el aprovechamiento de estos recursos, principalmente por la densidad poblacional (alta dispersión de población), falta de promoción de tecnologías adecuadas para las diferentes condiciones de aprovechamiento y fundamentalmente por la ausencia de un programa nacional de apoyo a las iniciativas de aprovechamiento hidráulico a pequeña escala.

En caso de Proyectos de Electrificación Rural orientados a poblaciones que estén alejadas de la red del Sistema Interconectado Nacional, y existiendo el potencial hídrico suficiente, resulta generalmente más económico desarrollar Centrales Hidráulicas de pequeña escala. Considerando que con 1 kW de potencia instalada en el área rural de Bolivia, es posible brindar suministro de electricidad a dos o hasta tres hogares para demandas básicas domésticas.

En Bolivia el aprovechamiento hidroenergético en centrales de grandes potencias (mayores a 10 MW) actualmente no presentan condiciones favorables para su ejecución, debido principalmente a la competencia de centrales térmicas a gas natural que tienen costos operativos relativamente bajos y además de la inmediatez en su ejecución.

Los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos para sistemas aislados en los lugares donde no existen redes de gas, se presentan generalmente como las soluciones más atractivas, además de algunos sitios que cuentan con buen potencial y están cerca de las redes eléctricas con fines de venta de electricidad a las empresas distribuidoras.

7.11.1.- Resumen del inventario de minicentrales hidroeléctricas

Para fines del presente diagnóstico se recurrió a fuentes de información que disponen de datos de proyectos de aprovechamientos hidroenergéticos en Bolivia. Estas fuentes son el Programa para la difusión de energías renovables (PROPER –GTZ)⁶, ESMAP – Banco Mundial, PNUD/GEF, KFW y JICA.

Se ha visto por conveniente presentar primero un resumen actualizado del inventario de proyectos minihidráulicos (MCH's) con potencias menores a 500 kW, para posteriormente sistematizar la información para sistemas propuestos con menos de 5 kW de potencia (pico centrales hidroeléctricas). A continuación se muestra el resumen general:

⁶ Fuente Anuario estadístico del sector eléctrico boliviano 2004 (VMEEAT)

⁷ Convenio entre Bolivia y Alemania ya concluido en 1996

**Cuadro # 37. Resumen del inventario de proyectos hidráulicos en Bolivia
(Potencias menores a 500 kW)**

DEPARTAMENTO	Categoría de la Central	Cantidad de Proyectos	Rango del costo \$US/kW	ETAPA DEL PROYECTO		
				Perfil	Factibilidad	Diseño Final
CHUQUISACA	Pico central (0 – 5 kW)	2			2	
	Micro central (5 – 50 kW)	3	1783 – 4227	2		1
	Mini central (50 – 500 kW)	2	2372	1	1	
	SUB TOTAL	7		3	3	1
LA PAZ	Pico central (0 – 5 kW)	1	2740 – 4110	1		
	Micro central (5 – 50 kW)	42	1131 – 5000	23	16	3
	Mini central (50 – 500 kW)	25	1120 – 7217	15	8	2
	SUB TOTAL	68		39	24	5
COCHABAMBA	Pico central (0 – 5 kW)	8	3876 – 6667	4	1	3
	Micro central (5 – 50 kW)	5	2057 – 3900	4	1	
	Mini central (50 – 500 kW)	5	2400 – 3750	3	1	1
	SUB TOTAL	18		11	3	4
POTOSÍ	Pico central (0 – 5 kW)					
	Micro central (5 – 50 kW)	15	2500 – 6095	5	1	9
	Mini central (50 – 500 kW)	5	1760 – 1852	1	1	3
	SUB TOTAL	20		6	2	12
ORURO	Pico central (0 – 5 kW)					
	Micro central (5 – 50 kW)	6	2621 – 3600	1	4	1
	Mini central (50 – 500 kW)	4	2538	1	3	
	SUB TOTAL	10		2	7	1
TARIJA	Pico central (0 – 5 kW)	1	7500		1	
	Micro central (5 – 50 kW)	7	2238 – 4802	7		
	Mini central (50 – 500 kW)	3	1627 – 2911	1	1	1
	SUB TOTAL	11		8	2	1
SANTA CRUZ	Pico central (0 – 5 kW)					
	Micro central (5 – 50 kW)	1	4563			1
	Mini central (50 – 500 kW)	3	2251 – 2511			3
	SUB TOTAL	4				4
TOTAL BOLIVIA		138		69	41	28

Fuente: Base de datos de proyectos de MCH's en Bolivia con potencias menores a 500 kW (ESMAP) y bases de datos Proyectos KFW, JICA y PNUD – Bolivia.

El inventario sobre proyectos de Minicentrales Hidroeléctricas con potencias menores a 500 kW, contiene un total de **138 Proyectos** en las etapas de: Perfil (69), Factibilidad (41) y Diseño final (28). Los proyectos analizados, que se encuentran a nivel de perfil, factibilidad o diseño final, tienen la característica de ser centrales de “pasada o derivación”. El caudal de diseño de la mayoría de los proyectos se refiere al mínimo registrado en época de estiaje, lo cual garantiza que los sistemas funcionen permanentemente durante todo el año.

De la información general recopilada (cuadro anterior) se hizo un resumen de proyectos con potencias menores a 5 kW, (pCH) que van desde los 200 W con fines principalmente de cargado de baterías. Esta información se encuentra en el siguiente cuadro.

Cuadro # 38. Proyectos de pCH's menores a 5 kW

DEPARTAMENTO	Cantidad de Proyectos	ETAPA DEL PROYECTO		
		Perfil	Factibilidad	Diseño Final
CHUQUISACA	2		2	
LA PAZ	1	1		
COCHABAMBA	8	4	1	3
POTOSÍ				
ORURO				
TARIJA	1		1	
SANTA CRUZ				
TOTAL BOLIVIA	12	5	4	3

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ESMAP, KFW, JICA y PNUD

En caso de efectuar una evaluación de estos proyectos, es recomendable incorporar otros adicionales aunque con potencias mayores a 5 kW, para este fin se sistematizó la información de las pCHs ampliando a proyectos en el rango de potencias menores a 10 kW. A continuación se muestra esta información.

Cuadro # 39. Proyectos de pCH's menores a 10 kW

DEPARTAMENTO	Cantidad de Proyectos	ETAPA DEL PROYECTO		
		Perfil	Factibilidad	Diseño Final
CHUQUISACA	2		2	
LA PAZ	7	5	2	
COCHABAMBA	9	6	2	1
POTOSÍ	2	1		1
ORURO	1		1	
TARIJA	4	3	1	
SANTA CRUZ	1			1
TOTAL BOLIVIA	26	15	8	3

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ESMAP, KFW, JICA y PNUD

Con esta nueva clasificación se dispondrían de 26 proyectos inventariados. Cabe mencionar que no serían 26 adicionales, sino 26 en total, de los cuales 12 son menores a 5 kW y 14 entre 5 y 10 kW.

7.11.2.- Costo por kW instalado

Habiendo analizado los costos de los proyectos inventariados, se puede notar que en el caso particular de las picocentrales (pCH's) normalmente los costos por kW instalado resultan ser elevados, ya que pueden llegar a valores de 5000 \$US/kW instalado, pero se debe hacer el análisis de estos proyectos considerándolos sistemas por "energía y no por potencia", ya que el indicador de costo/kW para este tipo de sistemas no se debe considerar como el indicador principal, tal como se lo utiliza para centrales de mayor potencia. Al considerarse las pCH sistemas básicamente por energía, es más ecuánime la comparación entre este tipo de sistemas.

Para la comparación de sistemas por acumulación de energía, es recomendable utilizar el “Costo de ciclo de vida útil” (LCC por sus siglas en inglés) y se puede combinar también con el indicador de costo por kWh generado.

Estas pCH's pueden estar destinadas a usos domésticos tanto en corriente continua o alterna, (dependiendo del tipo de sistema solicitado) y pequeños usos productivos en un predio del área rural. Es también posible la recarga de baterías, que sirven a mayor cantidad de consumidores por kW instalado.

7.12.- Oferta tecnológica para pico y minicentrales hidroeléctricas

En Bolivia se han desarrollado una serie de acciones orientadas a transferir tecnología a técnicos y fabricantes nacionales, a fin de crear una base técnica y de “know how” suficiente que permita el desarrollo sustentable de un Programa Nacional de Mini-Hidro energía.

Anteriormente en el país con el apoyo de la Cooperación Técnica Alemana (GTZ), se realizó la transferencia tecnológica para la fabricación de: turbinas de flujo cruzado (Michell Banki) tipo T-12 de la empresa Suiza SKAT, las cuales pueden generar desde 10 hasta 300 kW, y picoturbinas Michell Banki de 100 W hasta 5 kW. También se transfirió la tecnología para la fabricación de Picoturbinas Pelton, que pueden utilizarse en rangos de 100 W hasta 5 kW, este tipo de máquinas son utilizables principalmente para cargado de baterías con instalaciones de 12 V de corriente continua similares a las de sistemas fotovoltaicos o también como unidades de generación para sistemas domésticos individuales.

Uno de los componentes del sistema de Minihidroenergía que más inconvenientes técnicos presentaba en el pasado es el referente a la regulación del sistema eléctrico. Actualmente, se ha subsanado este problema y ya se dispone, en Bolivia, de los equipos electrónicos de regulación de carga fabricados localmente y también importados, con características de alta confiabilidad.

Luego de haber realizado evaluaciones sobre las transferencias tecnológicas a los productores nacionales del área hidráulica; se puede concluir que la oferta nacional de equipos hidráulicos para potencias menores a 500 kW es de buena calidad, garantizándose la sostenibilidad técnica con mantenimiento y provisión de repuestos en el ámbito local.

En caso de requerirse la conexión de MCH's a las redes eléctricas del Sistema Interconectado Nacional (SIN), principalmente en sistemas operados por las empresas distribuidoras, se probó con éxito la conexión de una MCH de 11 kW con generación asincrónica y posteriormente otra de 185 kW, en el Departamento de Cochabamba. Hasta mediados del año 2004, se amplió la potencia instalada en este sistema llegando a un total de 1.5 MW, pero en cinco módulos dispuestos en cascada. Estos sistemas actualmente se encuentran en operación y generan ingresos económicos para el operador de la MCH que vende toda la energía generada a una empresa de distribución eléctrica con alcance departamental (ELFEC).

Estos esquemas pueden ser replicables en lugares en los que se tiene una MCH con posibilidades de conexión a la red, para de esta manera elevar los factores de planta y generar ingresos adicionales para los beneficiarios de la MCH.

Por las condiciones topográficas de la región de los llanos orientales de Bolivia, actualmente no se aprovecha el potencial hidroenergético existente en la zona, pese a tener ríos caudalosos, pero con mínimas pendientes para su aprovechamiento. La Red Latinoamericana de Hidroenergía (HIDRORED) ha desarrollado turbinas de bajas caídas para aplicarse en instalaciones entre 1.5 a 20 m de altura aprovechable.

Cuadro # 40. Información de fabricante de picoturbinas axiales			
Características	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Altura de caída	1.5 m	1.5 m	1.5 m
Caudal de agua	35 l/s	70 l/s	130 l/s
Voltaje de salida	220 V AC	220 V AC	220 V AC
Potencia de salida	200 W	500 W	1000 W

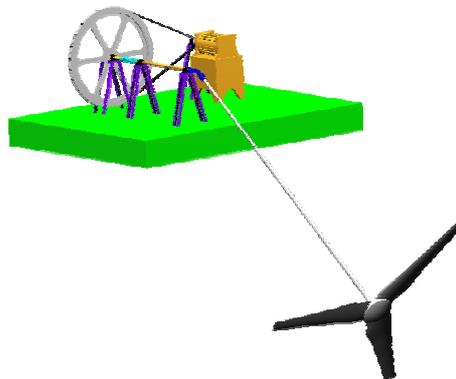
Fuente: PowerPal

Actualmente en Bolivia con apoyo de ITDG – Perú e HIDRORED se dispone de un nuevo tipo de turbinas del tipo flotante, denominadas “turbinas de río”, que no requieren altura y funcionan como hélice de barco, pero en sentido inverso (desde un punto de vista energético). Es decir que sólo con el flujo de agua de un río o arroyo generan energía mecánica de rotación y acoplando a un generador eléctrico generan electricidad. En resumen, básicamente se trata de una especie de turbina eólica, pero sumergida en agua y funciona con el principio de velocidad superficial del flujo de agua ($v_{min} = 1.2 \text{ m/s}$) en vez de flujo de viento. Este tipo de turbina puede ser una solución interesante para los ríos caudalosos (pero de pendiente casi cero) de la Cuenca del Amazonas.

Foto#2 : turbina flotante (2 kW)



Fuente: ITDG - Perú



Tanto en el mercado nacional como internacional se dispone de oferta de turbinas para la categoría de picocentrales (menores a 5 kW), de las siguientes tecnologías: Pelton, Turgo, Michell – Banki, axiales (tipo hélice) y flotantes o de “río”.

7.13.- Potencial geotérmico

Bolivia tiene un potencial geotérmico localizado en la región sudeste del país, en el Departamento de Potosí más específicamente en la zona de Laguna Colorada. El único proyecto que presenta un estudio serio en Bolivia es el referido a *Campo Sol de Mañana*, en la zona de *Laguna Colorada*, en el departamento de Potosí.

La investigación del potencial energético estuvo a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, finalizada en diciembre de 1997. Posteriormente el 14 de marzo de 2000, ENDE solicitó a la CFE un estudio sucinto de opciones de utilización de los pozos geotérmicos de Laguna Colorada.

Con base en la información técnica y económica contenida en dicho estudio, ENDE ha elaborado el siguiente resumen:

Como se muestra en los cuadros siguientes el potencial de generación de la zona de Laguna Colorada asciende a 120 MW, pero debe hacerse notar que a un principio los estudios daban un potencial a priori de 240 MW pero esta deducción no resultó aceptable.

Para llegar a tener una generación de 120 MW se requerirían 20 pozos productivos y 7 pozos de re-inyección. Cada uno de estos pozos debería tener las siguientes características: 7 Bar de presión de separación con 50 t/h y 220 toneladas de agua.

Cuadro # 41. Opciones estudiadas para la generación geotérmica

OPCIONES	a	b	c	d
Capacidad	120 MW	21,5 W	5 MW	1 MW
Tipo de Central	Condensación	Condensación	Contrapresión	Condensación
Unidades	2 x 60 MW	1 x 2,5 MW	1 x 5 MW	1 x 1 MW
Consumo Especifico	8 t/MWh	8 t/MWh	12 t/MWh	8 t/MWh
Factor de Planta	90%	90%	70%	90%
Usos Propios	4,50%	7,50%	0,70%	7,50%
Vida Útil del Proyecto	25 años	25 años	25 años	25 años

Fuente: ENDE

En el cuadro siguiente se presenta un resumen de los costos medios de generación de electricidad para cada una de las cuatro opciones consideradas.

Cuadro # 42. Costos medios de generación de electricidad (US\$c/kWh)					
Opción	Central	Pozos	Línea	O&M	Total
Central de 120 MW	1,59	0,83	0,35	0,55	3,32
Central de 21,5 MW	1,62	0,01	1,07	0,55	3,34
Central de 5 MW	1,28	0,27	1,24	0,39	3,17
Central de 1 MW	3,60	0,74	0,45	0,34	5,14

Fuente: ENDE

Estos costos medios han sido calculados utilizando precios del año 2000. Para calcular el valor medio correspondiente a un flujo de costos y de energía eléctrica durante un periodo de varios años, se utilizó una tasa de actualización de 12 % por año.

Actualmente en la zona de Sol del Mañana se tienen 5 pozos productivos, y con estos pozos se podría dar una generación de hasta 20 MW.

Existe adicionalmente un 6^{to} pozo pero en la zona de *Apacheta*, en el cual se asienta la empresa TIERRA S.A., productora de Bórax, ésta utiliza las propiedades térmicas del pozo para sus procesos, pagando la suma de 2500 \$US al mes por este servicio; esta empresa tiene una generación de energía eléctrica propia con grupos diesel y su demanda asciende a 600 kW.

Si hablamos de una planta piloto, se podría proyectar una desde 1 MW hasta 5 MW, el objetivo de esta planta piloto sería la de desarrollar en el sector un mercado de venta de energía eléctrica a todos los posibles inversionistas que podrían asentarse en ese sector a futuro, sin embargo no existe una fecha ni una capacidad ya decidida para esta posibilidad.

Inicialmente se piensa en una planta de 1.5 MW, de los cuales 600 kW se abastecería la empresa TIERRA S.A., y el resto estaría repartido en Quetena Grande, Quetena Chico, y también para el campamento de ENDE en LAGUNA COLORADA (para los Hoteles y otras actividades de turismo que podrían establecerse en ese sector). Aún no está definido si la distribución será con una línea eléctrica Monofásica o Trifásica.

El costo de la maquinaria que opera en Campo Sol de Mañana aun está en etapa de selección, este proceso deberá ser minucioso ya que no se trata de Generadores de Vapor comunes sino que son generadores cuyos materiales deben ser de alta calidad, debido a que los vapores que emanan de los pozos contienen materiales corrosivos. A priori se habla de un costo aproximado de 2000 \$us a 2500 \$us por MW instalado.

En resumen se puede decir que poco se conoce sobre las características que poseen los campos de *Sol de Mañana* en *Laguna Colorada*.

7.14.- Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos están constituidos por equipamiento que utiliza diferentes fuentes de energía y combina la generación de electricidad, aportando a un punto común, para su posterior distribución a los usuarios finales. La razón de estas combinaciones se debe a que en algunos casos una sola fuente no puede abastecer por completo las demandas energéticas y por tanto se pueden combinar varias fuentes para este fin. La idea es utilizar al máximo las fuentes energéticas de mínimo costo.

El año 2001 el Instituto Catalán de Energía (ICAEN) conjuntamente con el Viceministerio de Energía e Hidrocarburos de Bolivia (Actualmente VMEEAT) como parte del proyecto denominado “Planificación municipal para el suministro energético en los departamentos de Beni y Pando” que fue apoyado por el Programa Sinergy de la Unión Europea, decidieron elaborar un proyecto a diseño final de electrificación rural con sistemas híbridos (fotovoltaico – diesel). El proyecto fue elaborado para la localidad beniana de Baures y posteriormente adaptado para la población de Huacaraje que presenta condiciones similares a Baures.

El planteamiento del proyecto está orientado a disminuir la dependencia energética del diesel que además de estar subsidiado, sólo abastece el funcionamiento de los grupos electrógenos durante 4 horas al día. Con el sistema híbrido se plantea garantizar el suministro eléctrico durante las 24 horas del día.

Según los datos del proyecto el sistema energético híbrido para Baures consiste en instalar un arreglo fotovoltaico centralizado de 196 módulos de 110 Wp cada uno, haciendo un total de 22 kWp, combinándolo con el grupo electrógeno existente en Baures de 80 kW, para cargar un mismo banco de acumuladores electrolíticos de 7500 Ah en total de corriente continua, para que luego la energía acumulada sea convertida en corriente alterna y distribuida a los usuarios a través de la red eléctrica de 220 V.

7.15.- A manera de conclusiones de las energías renovables en Bolivia

- ✓ El índice de cobertura de electrificación rural en Bolivia es muy bajo y debido a la dispersión poblacional en el área rural, las energías renovables son opciones viables y en algunos casos únicas para la electrificación rural.
- ✓ A nivel normativo se debe incentivar la utilización de energías renovables no sólo para el abastecimiento energético autónomo, sino también para venta de electricidad a las redes eléctricas existentes, favoreciendo con un precio preferente a la energía generada con fuentes renovables, como en el caso de Ecuador.
- ✓ Los potenciales solar e hidráulico presentan las mejores condiciones de ser explotados en comparación con las otras fuentes renovables.
- ✓ Existe un mercado creciente de energías renovables, pero todavía carecen de incentivos para su introducción masiva.
- ✓ El potencial eólico aparentemente está concentrado en algunas regiones puntuales del país y generalmente las velocidades solamente permitirían aprovechamientos de pequeña potencia para usos domiciliarios, bombeo de agua y otros usos productivos de pequeña escala.

- ✓ Es recomendable efectuar un programa de mediciones eólicas en el país y elaborar un Atlas del potencial eólico.
- ✓ Como una medida de disminución del consumo de diesel en Bolivia con fines de generación de electricidad, existe un buen potencial de introducción de sistemas híbridos en poblaciones con pequeños grupos electrógenos a diesel.
- ✓ Las picoturbinas hidráulicas y las turbinas flotantes son muy buenas opciones para varias regiones del país.
- ✓ La biomasa tiene un gran potencial no solamente para usos domiciliarios, sino también para generación de energía a mayor escala, pero la tecnología no está disponible en el país.
- ✓ Las empresas oferentes de sistemas de energías renovables en el país, cuentan con buena experiencia, principalmente las relacionadas con sistemas fotovoltaicos y minicentrales hidráulicas.
- ✓ No hay políticas ni planes para la introducción masiva de sistemas termosolares y también se debe actualizar la tecnología en el país.
- ✓ Existen pocas aplicaciones sociales (escuelas y postas sanitarias) y productivas con energías renovables.
- ✓ Respecto a los costos de los sistemas con energías renovables, aún son elevados y con una política de introducción masiva, podrían tender a ser más accesibles para los pobladores rurales.

8.- El potencial de gas natural

El sector de Hidrocarburos en Bolivia se ha caracterizado por ser uno de los más dinámicos en la economía en los últimos años, en términos de inversiones, crecimiento e importancia dentro del Producto Interno Bruto.

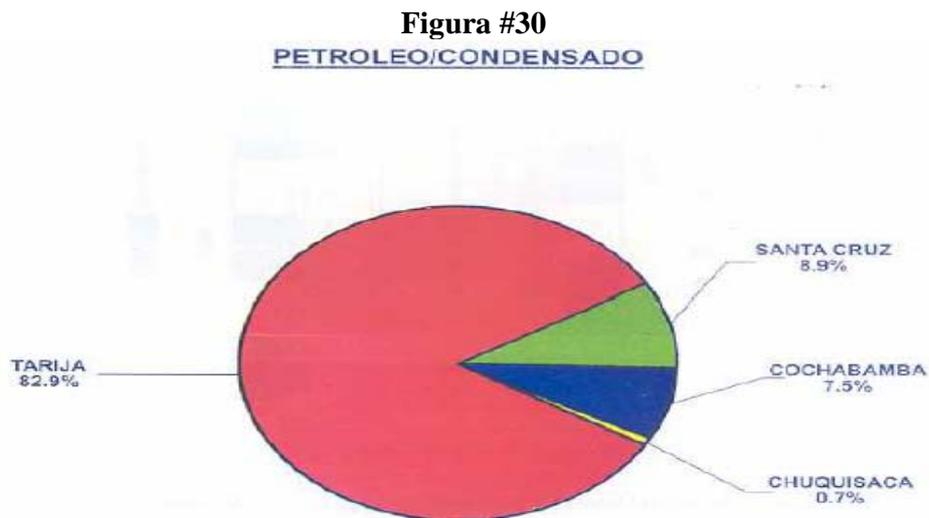
En los últimos 12 años las inversiones realizadas en exploración y explotación de campos pasaron de \$US 43 millones al año en 1990, a \$US 280 millones en 2003; sin embargo el promedio anual de las inversiones en el período 1997-2003 en estas actividades fue de \$US 419 millones; el índice de cantidad de extracción de hidrocarburos creció 113% desde 1990; y la contribución al PIB pasó de 4.30% en 1990 a 5.6% en 2003.

Cabe señalar también que este sector fue uno de los que enfrentó mayores reformas, tanto en la parte institucional como regulatoria, al ser primero un sector administrado por agentes públicos y luego por privados, y al pasar de ser un monopolio estatal a un sector desintegrado regido por los principios de la competencia de mercado.

La contribución de este sector al Producto Interno Bruto fue en promedio para los años 1990-1996 de 4.5%. Luego de este periodo se observa un incremento en su participación llegando en 2003 a 6.7%, que se debe principalmente a las fuertes inversiones realizadas a partir del año 1997 y a la exportación de gas natural al Brasil.

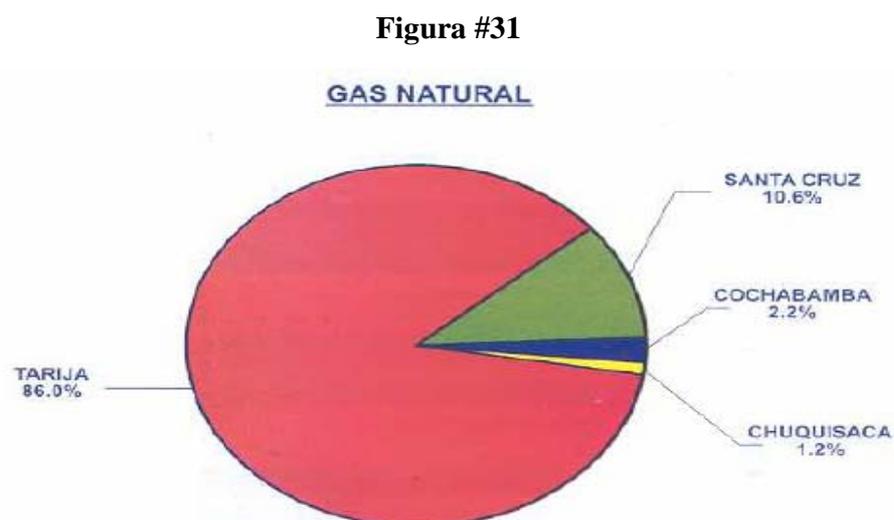
Las reservas de hidrocarburos, particularmente las de gas natural se incrementaron exponencialmente, por esa razón es que Bolivia actualmente tiene un gran potencial de exportación en el sector hidrocarburífero.

En cuanto a participación departamental, como se puede advertir en el siguiente grafico, Tarija es el departamento que tiene las mayores reservas de petróleo condensado, con el 82.9% del total nacional, mientras que Santa Cruz y Cochabamba contribuyen con el 8.9% y 7.5% respectivamente.



Fuente: YPFB.

En cuanto a gas natural, la mayor cantidad de reservas se encuentran también en el departamento de Tarija con un 86%, mientras que en Santa Cruz se tiene un 10.6%. En tercer lugar está el Departamento de Cochabamba con 2.2%. Esta distribución se puede observar en el siguiente gráfico.

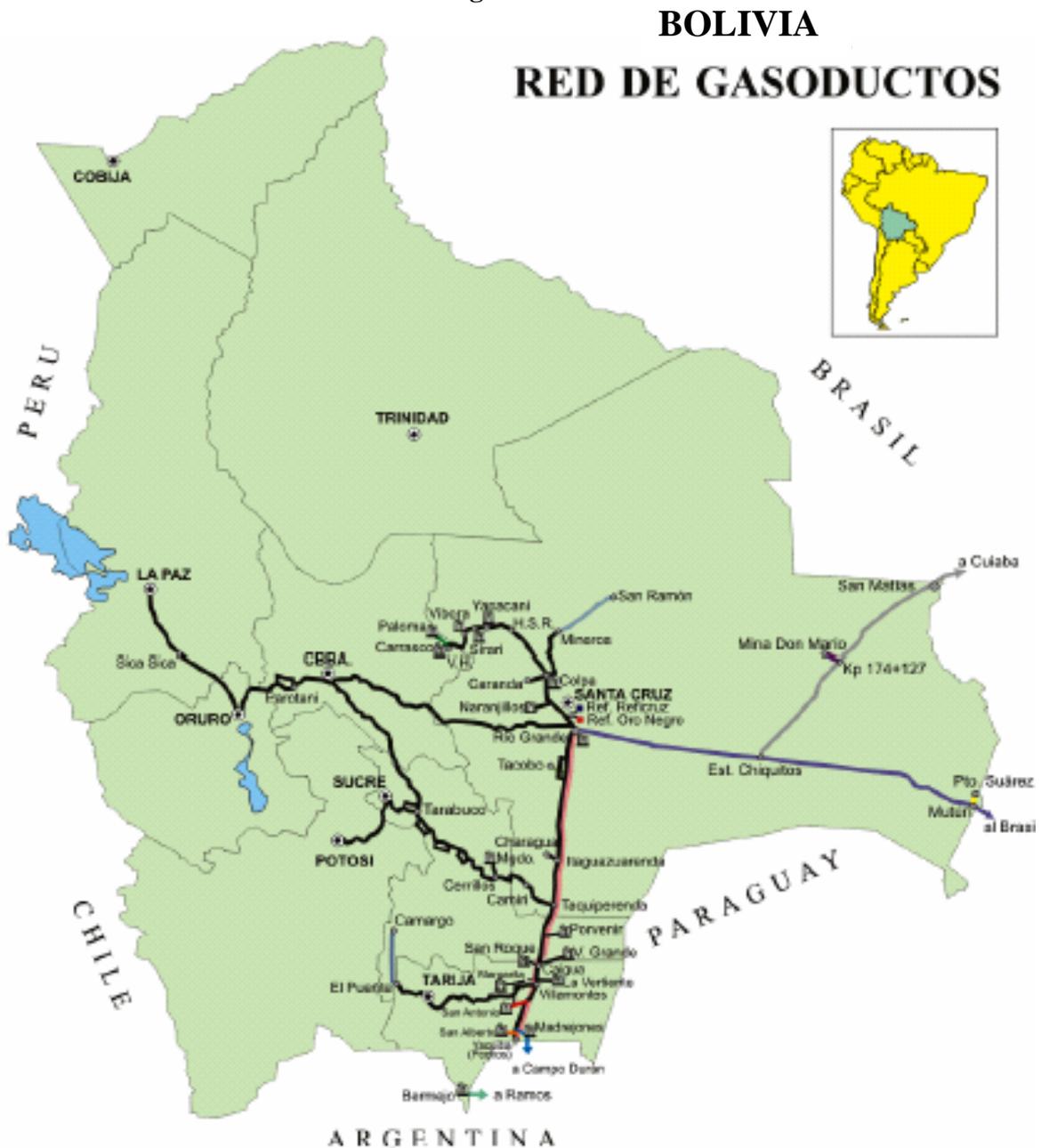


Fuente: YPFB.

8.1.- Redes de gas natural

Bolivia se abastece de gas natural a través de dos redes principales de ductos operadas por la empresa Transredes, estas redes están divididas en dos subsistemas, la red norte y la red sud. La red norte atiende el suministro a las ciudades de La Paz, Cochabamba, Oruro y Santa Cruz. La red sud resulta de ramales de la red principal denominada YABOG que fue construida para atender la exportación a la Argentina. Los dos ramales de la red sud atienden a las ciudades de Sucre, Potosí y Tarija.

Figura #32



	Concesionario	Longitud	
—	En Operación	Transredes S.A.	2,562 Km
—	En Operación	Gas TransBoliviano	557 Km
—	En Operación (Lateral)	Petrobras	25 Km
—	En Operación	Gas Oriente Boliviano S.R.L.	360 Km
—	En Operación (Lateral)	Maxus Bolivia Inc.	12 Km
—	En Operación	Prefectura de Chuquisaca	71 Km
—	En Operación	Comsur	110 Km
•••••	En construcción	Maxus Bolivia Inc	48 Km
—	En Operación	Transportadora San Marcos	17.5 Km
—	En Operación	Transierra S.A.	431 Km
—	En Operación (Lateral)	Petrobras	20 Km
—	En Operación (Lateral)	Empresa Minera Paititi	4.5 Km
—	En Operación	Pluspetrol	19.6 Km
—	En Operación	Y.P.F.B. (Opera y Adm. Pluspetrol)	3.5 Km
—	En Operación (Lateral)	Pluspetrol	20 Km
●	En Operación (Ducto Menor)	Chaco	0.2 Km
■	En Operación (Ducto Menor)	Reficruz	0.47 Km
■	En Operación (Ducto Menor)	Oro Negro S.A.	0.26 Km

Fuente: Superintendencia de hidrocarburos.

Actualmente existen 17 gasoductos operando, de los cuales 3 están exclusivamente destinados a la exportación. El total de extensión de los gasoductos en Bolivia es de 4231.1 km, de los cuales los gasoductos laterales tienen una extensión de 429.5 km.

8.2.- Producción de gas natural en Bolivia

Las empresas petroleras realizaron fuertes inversiones en exploración y explotación. Así, las reservas certificadas probadas y probables de gas natural crecieron desde 5.69 TCF en 1997 hasta 54.86 TCF en 2003⁸, mostrando un crecimiento del 864% en los 6 años y de 4.9% respecto a la certificación realizada el año 2002. Otro factor que contribuyó al importante aumento observado en las reservas nacionales fue el rol activo que jugó YPFB durante el proceso de capitalización, realizando presentaciones internacionales para promover las áreas libres con potencial hidrocarburífero, en busca de capitales de inversión dirigidos a la exploración y explotación.

La producción de gas natural se incrementó en 242% entre 1990 y 2003, fruto de los contratos de exportación de este carburante primero a la Argentina y luego al Brasil. Sin embargo, no se incrementó de acuerdo con los nuevos descubrimientos alcanzados de reservas gasíferas debido a que para exportar más gas natural es necesario firmar nuevos acuerdos para exportar volúmenes mayores a los establecidos en el actual contrato de exportación al Brasil.

⁸ Certificación realizada por la empresa De Golyer & Nac Naughton el año 2003

8.3.- Exportaciones de gas natural

8.3.1.- Contrato con Brasil

El principal mercado de exportación del gas natural boliviano es el vecino país del Brasil, que empezó en julio del año 1999 con un contrato para 20 años. De acuerdo con los volúmenes contractuales para las ventas de gas natural al Brasil, entre 1999 y 2003, Bolivia ha exportado a Brasil 0.78 TFC. En los siguientes 20 años las ventas a ese país llegarán a los 7. 40 TFC.

El promedio de los volúmenes diarios de exportación de gas natural al Brasil para el año 2004, es de 722.37 Millones de pies cúbicos por día.

8.3.2.- Contrato con Argentina

Bolivia exporta gas natural a la Argentina desde 1972 en un contrato de 20 años, que fue ampliado el año 2002 al expirar el contrato inicial. En octubre del 2004 Bolivia aumentó la exportación de gas a la Argentina con el fin de paliar la crisis energética que vive ese país. El acuerdo estipula que Bolivia venderá 700 millones de pies cúbicos por día por un tiempo de 20 años, que se transportará por una ampliación del ducto existente entre los dos países que será concluido el año 2007.

El caudal de gas natural exportado a la Argentina hasta fines del año 2004 fue de 77.21 Millones de pies cúbicos por día.

Cuadro #43 Flujo de gas (agosto 2005) MMPCD

Inyección total: 1273.53	Exportación total: 1044.49	Mercado interno: 194.94
---------------------------------	-----------------------------------	--------------------------------

8.4.- Consumo de gas natural en el mercado interno

De la producción total actual de gas natural (aprox. 1274 MMPCD), el mercado interno consume aproximadamente el 15% (195 MMPCD), de los cuales 65.6 MM son distribuidos a través de las redes de gas domiciliarias, 4.61 es consumo directo, 19.5 es consumo propio de las plantas distribuidoras y productoras, 10.7 es consumido a través de los oleoductos y gasoductos, 97 son destinados a la generación termoeléctrica, y 8 es destinado a las Refinerías. El resto de la producción (1044.5 MMPCD) está destinada a la exportación al Brasil y Argentina.

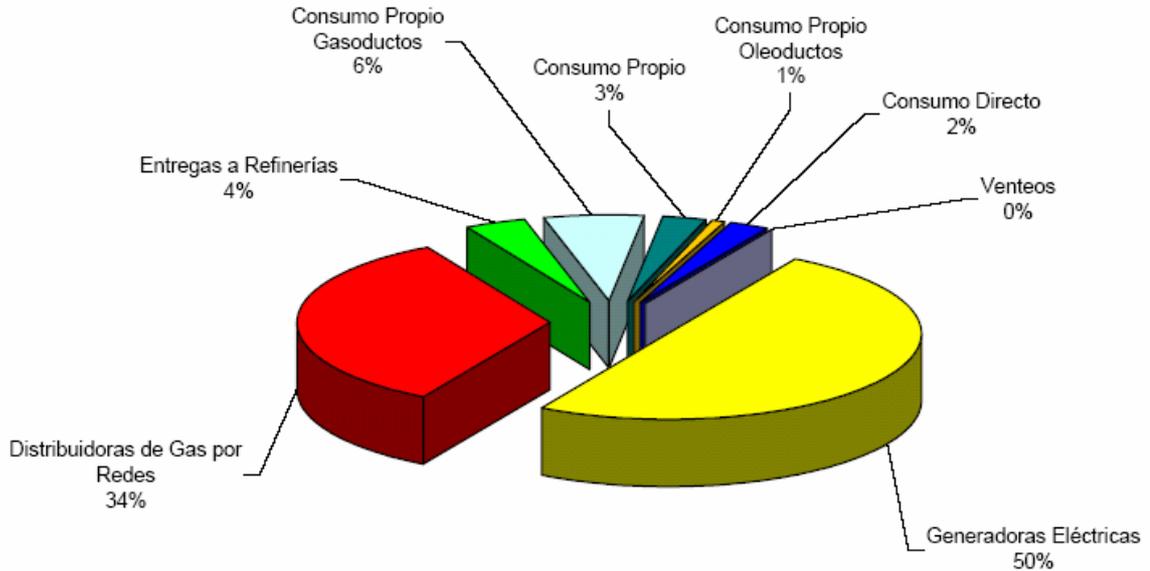
Para la generación de electricidad el gas natural que se consume alcanza solamente al 7.6% del total de la producción y aproximadamente un 50% del consumo interno.

En el siguiente gráfico, se puede ver la distribución del consumo interno de gas por sectores:

Figura #33



**CONSUMO DE GAS POR SECTORES
AGOSTO - 2005**



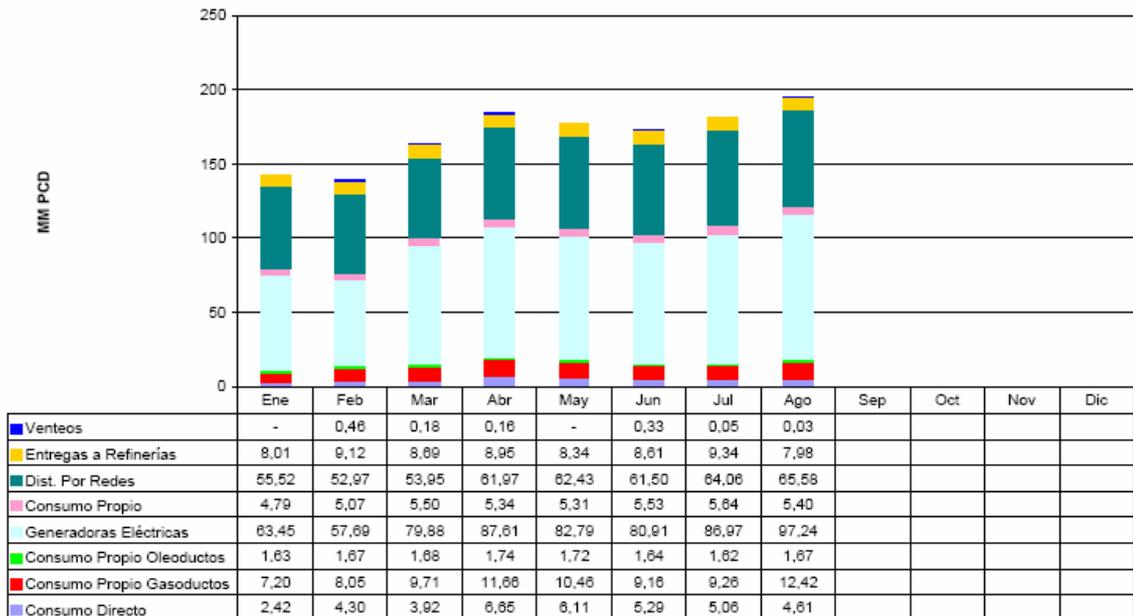
Fuente: Superintendencia de hidrocarburos.

Como se puede apreciar en el gráfico, los grandes consumidores de gas natural son las generadoras eléctricas y las distribuidoras de gas por redes. En el siguiente gráfico se tienen las cantidades consumidas por estos sectores, a agosto del 2005.

Figura #34



**CONSUMO INTERNO DE GAS POR SECTORES
GESTION 2005**



Fuente: Superintendencia de hidrocarburos.

La cantidad total consumida durante el mes de agosto 2005, asciende a un total de 194.93 MMPCD⁹; las generadoras eléctricas consumen 97.24 MMPCD, mientras que los distribuidores por redes 65.58 MMPCD.

8.4.1.- Distribución de gas natural para redes domiciliarias

Las redes de distribución domiciliarias, tienen la tarea de transportar el gas natural desde el 'City Gate' o lugar de entrega del gas, hasta los usuarios finales conectados a esta red. Estas redes se dividen en redes primarias, que son utilizadas principalmente para la distribución a usuarios industriales, y redes secundarias, utilizadas para el transporte y conexión de usuarios comerciales o domésticos.

La distribución de gas natural por redes se la realiza en todos los departamentos de Bolivia, exceptuando Trinidad y Cobija. La red primaria está a cargo YPFB que consta del tendido de 415 Km de tubería y algunas de las redes de distribución en el eje secundario con 320 km de tendido. Las restantes redes en el eje secundario, fueron dadas en concesión para su administración por 20 años en el año 1989., en las cuales YPFB, algunas prefecturas y municipios de departamento tienen también participación accionaria, aunque minoritaria. Las ciudades de Cochabamba, Santa Cruz y Sucre son atendidas por las empresas privadas EMCOGAS, SERGAS y EMDIGAS respectivamente. La ciudad de Tarija es atendida por EMTAGAS, una empresa de economía mixta. YPFB, como operador estatal, atiende las ciudades de La Paz, El Alto, Oruro, Potosí y Camiri.

YPFB, de acuerdo a las políticas energéticas del Gobierno, ha venido desarrollando diferentes proyectos para mejorar e incrementar el número de usuarios beneficiados con el suministro de gas natural en las diferentes ciudades del país. El proyecto de expansión de redes de distribución de gas natural que lleva adelante YPFB es denominado proyecto 39K. Este proyecto tiene establecido un número de conexiones domiciliarias nuevas a realizar en cada una de las ciudades que atiende. Para poder llevar a cabo estas conexiones es necesario realizar previamente la extensión de las redes secundarias de distribución de gas natural y la puesta en funcionamiento de puestos de regulación y medición.

El gobierno publicó el Decreto Supremo N° 27612, de 5 de julio de 2004, que establece los mecanismos de financiamiento para el proyecto 39K. El Decreto Supremo mencionado crea el fondo de redes de YPFB, que será utilizado únicamente para financiar la expansión de las redes de distribución de gas natural y realizar las conexiones domiciliarias comprometidas. Los recursos que alimentan este fondo de redes vienen de cuatro fuentes:

- 1.- Los recursos del fondo de operaciones, que son pagos que realizan los demás operadores a favor de YPFB por concepto de alquiler de las redes primarias en las distintas ciudades.
- 2.- Los montos que YPFB obtenga como producto de las rebajas en el precio del gas natural en Puerta de Ciudad (City Gate).

⁹ MMPCD Millones de pies cúbicos por día.

3.- Los ingresos remanentes de YPFB por concepto de distribución de gas natural, luego de descontar los costos de operación.

4.- Otros recursos que YPFB o el Estado boliviano capte para el desarrollo de redes de gas natural.

Uno de los resultados del Referéndum de julio de 2004 sobre los temas de gas y petróleo que se realizó en Bolivia, se refiere a la voluntad del pueblo boliviano de utilizar el gas natural de forma intensiva en el mercado interno y también en la exportación de este recurso energético.

En este aspecto, la política del gobierno es realizar un cambio de la Matriz Energética a través de: i) incrementar el número de conexiones internas domiciliarias de suministro de gas natural, ii) suministrar gas natural a unidades educativas, centros de salud y mercados (redes de gas social-RGS) y, iii) coadyuvar a la conversión de automóviles de gasolina y diesel oil a gas natural vehicular. A finales del 2004 existían 27 000 vehículos convertidos a gas natural comprimido.

A continuación se muestra el cuadro que resume la cantidad de usuarios de gas natural abastecidos por redes instaladas en el país, con datos parciales a febrero de 2005, denotando las diferentes categorías de usuarios y su distribución por las empresas que abastecen estas demandas. La categoría GNV que aparece en el cuadro, se refiere a la cantidad de estaciones de suministro de gas natural comprimido para vehículos y no así a la cantidad de usuarios que tienen vehículos adaptados. Los consumidores de gas natural conectados a las redes existentes en el país hasta febrero de 2005 son 54222, tomando en cuenta todas sus categorías.

Cuadro #44
NUMERO DE USUARIOS DE GAS NATURAL (FEBRERO 2005)

EMPRESA	INDUSTRIAL	COMERCIAL	DOMESTICO	GNV	TOTAL
SERGAS (Santa Cruz)	139	269	2621	15	3044
EMCOGAS (Cochabamba)	515	573	11616	34	12738
EMDIGAS (Sucre)	25	61	2501	1	2588
EMTAGAS (Tarija)	79	304	15360	1	15744
YPFB(La Paz)	186	228	7824	7	8245
YPFB(Oruro)	34	86	4115	1	4236
YPFB(Potosí)	9	62	5503	0	5574
YPFB(Camiri)	2	11	2040	0	2053
Total	989	1594	51580	59	54222

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos.

Del total de usuarios a nivel nacional, el 95% corresponde al sector doméstico, 1.8% al industrial y 2.9% al comercial.

Los usuarios de gas natural consumieron un total de 1'501492 millares de pies cúbicos (MPC)¹⁰ durante el mes de febrero del año 2005. El 71.8% es consumido por el sector industrial, el 3.25% por el sector doméstico, el 22% por el sector transporte automotor, y el 2.8% por el sector comercial. Los datos desagregados se muestran a continuación.

Cuadro #45
VOLÚMENES COMERCIALIZADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GAS
NATURAL (MPC Febrero 2005)

CIUDAD	EMPRESA	INDUSTRIAL	COMERCIAL	DOMESTICO	GNV	TOTAL
Santa Cruz	SERGAS	321537.88	9310.24	2041.10	74840.40	407729.62
Cochabamba	EMCOGAS	298295.04	10363.47	12690.83	211303.84	532653.18
Sucre	EMDIGAS	73862.68	1935.97	4161.78	4847.21	84807.64
Tarija	EMTAGAS	53505.00	3452.00	14157.00	1891.00	73005.00
La Paz	YPFB	224272.50	12415.35	6201.80	36946.01	279835.66
Oruro	YPFB	89706.96	2646.68	3639.49	1596.36	97589.49
Potosí	YPFB	16421.48	2379.17	4501.53	0	23302.18
Camiri	YPFB	830.01	228.26	1511.27	0	2569.54
Total		1'078431.55	42731.14	48904.80	331424.82	1'501492.31

Fuente: Superintendencia de hidrocarburos

8.5.- Precios de gas natural

El precio del gas natural que se fija en el mercado interno varía según la categoría de los usuarios: doméstico, comercial o industrial, en el que se consideran los costos operativos, infraestructura de distribución y los volúmenes de demanda.

Cuando se fija el precio del gas natural para el mercado interno, se toma en cuenta el precio en boca de pozo, que actualmente asciende a 0.57 dólares por millar de pies cúbicos (\$US/MPC) y la tarifa de transporte que llega a 0.41 dólares por millar de pies cúbicos, que hace un total de 0.98 \$US/MPC lo que viene a constituirse en el precio en Puerta de Ciudad (City Gate), de acuerdo a la Resolución Administrativa 0605/2005 de la Superintendencia de Hidrocarburos.

El City Gate es el punto de ingreso del gas natural en cada una de las ciudades donde se distribuye este combustible. Es a partir de este punto que el precio del gas natural comienza a variar. Los usuarios de la categoría industrial pagan un precio más bajo porque la relación costos/volumen es menor a los sectores doméstico y comercial, en otras palabras, los costos de administración para la empresa suministradora es menor porque se trata de pocos clientes con una gran demanda. Los industriales representan el 1.86% del total de clientes de redes de gas natural pero consumen el 94.24% del total de la demanda.

En la categoría comercial, si bien los costos de administración son mayores a los del industrial, los volúmenes de demanda de gas son importantes, por tanto, el precio también será

¹⁰ MPC es la unidad establecida en Bolivia para la medición de las transacciones de gas para el mercado interno.

menor en relación a la categoría doméstica. Los clientes de la categoría comercial representan el 2.95 % del total de usuarios y consumen un 2.70% de la demanda global.

Para que el gas natural llegue a cada uno de los clientes de la categoría doméstica, se han hecho inversiones en el tendido de las redes de gas en las ciudades, lo que supone un costo de infraestructura, a lo que se suman los costos de operación, mantenimiento y administración que son mucho más altos que en las otras categorías porque se trata de un elevado número de usuarios que requieren un servicio de instalación, control de seguridad y facturación prácticamente personalizada, pues la empresa distribuidora debe prestar sus servicios domicilio por domicilio. Es por esta razón que el precio del energético para esta categoría de usuarios es más alto.

Cuadro #46
Precios de venta de gas natural en Bolivia
A febrero de 2005

Ciudad	Industrial	Comercial	Doméstico
	\$US/MPC	\$US/MPC	\$US/MPC
La Paz	1.70	4.32	5.48
Oruro	1.70	4.32	5.48
Potosí	1.70	4.32	5.48
Camiri	1.70	4.50	5.20
Santa Cruz	1.70	5.37	5.37
Cochabamba	1.70	5.17	5.17
Sucre	1.70	5.27	5.27
Tarija	1.50	4.27	4.27

Fuente: Superintendencia de hidrocarburos

El precio actual del gas natural vehicular vigente en las estaciones de suministro de todo el país es de 1.66 Bs /m³ (aprox. 0.20 \$US/m³).

8.6.- Utilización de gas natural para generación de electricidad

El Plan Referencial del Sistema Interconectado Nacional de Bolivia, es un instrumento técnico estipulado en la ley de electricidad, que tiene el objetivo de brindar a los agentes del mercado eléctrico una guía de referencia del plan de expansión de generación y transmisión de mínimo costo e indicar las señales económicas que orientarían la solución de mercado hacia dicho plan. Según este Plan recientemente concluido, se tiene establecido un crecimiento de la oferta en el SIN para los siguientes años del orden de 350 MW (50 MW/año), y según el estudio, todo mediante plantas térmicas a gas, tanto en Cochabamba como en Santa Cruz. Si bien las inversiones estarán a cargo del sector privado, serán los consumidores quienes en definitiva

tengan que pagar dichas inversiones, a través de los precios de mercado que las hagan rentables.

Tal como se mencionó anteriormente, Bolivia actualmente basa el mayor porcentaje de la generación de electricidad en plantas termoeléctricas, siendo la mayoría de éstas suministradas con gas natural para la generación en el SIN.

A continuación se detalla el consumo de gas en las empresas de generación de electricidad en el SIN, que utilizan turbinas a gas.

Cuadro #47
Consumo de gas natural por empresa generadora del SIN (MPC año 2004)

COBEE	EGSA				Valle Hermoso		CECBB	Total
	Kenko	Guaracachi	Karachip	Sucre	Aranjuez	Valle Hermoso	Carrasco	
311379	9'672493	415892	545124	790626	582381	3'563255	5'014857	20'896006

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

El total de consumo de gas natural para la gestión 2004 fue aproximadamente 21000 millones de pies cúbicos. En cambio el consumo total de gas natural en los sistemas térmicos aislados para la misma gestión fue de solamente 2366 millones de pies cúbicos, tal como se puede observar en el siguiente cuadro. El consumo de los sistemas aislados en relación al del SIN es solamente el 11.3%.

Cuadro #48
Consumo anual de gas natural en sistemas aislados (Año 2004)

Empresa	Consumo GN (MMPC)
CRE	366.4
SETAR	1415.4
CENERGYS	164.3
CSSA	13.5
GESA	17.7
TRANSREDES	0.1
VINTAGE	0.1
PECOM	77.0
CHACO	221.7
TOTAL gas natural (MMPC)	2366.2

Fuente: Superintendencia de electricidad

El mayor consumo de gas natural en los sistemas aislados se tiene en la empresa SETAR que abastece de electricidad al departamento de Tarija, tanto con turbinas a gas para la ciudad de Tarija como con motores a gas en otras poblaciones del departamento (Bermejo, Villamontes y Yacuiba). Los sistemas operados por SETAR resultan ser los de mayor demanda entre los sistemas aislados del país.

8.7.- Precios de gas natural para generación de electricidad.

El precio máximo del gas natural vigente desde el año 2002 para la generación termoeléctrica es de 1.30 \$US/MPC. Este precio que es más bajo que de la categoría industrial, fue establecido para fomentar el uso interno del gas natural.

Si bien está establecido el precio máximo, existen variaciones de precios por debajo de este límite que resultan de las transacciones entre las generadoras y las empresas proveedoras de este combustible, en función de los costos de transporte, relacionados a la cercanía de las fuentes. A continuación se puede observar el detalle de estos precios.

Cuadro #49
Precios de gas natural declarados por los generadores del SIN
(con IVA) \$US/MPC
Noviembre 2004 – Abril 2005

Central	Periodo		
	Nov/03- Abr/04	May/04 – Oct/04	Nov/04 – Abr/05
Guaracachi (1)	1.30	1.30	1.30
Guaracachi (2)	1.15	1.30	1.30
Carrasco	0.41	0.45	0.41
Bulo Bulo	0.41	0.41	0.41
Valle Hermoso (1)	0.41	0.70	0.68
Valle Hermoso (2)	0.41	0.70	0.70
Aranjuez	1.30	1.30	1.30
Karachipampa	0.45	0.45	1.30
Kenko	1.15	1.15	1.15
Promedio	0.78	0.86	0.95

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

8.8.- El gas natural para electrificación rural

Bolivia es deficitaria en la producción de hidrocarburos líquidos, por esta razón, la producción de Diesel Oil no es suficiente para satisfacer la demanda existente y tiene que ser complementada con importaciones. En este contexto, a fin de garantizar el abastecimiento de diesel el Gobierno se ha visto en la necesidad de otorgar incentivos para incrementar la producción de Diesel o subsidiar la importación de este combustible, en ambos casos con un sacrificio fiscal importante.

Con la extensión de gasoductos en el territorio nacional, surgió la posibilidad de utilizar gas natural en reemplazo del Diesel oil en la generación de electricidad. Algunas poblaciones que se encuentran cercanas a los gasoductos han aprovechado paulatinamente esta oportunidad, que han permitido mejoras sustanciales en el servicio eléctrico, ya sea por temas económicos como por garantía y calidad del suministro.

Para el año 2004, la participación de la potencia instalada en unidades térmicas a gas natural en los sistemas aislados es de 47.1%, la de motores a Diesel es de 38.9% y en centrales

hidráulicas el 8%. La participación en la generación de electricidad con gas natural para año 2004 fue de 56.3%, la de motores a Diesel del 36.8% y la hidráulica del 6.9%.

Es importante mencionar que el crecimiento de la generación eléctrica en base a gas natural en los sistemas aislados tuvo un incremento del 16.4% durante el año 2004. Pese a ese incremento, las condiciones de sustitución de diesel por gas natural se ven postergadas en algunas poblaciones por no contar con posibilidades inmediatas de acceso al suministro de gas natural, debido a su lejanía a los gasoductos.

A continuación se muestra la información más importante de los sistemas aislados que operan con gas natural, como parte de los proyectos de sustitución del diesel por gas natural.

8.8.1.- Sistema aislado Cordillera

La presencia de CRE en la provincia Cordillera data del 1ro de octubre de 1993. Inicialmente se llamó Sistema Camiri al estar concentrado el servicio en esta ciudad, pero al construirse las ampliaciones hacia las poblaciones de Cuevo, Boyuibe, Gutiérrez y Lagunillas entre otras, se logró mayor cobertura en la provincia y el sistema eléctrico se lo rebautizó como Cordillera. La potencia instalada es de 4.6 MW con 8 motores a gas natural. La energía generada en este sistema para el año 2004 fue de 14323 MWh que implicaron la venta de 12278 MWh a 6161 consumidores, con una tarifa promedio de 9.1 c\$US/ kWh.

8.8.2.- Sistema Valles cruceños

El 26 de febrero de 1994 nació el Sistema Eléctrico Valles Cruceños, formado por las provincias Manuel María Caballero, Florida y Vallegrande. Actualmente son once municipios de los Valles cruceños que son abastecidos con electricidad mediante este sistema aislado que es operado por la CRE. Presta el servicio de electricidad con generación a través de motores que usan gas natural. Este sistema sustituyó a varios grupos a Diesel que existían en la zona y eran operados por Cooperativas del lugar.

El centro de generación está ubicado en la localidad de Mataral con cuatro motores que tienen un total de potencia instalada de 2.6 MW. El servicio de electricidad es suministrado a 8519 socios en ese sistema eléctrico, los cuales demandan una potencia máxima de 2.5 MW. Las ventas de electricidad para el año 2004 fueron de 7850 MWh con una tarifa promedio de 10.1 c\$US/kWh.

8.8.3.- Sistema “Las misiones”

Este sistema se inauguró el 29 de abril del año 2000 y es operado por la CRE. Brinda el servicio de energía eléctrica a las provincias Ñuflo de Chávez y Guarayos, con la generación concentrada en la planta termoeléctrica San Ramón.

Tres unidades de generación (motores a gas natural con potencia instalada de 2.9 MW), con una demanda de potencia máxima para el año 2004 de 2.3 MW brindan el suministro eléctrico

a 4240 socios, con ventas de electricidad de 7334 MWh a una tarifa promedio de 10.7 c\$US/kWh.

En la Planta de Generación San Ramón se realizó el mantenimiento preventivo programado además de un “overhaul” completo de los grupos generadores.

La regulación y ajuste de los equipos de la termoeléctrica han permitido la disponibilidad permanente de las tres unidades de generación.

8.8.4.- Sistema Charagua

A partir de febrero del 2002, el subsistema Eléctrico Charagua, dependiente administrativamente del sistema Cordillera de la CRE, sirve a 600 socios en la población del mismo nombre en el Departamento de Santa Cruz.

Mejóro la calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica con la nueva planta de generación inaugurada el 18 de enero de 2003. La Planta Termoeléctrica de Charagua, que consume gas natural, está equipada con 3 unidades de generación con una potencia instalada de 450 kW. La demanda de potencia para el año 2004 fue de 296 kW, las ventas de energía durante el año 2004 alcanzaron a 761 MWh/año, atendiendo a un total de 600 consumidores. La tarifa promedio para el año 2004 fue de 10.5 c\$US/kWh

8.8.5.- Sistema Camargo

En la provincia Nor Cinti del Departamento de Chuquisaca las poblaciones de Camargo, Villa Abecía, Incahuasi y Culpina cuentan con un sistema aislado de generación de electricidad en base a motores con gas natural. Este sistema anteriormente operaba con motores a diesel a cargo de la Cooperativa de Servicios eléctricos Camargo (COSERCA). Actualmente el sistema es operado por la empresa Gas y Electricidad que cuenta con 3324 consumidores con potencia instalada en motores a gas natural de 1200 kW, 700 kW de demanda máxima y energía generada 1726 MWh/año.

8.8.6.- Sistema Monteagudo

La localidad de Monteagudo ubicada en la provincia Hernando Siles del departamento de Chuquisaca, es abastecida de electricidad por la Cooperativa de Servicios Monteagudo Ltda (COSERMO), que opera un sistema aislado. Desde 1990 cambió la generación eléctrica a diesel por gas natural con una potencia instalada de 940 kW en dos unidades a gas natural y su demanda máxima es de 680 kW

El año 2004 suministró 2259 MWh/año atendiendo a 1509 consumidores. Recibe gas natural de un gasoducto operado por la empresa Chaco.

Aledaños a Monteagudo se tienen sistemas aislados de menor potencia en las poblaciones de Huacareta y Muyupampa. Estos sistemas se interconectarán en un sistema aislado mayor que permita garantizar el suministro eléctrico a estas poblaciones en base a motores con gas

natural. Actualmente se tiene en proceso de culminación la interconexión eléctrica entre estas poblaciones. Se prevé que el sistema entre en funcionamiento a fines del año 2005.

8.9.- Proyecto de Licuefacción, Transporte y Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL)¹¹

El proyecto que se describe a continuación recientemente ha sido postergado en su ejecución, debido a la prioridad del gobierno y de YPFB de garantizar el suministro de GLP en el territorio nacional, a través de nuevas inversiones para este fin. Sin embargo amerita conocer esta información, ya que el proyecto no ha sido desestimado.

En Bolivia existen localidades que se encuentran alejadas de los centros de abastecimiento por lo que su seguridad energética relacionada a la actual configuración de su matriz primaria de energía es muy precaria. Es el caso de la generación de electricidad en la mayoría de Sistemas Aislados en poblaciones del Beni, Pando, Santa Cruz y otras. En este caso la generación de electricidad es realizada utilizando como combustible el Diesel Oil en motores. Por las dificultades de acceso a estas regiones el combustible tiene que ser subsidiado para que los usuarios no tengan que pagar tarifas muy elevadas en comparación con los del SIN.

Como una alternativa de solución a los problemas planteados se está elaborando en YPFB el proyecto de: Construcción de una Planta de Licuefacción y plantas de re-gasificación y transporte criogénico de LNG, destinado a abastecer a los departamentos del Beni y Santa Cruz.

La política actual busca el cambio de la matriz energética a través de la masificación del uso del Gas Natural en el territorio nacional, llegando con este energético prioritariamente a los sectores de bajos ingresos como parte de un programa social.

El proyecto ha identificado áreas de mercado potencial para el gas natural entre las cuales se encuentran las poblaciones de: Trinidad, San Ramón, San Joaquín, Baures, Huacaraje, Magdalena, Yacuma, San Ignacio de Moxos en el Beni y en el departamento de Santa Cruz a las poblaciones de San José de Chiquitos, Roboré, Taperas, San Ignacio de Velasco y San Miguel de Velasco.

El sistema virtual, LNG requiere de una inversión aproximada de US\$ 50 millones, con la característica de ser un proyecto MODULAR, que permitiría la apertura de nuevos mercados potenciales para el gas natural y una vez que dichos mercados se consoliden y puedan justificar la construcción de gasoductos, las plantas de regasificación podrán ser reubicadas en otras regiones para el desarrollo nuevos mercados.

Los objetivos del proyecto son:

¹¹ Fuente: Ministerio de hidrocarburos de Bolivia

1. Dotar de Gas Natural a Departamentos y poblaciones que a la fecha no tienen redes instaladas.
2. Proveer a las poblaciones de los departamentos del Beni, y Santa Cruz, una alternativa viable de suministro de Gas, la cual pueda ser realizada a corto plazo y con financiamiento que permita su inmediata ejecución.
3. Mediante un sistema alternativo, llevar gas a poblaciones alejadas de los campos de producción y gasoductos.
4. Promover el uso de Gas Natural.
5. Promover la Industrialización de Gas Natural.
6. Promover el desarrollo Industrial en los departamentos del Beni y Santa Cruz, mediante el uso de Gas.
7. Disminuir la importación de Diesel Oil al sustituir Gas Oil por Gas Natural.
8. Crear condiciones para Sustituir GLP Subvencionado.

En cumplimiento del mandato del Referéndum la entidad ejecutora del proyecto será Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). El financiamiento del proyecto provendrá del gobierno español mediante un crédito FAD (Fondo de Ayuda al Desarrollo).

8.10.- Estudio sobre aplicaciones en pequeña escala de gas natural.

En octubre del año 2003 fue concluido el estudio sobre aplicaciones en pequeña escala de gas natural, que se desarrolló en el marco del programa administrado por el Banco Mundial CIDA-ESMAP y con participación activa del CIDOB (Confederación de pueblos indígenas del oriente boliviano). El objetivo fue el estudio de pre-factibilidad de suministro de energía a poblaciones rurales dispersas constituidas por comunidades indígenas, a partir de la utilización de gas natural, en lugares donde el consumo esperado resulta bajo, pero visto socialmente posibilitaría mejorar las condiciones de vida de sus habitantes y el progreso económico de la región.

El estudio sobre aplicaciones en pequeña escala del gas natural está orientado a evaluar las posibilidades y condiciones técnicas, económicas y legales para el aprovechamiento de gas natural como energético en comunidades indígenas, fijándose como objetivo del estudio lo siguiente: Para tres comunidades rurales pequeñas seleccionadas en Bolivia, desarrollar un plan piloto para evaluar la posibilidad del uso de gas natural en pequeña escala, teniendo como propósito que el servicio sea prestado por una Entidad constituida y controlada por las comunidades.

Las tres comunidades seleccionadas fueron las siguientes:

Comunidad Santa Isabel

- Sección provincial: San Matías.
- Provincia: Ángel Sandoval.
- Departamento: Santa Cruz.
- Nombre de la organización indígena regional: CPESC (Coordinadora de pueblos étnicos de Santa Cruz).

Comunidad San Antonio - San Francisco

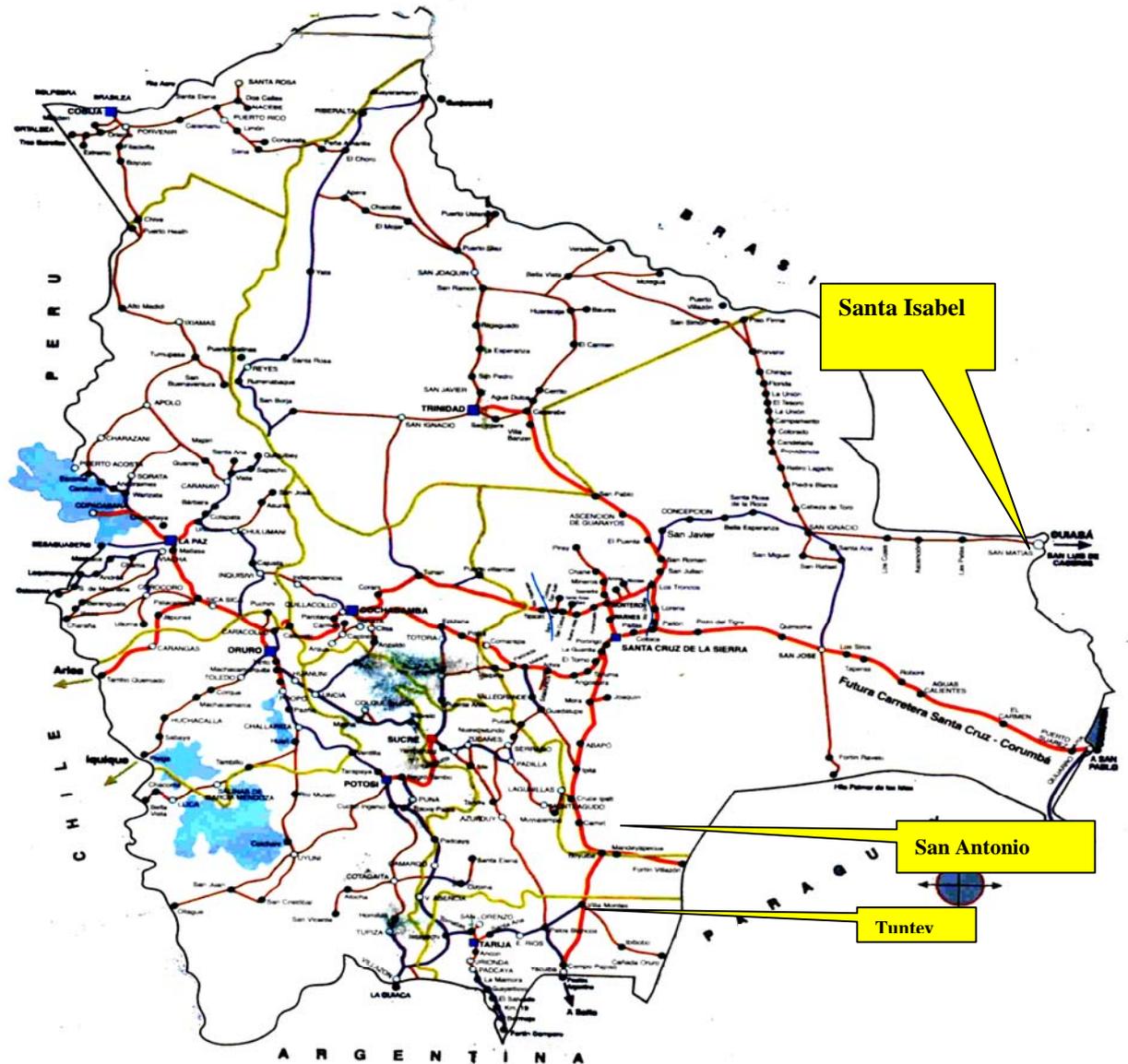
- Sección Provincial: 3era. Sección.
- Provincia: Cordillera.
- Departamento: Santa Cruz.
- Nombre de la Organización Indígena Regional: APG (Asamblea del Pueblo Guaraní).

Comunidad Tuntey

- Sección Provincial: Tercera Sección Provincial de Villamontes.
- Provincia: Gran Chaco.
- Departamento: Tarija.
- Nombre de la Organización Indígena Regional: Orcaweta (Organización de Capitanías Weenhayek y Tapiete).

En el siguiente mapa se muestran las localizaciones de las tres comunidades.

Figura #35



8.10.1.- Resultados del estudio.

Los principales resultados del estudio para las tres comunidades fueron los siguientes:

Comunidad Santa Isabel

Con las condiciones de contorno enunciadas la demanda de gas natural de los sectores residencial y servicios del grupo de comunidades (Santa Isabel, Minador, Alta Vista y Santa Fe), alcanza el volumen de 1940 m³/mes

El gas natural también es el combustible seleccionado para generación eléctrica. La tecnología de generación seleccionada, micro turbina de 30 kW, presenta un consumo nominal de 14 m³/h.

El proyecto plantea para el grupo de comunidades tres escenarios de abastecimiento que contemplan la instalación de 2 microturbinas de 30 kW de potencia nominal cada una.

Si se estima que las microturbinas trabajarían a potencia nominal 18 horas diarias, el consumo máximo de gas natural en generación eléctrica sería de 13440 m³/mes. Para el abastecimiento de gas natural en servicios y consumo residencial, se prevé que exista un consumo de 1940 m³ de gas natural, implicando un total de consumo de gas natural de 15380 m³ al mes para todos los usos anteriormente previstos.

Comunidad San Antonio-San Francisco

En esta región existe una diferencia marcada entre San Antonio y el resto (San Francisco y Tarenda), puesto que al haber energía en San Antonio el mercado eléctrico está parcialmente desarrollado, las familias poseen equipamiento básico y costumbre de uso de la electricidad. San Antonio por representar el 68 % del mercado marca la tendencia, por lo que se utilizó para el análisis una vivienda tipo de esta comunidad para la estimación de la demanda, formada por dos dormitorios, sala y cocina.

Para estimar el consumo de gas natural que se operaría, se partió de considerar que: el consumo mensual en cocción de una vivienda tipo es equivalente al uso de una garrafa de gas licuado de 10 kg al mes, lo cual implica un consumo diario de 0.33 kg de GLP.

Determinándose el equivalente de consumo de GLP en gas natural, se tendría que el consumo mensual por familia sería de 12.66 m³.

Con las condiciones de entorno enunciadas, la demanda de gas natural de los sectores residencial y servicios del grupo de comunidades (San Antonio, San Francisco y Tarenda), alcanzaría el volumen de 7879 m³/mes.

El gas natural también es el combustible seleccionado para generación eléctrica. La tecnología de generación seleccionada, micro turbina de 30 kW.

Comunidad Tuntey

En esta Comunidad todos los servicios públicos están disponibles; agua corriente, energía eléctrica, gas natural, salud, educación, pero no tienen los medios económicos para usufructuarlos.

En todas las calles que recorren la Comunidad hay tendido de línea eléctrica y en las épocas en que los recursos económicos son suficientes muchas familias se conectan al servicio de la compañía de electricidad de Villamontes. Por lo tanto el mercado está desarrollado y existe el hábito de utilizar electricidad entre las familias de la zona.

8.10.2.- Conclusiones del estudio

Las principales conclusiones del estudio son las siguientes:

- ✚ De las tres comunidades analizadas, solamente la comunidad de Santa Isabel y la de San Antonio – San Francisco tendrían las mejores posibilidades de ser tomadas en cuenta en el proyecto.
- ✚ Las condiciones financieras para la implementación del proyecto no son muy favorables, ya que requerían necesariamente de incentivos a la inversión inicial en calidad de subsidio.
- ✚ Los datos extraídos de las tareas de estudio reflejan claramente la realidad de las comunidades pequeñas, de tipo rural, con bajas densidades de población y de viviendas familiares lo que hace altamente antieconómico el diseño de la red de distribución de gas.
- ✚ Al mismo tiempo, no existen proyectos de inversiones productivos que permitan prever un aumento de la mano de obra demandada y con ello el asentamiento de nuevas familias en las comunidades habitacionales, por lo que no se espera, por lo menos en el corto plazo, un aumento poblacional de radicación permanente que haga presumir una expansión de las comunidades.
- ✚ Por el contrario, la fuerza productiva de las comunidades se encuentra subocupada.
- ✚ Las particularidades del caso de estudio hacen que la elección de la organización de la entidad prestadora de servicios se vaya delineando hacia una sociedad con fines eminentemente sociales/comunitarios, como es el caso de una Cooperativa de servicios que pueda hacerse cargo conjuntamente de los servicios de generación y distribución de energía eléctrica de los sistemas aislados a construirse, así como de la distribución de gas natural.

8.11.- Proyecto piloto “utilización intensiva del gas natural en la UMSS”

La Facultad de Ciencias y Tecnología (FCyT) de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS - Cochabamba) a partir de sus Carreras de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Electromecánica y Mecánica, ha elaborado un proyecto piloto para la utilización intensiva del gas natural en los predios de la UMSS, con fines académicos y demostrativos.

Objetivos

- ✚ Instalar un sistema de generación eléctrica utilizando gas natural como combustible en microturbinas con una potencia total de 250 kW, conectándolas a la red eléctrica interna de la UMSS y con posibilidades de vender los excedentes a la empresa distribuidora de electricidad de Cochabamba (ELFEC) a precios ventajosos para ambas partes.
- ✚ Facilitar la creación de una empresa constituida por egresados de la FCyT que estén calificados para la operación y mantenimiento del sistema y de esta manera tercerizar el servicio de electricidad utilizando gas natural.
- ✚ Capacitar a profesionales y estudiantes del medio en el diseño, ejecución, operación y mantenimiento de microturbinas a gas natural para la generación de electricidad, a través de cursos de formación continua.

- ✚ Demostrar la viabilidad de la utilización de microturbinas a gas natural como opción efectiva para la aplicación en las industrias nacionales y en áreas rurales para electrificación, buscando la replicabilidad y sostenibilidad.
- ✚ Utilizar las ventajas de la cogeneración eléctrica – térmica con fines de apoyo a la producción e investigación de los Centros de la FCyT que usan energía calórica en ciertos procesos.
- ✚ Las industrias de la región podrán disponer de información y asistencia técnica para implementar este tipo de sistemas en sus unidades productivas.

La ejecución del proyecto piloto de utilización de gas natural en microturbinas con fines de generar electricidad, permitirá:

- ✓ Capacitar recursos humanos en generación de electricidad con tecnologías de punta.
- ✓ Utilizar la microturbina a gas como equipo didáctico en condiciones reales de funcionamiento para las materias de centrales térmicas de la FCyT.
- ✓ Adecuar tecnología de punta y know how aplicables a nuestro medio.
- ✓ Utilizar gas natural de manera intensiva con fines de generación eléctrica.
- ✓ Crear fuentes de trabajo para profesionales graduados de nuestra universidad.
- ✓ Vincular a la Universidad con las industrias a través de la demostración de esta opción energética aplicable en nuestro medio.
- ✓ Disminuir los costos del servicio eléctrico que tiene la UMSS.
- ✓ Aportar electricidad con precios competitivos al sistema de ELFEC.

Eventualmente con los gases de escape se instalaría un intercambiador de calor que permita la cogeneración para calentar agua que sirva para las duchas de los campos deportivos de la UMSS e incluso para algunos usos en procesos que requieran vapor en la FCyT.

La operación y mantenimiento de la micro turbina estaría a cargo de una empresa privada a conformarse por graduados de la FCyT que tengan intención de realizar un emprendimiento privado y bajo contrato de suministro de electricidad con la UMSS.

Actualmente el proyecto se encuentra en la etapa de factibilidad y se estima un presupuesto de 300 000 \$US para la instalación del sistema de 250 kW. Parte del financiamiento podría ser realizado con recursos propios provenientes de los recursos de coparticipación del impuesto directo a los hidrocarburos (IDH) que el gobierno asignará a las universidades públicas a partir del año 2006.

8.11.1.- Características de las microturbinas a gas

El término de microturbinas describe a un sistema de dimensiones relativamente pequeñas, son unidades compactas compuestas por un compresor, cámara de combustión, turbina y un generador eléctrico.

Son sistemas generadores de energía eléctrica, con pequeñas cámaras de combustión, también se puede aprovechar los gases de escape para la producción de aire caliente (cogeneración).

Foto #3: Microturbinas a gas



Fuente: PECOM Sistemas de Cogeneración

Las microturbinas a gas constituyen un tipo de turbinas que han pasado de la etapa de prototipo experimental a convertirse en una alternativa factible para la generación eléctrica a pequeña escala. Estas microturbinas pueden suministrar energía eléctrica de forma local desde unos pocos kW hasta algunos centenares de kW, con conexión en paralelo a la red o en sistema aislado, como una fuente independiente de energía.

- El rango de generación es de 15 a 250 kW.
- Mantenimiento: mínimo. Como ejemplo se puede mencionar que la mayoría de las turbinas tienen más de 20 000 horas de operación y el único mantenimiento ha consistido en cambios de filtros de aire.
- Más pequeñas y compactas.
- Más ligeras
- Tienen muy buena eficiencia incluso a cargas parciales.
- Operan sin vibración, debido al flujo continuo de combustible y aire.
- Generan menos ruido.
- No requieren tratamiento de los gases de escape, por tener bajas emisiones.
- Tiempo de operación: 40 000 – 75 000 horas.
- Combustibles posibles a utilizar: gas natural, GLP, diesel, etanol, biogas, gasolina.

9.- Estrategias y programas de energía rural

9.1.- El plan Bolivia de electrificación rural (PLABER).

El gobierno boliviano ha establecido el “Plan Bolivia de Electrificación rural” (PLABER) para el periodo 2002 al 2007 con la finalidad de aumentar la cobertura de electrificación rural. Cabe mencionar que dentro los componentes del Plan, el tercero está referido específicamente a utilización de fuentes energéticas renovables.

El Plan Bolivia de Electrificación Rural trabaja en cuatro componentes:

1er componente: Ampliación del alcance de las redes eléctricas. Muchas zonas pobladas y con un potencial económico importante se encuentran aún fuera del alcance de la red eléctrica. Con este componente se buscará integrar estas regiones al servicio eléctrico. Las redes eléctricas servirán para que las viviendas, escuelas y las postas sanitarias rurales puedan contar con el servicio eléctrico.

2do componente: Reducción de los hogares no conectados al servicio en áreas ya electrificadas (densificación). Existen localidades que cuentan con tendido de redes eléctricas. Sin embargo, los hogares no se han conectado por el alto costo que significa invertir en el medidor, la acometida y las instalaciones interiores. Este componente buscará facilitar a los hogares que se encuentran en esta situación, el acceso al servicio eléctrico.

3er componente: Dotación de servicios eléctricos con sistemas descentralizados (fotovoltaicos, eólicos, etc.) para las poblaciones dispersas. Existen regiones con una densidad demográfica muy baja en las que la extensión de redes no se puede justificar técnica ni económicamente. Por esta razón, la dotación del servicio se realizará con sistemas de energías renovables localmente disponibles. Los usuarios de esta tecnología serán los hogares, las escuelas y las postas sanitarias.

4to componente: Promoción de usos productivos de la energía eléctrica en el área rural (riego, molienda, refrigeración, etc.). Para ello, se coordinarán esfuerzos con otros sectores (agropecuario, pequeña y micro empresa, etc.) que permitan utilizar la disponibilidad de electricidad de forma óptima y se convierta en un insumo productivo.

Con los tres primeros componentes se logrará facilitar el acceso al servicio eléctrico a por lo menos 200.000 nuevos hogares. El cuarto componente buscará que el uso de la energía pueda mejorar la economía de los hogares rurales y permitirá una reducción del costo de la tarifa promedio, por efecto del incremento del factor de carga.

9.1.1.- Resultados esperados del plan a nivel nacional

Los resultados esperados del PLABER sobre la cobertura del servicio eléctrico se pueden apreciar en el siguiente cuadro:

Cuadro # 50. Resultados esperados de cobertura con el PLABER

	Cobertura % 2001	Meta Hogares 2002 - 2007	Cobertura % 2007
Cobertura en el área rural:	24.5	200 000	45.0

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INE - VMEEAT

El año 2001, la cobertura en el área rural era de 24.5%. En el año 2007, se espera que un 45,0% de los hogares rurales tenga acceso a los servicios eléctricos como efecto directo del Plan Bolivia de Electrificación Rural.

9.1.2.- Financiamiento de proyectos en el área de electrificación rural.

La información que se muestra a continuación está referida al financiamiento para electrificación rural y dentro de este sector se tiene la participación importante de tecnologías de energías renovables.

El VMEEAT gestionará ante el Ministerio de Hacienda recursos de fuentes externas, destinados a financiar proyectos de preinversión e inversión y respaldar los requerimientos de financiamiento de los diferentes agentes, principalmente de las Prefecturas dirigidos a proyectos de electrificación rural de competencia de las mismas. Dichos proyectos deberán ser coordinados con los Municipios involucrados, los cuales tendrán las condiciones necesarias para desarrollar proyectos de competencia municipal.

El Plan prevé asegurar el uso eficiente de los recursos externos e internos a través de la implementación de una normatividad adecuada a las condiciones actuales. Para acceder a los recursos externos, todos los involucrados deberán realizar aportes de contraparte con recursos internos, provenientes de fondos propios y de financiamiento proveniente de los Fondos de Desarrollo. Todos estos recursos deberán estar incorporados en sus respectivos Programas Operativos Anuales.

Para ello, el Plan ha previsto la siguiente estructura de financiamiento que le permitirá asegurar el seguimiento, el monitoreo y la canalización fluida de recursos para la ejecución de proyectos:

Cuadro # 51. Estructura de financiamiento para el PLABER

PLAN DE INVERSIONES PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL (Expresado en dólares americanos)						
PROGRAMACION	Acum. 2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
PLABER						
No. de nuevas conexiones	16.018	32.077	33.631	55.000	63.274	200.000
Proyectos de ER en PGN	19.787.000	25.020.000	23.299.386	38.259.214	56.413.607	142.992.207
Proyectos con SFVs (PNUD)		1.000.000	600.000			1.600.000
Proyectos con SFVs (BM)			4.058.000	3.931.000	3.481.000	11.470.000
Proyectos USAID/NRECA		7.744.000	5.056.000			12.800.000
TOTAL		33.764.000	33.013.386	42.190.214	59.894.607	168.862.207
FINANCIAMIENTO						
CAF		13.706.000	7.568.933	3.125.067		24.400.000
KfW			1.294.910	2.591.050	2.591.050	6.477.010
PNUD/GEF		1.016.000	740.000			1.756.000
USAID/NRECA I		5.544.000	2.856.000			8.400.000
USAID/NRECA II		2.200.000	2.200.000			4.400.000
BANCO MUNDIAL - FPS		230.000				230.000
BANCO MUNDIAL			4.058.000	3.931.000	3.481.000	11.470.000
BID - FPS		1.086.000				1.086.000
BID*			5.000.000	10.000.000	5.000.000	20.000.000
TGN**		9.982.000	9.295.542	7.651.843	11.282.721	38.212.107
TOTAL		33.764.000	33.013.385	27.298.960	22.354.771	116.431.116
REQUERIMIENTO DE FINANCIAMIENTO		0	0	14.891.254	37.539.836	52.431.090

* En gestión de financiamiento

** El TGN aporta una contraparte de 20%

Fuente: VMEEAT

En el siguiente cuadro se muestran las principales fuentes de financiamiento y el rol de éstas:

Cuadro # 52
Fuentes de financiamiento y roles para el PLABER

FNDR:	Otorga créditos a Municipios y Prefecturas destinados a financiar la porción rentable de los proyectos.
FPS:	Transfiere recursos a los municipios que lo soliciten.
Municipios/usuarios:	Aportan recursos para cubrir contraparte.
Prefecturas:	Incrementan su presupuesto asignado a proyectos de electrificación rural a por lo menos \$10 millones por año.
CAF:	Hace efectivo el financiamiento comprometido
Banco Mundial:	Otorga un crédito al Proyecto IDTR por fases.
Holanda, KfW- Alemania, GEF, UE:	Otorgan recursos destinados a financiar proyectos de Energías Renovables.
Operadores privados	Invierten recursos destinados a financiar la porción rentable de la inversión total.

Fuente: PLABER

Las Prefecturas y los Municipios generarán los proyectos con recursos de preinversión que serán gestionados ante el Ministerio de Hacienda. Adicionalmente, el VMEEAT apoyará en la coordinación con los Ministerios de Hacienda, de la Presidencia y de Desarrollo Municipal, de manera que existan las condiciones necesarias para evaluar y aprobar proyectos en los Fondos de Desarrollo. De esta manera, las Prefecturas y Municipios podrán acceder a recursos de crédito y subsidio de manera más ágil y eficiente.

9.2.- Programas energéticos nacionales e internacionales en operación al presente.

Programa de Infraestructura Rural (Corporación Andina de Fomento). Este proyecto está orientado a la extensión de redes eléctricas de media y baja tensión a zonas rurales. Se prevé una inversión de \$us 34 millones.

9.2.1.- Proyecto de Electrificación Rural con Energías Renovables (BOL/97/G31)

El programa tiene como objetivo ampliar la cobertura de los servicios eléctricos en áreas rurales con población dispersa usando energías renovables (sistemas fotovoltaicos y micro centrales hidroeléctricas), eliminando para ello las barreras financieras, institucionales, técnicas y de recursos humanos que impiden la implementación de proyectos de electrificación rural.

Los objetivos inmediatos del proyecto son:

Objetivo Inmediato 1: Identificar y establecer las estructuras institucionales requeridas para la implementación de proyectos de Electrificación Rural, utilizando Energías Renovables.

Objetivo Inmediato 2: Eliminación de las barreras que impiden la eficiente y efectiva operación del mecanismo de financiamiento para proyectos de electrificación con Energías Renovables.

Objetivo Inmediato 3: Fortalecimiento institucional de las empresas locales de electricidad.

Objetivo Inmediato 4: Ejecución de múltiples instalaciones de electrificación a nivel de comunidad rural, que utilicen financiamiento público y privado, a través de mecanismos transparentes y verificables.

Objetivo Inmediato 5: Desarrollo de Normas y Procedimientos de Certificación para sistemas comerciales de electrificación utilizando Energías Renovables.

Objetivo Inmediato 6: La dirección, supervisión y monitoreo del proyecto a través de la creación de una unidad de ejecución de proyectos.

Metas:

1. La electrificación de aproximadamente 3000 hogares rurales con sistemas fotovoltaicos (SFV) en todo el país.
2. La construcción de tres microcentrales hidroeléctricas que beneficien a 400 hogares.

Financiamiento

FUENTE	Millones de US\$
GEF	4.218
PNUD	0.100
Gobierno de Bolivia (efectivo)	1.000
Gobierno de Bolivia (en especie)	0.250
Otros (usuarios, privados)	2.707
Total Proyecto	8.275

9.2.2.- Situación del Proyecto a junio de 2004

Sistemas fotovoltaicos

- 1831 Sistemas instalados
- 8 Contratos firmados por mas de 3.000:SFVs
- 1200 Familias capacitadas
- 40 Técnicos capacitados
- 10 Centros de servicio SFVs establecidos
- 90 Estudiantes egresados con especialidades en SFVs
- 9.000 Ejemplares de trípticos de promoción impresos y distribuidos
- 4.000 Ejemplares de manuales de capacitación de técnicos y usuarios
- 3.000 Afiches informativos sobre uso y mantenimiento

Ejecución Física: 61% (calculado sobre el número de instalaciones previsto)

Sistemas hidroenergéticos

2 MCHs concluidas (Challa y Llojeta, cada una de 100 kW)

450 Familias conectadas

2 Empresas locales conformadas

500 Familias capacitadas en el uso de la energía eléctrica

40 Personas capacitadas para los cargos de Operadores técnicos

20 Personas capacitadas para los cargos de Administradores

1.000 Manuales para la identificación y financiamiento de MCHs

Ejecución Física: 66% (calculado sobre el número de MCHs construidas)

Ejecución Financiera Global: 72%

9.3.- Proyecto de Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural (IDTR)

El propósito del proyecto es la asistencia del Banco Mundial al gobierno de Bolivia para expandir y mejorar la provisión de servicios de infraestructura a través de mecanismos dirigidos por el sector privado como catalizador a fin de lograr el desarrollo de las áreas rurales en Bolivia. El proyecto tiene cinco componentes:

- 1) Las estrategias nacionales para electrificación rural y tecnologías de información y comunicación ayudarán al VMEEAT a desarrollar estrategias efectivas para mejorar y acelerar la expansión de la cobertura de electricidad y tecnologías de información y comunicación (TIC) en el área rural;
- 2) El componente de inversión en la expansión de la cobertura rural incluye fondos para la expansión directa de los servicios de electricidad y telefonía en áreas rurales pre-identificadas;
- 3) El componente de uso social y productivo identificará, desarrollará, facilitará y promoverá el aprovechamiento social y productivo de la infraestructura instalada. De acuerdo con las prioridades del gobierno, el proyecto (Fase I) se centrará específicamente en actividades que generan ingresos y empleo en el área rural;
- 4) el componente de promoción, comunicación y desarrollo de capacidad complementará los otros componentes en el sentido de que suministrará una plataforma conjunta para consultas comunitarias, campañas de promoción y capacitación de usuarios en el uso eficiente y productivo de la nueva infraestructura;
- 5) El componente Administración, Monitoreo y Evaluación del Proyecto: además de las actividades normales de administración y supervisión de proyectos, este componente se centrará sobre todo en el monitoreo y evaluación (M&E), incluyendo los siguientes factores: (i) el desarrollo de los indicadores, línea base y metodología de M&E; (ii) la evaluación periódica del avance en el logro de las metas identificadas; y (iii) la evaluación final después de terminar el proyecto.

Para cumplir con los objetivos planteados se requiere un presupuesto de \$US 15 millones, los cuales han sido otorgados en crédito a Bolivia por parte del Banco Mundial. El inicio del proyecto fue en junio del 2003 y se prevé su culminación el 31 de diciembre del 2007.

9.4.- El Programa de Energías Renovables (Convenio KfW)

El Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KfW) otorgó al Gobierno de Bolivia, recursos de donación destinados a la fase de preinversión del Programa de Energías Renovables, en base a cuyo resultado podría aprobarse un financiamiento destinado a la fase de inversión del Programa.

La empresa consultora Projekt Consult fue contratada por KfW para coordinar con las consultoras nacionales A&R e Ingenieros Consultores Alvarez, en la elaboración de estudios a diseño final de proyectos con Micro Centrales Hidroeléctricas y Sistemas Fotovoltaicos respectivamente.

En ambos casos los perfiles de proyecto fueron proporcionados por el entonces Viceministerio de Energía e Hidrocarburos, material que sirvió de base para la elaboración de los estudios a diseño final, mismos que ya fueron concluidos.

KfW decidió financiar únicamente los proyectos con MCHs, dado su potencial para otorgar usos productivos a la energía.

9.4.1.- Objetivo del Programa

El objetivo en la fase de preinversión fue elaborar un Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables que permita electrificar poblaciones del área rural, con micro centrales hidroeléctricas a partir de:

- 6 estudios a diseño final para proyectos con MCHs, ubicados en los departamentos de Potosí, Tarija y Santa Cruz.
- Complementación de 11 estudios a nivel de perfil para proyectos con MCHs, ubicados en los departamentos de Cochabamba, La Paz, Tarija, Potosí.

9.4.2.- Esquema de financiamiento

El monto de financiamiento es de aproximadamente 6.5 millones de \$US.

Como resultado del análisis que Projekt Consult realizó de los diferentes esquemas de financiamiento utilizados en la implementación del Proy. BOL/97/G31 (componente MCH's), KfW vio como la más factible la variante aplicada al proyecto MCH San José de Llojeta, con la siguiente modificación a aplicarse en la ejecución de los proyectos identificados:

- Sustituir los recursos provenientes del Fondo Productivo y Social - FPS (subsidio) por los de KfW.

·Mantener el esquema de co-financiamiento con el FNDR y el aporte local (Prefecturas Departamentales/Gobiernos Municipales y beneficiarios) inicialmente identificados. Actualmente (2005) el proyecto con la KFW no está realizando acciones según lo planificado y no se conoce oficialmente el curso que seguirá.

9.5.- Programa Electrificación Rural de Bolivia (PERB)

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), aprobó un préstamo concesional de 20 millones de dólares para Bolivia que facilitará el acceso de 44.000 familias del área rural a servicios de energía eléctrica eficientes y sostenibles en el curso de los siguientes 4 años.

El Programa Electrificación Rural de Bolivia (PERB), financiado por el BID, introduce un sistema de incentivos que inducirá a empresas privadas a invertir en electrificación rural para promover la formulación y ejecución de proyectos de extensión de redes eléctricas y proyectos descentralizados con base en energía renovable o gas natural, beneficiando así a residentes que carecen de electricidad.

Al mismo tiempo, los recursos fortalecerán la capacidad de prefecturas departamentales y municipios para la formulación, ejecución, monitoreo y evaluación de proyectos de electrificación. También se promoverá la participación de las comunidades beneficiarias en el diseño, ejecución, garantizando así la sostenibilidad del programa. Bajo este concepto, se busca que el número de viviendas atendidas por extensiones de redes y sistemas descentralizados, se incremente a través de proyectos de densificación y que nuevos proyectos de extensión de línea sean identificados.

Los recursos provienen del Crédito 1635 SF/BO del Banco Interamericano de Desarrollo, por un monto total de \$US 20 millones, se estima que generará 4.875 fuentes entre empleos directos e indirectos, esto incluye la instalación, sistema de financiamiento, capacitación, proveedores, además de operación y mantenimiento.

El préstamo tiene un plazo de amortización de 40 años a tasa de interés anual de 2 por ciento, y un período de gracia de diez años a tasa de interés anual de 1 por ciento. Los fondos de contraparte local suman 2,2 millones de dólares.

En su primera fase, el proyecto tiene una duración de 4 años, y según el cronograma las primeras conexiones se realizarán a partir del último trimestre del año 2005.

Este apoyo, se suma a una asistencia técnica otorgada en calidad de donación, misma que esta destinada a la elaboración de un Plan Maestro de Electrificación Rural, documento que será la guía para el desarrollo de la electrificación rural para los próximos 10 años.

9.6.- Plan de Acción Bolivia para energía comunitaria

El año 2003 el VMEEAT en coordinación con instituciones de otros sectores elaboró el Plan de Acción en Energía Comunitaria que Bolivia pretende desarrollar en el marco del Plan General de Desarrollo Económico y Social, de los compromisos asumidos en la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible de Johannesburgo y en la Alianza Global para la Energía Comunitaria.

El principal objetivo del Plan de Acción es lograr una contribución sustancial del sector energético al logro de los Objetivos Nacionales de Desarrollo Sostenible y de los Objetivos del Milenio.

La identificación de las barreras para el logro de los Objetivos Nacionales de Desarrollo Sostenible enmarcados en el Plan General de Desarrollo Económico y Social de Bolivia (PGDES) y del Milenio se realizó en base a talleres y grupos de trabajo conformados por representantes de los diferentes sectores del desarrollo rural y de la sociedad civil de Bolivia.

Cuadro # 53. Matriz de problemas del sector energético respecto a los Objetivos del Milenio.

OBJETIVOS DEL MILENIO	METAS del MILENIO	BAJA PRODUCTIVIDAD ENERGETICA	BAJA COBERTURA ELECTRICA	BAJO NIVEL DE SATISFACCION DE NECESIDADES ENERGETICAS BASICAS	BAJA PARTICIPACION DE ENERGIAS RENOVABLES
1. Erradicar la pobreza extrema y el hambre	1.1 Reducir a la mitad entre 1990 y 2015 el porcentaje de personas cuyos ingresos sean inferiores a 1 dólar por día.	La baja productividad provoca menos empleos, costos más altos y menores ingresos para los hogares	La baja cobertura ocasiona costos elevados por efecto de economías de escala para satisfacer necesidades de iluminación, radio y TV. Se utilizan fuentes poco eficientes (velas, mecheros, pilas, etc.).	La baja eficiencia de los combustibles tradicionales provoca altos costos para satisfacer necesidades energéticas básicas	No se aprovechan de forma eficiente las fuentes energéticas localmente disponibles, por ejemplo: cocinas solares.
	1.2 Reducir a la mitad entre 1990 y 2015 el porcentaje de personas que padezcan hambre.	La baja productividad de alimentos provoca elevados costos de los mismos y a la larga la quiebra de los sistemas alimenticios			
2. Lograr la enseñanza primaria universal	2.1 Velar para que el año 2015 los niños y las niñas de todo el mundo puedan terminar un ciclo completo de enseñanza primaria.		Los niños y niñas que no acceden a electricidad en sus hogares no poseen las mismas ventajas y oportunidades por no contar con acceso a radio, TV y a la lectura con iluminación de buena calidad.	Los niños y niñas que estudian en zonas climáticas extremas no logran fijar su atención durante clases por no contar con un confort ambiental adecuado.	En la infraestructura educativa rural no se aprovechan de forma eficiente las fuentes energéticas localmente disponibles, por ejemplo: energía solar pasiva para un mejor confort.

OBJETIVOS DEL MILENIO	METAS del MILENIO	BAJA PRODUCTIVIDAD ENERGETICA	BAJA COBERTURA ELECTRICA	BAJO NIVEL DE SATISFACCION DE NECESIDADES ENERGETICAS BASICAS	BAJA PARTICIPACION DE ENERGIAS RENOVABLES
3. Promover la igualdad entre los sexos y la autonomía de la mujer	3.1 Eliminar las desigualdades entre los géneros en la enseñanza primaria y secundaria, preferiblemente para el año 2005 y en todos los niveles de la enseñanza antes de fin del año 2015		Los hombres y mujeres no cuentan con las mismas oportunidades de información y empleo al no tener acceso a servicios como radio, TV e iluminación.	Los niños, niñas y mujeres destinan gran parte de su tiempo a actividades como la recolección de leña y otros combustibles tradicionales.	No se aprovechan de forma eficiente las fuentes energéticas localmente disponibles, por ejemplo: cocinas solares o cocinas sin humo.
4. Reducir la mortalidad infantil	4.1 Reducir en dos terceras partes, entre 1990 y 2015, la mortalidad de los niños menores de 5 años.		Los puestos de salud de las áreas rurales no cuentan con servicios eléctricos (iluminación, frío, calor) para atender pacientes de forma permanente y eficaz	Los puestos de salud no ofrecen servicios básicos para los partos al no contar con energéticos modernos.	Los puestos de salud de las áreas rurales no aprovechan las fuentes energéticas localmente disponibles para las cadenas de frío, iluminación y otros.
5. Mejorar la salud materna	5.1 Reducir, entre 1990 y 2015, la mortalidad materna en tres cuartas partes.		Los puestos de salud de las áreas rurales no cuentan con servicios eléctricos (iluminación, frío, calor) para atender eficazmente partos y otras atenciones a los pacientes.	Los puestos de salud no ofrecen servicios básicos para los partos al no contar con sistemas energéticos modernos para agua caliente, frío, etc.	Los puestos de salud de las áreas rurales no aprovechan las fuentes energéticas localmente disponibles para las cadenas de frío, iluminación y otros.
6. Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades	6.1 Haber detenido y comenzado a reducir, para el año 2015 la propagación del VIH/SIDA.		Los puestos de salud de las áreas rurales no cuentan con servicios eléctricos (iluminación, frío, calor) para atender eficazmente pacientes.	No se cuenta con cadenas de frío para mantener vacunas y prevenir epidemias.	Los puestos de salud de las áreas rurales no aprovechan las fuentes energéticas localmente disponibles para las cadenas de frío, iluminación y otros.
	6.2 Haber detenido y comenzado a reducir para el año 2015 la incidencia del paludismo y otras enfermedades graves.		Los puestos de salud de las áreas rurales no cuentan con servicios eléctricos (iluminación, frío, calor) para atender eficazmente pacientes.	No se cuenta con cadenas de frío para mantener vacunas y prevenir epidemias.	Los puestos de salud de las áreas rurales no aprovechan las fuentes energéticas localmente disponibles para las cadenas de frío, iluminación y otros.
7. Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente	7.1 Incorporar los principios del desarrollo sostenible en las políticas y los programas nacionales e invertir la pérdida de recursos del medio ambiente.	La baja productividad provoca una pérdida de recursos del medio ambiente (leña y estiércol).	Debido a la baja cobertura eléctrica los hogares sobre todo rurales utilizan combustibles contaminantes para su salud (diesel, mecheros, leña, etc.).	Los hogares utilizan combustibles tradicionales para satisfacer demandas energéticas de forma no sostenible y con elevados costos unitarios.	Hay un reducido uso de energías renovables como fuentes energéticas localmente disponibles para usos domésticos, sociales y productivos
	7.2 Reducir a la mitad, para el año 2015, el porcentaje de personas que carezcan de acceso sostenible a agua potable.	No se pueden aprovechar óptimamente los recursos hídricos locales (subutilización o explotación)	Las zonas sin electricidad no pueden aprovechar las aguas subterráneas para agua potable.	La combinación baja energía – baja disponibilidad de agua tiene efectos negativos sobre la salud humana y animal	No se aprovechan las fuentes localmente disponibles para bombeo de agua y procesos de potabilización

OBJETIVOS DEL MILENIO	METAS del MILENIO	BAJA PRODUCTIVIDAD ENERGETICA	BAJA COBERTURA ELECTRICA	BAJO NIVEL DE SATISFACCION DE NECESIDADES ENERGETICAS BASICAS	BAJA PARTICIPACION DE ENERGIAS RENOVABLES
	7.3 Haber mejorado considerablemente, para el año 2020 la vida de por lo menos 100 millones de habitantes de villas.	La baja productividad de la energía genera bajos ingresos y desempleo.	Las áreas sin electricidad tienen baja calidad de vida, baja productividad, son inseguras y con poca o nula presencia de actividades y servicios.	Los hogares utilizan combustibles tradicionales para satisfacer demandas energéticas de forma no sostenible y con elevados costos unitarios.	Bajo aprovechamiento de fuentes localmente disponibles de forma sostenible.

La propuesta en Johannesburgo en el año 2002 señala como requisitos para el desarrollo sostenible la erradicación de la pobreza, el cambio de patrones de consumo y de producción. Ello también incluye la protección y uso sostenible de la base de los recursos naturales para el desarrollo económico, social y ambiental, bajo una responsabilidad colectiva en los niveles local, nacional, regional y global.

Por su situación general, el sector energético en Bolivia puede contribuir enormemente al desarrollo sostenible nacional y específicamente, en el marco de las propuestas de Johannesburg 2002, al logro de los Objetivos del Milenio. Ello debería tomar como referencia los problemas identificados del sector energético como ser: la baja productividad, la baja cobertura del servicio eléctrico, la baja satisfacción de las necesidades energéticas básicas y la baja participación de las energías renovables.

En el Cuadro 53 se muestra cómo los problemas del sector energético afectarían el logro de cada uno de los Objetivos del Milenio. Para revertir esta situación, el sector energético llevará a cabo sus acciones de forma más integral con otros sectores involucrados.

9.6.1.- Objetivo del Plan de Acción

El objetivo del Plan de Acción es el siguiente:

- Contribuir al logro de los Objetivos del Desarrollo Sostenible Nacional y a los objetivos del Milenio en el ámbito boliviano desarrollando proyectos energéticos juntamente con otros sectores (telecomunicaciones, agricultura, transporte, servicios básicos, educación, salud, turismo, pequeña empresa y otros) y que su vez:
 - Amplíen la cobertura de los energéticos comerciales (electricidad, GN, GLP, energías renovables, etc.) desarrollando una infraestructura confiable y oportuna de distribución.
 - Incorporen procesos tecnológicos energéticos más eficientes en la industria y en las producciones locales para incrementar la productividad energética incluyendo el uso productivo de los recursos naturales y reducción de las emisiones de CO₂ así como los costos resultantes.

- Incrementen la participación de fuentes renovables (incluyendo el manejo sostenible y los productos del bosque) o fuentes energéticas menos contaminantes en aplicaciones como el transporte, la generación de electricidad descentralizada y en procesos térmicos de la agro industria y de los hogares (calefacción y cocción).

9.6.2.- Componentes del Plan de Acción

Los componentes del Plan de Acción son los siguientes:

- ✚ **Desarrollo de infraestructura energética en las áreas rurales.** Este componente busca que exista una mayor provisión de energías modernas (electricidad, GLP, GN, energías renovables) en las áreas rurales y se enmarque en lo establecido en la normatividad vigente. El PLABER y el Acceso al Gas Natural son dos componentes que se encuentran en desarrollo y que serán complementados con la ampliación del GLP.
- ✚ **Desarrollo de aplicaciones energéticas en el sector doméstico, agropecuario, uso sostenible de los recursos naturales, servicios básicos, educación, salud y turismo en las áreas rurales.** Este componente pretende ampliar el uso de la infraestructura que se dispondrá en las áreas rurales combinando aspectos sociales, microfinancieros y productivos haciendo énfasis en las organizaciones económicas campesinas, incluyendo la disminución de los riesgos sobre las economías locales.
- ✚ **Transferencia de tecnología, asistencia técnica, cualificación de recursos humanos y capacitación.** Este componente busca asegurar que todas las actividades del Plan de Acción integren los conceptos del desarrollo sostenible, las medidas de prevención y conservación del medio ambiente y un adecuado manejo de riesgos. Asimismo se busca asegurar que las innovaciones tecnológicas y las aplicaciones energéticas puedan ser gerenciadas por los grupos sociales beneficiarios de forma eficiente y óptima.

9.6.3.- Marco Institucional del Plan de Acción.

El marco institucional del Plan de Acción es el siguiente:

Cuadro # 54. Roles y responsabilidades de los involucrados

ENTIDAD	RESPONSABILIDAD
Ministerio de Servicios y Obras Públicas	A través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas es responsable de llevar adelante el Plan y de coordinar con los diferentes sectores (salud, educación, servicios básicos, transporte, industria, turismo, etc.) las actividades de la presente propuesta.
Ministerio de Hidrocarburos y Minería	Es responsable la promoción de proyectos para ampliar la cobertura principalmente del GLP y GN en las áreas rurales, así como de las normas correspondientes.
Ministerio de Desarrollo Sostenible y Planificación	Es responsable de asegurar que el Plan sea integrado en el marco del Plan General de Desarrollo Económico y Social (PGDES) y apoyar en las respectivas gestiones necesarias con los convenios internacionales relacionados con la Cumbre de Johannesburgo. Además proporcionara insumos técnicos en lo referente a biodiversidad, la forestación, el manejo de cuencas y la mitigación/adaptación al cambio climático.
Prefecturas	Son responsables de la preparación de proyectos de infraestructura para la distribución de electricidad, de GLP o de GN en el marco de los Objetivos del Milenio, de la licitación y ejecución respectiva.
Municipios	Son responsables de identificar y cuantificar las principales demandas energéticas de la población en general, así como del desarrollo de la infraestructura energética. También son responsables de la operación y mantenimiento de la infraestructura energética en educación y de salud.
Sector privado	Participa en la provisión de bienes y servicios demandados por el sector público y es responsable de la O&M de los centros de distribución energética (electricidad, GLP, GN, etc.).
Organismos bi y multilaterales	Financian proyectos multisectoriales que contribuyan al logro de los Objetivos del Milenio a través de un mecanismo de financiamiento a establecerse en el país.
Mecanismo financiero	Es responsable de captar y canalizar recursos financieros internos y externos para los proyectos que se enmarquen en el Plan de Acción. En esta entidad participan tanto el Gobierno como la sociedad civil.
Usuarios	Aportan con una contraparte de financiamiento y se organizan para hacer efectivas sus demandas energéticas.
Entidades de la Sociedad Civil	Participan en la toma de decisiones y en el establecimiento de los criterios de elegibilidad de los proyectos así como en el mecanismo financiero. También desarrollan proyectos (micro finanzas, desarrollo tecnológico, capacitación, etc.) en el marco del Plan de Acción.

Fuente: VMEEAT

10.- Financiamiento de la electrificación rural

10.1.- Los Fondos públicos

En Bolivia el Directorio Único de Fondos (DUF) es el ente rector de los Fondos de Inversión y Desarrollo (FID's). En ese marco, el artículo 23 de la Ley del Diálogo especifica que el Directorio del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) y del Fondo de Inversión Productiva y Social (FPS), es único y se constituye en la instancia que define políticas institucionales, coordina, norma y fiscaliza ambos Fondos. Tanto el FNDR como el FPS son las entidades o fondos proveedores de financiamiento para proyectos de desarrollo rural, incluyendo electrificación rural.

El FNDR tiene como objetivo contribuir al desarrollo local y regional del país mediante operaciones exclusivas de crédito a las Municipalidades, Mancomunidades Municipales y Prefecturas Departamentales, fomentando al desarrollo del mercado privado de financiamiento con dichas entidades y promoviendo un endeudamiento prudente, a través de Programas de Desarrollo Institucional en las Municipalidades, Mancomunidades Municipales y Prefecturas.

El FPS tiene la misión de contribuir a la implementación de las acciones destinadas a la reducción de la pobreza y estimular el desarrollo institucional municipal a través de operaciones exclusivas de transferencias no reembolsables, mediante financiamiento a inversiones y estudios, de responsabilidad municipal en el marco de la Política de Compensación, descrita en el Artículo 17 de la Ley del Diálogo.

El financiamiento de la cooperación internacional es canalizado a través del Viceministerio de Inversión pública y financiamiento externo (VIPFE), que en función del sector al que esté destinado el financiamiento y las características de éste se derivan a las cabezas sectoriales y los fondos públicos correspondientes.

Para fines de microcrédito existe el FONDESIF, que es responsable del Programa de Microcrédito a partir de la promulgación del Decreto Supremo 25338, está canalizando recursos provenientes de la Cooperación Internacional y del Estado Boliviano, hacia entidades microfinancieras reguladas y no reguladas (Bancos, Fondos Financieros Privados, ONG financieras, Cooperativas y Mutuales).

El FONDESIF orienta la oferta de recursos económicos hacia distintas regiones del país, priorizadas en cada uno de los convenios suscritos entre el Gobierno de Bolivia y la Cooperación Internacional. En otros casos, el Estado compromete recursos del Tesoro General de la Nación para atender requerimientos del pequeño productor rural y de los microproductores rurales y periurbanos a través de los programas correspondientes.

10.2.- El financiamiento privado para sistemas familiares de electrificación rural

El financiamiento para sistemas energéticos familiares (fotovoltaicos, eólicos pequeños o picoturbinas) en el área rural puede realizarse bajo diferentes modalidades. Aunque pueden darse esquemas mixtos, las dos modalidades generalmente propuestas como arquetipos que pueden aplicarse según se adecuen mejor, una o la otra, a determinados contextos son la tarifaria y la crediticia.

La modalidad tarifaria, también definible como de alquiler de sistemas o de venta del servicio, no requiere que los usuarios contraigan crédito. En este esquema el financiamiento de las operaciones sigue otros lineamientos.

En cuanto a la modalidad crediticia, ésta consiste precisamente en lograr que los usuarios, para adquirir sus sistemas, contraigan en primer lugar un crédito. El resto de la ingeniería financiera comprende la asignación de algún subsidio público, que normalmente es directamente entregado al proveedor de los sistemas, y por un aporte en efectivo del usuario, el cual evidencia su compromiso con el conjunto de la operación y asciende a un monto equiparable al de los componentes intra-domiciliarios y fungibles del sistema (batería, luminarias, interruptores, etc.).

El crédito como tal no es demasiado distinto de cualquier operación de micro-crédito, asunto para el cual existe en Bolivia una amplia y relevante experiencia. Sin embargo involucra algunas particularidades cuya incidencia no es despreciable.

En cuanto a los aspectos comunes con las demás operaciones de micro-crédito, a pesar del ya largo ejercicio de mejoramiento de las tecnologías financieras se sigue enfrentando el problema central del costo. El micro-crédito es caro.

Por ello, cuando ocurren retrasos o suspensiones de pagos, las deudas crecen vertiginosamente y se convierten en sencillamente impagables. Si bien las altas provisiones que se hacen para cubrir los también altos niveles de riesgo crediticio permiten a las entidades micro-financieras absorber las pérdidas por créditos incobrables, la necesidad de mantener una cultura de cumplimiento de las obligaciones financieras por parte de los prestatarios hace imposible condonar esas deudas. De esa manera se crea un escenario de potencialmente graves conflictos sociales. De hecho se ha comprobado la magnitud que pueden alcanzar esos conflictos cuando un importante grupo de prestatarios, algunos de ellos armados, tomaron en La Paz la Superintendencia de Bancos por más de 24 horas a mediados del año 2001.

Otro problema común importante es que la respuesta rural al micro-crédito es más difícil debido a la característica estructural que las actividades económicas rurales son de relativamente más larga maduración, en comparación con los negocios urbanos (especialmente con los relacionados al comercio minorista, que constituyen una porción importante de las operaciones micro-crediticias exitosas).

10.2.1.- Instituciones Financieras Intermediarias en zonas rurales

A pesar de las restricciones mencionadas anteriormente, existe un buen número de entidades financieras privadas no bancarias con presencia en las zonas rurales del país. El tipo de instituciones son de diversa índole como por ejemplo: Fondos financieros privados como FADES, ANED, CRECER, PRODEM, etc. Las cooperativas de ahorro y crédito y mutuales, sean de alcance local o también sucursales rurales.

Por otra parte, los créditos para financiar sistemas energéticos rurales enfrentan dificultades particulares relacionadas sobre todo con el carácter principalmente consuntivo del bien demandado, en contraposición con los bienes y servicios productivos que generalmente son privilegiados por los prestatarios, por los banqueros y por los agentes promotores del desarrollo.

Por tanto, toma tiempo convencer a las entidades micro-financieras, bancarias y no bancarias, para que se embarquen en operaciones de financiamiento de sistemas energéticos familiares para el área rural.

Aunque durante algún tiempo los promotores de estrategias de diseminación de sistemas energéticos rurales se concentraron en identificar y hasta en establecer entidades de financiamiento de 2^{do} piso, las cuales debiesen a su vez promover los productos financieros entre sus clientes de primer nivel, la experiencia en Bolivia señala que es relativamente fácil encontrar entidades financieras de 2^{do} piso que deseen participar en programas de crédito para electrificación rural con sistemas familiares.

Si bien esto constituye un buen punto de partida, el principal desafío radica ahora en involucrar a las de primer piso. Éstas no solamente muestran una visible reticencia inicial, al punto de plantear exigencias particulares para su participación, sino que ha sido prácticamente imposible que pongan en juego sus propios recursos para este tipo de operaciones. De tal manera, es necesario colocar fondos destinados a créditos para sistemas energéticos familiares en las entidades micro-financieras de primer piso, sea de manera directa o a través de bancos de 2^{do} piso. En esas condiciones es posible lograr algún nivel de asignación de recursos propios a los créditos, “pari passo” con los recursos depositados por la entidad promotora del proceso (sea el Estado Nacional, la Administración Departamental o el organismo patrocinador internacional público o privado). Esta necesidad de asignar recursos frescos a productos financieros específicamente destinados a promover la adquisición de sistemas familiares es particularmente nítida en el caso de las ONGs financieras, que son por otra parte las más inclinadas a comprometerse con este tipo de iniciativas en última instancia.

Un factor importante para la reducción del riesgo percibido por las entidades financieras en este tipo de operaciones es el diseño del sistema de garantías. Si éstas pueden ser efectivizadas de manera ágil, se reduce una buena parte del riesgo. Esto puede lograrse, por ejemplo, mediante un acuerdo contractual tripartito entre entidad financiera, proveedor de equipo y usuario, que determine que el proveedor acepte sistemas de segunda mano, decomisados por falta de pago por la entidad financiera, que por ello los acepta como parte de la garantía para el crédito. Desde luego que también puede pensarse en algún tipo de fondo de garantía.

La experiencia ha mostrado también que ante la reticencia de las entidades financieras de primer piso de participar en el financiamiento de la compra de sistemas familiares existen proveedores que están dispuestos a proporcionar crédito a sus clientes bajo la modalidad de ventas a plazos. Aunque la intención puede ser sana y el esquema tiene ciertas ventajas, se ha podido constatar que la falta de experiencia de los proveedores en micro-crédito y su limitado dominio de los costos financieros hace que pierdan dinero en ese tipo de arreglos, lo que tienden a compensar mediante el incremento de sus márgenes de ganancia en las ventas de sistemas. Esto es a todas luces sub-óptimo y engañoso, por cuanto no debiera ser fomentado.

11.- Aspectos técnicos, de capacitación, promoción y difusión

11.1.- Normativa técnica para sistemas de electrificación rural

En Bolivia los aspectos técnicos relacionados con el diseño y la ejecución de sistemas para electrificación rural, han ido adecuándose a través del tiempo. Inicialmente ante la ausencia de normas técnicas nacionales, se tuvieron que adoptar estándares técnicos de otros países en función de los criterios de los ingenieros y empresas que tuvieron a su cargo las tareas de diseño y ejecución de proyectos de electrificación rural. Actualmente todavía se confrontan algunos problemas en la utilización de normas técnicas; sin embargo con la creación del Instituto Boliviano de Normas y calidad (IBNORCA) y el trabajo mancomunado de las autoridades sectoriales y empresas, se están compatibilizando normativas técnicas que garanticen la calidad del suministro energético, con buena economía.

Para los diseños de redes eléctricas rurales la utilización de las normas REA son generalmente las más utilizadas, ya sea con sus características originales o también con algunas adecuaciones que realizan las empresas.

Las instalaciones en baja tensión, cuentan con normativas técnicas que han sido adecuadas por las empresas eléctricas y la Sociedad de Ingenieros de Bolivia.

Los sistemas eléctricos por acumulación como son los fotovoltaicos o pequeños sistemas eólicos son adquiridos e instalados en base a las siguientes normas bolivianas:

- ❖ NB 1056 denominada “Instalación de sistemas fotovoltaicos hasta 300 Wp de potencia – Requisitos.
- ❖ NB 948 denominada “Ensayos para la medición de la capacidad y eficiencia de almacenamiento en acumuladores eléctricos plomo – ácido para usos fotovoltaicos”.
- ❖ NB 795 ensayos en condiciones reales para la caracterización de módulos fotovoltaicos (módulos de silicio policristalino y monocristalino, módulos de potencia de 20 W a 200 W”

Con las experiencias acumuladas en la instalación de sistemas fotovoltaicos y en vista de ejecutarse proyectos de gran magnitud como por ejemplo el IDTR, actualmente se están realizando las adecuaciones a la norma NB 1056, para garantizar el desempeño de los sistemas fotovoltaicos en diversas regiones del país, velando por la calidad del suministro y la economía de proveedores y usuarios. La Norma NB 1056 y el Reglamento Técnico de Certificación

elaborados, son la base sobre la cual, IBNORCA inspecciona todas las instalaciones SFV's de los proyectos de electrificación rural que se ejecutan en el marco del proyecto.

Se espera que a futuro sean la referencia para todos los proveedores, operadores, instaladores y supervisores de sistemas fotovoltaicos para electrificación rural del país, que permitan asegurar instalaciones de calidad.

11.2.- Promoción, difusión y capacitación

En la década de los años noventa, la dinámica de electrificación rural y en particular de las tecnologías de energías renovables, dieron un marco favorable para el establecimiento de programas de cooperación internacional que promuevan todos los aspectos relacionados con la electrificación rural. Es importante mencionar que el marco legal e institucional después de la promulgación de la ley de electricidad favoreció notablemente a la promoción, difusión y capacitación en la temática energética rural. Otro elemento dinamizador de las demandas energéticas y por consecuencia de acciones de promoción, difusión y capacitación fue la ley de participación popular; ya que los requerimientos energéticos de las comunidades rurales canalizados a través de los gobiernos municipales y los mecanismos sectoriales correspondientes requieren de estos mecanismos direccionales adecuados.

Los programas de cooperación a través de acuerdos con países como Alemania, Holanda, Estados Unidos, España, Canadá y Japón o agencias de cooperación multilateral como el Banco Mundial, BID, CAF, iniciaron y actualmente están retomando acciones en pro de la energización rural. Adicionalmente, por la temática ambiental y las metas del milenio, los temas de energía para el área rural han tomado vigencia plena. Sin embargo la dinámica de promoción y difusión de la electrificación rural es menos intensa que la anterior década.

La *formación y la capacitación* son elementos fundamentales para planificar adecuadamente la electrificación rural. Para esto se plantea dotar de sistemas eléctricos con energías renovables a las escuelas del área rural (cuando sea la solución de mínimo costo), que sirvan además de la función misma de dotación de electricidad como elementos de ejemplo para la electrificación en las comunidades. Los profesores, técnicos de los gobiernos municipales y personas interesadas en el tema podrían ser capacitados en temas energéticos, ya que se constituyen en los elementos dinamizadores de la planificación participativa. Al incorporar sistemas de telecomunicaciones en el área rural se tendrá un uso de la electricidad con la finalidad de coadyuvar al desarrollo rural de una manera integral.

Particularmente en lo que se refiere a capacitación de recursos humanos para electrificación rural, los institutos técnicos, universidades y algunas organizaciones no gubernamentales también están retomando acciones para la capacitación formal y eventos puntuales.

Con respecto a la capacitación de usuarios, generalmente los proyectos de electrificación rural prevén cursos cortos con carácter informativo para la adecuada utilización de los sistemas energéticos, convendrá realizar evaluaciones de estas acciones para ver el impacto de la capacitación.

12.- Experiencias desarrolladas para suministro de energía en zonas remotas.

En Bolivia se llevan y llevaron a cabo varias experiencias traducidas en programas energéticos que a continuación se detallan:

1990-1996: El Programa de Electrificación Rural (Gobierno de Bolivia y NRECA-USAID): este programa se desarrolló siguiendo los lineamientos de las reformas estructurales del sector energético en Bolivia. Se invirtieron alrededor de \$us 20 millones. Se ha iniciado una nueva fase de electrificación en el marco del Desarrollo Alternativo y se financiarán con este segundo programa proyectos hasta un monto de \$us 12 millones.

1994-2002: El Programa de Medio Ambiente y Energía (Gobierno de Bolivia y Embajada Real de los Países Bajos): este programa buscó incentivar principalmente el uso de las energías renovables en Bolivia a través de aplicaciones específicas en electrificación rural. Dentro del Programa se realizaron experiencias piloto de electrificación rural con minicentrales hidráulicas y sistemas fotovoltaicos. Se hicieron inversiones aproximadamente de \$us 24 millones durante toda la gestión.

1994-1999: El Programa de Energías Renovables-PROPER (Gobierno de Bolivia y GTZ-Alemania): este programa introdujo el uso de las energías renovables bajo mecanismos de mercado desarrollando tareas de asistencia técnica, difusión y capacitación y creando una capacidad instalada para la formación de recursos humanos en energías renovables. Se invirtieron alrededor de \$us 4 millones.

1997- 2002: El Programa Nacional de Electrificación Rural-PRONER (Gobierno de Bolivia - Ministerio de Desarrollo Económico): cuya meta fue incorporar a 100.000 hogares al servicio eléctrico. La meta fue casi alcanzada y llegó a contribuir con 98.000 nuevas conexiones con una inversión cercana a los \$us 70 millones desde 1997 hasta el año 2002. Este programa se ejecutó principalmente con recursos de las Prefecturas y Municipios.

1999- 2002: El Programa Nacional de Biomasa-PNB (Gobierno de Bolivia, Banco Mundial y Embajada Real de los Países Bajos): cuyo objetivo fue desplazar el uso ineficiente de la leña en el pequeño sector industrial rural ya sea por GLP o por gas natural y mejorar la eficiencia. Este programa dejó montado un mecanismo de financiamiento a la pequeña industria rural, contando para ello con el Fondo de Biomasa, así como capacidades locales para encarar nuevos proyectos de sustitución y uso eficiente de la biomasa (principalmente leña). Hizo una inversión aproximada de \$us 1,8 millones para el desarrollo del programa.

1999-2004: El Programa de Electrificación Rural con Energías Renovables (Gobierno de Bolivia y PNUD/GEF): este programa está orientado a levantar barreras y facilitar el acceso a los servicios eléctricos con sistemas fotovoltaicos y microcentrales hidráulicas bajo un enfoque de mercado, combinando subsidios y microcrédito. El Programa ha mostrado resultados interesantes que se encuentran en fase de ampliación.

1999-2002: El Proyecto Eco-tecnológico (Iniciativa de una asociación de Organismos no gubernamentales bolivianos e italianos). Este proyecto logró instalar más de 10 microcentrales hidráulicas (entre 10 a 50 kW) en diferentes partes de país que presentaban un potencial hidráulico. Invirtió alrededor de \$us 3 millones.

2003-2007: El Proyecto Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural IDTR (Gobierno de Bolivia y Banco Mundial). Este proyecto busca masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos a través de una participación activa de proveedores privados, formación de empresas locales de servicios y entidades micro financieras. Además busca realizar complementaciones en las redes eléctricas promoviendo procesos de densificación. Se ha prevista hacer una inversión de \$us 12 millones.

13.- Experiencias complementarias de energización rural

13.1.- Proyecto “Opciones energéticas sostenibles para comunidades aisladas”

A mediados del año 2005 concluyó el proyecto trinacional “Opciones energéticas sostenibles para comunidades aisladas” financiado por: el DFID – The civil Society Challenge Fund de Gran Bretaña y ejecutado por contrapartes locales; ITDG en Perú, FEDETA en Ecuador y CINER en Bolivia. La coordinación estuvo a cargo de ITDG del Perú.

El propósito del proyecto fue “Desarrollar actividades que permitan fortalecer la capacidad de las comunidades rurales aisladas, para conocer y evaluar sus necesidades energéticas y articularlas en forma efectiva, buscando con ello el empoderamiento de la sociedad civil”.

Resultó ser un proyecto novedoso para establecer las bases sólidas del recurso humano de las regiones rurales a nivel de los tomadores de decisión, líderes locales y la sociedad civil, ya que generalmente anteriormente y aún en el presente, se desarrollan principalmente proyectos “ofertísticos” de electrificación rural que no logran los impactos esperados.

El CINER como responsable del proyecto por Bolivia, logró realizar varios cursos sobre energización rural con la participación de autoridades y líderes comunales y también se realizaron talleres de entrenamiento sobre identificación de necesidades y evaluación de recursos o fuentes energéticas disponibles en las áreas rurales. A continuación se muestra el resumen de los datos más importantes de estas acciones:

- ✓ 30 Eventos realizados en diferentes municipios de las áreas rurales.
- ✓ 1322 Líderes y autoridades que participaron activamente.
- ✓ 37 Municipios involucrados en el proyecto.
- ✓ 296 Comunidades representadas a través de sus líderes.
- ✓ 27 ONG’s y microempresas participantes.

Adicionalmente se efectuaron dos visitas de intercambio entre representantes de comunidades sin servicio eléctrico intercambiaron criterios con líderes y personas de comunidades que

tienen servicios eléctricos. De esa manera se pudieron establecer aprendizajes de forma horizontal relacionados principalmente con la gestión de proyectos de electrificación rural.

En estas visitas se interiorizaron de los aspectos importantes de proyectos con minicentrales hidráulicas, fotovoltaicos, eólicos y extensiones de red. Los 38 líderes participantes fueron seleccionados durante la realización de los eventos.

Desde el inicio del proceso del Proyecto se logró el apoyo de los actores del gobierno local, los representantes de los Municipios, Alcaldes Municipales y delegados, quienes participaron de manera activa en todas las etapas.

En cada una de las actividades desarrolladas, se destacó la participación de los actores locales, públicos y privados, como la de los pobladores y líderes comunales. Esto se confirma con la asistencia a los cursos y talleres de “Empoderamiento de la Demanda”.

El proyecto también apoyó a la publicación de las revistas HIDRORED Y E&D como mecanismos de difusión del proyecto. Insertándose una sección especial de información en varias ediciones.

Es necesario relevar la asistencia de un alto nivel de organización de los sectores, con una estructura organizativa definida y funcional que facilitó el proceso, así como la toma de compromisos para el desarrollo de los cursos y talleres.

13.2.- Difusión de cocinas mejoradas

Este proyecto fue elaborado por el Programa Nacional de Biomasa (PNB), sobre la base de algunas experiencias exitosas, particularmente de la ONG CEEDÍ, que en la provincia Aroma del departamento de La Paz logró introducir al menos 4000 cocinas mejoradas, el PNB propuso profundizar la experiencia y difundirla en el ámbito nacional.

En cuanto a la tecnología utilizada, la misma está validada por el PNB, es bueno recalcar que estas cocinas mejoradas producen ahorros de hasta un 50% del combustible (leña), en laboratorio, y hasta del 25% en uso práctico doméstico.

Los costos de cada cocina no son mencionados, por lo que no se puede dar un dato exacto de la inversión necesaria para la adquisición de las mismas, pero se hace referencia a que algunas instituciones pretenden subvencionar las cocinas a un precio de 18 \$us por unidad, que es muy elevado, mucho más que una cocina normal de GLP.

En este mismo contexto, Introducción de Cocinas Ecológicas es otro proyecto que fue llevado a cabo por David Whitfield Vaughn y Ruth Saavedra de Whitfield.

Cocinas eficientes de leña, cocinas que utilizan el principio de retención del calor y cocinas solares. Este proyecto se lleva a cabo desde el 2000, y hasta el 2003, se tienen los siguientes

resultados: Casi 1000 cocinas construidas, 800 personas entrenadas y datos científicos sólidos validan la eficacia de la metodología utilizada para este proyecto.

De acuerdo con el informe realizado por David y Ruth Whitfield, se demuestra un 65% de ahorro de combustible, que se traduce en una reducción de CO2 de cerca de 900 kg/año por cada cocina, además de la disminución del consumo de leña en un 85%, esto ciertamente se traduce en mejoras para la salud, nutrición y calidad de vida, que también afectan al desarrollo sostenible.

Los modelos de cocinas solares empleados fueron: Tipo panel, caja Ulog y Sk-14 parabólica.

13.3.- Sustitución de leña por gas licuado de petróleo (GLP).

Sólo el 38% de las familias rurales tienen acceso al GLP, consumiendo cerca de 50000 t/año de este combustible, involucrando alrededor de 17 millones de \$us por año en transacciones para su compra.

En las comunidades rurales el precio de las garrafas de GLP de 10 kg varía entre 30 a 40 Bs (3.7 a 5 \$US)¹², para muchas familias estos precios son muy elevados, en especial para aquellas que viven en lugares muy alejados.

La razón fundamental por la cual este combustible llega a ser tan caro, es el transporte hasta las comunidades rurales que son muy dispersas.

El PNB realizó estudios acerca de la implementación de plantas de envasado de GLP en zonas rurales, las mismas que podrían convenir económicamente a las familias rurales.

Este estudio dio como resultado lo siguiente:

- Existe mercado potencial para el establecimiento de plantas de envasado de GLP.
- La sustitución es económicamente conveniente para las familias rurales.
- Los gobiernos municipales están dispuestos a otorgar seguridad jurídica y condiciones locales necesarias para atraer inversiones privadas.
- Existen inversionistas interesados en este mercado.
- Precios del combustible no favorecen las inversiones privadas.

Luego de la difusión del primer estudio entre los gobiernos locales el superintendente de hidrocarburos solicitó un estudio complementario. Sus principales conclusiones mostraron que:

- Bajo una nueva estructura de precios la rentabilidad de las plantas podría ser atractiva.
- Los precios nuevos siguen siendo convenientes para las familias rurales.
- La normativa vigente sigue siendo adversa a la realización de estas inversiones.

¹² En las ciudades la garrafa de 10 kg tiene un costo de 23 Bs (2.8 \$US).

Luego de compartir los resultados del segundo estudio con autoridades del viceministerio, a finales de abril del 2002 el PNB cesó sus actividades en este proyecto.

13.4.- Uso eficiente de la leña en el sector industrial y doméstico

El Centro de Promoción de Tecnologías Sostenibles de la Cámara Nacional de Industrial así como otras entidades no gubernamentales se encuentra trabajando estos temas. Se trata de introducir tecnologías más eficientes para procesos térmicos que utilizan la leña o los desechos agroindustriales en la producción artesanal y semi industrial. Esta actividad cuenta con un mecanismo financiero del sector privado.

Las principales acciones son:

- Desarrollar conjuntamente la Cámara Nacional de Industria en la capacitación de recursos humanos en nuevas tecnologías más eficientes con leña y desechos agroindustriales.
- Realización de auditorías energéticas para la identificación de los centros de carga energéticos.
- Facilitar financiamiento (público y privado) para conversión a tecnologías más eficientes.
- Apoyar con asistencia técnica el desarrollo de los nuevos procesos.
- Apoyar procesos de reforestación con especies nativas (thola, yareta, etc.).

Efectos que se esperan:

- Incrementar la productividad de la leña.
- Contar con bosques destinados a la gestión sostenible de la leña.
- Reducir de costos de operación.
- Mitigar los daños al medio ambiente.

13.5.- El proyecto “Energía para la Gente”

Esta es una propuesta de solución elaborada por la organización no gubernamental ENERGÉTICA, con el fin de apoyar a las familias del sector rural que están más dispersas.

En el marco conceptual del Programa EASE, ENERGÉTICA propone buscar soluciones a través de realizar una gestión integral de las demandas energéticas de las familias rurales, a través de la utilización de tecnologías energéticas modernas, utilizando fuentes renovables como son la leña y la energía solar, toda vez que es imposible el abastecimiento a estas familias con energéticos convencionales. De esta manera se pretende cubrir de manera efectiva hasta un 98% de las necesidades energéticas familiares.

Para las demandas de cocción, se utilizarán los modelos de cocinas eficientes diseñadas y producidas en el marco del convenio entre Pro-Leña Bolivia y ENERGÉTICA. Se espera que al utilizar estas cocinas eficientes de leña (CEL), se multiplique por 4 veces la eficiencia actual

que se tiene en los fogones tradicionales. Es decir, la introducción de estas cocinas significarán una reducción promedio del 70% del consumo de biomasa en la región del proyecto.

En general se ha establecido que los usuarios tienen capacidad de pago para la operación y el mantenimiento de sus equipos y, una capacidad reducida de inversión, siendo la barrera principal la inversión inicial, aspecto que será enfrentado en alguna manera por el proyecto, bajo el principio de co-financiamiento.

Por otro lado, considerando los niveles de pobreza existente en la zona y, extensibles a un 87% de la población rural en general, no es posible pensar en la utilización de instrumentos exclusivamente mercantiles para la introducción de nuevas tecnologías en la zona. De esta manera, a efecto de lograr una experiencia exitosa, se deberá utilizar mecanismos que combinen elementos de mercado, subsidios y participación estatal.

En el marco del proyecto la institución "PROLEÑA" está desarrollando no sólo cocinas, sino también, hornos y estufas eficientes para comunidades rurales, las cuales usan como combustible principal leña.

El costo aproximado de las cocinas está entre (62 a 105 \$US), dependiendo de las hornillas y si lleva horno ó no. En cuanto a los hornos su costo supera los 105 \$US, las estufas aún no tienen un precio determinado, porque se encuentran en etapa de pruebas.

Los productos que ofrece PROLEÑA son los siguientes:

- Cocina de 2 hornillas.
- Cocina de 2 hornillas con horno.
- Cocina de 3 hornillas con horno.
- Horno familiar (3 a 26 kW térmicos)
- Horno industrial.
- Estufa rural.
- Cocinas para escuelas.

13.6.- Biomasa para generación de electricidad Proyecto ESD-NRECA

A nivel industrial en el Departamento del Beni operan unas 20 empresas beneficiadoras de castaña. El aprovechamiento de la nuez de la castaña, se realiza principalmente en la Provincia Vaca Diez, departamento del Beni, donde la zafra es efectuada por los pobladores de la zona, entregando el producto a los contratistas o barraqueros, quienes finalmente entregan a las beneficiadoras para su procesamiento final. La recolección de la castaña se la realiza desde principios de diciembre hasta fines de abril.

El potencial natural de la región amazónica, según inventario forestal, se estimó en 335.000 t de castaña en cáscara por zafra. De todo este potencial, apenas el 30% está en posibilidades de ser recolectada, lo que significa que se dispone de un volumen anual cercano a las 100.000 t de castaña para ser beneficiada, representando aproximadamente 30.000 t de nuez para la comercialización.

En la Localidad de Riberalta, Provincia Vaca Diez del departamento del Beni, se desarrolló el proyecto denominado "Electrificación para el Desarrollo Sostenible" (ESD), ejecutado por NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) en cooperación con la Cooperativa Eléctrica de Riberalta (CER), diseñó y ejecutó la instalación de un sistema de conversión de biomasa de un 1 MW para proporcionar energía eléctrica a la comunidad de Riberalta en el Departamento del Beni. El combustible utilizado fue cáscara de castaña en un 90% y 10% de desechos de madera. La central que usaba un ciclo de vapor y que inició su funcionamiento el año 1997, dejó de operar al poco tiempo y no se tiene mayor información al respecto.

14.- Consideración actual de aspectos sociales

14.1.- Participación de la mujer

La desigualdad de género se inicia en los primeros años de edad de las personas y deriva en desventajas para las mujeres por el resto de sus vidas. En Bolivia las niñas tienen mayor riesgo de ser retiradas del colegio y, por lo tanto, recibir una menor educación que los varones. Sin duda este es un fenómeno muy complejo dado que no sólo se debe considerar, la educación, sino el acceso a fuentes de trabajo y salarios con equidad respecto de los hombres. La falta de oportunidades justas deriva en dependencia por parte de las mujeres hacia los hombres, que en algunos casos, deriva en situaciones de maltrato y frustración.

La participación de la mujer en las diferentes áreas de la vida social y política del país es relativamente restringida, especialmente si se trata de mujeres pobres y campesinas. En general, es alta la exclusión de la mujer de cargos de nivel decisonal. Sin embargo, se observa un avance significativo en el ámbito político gracias a la aprobación de la Ley de Cuotas que ha establecido un 30 por ciento de obligatoriedad de presencia femenina en las listas de candidatos para las elecciones generales y municipales.

A pesar que las mujeres han mejorado su acceso a la educación y la salud, aún existen brechas de permanencia en las escuelas, limitaciones en el acceso a servicios de salud reproductiva y su participación económica y política es limitada. Al mismo tiempo persiste una brecha importante entre igualdad formal e igualdad real, puesto que en muchos casos las normas no alcanzan a traducirse en acciones concretas.

Con respecto a la participación de las mujeres del área rural en proyectos de desarrollo, generalmente son consideradas "beneficiarias" y tienen una participación marginal en las decisiones. Esto se da por diversos factores relacionados con aspectos culturales, sociales y económicos. Es menester reconocer que en algunos proyectos de desarrollo se ha logrado mejorar la participación de las mujeres en los niveles de decisión, claro que a fuerza de mucha voluntad y esfuerzo de los (as) facilitadores de los proyectos.

15.- Lecciones aprendidas sobre energización rural

Las principales lecciones aprendidas a partir de las experiencias de la última década y en base a las barreras que se identificaron en los diversos proyectos de electrificación rural, se pueden resumir en las siguientes:

Definir con precisión los roles y responsabilidades del sector público:

- ✓ La participación del Estado deber ser de normador y facilitador, es decir, formular y ejecutar políticas y normas que levanten las principales barreras que impiden superar las deficiencias que presenta el sector energético en relación con las áreas económica, social y ambiental.
- ✓ Atender las demandas que son priorizadas por la misma población a través de mecanismos participativos como las Municipalidades y las organizaciones naturales de base.
- ✓ Estimular al sector privado en la diversificación de su oferta para atender varios segmentos de la población en función de su localización geográfica, capacidad de pago y así como estimular su eficiencia y sostenibilidad.

Lograr una planificación de la demanda energética de abajo hacia arriba:

- Transferir métodos sencillos de planificación energética a los Municipios. Esto facilita la participación de los consumidores en el Municipio, además que se llegan a acuerdos y consensos más fácilmente con base en las capacidades productivas locales.
- Desarrollar canales de información para los planificadores en los Municipios y Prefecturas, lo cual permitirá fluidez de información sobre las tendencias de las políticas energéticas importantes y la rápida toma de decisiones.
- Evitar despertar falsas expectativas para satisfacer demandas. En muchos casos, se han presentado proyectos que pretenden resolver muchos problemas sin que hayan sido cuantificados. Por lo general son luego abandonados por falta de presupuesto y de previsión creando falsas expectativas y desalentando a los consumidores.
- Respetar la planificación local por parte de los Municipios, las Prefecturas y del Gobierno Central. Una vez que los municipios han estructurado sus demandas, es vital que las políticas del gobierno central, así como de las prefecturas, consoliden estas demandas en planes nacionales y regionales. De lo contrario, se restringe la participación local hasta anularla completamente.
- Orientar la demanda hacia propuestas factibles incluyendo los potenciales más inmediatos de desarrollo local. Esta es una condición que permite generar confianza por parte de los consumidores en la estructura de gobernabilidad y en todos los mecanismos de priorización de demandas.

Lograr la participación del sector privado en energía rural:

- Apoyar al sector privado para emprender acciones de largo plazo. Muchas veces, las condiciones financieras (elevadas tasas de interés y períodos muy cortos de repago) han obligado al sector privado a actuar en términos de corto plazo.
- Identificar la mejor solución tecnológica en función a las características de demanda y condiciones socio - económicas.
- Apoyar al sector privado a capturar el mercado potencial energético del área rural. Para ello es necesario proporcionarle información, evaluaciones de mercado y de factibilidad equilibrando el corto y mediano plazo, y sobre todo generando los mecanismos para poder acceder a incentivos cuando desarrolla proyectos de energía rural relacionados con los potenciales locales.

Aplicación de normas “flexibles”

- Evitar que las normas se conviertan en una barrera, sobre todo cuando los condicionamientos son muy rígidos. Se ha constatado en la experiencia mundial que para desarrollar los servicios energéticos sobre todo en áreas rurales, es necesario recurrir a una diversificación de tecnologías y de fuentes energéticas como también a una diversificación de esquemas de gestión y de financiamiento, llegando a normativas más flexibles.

Mecanismos financieros del sector público

- Es imposible prescindir de los recursos financieros de origen público en proyectos de energía sobre todo que están orientados a funciones sociales.
- El financiamiento a proyectos se facilita si el sector financiero público y privado adoptan criterios de evaluación complementarios y compatibles.

Tecnologías adecuadas y garantizadas

- Las tecnologías deben demostrar su factibilidad, ser seguras y confiables. Por lo tanto deben ser certificadas, de buena calidad y responder a estándares técnicos establecidos en el país.
- La existencia de centros de certificación tecnológica es una condición que permite establecer la calidad y confiabilidad de las tecnologías energéticas (por ejemplo IBNORCA).
- Desde el proveedor de tecnologías energéticas hasta el consumidor, pasando por el intermediario financiero deben estar relacionados bajo los principios del mercado conformando una cadena de especializaciones. Esta condición permite concluir que la tecnología está lo suficientemente madura y que ha encontrado nichos para aplicación en el país.

- En los sistemas aislados y sobre todo dispersos es conveniente seleccionar tecnologías que requieren menor mantenimiento y que precisamente son aquellas que utilizan los recursos naturales localmente disponibles. La falta de caminos transitables, la falta de recursos humanos locales capacitados, la poca adaptabilidad a las condiciones del entorno han provocado que muchas tecnologías, sobre todo innovadoras hayan fracasado.
- Los usuarios de nuevas tecnologías requieren abundante información. Este aspecto es muy importante ya que hace parte de la gestión energética. En el caso de sistemas de energías renovables, los consumidores potenciales se encuentran en zonas aisladas y por lo tanto la gestión global de la energía útil recae sobre ellos mismos. Por ello es importante que el consumidor cuente con la información necesaria para conocer mejor el funcionamiento del sistema.
- Es necesario desarrollar líneas de capacitación para implementar proyectos con nuevas tecnologías. Una condición de éxito de una tecnología es que los consumidores estén lo suficientemente capacitados para encarar los problemas más prácticos y sencillos que pueden presentarse en el uso de estas tecnologías.
- La selección de tecnología debe basarse en criterios económicos y de sostenibilidad.

Información consultada

- 1 CINER, Proyecto opciones energéticas sostenibles para comunidades aisladas, 2005, Bolivia.
- 2 Instituto Nacional de Estadística (INE), Censo Nacional de población y vivienda 2001, Edición 2002, Bolivia.
- 3 Instituto Nacional de Estadística (INE), Bolivia: Mapa de pobreza 2001, Edición 2002, Bolivia.
- 4 Programa de las naciones unidas para el desarrollo (PNUD), Índice de desarrollo humano en los municipios de Bolivia, 2004, PNUD, Bolivia.
- 5 Programa para la difusión de energías renovables (PROPER – Bolivia), Informe de evaluación de sistemas fotovoltaicos en Orinoca, 1995, Bolivia.
- 6 Sistema de las Naciones Unidas en Bolivia; “Evaluación Común de País”, Octubre 2004.
- 7 Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones, Anuario estadístico del sector eléctrico boliviano 2004, Edición 2004, Bolivia.
- 8 Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones, Plan de Acción Bolivia para la energía comunitaria, 2003, Bolivia.
- 9 Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones, Plan Bolivia de Electrificación Rural (PLABER), 2003, Bolivia.
- 10 Viceministerio de Electricidad, Energías Alternativas y Telecomunicaciones, Banco Mundial; Proyecto Infraestructura Descentralizada para la Transformación Rural, 2004, Bolivia.

ANEXO

ANEXO: EXPERIENCIA CON CARGADOR COMUNAL FOTOVOLTAICO DE BATERÍAS EN ORINOCA

La población de Orinoca está ubicada en la provincia Sud Carangas del Dpto. de Oruro, a 67°15' de longitud oeste y 18°57' de latitud sud, a 155 km de la capital del Departamento.

La información básica de la zona es la siguiente:

- Altura media: 3860 m.s.n.m.
- Temperatura máxima: 23,5 °C
- Temperatura mínima: -16 °C
- Velocidad máxima del viento: 55 km/h.

El cantón de Orinoca está asentado en una pendiente cerca del lago Poopó y el Río Laca Jahuira, con un clima propio del altiplano. Al sudeste se encuentra el cerro Pucara, limita al norte con el lago Poopó y la población de Pampa Aullagas y al oeste con los cantones Andapata y Avaroa. La zona es arenosa, con vientos fuertes en los meses de Julio, Agosto, Septiembre y Octubre.

2.1.- Nacimiento del Proyecto de cargador comunal

En octubre de 1992, la división de energía de CORDEOR (Corporación Regional de Desarrollo de Oruro), con la asistencia de PROPER formuló un proyecto de electrificación para las poblaciones de Orinoca-Chipaya. En 1993, se inició la electrificación de Orinoca "Fase I"; donde se colocó un sistema fotovoltaico de uso comunal, que constó de:

- Un centro comunal de carga de baterías compuesto por 10 paneles fotovoltaicos de 43 Wp. Cada dos paneles se conectaban en paralelo y constituían un módulo de carga para una batería.
- Cantidad de baterías cargadas simultáneamente (5)
- 35 baterías automotrices de 100 Ah de capacidad para cada domicilio.
- 70 luminarias fluorescentes de 20 W. (Dos por vivienda).
- Conductores eléctricos, interruptores, elementos de protección, sujeción.

CORDEOR solicitó a los comunarios un aporte equivalente al 25% del costo total del sistema. Mientras que la contraparte usual para proyectos de electrificación que usualmente realizaba CORDEOR era de 15% tanto para extensión de redes como para generadores a Diesel.



Foto: Cargador fotovoltaico comunal de baterías en Orinoca (1994)

2.2.- Cómo operaba el sistema

Cada comunario tenía la instalación que le permitía el uso de la energía en su respectiva vivienda, que constaba de dos luminarias TL de 20 W, conductores, con sus conductores e interruptores correspondientes. Estas cargas estaban conectadas a la batería de 100 Ah.

Cuando se descargaba la batería, el comunario acudía al centro de carga de baterías y la dejaba para que la recarguen.

En el centro de carga existían dos Operadores que se turnaban para la atención, quienes recibían la batería y la conectaban al módulo de carga, iniciando el ciclo de recarga. Simultáneamente debían chequear el nivel de electrolito de la batería y en caso necesario debían añadir agua destilada hasta llegar al nivel óptimo.

La recarga de baterías se realizaba obviamente sólo durante el día por la disponibilidad de la fuente (sol).

Una vez concluido el proceso de recarga, los usuarios recogían su batería para llevarla a su domicilio. La reinstalaban ellos mismos y la usaban por un periodo de aproximadamente cinco días (hasta que el regulador indicaba nivel bajo de carga), para nuevamente realizar la recarga.

El comunario pagaba por este servicio de recarga el monto de 1 Bs (0.25 \$US aproximadamente).

2.3.- Problemas identificados

- ✚ Uno de los inconvenientes detectados y quizá el más importante, fue que los operadores del centro de cargado, se atribuían un poder “especial” sobre el resto de la comunidad, convirtiéndose en personajes importantes dentro la comunidad, pero

lamentablemente de una forma no adecuada. Los operadores a veces no tenían buena voluntad de atender a los usuarios o trataban mal a los que acudían al centro. Esto ocasionó un verdadero problema social.

- ✚ Cuando coincidían muchas baterías en la recarga se suscitaba el conflicto de prioridad de atención a los usuarios, presentándose alguna vez la alteración del orden de cargado de baterías que se realizaba por preferencia de llegada, pero algunas personas con “influencias” eran atendidas primero.
- ✚ Algunas casas no disponían de controladores de descarga, y obviamente no se garantizaba que el usuario respete el nivel de descarga recomendado. Esto provocaba en algunos casos deterioros irreversibles en las baterías y por tanto la frecuencia de recarga se iba haciendo cada vez mayor; algunas veces porque las baterías estaban disminuyendo su capacidad de almacenamiento por mala operación, o porque se encontraban defectuosas.
- ✚ Algunas veces los usuarios tenían que recargar sus baterías más frecuentemente porque usaban mayor cantidad de energía que en otras ocasiones, por tanto la recarga no duraba el tiempo promedio que los usuarios tenían en mente y obviamente la culpa se la cargaban a los operadores, creyendo que la recarga no fue hasta el nivel máximo de energía, como sucedía normalmente.
- ✚ Por cuidar la batería, ésta era transportada en su caja de cartón, y luego de casi tres meses de funcionamiento, al estar encerradas en sus cajas, los encargados de recargarlas no podían ver el nivel del electrolito, razón por la cual en la mayoría de las baterías revisadas durante una evaluación se constató que el nivel se encontraba en el nivel crítico mínimo.
- ✚ En dos viviendas se detectaron luminarias quemadas por inversión de polaridad, ya que los cables eran de un sólo color y las luminarias no tenían protección contra inversión de polaridad. También por problema de inversión de polaridad, un usuario dañó su televisor.

A continuación se resumen las razones principales manifestadas por los propios comunarios que determinaron que los usuarios desechen el sistema comunal y opten por sistemas FV individuales. La siguiente información fue extractada de una evaluación que hizo PROPER el año 1995, cuando 35 familias de Orinoca ya tenían los sistemas individuales.

Una de las preguntas de la evaluación fue:

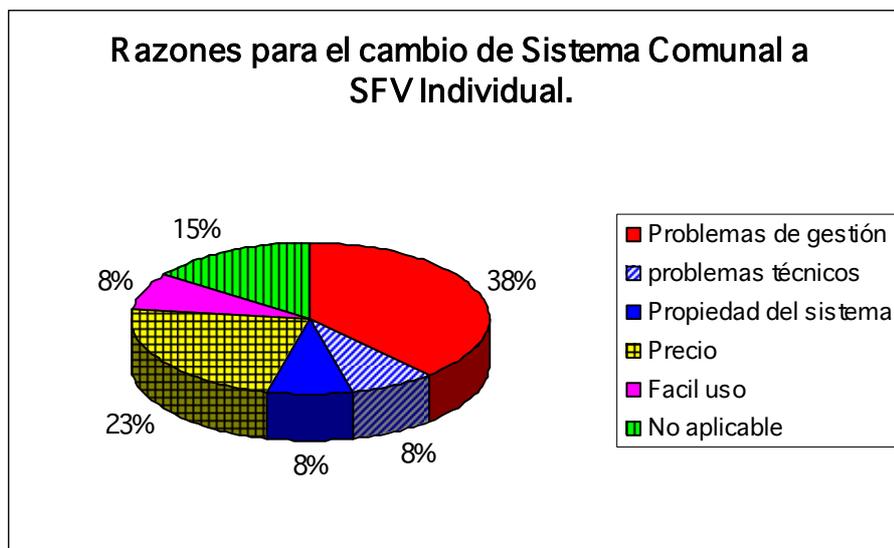
“Por qué razones las familias de Orinoca han cambiado el sistema comunal de cargado de baterías por SFV?”

Entre las respuestas se tuvieron las siguientes:

- Falta de entendimiento con los encargados del manejo del centro.

- Descontento con el manejo ejercido por los encargados del sistema comunal.
- Poca capacitación de los encargados para llevar a cabo el cargado de las baterías. (Sin embargo, a nivel individual se observó que el 100% de las baterías carecía de mantenimiento).
- Peligro para los niños, quienes tenían que cargar las baterías hasta el centro de cargado (distante de las casas). El 11% de los usuarios manifestó haber tenido problemas con el ácido de la batería cuando la trasladaban al centro de cargado.
- Aproximadamente el 44% de los beneficiarios llevaban de vez en cuando sus baterías a recargar a Oruro, por desconfianza hacia el Operador del centro de cargado fotovoltaico.
- Poca capacitación a los comunarios para el manejo de los polos (+) y (-), en el caso de las baterías.

La sistematización de encuestas realizadas en Orinoca, mostró los resultados siguientes:



En general se puede concluir que los problemas que se dieron en Orinoca eran fácilmente salvables, si se hubiese previsto una campaña previa de información y concientización sobre los aspectos técnicos, sociales y culturales del manejo de sistemas fotovoltaicos comunales e individuales. Sin embargo es difícil predecir cuál hubiese sido el destino del proyecto comunal en caso de hacer una buena campaña de difusión y capacitación, porque de todas formas, la incomodidad de transportar baterías, los peligros asociados a este proceso y el no tener que depender del buen humor de los operadores son razones suficientes e importantes para tomar una decisión como la que tomaron en Orinoca.

Debido a los inconvenientes que se dieron con el centro comunal de cargado de baterías, los pobladores de Orinoca, a fines de 1993 decidieron efectuar la solicitud a CORDEOR para que se les otorgue sistemas FV individuales. De esta manera, en enero de 1994, se contaba ya con la nómina de beneficiarios para acceder a los 35 sistemas solares domésticos, con un aporte del 25%.

El año 1995 se definió la instalación de los sistemas FV individuales en base a la nómina de beneficiarios. En junio de 1995 ya se tenían 35 SFV individuales instalados y en funcionamiento. La configuración de los sistemas FV individuales es la típica de 50 Wp, que incluían tomas de corriente para televisión y radio.
