

PERSPECTIVAS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA BOLIVIANA

Guillermo Francisco Torres Orías
Enrique Gómez D'Angelo
Lea Franziska Buch
Adriana Bueno Lanchez

Juan Carlos Guzmán Salinas
Miguel Fernández Fuentes
Renán Orellana Lafuente
Ramiro Rojas Zurita

Javier Aliaga Lordemann

PERSPECTIVAS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA BOLIVIANA

Guillermo Francisco Torres Orías

**Javier Aliaga Lordemann
Lea Franziska Buch
Adriana Bueno Lanchez**

Juan Carlos Guzmán Salinas

**Miguel Fernández Fuentes
Renán Orellana Lafuente
Ramiro Rojas Zurita**

Enrique Gómez D'Angelo

AGRADECIMIENTOS

Los autores del libro quieren manifestar su sincero agradecimiento a las siguientes personas:

Excmo. Mons.	Edmundo Abastoflor, Arzobispo de La Paz y Gran Canciller de la UCB
Excmo. Mons.	Tito Solari, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Rvda. Hna.	Emma Rioja, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Ing.	Herbert Müller, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Lic.	Miguel Fabri, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Dr.	Carlos Gerke Mendieta, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Lic.	Flavio Escobar, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Lic.	Alfonso Vía Reque, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Ing.	Jorge Orellana, Miembro de la Junta Directiva – UCB
Lic.	Juan Carlos Navajas, Miembro de la Junta Directiva – UCB
R.P.DR.	Petrus Johannes María van den Berg OSA, Rector de la UCB
Dr.	Edwin Claros Arispe, Vicerrector Académico Nacional. UCB
Dr.	Erick Roth Unzueta, Vicerrector Regional La Paz – UCB
Mgr.	Claudia Nacif Muckled, Vicerrectora Financiero Nacional – UCB
Mgr.	Jorge Chamón, Director Nacional de Planificación – UCB
Dr.	Alejandro Mercado Salazar – Decano de la FCEF - UCB

Así mismo, expresan su gratitud a la Fundación Hanns Seidel, por su colaboración para la edición y publicación de este libro.

RESEÑA A CARGO DE LA ACADEMIA BOLIVIANA DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Javier Aliaga Lordemann, es Director Ejecutivo del Instituto de Investigaciones Socio-Económicas de la Universidad Católica Boliviana y asesor de varias agencias multilaterales y empresas nacionales e internacionales del sector energético. En 2010 recibió el premio Bernard Prince en reconocimiento a su trayectoria profesional, otorgado por el Instituto de Estudios Hispánicos, Portugueses e Iberoamericanos en la Haya, Holanda y en 2011 fue incorporado como miembro de número de la Academia Boliviana de Ciencias Económicas.

Lea Franziska Buch tiene una maestría en “Ciencias Regionales de Latinoamérica” con especialidad en Economía de la Universidad de Colonia, Alemania. Actualmente trabaja como Directora del proyecto “REGSA” (Renewable Electricity Generation in South America), en temas de transferencia tecnológica e innovación en el sector de energías renovables en el Instituto de Investigaciones Socio-Económicas (IISec) y es doctorando en economía de la Universidad Metropolitana de Londres.

Adriana Bueno Lanchez es economista de la Universidad Católica Boliviana con Maestría en Comercio y Relaciones Internacionales. Actualmente trabaja como investigadora del Instituto de Investigaciones Socio-Económicas en temas de economía energética y transferencia tecnológica. Ha trabajado como consultora internacional en investigaciones realizadas en Santiago de Chile respecto al sector de las telecomunicaciones.

Miguel Fernández Fuentes, es Ingeniero Eléctrico de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS) en Cochabamba y es doctorado en el Programa de Energía y Desarrollo Sustentable de la UMSS. Tiene más de 20 años de experiencia en el área de las energías renovables y ha sido asesor del Gobierno de Honduras en el diseño de su programa de Electrificación Fotovoltaica. Desde 1997 es Director de ENERGÉTICA – Energía para el Desarrollo una organización no gubernamental que ejecuta proyectos de energía renovables.

Enrique Gómez D’Angelo es Ingeniero Eléctrico de la Universidad Técnica Federico Santa María de Valparaíso en Chile, es Master en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Wyoming, USA y Ph. D. en Economía de Utah State University, USA. Es experto en economía del sector eléctrico, y ha sido Gerente General de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). Actualmente trabaja como consultor independiente y profesor universitario en el área de Economía.

Juan Carlos Guzmán Salinas es Ingeniero civil de la Universidad Tomás Frías de Potosí. Dedicado a temas tecnológicos, productivos y energéticos rurales desde el año 1988. Ha sido responsable del Programa Nacional de Biomasa, ejecutado por ESMAP entre los años 1996 y 2003. En los últimos 12 años ha concentrado su trabajo de investigación práctica en eficiencia energética, con énfasis en el uso energético, combustión y gasificación de biomasa y el desarrollo de soluciones eficientes para diversos usos de la energía. En la actualidad es investigador de CEDLA en el área de planificación energética y responsable técnico de la Plataforma Energética.

Guillermo Francisco Torres Orías es Ingeniero Químico y Administrador de Empresas. Fue Ministro de Minería e Hidrocarburos y Superintendente de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial. Durante cinco años fue Jefe del Programa de Energías Fósiles de la Organización Latinoamericana de Energía, (OLADE) con sede en Quito, Ecuador y trabajo ininterrumpido en Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), donde ocupó diferentes funciones, como : Gerente de Planificación, Coordinador con Organismos Internacionales y Director del Centro de Investigación Operativa. Actualmente es consultor independiente, asesor en temas de gas natural y petróleo y docente universitario.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	2
RESEÑA A CARGO DE LA ACADEMIA BOLIVIANA DE CIENCIAS ECONÓMICAS	3
PRESENTACIÓN.....	9
EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS	11
1. INTRODUCCIÓN.	13
2. ESTRUCTURA SECTORIAL.....	15
2.1. Período 2000-2005.....	15
2.1.1. Problemas en la aplicación de la política	16
2.1.2. Cambios incorporados	16
2.2. Período 2006-2009.....	18
3. CADENA DE LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR	19
3.1. Upstream.....	19
3.2. Downstream.....	21
4. MARCO LEGAL INSTITUCIONAL	22
5. Desempeño del sector.....	23
5.1. Producción histórica	23
5.1.1. Producción de hidrocarburos líquidos.....	23
5.1.2. Producción de gas natural	26
5.2. Refinación.....	28
5.2.1. Calidad de la Producción de Hidrocarburos líquidos	28
5.2.1.1 Rendimiento de gasolinas Vs. kerosene, jet fuel y diesel oil.....	28
5.2.1.2 Rendimiento de crudo reducido y fuel oil	29
5.2.3. Configuración y capacidad de las refinerías bolivianas.....	30
5.2.4. Capacidad de refinación y economías de escala	31
5.3. Consumo Histórico	32
5.3.1. Mercado Interno.....	32
5.3.2. Exportaciones	35
5.4. Inversiones históricas.....	36
5.5. Evolución de precios.....	37
5.5.1. Precios de productos refinados de petróleo en el mercado interno.....	38
5.5.2. Precios de gas natural en el mercado interno	38
5.6. Prospectiva	40
5.6.1. Prospectiva de la producción de hidrocarburos	40
5.6.2. Prospectiva de la refinación.....	42
5.6.3. Proyección de la demanda interna de productos refinados y gas.....	43
6. BALANCE Y PERSPECTIVA.....	47
6.1. Balance	47

6.2. Perspectiva	48
GLOSARIO DE TÉRMINOS	51
ABREVIACIONES	53
PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO	55
LA GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO	57
1. INTRODUCCIÓN	57
2. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BOLIVIA	58
2.1. Precios de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	60
2.2. Rentabilidades registradas.....	61
2.3. Remuneración percibida e inversión correspondiente	64
3. Desafíos en la Generación y el Abastecimiento de Electricidad	66
3.1. Primer Desafío: Garantizar el suministro de electricidad al Sistema Interconectado Nacional.	66
3.2. Segundo Desafío. La electrificación Rural	69
3.3. Tercer Desafío. Exportación de Electricidad.....	71
4. CONCLUSIONES	72
ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN BOLIVIA	75
1. INTRODUCCIÓN	77
2. INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE Y CAPACIDAD TÉCNICA	78
2.1. Desarrollo energético	81
2.2. Sistemas de electricidad	83
2.3. Suministro de electricidad	83
2.3.1. Capacidad instalada	83
2.3.2. Producción de electricidad	85
2.4. Consumo y clientes.....	87
2.4.1. Clientes regulados	87
2.4.2. Clientes no regulados.....	89
2.5. Sistemas de transmisión y distribución	90
2.5.1. Sistemas de transmisión.....	90
2.5.2. Sistemas de distribución.....	92
3. PROYECCIONES DE CRECIMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE	92
4. PRECIOS DE ENERGÍA: MECANISMOS DE TARIFACIÓN	96
4.1. Estructura tarifaria en la generación en el mercado eléctrico mayorista (mem).....	96
4.2. Remuneración en la Transmisión	97
4.3. Remuneración en la Distribución	98
5. CONCLUSIONES	99
REFERENCIAS	100
BIOMASA EN BOLIVIA	101

1.	RESERVAS DE BIOMASA PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	103
2.	PRODUCCIÓN DE BIOMASA	104
3.	OFERTA DE BIOMASA CON FINES ENERGÉTICOS	105
3.1.	Suministro de biomasa para el consumo doméstico.....	106
3.2.	Oferta de biomasa para la generación de electricidad.....	107
4.	CONSUMO DE BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	108
4.1.	Consumo de biomasa con fines energéticos domésticos.....	109
4.2.	Consumo de biomasa con fines industriales y de producción de electricidad.....	111
4.2.1.	Consumo de biomasa en la pequeña industria rural.....	112
5.	ELEMENTOS DE POLÍTICA EN LA GESTION ENERGÉTICA DE LA BIOMASA.....	115
EL DESAFÍO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA SU INSERCIÓN A MAYOR ESCALA EN EL MERCADO ELÉCTRICO BOLIVIANO		119
1.	INTRODUCCIÓN	121
2.	LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ÁREA RURAL DE BOLIVIA.....	121
3.	POTENCIAL PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS ER'S A LA RED	123
3.1.	Generación Distribuida	123
3.2.	Sistemas Fotovoltaicos.....	123
3.3.	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	124
4.	SISTEMAS DE ER's INTERCONECTADOS AL SIN	124
5.	BARRERAS	125
5.1.	Barreras legales.....	125
5.2.	Barreras Económico-Financieras.....	126
5.3.	Estructura de precios de generación en el MEM	126
5.4.	Costos de la energía	127
6.	CONCLUSIONES	127
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	128
ANEXO TRANSCRIPCIÓN DE LAS EXPOSICIONES DICTADAS EN EL SEMINARIO:		
“ENERGÍA Y SUSTENTABILIDAD”		131
EXPOSITOR. GUILLERMO TORRES ESPECIALIZACIÓN. HIDROCARBUROS.		133
PREGUNTAS DIRIGIDAS AL EXPERTO.		141
EXPOSITOR. ENRIQUE GÓMEZ. ESPECIALIZACIÓN. ELECTRICIDAD.		143
PREGUNTAS DIRIGIDAS AL EXPERTO.		147
EXPOSITOR. MIGUEL FERNÁNDEZ. ESPECIALIZACIÓN. ENERGÍAS ALTERNATIVAS ...		151
PREGUNTAS DIRIGIDAS AL EXPERTO.		160

PRESENTACIÓN

El Instituto de Investigaciones Socio Económicas (IISEC), parte integral de la Universidad Católica Boliviana “San Pablo” (UCB) junto con la Fundación Hanns Seidel, tienen en el agrado de presentar el libro “Perspectivas de la Matriz Energética Boliviana”. Este trabajo es producto de la cooperación conjunta entre el IISEC y la Fundación Hanns Seidel, la cual se plasmó en el seminario con el mismo nombre; de donde surgió la recopilación de las investigaciones que se publican en el libro, producto del conocimiento de varios especialistas del sector energético del país.

En este sentido, el libro inicia con un estudio del sector de los hidrocarburos y el papel que juega éste actualmente en la matriz energética, donde el especialista Guillermo Torres explica también las reformas en la estructura que sucedieron a través de los años. A continuación, Enrique Gómez hace una descripción de la generación eléctrica en Bolivia y describe las necesidades fundamentales del sector para la sostenibilidad en el abastecimiento. En el siguiente capítulo, Javier Aliaga, Franziska Buch y Adriana Bueno describen el sector eléctrico en Bolivia, con énfasis en la transmisión y distribución de energía eléctrica, así como su funcionamiento y desarrollo. Posteriormente, Juan Carlos Guzmán presenta la situación de la biomasa en Bolivia, así como sus posibilidades de ingreso a la matriz energética del país. Finalmente, Miguel Fernandez Fuentes, Renán Orellana y Ramiro Rojas exponen el desafío que afrontan las energías renovables para su inserción a mayor escala en el mercado eléctrico boliviano.

Siendo contribución de fundamentos teóricos y empíricos, el IISEC junto a la Fundación Hanns Seidel, tienen el agrado de presentar el contenido, conclusiones y recomendaciones del Foro “Perspectivas de la Matriz Energética Boliviana” junto a documentos de gran valor, realizados por peritos del sector, que aportan ideas para el entendimiento y comprensión de la matriz energética, con fin de evaluar los cambios, que a su juicio, deberían realizarse.

Philipp Fleischhauer

Director Fundación Hanns Seidel

EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS

Guillermo Francisco Torres Orías

1. INTRODUCCIÓN.

Lo ocurrido en el sector hidrocarburos en la década 2001-2010, salvando ciertas externalidades, es una consecuencia de la política aplicada al sector en el pasado. La continua inestabilidad política se ha reflejado en el manejo de YPF. En muchos casos los lineamientos de la actividad, en los últimos 30 años, obedecen a posiciones ideológicas y político partidarias de quienes gobernaron.

En la década de los 80, la injerencia política, la inexistencia de planes de desarrollo a largo plazo con metas y objetivos claros, la administración de la empresa con una visión técnica carente de sentido económico, las presiones sindicales y de células políticas de los partidos gobernantes, atentaron contra el desarrollo empresarial. A esto se sumaron las medidas económicas para parar la “hiper-inflación” obligando a YPF a entregar el 65% de sus ingresos brutos y adicionalmente pagar el 12% de regalías sobre el valor de la producción. En diez años de aplicación de la medida, YPF se descapitalizó.

A mediados de los 90, la empresa tenía deudas con: proveedores de equipos y materiales, empresas contratistas por el pago de participaciones, organismos de financiamiento internacional, créditos bilaterales, etc. A lo anterior se sumaron dos problemas: 1) La imposibilidad de realizar una exploración intensiva de petróleo y los magros resultados de la exploración; 2) El tiempo que demandó concretar el mercado de Brasil para el gas natural.

En tales circunstancias, se firmó el contrato de compraventa de gas con PETROBRAS, e inmediatamente comenzó el proceso de capitalización de YPF. Había que hacer atractivo al sector si se quería conseguir inversionistas. Las empresas internacionales entraban a ganar, no a seguir los pasos de YPF, se terminó la tributación del 72%. Los ingresos del Estado bajaron, los problemas sociales se agudizaron, desembocando primero, en la “guerra del agua” en Cochabamba y luego, en los sucesos de febrero y octubre de 2003. Lo que vino después se explica en las etapas 2 y 3.

Bolivia como todo país pequeño y débil, estuvo expuesto en materia de hidrocarburos, a presiones de instituciones internacionales que le impusieron recetas para la transformación del sector, las cuales no se adecuaban a las características específicas del País, generando

conflictos a los gobiernos en el primer quinquenio del siglo, tanto con la ciudadanía, a través de los movimientos sociales, como con el sector empresarial.

En Latinoamérica, los países que se sometieron al cambio de la política de hidrocarburos fueron Argentina, Bolivia y Perú. Los demás se transformaron a las condiciones del entorno con voluntad y con visión propia. Brasil con PETROBRAS, posiblemente sea el mejor ejemplo de inserción de una empresa estatal en el mundo globalizado en el que ocupa un lugar privilegiado.

Para entender el desenvolvimiento del sector hidrocarburos en Bolivia en la década 2001-2010, se identifican tres etapas: 1) Continuación de la política de manejo privado del sector establecido en años previos; 2) Cambios introducidos para recuperar el control del Estado sobre el sector sin violentar las leyes establecidas; y 3) La denominada “Nacionalización”.

ETAPA 1.

Los cambios en la política y estructura sectorial que se realizan desde el 2000, corresponde, a la reversión del proceso de transformación que se dio en Bolivia y en algunos países de América Latina, definido por el contenido del llamado “Consenso de Washington”, que sacó al Estado de las actividades productivas y de servicios transfiriéndolas al sector privado internacional, creó un marco legal para que la producción sea de libre comercialización¹, e introdujo la regulación sectorial para acotar y controlar los monopolios naturales en las actividades del “downstream”.

Con esta transformación, la responsabilidad de YPFB quedó reducida a actuar como contraparte de los contratos de riesgo compartido para la exploración/explotación de hidrocarburos. Con ello, la seguridad energética de Bolivia pasó a depender de lo que hiciera el sector privado sin que este tenga la responsabilidad de garantizar el abastecimiento interno.

Las expectativas creadas sobre el bienestar que traerían las inversiones se desvanecieron con la agudización de la pobreza, un hito fue la mencionada “guerra del agua” encabezada por los movimientos sociales, oponiéndose a la llamada “política neoliberal”, reivindicando los derechos de las mayorías excluidas y la defensa de los recursos naturales. Luego se produjeron los conflictos de febrero y octubre de 2003 que desembocaron en la renuncia del Presidente de la República, la generación de un vacío político y la ingobernabilidad del País.

ETAPA 2.

A partir de la sucesión presidencial de octubre de 2003 y sin violentar el marco legal vigente, se realizaron cambios en el sector hidrocarburos para acotar las libertades permitidas que afectaban al control y autoridad del Estado.

Se convocó a un referéndum vinculante denominado del “gas”, el cual sentaba las bases de una nueva política para el sector hidrocarburos. El resultado mostró un amplio apoyo de la ciudadanía al cambio de la política propuesta. Cumpliendo con este mandato, el Gobierno presentó al Congreso un proyecto de Ley de Hidrocarburos, el mismo generó una polémica, mientras algunos aceptaban los cambios propuestos a la ley vigente, otros exigían nacionalizar sin compensación. El resultado final fue que la nueva Ley de Hidrocarburos 3058, promulgada el 17 de mayo de 2005 y en actual vigencia, tuvo una difícil aplicación. Poco después, en el mes de junio se produjo una nueva crisis política, que desembocó en la sucesión constitucional, pasando el gobierno a manos del entonces presidente de la Corte Suprema de Justicia, con el mandato de convocar a elecciones generales el 6 de diciembre de 2005.

¹ Exceptuando los productos regulados y el gas que debía ser nominado por YPFB para cumplir con el contrato del GSA de exportación al Brasil.

ETAPA 3.

Con la inauguración de un nuevo gobierno en enero de 2006, comenzó una política de reversión de todas las transformaciones realizadas en la década de los años 90. Tres hitos marcan el cambio: 1) Se promulgó el D.S. 28701, llamado de “nacionalización”; 2) Las empresas que operaban² en el País, se avinieron a migrar de los Contratos de Riesgo Compartido a “Contratos de Operación”; y 3) Se establecieron nuevas reglas en la Constitución Política del Estado de enero de 2009. (Ver detalle en 2.2 Período 2006-2009).

2. ESTRUCTURA SECTORIAL

2.1. Período 2000-2005

En el primer quinquenio, se mantenía la estructura sectorial del proceso de transformación de los años 90. El Estado, a través del Ministerio³ del sector, detentaba la responsabilidad de la generación de políticas sectoriales, nominación de áreas para exploración, control de pago de regalías y otras actividades.

YPFB tenía como atribuciones:

- Licitación, suscribir y administrar los contratos de riesgo compartido para exploración/explotación;
- Fiscalizar la producción y supervisar el manejo de los yacimientos;
- Actuar como agregador⁴ de la producción de gas destinada a cumplir con los volúmenes comprometidos en el contrato GSA⁵ de exportación a Brasil;
- Actualizar y publicar la información generada del “upstream”⁶ y la exportación; y
- Contratar anualmente los servicios de cuantificación y certificación de reservas de gas y petróleo.

En el año 2001, YPFB además de asumir las responsabilidades establecidas por ley, y no habiendo interés del sector privado, continuó con las actividades denominadas “residuales”:

- Expansión, operación y administración de las redes de distribución de gas natural en los mercados de La Paz, Oruro, Potosí y Camiri;
- Operación de algunas plantas de engarrafado de GLP; y
- Retención de la propiedad de estaciones de expendio de combustibles líquidos, que fueron dadas en alquiler al sector privado.

La Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial, tenía las atribuciones de regular los servicios sujetos a concesión, la defensa del consumidor y evitar prácticas anti competitivas. (Ver detalle en 3.2 Actividades del Downstream). Un aspecto importante era la independencia del Poder Ejecutivo, que le daba la libertad de oponerse a decisiones de gobierno que pudieran afectar a los intereses del País o de los ciudadanos.

El marco legal detallaba los procedimientos que garantizaban la transparencia del manejo del sector.

2 Incluyendo la empresas capitalizadas.

3 Tuvo diferentes nombres.

4 Ver glosario de términos

5 Ver glosario de términos

6 Ver glosario de términos

2.1.1. Problemas en la aplicación de la política

Si bien existía coherencia en la definición de atribuciones y procedimientos, la autoridad del Estado sobre las empresas que operaban en el país se encontraba debilitada.

La libertad que tenían las empresas de disponer de la producción, generó los siguientes efectos:

- Creó un vacío en la responsabilidad de proveer seguridad energética al mercado boliviano, ya que la Ley de Hidrocarburos no priorizaba el abastecimiento al mercado interno. Las empresas actuaban dando cumplimiento a las leyes diseñadas para mercados abiertos competitivos y los hidrocarburos, especialmente los líquidos, eran considerados una mercancía de libre comercialización. Esa política no se adecuaba a las condiciones de un mercado pequeño y aislado como es el boliviano. Habiéndose abierto el mercado de gas brasileño, las empresas que entraron a operar en Bolivia orientaron su actividad a la búsqueda de gas, que tenía mayor probabilidad de éxito que la exploración por petróleo.
- Analizando los resultados de la aplicación de esa política, se puede establecer que nunca existió competencia para vender petróleo a las refinerías bolivianas y, si habían sobrantes, la refinería decidía a quien comprar. El precio de transferencia a refinerías en la práctica era el mismo para todos los productores, porque en el otro extremo, los precios ex-refinería de los Productos Refinados de Petróleo (PRP) eran regulados e indexados por la Superintendencia a precios de referencia internacional.
- En lo relativo a la exportación de gas, tampoco existió la posibilidad de competir. No se transaba el precio en un mercado abierto, sino que éste era parte de un contrato suscrito a mediano o largo plazo.

Se debilitó o desapareció la capacidad tecnológica y de fiscalización que tenía originalmente YPF. Profesionales de mucha experiencia, especialmente en el área de la exploración/explotación dejaron YPF y se fueron a trabajar con empresas internacionales o abrieron sus propias empresas de servicios petroleros.

2.1.2. Cambios incorporados

Dentro del marco legal vigente, en el período 2003 a 2005, el Estado procedió a una serie de ajustes para tener mayor control del sector que permita defender los intereses del País y garantizar la seguridad del abastecimiento.

Apelando a cláusulas de competencia de la Ley SIRESE, los ajustes definidos mediante el órgano regulador fueron:

- Las empresas tenían que entregar obligatoriamente su producción de petróleo y condensado a refinerías;
- La Superintendencia asumía la responsabilidad de fijar el precio de transferencia de petróleo y condensado a refinerías;

- La Superintendencia realizó una investigación de oficio sobre los precios históricos de petróleo y condensado acordados entre productor y refinador. De los resultados de esa investigación se estableció, que el precio que pagaba el Estado por la Mezcla de Petróleo/ Condensado (Mezcla P/C)⁷ era mayor al precio de exportación de los excedentes. Sobre esa base, se estableció un precio máximo de transferencia equivalente al precio de “paridad de exportación” calculado a través de un mecanismo de ajuste periódico por la Superintendencia de Hidrocarburos;
- Se estableció la regulación económica de refinerías, para ello, se creó un sistema de determinación de margen óptimo de refinación sobre la base de los costos de operación y el valor de los ingresos obtenidos por la exportación de excedentes de refinerías⁸, con lo cual el margen de refinación original bajó de 8,51 a 4.81 dólares por barril en diciembre de 2004 ;
- Se consolidó el mecanismo de establecimiento de precios ex-refinería⁹ de los PRP, conformado por el precio de transferencia del petróleo/condensado a refinerías más el margen de refinación, ambos calculados por el Estado a través de la Superintendencia de Hidrocarburos.
- Se cambió el precio pagado a los productores de GLP de plantas, a paridad de exportación. Originalmente se reconocía el precio de referencia internacional, que era mayor.
- Se amplió el requisito¹⁰ para que la Superintendencia autorice las exportaciones de gas, al conocimiento de las condiciones del contrato de compraventa. El año 2004, una empresa que solicitó autorización para exportar gas natural a Argentina, había acordado un precio de exportación inferior al precio cobrado en el mercado interno. Dado que la exportación obedecía a acuerdos suscritos entre los gobiernos de Argentina y Bolivia, la Superintendencia comunicó al Ministerio de Hidrocarburos que, al precio estipulado entre la empresa vendedora y compradora, no autorizaría la exportación. A partir de este hecho, la negociación de precios de exportación volvió al control del Estado.

El Estado definió, a través del Gobierno central, los siguientes cambios:

- Participación del Estado en las negociaciones de exportaciones de gas. Estas fueron establecidas en negociaciones entre YPFB, productores y compradores, sobre la base de acuerdos establecidos y negociaciones previas de gobierno a gobierno. YPFB suscribe los contratos de compraventa como vendedor del gas boliviano y los contratos “back to back”¹¹ con las empresas productoras.
- Control de las exportaciones de hidrocarburos líquidos (petróleo, condensado, gasolina natural y GLP) por el Estado a través del Ministerio de hidrocarburos. Las autorizaciones contemplaban: tipo de hidrocarburos, volúmenes, precios y destino.

7 Ver Glosario de términos Mezcla P/C

8 Denominado Crudo Reconstituido o RECON (ver Glosario de términos)

9 A la salida de la refinería

10 El requisito estaba referido únicamente a la existencia de reservas para abastecer el mercado interno, los compromisos de exportación y el volumen establecido en la solicitud de autorización.

11 Ver glosario de términos

Sobre los cambios aplicados y los resultados del referéndum vinculante¹² del gas realizado el 18 de julio de 2004 y aprobado por amplia mayoría en las urnas, el Poder Ejecutivo diseñó una nueva Ley de Hidrocarburos, la cual fue modificada desmejorándola en su tratamiento en el Poder Legislativo, siendo finalmente promulgada el 17 de mayo de 2005, por el Presidente del Congreso.

2.2. Periodo 2006-2009

En mayo de 2006 el nuevo gobierno, comenzó con la profundización de las reformas. El D.S. 28701, llamado Héroes del Chaco y más conocido como decreto de nacionalización, estableció la entrega de toda la producción a YPFB, quien en ejercicio de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos, asumía la comercialización definiendo las condiciones, volúmenes y precios para el mercado interno, la exportación e industrialización.

Se conminaba además a las empresas a suscribir nuevos contratos con YPFB en el plazo de 180 días y se nacionalizaban las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas que fueron capitalizadas: Andina S.A., Chaco S.A. y Transredes S.A. y las privatizadas: Petrobras Bolivia Refinación S.A. y Compañía de Logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A. y se transformaba a YPFB en una empresa corporativa.

La estructura institucional cambió muy poco. El Ministerio de Hidrocarburos se transformó en el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE); la Superintendencia de Hidrocarburos, se transformó en Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con dependencia directa del MHE. Con la integración de la cadena productiva en YPFB, la ANH perdió la capacidad de fiscalizar las actividades de la empresa estatal.

El 28 de octubre de 2006, YPFB suscribió los nuevos Contratos de Operación que sustituyeron a los Contratos de Riesgo Compartido de la década de los 90. Estos contratos reconocen una remuneración al Titular que cubre los costos recuperables y una utilidad establecida entre las partes. Los riegos en su totalidad son del Titular.

En enero de 2009, se aprobó mediante referéndum, la nueva Constitución Política del Estado.

La nueva carta magna, en lo referente al sector hidrocarburos, establece lo siguiente:

- El Estado, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización;
- La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos es propiedad del Estado;
- YPFB, como brazo operativo del Estado, es el único facultado para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresa, directa o indirectamente;
- Se autoriza a YPFB suscribir contratos, bajo el régimen de prestación de servicios, con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, a su nombre y en su representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios;

¹² Referendum realizado el 18/7/2004, sobre la política de los hidrocarburos, aprobado por la población boliviana por amplia mayoría. Las preguntas aprobadas fueron: Abrogación de la Ley de Hidrocarburos de 1996; Recuperar la propiedad de los hidrocarburos para el Estado en boca de pozo; Re-estructurar YPFB para que participe en toda la cadena productiva y transferirle las acciones de los bolivianos del Fondo de Capitalización Colectiva de las empresas Chaco, Andina y Transredes; Apertura y desarrollo de mercados externos de exportación de gas, Industrializar el gas, cubrir el consumo de gas en el territorio nacional y cobrar impuestos y regalías a las empresas petroleras llegando al 50% de los ingresos brutos de los hidrocarburos.

- La suscripción de estos contratos no podrá significar en ningún caso pérdidas para YPFB o para el Estado;
- YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos;
- En estas asociaciones o sociedades, YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al cincuenta y uno por ciento¹³ del total del capital social;
- Todas las empresas extranjeras que realicen actividades en la cadena productiva hidrocarburífera en nombre y representación del Estado estarán sometidas a la soberanía del Estado, a la dependencia de las leyes y de las autoridades del Estado;
- No se reconocerá en ningún caso tribunal ni jurisdicción extranjera y no podrán invocar situación excepcional alguna de arbitraje internacional, ni recurrir a reclamaciones diplomáticas.

A la fecha de elaboración de este análisis (octubre 2010, revisión noviembre de 2011), existen muchas tareas normativas que están pendientes de elaboración, siendo las más importantes, la adecuación de la Ley de Hidrocarburos a la Constitución política del Estado, su reglamentación y la adecuación de los contratos suscritos.

Es un reto y al mismo tiempo un riesgo que corre Bolivia, que la nueva política ahuyente las inversiones, sobre todo, si no puede financiar el desarrollo del sector con sus propios recursos.

3. CADENA DE LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR

3.1.Upstream

Con las reformas de la década de los 90, se dividió el sector estatal del “Upstream”, es decir las áreas y campos operados por YPFB, en dos empresas, Andina S.A. y Chaco S.A.

Las empresas internacionales que ya trabajaban en Bolivia con contratos de operación, firmados en el marco del Decreto Ley General de Hidrocarburos N° 10170 el 28 de marzo de 1972, promulgado por el gobierno de Hugo Banzer Suarez, y con contratos de asociación, firmados bajo la Ley de Hidrocarburos N° 1194 del 1 de noviembre de 1990, promulgada por Jaime Paz Zamora, migraron a los contratos de riesgo compartido de la Ley de Hidrocarburos N° 1686 del 30 de abril de 1996, promulgada por Gonzalo Sánchez de Lozada.

Los Contratos de Riesgo Compartido fueron suscritos por YPFB como consecuencia de su origen:

- a. El proceso de capitalización. Con fecha 10 de abril de 1997, enviados por el Ministerio de Capitalización a YPFB para su suscripción. Compuesto por 30 contratos solo de explotación y 22 contratos de exploración/explotación;
- b. La Conversión de los contratos existentes de Operación y de Asociación. Suscritos por YPFB en un número de 8 solo para la explotación y 14 contratos de exploración/explotación.

¹³ Diferente a lo establecido en el Decreto de Nacionalización que dice 50% más una acción.

Una vez, completado el proceso de transformación de la década de los 90, YPFB solo podía firmar Contratos de Riesgo Compartido provenientes del proceso de nominación, licitación y adjudicación de áreas para la exploración y la explotación y de acuerdo a un cronograma anual de nominación y licitación establecido por ley. Los Contratos de Riesgo Compartido provenientes de las licitaciones fueron:

Licitaciones 01 y 02/97	3 de explotación y 15 de exploración/explotación
Licitaciones 01 y 02/98	2 de explotación y 4 de exploración/explotación
Licitaciones 01 y 02/99	1 de explotación y 1 de exploración/explotación
Licitación 02/00	1 de explotación
Licitación 01/01	4 de exploración/explotación
Licitación 01/03	1 de exploración

El 26 de marzo de 2004, se emitió el D.S. 27416 mediante el cual, el Gobierno decide postergar el cronograma de la nominación y licitación anual de áreas para la Exploración y/o Explotación hasta su aprobación y puesta en vigencia de la nueva Ley de Hidrocarburos y la de sus respectivos reglamentos, es por tal motivo que la última licitación corresponde al año 2003.

El territorio nacional, está dividido de acuerdo a ley, en una Zona Tradicional, que incluye de probada producción comercial de hidrocarburos, donde está ya instalada la infraestructura petrolera, y en consecuencia las inversiones y el riesgo son menores; y una Zona No Tradicional, que incluye áreas alejadas donde el riesgo exploratorio es mucho mayor y no existe infraestructura alguna para llegar a los mercados de consumo.

La Zona Tradicional cubre parte de los departamentos de Tarija, Chuquisaca, Santa Cruz y Cochabamba y la Zona No Tradicional al resto de los departamentos, y cubre la zona del Subandino Norte, llanura beniana y pandina, donde no ha existido producción comercial de hidrocarburos aunque existen buenos indicios de petróleo; la cuenca del Altiplano, donde se han perforado ocho pozos sin éxito; y la cuenca de Roboré, en el oriente de Santa Cruz, en el límite con Brasil, inexplorada aún.

El trabajo de exploración estaba cuantificado en Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE). Cada actividad exploratoria¹⁴ tenía un número establecido de UTEs. Cada fase tenía una asignación de UTE mínimas de acuerdo al área y a la ubicación del bloque en la Zona Tradicional o No Tradicional. Los bloques se asignaban mediante licitaciones públicas y YPFB era el responsable del seguimiento y control de la ejecución anual de las actividades de exploración comprometidas.

Las responsabilidades de YPFB inherentes al Upstream eran las siguientes:

- El pago de patentes por las áreas de exploración definidas en los contratos y la solicitud de reembolso a las contratistas.
- Autorizar la subrogación de contratos;
- Administrar la devolución de áreas;
- Una vez declarada la comercialidad de un descubrimiento, aprobar el área de explotación seleccionada, el área de retención, y el Plan de Desarrollo del campo;

14 Fotogeología, fotogrametría, geoquímica, geofísica (Magnetometría, gravimetría, sísmica 2D y 3D), perforación exploratoria.

- Controlar los volúmenes de producción de hidrocarburos nuevo y existentes;
- Fiscalizar y certificar la producción de hidrocarburos para el cálculo de los impuestos, regalías y participaciones;
- Fiscalizar la inyección, quema y venteo de gas; y
- Administrar las reservas de hidrocarburos nacionales y el Centro Nacional de Información Hidrocarburífera.

3.2. Downstream

El transporte por gasoductos y oleoductos fue capitalizado¹⁵ por la empresa Transredes S.A., titular que asumió, en 1997, el control de la operación y expansión de las redes de ductos. Las refinerías de YPFB: Gualberto Villarroel (Valle Hermoso, Cochabamba) y Guillermo Elder Bell (Palmasola, Santa Cruz), se privatizaron en el año 2000 a favor de la Empresa Boliviana de Refinación (EBR).

Los poliductos y las plantas de almacenaje de hidrocarburos líquidos fueron privatizadas a favor de la empresa Compañía Logística de Hidrocarburos Boliviana (CLHB) y las instalaciones de expendio de combustibles de aviación en aeropuertos a favor de Air BP.

Para el control de los monopolios de la cadena del “Downstream”, se creó el Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) que mediante la Superintendencia de Hidrocarburos y de acuerdo a ley y reglamentación cumplía las siguientes actividades:

1. Controlaba y fiscalizaba el cumplimiento de normas en la construcción y operación de refinerías, sistemas de transporte, almacenaje, estaciones de expendio de combustibles, redes de distribución de gas y uso de Gas Natural Vehicular (GNV);
2. Daba licencias de operación y concesiones de servicio;
3. Establecía las tarifas que los usuarios debían pagar por los servicios;
4. Modificaba los precios finales de los PRP y de gas natural destinado al mercado interno;
5. Defendía los derechos del consumidor, en cuanto a atención, calidades, volúmenes y precios de productos comercializados;
6. Autorizaba las exportaciones de gas en base a la existencia de reservas no comprometidas, de manera de asegurar el abastecimiento del mercado interno en el largo plazo;
7. Emitía resoluciones mediante los mecanismos legales de:
 - a. Audiencia Pública. Mecanismo por el cual la Superintendencia, convocaba a las partes interesadas en el tratamiento de un tema que podía afectar a sus intereses. El regulador escuchaba las exposiciones de los interesados y previa valoración técnica, económica y legal, emitía una resolución;
 - b. Procesos de Investigación a Denuncia o de Oficio. Se establecían cargos, recibían pruebas y alegatos, y dictaban resoluciones cuando se establecía el incumplimiento o violación de las normas vigentes.
8. Atendía los recursos administrativos presentados contra las resoluciones de la Superintendencia que causaban perjuicio a los derechos subjetivos o intereses legítimos del recurrente. El recurso de revocatoria estaba dirigido a la Superintendencia, de ser negada la revocatoria, el recurrente podía apelar mediante un recurso jerárquico a la Superintendencia General y en última instancia a la Corte Suprema de Justicia;

15 Una forma de privatización establecida en la política del gobierno denominada “Plan de Todos”.

9. Se investigaban casos relacionados a prácticas anti competitivas y dominantes que afectaban a los intereses del País y de los ciudadanos.

4. MARCO LEGAL INSTITUCIONAL

Como producto de una política de incorporación de actores privados en el sector hidrocarburos, se produjeron reformas estructurales profundas en la década de los años 90:

Primero. La Ley de Hidrocarburos N° 1194, promulgada en el gobierno del presidente Jaime Paz Zamora en 1990, rompe el monopolio de YPFB en toda la cadena¹⁶ del sector hidrocarburos, abriendo el sector a la inversión privada. Se crea la modalidad de contrato de asociación de YPFB con empresas privadas para la exploración y explotación de hidrocarburos¹⁷.

Segundo. La Ley de Capitalización N° 1544, promulgada por el gobierno del presidente Gonzalo Sánchez de Lozada en 1994, establece el cambio de política, retira al Estado de las actividades productivas y de servicios, entre ellas, al sector hidrocarburos y autoriza la transferencia de activos¹⁸ de la empresa estatal YPFB al sector privado internacional;

Tercero. La Ley de Hidrocarburos N° 1689, promulgada por el gobierno del presidente Gonzalo Sánchez de Lozada en 1996, en consonancia con la Ley N° 1544, establece el cambio de política a una economía de mercado en la actividad de la comercialización de producción de campos¹⁹. Para ello, se establece que la propiedad de los hidrocarburos pasa, en boca de pozo, del Estado a la empresa productora, quien tiene la libertad de disponer de la producción²⁰ y pagar al Estado regalías e impuestos. Se establece el impedimento, para YPFB, de realizar actividades de exploración y explotación por cuenta propia, convirtiéndola a la empresa estatal únicamente en signataria y fiscalizadora de los contratos de riesgo compartido.

Cuarto. La Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) N° 1600, promulgada por el gobierno del presidente Gonzalo Sánchez de Lozada en 1994, establece la regulación de servicios, en su mayoría monopolios naturales. Dentro de este grupo, en el sector hidrocarburos, se encuentran el transporte por oleoductos, gasoductos y poliductos, las plantas de almacenamiento, la distribución de gas natural, productos refinados y GNV²¹ y la refinación de petróleo.

Quinto. La Ley de Hidrocarburos N° 3058, promulgada por el Congreso en el gobierno del presidente Carlos Mesa Gisbert en 2005, se basa en el marco del cumplimiento del referéndum vinculante realizado en fecha 18 de julio de 2004. Establece un nuevo cambio de política de hidrocarburos. El Estado retoma el control del sector a través de YPFB, para ello se establece el fortalecimiento de la empresa estatal, que vuelve a operar en toda la cadena de las actividades del sector. La propiedad de la producción se mantiene en manos del Estado. El Titular de un contrato debe entregar a YPFB toda la producción para la comercialización y a cambio recibiría una compensación por la producción bajo las diferentes modalidades de contrato. Se crea un impuesto, de 32% a la producción bruta, denominado Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), que con las regalías departamentales de 12% y la regalía nacional

16 Exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización

17 Bajo esta modalidad se firman los contratos con Petrobras para la explotación del campo San Alberto y la exploración del bloque San Antonio, en este último se descubrió el campo Sábalo productor de gas.

18 Mediante el proceso de capitalización se transfirieron campos en producción de petróleo y gas, bloques de exploración y las redes de oleoductos y gasoductos.

19 Petróleo crudo y condensado, gasolina natural, gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural.

20 Estableciendo libremente las condiciones de venta como precios, volúmenes, calidades y destinos

21 Gas Natural Vehicular

de 6%, el Estado se lleva el 50% de la producción bruta. Se incrementan los sistemas de fiscalización, la consulta a las comunidades de origen y las restricciones ambientales.

Sexto. El Decreto Supremo de Nacionalización de los Hidrocarburos N° 28701 emitido el 1 de mayo de 2006, por el gobierno del presidente Evo Morales Ayma, obliga a las empresas que realizan actividades en Bolivia, a entregar en propiedad a YPFB, toda la producción de hidrocarburos para que en nombre del Estado, asuma la comercialización definiendo las condiciones, volúmenes y precios. Se da un plazo de 180 días a las empresas para la firma de nuevos contratos. El estado recupera su participación en toda la cadena productiva del sector. Se dan 60 días para convertir a YPFB en una empresa corporativa.

Séptimo. Se realiza la migración de contratos de riesgo compartido²² a contratos de operación el 28 de octubre de 2006. El contenido de los contratos suscritos, no concuerda con el de los contratos tipo aprobado en la Ley N° 3058.

Octavo. La Constitución Política del Estado de enero de 2009, reafirma que los hidrocarburos que se produzcan en el país son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado en nombre y representación del pueblo ejerce la propiedad de la producción y es el único facultado para comercializar. La totalidad de los ingresos percibidos son de propiedad del Estado. YPFB, es el único ente facultado para realizar las actividades de la cadena productiva de los hidrocarburos, con la potestad de suscribir contratos bajo el régimen de prestación de servicios con empresas públicas o privadas nacionales o extranjeras, para que a su nombre realice determinadas actividades de la cadena de los hidrocarburos a cambio de una retribución o pago por los servicios. YPFB está autorizada para conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades de la cadena, la participación de YPFB no podrá ser menor al 51% del total del capital social. Crea un ente regulador. Todos los diferendos serán sometidos a la justicia boliviana, no se reconoce tribunal ni jurisdicción extranjera.

5. Desempeño del sector

5.1. Producción histórica

5.1.1. Producción de hidrocarburos líquidos

Con el descubrimiento del campo Bermejo en 1925, Bolivia inició la producción de petróleo, luego se incorporaron los campos productores: Camiri, Sanandita, Guairuy, Toro, Camatindi, Buena Vista y Madrejones. Hasta 1965, solamente se produjo petróleo, ese año la producción fue de 9.222 barriles por día, producción muy pequeña que satisfacía las necesidades del mercado interno. A partir de 1966 se inicia la producción de los campos de gas asociado con condensado²³, que cambia la calidad de la mezcla afectando al proceso de refinación (ver 4.2.1 y 4.2.2).

Para mayor claridad en el análisis del comportamiento de la producción de hidrocarburos líquidos²⁴ se clasifica la producción por origen y calidad.

a. Por origen. (Gráfico N° 1) Se divide en:

- **Pre-capitalización.** Producción de campos que se encontraban en explotación al momento de las reformas de 1996, compuesto por los campos transferidos por YPFB a las empresas capitalizadas (Andina y Chaco) y los campos operados por las

²² Para la exploración y explotación de hidrocarburos.

²³ Ver glosario de términos.

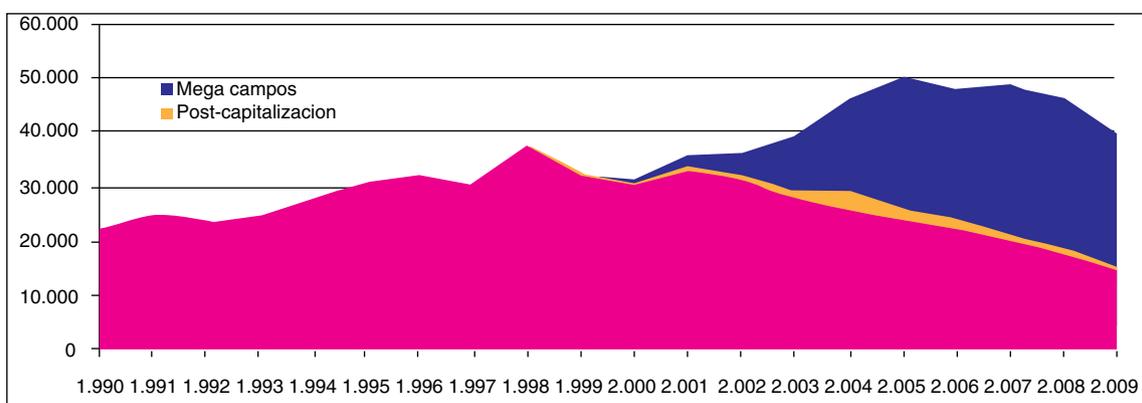
²⁴ Ver Glosario de términos

empresas que convirtieron sus contratos de operación y asociación a contratos de riesgo compartido²⁵, casi todos en declinación;

- **Post-capitalización.** Producción de pequeños campos descubiertos por las empresas capitalizadas; y
- **Mega campos.** Denominados así por el tamaño de sus reservas, que se encuentran en las formaciones geológicas Huamampampa y Santa Rosa. Producción que proviene de los contratos de asociación de principios de los años 90, convertidos a contratos de riesgo compartido en 1996 (campos San Alberto, Sábalo y Margarita). La producción se encuentra restringida por la demanda, especialmente en el campo Margarita el cual no ha completado su desarrollo.

A fines de los años 90 y en el primer quinquenio de la década 2001-2010, la producción de petróleo y condensado de los campos manejados por las empresas capitalizadas, siguió la misma tendencia declinante que tuvieron antes de la capitalización. Se dieron pequeños incrementos en los campos: 1) por la perforación de pozos, en: Río Grande, Víbora, La Peña, Los Cusis, Patujusal, Bulu Bulu y Carrasco y 2) por la producción de mayores volúmenes de gas natural destinado a la exportación a Brasil. Los resultados de la exploración fueron muy pobres, con pequeños descubrimientos que aportaron muy poco a la producción: Kanata y Los Sauces, con una producción máxima, el año 2004, de 2.900 y 455 BPD respectivamente y una declinación acelerada en 5 años; Los Penocos, Chaco Sur y Arroyo Negro con producciones irrelevantes; Itatiqui, Percheles, El Dorado, Patujú y Junín, fueron un fracaso. El pico que se da en 1998, se debe sobre todo al incremento de la producción del campo Paloma operado por Maxus (Gráfico N° 1).

GRÁFICO N° 1. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CONDENSADO POR ORIGEN (EN BPD)



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

b. Por calidad. (Gráfico N° 2) Se divide en:

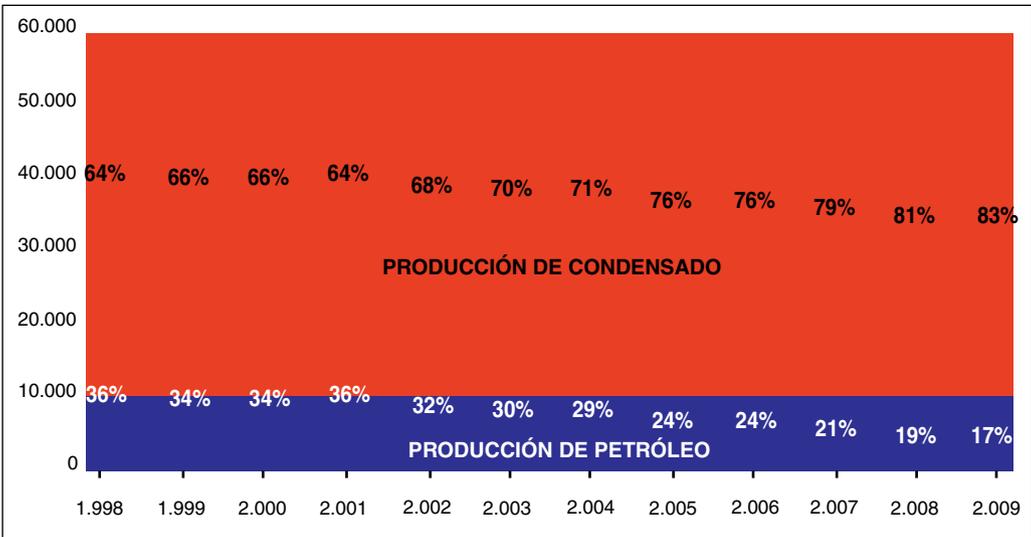
- Producción de petróleo crudo proveniente de campos productores de petróleo;
- Producción de condensado y gasolina natural proveniente de campos de gas natural.

25 Exceptuando el campo San Alberto profundo que fue descubierto por YPFB en 1990 y transferido a Petrobras para que lo desarrolle y opere dentro de un contrato de asociación suscrito con YPFB, el desarrollo de la producción se produjo después de las reformas realizadas en 1996 y de convertir el contrato de asociación a la modalidad de riesgo compartido. La participación de YPFB se transfirió a Andina como parte de los campos asignados a esa empresa, quedando la titularidad de la operación en manos de Petrobras.

Como se observa en el Gráfico N° 2, la producción de petróleo se encuentra en declinación y la producción de condensado tiende a incrementarse conforme aumenta la producción de gas natural como consecuencia del aumento de las exportaciones a Brasil y Argentina. En 1998 se produjeron 13.675 BPD de petróleo, representando el 36% de la producción de la Mezcla P/C, el 2009 bajó a menos de la mitad, 6.762 BPD representando el 17% de la mezcla, como se ve más adelante (4.2. Refinación), este comportamiento de la producción tiene un impacto muy significativo en el abastecimiento al mercado interno, especialmente de diesel oíl.

Esta situación de fragilidad en el abastecimiento que confronta el país, se debe a que en los últimos 20 años, la inversión realizada en exploración orientada a encontrar petróleo fue muy pequeña, lo que derivó en descubrimientos irrelevantes exceptuando el campo Surubí.

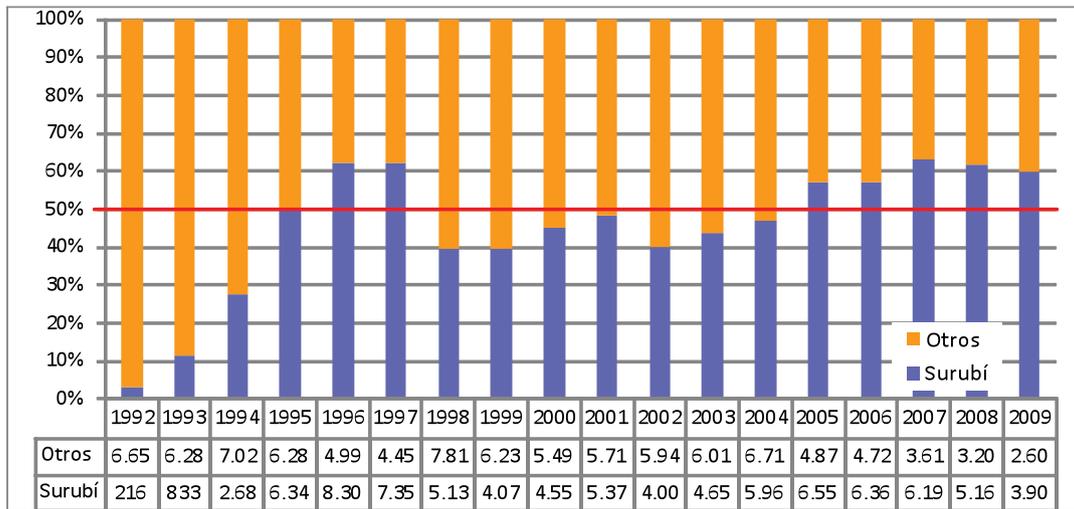
GRÁFICO N° 2. PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y CONDENSADO (VALORES EN BPD)



FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

El campo Surubí ubicado en el departamento de Cochabamba, descubierto por Maxus, fue el único campo petrolero de relativa importancia. Desde 1995, su producción promedio era el 50% de la producción nacional de petróleo, con un volumen máximo de 8.306 BPD en 1996 y un mínimo de 3.902 BPD en 2009, estas cifras muestran que la producción se encuentra en declinación (Gráfico N° 3).

GRÁFICO N° 3. APOORTE DEL CAMPO SURUBÍ A LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO (VALORES EN BPD)



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

5.1.2. Producción de gas natural

En 1952 ya se producía gas natural en Camiri que por falta de aplicación era quemado y venteado. En 1960 la Bolivian Gulf descubrió e inició la producción de gas/condensado en el campo Caranda y en 1962 en los campos Colpa y Río Grande. Durante ocho años, para producir condensado, tuvo que quemarse el gas asociado, hasta que se inició la inyección al yacimiento en los campos Río Grande y Caranda. Posteriormente estos campos aportaron con gas a la exportación a la República Argentina, en 1972 Colpa y Río Grande, en 1977 Caranda y La Peña. A partir de los años 80, se desarrollaron e incorporaron su producción 14 campos más, los más importantes eran: Monteagudo, Vuelta Grande, Víbora, Sirari, Yapacaní, Bulu Bulu, Carrasco, Paloma, Escondido, La Vertiente, Tacobo y Madrejones.

Los campos Colpa y Río Grande se encuentran en explotación 49 años y el campo Caranda 51 años.

La mayor parte de los campos de gas/condensado mencionados líneas arriba, se encuentran en etapa de declinación. La disminución en la producción de gas natural y condensado, de estos campos es compensada por el incremento de la producción en los campos San Alberto, Sábalo y en el corto o mediano plazo por el incremento de la producción del campo Margarita.

Tabla 1. SE MUESTRA LA EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE LOS PRINCIPALES CAMPOS, SEPARADOS EN GRUPOS POR TITULAR.

TABLA Nº 1. PRODUCCION BRUTA DE GAS NATURAL EN MMPCD										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
YPFB ANDINA	211,6	234,2	264,8	236,7	255,9	238,7	212,0	166,9	140,1	110,7
Rio Grande	71,5	98,2	110,5	83,6	99,3	92,1	70,8	45,6	33,6	29,2
Sirari	56,7	52,4	48,8	41,1	44,2	41,9	46,7	40,3	31,2	18,6
Víbora	75,3	75,0	81,0	81,1	79,8	68,5	54,6	39,8	32,5	18,9
Yapacaní	8,12	8,57	24,53	31,00	32,65	36,17	39,85	41,17	42,99	44,04
CHACO	105,6	146,6	177,2	170,6	158,9	151,3	142,3	143,3	143,2	127,9
Bulo Bulo	14,6	55,9	87,4	81,5	72,9	68,0	61,2	62,8	56,3	47,4
Vuelta Grande	91,0	90,7	89,8	89,1	85,9	83,3	81,2	80,6	86,9	80,5
REPSOL-MAXUS	45,4	37,1	43,6	51,5	48,7	119,4	100,9	120,5	103,0	92,4
Paloma	37,5	35,3	43,6	50,9	47,0	52,2	53,6	53,6	45,6	35,7
Margarita	7,9	1,7		0,6	1,7	67,2	47,3	66,9	57,4	56,7
PETROBRAS ENER - PECOM	25,6	34,9	36,9	35,5	33,6	29,5	27,0	24,5	23,5	22,0
Caranda	25,6	34,9	36,9	35,5	33,6	29,5	27,0	24,5	23,5	22,0
PLUSPETROL						24,5	38,5	41,8	45,3	41,6
Tacobo						24,5	38,5	41,8	45,3	41,6
BG BOLIVIA	31,8	33,3	48,2	37,6	47,0	50,1	50,2	48,7	54,2	43,0
Escondido	17,5	19,9	35,6	24,5	33,7	35,6	29,8	30,4	36,3	28,5
La Vertiente	14,3	13,4	12,7	13,0	13,3	14,5	20,4	18,2	18,0	14,4
PETROBRAS BOLIVIA	0,5	100,7	160,6	347,4	536,4	691,0	731,2	814,8	856,4	748,2
San Alberto	0,5	100,7	158,7	205,3	177,4	310,4	333,3	382,9	396,6	291,1
Sábalo			2,0	142,1	359,0	381,0	397,9	431,9	459,8	457,1
SUBTOTAL	420,4	586,7	731,3	879,2	1.080,4	1.304,3	1.302,0	1.360,4	1.365,8	1.185,7
TOTAL PROD. BRUTA	550,2	692,3	861,8	989,1	1.224,3	1.421,1	1.421,2	1.474,3	1.483,5	1.298,0
Particip. s./la prod. Total	76,4%	84,7%	84,9%	88,9%	88,2%	91,8%	91,6%	92,3%	92,1%	91,4%

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

*) El Boletín Estadístico de 2010 de YPFB no tiene la producción bruta de gas por campo, por lo que se ha estimado en base a las producciones netas reportadas, en proporción de la producción promedio neta y la producción promedio bruta de toda la producción nacional de gas. Las producciones netas reportadas en el Boletín solo corresponden a los campos que se registran en la tabla Nº 1, la producción que no se registra figura como resto de campos en el mencionado Boletín y asciende a 281,76 MMPCD.

MEGACAMPOS

El descubrimiento del campo Caigua (Departamento de Tarija) en 1973, marcó un hito en la historia de los hidrocarburos en Bolivia. En ese campo se encontró en el Devónico las formaciones Huamampampa y Santa Rosa a profundidades entre 1.400 a 2000 m. Ese descubrimiento daba la pauta para ingresar a los antiguos campos de petróleo de la Zona del Chaco y perforar pozos profundos para llegar a tales formaciones donde se podrían encontrar acumulaciones de gas/condensado. En 1986, YPFB descubrió a 4.500 m. de profundidad en Bermejo y en 1990 a una profundidad de 4.600 m, en San Alberto. Posteriormente se descubrieron los campos: Sábalo (Petrobras), Margarita y Huacaya (Maxus-Repsol), Itaú e Incahuasi (Total).

El 2001 comenzó la producción de gas en el Campo San Alberto con un promedio de 100 MMPCD, representando ese año el 28% del volumen exportado a Brasil. Actualmente se encuentran en producción los campos San Alberto, Sábalo y Margarita, este último aún no ha completado su desarrollo. En 2010, los campos San Alberto y Sábalo en conjunto

produjeron 879,9 MMPCD de gas, equivalente al 59,74% de la producción nacional, siendo esta la máxima producción promedio anual de gas en la década 2001-2010. La máxima producción que se dio en Margarita fue en 2010, con 77 MMPCD.

El potencial de producción de gas que tiene Bolivia de los denominados “Mega campos” es considerable y todavía hay posibilidades de descubrir mayores reservas.

5.2. Refinación

A principios de los años 30, Bolivia tuvo tres pequeñas refinerías en los campamentos petroleros de Camiri, Sanandita y Bermejo. A fines de los 40, YPFB encargó a la empresa norteamericana Foster Wheeler Co., el diseño y construcción de las refinerías Gualberto Villarroel y Carlos Montenegro en las ciudades de Cochabamba y Sucre respectivamente. A principios de los 60, se trasladó una unidad de destilación de la refinería de Sucre a Santa Cruz. Entre 1970 y 1971, YPFB puso en funcionamiento las ampliaciones de las refinerías G. Villarroel y Santa Cruz, duplicando la capacidad de refinación. Entre 1975 y 1979, se construyeron las nuevas refinerías de Cochabamba y Santa Cruz²⁶, estas elaboran hasta la fecha, más del 90% de de la producción nacional, el resto es producido por pequeñas refinerías privadas ubicadas en el departamento de Santa Cruz.

5.2.1. Calidad de la Producción de Hidrocarburos líquidos

La producción nacional de hidrocarburos líquidos denominada en este documento “mezcla de Petróleo/Condensado”, está compuesta por tres componentes que se diferencian en calidad (ver en tabla N° 2, los rendimientos en porcentaje de cada uno de los componentes):

- **Petróleo crudo**, propiamente dicho, se produce en campos de petróleo. Tienen un contenido mayor de componentes para la producción de kerosene, jet fuel y diesel oíl (K+JF+DO)²⁷, que componentes para la producción de gasolinas;
- **Condensado**, se encuentra asociado al gas natural y se produce en los campos de gas natural. Tiene un menor contenido de componentes para la producción de K+JF+DO y un mayor contenido de componentes para la producción de gasolinas; y
- **Gasolina Natural**, se extrae del gas natural en las plantas de extracción de licuables. Solo tiene componentes para la producción de gasolinas. Se reporta como parte del condensado, porque se mezcla con este en el campo antes de ser enviado a refinería.

5.2.1.1. Rendimiento de gasolinas Vs. kerosene, jet fuel y diesel oíl

En la Mezcla P/C que se produce en el País el petróleo crudo tiende a disminuir y el condensado a aumentar (Ver numeral 4.1.1 inciso b), como consecuencia de ese cambio, el rendimiento de los componentes de gasolina en la Mezcla P/C tiende a aumentar y de los componentes de K+JF+DO tiende a disminuir (Ver tabla N° 2).

En 1960, la producción era solamente de petróleo con una relación de contenido de componentes Gasolina/Diesel de 42/58 y un volumen pequeño de producción de 9.765 BPD de petróleo, volumen suficiente para abastecer al mercado de esa época. Veinte años después, en 1980, se invierte la proporción Gasolina/Diesel a 58/42, con un volumen de producción de la Mezcla P/C de 23.781 BPD.

²⁶ Las nuevas instalaciones de la refinería de Cochabamba se construyeron en los predios de la antigua refinería Gualberto Villarroel ubicada en la zona de Valle Hermoso. La nueva refinería de Santa Cruz fue construida en la zona de Palmasola y denominada Refinería Guillermo Elder Bell, en homenaje al creador de la refinación en Bolivia.

²⁷ Ver Glosario de términos

El año 2008, la proporción Gasolina/Diesel aumenta aun más a 65/35, con un volumen de producción de la Mezcla P/C de 46.753 BPD. Ese año hubo una producción de componentes de gasolina de 27.965 BPD, de los cuales fueron elaborados en refinerías 14.427 BPD para una demanda de 14.327 BPD.

El año 2009, se mantuvo la relación Gasolina/Diesel en 65/35, pero la producción de la Mezcla P/C disminuyó a 40.713 BPD, por la disminución de producción de condensado a consecuencia de la disminución de la exportación de gas a Brasil, la producción de componentes de gasolina fue de 24.670 BPD y la producción de gasolinas comercializables (Especial, Premium y AVGAS) fue de 14.736 BPD, las ventas al mercado interno fueron de 15.797 BPD. Supuestamente el déficit de 1.060 BPD, fue cubierto con importaciones o con saldos del año anterior.

Tabla 2. VARIACIÓN DEL RENDIMIENTO DE COMPONENTES DE GASOLINAS VS. COMPONENTES DE KEROSENE, JET FUEL Y DIESEL ÓIL

Hidrocarburo líquido producido	PRP	1960		1970		1980		2008	
		Volumen (BPD)	%	Volumen (BPD)	%	Volumen (BPD)	%	Volumen (BPD)	%
Petróleo	Gasolinas	3.514	41.9	8.106	42.4	2.581	36.7	2.343	37.2
	K+JF+DO	4.878	58.1	11.006	57.6	4.451	63.3	3.954	62.8
Condensado	Gasolinas	0		1.494	74.6	10.160	68.2	25.622	69.7
	K+JF+DO	0		510	25.4	4.746	31.8	11.120	30.3
Gasolina natural ¹	Gasolinas	0		0	100.0		100.0		100.0
	K+JF+DO	0		0	0.0		0.0		0.0
Mezcla	Gasolinas	3.514	41.9	9.600	45.5	12.741	58.1	27.965	65.0
	K+JF+DO	4.878	58.1	11.516	54.5	9.197	41.9	15.074	35.0

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

1. Los volúmenes de gasolina natural se encuentran incorporados en el condensado.

Los componentes, para la producción de K+JF+DO son los mismos. Como se explicó líneas arriba, la mezcla P/C tiene una tendencia en su composición a aumentar la proporción de los componentes de gasolina y disminuir los de K+JF+DO. En 48 años, entre 1960 y 2008 (Ver dos últimas filas de la Tabla N° 2), se observa que, mientras la producción de los componentes de gasolina se ha incrementado en ocho veces, la producción de los componentes de K+JF+DO solo se ha incrementado en tres veces, esta tendencia se irá acentuando en los próximos años a medida que aumente la producción de gas/condensado y no se descubran campos de petróleo.

5.2.1.2 Rendimiento de crudo reducido y fuel oil

La Mezcla P/C boliviano, es de alta calidad, liviana, con poco contenido de fracciones “pesadas”²⁸ componentes del fuel oil, base parafínica, no contiene componentes indeseables como azufre y mercaptanos, tampoco tiene metales como vanadio o níquel.

El Petróleo disponible en el mercado internacional, mayormente tiene un contenido de alrededor del 50% de fracciones “pesadas”. El West Texas Intermediate (WTI), que en Bolivia se usa como marcador del precio, tiene un contenido de 41.56%, el Arabian Ligth 40.86%, el Oriente de Ecuador 49.28%, los petróleos de Venezuela están entre 46% y

28 Más conocida en la industria de la refinación como fondo de torre atmosférica.

81%. Los petróleos bolivianos tienen entre 6% y 20%, los condensados que se producen en los campos de gas, no tienen las fracciones “pesadas”, exceptuando los condensados de Espino y Tita que tenían 2.75% y 3% respectivamente. El petróleo de los campos Bermejo y Toro tenían el máximo contenido de fracciones pesadas en Bolivia, con 40.33% y 33.54% respectivamente.

Lo poco que se produce de fracciones “pesadas” sirve para la producción de aceites bases para la fabricación de aceites y grasas lubricantes. Aceites bases de calidad excepcional por ser de base parafínica conformado por hidrocarburos saturados que le dan al lubricante estabilidad²⁹.

Hay ciertas corrientes que promueven la instalación de plantas de cracking catalítico. Este proceso, se adecuaba a aquellos países que tienen crudos pesados con un alto contenido de fracciones “pesadas”. Sería un error tomar esa decisión, porque este tipo de plantas para operar eficientemente, requieren procesar un mínimo de 4 a 6 mil BPD de fracciones pesadas, que Bolivia no produce.

5.2.2. Configuración y capacidad de las refinerías bolivianas

La configuración de los procesos de refinación, están basados en tres aspectos: calidad de la mezcla de petróleo a ser procesado; estructura de la demanda a ser abastecida; y calidad que deben cumplir los PRP.

Hasta 1979, las refinerías bolivianas tenían una configuración muy simple, conformadas por una unidad de destilación atmosférica³⁰, en la que se fraccionaba el petróleo en productos intermedios que luego eran mezclados en proporciones necesarias para obtener los PRP que cumplan con las especificaciones de calidad establecidas. A las gasolinas se inyectaba un mejorador de octanaje³¹ y colorantes para diferenciar la gasolina corriente de 63 octanos, de la gasolina superior de 70 octanos y de la gasolina de aviación³². La elaboración de Jet Fuel³³ se completaba con un proceso de deshidratación en una planta de adsorción con bauxita. La refinería de Cochabamba contaba con una planta de elaboración de lubricantes obsoleta, con procesos de tratamiento ácido y separación de parafinas con filtros prensa.

Hasta mediados de los años 60, la configuración de las refinerías estuvo adecuada a la calidad del petróleo procesado, la mezcla estaba compuesta solo por petróleo crudo y no contenía condensado ni gasolina natural porque aún no se habían desarrollado los campos de gas/condensado.

A fines de esa década comenzaron a presentarse problemas de abastecimiento de PRP al mercado interno:

Primero, porque a partir de 1966 comenzó el cambio de la composición de la Mezcla P/C con la incorporación de condensado³⁴ en un 28%, el siguiente año subió al 48% (ver gráfico N° 4), creando inestabilidad en las operaciones de refinación, que obligó a realizar modificaciones en la configuración de la refinería para separar las fracciones “livianas” (gasolinas) de la mezcla, antes de procesar el saldo de la mezcla en la unidad de destilación.

29 Los lubricantes producidos de base parafínica, no se degradan ni oxidan con facilidad.

30 Ver Glosario de Términos

31 Se usaba el tetra etilo de plomo (TEL), producto contaminante y peligroso para la salud humana.

32 Existían dos tipos: AVGAS 80/86 y AVGAS 100/130. La primera usada por avionetas y producida por YPFB y la segunda usada por aviones comerciales a pistón era importada.

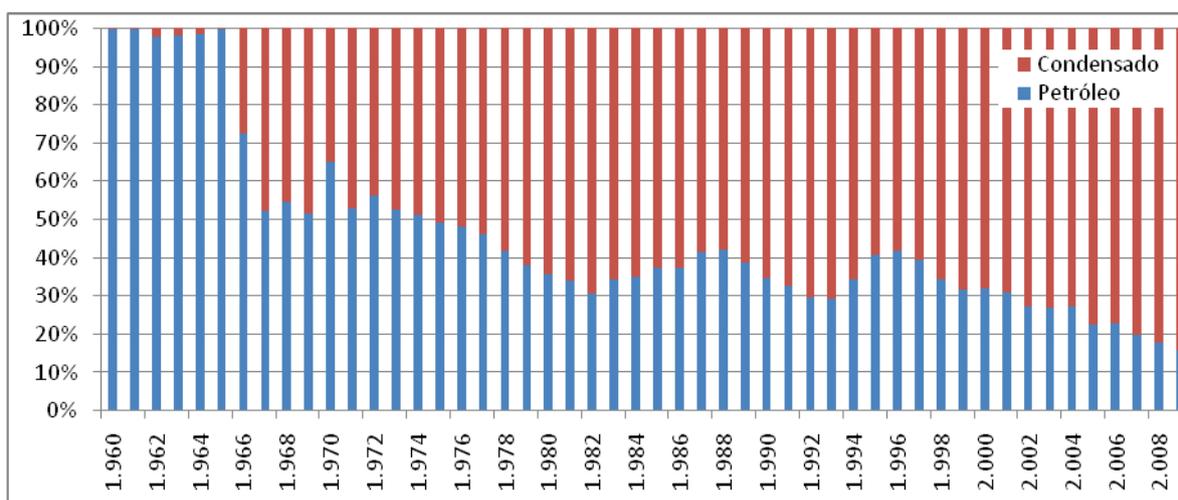
33 Usado por aviones jet a turbina y los aviones a turbo hélice.

34 Proveniente de campos de gas/condensado Colpa, Caranda y Río Grande

Segundo, porque en 1969 la demanda interna había llegado a 10.350 barriles por día calendario (BPDC) con una capacidad de refinación de 11.000 BPDC³⁵, se hacía insostenible satisfacer los requerimientos de la demanda.

Durante la década de los años 70, se realizaron una serie de ampliaciones y modificaciones en las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz para satisfacer la demanda interna, hasta que entraron en operación las nuevas refinerías con tecnología moderna en 1979 permitiendo obtener gasolinas de alto octanaje sin aditivos de sales de plomo. Simultáneamente, en la refinería de Cochabamba, se instaló una nueva planta de elaboración de lubricantes que permitió obtener aceites y grasas de excelente calidad. La capacidad de las nuevas refinerías fue de 42.5 mil BPDO³⁶, sumada a la capacidad existente instalada en la década de los años 70, incluida una unidad modular de 12.5 mil BPDO que hay en Cochabamba, se llegó a una capacidad nominal de destilación de 65.5 mil BPDO. Actualmente la refinería de Cochabamba puede refinar 25 mil BPDO (sin la unidad modular) y la refinería G. Elder Bell de Santa Cruz 16 mil BPDO.

GRÁFICO N° 4. RELACIÓN PORCENTUAL PETRÓLEO/CONDENSADO EN LA MEZCLA 1960-2009



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

5.2.3. Capacidad de refinación y economías de escala

Existe una relación entre el tamaño de las refinerías y los costos unitarios de refinación (márgenes), cuanto más grande es la capacidad de refinación, menor es el costo unitario de procesar petróleo. El año 2004 se hizo el estudio de los márgenes de refinación en Bolivia, mientras las refinerías G. Villarroel de Cochabamba y G. Elder Bell de Santa Cruz requerían un margen de refinación entre 3 y 4 dólares por barril, para ser rentables, las pequeñas refinerías Oro Negro y Reficruz, requerían más de 10 dólares por barril. Aún las refinerías G. Villarroel y G. Elder Bell, con esos márgenes no podrían competir en el mercado internacional donde refinerías de capacidad entre 150 y 300 mil BPDO, trabajan con márgenes de refinación entre 1 y 2 dólares por barril. Por ejemplo: una refinería de Centro América de 35 mil BPD, tuvo que cerrar porque era más barato importar PRP de las refinerías de Aruba, Trinidad & Tobago o Curazao.

35 Equivalente a 12.000 Barriles por día de operación (BPDO), integradas por las refinerías de Cochabamba, Santa Cruz, Sucre, Camiri, Sanandita y Bermejo.

36 Para una mezcla de 50% de petróleo crudo tipo Camiri y 50% condensado tipo Colpa, Caranda y Río Grande

Mientras Bolivia tenga producción propia de petróleo se justifica refinar, porque la importación de productos refinados es muy costosa. El costo de transporte (importación) es mayor que el margen de refinación.

Por esa razón, fue un error introducir en la Ley de Hidrocarburos de 1990, la libertad de instalar refinerías en el País sin establecer una regulación económica de refinerías. Bolivia tiene un déficit en la elaboración de diesel oíl debido a la calidad de la producción nacional de la Mezcla P/C y no a la capacidad de refinación. En otras palabras, el problema del déficit no se resuelve poniendo mini refinerías (Ver sugerencias en 5. Balance y Perspectiva). Se puede modificar la configuración de las refinerías para aumentar la capacidad de producción de gasolinas de alto octanaje para la exportación, aprovechando los excedentes de producción de componentes de gasolina que se obtienen del condensado y la gasolina natural.

La tabla N° 3, muestra los datos de elaboración de PRP a diez años y un diagrama de refinación³⁷.

Tabla 3. ESQUEMA DE LA ELABORACIÓN DE PRODUCTOS REFINADOS DE PETRÓLEO GESTIONES 2001 AL 2009 (VALORES EN BARRILES POR DÍA)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gases de refinerías			1.705	1.714	1.981	2.000	3.377	2.143	1.852
GLP	1.610	1.723	1.902	2.161	2.366	2.395	2.523	2.647	2.662
Gasolina liviana			5.598	6.537	8.060		925	908	
Gasolina especial	9.508	9.452	9.398	10.514	10.284	10.565	12.122	14.366	14.646
Gasolina premium			50	44	54	53	59	65	52
AVGAS		50	54	61	70	77	87	96	38
Kerosene	420	399	456	409	414	419	360	330	341
Jet fuel	2.341	2.545	2.588	2.585	3.023	2.949	2.718	2.788	2.863
Diesel oil	8.096	8.975	9.760	12.283	12.197	12.642	13.369	13.815	11.103
Crudo reducido	4.368	4.354	3.848	3.357	3.214	600	374	926	1.440
RECON	4.436	6.861	7.854	8.024	9.763	10.816	9.708	8.928	6.210
Mezcla de petróleo	34.360	34.361	35.151	40.018	41.825	44.700	45.621	47.612	41.186

5.3. Consumo Histórico

5.3.1. Mercado Interno

a. Productos refinados de petróleo (PRP)

En los últimos años la demanda interna de diesel oíl, gasolinas motor y GLP se ha incrementado sustancialmente. La provisión de PRP al mercado interno se realiza desde las refinerías bolivianas con producción local. Los déficits de diesel oíl se cubren con importaciones desde mediados de los años 90. Recientemente se ha comenzado a importar también: GLP,

³⁷ No es un diagrama que muestre el detalle de las unidades de proceso ni todos los flujos que se generan.

gasolinas motor y jet fuel. Las importaciones de diesel oil han igualado a la producción de refinerías.

El consumo interno de los principales PRP se presentan en la tabla siguiente:

Tabla 4. CONSUMO HISTÓRICO DE PRODUCTOS REFINADOS DE PETRÓLEO EN BOLIVIA
1999 - 2009

Año	GLP	Gasolinas automotor	Avgas	Kerosene	Jet Fuel	Diesel oil
	Tn/día	BPD	BPD	BPD	BPD	BPD
1999	752,0	11.048,8	77,5	366,3	2.843,3	14.724,7
2000	731,1	10.003,0	69,9	351,4	2.657,9	13.214,5
2001	745,3	9.474,2	64,9	355,3	2.352,3	13.258,4
2002	790,5	9.199,7	63,8	379,2	2.476,2	13.752,9
2003	834,1	9.183,6	59,0	335,3	2.558,1	15.273,4
2004	893,1	9.518,0	63,9	308,2	2.565,3	16.937,4
2005	933,1	9.371,5	64,0	268,8	2.871,5	18.141,4
2006	973,1	10.271,2	71,5	251,0	2.874,5	19.946,3
2007	997,0	11.848,1	83,5	196,2	2.512,2	21.480,2
2008	992,4	14.232,7	94,3	144,7	2.553,5	21.114,1
2009	800,9	15.759,0	38,0	108,0	2.863,0	21.745,0

Fuente: DATOS ESTADISTICOS ANUALES DE YPFB, SH, ANH

En el análisis no se consideran otros productos comercializados por refinerías o importados como ser: aceites base para elaboración de lubricantes, aceites y grasas lubricantes, parafina, asfalto y solventes especiales.

a-1. Consumo de gas licuado de petróleo

El GLP que se consume en el mercado boliviano proviene aproximadamente en 80% de las plantas de extracción de licuables que procesan gas natural rico producido en los campos de gas y en 20% de las refinerías de petróleo. En 2009 el déficit en la producción ha sido cubierto con importaciones.

El consumo de GLP, está distorsionado por los volúmenes que van al contrabando, especialmente, por la frontera con Perú. La única forma de conocer la magnitud de este, es igualando los precios a ambos lados de la frontera.

La distorsión de precios del GLP en el mercado interno, ha favorecido a la sustitución de la gasolina automotor y compite con el cambio a Gas Natural Vehicular (GNV).

a-2. Consumo de gasolina automotor

La demanda de gasolina motor a principios de la década 2001-2010 empieza a disminuir hasta el año 2005 (Ver Tabla N° 4), esa disminución se debió a la mala política de precios, que estimula el cambio de los motores a gasolina por motores a diesel. Desde principios de la década 2001-2010, la gasolina tiene un precio superior al precio del diesel, si a esto se añade la mayor eficiencia de los motores a diesel, se ha dado el cambio de combustible especialmente en el transporte público de ómnibuses, minibuses y microbuses. El aumento acelerado del consumo de gasolina que se da a partir del año 2006, en buena parte se

debe al contrabando a los países vecinos y al incremento desmedido del parque vehicular de transporte público (taxis, minibuses y trufis) y privado.

a-3. Consumo de kerosene, jet fuel A-1 y diesel oil (K+JF+DO)

Como se puede observar en la Tabla N° 4, el consumo histórico de kerosene es irrelevante y tiene una tendencia a disminuir, entre 1998 y 2009 el consumo ha disminuido de 366 a 108 BPD. El consumo de jet fuel en la década 2001-2010 no ha tenido grandes incrementos, ha fluctuado entre un mínimo de 2.350 y un máximo de 3.870 BPD. El consumo de diesel oil, ha tenido un incremento sustancial en el año 2.000 de un mínimo de 13.215, en el año 2.010 a un máximo de 22.915 BPD, la cantidad elaborada en refinería fue de 11.060 BPD, el déficit de 11.855 BPD fue cubierto con producto importado.

Si se toma como base el año 2004, para establecer los incrementos anuales tanto de la elaboración en refinerías, como de la importación de diesel oil, se puede ver (Tabla N° 5) que la importación de diesel para el año 2010 ha crecido con relación al año base 2004 en 155%, mientras la producción en refinerías está en valores entre 12.197 y 13.815 BPD, incremento que se presenta posiblemente por la variación de las especificaciones de calidad del diesel oil. La disminución de la elaboración de diesel en la gestión 2009, se debe a la menor producción de condensado por disminución en las recepciones de gas de exportación a Brasil. Lo preocupante es la disminución de la elaboración de diesel en refinerías en el año 2010, que solamente llegó a 11.060 BPD. En resumen, se puede afirmar que variaciones en la recepción de gas por parte de Brasil, afectan a la provisión de productos refinados al mercado interno, pero los datos del 2010 muestran que la disminución en la elaboración de diesel oil se debe también a la calidad de la mezcla de P/C refinada.

Tabla 5. DIESEL OIL: ABASTECIMIENTO AL MERCADO INTERNO BOLIVIANO

Año	Balance			% de participación		Incremento comparado con los volúmenes de 2001		Incremento comparado con los volúmenes de 2004	
	Elaborac. refinerías	Import.	Total mercado interno	Elaborac. refinerías	Import.	Elaborac. Refinerías	Import.	Elaborac. refinerías	Import.
	BPD	BPD	BPD						
2001	8.096,0	5.162,4	13.258,4	61%	39%	0%	0%		
2002	8.975,0	4.777,9	13.752,9	65%	35%	11%	-7%		
2003	9.760,0	5.513,4	15.273,4	64%	36%	21%	7%		
2004	12.282,7	4.654,7	16.937,4	73%	27%	52%	-10%	0%	0%
2005	12.197,4	5.943,9	18.141,4	67%	33%	51%	15%	-1%	28%
2006	12.642,1	7.304,2	19.946,3	63%	37%	56%	41%	3%	57%
2007	13.369,3	8.110,9	21.480,2	62%	38%	65%	57%	9%	74%
2008	13.815,0	7.299,1	21.114,1	65%	35%	71%	41%	12%	57%
2009	11.103,0	10.642,0	21.745,0	51%	49%	37%	106%	-10%	129%

FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

El consumo de jet fuel en el año 2009, fue un poco más del 10% del consumo de diesel oil.

La producción de jet fuel reviste especial cuidado que no requiere la producción de ningún otro combustible, especialmente porque no debe contener agua. La importación de jet fuel no es aconsejable, porque en el transporte por cisterna de lugares distantes el producto pudiera absorber humedad, además de ser más caro que el diesel oil. Es preferible importar un volumen mayor de diesel oil y producir en refinerías un poco más de jet fuel. Hay información, no confirmada, que se habría importando jet fuel de Argentina en 2009.

b. Gas natural

Entre el 2001 y el 2009, la demanda interna de gas natural ha crecido a una tasa promedio anual del 13%. En la Tabla N° 6 se presenta el consumo de gas natural en el mercado interno.

Tabla 6. CONSUMO INTERNO DE GAS NATURAL (En MMPCD)

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total consumo interno	95,33	109,87	143,72	146,31	171,29	192,31	205,26	218,03	247,29

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

Para la gestión 2009, la distribución del consumo por sectores, fue la siguiente: Termo eléctricas 42%, Refinerías 3%, GNV 11%, Distribución por redes 38% y Transporte por ductos 6%.

Dado los déficits de PRP que se presentan, el País debe invertir en el cambio de matriz energética, incentivando la sustitución de los PRP por gas natural.

5.3.2. Exportaciones

a. Exportación de gas natural a la República Federativa de Brasil

El 22 de mayo de 1974, se suscribió un acuerdo de cooperación y complementación industrial entre los presidentes Hugo Banzer Suárez de Bolivia y Ernesto Geisel de Brasil. El acuerdo definió, entre otros el proyecto de exportación de gas boliviano al Brasil. Después de varios intentos de concretar el proyecto durante 17 años, el 29 de noviembre de 1991, YPFB y Petrobras suscribieron una carta de intenciones para la compraventa de ocho a 16 millones de metros cúbicos de gas natural por día. A partir de esa fecha se realizaron una serie de reuniones y negociaciones que desembocaron, el 17 de febrero de 1993, en la suscripción del contrato de compraventa de gas natural denominado GSA (abreviación del inglés Gas Sale Agreement). Las autoridades de YPFB y Petrobras suscribieron el contrato en presencia de los presidentes Jaime Paz Zamora de Bolivia e Itamar Franco de Brasil. Desde esa fecha se fue perfeccionando el contrato mediante adendas y contratos de garantías, entre otros los relativos al transporte. Se licitó, construyó y puso en marcha el gasoducto de exportación más largo de América del Sur, con una longitud entre Río Grande (Santa Cruz, Bolivia) y Campiñas (San Pablo, Brasil) de 1815 km. El 1 de julio de 1999, se iniciaron las exportaciones de gas, YPFB quedó como responsable de la agregación de los volúmenes de exportación y como cargador al ducto de Gas Transboliviano (GTB). Los volúmenes exportados entre 1999 y 2010 fueron los siguientes (Tabla N° 7):

Tabla 7. EXPORTACIONES DE GAS NATURAL A LA REPÚBLICA FEDERATIVA DE BRASIL

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MMPCD	202,83	373,74	463,01	535,96	733,09	837,23	901,72	979,33	1.093,75	790,68
MMmc/d	5,74	10,58	13,11	15,18	20,76	23,71	25,53	27,73	30,97	22,39

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

b. Exportación de gas natural a la República Argentina

En julio de 1968, se suscribió el contrato para la exportación de gas a la República Argentina, por un volumen de 4 MMmc/d. los primeros siete años y 4.5 MMmc/d. a partir del octavo año hasta el año 20.

La exportación se inició el 1 de mayo de 1972. En noviembre de 1976 se suscribió un segundo contrato incrementando los volúmenes de exportación en 2 MMmc/d. por un plazo de diez años. Recién en 1980, se aplicó parcialmente el segundo contrato, con el incremento de la exportación en 1 MMmc/d. y en 1982 se acordó que ambos contratos terminen simultáneamente el 1 de mayo de 1992.

A partir de mayo de 1992, se suscriben dos nuevos contratos prorrogando la exportación hasta el 31 de agosto de 1999. Bajo los contratos suscritos para la exportación de gas, desde el 1 de mayo de 1972 hasta el 31 de agosto de 1999, se exportaron 1.87 TCF³⁸ y se generaron ingresos de 4.526,35 millones de dólares.

Desde septiembre de 1999 Pluspetrol exportaba gas natural producido en el campo Bermejo por el gasoducto Bermejo-Aguas Blancas y desde noviembre 2001 exportó desde el campo Madrejones a través del gasoducto Madrejones-Campo Duran, se pararon las exportaciones en 2004 y se reiniciaron en abril 2005 con exportaciones desde el campo Tacobo.

A partir de junio de 2004, YPFB reinició la exportación a Argentina, mediante contratos temporales suscritos con la Empresa ENARSA, un primer contrato fue por seis meses, luego se suscribieron otros dos contratos temporales, por las gestiones 2005 y 2006. A partir del 1 de enero de 2007, comenzó la exportación de gas correspondiente al contrato de compraventa a largo plazo, suscrito entre ENARSA y YPFB.

Los volúmenes exportados en la década 2001-2010 fueron (Tabla N° 8):

Tabla 8. EXPORTACIONES DE GAS NATURAL A LA REPÚBLICA ARGENTINA

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
MMPCD	ND	4,19	9,28	8,25	77,41	168,29	167,32	163,17	88,90	164,19
MMmc/d	ND	0,12	0,26	0,23	2,19	4,77	4,74	4,62	2,52	4,65

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

5.4. Inversiones históricas

De la Tabla N° 9 se puede establecer que en la gestión 1990 – 1996 las inversiones fueron muy bajas, si bien YPFB tenía la capacidad para ejecutar un programa intensivo en exploración y desarrollo, no tenía los recursos financieros porque los gobiernos recortaban

38 TCF, del inglés Trillions of Cubic Feet. Equivalentes a 1,87 X 10¹² pies cúbicos.

los presupuestos anuales de la institución a través del Ministerio de Finanzas. A partir de 1997, las inversiones en exploración comenzaron a aumentar hasta llegar a un máximo de 372.2 millones de dólares en 1999, disminuyendo en seis años a menos del 20% (2005). En el caso de inversiones de desarrollo de la producción, estas se mantuvieron los años 2001 y 2002. A partir del año 2003 comenzaron a disminuir. No se tienen datos oficiales para los años 2007 y 2008, por lo que el análisis es parcial. La percepción sobre las inversiones, es que están paradas mientras el Estado garantice la seguridad jurídica de los contratos y las inversiones. El texto de la nueva Constitución Política del Estado, en lo que se refiere a protección jurídica desalienta a la inversión extranjera.

Tabla 9. INVERSIONES REALIZADAS EN EL UPSTREAM

Año	Exploración	Explotación	Total	Año	Exploración	Explotación	Total
1990			65.0	2000	256.8	185.3	442.1
1991			85.0	2001	169.0	237.4	406.4
1992			92.0	2002	113.5	231.3	344.8
1993			57.0	2003	94.1	172.0	266.1
1994			57.0	2004	86.7	149.3	236.0
1995			112.0	2005	45.8	153.7	199.5
1996			105.0	2006*	71.6	126.6	198.2
1997	130.4	140.4	270.8	2007			N.D.
1998	374.6	230.3	604.9	2008			N.D.
1999	372.2	208.6	580.8	2009		332.7	332.7

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB *Hasta octubre

Es importante aclarar que la concreción de proyectos exploratorios y por ende las inversiones en exploración dependen de la medición de los siguientes riesgos: jurídicos, geológicos, de acceso a mercados, de precios, cambiarios.

Tres riesgos importantes que pueden desestimar inversiones en exploración por gas en Bolivia son, no tener mercados asegurados para reservas incrementales que pudiesen encontrarse, la disminución de los precios del Gas Natural Licuado en el mercado internacional y la introducción de la producción de gas natural proveniente de esquitos de gas (“Shell Gas”), esta última fuente de abastecimiento deteriora el ambiente y tiene costos de producción mayores a las fuentes convencionales de producción.

Que las inversiones suban o bajen no debería ser el parámetro para medir el desarrollo del sector, lo que debe importar es que existan planes de exploración y explotación aprobados y comprometidos que se cumplan. Los planes de exploración deben tener una relación con los costos de reposición de las reservas y la oportunidad de explorar. La mayor parte de la inversión en exploración y desarrollo se ha realizado en los campos de San Alberto, Sábalo y Margarita entre 1997 y 2005.

5.5. Evolución de precios

A partir del año 2004 los precios del petróleo en el mercado internacional comenzaron a subir, llegando a dólares 40 el barril, el gobierno negoció una franja de precios con las empresas entre dólares 24.30 y 27.11 por barril.

5.5.1. Precios de productos refinados de petróleo en el mercado interno

Desde principios de la década 2001-2010 hasta el 2004, los precios de la gasolina especial, diesel oíl, GLP y GNV eran modificados mediante Decreto Supremo. La presión social impedía que dichos cambios siguiesen las tendencias de los precios internacionales, las modificaciones eran esporádicas y los incrementos eran pequeños. Los precios de los demás productos oscilaban de acuerdo al comportamiento del mercado internacional de los PRP.

El año 2005 se emitió un decreto subiendo el precio de los combustibles, este fue rechazado por los sectores, agrícola y de autotransporte. Los precios de los PRP se encuentran congelados desde hace seis años y es la causa del aumento del contrabando.

La Ley de hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005 en su artículo 89 determinó que el Organismo Regulador, de acuerdo al reglamento, fijara los precios máximos en moneda nacional para el mercado interno y los respectivos parámetros de actualización. El 19 de mayo de ese mismo año se dispuso, mediante Decreto Supremo, el régimen transitorio para los precios que debían regir en materia de hidrocarburos hasta que se dicte la reglamentación de la Ley.

El precio del jet fuel internacional es el único que es reajustado a precios del mercado internacional, a través del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD), de manera que el precio refleje las condiciones de oportunidad y competitividad con relación a los precios de este producto en los mercados de los países vecinos. El comportamiento de los precios de los PRP se presenta en la Tabla N° 10.

Tabla 10. PRECIOS DE LOS PRODUCTOS REFINADOS DE PETRÓLEO EN EL MERCADO INTERNO (En Bs./lt.)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
GLP	2.10	2.15	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
Gasolina especial	3.31	3.31	3.40	3.74	3.74	3.74	3.74	3.74
Gasolina Premium	4.58 a 5.32	5.32 a 3.78	4.35	4.79	4.79	4.79	4.79	4.79
AVGAS	3.63 a 4.48	4.48 a 2.89	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57	4.57
Kerosene	2.32	1.99 a 2.47	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72	2.72
Jet fuel Nacional	1.82 a 2.56	2.33 a 2.66	3.08	2.77	2.77	2.77	2.77	2.77
Jet fuel internacional	2.83	2.53 a 2.94	3.28	3.93 a 6.00	5.70 a 6.20		6.69	
Diesel oil	3.12	3.12	3.23	3.72	3.72	3.72	3.72	3.72
Agro fuel			2.80	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55
Fuel oíl	2.92	2.05 a 2.92	2.26	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78

FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

5.5.2. Precios de gas natural en el mercado interno

Los precios de gas natural en el mercado interno varían por sectores de consumo. Las cifras están en dólares americanos por millar de pies cúbicos (US\$/MPC), se exceptúa el precio del Gas Natural Vehicular (GNV) que se cotiza en bolivianos por metro cúbico (bs/mc)³⁹.

³⁹ 1.66 bs./mc equivale a 6.72 US\$/MPC.

a. Sector eléctrico

Compuesto por:

a-1. Sistema Interconectado Nacional. Mediante Decreto Supremo N° 26037 de 22 de diciembre de 2000, se fijó un precio provisional máximo de 1.30 US\$/MPC⁴⁰, este precio sigue vigente desde el 1 de enero de 2001. La modificación del precio está sujeta a la aprobación de una metodología de cálculo que refleje el costo de oportunidad del uso de gas natural en plantas termoeléctricas.

a-2. Sistemas Aislados. Los precios han sido objeto de negociación entre empresa productora y generadora como parte de los contratos de compraventa suscritos bajo la Ley de Hidrocarburos 1689, que fue derogada con la Ley de Hidrocarburos 3058 de 17 de mayo de 2005. El Decreto Supremo 29510 de fecha 9 de abril de 2008, confirma la validez de los precios de gas natural en los contratos vigentes e indica que a través de mecanismos se establecerán precios para nuevos contratos de compraventa tomando en cuenta la ubicación geográfica y las condiciones que fueron consideradas para la determinación de precios. Los precios establecidos varían entre 1.02 y 1.98 US\$/MPC.

b. Sectores Doméstico, Comercial, Industrial y Transporte Vehicular

Son los sectores abastecidos a través de redes de distribución de gas en áreas urbanas. Las siguientes ciudades, capitales de departamento, tienen el servicio de distribución de gas por red: Cochabamba, Sucre, Santa Cruz, Tarija, La Paz, Oruro y Potosí. Además las ciudades secundarias de Camiri y Monteagudo, y algunas poblaciones pequeñas en los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz. El precio a la entrada de la ciudad (City Gate) es de 0.98 US\$/MPC desde el año 2005⁴¹. Los precios finales de gas natural por sectores y por ciudades son los siguientes:

Tabla 11. PRECIOS DE GAS NATURAL AL CONSUMIDOR FINAL

CIUDAD	DOMÉSTICO US\$/MPC	COMERCIAL US\$/MPC	INDUSTRIAL US\$/MPC	GNV bs./mc
Cochabamba	5.17	5.17	1.70	1.66
Sucre	5.34	5.34	1.70	1.66
Santa Cruz	5.37	5.37	1.70	1.66
Tarija	4.27	4.27	1.50	1.66
La Paz	5.48	4.32	1.70	1.66
Oruro	5.48	4.32	1.70	1.66
Potosí	5.48	4.32	1.70	1.66
Camiri	5.20	4.50	1.70	1.66

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

40 En el punto de ingreso a la planta termoeléctrica.

41 Establecido mediante Resolución Administrativa de la Superintendencia de Hidrocarburos N° 0605/2005 de 9 de mayo de 2005.

c. Consumidores directos

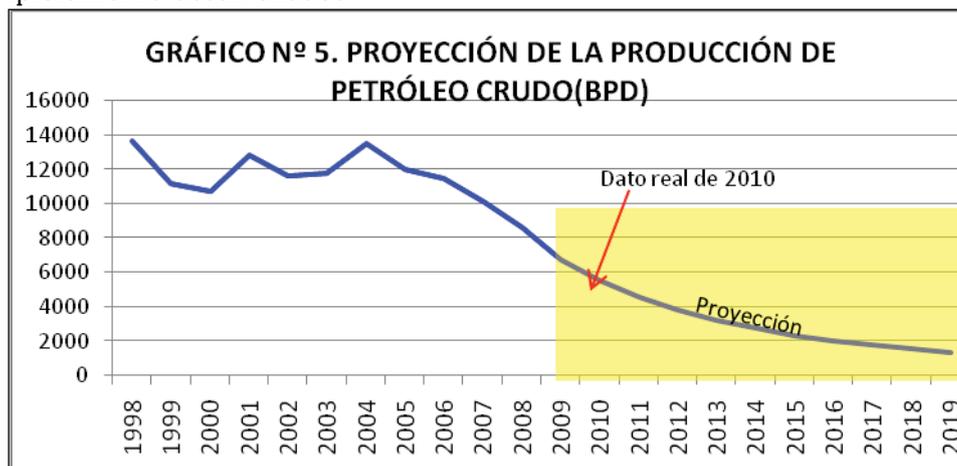
Incluye a todos los consumidores conectados directamente a la red troncal de transporte, conformado por las industrias: minera, calera y alimenticia, y los consumidores del sector hidrocarburos como: refinerías, estaciones de bombeo de petróleo y PRP, estaciones de compresión de gas natural y algunas estaciones de servicio de GNV que tienen contratos directos con YPF. Los precios varían entre 1.70 US\$/MPC para la industria minera, y 0.90 US\$/MPC para algunas refinerías pequeñas.

5.6. Prospectiva

5.6.1. Prospectiva de la producción de hidrocarburos

Para realizar el análisis de la prospectiva de la producción de hidrocarburos, se separa el análisis en los grupos:

- Campos de petróleo;
- Campos de gas/condensado pequeños y medianos que en su mayoría tienen muchos años de producción y se encuentran en la última etapa de producción y “Mega campos” que recién comenzaron a producir en la presente década y no se encuentran completamente desarrollados.



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPF

CAMPOS DE PETRÓLEO

Este grupo está conformado por campos que se encuentran en etapa de declinación, como ser: Camiri, Guairuy, La Peña, H. Suarez, Kanata, Kanata Norte, Los Cusis, Patujusal, Monteagudo, Surubí, Surubí Noroeste, Surubi BB y otros pequeños. Se realizó un estimado del comportamiento de la producción en el período 2010-2019, mediante un ajuste histórico de la producción. De la integración de los valores obtenidos para cada campo se obtuvo la curva que figura en el Gráfico N° 5. Se supone que de haber algún descubrimiento comercial de un campo petrolero en los próximos años, su producción no estaría disponible antes del año 2019.

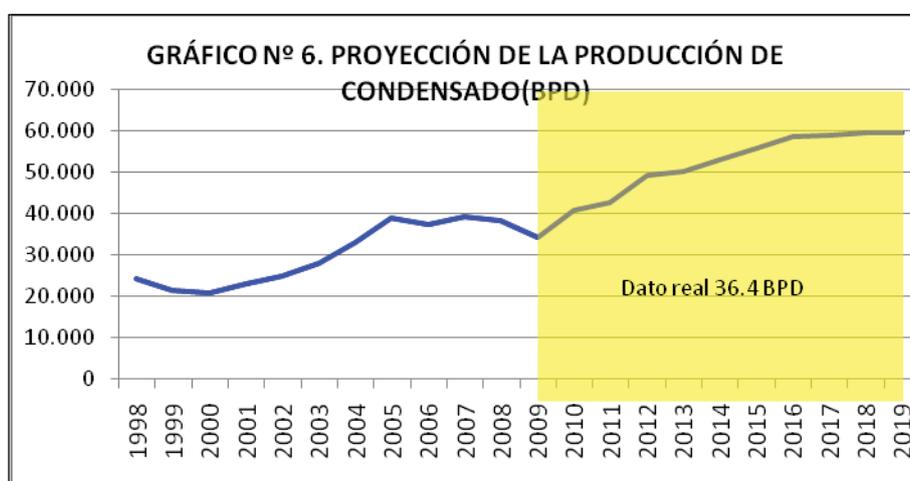
CAMPOS DE GAS/CONDENSADO

Campos de la Pre-capitalización. Los campos, que comenzaron su explotación a principios de los años 60 (Caranda, Colpa y Río Grande) y otros que entraron en las décadas de los 70 y 80 (Ver 4.1.1 a). Este grupo de campos son de gas natural, tienen un contenido de condensado que se encuentra asociado. Estos campos al igual que los de

petróleo se encuentran en declinación por lo que se supone que producirán gas al máximo de su capacidad.

Mega campos. En el análisis se toman en cuenta los campos San Alberto y Sábalo que fueron desarrollados a principios de la presente década y que son los principales suministradores de gas para la exportación a Brasil, también se considera el campo Margarita que al momento está produciendo alrededor de 60 MMPCD y que puede completar su desarrollo para producir un volumen máximo de 1.062 MMPCD, (de acuerdo al estudio de proyecto Pacific LNG). No se consideran en el análisis los campos: Itau, Incahuasi y Huacaya, por no tener información disponible y estar en reserva.

La proyección de la producción de condensado que se presenta en el Gráfico N° 6, corresponde a la producción de condensado de los campos de la Pre y Post-capitalización, la producción de los campos San Alberto y Sábalo asociada a la producción de gas destinada a la exportación a Brasil y la producción de condensado y gasolina natural del campo Margarita, asociada a la producción de gas natural destinada a la exportación a Argentina.



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

La producción de petróleo crudo (Ver Tabla N° 12) disminuye desde 6.762 BPD el 2009 hasta 1.360 BPD el 2019, inversamente, la producción de condensado crece desde 33.981 BPD el 2009 hasta 59.375 BPD el 2019. El porcentaje de Petróleo en la Mezcla P/C pasa de 16.6% el 2009 a 2.2% el 2019, se puede decir que la mezcla a procesar en refinerías, será mayoritariamente de condensado.

Del análisis de los componentes para la elaboración de gasolinas, se ve (Tabla N° 12), que estos aumentarán con una cierta aceleración mientras los componentes para la elaboración de K+JF+DO tendrán pequeñas variaciones, entre 15.4 y 17.0 mil BPD.

Tabla 12. PROYECCIÓN DE LA VARIACIÓN DEL RENDIMIENTO DE COMPONENTES DE GASOLINAS VS. COMPONENTES DE KEROSENE, JET FUEL Y DIESEL OÍL

Hidrocarburo líquido producido	PRP	2009		2013		2016		2019	
		Volumen (BPD)	%						
Petróleo	Gasolinas	1.794	36.7	859	36.9	556	38.0	384	39.0
	K+JF+DO	3.102	63.3	1.492	63.1	944	62.0	630	61.0
	TOTAL	6.762		3.251		2.047		1.360	

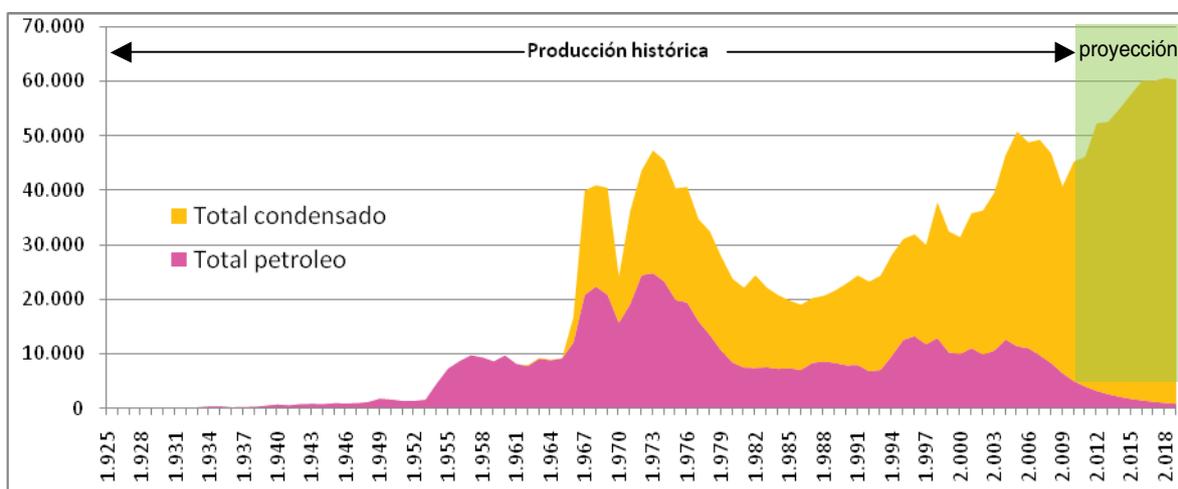
Condensado + Gasolina natural	Gasolinas	22.870	69.7	35.130	71.7	41.592	72.2	42.318	72.4
	K+JF+DO	9.945	30.3	13.922	28.3	16.050	27.8	16.151	27.6
	TOTAL	33.981		50.080		58.624		59.375	
Mezcla	Gasolinas	24.664	65.4	35.989	70.0	42.148	71.3	42.702	71.8
	K+JF+DO	13.048	34.6	15.414	30.0	16.994	28.7	16.782	28.2
	TOTAL	40.743		53.330		60.671		60.735	

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

Los volúmenes de gasolina natural se encuentra incorporados en el condensado.

Los volúmenes de la producción histórica y proyectada de la Mezcla P/C por calidad se pueden ver en el Gráfico N° 7.

GRÁFICO N° 7. PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y PROYECTADA DE PETRÓLEO Y CONDENSADO (EN BARRILES POR DÍA)



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

5.6.2. Prospectiva de la refinación

Las refinерías deberán adecuar y ampliar sus unidades de proceso lo antes posible. Actualmente tienen una capacidad para procesar 41 mil BPDO de Mezcla P/C, si se cumple el contrato de exportación de gas con Argentina, el 2013 se dispondría de 53,3 mil BPDC de mezcla con un contenido de componentes de gasolina de 36 mil BPDC, tales volúmenes no podrían ser procesados por las actuales refinерías.

Como consecuencia del incremento de volúmenes de exportación de gas a Brasil y los compromisos de ampliar las exportaciones a Argentina, se tiene y se tendrá mayor producción de condensado y gasolina natural, con lo que aumentaría la producción de fracciones livianas en refinерías para la producción de gasolinas. Si la exportación de gas a Argentina se realiza con la producción de Margarita, los volúmenes incrementales de gasolina serían (Tabla N° 13):

Tabla 13. PRODUCCIÓN DE FRACCIONES LIVIANAS DEL CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL DEL CAMPO MARGARITA (EN BPD)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Del condensado	4.402	5.722	9.412	10.083	11.684	13.324	14.854	15.106	15.584	15.603	15.580	16.345
Gasolina natural	1.637	2.127	3.523	3.805	4.433	5.087	5.702	5.800	5.956	6.018	6.137	6.558
Total livianos	6.039	7.849	12.935	13.888	16.117	18.411	20.556	20.906	21.540	21.621	21.717	22.903

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPF

Existe un proyecto de isomerización de las naftas livianas para obtener gasolinas de alto octanaje. Las refinerías ya tienen unidades de reformación de naftas, lo más conveniente podría ser expandir estas, previa comparación desde el punto de vista económico con la alternativa de poner una planta de isomerización.

5.6.3. Proyección de la demanda interna de productos refinados y gas

Las demandas de Gas Licuado de Petróleo (GLP), Gasolina Especial y Diesel Oíl se encuentran distorsionadas por el contrabando. En el caso de la Gasolina Especial y el Diesel Oíl la sobre demanda se puede deber también al aumento del parque automotor por la importación de vehículos usados.

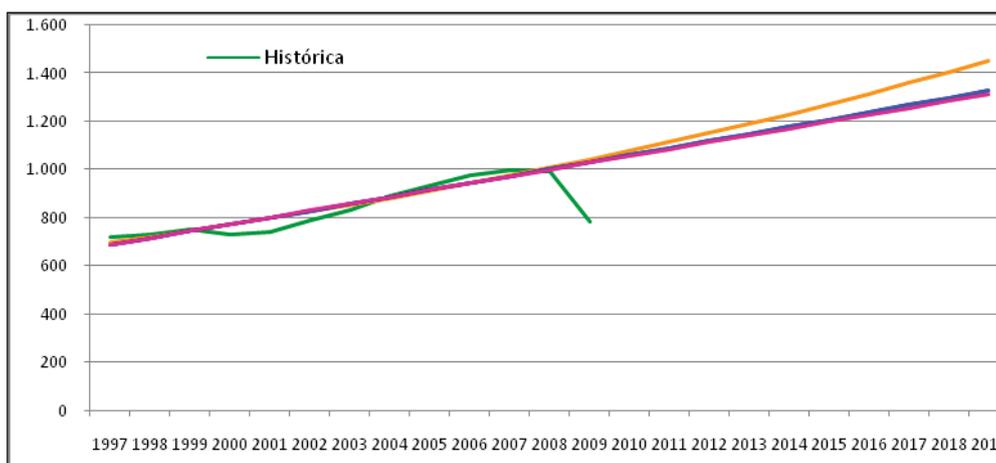
El método aplicado en este trabajo, utiliza el comportamiento histórico del consumo para establecer las tendencias y proyectarlas. No se utilizaron métodos más elaborados por falta de información, por lo que el análisis en lo que se refiere al mercado interno, considera solamente que los cambios de consumo se presentarán en los próximos años siguiendo el patrón del consumo de los años previos.

a. Gas licuado de petróleo (GLP)

La serie histórica del consumo interno de GLP en el periodo 1997 – 2010 (línea verde del gráfico N° 5), fue ajustada por cuadrados mínimos mediante tres tipos de tendencia (lineal, exponencial y polinómica). Todos los ajustes muestran una tendencia del crecimiento del consumo en 13 años (líneas lila, fucsia y naranja) que se acerca al 50%, con un promedio anual de 4.3%.

Omitiendo los datos del 2009 y 2010 se encuentra una tendencia del consumo de GLP en el País. Los puntos de consumo correspondientes a los años 2009 y 2010, no tiene una explicación lógica. La disminución del consumo del 20% que se presenta en el 2009 con relación al 2008, se mantiene el 2010. Este comportamiento deberá ser estudiado con mayor profundidad, tomando en cuenta los siguientes factores: escasez que se presentó; lucha contra el contrabando; sustitución por gas natural en los sectores doméstico, comercial, industrial y de transporte público. (Ver gráfico N° 8). Por tal motivo no se presenta una proyección de la demanda de GLP.

GRÁFICO N° 8. TENDENCIAS DEL CONSUMO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) ENTRE 2010-2019 (EN TONELADAS MÉTRICAS POR DÍA)



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

b. Gasolina automotor

Los dos tipos de gasolina que se comercializan en el País son la Gasolina Especial⁴² de 80-82 octanos y la Gasolina Premium de 90-92 octanos. Por cada 1000 pies de altura sobre el nivel del mar el octanaje de las gasolinas sube en un octano. En La Paz, Oruro, Potosí, Sucre e incluso en Cochabamba, la Gasolina Especial tiene un octanaje cercano al de la Gasolina Premium, por lo que la Gasolina Especial sustituye a la Gasolina Premium. Solo en Santa Cruz se usa Gasolina Premium.

La demanda de gasolinas en el período 1999-2003 bajo en 16.9%, esta disminución se atribuye a la importación y transformación de vehículos a gasolina por diesel oil o GLP. En el período 2005-2009, subió el consumo en 68.2%, tal incremento posiblemente se debe al crecimiento del parque automotor y al contrabando de gasolina, teniendo en cuenta que la congelación del precio de la gasolina comenzó en 2005 y que el precio del petróleo en el mercado internacional subió de 40 a casi 150 US\$/barril. (Ver tabla N° 14).

Tabla 14. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE GASOLINAS AUTOMOTOR (EN BARRILES POR DÍA)

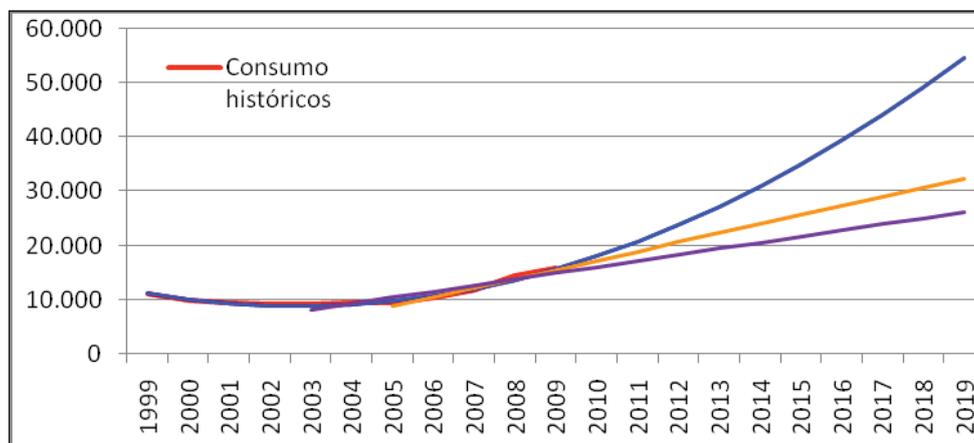
Año	Consumo histórico	Proyección			Año	Consumo histórico	Proyección		
		Mayor	Base	Menor			Mayor	Base	Menor
1999	11.049	11.206			2010		18.085	17.317	15.974
2000	10.003	10.115			2011		20.769	18.991	17.103
2001	9.474	9.368			2012		23.797	20.664	18.233
2002	9.200	8.964			2013		27.167	22.338	19.363
2003	9.184	9.903		8.066	2014		30.881	24.012	20.492
2004	9.518	9.186		9.195	2015		34.938	25.685	21.622
2005	9.372	9.811	8.949	10.325	2016		39.338	27.359	22.752
2006	10.271	10.779	10.623	11.455	2017		44.081	29.032	23.882
2007	11.848	12.091	12.296	12.585	2018		49.167	30.706	25.011
2008	14.233	13.746	13.970	13.714	2019		54.596	32.380	26.141
2009	15.759	15.744	15.644	14.844					

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

42 En calidad equivale, a la denominada internacionalmente Gasolina Regular (del inglés Regula Gasoline)

En la proyección de la demanda se tuvo en cuenta los cambios que se dieron en las tendencias del consumo comentadas líneas arriba. El ajuste que corresponde a los puntos históricos desde 1999 hasta 2009, coincide con una curva polinómica, que asciende aceleradamente en los próximos diez años, a esta proyección se la denomina de “Mayor Consumo”. Tomando los datos desde 2003, el mejor ajuste se realiza con una línea recta, cuya proyección se denomina de “Menor Consumo”. El quiebre que se da en el consumo a partir de 2005, con un ajuste lineal pero con una mayor pendiente, da una proyección intermedia que se la denomina “Proyección de Consumo Base” (Ver Gráfico N° 9).

GRAFICO N° 9. TENDENCIAS DEL CONSUMO DE GASOLINAS AUTOMOTOR ENTRE 2010-2019 (EN BARRILES POR DÍA)



FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPF B

c. Diesel oíl

La demanda de Diesel oíl para el año 2009 fue de 21.8 mil BPD (Ver Tabla N° 15), para el año 2015 podría estar entre 28 y 30 mil BPD y para el 2019 entre 32 y 35 mil BPD.

Tabla 15. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE DIESEL OÍL (EN BARRILES POR DÍA)

Año	Consumo Histórico	Proyección		Año	Consumo histórico	Proyección	
		Mayor	Menor			Mayor	Menor
1999	14.725		12.389	2010		23.938	23.051
2000	13.214		13.359	2011		25.135	24.021
2001	13.258		14.328	2012		26.332	24.990
2002	13.753	14.358	15.297	2013		27.530	25.959
2003	15.273	15.556	16.266	2014		28.727	26.928
2004	16.937	16.753	17.236	2015		29.925	27.898
2005	18.141	17.951	18.205	2016		31.122	28.867
2006	19.946	19.148	19.174	2017		32.319	29.836
2007	21.480	20.345	20.144	2018		33.517	30.806
2008	21.114	21.543	21.113	2019		34.714	31.775
2009	21.745	22.740	22.082				

FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPF B

Si la capacidad de manejo de mayores volúmenes de condensado en refinería no aumenta y no existen nuevos descubrimientos de petróleo que puedan aportar a la producción en la presente década, la elaboración de diesel en refinería mantendría un promedio de 12.5 mil BPD. Las importaciones crecerían de acuerdo a lo registrado en la Tabla N° 16:

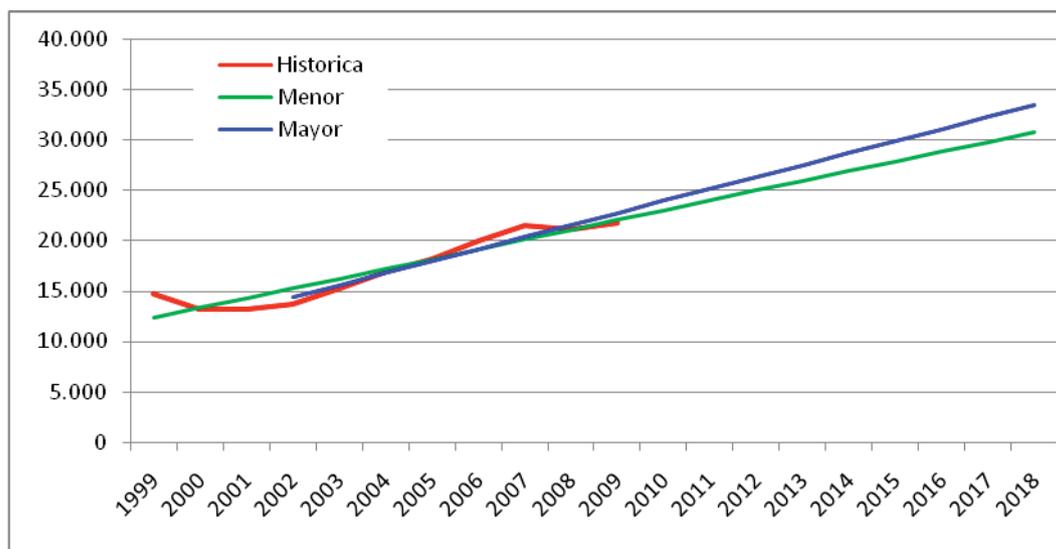
Tabla 16. PROYECCIÓN DE LAS IMPORTACIONES DE DIESEL OÍL (EN BARRILES POR DÍA)

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Mayor	11.438	12.635	13.832	15.030	16.227	17.425	18.622	19.819	21.017	22.214
Menor	10.551	11.521	12.490	13.459	14.428	15.398	16.367	17.336	18.306	19.275

FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPF

Las importaciones reales de diesel en el año 2010 alcanzaron a 12.007 BPD, 570 BPD más de lo proyectado, esto se debió a que las refinerías bajaron su producción (ver Tabla N° 3). La importación del diesel tuvo un costo cercano a los 450 millones de dólares. Si en el año 2019 se importaría a los precios de 2010, el País erogaría cerca de 900 millones de dólares. La proyección de la demanda para el caso de mayor y menor consumo se presenta en el Gráfico N° 10.

GRAFICO N° 10. TENDENCIAS DEL CONSUMO DE DIESEL OÍL ENTRE 2010-2019 (EN BARRILES POR DÍA)



FUENTE: Elaboracion propia, en base a datos estadísticos anuales de YPF

d. Otros productos refinados de petróleo

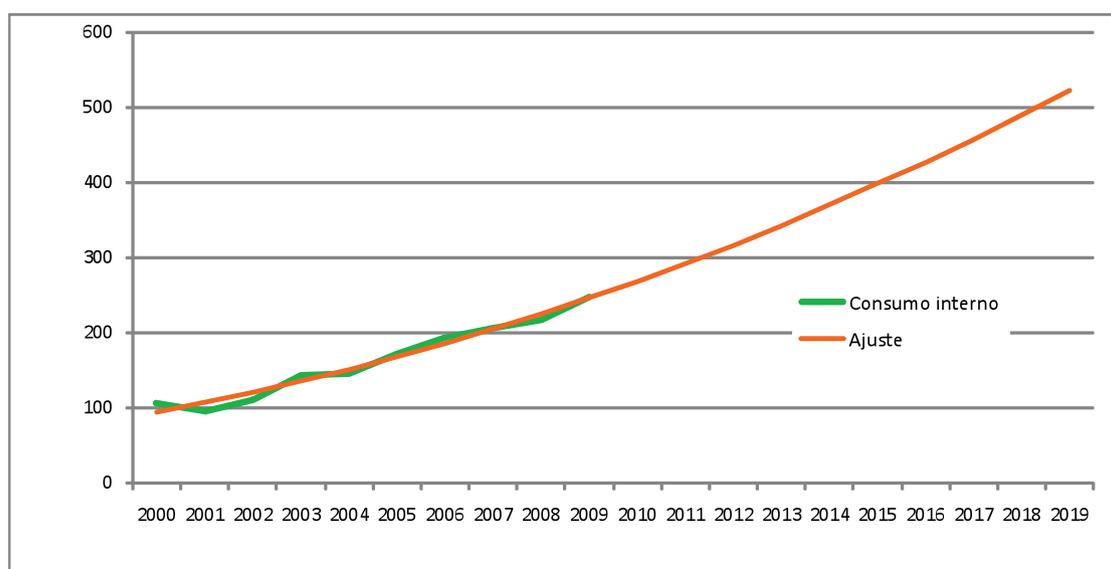
El crecimiento de la demanda y los volúmenes consumidos del resto de los PRP, es prácticamente irrelevante. El más importante en este grupo es el Jet Fuel que tiene un consumo que fluctúa entre 2.500 y 2.900 BPD (Ver Tabla N° 4).

e. Gas natural

El crecimiento del consumo en los próximos años dependerá de la gestión que se haga para cambiar la matriz energética en los diferentes sectores de consumo, especialmente en la industrialización del gas, la minería y la metalurgia y en generación eléctrica.

El Gráfico N° 11 muestra la curva de tendencia del crecimiento del consumo interno de gas natural para los próximos diez años, sobre la base de los consumos históricos. No debería haber problema en el abastecimiento al mercado interno, porque Bolivia tiene reservas de gas en exceso para atender cualquier requerimiento.

GRÁFICO N° 11. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA INTERNA DE GAS NATURAL [EN MILLONES DE PIES CÚBICOS POR DÍA]



FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

6. BALANCE Y PERSPECTIVA

6.1. Balance

La injerencia política en los últimos treinta años y las cargas económicas impuestas para la estabilización monetaria de 1985, llevan a la empresa a una situación de quiebra el momento que se suscribe el contrato de compraventa de gas con Brasil, a ello se suman las imposiciones de apertura del sector a la participación privada (Ley de Hidrocarburos 1194 de 1990), como condición para el financiamiento del proyecto de exportación de gas a Brasil.

El compromiso asumido por YPFB para garantizar el cumplimiento de la exportación era riesgoso, si se considera que la empresa no tenía capacidad financiera para desarrollar el proyecto. La abultada deuda que había contraído no la hacía sujeto de crédito para financiar un programa de exploración, desarrollo de campos y construcción del gasoducto.

YPFB, disminuyó el riesgo adjudicando a Petrobras el desarrollo del campo San Alberto y exploración del bloque San Antonio. Lo que lleva a la conclusión que Bolivia, mediante YPFB, no podía exportar gas a Brasil, tenía que hacerlo a través de empresas internacionales⁴³ que hagan las inversiones. Hoy, 15 años después de las reformas, no se puede prescindir de

43 En el contrato de exportación a la República Argentina, YPFB, fue cediendo a las empresas contratistas que operaban en Bolivia cuotas de participación en la exportación. A partir de 1991 las contratistas superaron a YPFB en los volúmenes exportados.

las empresas si se quiere aumentar las exportaciones de gas y encarar su industrialización. El País no está en condiciones de asumir todo el riesgo, sobre todo en la exploración por petróleo en el área no tradicional. Cuando se indica que es necesario el concurso de las empresas en el sector, es exclusivamente, para los “mega campos” que aún no se han desarrollado y esto está condicionado a la apertura de mercados de exportación para el gas y para nuevas áreas de exploración.

Los requerimientos de gas natural de la demanda interna y de exportación a Brasil y Argentina, podrían cubrirse con la producción de los campos que actualmente se encuentran en operación.

De transformarse la matriz energética con la sustitución de los hidrocarburos líquidos escasos en el País por gas natural y de concretarse los proyectos de industrialización de gas, posiblemente sería necesario desarrollar un “mega campo” adicional.

La aprobación del IDH en la Ley de Hidrocarburos 3058 el 17 de mayo de 2005 y el incremento de los precios del gas natural de exportación debido a la elevación de los precios del petróleo en el mercado internacional, permitió al país tener por primera vez excedentes de dinero que se utiliza una parte con fines sociales en los bonos: Juancito Pinto, Dignidad y Juana Azurduy. Estos bonos no serán sostenibles si dependen del precio del gas y de la existencia de las reservas. Exceptuando los denominados “mega campos” de gas/condensado, la mayor parte de los campos de producción de petróleo y de gas/condensado están en la última etapa de producción.

Desde 1998, las empresas capitalizadas concentraron su actividad exploratoria en la zona tradicional, con descubrimientos irrelevantes que aportaron muy poco a la producción. En la década 2001-2010 no se invirtió en exploración orientada a la búsqueda de petróleo en la zona no tradicional.

6.2.Perspectiva

La meta de YPFB de recuperar su capacidad tecnológica y transformarse en una empresa económicamente sólida no podrá alcanzarse, si la Empresa no es despolitizada y manejada con criterio empresarial y con responsabilidad social por gente idónea que esté comprometida con el desarrollo nacional. El gobierno no debe interferir en el desarrollo empresarial, los planes a desarrollar en el corto y mediano plazo deben obedecer al cumplimiento de un plan estratégico de desarrollo que debe ser ejecutado en consonancia con el plan nacional de desarrollo económico donde estén los otros sectores de la economía. La empresa debe ser fiscalizada en el cumplimiento de sus metas, objetivos y resultados. Si se quiere crear una empresa competitiva a nivel internacional, debe capacitar y preservar su capital humano.

Del análisis prospectivo que se presenta en el numeral 5.6.1, se obtiene el siguiente resumen:

a. Gasolinas

(Valores en barriles por día)	2013	2016	2019
Producción de componentes de gasolina	35.989	42.148	42.702
Proyección de la demanda mínima	19.400	22.750	26.140
Proyección de la demanda máxima	27.200	39.300	54.600
Proyección de la demanda media	22.300	27.400	32.400
Relación Demanda media/Producción	0,62	0,65	0,76

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

Dependiendo que en las refinerías se realicen cambios en las unidades de proceso que permitan manejar una mezcla de 61 mil BPD, con 70% de contenido de componentes de gasolinas, podría abastecerse el mercado interno sin necesidad de importar. Si sigue la tendencia del consumo de los últimos cinco años, la producción quedaría superada por la demanda por el año 2017, sin embargo, se supone que ese caso se daría, si se incrementa el contrabando de gasolina y de automotores usados.

El gobierno tiene que analizar la conveniencia de modificar las refinerías para manejar los volúmenes que se producirían de condensado/gasolina natural, o entrar de inmediato a la segregación de gasolina natural en los principales campos, con el fin de disminuir el volumen de la mezcla a ser procesada en refinería. Solo el campo Margarita produciría a partir del 2015 más de 5 mil BPDC de gasolina natural.

En relación a la ampliación de refinerías, o cambio de la estructura de refinación, quedan varios temas pendientes de optimización económica, previo a la toma de decisiones más correctas en cuanto a la modificación de la configuración de las unidades de proceso:

- Si es mejor ampliar la capacidad de refinación o poner tanques en los campos para almacenar la gasolina natural y luego transportarla por lotes separada del condensado.
- Para el aprovechamiento de los excedentes de gasolina, comparar el proyecto de poner una planta de isomerización con la posibilidad de ampliar la unidad de reformación de naftas existente.

b. Diesel oíl

(Valores en barriles por día)	2013	2016	2019
Producción de componentes de K+JF+D0	15.414	17.000	16.800
Proyección de la demanda mínima	25.960	28.867	31.775
Proyección de la demanda máxima	27.530	31.122	34.714
Proyección de la demanda media	26.750	26.900	33.250
Relación Demanda media/Producción	1,77	1,61	2,00
Déficit a ser importado	11.650	10.200	16.650

FUENTE: Elaboración propia, en base a datos estadísticos anuales de YPFB

Las estimaciones realizadas, se basan en el comportamiento de la demanda y de la producción. Cambios que se pudieran dar en los factores que afectan a la demanda como ser: política de precios, incentivos a la sustitución de PRP por gas natural, eliminación del contrabando de PRP y de internación de automotores usados, cambios en el PIB de los sectores de consumo, política de industrialización, etc. Así como, en el caso de la producción, las proyecciones estimadas podrían cambiar por la incorporación de nueva producción que hagan variar los volúmenes y la calidad de la mezcla proyectada, poco probable por el tiempo que requiere la exploración y el desarrollo de campos.

El programa de exploración que hubiese comenzado durante la presente gestión, si tuviese éxito, en el mejor de los casos podría incorporar la producción de los campos descubiertos dentro de siete a diez años, para entonces la producción de petróleo crudo habrá llegado alrededor de mil barriles por día.

Si no se busca solución al abastecimiento de diesel en el período 2010-2019, el país gastaría en importación de diesel de 6.000 a 6.700⁴⁴ millones de dólares, con el paliativo de realizar inversiones en refinerías para procesar 60 mil BPD de Mezcla de P/C, o en segregar gasolina natural en campos, disminuiría el gasto a 5.000 o 5500 millones de dólares. Aun así, subsistiría el problema que solo podrá ser resuelto mediante el cambio de matriz energética, sustituyendo el consumo de diesel oíl por gas natural.

Es urgente, ordenar el sector para garantizar a largo plazo seguridad energética al mercado boliviano y aprovechar oportunidades de exportar excedentes. Establecer políticas que frenen el contrabando de GLP, diesel oíl y gasolinas y el crecimiento descontrolado del parque automotor.

El actual programa de sustitución de gasolina y diesel oíl por Gas Natural Vehicular (GNV) es una muestra de la predisposición al cambio, pero tiene sus limitaciones para el uso en el transporte pesado de larga distancia y en equipo pesado para la industria, construcción y agricultura que son los sectores de mayor consumo de diesel oíl. La limitación está en la ineficiencia del sistema que se manifiesta en la autonomía del recorrido de los vehículos a GNV, si se compara con el cambio a Gas Natural Licuado (GNL), camiones que usan GNL pueden recorrer una distancia diez veces mayor a la distancia que recorre el mismo camión a GNV con el mismo tamaño de tanque de combustible.

El cambio a GNL, puede demandar una inversión entre 300 a 1000 millones de dólares, dependiendo la amplitud del programa podría atenderse los requerimientos de energía en lugares donde no pueden llegar los gasoductos como ser: zonas rurales, agroindustria, sistemas aislados de generación eléctrica, minería y ferrocarriles.

Mientras sea posible, el dinero del IDH debería ser canalizado a inversiones de desarrollo del sector productivo que generen ingresos y fuentes de empleo.

Para concretar un cambio en la política de hidrocarburos es necesario definir la relación del Estado con los actores que operan en el sector. Si el Gobierno ve que es necesaria la participación privada para tener acceso al financiamiento internacional y encarar el desarrollo, deberá generar confianza y garantizar seguridad a la inversión privada.

Se debe definir el paquete de industrialización de gas natural sobre la base de estudios de factibilidad y disponibilidad de producción de gas. Explorar mercados externos para el gas natural y productos industrializados del gas.

Es importante establecer con la mayor precisión posible el monto de reservas probadas de petróleo/condensado y gas natural que tiene el País. Pero es imprescindible, establecer las diferentes alternativas de producción de gas y petróleo/condensado para cada campo, de manera de contar con diferentes perfiles de producción que permita establecer el cumplimiento de los compromisos de exportación y satisfacer la demanda interna de hidrocarburos, bajo la nueva política de desarrollo del sector hidrocarburos.

Finalmente, sobre la base de lo indicado, se debe establecer el plan óptimo de desarrollo estratégico del sector, usando el Modelo de Optimización de la Planificación de Inversiones⁴⁵ desarrollado en YPFB, que deberá ser la base del desarrollo a largo plazo.

44 Se considera un precio del diesel importado de US\$ 90.00 por barril.

45 En junio de 1986, YPFB contrató los servicios de la empresa inglesa International Petroleum Engineering Company (IPEC) para el desarrollo de un modelo de optimización de las inversiones en toda la cadena de la actividad de los hidrocarburos en Bolivia. Durante diez años el modelo fue perfeccionado y utilizado en la preparación de planes estratégicos óptimos del sector y el cálculo de los costos marginales a largo plazo del gas natural destinado a la exportación a Brasil y otros estudios específicos.

En la medida que se demore el ordenamiento del sector, el riesgo de conseguir autonomía energética será mayor y se habrá gastado grandes sumas de dinero en importación de PRP y en inversiones en expansión de refinerías y en nuevas plantas de extracción de GLP, que habría servido para favorecer únicamente al contrabando.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Agregador	Responsable de nominar los volúmenes de gas que cada productor deberá entregar para la exportación.
Condensado	Petróleo de baja densidad, con alto contenido en componentes de gasolina, producido en campos de gas junto al gas natural.
Consenso de Washington	El nombre “Consenso de Washington” fue utilizado por el economista inglés John Williamson en la década de los ochenta, y se refiere a los temas de ajuste estructural que formaron parte de los programas del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo. Conformado por el BM, BID, altos ejecutivos del Gobierno de EEUU, las agencias económicas del mismo Gobierno, el Comité de la Reserva Federal, el Fondo Monetario Internacional, miembros del Congreso interesados en temas latinoamericanos y los “think tanks” dedicados a la formulación de políticas económicas que apuntan a forzar cambios estructurales en Latinoamérica.
Cracking catalítico	Proceso de transformación de las fracciones pesadas componentes para la producción de fuel oil en fracciones livianas compuestas por componentes para la producción de GLP, gasolinas, kerosene y diesel.
Destilación atmosférica	Proceso de destilación del petróleo a la presión atmosférica, también denominada destilación primaria y en inglés Topping.
Downstream	Actividades que se inician con la salida de los hidrocarburos de los campos de producción: el transporte por ductos, la refinación del petróleo, la comercialización de PRP y las redes de comercialización de gas natural, incluyendo el “Midstream”, que se refiere a la recolección de la producción y su procesamiento (plantas de adecuación y extracción) y entrega al transporte para la comercialización.
Fracciones livianas	Están conformadas por los componentes para elaboración de gasolinas automotor y de aviación.
Fracción pesada	Es el componente más denso que sale por el fondo de la torre de destilación atmosférica, sirve para producir fuel oil y crudo reducido, este último, materia prima para la producción de aceites y grasas lubricantes, parafinas y asfalto.
Gasolina natural	Junto al GLP, es el subproducto que es extraído del gas natural rico en licuables en plantas de extracción de licuables, ubicada en el mismo campo y a veces en un punto de convergencia de gas de varios campos.
Hidrocarburos líquidos	En este documento se entiende por hidrocarburos líquidos de la producción al petróleo, condensado y gasolina natural que en condiciones normales de presión y temperatura se encuentran en estado líquido.
Isomerización	Proceso por el cual se transforman gasolinas de bajo octanaje (con contenidos de n-pentano (60 RON-clear) y n-hexano (29 RON-clear)) en isómeros de alto octanaje, que se usan como componentes de las gasolinas automotor.
Líquidos del gas	Internacionalmente se denomina Líquidos del Gas Natural a la gasolina natural y el gas licuado de petróleo que vienen de las plantas de extracción de licuables.

Mega campo	Denominados en Bolivia a campos con reservas de gas de varios trillones de pies cúbicos, que se encuentran en las formaciones denominadas Huamampampa y Santa Rosa del devónico, a profundidades entre 4 a 5 mil metros.
Mezcla P/C	Mezcla de petróleo, condensado y gasolina natural que corresponde a la producción de hidrocarburos líquidos en Bolivia que llegan a refinerías.
Paridad de exportación	Precio del petróleo en el mercado internacional al que se le descuenta todos los costos de exportación para tener el precio en boca de pozo. Esos costos son: transporte por oleoducto hasta la costa, costo de almacenaje en puerto, derechos portuarios, carguío a barcos, transporte marítimo, seguros, aranceles aduaneros, etc.
Petróleo	En este documento, denominamos petróleo al hidrocarburo que sale de un yacimiento en estado líquido, que tiene una densidad entre 30 a 55°API.
Upstream	Son las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

ABREVIACIONES

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
AVGAS 100/130	Gasolina de aviación de 100 a 130 octanos. Usan los antiguos aviones de motores a pistón
AVGAS 80/86	Gasolina de aviación de 80 a 86 octanos. Usan avionetas
BP	British Petroleum
BPD ó BPDC	Barriles por día calendario. Equivale a un volumen anual dividido entre 365 ó 366 días
BPDO	Barriles por día de operación. Equivale al volumen anual dividido entre el número de días al año que opera una instalación.
Bs./mc	Bolivianos por metro cúbico.
Bs./MPC	Bolivianos por mil pies cúbicos.
CLHB	Compañía de Logística de Hidrocarburos de Bolivia S.A.
D.S. ó DS	Decreto Supremo
EBR	Empresa Boliviana de Refinación S.A.
ENARSA	Energía Argentina Sociedad Anónima
GNV	Gas Natural Vehicular
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GSA	Gas Sale Agreement. Contrato de compraventa de gas entre YPFB y PETROBRAS
GTB	Gas Trans Boliviano
IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IEHD	Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados
K+JF+DO	Kerosene más Jet Fuel más Diesel Oil. Se usa para referirse a los componentes de refinerías que son usados para la elaboración de estos productos comerciales.
m	metro
MHE	Ministerio de Hidrocarburo y Energía
MMmc/d	Millón de metros cúbicos por día
MMPCD	Millón de pies cúbicos por día
PRP	Productos Refinados de Petróleo
RECON	Petróleo Reconstituido. En el caso de Bolivia es la mezcla de todos los sobrantes de refinería. Con un alto contenido de excedentes de gasolina.
RON-clear	Del inglés Research Octane Number-clear, quiere decir octanaje medido en una máquina de octanos sin aditivos mejoradores de octanaje.
SH	Superintendencia de Hidrocarburos
SIRESE	Sistema de Regulación Sectorial
Tn	Toneladas métricas.
US\$/mc	Dólares norteamericanos por metro cúbico
US\$/MPC	Dólares norteamericanos por mil pies cúbicos
UTE	Unidades Técnicas de Exploración
WTI	West Texas Intermediate. Una calidad de petróleo que se cotiza internacionalmente.
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos
PBR	Petrobras Bolivia Refinación S.A.
TCF	Trillones (americanos) de Pies Cúbicos, equivalen a 10 ¹² pies cúbicos en condiciones estándar (60°F y 14.7 libras por pulgada cuadrada).
2D	Dos dimensiones
3D	Tres dimensiones

PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

Enrique Gómez D'Angelo

LA GENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO

1. INTRODUCCIÓN

Es importante tener en mente las ingentes necesidades de inversión para alcanzar las metas de la Nueva Constitución Política en lo que se refiere a la universalidad del acceso a los servicios públicos. Inicialmente se observa que la nueva constitución política pretende universalizar el acceso público a la electricidad, una medida que requiere de mucha inversión y para que ésta política sea sostenible tiene que ser financieramente sostenible para el sector público y el sector privado; Si no se consigue aquello, sólo una fracción privilegiada de la población boliviana se beneficiará con las inversiones que la limitada capacidad financiera del Estado permita.

En el caso del sector eléctrico, la expansión del servicio es intensiva en capital, por lo cual sus inversiones requerirán especial cuidado. Adicionalmente, es obvio que las primeras inversiones favorecerán en forma particular a las poblaciones urbanas.

En referencia a lo descrito, el presente documento desarrolla el proceso de generación y las necesidades de modificaciones en este sector, donde actualmente se enfrentan dos grandes desafíos: “Garantizar el suministro de electricidad al Sistema Interconectado Nacional, ampliando la capacidad de generación de electricidad” y además “Exportar electricidad a los países vecinos”; Al mismo tiempo, se presenta un tercer desafío en el sector eléctrico, que tiene lugar en el sector de la distribución: “Universalizar el acceso a la energía eléctrica en el área rural de Bolivia, propuesta en el Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad””.

En este sentido, el documento se desarrolla de la siguiente forma: Primero se exponen las principales características del mercado de la generación en la electricidad, donde se da a conocer su composición y las características de las empresas generadoras, así como un análisis sobre su estructura de costos. A continuación se procede con la descripción de los desafíos que enfrenta el sector eléctrico boliviano, particularmente en la generación, tratándose de la necesidad por nuevas infraestructuras para conseguir el

abastecimiento local y así mismo poder exportar electricidad a los países vecinos, dando importancia también al desafío que representa cumplir con las metas del Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad” en el que se concluye que las empresas no tienen incentivos para suministrar este servicio en el área rural. Finalmente se presentan las conclusiones del documento.

2. LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BOLIVIA

Actualmente el sistema eléctrico boliviano tiene una serie de centrales de generación que utilizan gas natural fácilmente enlistadas, la capacidad efectiva de todas estas centrales termoeléctricas alcanza unos 800MW y se cuenta con unas centrales hidroeléctricas cuya capacidad efectiva es la mitad de dicha potencia. En resumen, el parque de generación boliviano principalmente es termoeléctrico.

a) Generación termoeléctrica

Casi toda la generación termoeléctrica en Bolivia utiliza gas natural como combustible. Otras fuentes alternativas son la biomasa proveniente de la caña de azúcar en la central de Guabirá y unidades dual-fuel, que combina el uso del diesel con el gas natural en la central Aranjuez ubicada en la ciudad de Sucre. La capacidad efectiva de generación termoeléctrica en el Sistema Interconectado Nacional es de 793.4 MW de acuerdo con el siguiente detalle:

Cuadro 1. Principales centrales termoeléctricas en el SIN

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
GUARACACHI	GUARACACHI	356,0
	KARACHIPAMPA	13,4
	ARANJUEZ	34,7
	TOTAL	404,1
BULO-BULO	BULO-BULO	82,6
ENDE	ENTRE RIOS	97,1
V. HERMOSO	CARRASCO	99,6
	VALLE HERMOSO	67,1
	TOTAL	166,7
COBEE	KENKO	17,5
GUABIRA	GUABIRA	20,7
ENDE	MOXOS	5,0
TOTAL TERMOELÉCTRICAS		793,4

Fuente: Plan de Expansión del SIN 2011-2021. CNDC. Noviembre 2010. Potencia en nodos del STI.

b) Generación hidroeléctrica

Las principales centrales hidroeléctricas que operan en el Sistema Interconectado Nacional son:

Cuadro 2. Principales centrales hidroeléctricas en el SIN

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
COBEE	ZONGO	184,8
	MIGUILLAS	20,7
CORANI	CORANI	147,0
HIDRO. BOLIVIANA	TAKESI	87,7
RIO ELÉCTRICO	YURA	18,4
SYNERGIA	KANATA	7,1
SDB	QUEHATA	1,9
TOTAL HIDROELÉCTRICAS		467,6

Fuente: Plan de Expansión del SIN 2011-2021. CNDC. Noviembre 2010. Potencia en nodos del STI.

Existen además pequeñas centrales hidroeléctricas que entregan su producción a las empresas distribuidoras y no son registradas en el cuadro anterior, por ejemplo la central de San Joaquín en el departamento de Cochabamba, con una potencia de 1,45 MW.

Para una buena comprensión, es importante mencionar que el sector de la generación es un mercado de competencia perfecta. En este sentido, la teoría económica sostiene que bajo estas condiciones, el Costo Marginal es igual al Costo Medio. Por lo tanto, la empresa que es remunerada a precios iguales al Costo Marginal cubre todos sus costos de producción, incluyendo un retorno “decente” a los recursos de inversión.

En consecuencia, si efectivamente los precios reflejan el Costo Marginal y si existen condiciones de competencia perfecta, las empresas generadoras de electricidad deberían tener ingresos que cubran todos sus costos de producción, incluyendo una correcta remuneración a la inversión ejecutada. La aplicación de precios inferiores al precio de equilibrio (P_0) resultará en desequilibrio del mercado por exceso de demanda. Si, por el contrario el precio vigente es superior al precio de equilibrio, existirá un déficit de demanda.

Desajustes o variaciones de la oferta o de la demanda también producirán desequilibrio. Un incremento de la demanda incrementará el precio de equilibrio; a su vez esta elevación del precio incentivará la ejecución de inversiones adicionales para expandir la oferta, puesto que los productores percibirán la oportunidad de lograr mayores ganancias al colocar su producto a un precio mayor. Pero eventualmente los desajustes terminarían corrigiéndose.

Sin embargo, esto no es aplicable en el caso de las centrales hidroeléctricas. Es razonable suponer que las opciones de generación de hidroelectricidad de menor costo ya han sido explotadas. Por lo tanto, los incrementos de demanda, en el largo y mediano plazo tenderán a resultar en precios de equilibrio final cada vez más altos.

Los desplazamientos simultáneos y continuos de la demanda y de la oferta deben resultar en fluctuaciones del precio de equilibrio que tendientes a incentivar nuevas inversiones otorgando rentabilidades más altas cuando existen déficits de oferta o rentabilidades menores cuando la oferta es excesiva.

En otras palabras, en condiciones de relativo equilibrio entre la demanda y la oferta, los ingresos percibidos por las empresas generadoras deberían permitirles un retorno razonable a su inversión, del orden de 10 a 12% por año. Rentabilidades superiores constituirían una

atracción fuerte a nuevas inversiones y corregirían eventuales déficits de oferta. Asimismo, rentabilidades inferiores enviarán señales negativas al potencial inversionista, manteniendo congelada la oferta.

2.1. Precios de la electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

En el mercado eléctrico se hace distinción entre la energía entregada, que se expresa en megavatios-hora (MWh) y la potencia o capacidad instantánea de generación, que se expresa en kilovatios (kW). Para simplificar esta presentación se examinan únicamente los precios monómicos, los cuales son simplemente resultado de dividir el valor monetario total de la electricidad (energía y potencia) generada, por los MWh entregados.

En el cuadro a continuación se presentan los precios monómicos correspondientes al Sistema Interconectado Nacional para el periodo Noviembre 1999 a Octubre 2009. Las cifras expresadas en US\$ por MWh han sido obtenidas de la Memoria Anual 2008 del CNDC. Para expresar estos precios en Dólares constantes se ha utilizado el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos “Consumer Price Index” publicado por el “Bureau of Labor Statistics” de los Estados Unidos, cuya base está en los años 1982-84⁴⁶. Se ha utilizado el tipo de cambio promedio de cada periodo para convertir esas cifras a Bs por MWh. De acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor elaborado por el Instituto Nacional de Estadística, base 2007, se ha calculado el precio monómico expresado en Bs constantes del año 2007

Cuadro 3. Precio Monómico De La Electricidad En El SIN

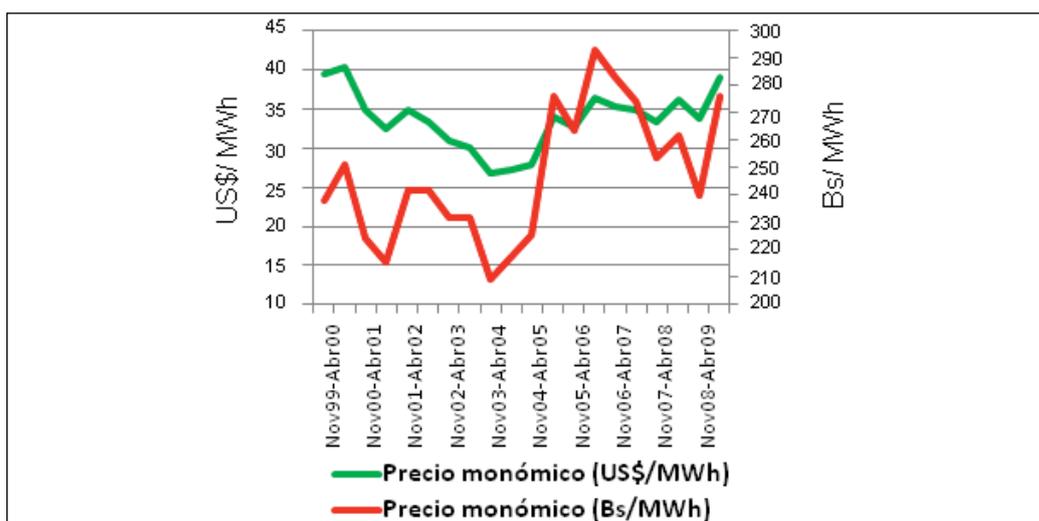
	Nov99-Abr00	May00-Oct-00	Nov00-Abr01	May01-Oct-01	Nov01-Abr02	May02-Oct-02	Nov02-Abr03	May03-Oct-03	Nov03-Abr04	May04-Oct-04	Nov04-Abr05	May05-Oct-05	Nov05-Abr06	May06-Oct-06	Nov06-Abr07	May07-Oct-07	Nov07-Abr08	May08-Oct-08	Nov08-Abr09	May09-Oct-09
Precio monómico (US\$/MWh)	39,4	40,3	34,9	32,4	34,9	33,4	30,9	30,1	26,7	27,3	28	34,1	32,7	36,4	35,3	34,8	33,4	36,2	33,9	39,1
Tipo de cambio promedio	6,05	6,23	6,42	6,66	6,93	7,23	7,51	7,69	7,84	7,97	8,07	8,09	8,07	8,06	8,02	7,88	7,59	7,24	7,07	7,07
Precio monómico (Bs/MWh)	238	251	224	216	242	241	232	231	209	218	226	276	264	293	283	274	253	262	240	276
IPC	72,6	75,0	75,8	75,3	75,6	76,2	77,4	79,0	80,7	82,3	84,5	86,6	88,5	90,5	93,3	98,5	107	113	115	115
Precio monómico Bs constantes del año 2007	328	334	296	287	320	317	300	293	259	265	267	318	298	324	303	278	238	231	208	239
CPI	170	173	176	178	179	181	182	184	187	190	193	197	201	202	205	208	213	217	215	215
Precio monómico US\$ constantes del año 82-84	23,2	23,3	19,8	18,2	19,5	18,5	16,9	16,3	14,3	14,4	14,5	17,3	16,3	18,0	17,2	16,7	15,7	16,7	15,8	18,2

Fuentes: Memoria Anual 2008 CNDC y Estadísticas del INE. Los datos del CPI fueron obtenidos de www.bls.gov/cpi/#tables; "Table Containing History of CPI-U U.S."

El gráfico a continuación muestra la evolución de los precios monómicos percibidos por las empresas generadoras en el mercado eléctrico boliviano, expresados en Bs constantes del año 2007 y en Dólares Americanos de los años 82-84.

46 Se utilizó el promedio aritmético de los índices de precios al consumidor del inicio y fin de cada periodo.

GRÁFICO 1. PRECIOS MONÓMICOS COVRIENTES A NIVEL DE GENERACIÓN



Fuente: CNDC 2009

Al examinar los precios reales expresados en US\$ se verifica que existió una tendencia descendente desde el año 2000 hasta el año 2004, de valores del orden de 23 US\$/MWh a 15 US\$/MWh. A partir del año 2004 los precios se elevan ligeramente y se mantienen en torno a 17 US\$/MWh. Este resultado es un indicador de un funcionamiento correcto del mercado eléctrico en el periodo 2000 – 2004 cuando los elevados niveles de reserva ocasionaron un descenso en los precios; sin embargo, a partir del año 2004 el mercado eléctrico operó en forma deficiente ya que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente.+

Cuando se expresa la tarifa en Bs. constantes del año 2007 el resultado es similar, si bien muestra un repunte de precios en los años 2004, 2005 y 2006, elevando el precio de 260 a 320 Bs/MWh, a partir del año 2006 la tarifa percibida por las empresas generadoras desciende de 320 a menos de 220 Bs/MWh. Nuevamente, esta evolución constituye una señal de funcionamiento deficiente del mercado eléctrico.

2.2. Rentabilidades registradas

Se examinaron los Estados Financieros de las empresas eléctricas generadoras: Valle Hermoso, Guaracachi, Corani, Hidroeléctrica Boliviana, Bulo – Bulo y Kanata. El período de análisis es desde el año 2000 hasta el año 2008. Sin embargo en algunos casos no ha sido posible acceder a la información correspondiente para los primeros años.

Cuadro 4. Estados Financieros Disponibles

Empresa	Período
Valle Hermoso	2000 – 2008
Kanata	2000 – 2008
Guaracachi	2001 – 2008
Hidroeléctrica Boliviana	2001 – 2008
Corani	2000 – 2008
Bulo – Bulo	2001 – 2008

Fuente: Elaboración propia, con datos del CNDC

Se examinó la rentabilidad a los Activos Totales (Return on Assets, ROA). Las rentabilidades percibidas muestran rangos de variación notables en las empresas Valle Hermoso, Hidroeléctrica Boliviana y Bulo-Bulo. Estas bruscas variaciones de la rentabilidad no pueden ser explicadas por cambios en los precios de venta de la electricidad ni tampoco por variaciones en los costos de producción.

En el caso de la empresa Valle Hermoso, la baja rentabilidad del año 2001 es resultado de un ajuste contable: se disminuyó el patrimonio en 16 millones de dólares debido a que las 4 turbinas a gas natural dejaron de operar en la planta de Valle Hermoso.

Hidroeléctrica Boliviana registró una elevada rentabilidad el año 2007 gracias a ingresos provenientes de la venta de Certificados de Carbono con un valor de 10 millones de Bolivianos y el ajuste por inflación de 66 millones de Bolivianos, que a partir del año 2007 se efectúa utilizando como índice de re expresión la Unidad de Fomento a la Vivienda (UFV) en vez de la cotización oficial del dólar americano. El año 2008, su ajuste por inflación fue también elevado, de 70,8 millones de Bolivianos, aunque su impacto fue amortiguado por un gasto extraordinario de 71,6 millones de Bolivianos correspondientes a la amortización de gastos por emisión de bonos. Finalmente, el año 2005 Hidroeléctrica Boliviana redujo significativamente sus gastos financieros, en comparación con los años 2004 y 2006, lo cual explica su rentabilidad relativamente más favorable.

La empresa Bulo-Bulo registró rentabilidades relativamente bajas en todo el periodo, excepto por los años 2008 y 2006. Los resultados más favorables del año 2008 se originan en el rubro “otros ingresos” por un monto de 49 millones de Bs, provenientes principalmente del ajuste por inflación de 27 millones (a UFV’s) y la “diferencia de cambio” de 16 millones de Bs. Los resultados del año 2006 son también relativamente positivos gracias a ingresos extraordinarios por cobro de un seguro por un monto de 8,7 millones de Bolivianos.

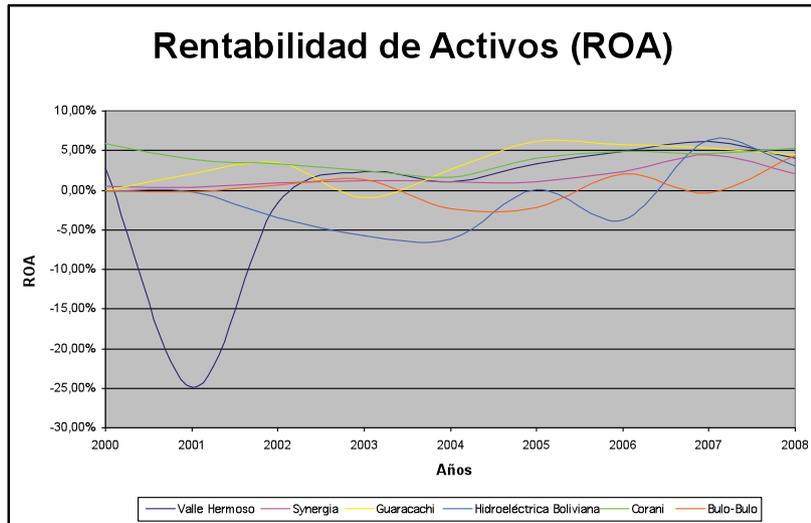
Cuadro 5. Rentabilidad de Activos Totales de las Empresas Generadoras

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Valle Hermoso	2,77%	-24,83%	-1,68%	2,32%	1,13%	3,40%	4,84%	6,12%	4,04%
Synergia	0,47%	0,32%	0,97%	1,18%	1,09%	1,09%	2,33%	4,41%	2,01%
Guaracachi	N.D.	1,99%	3,43%	-0,96%	2,61%	6,20%	5,70%	5,37%	4,49%
Hidroeléctrica Boliviana	N.D.	-0,16%	-3,54%	-5,72%	-6,22%	0,14%	-3,79%	6,28%	3,02%
Corani	5,92%	3,96%	3,37%	2,55%	1,62%	4,02%	4,85%	4,59%	5,35%
Bulo-Bulo	N.D.	-0,22%	0,61%	1,28%	-2,34%	-2,17%	2,09%	-0,39%	4,30%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNCD

Si se excluye los casos arriba citados, causados por eventos particulares que afectaron los resultados financieros, se puede afirmar que las rentabilidades se mantuvieron en un rango entre 0 y 10% durante todo el periodo.

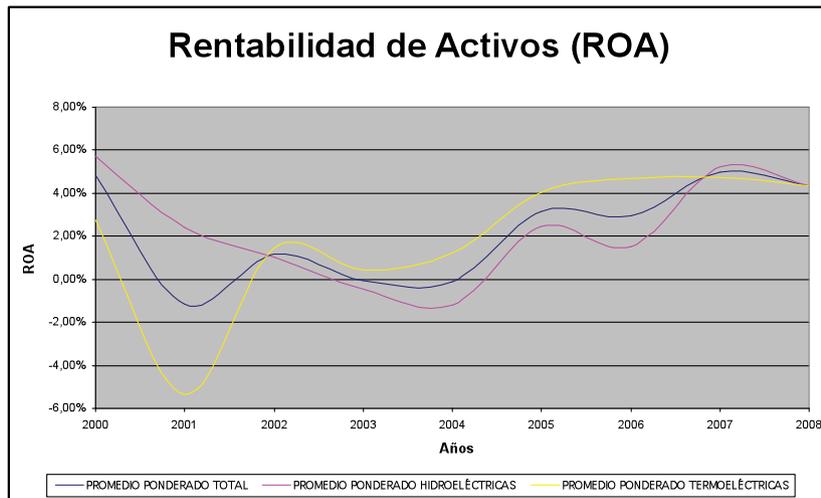
GRÁFICO 2.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Para aclarar el análisis se calculó la rentabilidad del promedio ponderado de todas las empresas, con los resultados que se presentan en los siguientes gráficos⁴⁷:

GRÁFICO 3.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Se verifica una tendencia hacia rentabilidades más altas que se inicia el año 2004. Este resultado ratifica la impresión inicial de una operación correcta del mercado eléctrico que ante una amenaza de insuficiente oferta procura atraer nuevas inversiones elevando el precio y por ende la rentabilidad.

Sin embargo, a pesar de registrar rentabilidades más altas, las mismas son insuficientes para atraer nuevas inversiones ya que permanecen en valores inferiores al 10% anual, y por debajo del 5% anual si se considera la rentabilidad, en este sentido que estos incrementos de precio

47 La rentabilidad promedio fue calculada sumando la utilidad de todas las empresas y dividiendo por el valor del activo total.

y de rentabilidad fueron insuficientes para atraer nuevas inversiones. En consecuencia se evidencia que el mercado eléctrico intenta operar correctamente elevando las rentabilidades pero no logra el ajuste necesario para elevar los precios reales y elevar las rentabilidades a niveles suficientes como para inducir la ejecución de nuevas inversiones.

2.3. Remuneración percibida e inversión correspondiente

Un modo alternativo de examinar el grado de atracción de nuevas inversiones para la generación hidroeléctrica es partir de los ingresos percibidos de acuerdo con las tarifas de energía y potencia vigentes. Luego, deducir de estos ingresos el costo de operación, mantenimiento, y administración para determinar el ingreso disponible como retorno a la inversión. En este análisis se excluyen los costos financieros, otros gastos y otros ingresos.

Las tarifas vigentes que perciben los generadores varían según el nodo. Una tarifa relativamente alta es la que percibe la empresa Kanata, que es de 59,266 Bs por kW, cada mes, y 152,006 Bs por MWh. Estas mismas tarifas, sin impuestos IVA, son de 51,56 Bs por kW, cada mes, y 132,25 Bs por MWh⁴⁸.

Suponiendo una central hidroeléctrica de 1 MW de potencia y un factor de planta de 30% (que corresponde aproximadamente a Kanata) se obtienen ingresos anuales de 347.540 Bs por energía y 618.737 Bs por concepto de potencia, arrojando un ingreso total de 966.277 Bs por año. Este monto anual, mantenido permanentemente, correspondería a una inversión de 8.052.312 Bs suponiendo una rentabilidad o interés anual de 12%. Con un tipo de cambio de 7,07 Bs por US\$, esta inversión equivale a 1.139 US\$ por kW de potencia. En otras palabras, si una central hidroeléctrica no tuviese ningún costo de operación, mantenimiento, administración, depreciación, ni tampoco pagase impuestos a las utilidades de empresas, ni contribuciones a la Tarifa Dignidad, y tuviese un factor de planta de 30%, estaría en condiciones de pagar una inversión de hasta 1.139 US\$ por kW para obtener una rentabilidad de 12% por año.

Si la empresa hidroeléctrica tiene costos de anuales operación, mantenimiento, administración equivalentes al 50% del ingreso, la inversión que podría cubrirse ascendería a sólo 569 US\$ por kW. No es razonable suponer que exista una empresa sin los mencionados costos anuales. De acuerdo con los Estados Financieros de las empresas eléctricas generadoras correspondientes a los años 2000 - 2008 los costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración, excluyendo costos financieros, IUE, y otros gastos, equivalen a un porcentaje de los ingresos por venta de electricidad que está en un rango entre un mínimo de 48% (Corani, año 2000) y valores que sobrepasan el 100% y por lo tanto significan pérdidas en lugar de utilidades.

Como es de esperar, los costos ocupan porcentajes mayores en el caso de las empresas termoeléctricas cuya inversión inicial es relativamente menor, pero cuyos costos operativos incluyen la compra de combustible.

48 Tarifas vigentes a octubre del año 2009. Transacciones Económicas Octubre 2009. CNDC.

Cuadro 6. (Costo de ventas+Costos operativos)/Ingreso total

Empresa	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Valle Hermoso	101%	113%	102%	82%	102%	86%	83%	81%	96%
Synergia	64%	60%	50%	54%	63%	58%	54%	58%	71%
Guaracachi	ND	85%	85%	94%	79%	76%	86%	85%	94%
Hidroeléctrica Boliviana	ND	315%	100%	93%	94%	88%	120%	74%	69%
Corani	48%	56%	49%	52%	66%	53%	51%	60%	67%
Bulo-Bulo	ND	65%	72%	74%	89%	86%	79%	79%	117%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Por otra parte, cada empresa hidroeléctrica tiene un factor de planta distinto. A mayor factor de planta mayor será la energía generada por kW disponible y mayor será la inversión que puede pagarse por kW. En efecto, si bien la empresa Kanata tiene un factor de planta del orden de 30%, Hidroeléctrica Boliviana tiene un factor de planta entre 30 y 40% aproximadamente, y Corani tiene un factor de planta del orden de 66%. En consecuencia, es necesario tomar en cuenta este factor para calcular la inversión que podría financiarse con las tarifas eléctricas vigentes a nivel de generación.

En conclusión, es necesario responder a dos interrogantes. Primero, qué sucede si la empresa eléctrica tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración distintos al 50% de sus ingresos por venta de electricidad. En segundo lugar, cuál será el impacto si la empresa tiene un factor de planta distinto al 30%.

Para responder a estas dos interrogantes se realizó un análisis de sensibilidad suponiendo que la empresa tiene costos de operación, mantenimiento, depreciación y administración equivalentes a un rango entre 40% y 75% de sus ingresos; además si tiene un factor de planta entre 30% y 85%.

Cuadro 7. Inversión Rentable Por Kw De Potencia (Us\$/Kw)

		Gastos como porcentaje del ingreso								
		40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	
Factor de planta	30%	603	626	568	513	456	398	342	285	Kanata
	35%	724	664	604	543	483	423	362	302	H. Boliviana
	40%	765	702	638	574	510	448	383	319	
	45%	806	739	672	605	538	470	403	336	
	50%	847	777	706	635	565	494	424	353	Corani
	55%	888	814	740	668	592	518	444	370	
	60%	929	852	774	697	619	542	465	387	
	65%	970	889	808	728	647	565	485	404	
	70%	1.011	927	843	758	674	590	506	421	
	75%	1.052	964	877	788	701	614	526	438	
	80%	1.093	1.002	911	820	729	638	547	455	
	85%	1.134	1.039	945	850	756	661	567	472	

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

El cuadro anterior muestra un valor máximo de inversión de 1.134 US\$ por kW para una central hidroeléctrica que posee un factor de planta de 85% y cubre todos sus costos operativos con sólo el 40% de sus ingresos; valores mínimo de 285 US\$ por kW cuando el factor de planta es de sólo 30% y sus costos operativos cubren el 75% de sus ingresos. En valores intermedios (resaltados en amarillo) pueden aproximadamente ubicarse las centrales eléctricas de Kanata (factor de planta 30%, costos 50% del ingreso); Corani (factor de planta 65%, costos 65% del ingreso); e Hidroeléctrica Boliviana (factor de planta 40%, costos 70%). Es decir, se verifica que con los precios vigentes en el mercado eléctrico, las más importantes centrales hidroeléctricas de Bolivia no están en condiciones de financiar costos de inversión superiores a los 600 US\$ por kW, si quieren tener rentabilidades del orden de 12% por año.

3. Desafíos en la Generación y el Abastecimiento de Electricidad

3.1. Primer Desafío: Garantizar el suministro de electricidad al Sistema Interconectado Nacional.

En el desarrollo de largo plazo se observa que se ha hecho la planificación del sector eléctrico usando las herramientas convencionales del sector de hidrocarburos. Se ha hecho una planificación pro-óptima, de acuerdo con la perspectiva del país tomando en cuenta los costos de oportunidad del gas natural y tenemos las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes comprometidas en los próximos años.

Cuadro 8. Generadores comprometidos en los próximos años

FECHA	CENTRAL	MW
Ene-12	San Jacinto, La Tablada y SECCO en Tarija*	33,5
Oct-12	Ciclo Combinado Chaco	124,9
May-13	Guabirá y Yane	38,2
Jun-14	Hidroeléctrica Misicuni, primera Fase	80,0

* Son generadores existentes que serán conectados al SIN

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDG

Si se añade la primera fase del proyecto Misicuni (102 millones de dólares) y el ciclo combinado en Santa Cruz (165 millones de dólares), la inversión total se eleva a 2.050 millones de dólares; es decir, se requiere invertir aproximadamente 200 millones de dólares por año en proyectos de generación de electricidad para satisfacer la demanda prevista; monto que no incluye inversiones en el sistema de transmisión de electricidad ni tampoco en la red de gasoductos. Es decir, se requieren inversiones realmente cuantiosas, no serán como las del sector hidrocarburos, pero para Bolivia las inversiones requeridas son importantes.

Cuadro 9. Nuevos generadores previstos a mediano plazo

LOCALIZACIÓN	CENTRAL	FECHA DE INGRESO	INVERSIÓN (millones US\$)*	INVERSIÓN (US\$/kW)	MW
La Paz	Térmica a gas	Jun-11	14,90	801	18,6
Tarija	Térmica a gas	Ene-12	24,90	668	37,3
La Paz	Térmica a gas	Abr-12	14,90	801	18,6
Santa Cruz	Ciclo combinado	Jun-13	165,10	1.203	137,2

Cochabamba	Hidroeléctrica San José	Oct-14	137,60	1.166	118,0
Potosí	Geotermal, Laguna Colorada	Ene-15	289,80	2.898	100,0
La Paz	Hidroeléctrica Tangara y Vilcara	Ene-16	167,10	612	273,0
La Paz	Hidroeléctricas río Unduavi	Ene-17	50,00	1.111	45,0
Cochabamba	Hidroeléctrica Misicuni, Fase 2	Ene-17	83,90	2.098	40,0
Santa Cruz	Hidroeléctrica Rositas	Ene/Dic-19	834,80	1.670	500,0
TOTAL			1.783,00	1.385	1.287,7

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

El costo de oportunidad del gas natural se ha estimado para diferentes años en el futuro, así por ejemplo el año 2010 el costo de oportunidad social del gas fue de \$us/MMBTU 4.39 y se prevé que se eleve hasta \$us/MMBTU 7.00 el año 2020, dólares constantes.

Cuadro 10. Costo de oportunidad del Gas Natural.

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Costo de Oportunidad Social (\$US/MMBTU)	4,39	4,7	5,06	5,47	5,82	6,08	6,32	6,53	6,73	6,88	7	7,09

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

En resumen la composición porcentual de los nuevos proyectos previstos en este periodo de 10 años indica que 12.3% son proyectos termoeléctricos, mientras que los proyectos hidroeléctricos, geotérmicos o de biomasa representan 87.7% de los proyectos, siendo estos proyectos de energías renovables. Como lo muestra el siguiente cuadro.

Cuadro 11. Composición de las nuevas generadoras

	INVERSION		CAPACIDAD	
	(Millones US\$)	(%)	MW	%
Térmico	219,80	12,3%	211,70	16,4%
Hidro, Geotérmico y Biomasa	1.563,20	87,7%	1.076,00	83,6%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

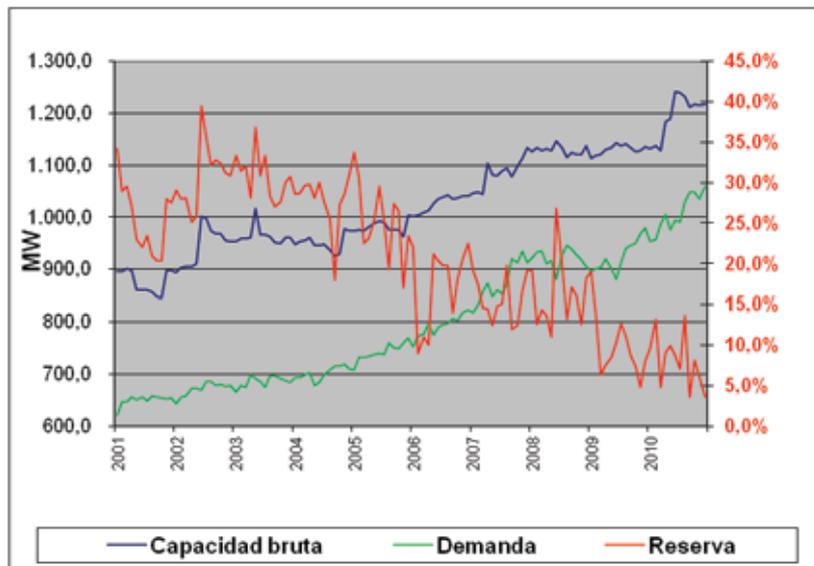
Es decir que se trata de un plan de cambio de matriz energética, pero un cambio distinto al propuesto para el sector de hidrocarburos, siendo que en este sector el cambio de matriz energética perfila una tendencia a utilizar menos gas y disponer de ese gas natural para la exportación.

Es importante resaltar que en el Corto Plazo, el mercado eléctrico mayorista requiere condiciones de equilibrio Demanda/Oferta instantáneas, puesto que la Demanda y la Oferta se modulan constantemente de hora en hora. La operación en condiciones de seguridad según los especialistas en la materia, recomiendan una reserva de por lo menos 10% para responder a determinadas fallas y mantenimientos esporádicos que deben realizarse. Al revisar los niveles de demanda, oferta y reserva históricos desde el año 1999 hasta la actualidad, se

observa una evolución de la demanda desde el año 2001, las reservas llegaban al 30%, pero desde el año 2006 ha empezado una declinación de las reservas, se podría decir que estas reservas eran exageradas desde el punto de vista económico, dado que Bolivia es un país pobre en recursos de inversión, y bajar a niveles menores al 10% es peligroso, situación que actualmente está sucediendo.

En la gráfica a continuación se muestra la evolución de los márgenes de reserva y la capacidad de generación disponible, donde se observa que el margen de holgura entre ambas tendencias cada vez disminuye, especialmente en los últimos años. Por ejemplo, en el año 2010 el margen de holgura apenas representaba un 5%; en este sentido un dato crítico es el nivel de reserva obtenido en el mes de diciembre del 2010, el cual llegó a 3%.

GRÁFICO 4. MÁRGENES DE RESERVA; SIN
ENERO 2001- DICIEMBRE 2010



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Por este motivo, un plan de emergencia del gobierno, instaurado por la urgente necesidad de remediar esta situación, está haciendo grandes esfuerzos por añadir capacidad de generación y se han lanzado nuevos proyectos. El cuadro 7 presenta los montos necesarios para las inversiones, así como la potencia que añadirán y el plazo en el que se ejecutarán. Se observa que se están invirtiendo poco más de 170 millones de dólares para responder al problema del racionamiento.

Cuadro 12. Plan de Emergencia

PLANTA	INVERSIÓN [MMUSD]	POTENCIA EFECTIVA [MW]	PLAZO [MESES]
CARRASCO UNIDAD MOVIL	26,5	24	3.3
KENKO UNIDAD MOVIL	26,5	17,5	4.5
VALLE HERMOSO	38,5	40,82	12.5
KENKO	46,5	32,15	13.0
TOTAL CONTRATACIÓN	138	114,47	
IMPUESTOS Y OTROS (estimados)	38,2		
TOTAL	176,2	114,47	
COSTO UNITARIO USD/kW		1.538	

Fuente: Elaboración propia

Entonces las opciones que existen para el futuro son: aquella que consiste en continuar con la subvención al gas natural, entregarle el gas natural al sector eléctrico a precios subvencionados, manteniendo las tarifas eléctricas congeladas, además de mantener la rotación del sector jerárquico en la autoridad de electricidad, que es el regulador, y hacer del estado a través de la subvención estatal el encargado de las nuevas inversiones, puesto que con tarifas eléctricas bajas se hace financieramente inviable la construcción de centrales hidroeléctricas; o la opción de cambio, que radica en sincerar el precio del gas natural, elevándolo no necesariamente a 10, sino a 4 o 5 dólares el millar de pies cúbicos; además, se debe contratar personal calificado para el sector eléctrico, abrir el mercado a nuevas inversiones del sector privado y buscar austeridad y profesionalidad en las inversiones del sector público, estas soluciones son factibles ya que históricamente se hizo cuando se creó la empresa nacional de electricidad.

En el corto plazo, se debe realizar las siguientes acciones correctivas: 1) Se debe promulgar una nueva ley de electricidad, 2) Se debe ejecutar con la mayor eficiencia posible el programa de emergencia para ampliar la capacidad de generación y terminar con los racionamientos. 3) Generar un debate interno a nivel gobierno entre diferentes grupos para llegar a un consenso sobre cuál debería ser las políticas energéticas a implementarse estudiando además los riesgos de conflictos sociales frente a posibles ajustes tarifarios. Siendo este último punto importante puesto que varios expertos y analíticos del tema, mencionan que el precio de la electricidad debería ser por lo menos el doble del actual.

3.2. Segundo Desafío. La electrificación Rural

El segundo desafío del sector trata de la electrificación rural. Si bien se ha estado avanzando desde el 2001 hasta el 2008, la cobertura en el área rural ha subido desde un 24% hasta un 44% y el objetivo del gobierno es llegar al 100% en el año 2025.

El problema en este tema radica en el bajo consumo, el cual se puede observar en el cuadro siguiente. En el área rural, el consumo promedio es de 23 KW-h por mes en el sector residencial, datos de un proyecto de la empresa distribuidora en Cochabamba, y son representativos de la mayor parte del área rural boliviana. En la electrificación rural los costos de operación son muy altos y la recaudación de la empresa distribuidora es insuficiente para poder viabilizar la electrificación rural, por lo que que el estado tiene que subvencionar esta inversión. Para llegar a la meta de 100% en el año 2025, como lo menciona el Programa “Electricidad para Vivir con Dignidad”, se tiene que hacer 220.000 conexiones; estimando los costos la suma total requerida es de 1000 millones de dólares, y aún si el estado paga el 100% de la inversión, no es rentable, dado que no cubre costos para empresas distribuidoras. Entonces se necesita un bono adicional que se calcula en el orden de \$us. 25 por cliente cada año o una suma mes del orden \$us 227 dólares y una inversión cuantiosa.

Cuadro 13. Consumo del servicio eléctrico en el área rural

Categoría	Cientes	Consumo (kWh/mes)	Consumo esp. (kWh/mes)
Domiciliaria	5.327	120.534	22,6
General	382	66.048	172,9
Industrial	2	68.254	34.127
Al. Público	12	75.873	6.322,8
Otros	9	1.066	118,4
Total	5.732	331.775	57,9

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Los costos de operación, excluyendo el costo de inversión, son superiores a los ingresos. En promedio la empresa distribuidora pierde \$us 25,22 por cliente, cada año, con la inversión subsidiada en 100%, lo que se resumen en el siguiente cuadro:

Cuadro 14. Costos de operación en proporción a los ingresos

Evaluación a Diciembre de 2008	Unidades	Cliente			Promedio
		Domiciliario	Industrial	Comercial	
Margen operacional (TC= 7,07 Bs./\$US)	\$US/año	(31,50)	198,75	61,20	(25,22)
Valor Actual del margen operacional (25 años; 10,1%)	\$US	(283,74)	1.790,27	551,29	(227,16)

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

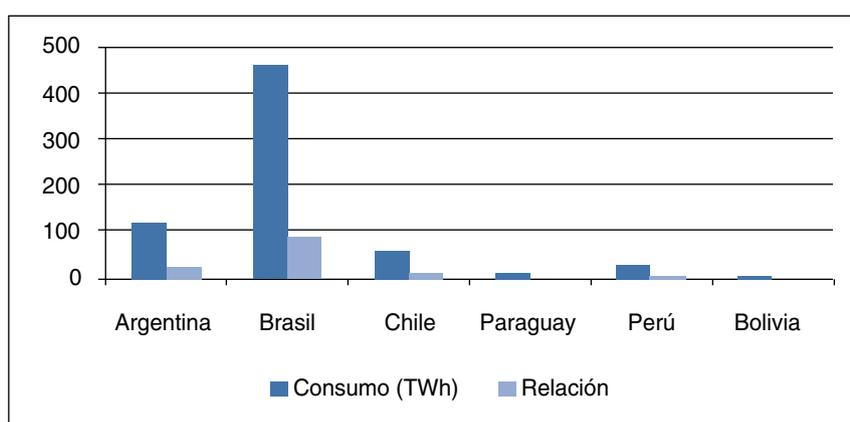
Entonces se requieren grandes inversiones y es imperativo ejecutar inversiones eficientemente, comenzando por eliminar las distorsiones de precios. Las empresa públicas y privadas tienen que ser financieramente sostenibles generando recursos para cumplir sus costos de inversión, además existen otros obstáculos que las empresas públicas y privadas tienen, como por ejemplo las empresas privadas deben tener libertad para poder actuar sin intervención estatal que introduzca elementos de incertidumbre.

En el sector público la empresa nacional de electricidad necesitará contar con acceso oportuno a recursos de inversión, la supresión de restricciones salariales que les impidean contratar personal capacitado y ser libres de presiones políticas en sus decisiones de contratación de bienes y servicios, tener recursos de inversión y a su vez, la gerencia de ENDE tiene que ser la responsable de alcanzar metas prefijadas.

3.3. Tercer Desafío. Exportación de Electricidad.

Finalmente, el tercer desafío del sector es la exportación de electricidad, el consumo eléctrico de Bolivia es 5 TW-hora por año, y comparando este consumo con el consumo de los otros países y la relación existente se observa que por ejemplo Brasil consume casi 90 veces más energía que Bolivia, Argentina 20 veces, Chile 11 veces, Perú 5 veces, entonces Bolivia es un pigmeo al lado de sus vecinos en el tema energético.

GRÁFICO 5. TAMAÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE LOS PAÍSES VECINOS.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Acorde al potencial, es posible observar asimismo que las tarifas eléctricas en Bolivia son inferiores a las tarifas en los países vecinos, como se muestra en el siguiente.

Cuadro 15. Tarifa al consumidor en el mercado eléctrico de los países vecinos.

Tarifa al consumidor final \$us cent/ kWh	Residencial	Comercial	Industrial
Argentina	9,72	6,3	6,4
Brasil	19,06	16,64	12,37
Chile	13,06	13,98	8,53
Paraguay	6,17	6,58	4,14
Perú	12,4	10,02	7,31
Bolivia	6,72	10,14	4,68

Fuente: Elaboración propia en base a datos del CNDC

Los Costos Marginales de la energía eléctrica en Bolivia son inferiores a los otros países, a precios regulados. En un estudio de las Naciones Unidas se mostraba la posibilidad de exportar electricidad analizando el costo marginal

de la energía eléctrica, pero con precios subvencionados se puede ver que Bolivia tiene los costos marginales más bajos de la región, sin embargo esto se debe a que usa gas natural subvencionado para la generación de esta energía. En países como Chile, donde no existe subvención, se tienen costos marginales mucho más altos, entonces esta imagen artificial simula que existe un gran potencial de exportación, pero esto sería una exportación ficticia porque en vez de venderles electricidad, se estaría regalando gas a un precio de 1 dólar con 30 ctvs.

Tomando en cuenta el costo de oportunidad del gas natural, Bolivia y Chile pueden intercambiar energía en torno a los 65 US\$/MWh. Es decir que para exportar electricidad, Bolivia debe generar electricidad a un costo económico inferior al de los países vecinos (sincerando el precio del gas natural). El mercado geográficamente más próximo es el SING-Chile que permitiría flujos bi-direccionales de electricidad.

Actualmente, existe un potencial de exportación de energía eléctrica en Bolivia, que yace en el potencial hidroeléctrico existente en el Rio Madera, que es un potencial muy alto sin embargo se debe tomar en cuenta que se están construyendo grandes represas en Brasil, con precios que estarán a la orden de \$us. 40 y 45 por KW-hora, precios de subasta, entonces el éxito de la exportación yace en que el Proyecto de Cachuela esperanza debe generar energía menores precios para hacer factible la exportación de energía, entonces tenemos que tener costos económico inferiores tomando en cuenta el precio correcto del gas natural para no transferir subvenciones a otros países, los proyectos del Rio madera son sin duda interesantes, aunque debe tomarse en cuenta que requieren de cuantiosas inversiones, inversiones de aproximadamente 3000 millones de dólares, cuya energía producida seria en un 98% para venderla al extranjero, debido a la baja demanda en esta región nacional. Entonces se estaría sujeto a un solo cliente que estaría obligado a comprar, y eso sin duda es muy riesgoso, cualquier empresario sabe eso, la mejor decisión en este caso consiste en realizar que el comprador sea el inversor, para asegurar así que después no van a haber problemas.

4. CONCLUSIONES

El sector eléctrico boliviano requerirá inversiones importantes en los próximos años. Para lograr un despegue económico, es imperativo que dichas inversiones sean ejecutadas eficientemente.

Una de las condiciones que se requiere para lograr eficiencia en el uso de los recursos es eliminar las distorsiones de precios (gas natural).

Tanto las empresas públicas como las privadas deben obtener retornos razonables a sus inversiones, que les permitan generar nuevos recursos de inversión para continuar con la expansión del servicio eléctrico.

Existen otros obstáculos adicionales que enfrentan las empresas públicas y privadas que dificultan lograr eficiencia. Estos son mencionados a continuación:

Las empresas privadas necesitan:

- Libertad de intervención estatal en el mercado eléctrico ya que la misma introduce elementos de incertidumbre que ahuyentan inversiones privadas.

Las empresas públicas necesitan:

- Acceso oportuno a recursos de inversión
- Supresión de restricciones salariales que les impiden contratar personal capacitado
- Libertad de presiones políticas en sus decisiones de contratación de bienes y servicios.
- Responsabilidad de alcanzar metas pre-establecidas (accountability)

Para facilitar la instalación de generación térmica, se podría remunerar a la generación instalada en altura de manera diferente a objeto de compensar las pérdidas.

La electrificación rural no es atractiva para las empresas distribuidoras, incluso si el 100 % de la inversión es asumida por el Estado.

Se requiere invertir más de \$us 1.000 millones para universalizar el servicio eléctrico en el área rural.

ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN BOLIVIA

Javier Aliaga Lordemann
Lea Franziska Buch
Adriana Bueno Lanchez

1. INTRODUCCIÓN

El esquema institucional vigente en el sector eléctrico boliviano, determina que la producción de electricidad está segmentada verticalmente en tres actividades: generación, transmisión y distribución. Todas las empresas participantes son reguladas por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad. Por su naturaleza de monopolios naturales, la distribución y la transmisión de electricidad son reguladas otorgándoles una rentabilidad garantizada. En cambio, para la generación de electricidad, se supone la existencia de condiciones de Competencia Perfecta. Por esta razón, la generación de electricidad busca responder a los mecanismos del mercado, estableciendo tarifas a Costo Marginal para la potencia y la energía entregadas.

Debido al tipo de regulación, los precios con los que se remunera al distribuidor y al transportador son relativamente estables. En cambio, los precios pagados en el mercado eléctrico de generación tenderán a oscilar: mayores precios cuando la demanda crece en relación a la oferta, menores precios cuando la demanda es inferior a la oferta y precios estables si la demanda y la oferta crecen en la misma proporción. En conclusión, mientras que el sector de distribución y el sector de transmisión de electricidad enfrentan condiciones financieras estables, el sector de generación es sujeto a incertidumbre en lo que a sus rentabilidades se refiere.

En este marco, la política del gobierno de reducir tarifas al consumidor final perjudica en forma especial al sector de generación, cuyas rentabilidades se ven reducidas. Este impacto es particularmente negativo en el caso de las empresas hidroeléctricas, puesto que los bajos precios del gas natural empleado para generar electricidad reducen el precio de la energía y por lo tanto sus ingresos. Esta subvención al gas natural no perjudica a los que generan electricidad con unidades térmicas puesto que se benefician de dicha subvención, el resultado es una paralización casi total en las inversiones en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, incrementando el porcentaje de la generación por medios térmicos que utilizan recursos no renovables, lo cual va en dirección opuesta a la política del gobierno de modificar la matriz energética promocionando la utilización de energías renovables como “una de las aristas principales de su política”.

El objetivo de este trabajo es analizar la infraestructura disponible del sector eléctrico, así como las condiciones técnicas y económicas para apuntalar la generación eléctrica con

energías renovables. Para tal efecto el documento presenta la siguiente estructura. En la segunda sección se presenta infraestructura disponible y capacidad técnica de la generación de electricidad, en la tercera sección se presenta precios de energía y tarificación. En la última sección se dan a conocer las principales conclusiones y recomendaciones.

2. INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE Y CAPACIDAD TÉCNICA

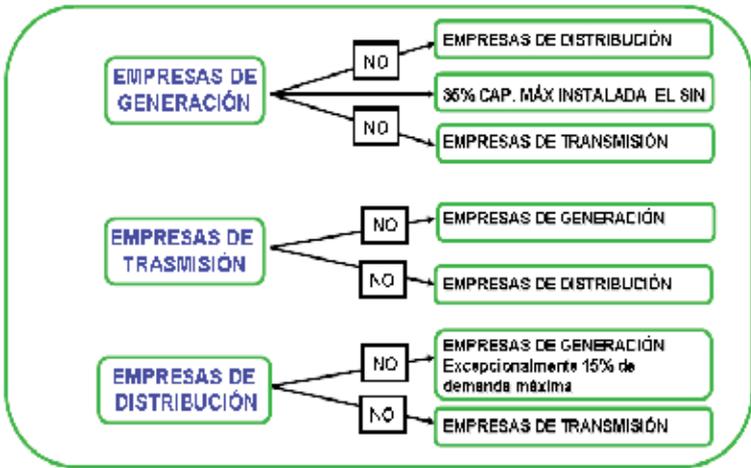
Descripción general del sector de la electricidad

El sector eléctrico de Bolivia está conformado por: (1) el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que en 2009 representa el 81,6% de la capacidad instalada y el 88% de la generación del país. Su red tiene una longitud de 1,900 km, que cubre la parte central y sur del país (i.e. La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Beni); (2) los Sistemas Aislados, los Sistemas Aislados Menores y los Auto-productores de la red – los diversos productores y plantas generadoras independientes cubren las zonas norte y oeste del país.

La Ley de Electricidad establece que las empresas que constituyen el SIN deben estar desagregadas verticalmente en empresas de generación, transmisión y distribución, dedicadas exclusivamente a una sola de estas actividades, evitando la vinculación de propiedad directa e indirecta entre éstas. En este sentido, operan de forma coordinada e integrada en el suministro de energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Potosí, Chuquisaca y Beni.

En el sector de la generación, con el objetivo de promover la competencia, las empresas no pueden ser propietarias de más de 35% de la capacidad instalada del SIN (Véase, Gráfico 1). Actualmente, esta desintegración vertical, está siendo modificada con la asignación de funciones de generación, transmisión y distribución a la Empresa Nacional de Electricidad ENDE. Aunque la transmisión y la distribución, por su naturaleza, son en realidad monopolios regulados.

GRÁFICO 1: ESTRUCTURA DE LAS EMPRESAS EN EL SIN



Fuente: Superintendencia de Electricidad (2006)

Desde otro punto de vista, el SIN está conformado por los mercados eléctricos mayorista y minorista. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), está conformado por empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados; mientras que el Mercado Eléctrico Minorista, está conformado por empresas de distribución y consumidores regulados (Véase, Gráfico 2).

GRÁFICO 2: ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO



Fuente: Superintendencia de Electricidad (2005)

Respecto del funcionamiento del mercado, se establece que las transacciones de compra y venta de electricidad en el MEM pueden realizarse a través del mercado de contratos, en función a los precios definidos en los contratos de suministro y en el mercado spot, donde las transacciones se realizan a corto plazo, de acuerdo a precios que se definen cada hora⁴⁹. En general las distribuidoras y los consumidores no regulados efectúan sus compras en el mercado spot (Véase, Gráfico 3).

GRÁFICO 3: FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO



Fuente: Superintendencia de Electricidad (2006)

El Segmento De Generación

La estructura del sistema de generación de electricidad del SIN está conformado por un conjunto de empresas, tanto termoeléctricas como hidroeléctricas, distribuidas en las ciudades de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Sucre y Trinidad; cabe mencionar que

49 Sólo la minera San Cristóbal ha suscrito contratos de suministro.

también existen sistemas eléctricos aislados, principalmente en las ciudades de Tarija, Cobija, Villamontes, Yacuiba, Bermejo, Riberalta, Guayaramerín y otros centros urbanos.

En términos de producción de energía eléctrica, las termoeléctricas inyectan al SIN aproximadamente el 60% de la producción mientras que las hidroeléctricas el 40%. Las principales empresas hidroeléctricas que operan en el Sistema Interconectado Nacional son: COOBE, CORANI, HIDROBOL, RÍO ELECTRICO, SYNERGIA y SDV. A pesar de ello la participación de las centrales hidroeléctricas en la generación bruta de energía supera a su participación en capacidad instalada.

Es importante destacar que casi la totalidad de la generación termoeléctrica en Bolivia utiliza gas natural como combustible. Otras fuentes alternativas son la biomasa proveniente de la caña de azúcar en la central de Guabirá y unidades dual-fuel que combinan el uso del diesel con el gas natural como p.e. en la central Aranjuez ubicada en la ciudad de Sucre.

El Segmento de Transmisión

La Ley de Electricidad define al Sistema Troncal de Interconexión (STI) como la parte del Sistema Interconectado Nacional que comprende las líneas de alta tensión, incluidas sus correspondientes subestaciones. Los componentes del STI deben operar en tensiones mayores o iguales a 69 kV, ser propiedad de un agente Transmisor, dimensionados como un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA), de acceso abierto, estar operados bajo la dirección del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y ser utilizados por el Mercado Eléctrico Mayorista en su conjunto, exceptuando las instalaciones de inyección o retiro. Además, en condiciones normales de operación, debe existir la posibilidad de flujo de corriente bidireccional. Actualmente el segmento de transmisión en Bolivia está conformado por las siguientes entidades dentro del SIN: La Empresa Transportadora de Electricidad S. A. (TDE); ISA Bolivia; ENDE y Tesa San Cristóbal.

El Segmento de Distribución

Las empresas distribuidoras participan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual compran energía de los generadores en grandes cantidades y en niveles de tensión altos y utilizan el sistema de transmisión para llevar esta energía hasta sus puntos de conexión. En este mercado la demanda de energía se encuentra condicionada fundamentalmente por las características de demanda de las empresas distribuidoras (87% del mercado de energía). Participa a su vez del Mercado Eléctrico Minorista (MIN), vendiendo energía al detalle en cantidades menores y en niveles de tensión menores a los consumidores regulados.

Dentro del Mercado Minorista, la principal característica de las empresas distribuidoras viene dada por su estructura de mercado con altos niveles de inversión y costos marginales decrecientes, se trata de un Monopolio Natural, por lo tanto debe ser regulado en búsqueda de una semejanza a mercados competitivos. Mientras que en el mercado Mayorista las empresas distribuidoras cubren los costos de la energía y potencia compradas a los generadores y los costos de transmisión que se pagan a las empresas transportadoras, costos que responden a criterios de optimización en la asignación de los recursos.

En los Sistemas Aislados, destacan las empresas distribuidoras de pequeño y mediano tamaño, que dependen de la generación local y en las cuales está permitida la integración vertical. En estos casos, la generación de energía está mayormente encargada a grupos que funcionan con diesel y, en algunos casos, a gas natural; además, enfrentan altos costos de mantenimiento, dando resultado un costo de generación más alto que los costos del SIN⁵⁰.

50 La excepción pertenece a los sistemas aislados administrados por CRE que en base a la aplicación del Decreto Supremo 27030 ha podido repartir el Valor Agregado de Distribución entre todos los sistemas que administra.

Los otros Sistemas Aislados Menores tienen una capacidad instalada efectiva menor a 1,000 kW y su producción de energía eléctrica no supera los 1,850 MWh anuales. Finalmente, los Auto productores (e.g. ingenios azucareros y centros mineros), satisfacen sus requerimientos de demanda eléctrica; no se cuenta con información oficial.

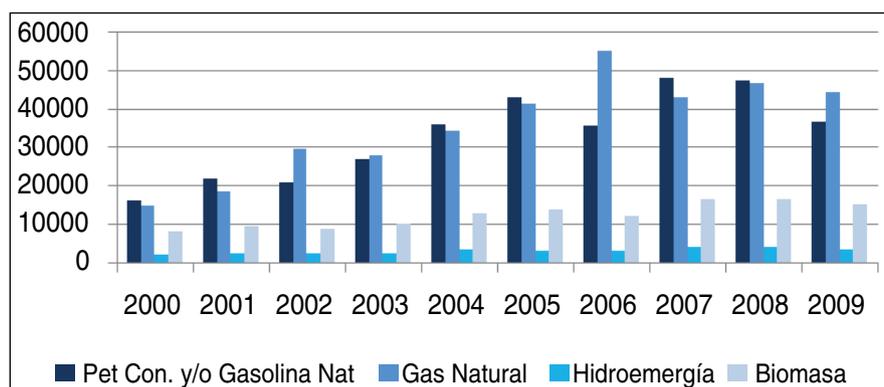
2.1. Desarrollo energético

La producción de energía primaria ha ido creciendo a través de los años⁵¹; así, la oferta total de energía primaria por habitante ha cambiado de 3.08 Bep/hab en 2000 a 4.54 Bep/hab a finales del 2007. Sin embargo, la intensidad energética del país se ha mantenido invariable denotando el lento avance tecnológico en el sector energético. Por su parte, el consumo de energía secundaria (electricidad) ha pasado sólo de 0.10 Bep/hab en el año 2000 a 0.129 Bep/hab en el 2007.

Producción y Oferta de Energía Primaria

En Bolivia la producción de energía primaria está compuesta principalmente por cuatro energéticos: gas natural, petróleo condensado y/o gasolina natural, biomasa e hidroenergía. En este sentido, su producción ha mantenido una tendencia creciente desde el año 2000 al año 2006, sin embargo a partir de 2007 ha mantenido una tendencia decreciente hasta el año 2009; además, en la Gráfico 4, se puede observar que el crecimiento en producción mediante hidroenergía es casi nulo, mientras que la producción de gas natural prácticamente se triplicó respecto al año 2000.

GRÁFICO 4: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA POR TIPO (EN KBEP)



Fuente: Elaboración propia, Balance Energético Nacional (BEN) 2008

Según el Balance Energético Nacional (BEN) 2008, elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE), la producción total de energía primaria en Bolivia fue de 111,451 KbeP en 2007. La estructura de esta producción está principalmente constituida por gas natural (78%), un 16% de petróleo, un 5% de biomasa y 2% de energía hídrica. El balance se cierra con un saldo exportador sobre producción de 83%.

Según origen, el 97% fue producción nacional de fuentes primarias y el 3% corresponde a importación. Por destino, el 66% fue a la exportación y al abastecimiento de centros de

51 Este agregado ha pasado de 41,241 KbeP en el año 2000 a 99,589 KbeP en 2009, después de un pico de 114,002 KbeP el año anterior.

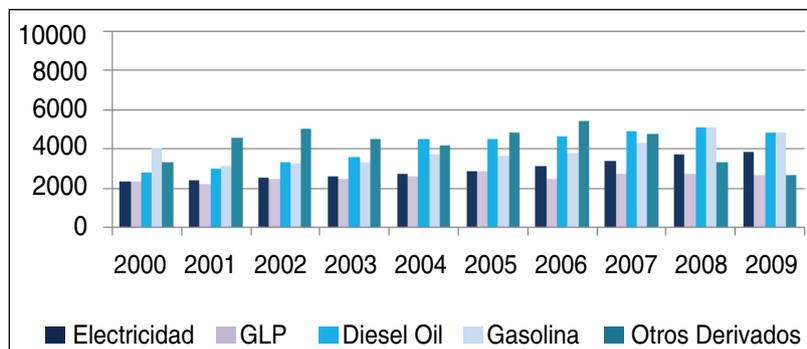
transformación. Al consumo propio y al consumo final de los sectores, se destina un 33%⁵², donde el 94% de las exportaciones fue Gas Natural.

Por estructura de oferta, el 81% está compuesto por recursos no renovables, correspondiendo el 19% restante a recursos renovables –lo que muestra una fuerte dependencia hacia el primer tipo. Al mismo tiempo se evidencia un perfil energético exportador –el 64% es Gas Natural de la producción primaria que se destina a la exportación. La estructura energética doméstica es también poco diversificada. Aliaga (2008) expone que la oferta interna bruta total (OIBT)⁵³ en 2007 fue de 38,050 Kbep, con un 43% de petróleo y derivados; un 38% de gas natural y derivados; un 14% de biomasa y el 5% de energía hídrica.

Producción y Oferta de Energía Secundaria

Respecto a la energía secundaria, la producción se incrementó de 14,398 Kbep el año 2000 a 18,737 Kbep el año 2009, alcanzando el tope de 19,975 Kbep en 2007 (Véase, Gráfico 5). En la Gráfico 6, se puede observar claramente la evolución del consumo de diesel, misma que no fue acompañada por un incremento en su producción. Aunque con altos costos financieros y de oportunidad, se ha procedido a cerrar la brecha formada a través de la importación de este producto.

GRÁFICO 5: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA POR ENERGÉTICO (EN KBEP)



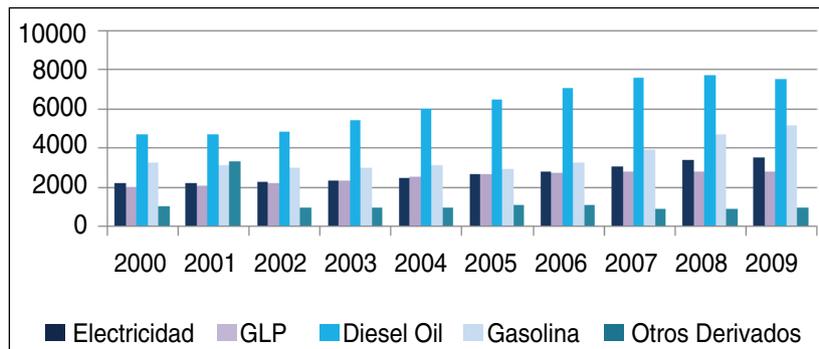
Fuente: Elaboración propia, Balance Energético Nacional (BEN) 2008

Respecto a la generación secundaria de energía, el Balance Energético Nacional detalla que la Generación Bruta de Electricidad en 2007 fue de 3,613 Kbep (5734 GWh). El 40% fue a través de centrales hidroeléctricas y el 60% en centrales termoeléctricas. Por su parte, las centrales termoeléctricas consumieron 6,117 Kbep de combustibles – el 91% gas natural, el 5,2% biomasa (bagazo), y el 3,7% restante diesel – mostrando de esta manera una inadecuada composición de la curva de carga eléctrica, que se encuentra fuertemente sesgada hacia la generación térmica.

52 El balance se completa con 109 Kbep de aumento de inventarios y 458 Kbep de Gas Natural no aprovechado que se restan a la OIBT.

53 OIBT = oferta de energía primaria + oferta de energía secundaria - producción de energía secundaria.

GRÁFICO 6: CONSUMO DE ENERGÍA SECUNDARIA POR ENERGÉTICO (EN KBEP)



Fuente: Elaboración propia, Balance Energético Nacional (BEN) 2008

2.2. Sistemas de electricidad

En 1993 sólo el 56% de la población nacional contaba con servicio eléctrico. La cobertura eléctrica en el área urbana (poblaciones con más de 2.000 habitantes) era de 87%, mientras que en el área rural era solamente de 16%. Hacia fin del año 2005, a 11 años de aprobada la Ley de Electricidad, la cobertura en el área urbana alcanzaba al 89.9%, al 28.9% en el área rural y, en general, la cobertura en todo Bolivia al 68.29% según datos del INE. Al año 2007, según datos disponibles del INE la cobertura en el área urbana alcanza a 98.2%, en el área rural al 46.56% y en general la cobertura en todo Bolivia al 80.16%. Sin embargo de 327 municipios existentes, 122 presentan una cobertura de electrificación inferior al 25%.

En 2007 se estimaba que existían unos 570,000 hogares rurales y zonas peri-urbanas, que aún no tienen acceso a energía eléctrica y muchos de ellos a ningún tipo de energía comercial. Aliaga (2008) estima que unos 200,000 hogares rurales puedan ser atendidos mediante la utilización de energías renovables descentralizadas (fundamentalmente sistemas fotovoltaicos o pequeños aerogeneradores) y que unos 100,000 hogares puedan ser atendidos con sistemas aislados de mini-redes con diversas fuentes (diesel, hidráulica, biomasa, sistemas híbridos, etc.).

2.3. Suministro de electricidad

2.3.1. Capacidad instalada

El año 1997, la potencia total disponible en el Sistema Interconectado Nacional fue de 793 MW, de los cuales el 38% correspondió a generación hidroeléctrica y el 62% a generación termoeléctrica. Doce años más tarde, en 2009, la capacidad de generación se elevó a 1,285 MW, de los cuales el 37% proviene de fuentes hidráulicas y el 63% de centrales que usan combustibles fósiles no renovables.

Durante el período de 1997 – 2009 (Véase, Tabla 1), el conjunto de las centrales hidroeléctricas creció, principalmente con la construcción de las centrales de Huaji (30 MW) y Kanata (7.6 MW) en el año 1999. Las adiciones de potencia más importantes sucedieron en el año 2002 con las centrales de Chojlla y Yanacachi (85.6 MW). El año 2004 inició operaciones la adición de potencia de la central de Santa Isabel (21 MW). A partir de esa fecha no se registraron importantes incrementos en centrales hidroeléctricas, excepto por la re-incorporación de la central de Santa Rosa, que fue re-construida, elevando su potencia de 13 a 17.5 MW a partir del año 2006 y la pequeña central de la empresa SDB en Kami,

con una potencia de 2 MW, a partir del año 2007. De este modo, la potencia instalada en centrales hidroeléctricas creció desde 301.6 MW en el año 1997 a 480 MW en el año 2009.

En forma similar, las unidades de generación termoeléctrica que tenían una capacidad instalada de 793 MW el año 1997, elevaron su capacidad a 1,285 MW el año 2009. Las más importantes adiciones de capacidad fueron la instalación de nuevas turbinas a gas natural en Guaracachi el año 1999, con 150 MW y la central de Bulo-Bulo el año 2000 con 101 MW. Se instalaron también turbinas a gas natural de 60 MW en Guaracachi y la central a biomasa de Guabirá, con 25 MW, ambas el año 2007.

Tabla 1. Potencia Instalada en el Sistema Interconectado Nacional 1997 – 2009 (MW)

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Hidroeléctricas	301.6	318.4	356,1	356.1	364.3	448.7	431.8	453.2	453.2	475.5	477.6	480.4	480.4
Termoeléctricas	491.6	491.6	641.2	735.7	713.6	696,6	650.2	696.6	696.6	712.9	798.9	804.7	804.7
Total	793	810	997	1,092	1,078	1,145	1,082	1,150	1,150	1,188	1,277	1,285	1,285

Fuente: CNDC (2009)

Durante el período 1997-2007, se mantuvo casi constante la proporción de capacidad instalada entre centrales hidroeléctricas y termoeléctricas alrededor de 62%, correspondiendo aproximadamente un tercio en centrales hidroeléctricas y dos tercios en centrales termoeléctricas.

En términos de generación de energía (Véase, Tabla 2), se observa que la participación de las centrales hidroeléctricas en la generación bruta de energía supera a su participación en capacidad instalada, característica que se hace evidente comparando el cuadro anterior con el siguiente que muestra la participación porcentual de las centrales hidroeléctricas del SIN en términos de generación bruta anual.

Tabla 2. Sistema Interconectado Nacional: Generación bruta anual

Año	Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Total	Hidroeléctricas	Termoeléctricas
	GWh	GWh	GWh	%	%
1992	1,265.0	850.1	2,115.1	60%	40%
1993	1,501.8	831.1	2,332.9	64%	36%
1994	1,315.6	1,202.3	2,517.9	52%	48%
1995	1,262.7	1,424.7	2,687.4	47%	53%
1996	1,437.8	1,451.5	2,889.3	50%	50%
1997	1,570.9	1,557.2	3,128.1	50%	50%
1998	1,498.2	1,832.8	3,331.0	45%	55%
1999	1,712.1	1,762.9	3,475.0	49%	51%
2000	1,897.7	1,599.9	3,497.6	54%	46%
2001	2,106.6	1,423.0	3,529.6	60%	40%
2002	2,182.1	1,515.4	3,697.5	59%	41%
2003	1,969.4	1,821.0	3,790.4	52%	48%
2004	2,129.5	1,829.7	3,959.2	54%	46%
2005	1,941.5	2,248.5	4,190.0	46%	54%
2006	2,131.4	2,375.0	4,506.4	47%	53%
2007	2,294.4	2,608.1	4,902.5	47%	53%
2008	2,280.9	3,091.5	5,372.4	42%	58%
2009	2,264.9	3,369.6	5,634.5	40%	60%

Fuente: CNDC (2009)

En cuanto a la ER, los mayores potenciales para interconectar sistemas de gran potencia están en las centrales hidroeléctricas, parques eólicos, plantas de geotermia, centrales de biomasa y eventualmente centrales solares fotovoltaicas y centrales solares térmicas.

En los planes actuales del Gobierno aparecen de forma nítida las grandes centrales hidroeléctricas. Por su parte, el Plan Estratégico de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) describe un parque eólico de 5 MW y el relanzamiento de la generación con geotermia; en biomasa está en marcha la segunda fase de la central de bagazo en Santa Cruz; no aparecen centrales solares fotovoltaicas o solares térmicas, a no ser en algunas declaraciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) donde se expone que son muy caras y que no se promocionarán aún.

En este sentido, el detalle de proyectos existentes en el momento es el siguiente:

- Hidroelectricidad:
 - Misicuni 80 MW
 - San Jose 127 MW
 - Miguillas 250 MW
 - Rositas 400 MW
 - Tahuamanu 6 MW
 - Cachuela Esperanza 800 MW
- Geotermia:
 - Laguna Colorada: 100 MW
- Eólica: 5 MW (sin especificación de lugar aún).

En todo caso, la rentabilidad de estos proyectos está en duda, debido a los costos de producción de energía, puesto que son mayores a los actualmente existentes; la razón principal es el bajo precio del gas natural para consumo interno en Bolivia.

2.3.2. Producción de electricidad

En el año 2006 para una producción de energía eléctrica de 5,292 GWh, de los cuales, el 91.3% se produjo para el SIN, el 7.1% para los Sistemas Aislados y el 1.6% en otros Sistemas Menores. De acuerdo a esta composición, es claro que el sector eléctrico se convierte en un intensivo consumidor de recursos hidrocarburíferos, principalmente de gas natural y diesel oil.

Por otra parte, de acuerdo con el Informe de Mediano Plazo del CNDC, en el semestre noviembre 2007 – abril 2008 y, dadas las ampliaciones y retiros de generación que se han informado a la Superintendencia de Electricidad, equivalentes a 114 MW hasta junio de 2010, se estima un parque generador con una potencia disponible hidroeléctrica en Bornes de Generador de 474.44 MW y en Bornes de Alta Tensión de 467.93 MW. Mientras que la potencia disponible termoeléctrica en Bornes de Generador sería de 636.42 MW y en Bornes de Alta Tensión de 617.40 MW.

Cuando se analizan las condiciones de demanda proyectada con la generación disponible, que considera las condiciones de indisponibilidad por mantenimiento de las unidades del parque generador, el resultado muestra déficits en el abastecimiento que se pueden resumir en la Tabla 3.

Tabla 3. Demanda eléctrica con indisponibilidad

ENERGIA SUMINISTRADA POR AREAS (GWh)				
	May/08-Abr/09	May/09-Abr/10	May/10-Abr/11	May/11-Abr/12
Oriental	0,0	0,0	0,0	0,0
Central	0,0	0,0	0,0	0,1
Norte	0,1	0,0	2,4	24,4
Sud	0,0	0,1	9,3	45,7
Trinidad	0,0	0,0	1,1	3,6
Tarija	0,0	0,0	2,6	17,9
Total	0,1	0,1	15,4	91,7

Fuente: CNDC. Programación de Mediano Plazo, Mayo 2008 – Abril 2012

En 2010 la capacidad efectiva de generación termoeléctrica en el Sistema Interconectado Nacional fue de 714 MW como lo muestra por agentes y centrales la Tabla 4.

Tabla 4. Capacidad efectiva instalada de los agentes en MW - 2010

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
Guaracachi	Guaracachi	281.64
	Karachipampa	12.7
	Aranjuez	35.46
	TOTAL	329.8
Bulo-Bulo	Bulo-Bulo	82.58
V. Hermoso	Carrasco	100.66
	Valle Hermoso	66.91
	TOTAL	167.57
Ende	Entre Rios	95.99
Cobee	Kenko	17.4
Guabira	Guabira	20.79
Total Termoeléctricas		714.13 MW

Fuente: Informe de la Programación de Mediano Plazo.

Periodo Noviembre 2010 – Octubre 2014. CNDC. Septiembre 15, 2010

En 2010 la capacidad efectiva de generación hidroeléctrica en el Sistema Interconectado Nacional fue de 714 MW como lo muestra por agentes y centrales la tabla 5.

Tabla 5. Principales centrales hidroeléctricas que operan en el SIN

AGENTE	CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
Cobee	Zongo	188.4
	Miguillas	20.9
	TOTAL	209.3
Corani	Corani	149.88
Hidro. Boliviana	Takesi	90.35
Rio Eléctrico	Yura	19.05
Synergia	Kanata	7.6
Sdb	Quehata	1.96
Total Hidroeléctricas		478.14 MW

Fuente: Informe de la Programación de Mediano Plazo.

Periodo Noviembre 2010 – Octubre 2014. CNDC. Septiembre 15, 2010

Existen además pequeñas centrales hidroeléctricas que entregan su producción a las empresas distribuidoras y no son registradas en el cuadro anterior, por ejemplo la central de San Joaquín en el departamento de Cochabamba, con una potencia de 1.45 MW.

2.4. Consumo y clientes

El consumo de energía eléctrica está definido por el uso final de ésta y el ritmo de uso, definido por el tipo de consumidor que se trate. En el sector residencial por ejemplo, el consumo va marcado fundamentalmente por cubrir necesidades de iluminación, debido a que la calefacción de ambientes y el calentamiento de agua se realizan por lo general con gas natural.

Se destaca el importante crecimiento del área oriental de Bolivia y las necesidades de mayor abastecimiento para el área Norte, donde el desarrollo debe tender a la construcción de centrales hidroeléctricas y otras renovables y a un refuerzo en el sistema de transmisión que vincule esta región con el área central del SIN.

2.4.1. Clientes regulados

Históricamente el consumo de electricidad se ha concentrado en las capitales de departamento, las cuales son atendidas por las siguientes empresas distribuidoras: ELECTROPAZ (La Paz); ELFEO (Oruro); ELFEC (Cochabamba); CESSA (Sucre); SEPSA (Potosí); y CRE (Santa Cruz), Véase Tabla 6.

Tabla 6. Empresas Distribuidoras del SIN

EMPRESA	DEPARTAMENTO	No CONSUMIDORES	Energía Distribuida (MWh)	Tarifa Promedio U\$\$/KWh sin IVA
ELECTROPAZ	La Paz	426171	1162801,7	7,34
CRE	Santa Cruz	340786	176420,99	7,65
ELFEC	Cochabamba	356005	795456,19	7,85
ELFEO	Oruro	64899	303609,5	6,08
CESSA	Chuquisaca	62788	169963,13	6,96
SEPSA	Potosí	75582	190484,99	6,68
TOTAL		1326231	2798736,5	42,56

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009 Autoridad de Fiscalización de Electricidad

El cuadro permite observar que si bien el departamento con mayor número de consumidores es La Paz, es Santa Cruz donde se distribuye mayor cantidad de energía, teniendo la segunda tarifa más alta del SIN; en el otro extremo se encuentra Chuquisaca, el departamento con menor cantidad de consumidores y acorde a esto, con la menor cantidad de energía distribuida.

Comprendidas dentro de las zonas de concesión de estas distribuidoras se encuentran varias empresas rurales pequeñas que compran su energía en bloque y la distribuyen al detalle. El detalle de las más importantes se observa en la Tabla 7.

Tabla 7. Empresas distribuidoras rurales en el SIN

EMPRESA	DEPARTAMENTO	N° CONSUMIDORES	Energía Distribuida (MWh)	Tarifa Promedio U\$\$/Kwh sin IVA
SEPSA Villazon	Potosi	8.080,00	7075,1	12
Coop. Tupiza	Potosi	N/	8750,9	8
SEYSA (Yungas)	La Paz	13651	8718,5	11,7
EMPRELPAZ	La Paz	76838	26447,8	16
EDEL-Laracaja	La Paz	18177	18564,5	12,2
ELEPSA-Punata	Cochabamba	5741	8400,3	6,7
MACHACAMARCA	Oruro	679	526,2	9,5

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009. Autoridad de Fiscalización de Electricidad

En los Sistemas Aislados destacan las empresas distribuidoras de pequeño y mediano tamaño, empresas que dependen de la generación local para su suministro y en las cuales está permitida la integración vertical, por lo tanto se dedican a la generación y distribución de la energía.

La generación de energía, en estos casos, está mayormente encargada a grupos de generación que funcionan con diesel y en algunos casos a gas natural, enfrentan además, proporcionalmente hablando, costos altos de mantenimiento y que dan como resultado un

costo de generación más alto que los del SIN, por lo tanto el costo final se refleja en una tarifa mayor. La excepción pertenece a los sistemas aislados administrados por CRE que en base a la aplicación del Decreto Supremo 27030 ha podido repartir el Valor Agregado de Distribución entre todos los sistemas que administra. El detalle de estas empresas con sus principales características en cuanto a consumidores y ventas de energía es el siguiente:

Tabla 8. Empresas distribuidoras, Sistemas Aislados

EMPRESA	DEPARTAMENTO	N° CONSUMIDORES	Energía Distribuida (MWh)	Tarifa Promedio U\$\$/Kwh sin IVA
SETAR-Central	Tarija	43.887,00	90.923,43	9,52
SETAR-Yacuiba	Tarija	16.892,00	29.203,72	14,37
SETAR-Bermejo	Tarija	8.181,00	10.109,49	12,25
SETAR-Villamontes	Tarija	6.548,00	10.844,76	11,46
SETAR-Entre Rios	Tarija	1.695,00	1.613,67	17,11
SETAR-El Puente	Tarija	646,00	421,45	11,46
CRE-Valles Cruceños	Santa Cruz	13.040,00	14.201,04	6,76
CRE-Sist. Chiquitos	Santa Cruz	5.077,00	9.093,20	6,80
CRE-German Busch	Santa Cruz	6.174,00	32.352,43	7,36
CRE-Charagua	Santa Cruz	1.037,00	1.401,51	7,55
CRE-Las Misiones	Santa Cruz	9.706,00	22.375,10	8,46
CRE-San Ignacio	Santa Cruz	5.118,00	12.462,23	8,19
CRE-Cordillera	Santa Cruz	7.784,00	14342,04	7,73
COSERELEC	Beni	17.408,00	47.806,28	12,93
ENDE-Cobija	Pando	7.506,00	24.454,21	15,97
CER-Riberalta	Beni	11.673,00	221.999,48	15,68

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009. Autoridad de Fiscalización de Electricidad

2.4.2. Clientes no regulados

Las empresas distribuidoras participan en el Mercado Eléctrico Minorista (MIN), vendiendo energía al detalle en cantidades menores y en niveles de tensión menores a los consumidores regulados -con todos los servicios comerciales y técnicos que supone- y dando el servicio de transporte de energía a los consumidores no regulados conectados a su red. Estos consumidores finales (regulados y no regulados), cada uno con sus características particulares fácilmente segmentables y predecibles, definen de forma agregada la característica de demanda de cada empresa distribuidora, por lo que el distribuidor se convierte en un ente que traslada esta demanda agregada desde el mercado minorista al MEM.

A fines del año 2007 la demanda de electricidad de las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados alcanzó a un total de 4,686 GWh con una potencia máxima coincidental de 895.4 MW. Mientras que el incremento de la demanda en energía respecto al año anterior para las empresas distribuidoras y los consumidores no regulados fue del 14% y 9.5% respectivamente. (Vease, Tabla 9)

Tabla 9. Demandas por distribuidora y agentes desregulados

AÑO	DISTRIB. GWh	%	DESREG. GWh	%	TOTAL GWh	%	Potencia	%
2006	4.215		91		4.306		813	
2007	4.467	6%	219	141%	4.686	9%	859	10%
2008	4.797	7%	544	148%	5.341	14%	980	9%
2009	5.225	9%	583	7%	5.808	9%	1.056	8%
2010	5.690	9%	587	1%	6.277	8%	1.149	9%
2011	6.128	8%	583	-1%	6.711	7%	1.216	6%
2012	6.518	6%	618	6%	7.136	6%	1.289	6%
2013	6.914	6%	642	4%	7.556	6%	1.356	5%
2014	7.348	6%	668	4%	8.016	6%	1.432	6%
2015	7.809	6%	695	4%	8.504	6%	1.513	6%
2016	8.300	6%	723	4%	9.023	6%	1.599	6%
2017	8.822	6%	752	4%	9.574	6%	1.690	6%

Fuente: Anuario Estadístico 2008/2009. Autoridad de Fiscalización de Electricidad

En el cuadro se destaca el impacto que tiene la incorporación de los consumidores desregulados en el total de la demanda de energía y potencia, mostrando un comportamiento bastante predictivo para las demandas de las empresas distribuidoras. En el segmento de consumidores desregulados, resaltan variaciones importantes en el año 2007 y 2008, que se deben a la incorporación de la empresa minera San Cristóbal dentro del total de la demanda del SIN.

El año 2009 el crecimiento de la demanda de la cementera COBOCE presenta una tasa de crecimiento importante, casi estabilizándose y reduciendo un poco los años 2010 y 2011 debido a las reducciones en la demanda de la minera EMIRSA. El año 2012 existe otro incremento debido al crecimiento programado de la demanda de COBOCE. A partir del año 2013 no hay datos exactos de nuevas incorporaciones o retiros por lo que se mantiene una tasa de crecimiento más bien baja de un 4%. En promedio, la participación de los consumidores desregulados se mantiene del orden del 9% del total de la demanda de energía, siendo San Cristóbal responsable de un 60% de la demanda de este segmento.

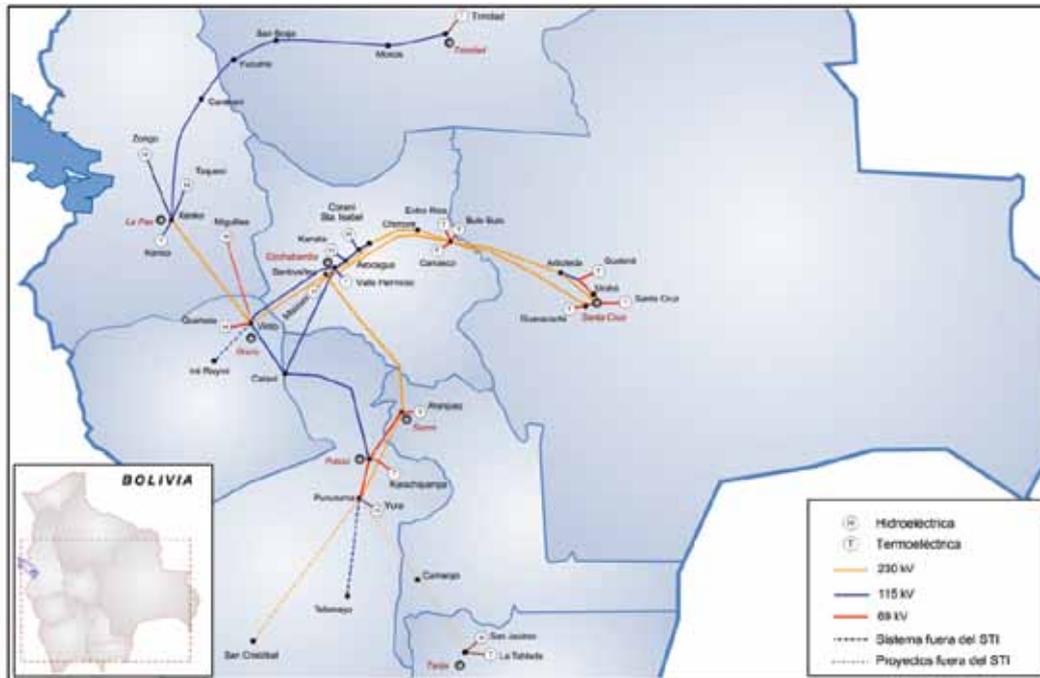
2.5. Sistemas de transmisión y distribución

2.5.1. Sistemas de transmisión

El actual sistema de transmisión en Bolivia está constituido por instalaciones en 230, 115 y 69 kV, en una configuración esencialmente radial. Esta configuración radial fue diseñada para una configuración N (todos los elementos en operación), no responde a una modalidad de planificación usual que es la de N -1, es decir, previendo la falla de un elemento; por lo tanto, es un sistema poco confiable que ocasiona interrupciones severas de suministro cuando se presentan fallas en la transmisión.

La oferta de transmisión del país en 2009 está dada por 1,745.2km de líneas de 230 KV; 1300 Km de líneas en 115 KV y aproximadamente 185.3 KM de líneas en 69 KV. De las cuales la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) es dueña del 56%, la empresa ISA Bolivia es dueña del 34% y la empresa ENDE del resto. Mientras que para las líneas de 115 KV, la TDE es dueña del 71% y ENDE del 29%. La estructura de red de las principales líneas se observa en la siguiente gráfico 7.

GRÁFICO 7. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Fuente: Elaborado por el CNDC.

Las subestaciones actuales tienen varias modalidades de configuración, el principal problema del sistema se presenta debido a que las configuraciones en anillo e interruptor y medio, dificultan la asignación de las responsabilidades a un agente cuando el sistema tiene más de un transmisor, como es el entre TDE, ISA y ENDE. Ante esta dificultad regulatoria se debe usar en el futuro configuraciones de barras que permitan limitar e identificar los componentes a los agentes propietarios.

Además del problema de configuración del sistema eléctrico, se tiene registro de que las líneas de transmisión están funcionando, en su mayor parte, al límite o han superado su capacidad de transporte de energía. El cuadro siguiente muestra las líneas de transmisión que han superado su capacidad ofertada de transporte o están próximas a hacerlo. (Véase, Tabla 10)

Tabla 10. Líneas de transmisión con alto factor de saturación

LÍNEA	LÍMITE MÁXIMO OPERATIVO (MW)	POTENCIA MÁXIMA INSTANTÁNEA REGISTRADA (MW)	FECHA
Carrasco – Guaracachi	130	134.00	ago-03
Carrasco – Arboleda	142.5	156.09	mar-10
Carrasco – San José	130	152.18	ago-09
Potosí – Karachi pampa	23	34.70	jun-98
Valle Hermoso – Catavi	74	80.70	nov-98
Santa Isabel – San José	70 *	78.00	jun-00
Corani – Valle Hermoso	74	81.30	ago-01

Corani – Santa Isabel	74	76.30	jul-03
Arocagua – Valle Hermoso	74	76.63	mar-07
Valle Hermoso – Vinto	74	77.34	sep-05
Santa Isabel – Arocagua	74	77.10	dic-04
Carrasco – Santivañez	130	162.3	mar-10
Santivañez – Vinto	130	128.53	sep-09
San José - Valle Hermoso	130	154.86	ago-09
Vinto – Mazocruz	130	130.18	dic-09
Valle Hermoso – Santivañez	130	161.8	ago-09
Mazocruz – Kenko	130	134.25	dic-09

* Límites máximos definidos por capacidad de transformadores (se asume un factor de potencia de 0.95 en todos los casos).

Fuente: TDE (2010)

En este sentido, las empresas TDE e ISA Bolivia señalan en su Informe de Oferta y Demanda de transmisión, correspondiente al periodo mayo 2010 - abril 2014, la siguiente situación por áreas:

2.5.2. Sistemas de distribución

El sistema de distribución está formado por un conjunto de instalaciones destinadas a llevar la energía eléctrica desde las redes de transporte hasta el consumidor final y es por lo tanto, el responsable de entregar energía eléctrica para uso final con los adecuados niveles de calidad, tanto en el producto como en el servicio técnico y comercial. Estas instalaciones a nivel de distribución están compuestas por subestaciones de sub transmisión encargadas de la reducción de voltajes a los niveles de sub transmisión, subestaciones de potencia, que son las encargadas de reducir los voltajes de niveles de alta tensión a niveles de media tensión (MT). Estas redes de MT recorren las vías de ciudades y caminos rurales. Por medio de ellas se energizan pequeñas subestaciones de distribución o puestos de transformación que, en potencias desde los 5 kW hasta los 600 kW, energizan las redes de Baja Tensión y que en tensiones más bajas, permiten el uso final de la energía. En el tramo final de las redes se encuentra la acometida en baja tensión que conecta la red de baja tensión y la instalación eléctrica del usuario, frontera definida con la instalación del medidor de energía.

3. PROYECCIONES DE CRECIMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE

Las perspectivas de crecimiento de las ER dentro de la matriz energética son modestas, salvo la energía hidroeléctrica de mediana y alta capacidad de generación. La realidad es diferente en las áreas rurales, donde se espera un crecimiento significativo de cara a cumplir las metas de energización eléctrica, planteadas por el gobierno nacional del presidente Evo Morales. A pesar de ello resulta claro que existen enormes limitantes en cuanto a la falta de un marco legal que permita sobretodo la inyección de ER a la red.

Respecto a ER no conectada a la red, Energética (2011) muestra que los sistemas termo solares son la alternativa renovable que se percibe con mayor potencial en la actualidad para el área urbana. Actualmente, la penetración en las ciudades no alcanza al 7%. En ese sentido, la electricidad y, consiguientemente, las duchas eléctricas, son la opción más extendida. En el análisis de introducción potencial, se estiman 200,000 instalaciones principalmente domésticas de sistemas termo solares.

En entornos urbanos y rurales la interconexión de las ER a las redes eléctricas existentes se muestra como un gran desafío, que permitiría que pequeños generadores se conecten a los sistemas de distribución. Generadores fotovoltaicos, eólicos e inclusive micro-centrales (MCH) o pico-centrales hidroeléctricas (PCH), en rangos de 1 kW hasta 300 kW, podrían inyectar directamente electricidad en baja tensión, desplazando el consumo de diesel actual.

Para MCH a redes en baja tensión, se ha estimado que los costos de producción de electricidad con MCH de 100 kW y factor de planta de un 60%, estarían en alrededor de 57-65 \$US/MWh. De ofrecerse esta energía a la tarifa del nodo de referencia para zona, se recupera el 56-64% del costo de producción, incurriendo en un déficit neto. Sin embargo, existe un interesante potencial técnico, así como un amplio rango de mecanismos financieros, que podrían viabilizar el uso de las ER en el futuro.

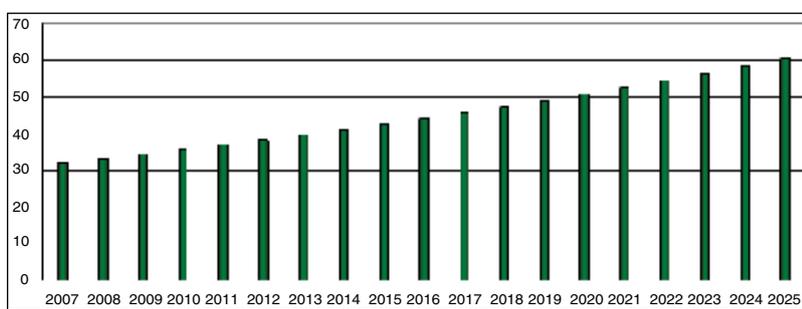
Para finalizar se estima que (a) existe un potencial técnico de al menos 300 micro centrales hidroeléctricas en regiones rurales de la cordillera con posibilidad de interconexión a la red; (b) al menos 150,000 SFV sistemas fotovoltaicos en los próximos 15 años; (c) unos 1,100 SFV para bombeo; (d) unas 500,000 cocinas eficientes de leña; (e) por lo menos 50.000 biodigestores en las zonas con potencial ganadero; (f) unos 2,500 aerogeneradores, sistemas aislados para abastecimiento doméstico y social prioritariamente; y (g) al menos 4,000 sistemas termosolares en escuelas y postas en comunidades. También es previsible la penetración de sistemas híbridos en el norte del país, donde se podrían sustituir aproximadamente 28 millones de litros de diesel y 220 toneladas de CO₂ por año.

Proyecciones de la Demanda de Energía

En este apartado se presenta una proyección de variables económicas en base a información oficial del país (Business as usual) – sobre la cual se ajustan perfiles de consumo energético.

Consumo Neto Total. En la Figura 15, se muestra la tasa de crecimiento media que tendrá el Consumo Neto Total de energía⁵⁴ respecto del año base⁵⁵. Se proyecta una tasa media de 3.61%, llegando a un valor de 60,587 Kbep en el año 2025. (Vease, Gráfico 8)

GRÁFICO 8: TASA MEDIA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO NETO TOTAL EN KBEP 2007-2025



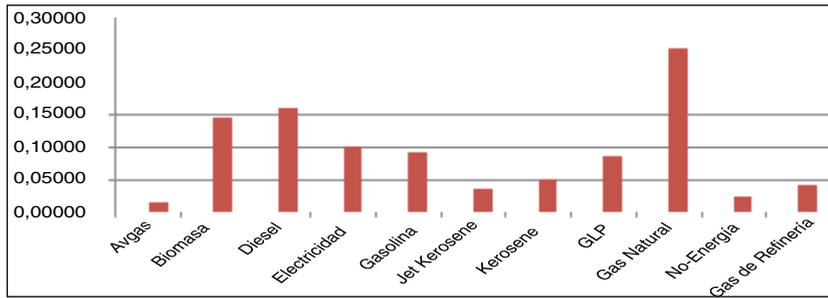
Fuente: Aliaga (2010)

Desagregando el consumo por fuentes se estima que el gas natural será la principal fuente en progresión, llegando a representar el 26%, del año base, en 2025. Por el contrario, las principales fuentes en regresión en el consumo serán el GLP, biomasas y gasolina. En el Consumo Neto de Electricidad existe un crecimiento relativamente estable. (Vease, Gráfico 9)

54 Consumo Neto Total = Consumo Final + Consumo Propio.

55 El CNT del año base (2007) es de 31,871 kBep.

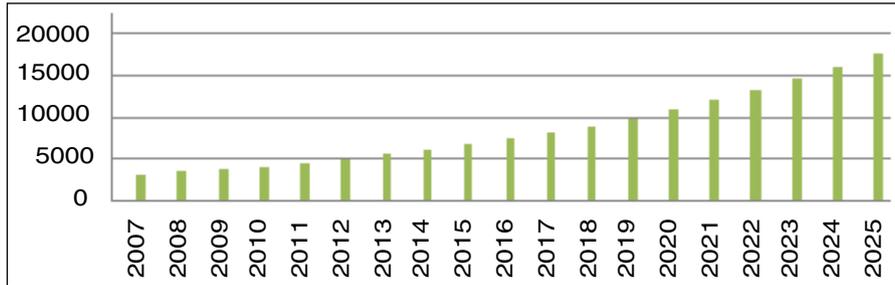
GRÁFICO 9. ÍNDICES DE CRECIMIENTO POR FUENTES EN KBEP



Fuente: Elaboración propia en base a resultados de simulación

En la siguiente figura se observa la evolución del consumo neto de electricidad en un escenario inercial de crecimiento, donde se aprecia un significativo aumento de este energético hasta el 2025. Es de esperar que dado que el actual precio de gas natural se encuentra subsidiado, el mismo incremente de manera significativa la termo generación en el país. (Vease, Gráfico 10)

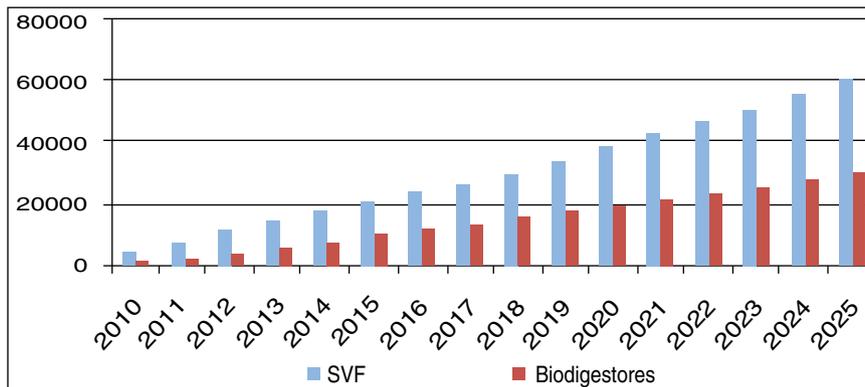
GRÁFICO 10. CONSUMO NETO ELECTRICIDAD



Fuente: Aliaga (2010)

En las figuras siguientes se observa la proyección de las necesidades de trabajadores calificados para cada tecnología. En SVF se trabaja bajo el supuesto de que los recursos humanos crecen de manera muy lenta hasta el 2016, debido a las restricciones de capacitación existentes. (Vease Gráfico 11)

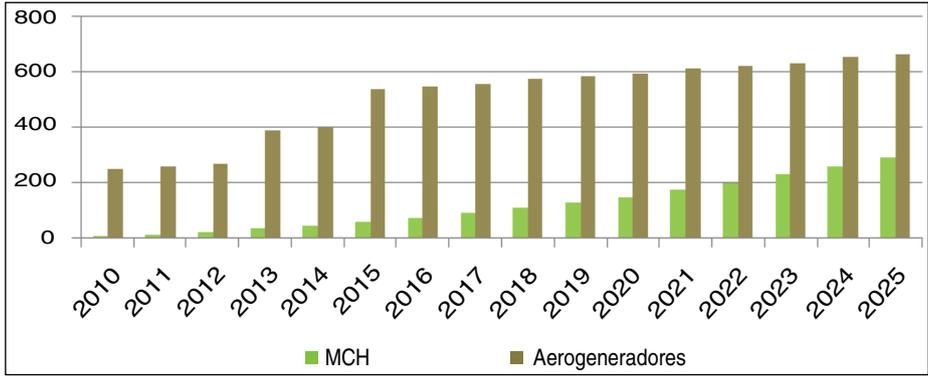
GRÁFICO 11: PENETRACIÓN ESTIMADA DE SFV



Fuente: Aliaga (2011)

Por otra parte, para el uso de MCH y aerogeneradores la capacitación sigue los mismos patrones, por lo que trabajadores calificados en un sector pueden desenvolverse en el otro, sin embargo, debido a las necesidades de los sistemas, sólo pueden dedicarse a uno de los dos sistemas. (Vease, Gráfico 12)

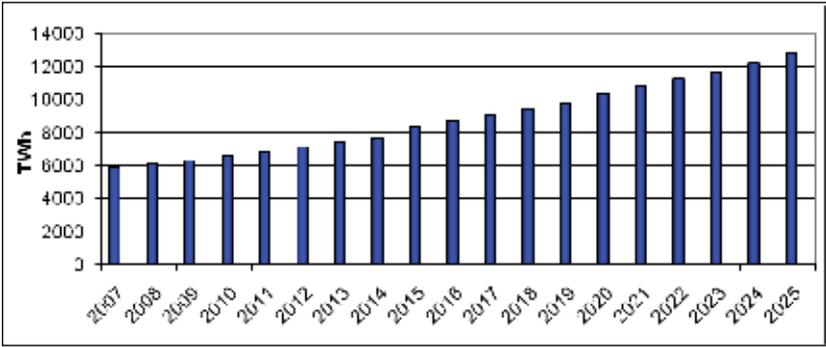
GRÁFICO 12: USO DE MCH Y AEROGENERADORES



Fuente: Aliaga (2011)

- *Proyecciones de Abastecimiento de Energía.* Se estima que la generación bruta total de electricidad crecerá al 4.5% en todo el periodo. (Vease, Gráfico 13)

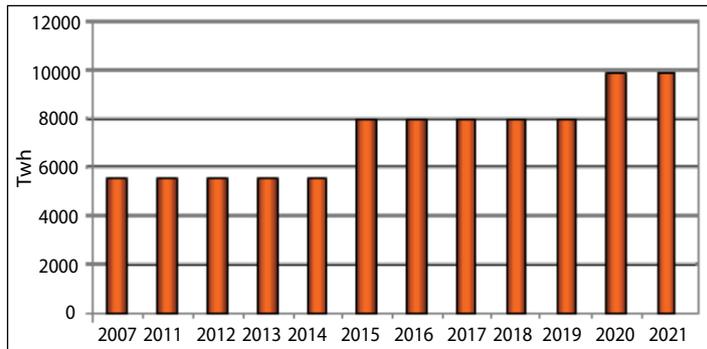
GRÁFICO 13. GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD 2007-2025



Fuente: Aliaga (2010)

En cuanto a la generación por tipo de central, se ha simulado que la misma se realice por participación de procesos. Como se indica en el documento “Plan de Desarrollo Energético” del VMEEA, las nuevas centrales hidroeléctricas comenzarán a operar plenamente a partir de 2021. En este ejercicio se descarta la energía geotérmica, debido a que se considera poco probable su incorporación. Se asume también que los requerimientos faltantes de generación serán cubiertos por nuevas plantas de ciclo combinado utilizando gas natural. (Vease, Gráfico 14)

GRÁFICO 14. GENERACIÓN DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS



Fuente: Aliaga (2010)

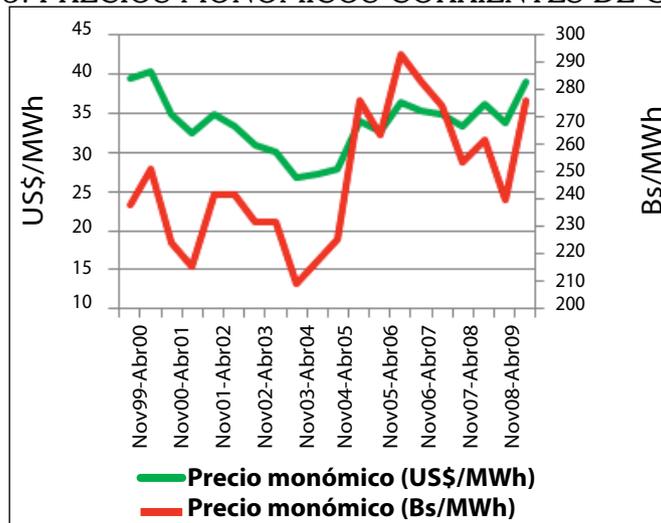
4. PRECIOS DE ENERGÍA: MECANISMOS DE TARIFACIÓN

4.1. Estructura tarifaria en la generación en el mercado eléctrico mayorista (mem)

En el mercado eléctrico se hace distinción entre la energía entregada, que se expresa en megavatios-hora (MWh) y la potencia o capacidad instantánea de generación, que se expresa en kilovatios (kW). Puesto que se trabaja con tecnología proveniente de la quema de gas natural, el precio de la potencia es calculado en base al costo de inversión necesario para la instalación de una turbina a gas y el precio de la energía es determinado por el sistema de costos marginales correspondiente al costo de operación de una turbina a gas, siendo que el valor del gas natural está fijado por el gobierno en 1.3 US\$/MPC para su uso como energético en el mercado eléctrico.

Para simplificar esta presentación se examinan únicamente los precios monómicos, los cuales son simplemente resultado de dividir el valor monetario total de la electricidad (energía y potencia) generada, por los MWh entregados. (Véase, Gráfico 15)

GRÁFICO 15: PRECIOS MONÓMICOS CORRIENTES DE GENERACIÓN



Fuente: Gomes (2010)

Cuando expresamos estos precios expresados en dólares corrientes vemos una tendencia descendente desde el año 2000 hasta el año 2004, de 23 US\$/MWh a 15 US\$/MWh. A

partir del año 2004 se elevan ligeramente y se mantienen en torno a 17 US\$/MWh. Este resultado es un indicador de un funcionamiento incorrecto del mercado eléctrico que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente.

Podemos, re expresar los precios en términos corrientes o constantes y el resultado es similar, si bien muestra en repunte de precios en los años 2004, 2005 y 2006, elevando el precio de 260 a 320 Bs/MWh, a partir del año 2006 la tarifa percibida por las empresas generadoras desciende de 320 a menos de 220 Bs/MWh. Nuevamente, esta evolución constituye una señal de funcionamiento incorrecto del mercado eléctrico.

Al examinar los precios reales expresados en dólares, se verifica que a partir del año 2004 los precios se elevan ligeramente y se mantienen en torno a 17 US\$/MWh. Este resultado es un indicador de un funcionamiento correcto del mercado eléctrico en el periodo 2000 – 2004 cuando los elevados niveles de reserva ocasionaron un descenso en los precios; sin embargo, a partir del año 2004 el mercado eléctrico operó en forma deficiente ya que debió elevar la tarifa real en un periodo en el que la oferta se hace gradualmente insuficiente. Al observar los precios en Bs. de 2007, nuevamente se observa una señal de funcionamiento deficiente del mercado eléctrico.

El nivel actual del sistema de precios se debe a que se estableció en base a las inversiones realizadas en el proceso de capitalización, que además corresponden a costos constructivos de equipos ya depreciados. En Bolivia, el precio del gas natural de 1.3 US\$/MPC define una tarifa plana (energía y potencia) aproximadamente del orden de 26 US\$/MWh, y considerando que los proyectos de aprovechamiento de otro tipo de energías sobrepasan los 60 US\$/MWh. Los costos de generación de energía y los costos de potencia serán incrementados a mediano y largo plazo, debido al costo de los insumos que tienden a aumentar, lo que significa que necesariamente existirá un incremento de tarifas.

En este sentido, es muy importante mencionar que la legislación vigente tiene aspectos que limitan la competencia para el acceso de distintas tecnologías de generación de energía, la causa principal del problema es la subvención del precio del gas, ocasionando que no exista rentabilidad para tecnologías que no sean provenientes de recursos distintos de la quema del mismo. Nuevas inversiones en el área de recursos renovables, donde el costo de operación es mínimo al no usar combustibles, tienen mayores costos de inversión en los equipos y obras, que no pueden ser cubiertos por el sistema actual de precios de generación.

4.2. Remuneración en la Transmisión

La remuneración del costo de transmisión se realiza en base al Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El STEA constituye el sistema de transmisión de mínimo costo que satisface los requerimientos de la generación y demanda, manteniendo un nivel de desempeño y calidad de servicio. Cada cuatro años, los agentes transmisores deben presentar un estudio para la determinación de su valor y dimensiones, el mismo que debe ser revisado y aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad y posteriormente determinará el costo anual de la transmisión.

La consultora SINEX determinó en 1996 la metodología a utilizarse. Lo primero fue definir el nuevo valor de reposición (VNR) de las instalaciones de transmisión y su factor de adaptación económica inicial, estableciendo el VNR como un valor fijo. El factor de adaptación económica (FA) se determina cada cuatro años para las instalaciones anteriores al 19 de noviembre de 1999 en función a uso y características respecto al FA inicial; por otra parte, las instalaciones posteriores a esa fecha tienen un FA unitario.

El valor reconocido como Sistema Técnico Económicamente Adaptado (STEA) de cada componente de la red de transmisión resulta ser igual al factor de adaptación económica por el valor nuevo de reposición. A partir del valor calculado se obtienen el factor de reposición de capital (FRC), el costo de Operación, Mantenimiento y Administración (OMA) y el costo anual de la transmisión. EL FRC se calcula aplicando al STEA una tasa de recuperación de capital del 10% a 30 años. El OMA se determina con el 3% del valor del STEA. Finalmente, el costo anual de la transmisión resulta ser el FCR, más el costo de Operación, Mantenimiento y Administración. Es decir, el costo anual es igual al 13.608 % del STEA, éste se remunera en bolivianos indexados a variación de tasa de cambio Bs./USD y el Índice de precios al consumidor (IPC).

La remuneración tiene dos partes: Una es el Ingreso Tarifario que depende de los factores de pérdidas y por diferencia se determina el monto del peaje. Con la licitación de líneas Santibáñez – Sucre – Punutuma y Carrasco - Urubo, se incorpora otra modalidad de remuneración, que no forma parte de la normativa actual y que consiste en que reconocer el STEA y OMA por 15 años, luego de los cuales, sólo se reconocería el OMA y transcurridos 30 años, las instalaciones deberán ser entregadas al estado. Por otra parte, la nueva línea de transmisión “Caranavi – Trinidad”, construida por ENDE, sólo tiene como remuneración el costo de Operación, Mantenimiento y Administración, no se reconoce el costo de la inversión.

4.3. Remuneración en la Distribución

El Reglamento de Precios y Tarifas define que las empresas distribuidoras estarán remuneradas por el uso de sus instalaciones (redes de distribución y propiedad general) y el uso de sus recursos para la atención comercial de sus clientes (sistemas informáticos y oficinas). El costo de la energía y la potencia se traslada a los clientes regulados, considerando los costos de compra más las pérdidas máximas aceptadas hasta el nivel de tensión en el cual se encuentra el suministro. Los cargos por conexión y reconexión sólo remuneran los costos en los que incurre la empresa distribuidora para estas tareas. Esto se traduce en que los clientes deben pagar por los costos que están ocasionando al sistema para que la energía llegue a su punto de consumo y en las cantidades de energía y potencia que están demandando.

El primer proceso de fijación tarifaria, dentro de los lineamientos establecidos por la Ley de Electricidad se llevó a cabo en los años 1997 a 1999. El análisis fue realizado en base a los costos de las empresas en 1996 y 1997 y se consideraron las proyecciones de costos e inversiones para los próximos cuatro años (1998–2001), junto con un plan tarifario. Las empresas que incursionaron en este esquema fueron: ELECTROPAZ, CRE, ELFEC y ELFEO. Los resultados mostrados por los estudios tarifarios, que fueron encargados por cada distribuidora, mostraban una realidad difícil e irrefutable; si bien, por un parte, los ingresos totales de las empresas distribuidoras no estaban muy lejos de lo establecido por la Ley de Electricidad, había que hacer algunos ajustes de subida y otros de reducción, mínimos.

Por otra parte, como resultado de 25 años del Código de Electricidad con tarifas elaboradas en base a criterios políticos y sociales, las distorsiones eran tan grandes que imposibilitaban la aplicación inmediata de las nuevas estructuras calculadas; por lo tanto, debía incrementarse la tarifa al consumidor residencial y rebajar la de las categorías “Industria”, “Otros” y “General”, que era la que más subvención aportaba. Se elaboró una curva de costo de servicios al cliente que permitió seleccionar para los residenciales una tarifa en dos partes, compuesta por un cargo fijo igual al costo de servicios al cliente y dos cargos variables, el primero de ellos que cubriría los primeros 140 kWh por mes y el segundo que se aplicaría al excedente de energía sobre los 140 kWh. Hasta ese momento, el criterio del Código de Electricidad para los

clientes residenciales era “a mayor consumo mayor precio”. La diferencia entre los valores de tarifa aplicada y tarifa nueva a aplicar (denominada “de régimen”) presenta segmentos en los cuales los incrementos alcanzan al 90% y otros en los que las rebajas llegan al 40%.

El retiro de las subvenciones tarifarias presentaba el inconveniente de incrementos a familias con bajo consumo que se caracterizan por tener menores ingresos, pero por otra parte, la industria obtenía tarifas que incrementarían su competitividad en costos y que a la larga ayudaría a incentivar el desarrollo de este segmento. El modelo empezó a trabajar y a los pocos meses evidenció problemas en las cuatro distribuidoras. En dos de ellas la tarifa industrial y la tarifa general bajaron más de lo esperado, la tarifa residencial se mantuvo prácticamente en sus niveles bajos iniciales; en las otras, debido a variaciones en los costos de compra de energía que el modelo no permitía traspasar de manera adecuada, sucedió lo contrario. El resultado empeoró con la distorsión de la demanda producto de la crisis que atravesó el país durante los años 2000 al 2003, por lo que en el mediano plazo las cuatro empresas distribuidoras empezaron a manifestar una drástica reducción de sus ingresos al extremo de llegar a registrar pérdidas durante dos años consecutivos.

El proceso de transición tuvo que detenerse cuando se habían alcanzado avances entre 13% y 24% en las diferentes empresas, porcentajes que no significaron un correcto y proporcional cambio en las tarifas. El segmento más beneficiado fue el Industrial, que a la fecha todavía muestra precios menores.

Finalmente, se introdujo el último quinquenio la *Tarifa Dignidad*, como resultado de las negociaciones entre el gobierno del Presidente Morales en Febrero 2006 y las empresas eléctricas del SIN, se acordó una rebaja del 25% a la factura final de los consumidores domiciliarios que tengan consumos menores a 70 kWh en el área urbana y 30 kWh en el área rural, beneficio que se ha incrementado paulatinamente. El monto total de estos descuentos ha sido asumido por las empresas del SIN y en ningún caso se ha cubierto con ingresos provenientes de otro tipo de consumidores. A partir de abril 2010 se amplió el beneficio al área rural a clientes que consumen hasta 70 kWh, con lo cual el beneficio alcanza al 100% de los consumidores en esas zonas.

5. CONCLUSIONES

- a. En el marco de políticas del gobierno diseñadas para el sector eléctrico, se observa que las mismas están orientadas hacia la consolidación y participación del estado, el desarrollo de infraestructura eléctrica, generar excedentes con la exportación, y aumentar la cobertura principalmente en el área rural vía ER.
- b. Es necesario ajustar el marco regulatorio de manera que se puedan alentar las inversiones, principalmente en generación hidroeléctrica y líneas de transmisión e introducir de manera decidida mecanismos que fomenten la participación de energías renovables en mejores condiciones de viabilidad técnica y sostenibilidad financiera.
- c. Las empresas generadoras reciben precios deprimidos de la energía eléctrica, lo cual desincentiva nuevas inversiones en generación de electricidad; esta señal es particularmente distorsionada en el caso de las centrales hidroeléctricas, debido a los controles de los precios de gas natural utilizado para generar electricidad.
- d. Se requiere un ajuste al sistema de tarifación, especialmente en el mercado mayorista o de alguna forma de subvención, para su ejecución.

- e. En términos de infraestructura, la capacidad instalada de generación en el Sistema Interconectado Nacional, no se ha incrementado en los últimos años, lo cual ha resultado en niveles de reserva cada vez más críticos.
- f. Respecto a las ER, la falta de marco regulatorio para su inyección a la red constituye posiblemente la principal barrera de entrada, que debe removerse de cara a incrementar la participación de este tipo de fuente de generación dentro de la matriz energética.
- g. Es evidente que los mecanismos necesarios para la expansión de las energías renovables en Bolivia difieren sustancialmente, en función del sector en el cual se quiere trabajar.

REFERENCIAS

3tier (2009) *Final Report. Bolivia Wind Atlas. A project for the International Finance Corporation*. Seattle, WA: 3tier.

Gómez D'Angelo, Enrique. *Tendencias y desafíos para el desarrollo del sistema eléctrico boliviano*. CEDLA, La Paz-Bolivia, 2010.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2009) *Programa "Electricidad para vivir con dignidad" – Informe 2009*, La Paz: MHE.

Razo, C., Ludeña, C., Saucedo, A., Astete-Miller, S., Hepp, J. and Vildósola, A. (2007) *Producción de biomasa para biocombustibles líquidos: el potencial de América Latina y el Caribe*, Santiago de Chile: CEPAL.

TDE (Transportadora de Electricidad) and IFC (International Finance Corporation) (2009). *Atlas eólico de Bolivia*, Obtained through the Internet: <http://www.tde.com.bo/frames.html> [accessed: 24/8/2010].

UMSS - Universidad de San Simón (2009) *Atlas de Distribución de la Energía Solar en Bolivia*, Departamento de Física: Depósito Legal 2-7-952-10, Cochabamba – Bolivia.

VMEEA - Vice Ministerio de Electricidad y Energías Alternativas (2004) *Anuario estadístico del sector eléctrico boliviano*, La Paz: VMEEA.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía (1990) *Planificación Energética Rural para Bolivia*, La Paz: MHE.

BIOMASA EN BOLIVIA

Juan Carlos Guzmán

1. RESERVAS DE BIOMASA PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La historia económica boliviana ha mostrado al país como uno de tradición minera e hidrocarburífera y muy poco se ha dicho de la vocación forestal de Bolivia. En efecto, el 48% del territorio boliviano (53 millones de hectáreas) se encuentra cubierto por bosque natural y, de esta porción territorial, cerca de 35 millones de hectáreas son de vocación exclusivamente forestal. Casi 10 millones de hectáreas, hasta 2007, se encontraban bajo manejo forestal y, de éstas, 2 millones de hectáreas habían colocado a Bolivia como líder mundial de la producción forestal certificada como producción sostenible⁵⁶.

Las definiciones de política en el sector forestal, expresadas en la Ley Forestal de la década pasada, derivaron en un incremento del volumen de negocios del sector. La información del año 2003 muestra que el valor agregado generado por el sector alcanzó al 3% del PIB nacional y que las exportaciones forestales representaban el 11% del total de exportaciones bolivianas. Toda la información mencionada corresponde, en buena medida, a los bosques de la Amazonía, Pre-andino amazónico, la Transición Chiquitano Amazónica y de la misma Chiquitania; pues el marco jurídico puso mucho énfasis en el bosque tropical y maderable dejando de lado a los bosques nativos andinos y varios otros usos de los productos de bosque, entre ellos, la energía.

Si ya la información sobre la producción de biomasa forestal es escasa, aquella referida a la biomasa destinada a usos energéticos es aún menor. El Gráfico 1 a continuación corresponde a un antiguo estudio de planificación energética⁵⁷ que estimaba la producción anual de biomasa forestal y que ha sido adecuado, en sus fronteras de zonas de productividad, a la información de producción forestal y precipitación pluvial del año 2005.

La información presentada en el Gráfico 1 anterior permite estimar la reserva energética contenida en la producción anual de biomasa sin afectar la producción forestal, maderable y no maderable, sostenible⁵⁸. De esta manera, en un escenario extremo de total producción forestal y excluyendo los fenómenos de deforestación con fines de ampliación de la frontera agrícola, y aplicando factores de eficiencia de aprovechamiento, densidad y poder calórico promedios, según zona biogeográfica, se ha estimado un potencial anual del orden de 270.000 GWh/año. Esta gruesa aproximación podría considerarse como reserva sostenible

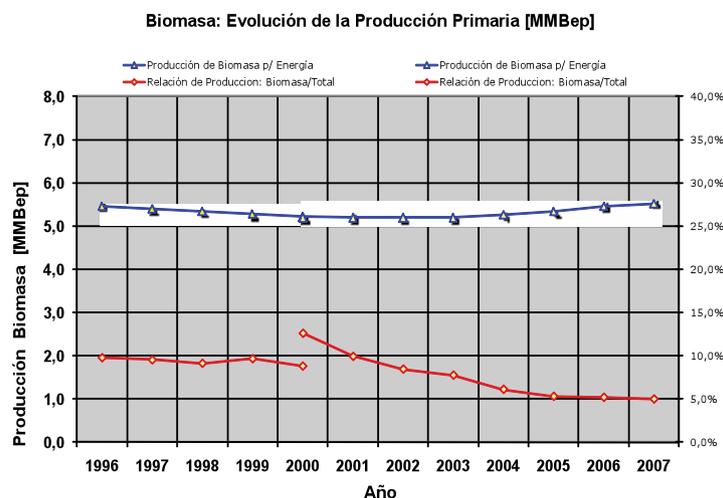
56 A partir de la anulación del régimen de concesiones no está claro qué superficie permanece aún bajo manejo forestal planificado.

57 Plan Nacional de Energía. Subsecretaría de Energía. 1989.

58 Las hipótesis de actualización de la productividad en función de la pluviosidad actual y del contenido energético y densidad promedio en la porción maderable y no maderable son responsabilidad de Proleña/Bolivia.

y de potencial incorporación en la matriz energética del país en términos de reserva de energía primaria.

GRÁFICO 1: PRODUCTIVIDAD DE BIOMASA (M³/KM²-AÑO)



Fuente: Plan Nacional de Energía. SNE 1989- **Elaboración:** Proleña Bolivia. 2005.

La información presentada en el Gráfico 1 anterior permite estimar la reserva energética contenida en la producción anual de biomasa sin afectar la producción forestal, maderable y no maderable, sostenible⁵⁹. De esta manera, en un escenario extremo de total producción forestal y excluyendo los fenómenos de deforestación con fines de ampliación de la frontera agrícola, y aplicando factores de eficiencia de aprovechamiento, densidad y poder calórico promedios, según zona biogeográfica, se ha estimado un potencial anual del orden de 270.000 GWh/año. Esta gruesa aproximación podría considerarse como reserva sostenible y de potencial incorporación en la matriz energética del país en términos de reserva de energía primaria.

2. PRODUCCIÓN DE BIOMASA

La ausencia de información sobre la producción de biomasa - total y con fines energéticos- en la confección del Balance Energético Nacional (1993, 1996, 2001, 2008) llevó a asumir como producción de energía primaria a toda la biomasa consumida⁶⁰, misma que el año 2007 alcanzó a 5.524 MBEP (8.908 GWh) sin incorporar a los residuos vegetales, carbón y una buena parte del consumo de biomasa, particularmente estiércoles, como fuente de energía en la industria rural. En la actualidad, la producción de biomasa representa el 5% de la producción total de energía primaria⁶¹. Dado que la información actual ya no discrimina la composición de la producción de energía de biomasa, debemos mencionar que, para el año 2.000, la producción de biomasa como energía estuvo compuesta por leña (47%), estiércol (11%) y bagazo (42%) y, representó el 8.9% de la producción total de energía primaria del país.

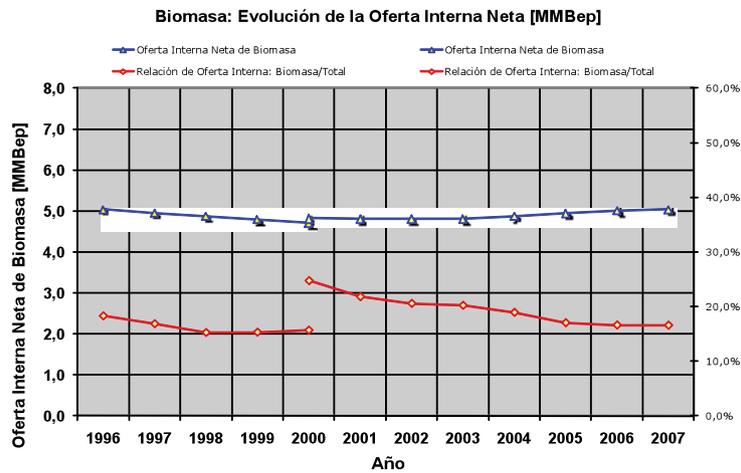
59 Las hipótesis de actualización de la productividad en función de la pluviosidad actual y del contenido energético y densidad promedio en la porción maderable y no maderable son responsabilidad de Proleña/Bolivia.

60 Esta definición metodológica tiene asidero en el hecho que la biomasa no se convierte en energía en tanto ésta no haya entrado en combustión y el calor generado sea parte de un sistema de transformación de la energía neta en energía útil. En coherencia con esta definición toda la biomasa quemada con fines de expansión de la frontera agrícola no es contabilizada en el consumo de biomasa con fines energéticos.

61 BEN. 2007.

El Gráfico 2 a continuación muestra la evolución de la producción de biomasa con fines energéticos y su importancia respecto a la producción total de energía primaria.

GRÁFICO 2: PRODUCCIÓN PRIMARIA DE BIOMASA



Fuente: Balance Energético Nacional. 2001 y 2007. Elaboración: Proleña Bolivia. 2010.

3. OFERTA DE BIOMASA CON FINES ENERGÉTICOS

El Gráfico 3 a continuación muestra la evolución de la oferta interna de biomasa como fuente de energía, misma que para el año 2007 alcanzó a 5.037 MBEP (8.123 GWH). Esta oferta, en términos de combustible primario (leña, estiércol, bagazo) a cuyo total se ha descontado la producción de electricidad y de carbón, tiene como destino final principal el abastecimiento del combustible a industrias y hogares del área rural.

GRÁFICO 3: OFERTA INTERNA DE BIOMASA (MMBEP)



Fuente: Balance Energético Nacional. 2001 y 2007. Elaboración: Proleña Bolivia. 2010.

3.1. Suministro de biomasa para el consumo doméstico

Sí el acceso a combustibles comerciales y la eficiencia en la utilización de biomasa representan un problema en el lado de la demanda, el suministro de biomasa, particularmente en la región del Altiplano y los Valles Interandinos bolivianos, es un problema aún mayor. Ya sea por la baja productividad natural del recurso, como por la ausencia de normativa sobre el acceso, control y explotación de los recursos forestales con fines energéticos, el suministro de biomasa en estas regiones es prácticamente insostenible.

En este marco, la comprensión de la complejidad social, económica, cultural y normativa en la que está inserto el consumo de biomasa como energía para fines domésticos es aún muy incipiente y, en varios de sus componentes, desconocida. Este desconocimiento resulta crucial al momento de diseñar políticas energéticas destinadas a apoyar los procesos que aseguren la sostenibilidad del suministro energético a largo plazo, más aún, cuando dicha sostenibilidad tiene como una condición central la participación de los distintos agentes de los circuitos energéticos monetizados y no monetizados.

A la ausencia de políticas de estado, se une aquella relacionada con la información sobre alternativas tecnológicas y, particularmente de sistemas, que permitan convertir las actuales prácticas de explotación de los recursos forestales con fines energéticos en circuitos de abastecimiento, sostenibles en el largo plazo. En la medida en que la biomasa con fines energéticos, particularmente domésticos, no tiene una referencia de valor-precio, es de dudosa probabilidad que las inversiones en reforestación, dirigidas al abastecimiento de combustibles, tengan retornos tan atractivos que justifiquen, por sí mismos, el desarrollo de un mercado.

Debe considerarse que la gestión social sobre los recursos de propiedad común o explotación colectiva está sustentada en el hecho de que las comunidades campesinas del área andina son propietarias o poseedoras de la tierra y, constituyen la única unidad social y productiva campesina. Sobre la base de un pluralismo jurídico donde coexisten normas del derecho positivo y consuetudinario, las comunidades campesinas regulan el comportamiento público de sus miembros, la definición de derecho y obligaciones de sus miembros y las modalidades y alcances del acceso, uso y distribución de la tierra, agua y los productos de bosque.

Sin embargo, este control no se ejerce de manera plena sobre todos los ámbitos. Hay evidencias de que a pesar del elevado grado de control social sobre las tierras de cultivo y las de pastoreo, el acceso y uso de la biomasa, principalmente aquella explotada con fines energéticos, no es parte del mismo. Es decir que, y esto debe ser leído como hipótesis, los procesos de deterioro de las condiciones productivas campesinas han originado dinámicas que estarían sobrepasando los controles sociales y el sistema normativo y regulatorio referidos al acceso y control de la explotación de biomasa con fines energéticos, para consumo doméstico y, principalmente, comercial.

La multiplicidad de usos y complejidad de sistemas de explotación/aprovechamiento de recursos de bosque requieren de políticas que para lograr el objetivo de crear las condiciones que, en el mediano plazo, permitan establecer circuitos sostenibles de abastecimiento de biomasa con fines energéticos sean estos monetizados o no, consideren, entre otras, las siguientes premisas:

- La reforestación con fines exclusivamente energéticos no ha demostrado, a lo largo de años de experiencia en el mundo, ser económicamente factible ni socialmente movilizadora.

- Para que la explotación de recursos forestales con fines energéticos sea sostenible, debe, necesariamente, insertarse entre las lógicas de uso del bosque para agricultura, ciclos de pastoreo, explotación maderera y, en general, en una lógica de uso racional de los recursos a partir de los demandantes.
- El uso extensivo de bosque con fines energéticos y de pastoreo es la manifestación de una lógica de uso que ha venido a constituirse en una de las causas que condiciona la crisis de los sistemas productivos rurales.
- En la medida en que las dinámicas campesinas no estén en sincronía, en el largo plazo, con las lógicas y demandas de los programas forestales, es dudoso esperar el establecimiento de circuitos sostenibles de explotación de los recursos forestales.
- En tanto los derechos de los agentes al acceso y explotación de los recursos forestales y, en general, la seguridad jurídica sobre las plantaciones no esté clara, menos incentivos proveerá el Estado a las inversiones en reforestación.
- La experiencia lograda en Bolivia ha demostrado que, en zonas biogeográficas que presentan deterioro agudo, la gerencia comunitaria de los recursos forestales es un medio de garantizar el suministro de combustibles, la productividad de los ciclos ganaderos y la reposición de materia orgánica en los suelos agrícolas, tres temas íntimamente ligados a la crisis de los sistemas de producción campesinos y, por lo tanto, a la pobreza de recursos económicos en el área rural de Bolivia.

Entre otras, algunas características relevantes de este tipo de gerencia debieran ser:

- La aplicación del derecho positivo relativo al uso y manejo sostenible de los recursos, tomando en cuenta el deterioro productivo y, esencialmente, los alcances del control social ejercido por las comunidades sobre la tierra y los recursos de bosque.
- Las alternativas tecnológicas deben estar destinadas a mejorar los indicadores de consumo específico de energía, intensidad en el uso de la tierra, productividad de pastos y ganado, e incentivar la recuperación de tierras degradadas y garantizar el éxito de actividades de reforestación. Entre los excedentes generados se encuentra la biomasa que las familias rurales destinarán al uso energético con fines domésticos y comerciales.
- Los derechos de los agentes que intervienen en la gestión de los recursos forestales son claros en tanto atributos y servicios del territorio intervenido y, ofrecen la necesaria seguridad jurídica que incentiva las inversiones públicas y privadas en reforestación.
- Las actividades desarrolladas están amparadas en un marco institucional que ha desarrollado propuestas políticas y financieras acerca de la gestión de los recursos y los incentivos a las inversiones en reforestación.

3.2.Oferta de biomasa para la generación de electricidad

Como muestra el mapa de productividad natural de biomasa, el potencial de utilización, en términos de disponibilidad física, da cuenta de un abundante recurso para la utilización de recursos forestales con fines energéticos. Sin embargo, el marco institucional establecido por la Ley Forestal deja un escenario de indefinición del potencial forestal como fuente de energía, pues aunque está establecido el régimen de derechos de aprovechamiento, no existe la reglamentación específica para el aprovechamiento energético de un área bajo concesión.

El contexto institucional y normativo para la explotación de recursos forestales para la producción de energía, sin embargo, es muy diferente al encontrado en el caso de consumo

con fines domésticos. Para el caso específico de generación de energía eléctrica, ha sido establecido en estudios pasados que el aprovechamiento dendroenergético del bosque está fuertemente condicionado por la tasa de productividad natural y, de esta manera, el aprovechamiento de recursos forestales para la generación de electricidad queda circunscrito, sin que ello signifique exclusión, a las zonas biogeográficas 1 y 2, es decir, a la Región Tropical, Subtropical y Templada de Tierras Bajas, pues la tasa de productividad de biomasa y la no disponibilidad de otros recursos, hacen que las condiciones de factibilidad de un proyecto de este tipo sean posibles y competitivas con el diesel.

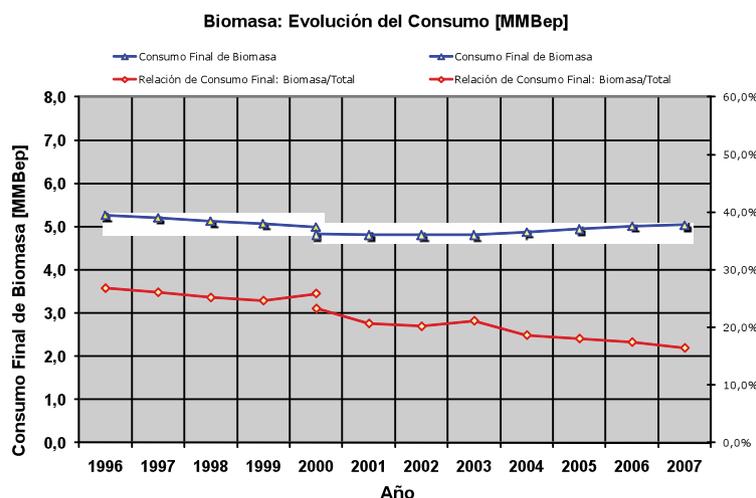
Sin embargo, la situación de la oferta y consumo de biomasa proveniente de los residuos vegetales y destinada a la producción de energía eléctrica tiene un antecedente importante en el país: i) las 5 industrias bolivianas de azúcar generan su propia electricidad y producen pequeños excedentes que han sido comercializados y, ii) el 23% de la energía bruta del sistema aislado de Riberalta, es generado por una pequeña central que utiliza los residuos de la industria exportadora de almendra.

La cantidad de biomasa destinado a la producción de electricidad alcanza a 321 MBEP (518 GWH) y representa sólo el 4.2% de la energía primaria destinada a la generación de electricidad.

4. CONSUMO DE BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA

El Gráfico 4 a continuación muestra la evolución del consumo de biomasa con fines energéticos. En él puede observarse que el consumo de biomasa (leña, estiércol, carbón vegetal y residuos forestales y vegetales) con fines energéticos alcanza, el 2007, a la misma cantidad mostrada como oferta interna (5.037 MBEP), es decir, el BEN considera que los circuitos de transporte, distribución y almacenamiento del combustible tiene un 100% de eficiencia. Con todo, esta cantidad de biomasa representa alrededor del 16% del consumo energético total nacional y es más importante, en cantidad de energía, que el consumo interno de electricidad (3.067 MBEP), gas natural (5.015 MBEP) y GLP (2.839 MBEP). Su uso se concentra en las áreas rurales del país, principalmente para cocción de alimentos y usos térmicos para la pequeña industria.

GRÁFICO 4: OFERTA INTERNA DE BIOMASA (MMBEP)



Fuente: Balance Energético Nacional. 2001 y 2007. Elaboración: Proleña Bolivia. 2010.

4.1. Consumo de biomasa con fines energéticos domésticos

Algo más que el 70% de la población rural satisface sus demandas energéticas con biomasa, la misma que representa cerca del 90% del consumo energético total familiar y está dedicada principalmente a la cocción de alimentos; mientras que sólo el 38% de la población rural tiene acceso al GLP.

Tabla 1. Estructura del consumo energético rural familiar

Por usos		Por fuente	
Cocción de alimentos	89%	Leña	63%
Iluminación	5%	Estiércol	15%
Calentamiento de agua	4%	GLP	13%
Otros	2%	Kerosene	3%
		Electricidad	2%
		Otros	4%

Fuente: Encuesta Nacional de Consumos de Energía en el Sector Doméstico Rural. INE-ANCB-ESMAP. 1996.

Elaboración: Guzmán, Juan Carlos. Programa Nacional de Biomasa. 1997.

Esta estructura de consumo tiene como origen una diversa problemática y, a su vez, preocupantes consecuencias en la calidad de vida de la población rural. Por un lado se encuentran problemas relacionados con los deficientes mecanismo de suministro de combustibles al área rural y el precio al que las familias rurales compran los combustibles; y, por otro, el escaso desarrollo cultural de la población rural boliviana respecto a la eficiencia de la tecnología utilizada, su relación con la sostenibilidad de los recursos naturales y el impacto en la salud de las mujeres y niños sometidos a los gases de combustión.

Este escaso desarrollo cultural y tecnológico tiene una de sus más claras manifestaciones en la eficiencia en la transformación de biomasa, pues por cada unidad de energía térmica obtenida para cocinar se consumen 25 unidades físicas (Kg) en el caso de la leña, 33 en el caso del estiércol y sólo 1.41 Kg en el caso del GLP. En términos de eficiencia en la transformación de energía neta en energía útil, se observa que la transformación de GLP es cinco y seis veces mayor que la de la leña y el estiércol respectivamente⁶². Los datos de eficiencia en la transformación de la biomasa corresponden al uso de fogones tradicionales para cocinar en el área rural del País.

La demanda nacional de biomasa con fines domésticos el año 1991 representó un consumo anual de 965.000 ton. de leña y 263.000 ton. de estiércol. De estas cantidades sólo el 15%, en el caso de la leña, y el 2%, en el caso del estiércol, correspondieron a transacciones monetizadas.

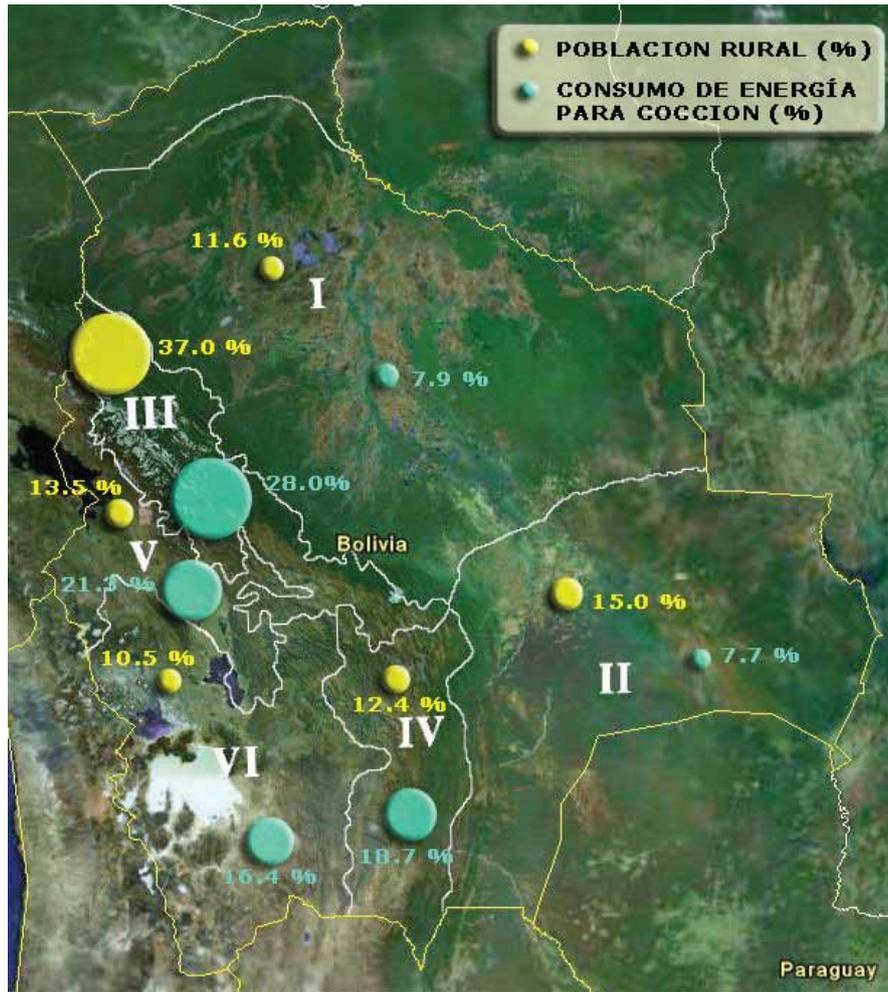
Por otra parte, el volumen de dinero que significó la biomasa comprada (alrededor de US\$ 5 millones), representó sólo el 22% de la compra de combustibles para la cocción de alimentos y esta incidencia fue aún menos significativa cuando se incorpora a este análisis los 7 millones de jornales de trabajo dedicados a la recolección de leña y estiércol con los mismos fines⁶³.

El análisis desde la perspectiva espacial (ver Gráfico 5 a continuación) muestra una marcada concentración de población y consumo de energía para cocinar en los Valles Interandinos del Norte.

62 Información extraída de la Encuesta de Consumos de Energía en el Sector Doméstico Rural. INE-ANCB-ESMAP. Guzmán, Juan Carlos. Diseño del Programa Nacional de Biomasa. ESMAP. 1996.

63 Idem.

GRÁFICO 5: DISTRIBUCIÓN, POR ZONA BIOGEOGRÁFICA, DE LA POBLACIÓN RURAL BOLIVIANA Y DEL CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA PARA COCINAR.

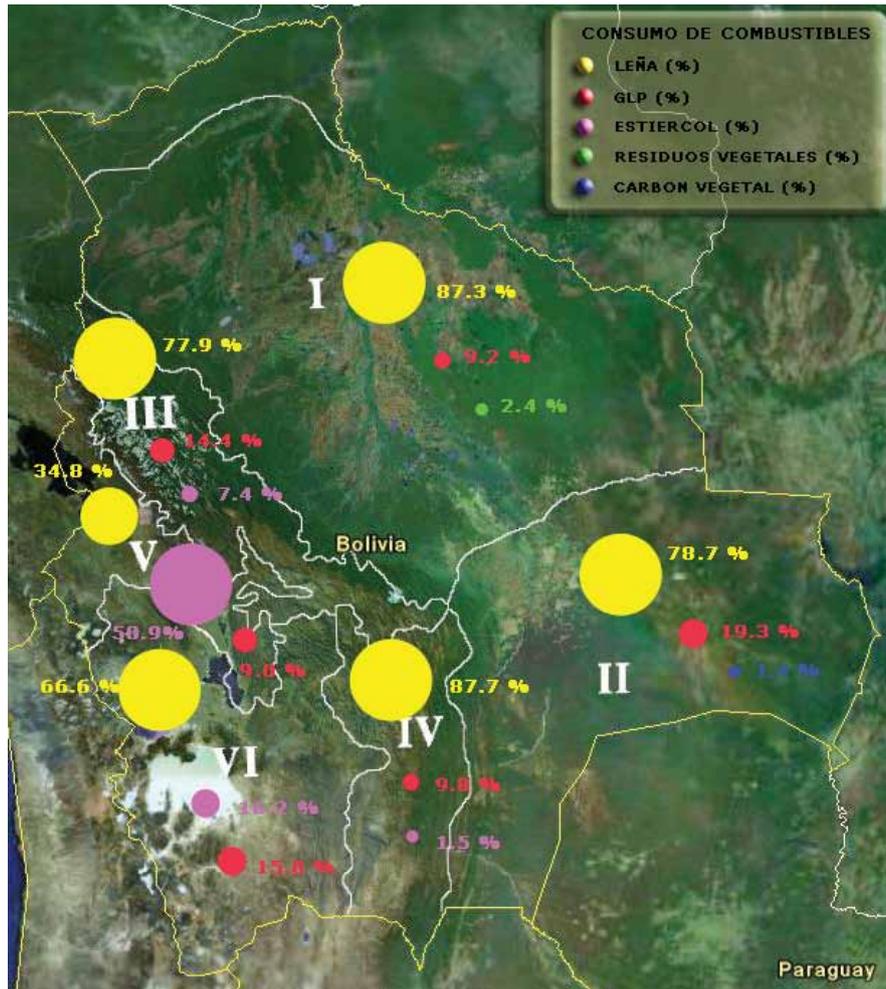


Fuente: Encuesta de Consumos Energéticos para el Sector Doméstico Rural.

INE – ANCB – ESMAP. 1996 Elaboración: Proleña Bolivia. 2005.

También se puede observar que aunque el combustible más utilizado para la cocción de alimentos es la leña, existen zonas (Altiplano y valles Interandinos del Norte) en las que el estiércol ha pasado a ser una importante fuente de energía, tan importante como la leña, en el Altiplano Norte, o como el GLP, en los Valles del Norte. (Ver Gráfico 6)

GRÁFICO 6: PRINCIPALES COMBUSTIBLES PARA COCINAR, POR ZONA BIOGEOGRÁFICA.



Fuente: Encuesta de Consumos Energéticos para el Sector Doméstico Rural.

INE – ANCB – ESMAP. 1996 Elaboración: Proleña Bolivia. 2005.

Como no puede ser de otra manera, los pobres indicadores de eficiencia en la utilización de la biomasa como fuente de energía para la cocción de alimentos tiene implicaciones directas en la salud de mujeres y niños, pues buena parte de la caída de eficiencia se debe a las pérdidas ocurridas en la combustión de la leña y, por tanto, a la producción de gases contaminantes alrededor de la cocina. Recientes estudios mostraron que bajo las actuales condiciones de desarrollo tecnológico las concentraciones de gases contaminantes en el interior de los hogares son muy superiores a las máximas permitidas.

4.2. Consumo de biomasa con fines industriales y de producción de electricidad

En otro ámbito de uso, el recurso biomásico primario (leña) es utilizado para la producción de carbón, para el consumo doméstico e industrial. Dado el actual sistema de producción de carbón, transformación de los residuos de la expansión de la frontera agrícola, la información sobre la producción nacional de este combustible es muy poco confiable. Sin embargo, estudios de 1997 mostraron que la producción de carbón con fines industriales en la metalurgia

alcanzaba a un equivalente energético de 120.7 GWh, es decir, el 0.13% de la producción total de energía primaria⁶⁴.

4.2.1. Consumo de biomasa en la pequeña industria rural

Uno de los pocos estudios sobre el consumo de biomasa en la industria rural se realizó en la ejecución del Programa Nacional de Biomasa (PNB). Para el diseño de una estrategia de intervención el PNB encargó la realización de estudios que permitan tener una visión más completa y objetiva sobre estos aspectos; los mismos se llevaron a cabo en siete Departamentos del país: Santa Cruz, Cochabamba, La Paz, Chuquisaca, Tarija, Potosí y Oruro.

Los estudios buscaban: i) Estimar el consumo global y los patrones de consumo de biomasa como fuente de energía en la industria rural, el volumen monetario que su gestión implica y su incidencia en los costos de producción de las industrias y, ii) Pre-identificar acciones a ser incorporadas en el PNB, priorizando proyectos, zonas y rubros de producción, en términos de necesidad de intervención. El estudio sirvió para obtener información de las industrias rurales que consumen biomasa como fuente de energía, estudiar sus patrones de consumo y tecnología de transformación de energía, identificar los circuitos productivos y comerciales que estas involucran, estimar sus niveles de eficiencia e identificar los lugares y formas de abastecimiento de biomasa así como las fuentes boscosas comprometidas en el suministro del combustible.

En los 7 Departamentos estudiados se han identificado un total de 3.722 establecimientos que consumen biomasa como fuente de energía, clasificados según 17 rubros industriales.

Tabla 2. Establecimientos industriales que utilizan biomasa como fuente de energía

Rubros identificados	No. de establecimientos identificados, por rubro y por Departamento							Total
	La Paz	Cochabamba	Santa Cruz	Chuquisaca	Potosí	Tarija	Oruro	
Ladrillo	174	530	544	229	67	77	111	1732
Yeso	338	150		1	22	22	48	592
Chicha		477						477
Alfarería					352		3	355
Arroz			97					97
Chancaca			41			48		97
Singani				6		62		68
Cañazo				4		60		64
Teja					59			59
Pisco				50				50
Platería					50			50
Pan		No ident.	No ident.			32		32
Cal		7		10	12		3	32
Sal					12			12
Ulexita					12			12
Carbón	No ident		No ident					
Aceite de muña							1	1
Total	512	1164	682	300	597	301	166	3722

Fuente: Informe sobre consumos de Biomasa en la industria rural. PNB. 1996 – 1997.

Elaboración: Idem.

Los estudios mostraron que la mayoría de las industrias están dedicadas a la producción de materiales de construcción y que aún subsisten rubros industriales tradicionales,

64 Guzmán Juan Carlos. Bases de diseño del Programa Nacional de Biomasa. ESMAP. 1996.

principalmente de producción de alimentos y bebidas. En otros casos, la alta dispersión de los establecimientos y la limitación de los recursos para la realización de los estudios, no permitió identificar con precisión los establecimientos de pan y carbón vegetal. Por esta razón, el número identificado de industrias es solamente referencial.

La tabla siguiente muestra los resultados de consumo anual de biomasa por las industrias rurales expresado en TM.

Tabla 3. Consumo anual de biomasa en la industria rural

Rubro	Leña	Aserrín	Estiércol	Residuo vegetal	Carbón vegetal
	TM	TM	TM	TM	TM
Ladrillo	124632	127027	2496		42
Carbón	76091				
Ulexita	59520				
Yeso	30508	1075	8562		
Arroz	18263				
Chicha	13782				
Chancaca	10862			699	
Pan	8008				
Cal	1610		1050		
Sal	602				
Pisco	190				
Cañazo (Trago)	150				
Aceite Muña	82	0	7	0	0
Singani	50	0	0	0	0
Alfarería	0	1199	13	0	0
Teja	0	0	1069	0	0
Platería	0	0	0	0	27
	0	0	0	0	0
Total	344350	129301	13197	699	69

Fuente: Informe sobre consumos de Biomasa en la industria rural. PNB. 1996 – 1997.

Elaboración: Idem.

Las fuentes energéticas biomásicas identificadas fueron la leña, aserrín, carbón vegetal, estiércol, residuos forestales, bagazo y la yareta, las mismas que se utilizan solas o asociadas con goma, GLP, gasolina, diesel y electricidad. La leña es el combustible más usado por la pequeña industria rural y también se puede observar que se están utilizando especies altamente frágiles como la yareta. Se aprecia, sobre todo en el altiplano, la incorporación de estiércol y goma (caucho) en forma de llantas. En los rubros que requieren fuerza motriz, la energía proviene de gasolina, diesel y electricidad.

Otro resultado interesante en los estudios fue la identificación de las diversas unidades que se utilizan en la recolección y comercialización de las fuentes energéticas biomásicas como la tarea, el andén, la camionada, la bolsa, el burro, la gavilla, la champa y el quintal; en cada uno de los estudios se realizaron mediciones para convertirlas a unidades de peso, en kilogramos y/o toneladas métricas.

En el caso de la industria de Ulexita es fundamental el alto consumo de yareta, sus implicaciones son por demás relevantes debido a la fragilidad de los ecosistemas de donde

proviene el combustible⁶⁵, razón por la que, en términos ambientales, este consumo tiene mayor impacto que la explotación de leña para la industria del ladrillo en Santa Cruz.

Para la aplicación de los resultados de estos estudios en el Balance Energético Nacional, se han aplicado a los consumos de biomasa estimados, los poderes caloríficos de los tipos de biomasa identificados. El resultado mostró que la pequeña industria rural consumía, en el año 1998, más de 1.135.869 BEP/año⁶⁶.

Los estudios también permitieron averiguar sobre el estado de desarrollo de la tecnología en las industrias rurales, particularmente de la referida a la utilización de la energía. Esto se logró, principalmente, a partir de la determinación del consumo específico de energía (c.e.e.) expresado en unidades de energía por unidad de producto obtenido por la industria. La tabla siguiente muestra los resultados logrados.

Tabla 4. Consumo específico de energía en las industrias rurales

Rubro	Unid	Consumo específico de energía (Mj/kg de producto)						
		La Paz	Cochabamba	Santa Cruz	Chuquisaca	Potosí	Tarija	Oruro
Ladrillo	Kg	1.5 - 2.8	2.9 - 3.4	2.3 - 3.7	1.6 - 4.8	1.1 - 3.0	1.6 - 2.9	2.16 - 6.24
Yeso	Kg.	1.2 - 2.1	2.9 - 3.3		2.2	1.3 - 3.1	0.8 - 1.6	1.16 - 2.87
Chicha	lt.		5.5 - 14.7					
Alfarería	Kg.					5.1 - 7.7		9.92
Arroz	Kg.			0.5 - 2.8				
Chancaca	Kg.			22.7 - 25.1			11.7 - 27.8	
Singani	lt.				9.51		41.2 - 57.8	
Cañazo (Trago)	lt.				18.3		25.6 - 61.4	
Teja	Kg.					1.12		
Pisco	Kg.				32.1			
Platería	Kg.					98.1 - 836.4		
Pan (Harina proc)	Kg.			4.63 - 9.13			10.0 - 50.2	
Cal	Kg.		4.6 - 6.7		5.3	7.5 - 7.7		8.91 - 19.28
Sal	Kg.					0.6 - 0.9		
Ulexita	Kg.					8.8 - 8.9		
Carbón	Kg.	No ident.		No ident.				
Aceite Muña	lt.							3039

Fuente: Informe sobre consumos de Biomasa en la industria rural. PNB. 1996 – 1997.

Elaboración: Idem.

El análisis de los patrones de consumo de energía en las industrias diagnosticadas, le permitió concluir al PNB que los proyectos con las industrias rurales necesariamente debían contener conceptos relacionados con el desarrollo tecnológico de las industrias. Era claro que los niveles de eficiencia en la transformación de la energía estaban dando cuenta de tecnología obsoletas, que situaban a las industrias rurales en los límites peligrosos de la competitividad.

Las investigaciones también averiguaron acerca de los precios que los industriales rurales pagaban por la biomasa que consumían. Se pudo detectar que el precio de la biomasa está determinado por: i) la localización de la industria con relación a la distancia en que se encuentra la fuente de abastecimiento del energético, siendo el factor determinante, en este caso, el costo del transporte y; ii) las regulaciones ambientales locales que influyen en los costos de los energéticos.

65 Yareta: un recurso natural renovable?. Consultora Sistemática. Programa Nacional de Biomasa. 1998.

66 Para el cálculo de consumo de energía, según especie identificada, se utilizaron los resultados del estudio "Poder calorífico de 51 especies de madera en Bolivia". Trepp, André. ANCB. Y de estudios de poder calorífico que se realizaron en el marco de ejecución del PNB.

En cada uno de los estudios, de acuerdo con el universo del estudio determinado por la cantidad de hornos identificados y la variedad de los rubros, la biomasa implica un presupuesto anual también variado. Al agregar los costos en que las industrias incurren en sus compras de biomasa con fines energéticos, se encontró que los industriales rurales bolivianos gastaban anualmente un monto aproximado a los 11 MM de \$us. que, por supuesto, tenían incidencia en los costos de producción de las industrias.

Así se encontró que el grado de afectación de los gastos en biomasa sobre el costo de producción es también variable. Desde el 2% en el caso de las panaderías, hasta el 69% en el caso de la producción de cal en Chuquisaca. En cualquier caso, las compras de biomasa no dejan de ser una preocupación para los industriales, principalmente en los rubros calificados como energético intensivos como la producción de yeso, cal y ladrillos.

En este ámbito de la investigación, uno de los hallazgos más importantes fue constatar que las industrias rurales identificadas alcanzaban ventas anuales del orden de los 65 millones de dólares, y que en algunos casos los gastos en biomasa representaban hasta el 31% de las ventas de la industria.

Uno de los últimos hallazgos fue la caracterización de la importancia económica regional de las industrias rurales. Es así que la agregación de los resultados de las encuestas realizadas, daba cuenta de que las industrias rurales generaban alrededor de 20.000 puestos de trabajo no agrícolas.

Por otra parte, se encontró que los más importantes impactos ambientales provocados por el sector están relacionados con explotación selectiva de especies forestales de alto poder calorífico y la emisión de contaminantes a la atmósfera producto de la combustión de la biomasa en los procesos de transformación. En efecto, se estimó que la combustión de biomasa en las industrias rurales que consumen biomasa suponía una emisión del orden de medio millón de toneladas de CO₂ a la atmósfera y el compromiso, si no deforestación, de cerca de 80.000 has. de bosque cada año.

5. ELEMENTOS DE POLÍTICA EN LA GESTION ENERGÉTICA DE LA BIOMASA

En principio, por definición, debe entenderse uso racional de biomasa como fuente de energía a: i) el consumo eficiente, ii) el suministro sostenible de biomasa y, iii) en algunos casos, la sustitución de la biomasa por otros combustibles. Se supone que si el consumo de biomasa, doméstico o industrial, alcanza niveles de racionalidad, los consumos y costos específicos de energía de biomasa alcanzarán niveles de competitividad con otros combustibles, se minimizará su impacto ambiental y garantizará su sostenibilidad.

Por otra parte, se ha constatado que por diversas razones económicas, energéticas e institucionales, el consumo de biomasa como fuente de energía en el área rural no terminará; es decir, los patrones de consumo de biomasa como fuente de energía no van a cambiar en el mediano plazo, más aún, si no se cristaliza una política energética enfocada en el consumo de energía de los hogares rurales bolivianos.

En este marco, una de las principales barreras a la gestión energética eficiente de la biomasa es la escasa información de producción, aprovechamiento y pérdidas de patrimonio forestal. Dado que la atención principal de la normativa y organismos forestales están concentrados en bosques de tierras bajas y de uso maderable, el aprovechamiento de los bosques andinos y el potencial de su uso energético no es parte de la información que normalmente se recolecta. En consecuencia, lograr un balance forestal desde la perspectiva energética es una tarea casi imposible, a menos que se definan hipótesis de producción-eficiencia-consumo que permitan estimaciones similares a la descrita en la primera parte del presente trabajo.

Por otra parte, pese a que las definiciones institucionales del Programa Nacional de Biomasa han logrado como resultado que instituciones bolivianas tengan los elementos necesarios para continuar con las tareas iniciadas, en la realidad todas sus actividades fueron discontinuadas una vez concluidos los recursos de Cooperación Internacional destinados a su ejecución. En otras palabras, las actividades para favorecer la gestión energética eficiente de la biomasa debieran ser una responsabilidad directa del mismo MEH.

La política energética para el mercado interno, necesariamente deberá enfrentar los problemas que devienen de la distorsión de los mercados energéticos rurales. En otras palabras, de no abordarse los problemas ocasionados por la inadecuada aplicación de los subsidios, es dudoso pensar que dichos patrones de consumo puedan sufrir modificaciones importantes. En ese entendido, es imprescindible la voluntad del Gobierno para corregir un conjunto de distorsiones, particularmente alrededor de los precios de otros energéticos como el diesel y el GLP y la asignación de subsidios a tecnologías poco eficientes.

Como puede colegirse del texto anterior, el consumo de biomasa, particularmente aquel destinado a usos energéticos domésticos, está circunscrito a las áreas de influencia extractiva de los centros urbanos, la eficiencia de las tecnologías utilizadas y fuertemente ligada a la gestión territorial de los recursos. Por este motivo, una política destinada a mejorar los indicadores de utilización energética de biomasa, incluida la sustitución, puede enfocarse desde los siguientes puntos de vista:

- La utilización eficiente de la biomasa con fines domésticos además de reducir la presión sobre los recursos de bosque, tendrá impacto favorable directo en la salud de mujeres y niños y reducirá los gastos familiares en búsqueda de atención médica.
- La reducción de la presión sobre los recursos de bosque debe ser priorizada en zonas donde el balance forestal aparente presenta evidentes muestras de sobreexplotación.

Como ocurre en otros ámbitos, la información nacional de productividad de biomasa en el país no refleja situaciones de presión exagerada y de potencial conflicto de sostenibilidad de recursos naturales y seguridad alimentaria.

Sin embargo, dadas las condiciones de precio, subsidio e inversiones para la provisión de energéticos convencionales al área rural, es altamente probable que los patrones de consumo de biomasa continúen y, peor aún, se agudicen.

Dado que gran parte de la temática energética, ambiental y de salubridad se resume en un problema básico de eficiencia, la problemática general puede ser resuelta si se desarrollan mecanismos simples para la introducción de cocinas eficientes a leña de calidad y rendimiento certificados. En la actualidad, el país ya cuenta con una oferta tecnológica en pequeña escala de cocinas eficientes a leña de calidad y rendimiento energético global certificado.

En otro ámbito de oportunidades, el aprovechamiento de madera de los bosques naturales es una de las posibilidades que puede utilizar un proyecto de generación de electricidad para aprovisionarse de materia prima de manera constante y en el marco de un plan de manejo forestal. Entre los criterios que deben tomarse en cuenta están:

- Todo aprovechamiento del bosque natural requiere del desarrollo de estudios, tanto de las propiedades de las especies para uso de madera para energía, como también de las características de silvicultura para su reposición.
- La utilización del bosque deberá establecerse en dos formas: aprovechamiento total y aprovechamiento selectivo, aspectos que deben ser considerados en la preparación de normas apropiadas para un proceso de generación de energía que no forma parte del concepto de las actuales normas forestales.

- Para un aprovechamiento total de ciertas superficies del bosque, las mismas deben ser repuestas ya sea con especies naturales o especies introducidas de propiedades adecuadas para energía y de buenas características por su rápido crecimiento y generación de volumen de biomasa.
- Para el aprovechamiento selectivo de especies forestales, se debe establecer un plan de manejo en base reponer las mismas, con las propias especies nativas del bosque y de características adecuadas para dendroenergía.

El aprovechamiento de madera de bosques secundarios es también una adecuada potencialidad si se logra establecer plantaciones de ciclos de corta duración en el crecimiento de la biomasa. Los criterios que se deben tomar en cuenta son:

- Se requiere el desarrollo de estudios para conocer la conformación de especies del bosque secundario y las propiedades de las maderas. En este tipo de bosques, por lo general, las especies de rápido crecimiento son maderas de baja a mediana densidad.
- La formación de los bosques secundarios está relacionada a las actividades antrópicas, por lo que la dependencia estará basada en los niveles de intervención del hombre.
- Se requiere la adopción de normas apropiadas para la utilización de bosques secundarios.
- El establecimiento de nueva vegetación requiere por lo menos de 8 a 10 años, de manera que, comparativamente al desarrollo de plantaciones forestales de la misma edad, el bosque secundario tendría menos ventajas.

Por último, las plantaciones forestales pueden ser desarrolladas a través de dos sistemas: plantaciones forestales a pleno sol o sin dosel protector en áreas desboscadas o en superficies de bosques que serán aprovechadas totalmente. Esta forma de utilización del bosque tiene implícitas varias ventajas:

- Se puede combinar en las actividades de reforestación sobre áreas desmontadas en el pasado, actividades relacionadas a generar créditos de carbono por formación de sumideros de carbono.
- A través de la reforestación, el control de la producción volumétrica es más factible.
- Se pueden desarrollar plantaciones en lugares cercanos a la industria de energía.
- Se pueden establecer diferentes variables sobre los costos, con el fin de lograr valores menores en la producción de la materia prima.

En el caso de la explotación energética de plantaciones forestales, están eximidas de la presentación de planes de manejo forestal las áreas de propiedad privada en las cuales la producción forestal provenga de bosque implantado, entendiéndose por éste la forestación de un área determinada con una o varias especies aprovechables con destino a explotación forestal. En el caso de que las especies a ser implantadas sean exóticas (foráneas), que es un caso probable para el aprovechamiento energético, los efectos posibles sobre el medio ambiente deben merecer particular estudio.

Desde la perspectiva del impacto ambiental un proyecto de generación de electricidad a partir de biomasa se considera un proyecto limpio. Su operación, con el equipo adecuado, no genera gases al medio ambiente en proporciones que causen daños. La emisión de CO₂ al ambiente es en circuito cerrado es decir, lo que se emite por combustión de la biomasa, es absorbido por el crecimiento de la biomasa. Sus residuos sólidos (cenizas) son aptos para ser utilizados como fertilizantes para las plantaciones de árboles. El sistema de enfriamiento por agua en circuito cerrado no es contaminante. La emisión de sonido es baja. La planta, como tal, está obligada a recabar su respectivo Manifiesto Ambiental en cumplimiento a la Ley del Medio Ambiente, sin que se prevean dificultades ni costos mayores.

EL DESAFÍO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA SU INSERCIÓN A MAYOR ESCALA EN EL MERCADO ELÉCTRICO BOLIVIANO

Miguel Fernandez Fuentes

Renán Orellana Lafuente

Ramiro Rojas Zurita

1. INTRODUCCIÓN

El incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero y la elevación del precio de los combustibles ha determinado que en el mundo se busquen otras fuentes energéticas como alternativa para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y evitar los Gases de Efecto Invernadero (GEI). A partir de las crisis del petróleo de los años 1973, 1978 y 2007, que dieron lugar a la elevación de los precios sucesivamente, han surgido varias iniciativas para sustituir los combustibles fósiles y como alternativa se encuentran las energías renovables.

La combustión produce gas carbónico (CO_2), óxido nítrico (NO_x), gases sulfurosos (SO_x), vapor de agua (H_2O) y otros con efectos menores sobre la atmósfera. Entre ellos se ha comprobado que los principales gases de la combustión que producen el efecto invernadero son el vapor de agua (H_2O) y el dióxido de carbono (CO_2), debido a que son los que capturan la mayor cantidad de energía proveniente del sol. La energía capturada es distinta, siendo la más nociva la del CO_2 porque captura los rayos infrarrojos y tiene un ciclo de cerca de 200 años. En la actualidad, la acción del aumento del consumo de energía produce un desequilibrio entre la absorción de CO_2 y las emisiones, el 95 % del CO_2 producido es absorbido y el 5 % restante queda en la atmósfera y, durante su ciclo se produce la acumulación del contenido de CO_2 en la atmósfera.

Existen otros elementos contaminantes producidos por otras actividades como el gas metano principalmente donde el hombre está involucrado. En el caso que nos compete, los proyectos hidroeléctricos con grandes embalses que inundan regiones con vegetación, esta se descompone produciendo gas metano expedido a la atmósfera. Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs o MCHs) pueden evitar estos efectos, aunque logrando menores potencias y en consecuencia menor generación de energía.

En las últimas dos décadas se han intensificado los estudios y se ha mejorado la tecnología de los proyectos de Energías Renovables (ERs), especialmente de aquellos que pueden conectarse a la red, como alternativa de modificación de la matriz energética de los diferentes países.

2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ÁREA RURAL DE BOLIVIA

Al año 2007, se estimó que casi 3 millones de habitantes rurales de Bolivia (unos 500.000 hogares) no tenían acceso a la energía eléctrica, y muchos de ellos a ningún tipo de energía comercial. De ese total, cerca de 200.000 hogares radican en localidades donde presumiblemente existe redes eléctricas y por tanto su conexión corresponde a un

proceso de densificación del servicio ya establecido. El saldo debería ser atendido por fuentes descentralizadas de suministro de energía.

De esta manera, se estima que unos 200.000 hogares rurales puedan ser atendidos mediante la utilización de energías renovables descentralizadas (fundamentalmente sistemas fotovoltaicos o pequeños aerogeneradores) y que unos 100.000 hogares puedan ser atendidos con sistemas aislados de mini-redes con diversas fuentes (diesel, hidráulica, biomasa, sistemas híbridos, etc.).

Tabla 1. Escenarios de la Cobertura Rural.

Periodo	Incremento cobertura	Proyección de cobertura al año 2015
1976	0,3%/año	19,7%
1997	2,4 %/año	57,8%
2005	4,0 %/año	70%

Fuente: Elaboración propia. Datos del VMEEAT 2005

Es decir, de los 3 millones de habitantes rurales sin energía, la red eléctrica quizás llegue a cubrir un 30% para su abastecimiento de electricidad. Así un 70% de la población tendría como alternativa que las energías renovables les provean de electricidad o recurrir a generadores a gasolina o diesel. Adicionalmente, en las demandas térmicas para cocción de alimentos 600 mil hogares que usan fogones de leña podrían optar por cocinas eficientes de leña.

La necesidad de impulsar los usos productivos de la energía, fortalecer los servicios sociales y comunales sólo será posible si existe un suministro confiable, seguro y económico de la energía, de esta manera la energía se convertirá en un factor que genere desarrollo.

Así, la dimensión del desafío para las energías renovables en el área rural es el de abastecer con energía a casi 2 millones de personas en los próximos años. Disgregando este relevamiento por tecnología, un escenario de introducción y los posibles impactos podría ser el siguiente:

Tabla 2. Escenario de Introducción de Energías Renovables - Área Rural

Tecnología	Impacto: Desplaza o sustituye	Observaciones
Al menos 150.000 sistemas fotovoltaicos domésticos	2,4 millones de litros de diesel/año (mecheros) 12 millones/año de velas 300.000 /GLP año (lámparas a GLP) 4,8 millones de pilas/ año (uso en radio / linterna)	Instalaciones fundamentalmente domésticas y sociales de pequeña potencia
Al menos 1.100 sistemas de bombeo Fotovoltaicos comunales	6,6 millones litros de diesel/año	Instalaciones en comunidades semi-nucleadas para el abastecimiento de agua potable y abrevaderos de ganado
500.000 cocinas eficientes de leña	1 millón de Toneladas de madera/año	Sustitución de fogones tradicionales de leña
50.000 biodigestores	215.000 Toneladas de CO2/año	Instalación en las zonas con potencial ganadero
300 micro centrales hidroeléctricas	millones de litros diesel/año	En regiones de la cordillera con alto potencial hidroeléctrico. Posible interconexión a la red
2.500 aerogeneradores	60.000 litros diesel/año 300.000 velas/año	Sistemas aislados para abastecimiento doméstico y social prioritariamente.
4.000 sistemas termosolares (sociales)	4.241 Toneladas de CO2/año	Sistemas de uso social en escuelas y postas en comunidades aisladas para provisión de agua caliente para uso sanitario
1.000 sistemas híbridos en el norte del país	15 millones de litros diesel/año	Sistemas de microrredes que funcionan con diesel y serían sustituidos por aceite vegetal en combinación con solar/hidro

Fuente: Elaboración propia. Datos del VMEEAT 2005

3. POTENCIAL PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS ER'S A LA RED

3.1. Generación Distribuida

En el área urbana, de momento las alternativas renovables que se perciben con mayor potencial son los sistemas termosolares. Actualmente, el calentamiento de agua se realiza con electricidad de manera mayoritaria y con Gas Licuado de Petroleo (GLP) o Gas Natural (GN). Este último energético, a pesar de ser una opción económica por el sistema de precios del GN en Bolivia, lamentablemente no es aún una opción real, pues la penetración en las ciudades no alcanza al 7%. En ese sentido, la electricidad y consiguientemente, las duchas eléctricas son la opción más extendida.

Un análisis de introducción potencial de sistemas termosolares, estima en 200.000 unidades familiares. Actualmente se instalan cerca a 400 unidades/año y se estima en poco más de 3000 unidades en funcionamiento en el país.

Una ventaja de estos sistemas es que su repago podría realizarse en 3 a 4 años en función del uso.

Adicionalmente se puede prever opciones de uso de tipo industrial para el pre-calentamiento de agua y también su aplicación en mayor escala en hoteles.

Por otro lado, la interconexión de las ER's a las redes eléctricas existentes fundamentalmente en entornos urbanos y rurales se muestra como una oportunidad importante que permitiría que pequeños generadores se conecten directamente a los sistemas de distribución. Generadores fotovoltaicos, eólicos inclusive microcentrales o picocentrales hidroeléctricas en rangos de 1 kW hasta 300 kW podrían inyectar directamente electricidad en baja tensión.

Esta opción se enmarca en el concepto de generación distribuida, como una nueva opción en la cual se pretende generar la energía en el lugar de consumo. Naturalmente que se debe construir una serie de mecanismos operativos, normativos, técnicos para avanzar en estos temas.

Los beneficios para el generador son múltiples, pues se incrementa la confiabilidad, aumenta la calidad, el uso eficiente de la energía, mientras que para el suministrador disminuyen las pérdidas de transmisión y distribución, libera capacidad del sistema, hay un mejor control de reservas y regulación, bajando los índices de fallas.

3.2. Sistemas Fotovoltaicos

Como experiencia piloto de un generador fotovoltaico conectado a la red, ENERGETICA en Cochabamba tiene aún la única instalación en Bolivia donde se está probado la tecnología. Si bien, la venta de energía no se vislumbra como un negocio por los bajos costos actuales de la electricidad (por efecto del precio del gas para generación de electricidad), la generación para consumo propio si podría ser interesante, lo cual se muestra en varias publicaciones.

En caso de vender la energía generada en las actuales condiciones normativas, el repago de cualquier central fotovoltaica sería de 150 años, sin embargo si esta energía se la autoconsume en uso domiciliario el periodo de repago se reduce a 22 años; de usarse la energía en locales comerciales, con las actuales tarifas, el repago es de menos de 12 años. Esto muestra inicialmente condiciones de partida razonables, ya que los paneles fotovoltaicos tienen garantía de 25 años y vida útil de más de cuarenta años. En términos de rentabilidad, una instalación de ese tipo tendría 7,5% anual, que es un valor bajo respecto al 12% usualmente utilizado como referencia, pero si se lo compara con las tasas pasivas del sistema bancario (0,9% en depósitos a plazo fijo y cajas de ahorro) actualmente representa una alternativa de inversión atractiva.

3.3. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

ENERGETICA también ha estudiado la posibilidad de interconexión de MCH a redes en baja tensión, y para el caso de La Paz se ha estimado que los costos de producción de electricidad con MCH de 100 kW y factor de planta de un 60% estarían en alrededor de 57 \$US/MWh. De venderse esta energía a la tarifa del nodo de referencia para zona, apenas se recupera el 56% del costo de producción, incurriendo en un déficit neto del 44%.

Si se calcula los costos de energía que tiene la distribuidora de la zona, se estima que para ella, disponer de electricidad en baja tensión le cuesta aproximadamente 51 \$US/MWh (considerando el costo de la energía, la transmisión, las pérdidas y los pagos por peajes de uso de líneas de transmisión). En ese caso, la diferencia entre los costos de producción de una MCH y la posibilidad de que la distribuidora retribuya correctamente a la MCH por la energía establece una diferencia de 10% ya susceptible de negociación, pues aún se puede estimar las pérdidas por fallas, la mejor estabilidad de la red, reducción de emisiones de CO₂, reducción de consumo de gas (con disponibilidad para exportación), como beneficios que favorecerían la inyección de electricidad por parte de la MCH. Un factor más a considerar es que el precio de venta de la energía a los clientes residenciales de la distribuidora, en ese mismo punto, es de 84 \$US/MWh y, a los clientes comerciales es de 101 \$US/MWh.

De existir una normativa que permita a esta MCH inyectar su energía a la red, y que, por ejemplo, usuarios comerciales puedan comprarle directamente a la MCH, se muestra otro campo de compra-venta de energía a pequeña escala no normado en este momento.

Para una meta inicial de introducción de ER's en generación distribuida, se considera el desplazamiento de la generación a diesel que actualmente aun tiene el SIN con un aporte entre 18 MW y 30 MW.

Tabla 3. Escenario de Introducción de Energías Renovables - Área Urbana

Tecnología	Impacto: Desplaza o sustituye	Observaciones
Al menos 200.000 sistemas termosolares para calentamiento de agua	Desplaza 219.000 MWh/mes de electricidad	Instalaciones fundamentalmente domésticas y en menor cantidad aplicaciones en hoteles y escuelas.
Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red, 30 MW	Desplazaría unos 54.000 MWh/año del SIN	Instalaciones en techos urbanos de ciudades y colas de red. El potencial se calcula con la intención de desplazar el consumo de diesel actual en el SIN

Fuente: Elaboración propia. Datos del VMEEAT 2005

4. SISTEMAS DE ER's INTERCONECTADOS AL SIN

Los mayores potenciales para interconectar sistema de gran potencia están en las Centrales Hidroeléctricas, los Parques Eólicos, las plantas de Geotermia, las centrales de Biomasa, eventualmente Centrales Solares Fotovoltaicas y Centrales Solares Térmicas.

En los planes actuales del Gobierno aparecen de forma nítida las Grandes Centrales Hidroeléctricas. El Plan Estratégico de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) se tiene planificado un parque eólico de 5 MW y también el relanzamiento de la generación con Geotermia, en Biomasa está en marcha la segunda fase de la central de Bagazo en Santa Cruz. Centrales Solares Fotovoltaicas o Solares Térmicas no aparecen, a no ser en algunas declaraciones del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA) donde se expone que son muy caras y que no se promocionaran aún.

Así el detalle de proyectos existentes en el momento es el siguiente:

Hidroelectricidad:

- Misicuni 80 MW
- San Jose 127 MW
- Miguillas 250 MW
- Rositas 400 MW
- Tahuamanu 6 MW
- Cachuela Esperanza 800 MW

Geotermia:

- Laguna Colorada: 100 MW

Eolica: 5 MW (sin especificación de lugar aún).

En todo caso, la rentabilidad de estos proyectos está en entredicho, porque los costos de producción de energía son mayores a los actualmente existentes, la razón principal es el bajo precio del Gas Natural para consumo interno en Bolivia.

5. BARRERAS

Existen barreras que impiden el acceso de energías renovables al SIN. Las barreras son de distinto tipo, entre legales, económico-financieras, constructivas y otras propias de la operación y los requerimientos del sistema. Estas barreras no son independientes unas de otras y pueden ser superadas con medidas enmarcadas en la legislación boliviana y sin causar daño económico a la sociedad, retribuyendo los beneficios de los emprendimientos con fuentes renovables, comparados con las condiciones existentes.

Las barreras identificadas son de tipo legales, económico financieras y operativas.

5.1. Barreras legales

La Ley de Electricidad 1604 de diciembre de 1994, fue confeccionada con el fin de transformar el mercado eléctrico, hasta ese momento en manos del estado, a través de ENDE, en un mercado competitivo. La causa principal para cambiar el sector eléctrico, fueron las ineficiencias que encarecían el suministro de electricidad y la pesadez del sistema administrativo que había creado una burocracia en continuo aumento. El principio de mercado competitivo está basado en la oferta de productos con el mismo nivel de calidad, con precios que compitan, mejorando continuamente la eficiencia.

El diseño del mercado eléctrico boliviano se basa en un sistema desagregado verticalmente, en el caso de los distribuidores, se permite la generación con recursos renovables de hasta el 15% de su demanda. Las restricciones impuestas por la Ley determinan elevados costos de conexión, el sistema de comunicación y la permanente información necesaria para la operación en tiempo real. El artículo 15 inc. d, de la Ley de Electricidad, representa el único incentivo para el uso de fuentes alternativas para los distribuidores.

Si bien se ha inducido a la generación con recursos renovables, este incentivo no es suficiente y debe ser complementado con medidas que dinamicen los procedimientos de inclusión de energías alternativas al SIN como:

- El cambio a la nueva Ley de Electricidad trae una incertidumbre que puede atrasar las inversiones en el sector, se debería efectuar el cambio a la brevedad posible.

- Se necesita una Ley de Promoción que de estabilidad a la operación de centrales con fuentes de energía renovable, durante toda su vida útil, garantizando la recuperación de capital.
- Traspaso de los bonos de CO₂ al generador con una estructura acorde a los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) que contemple el acceso de generadores con capacidades menores a 30 MW.

El 7 de febrero de 2009 ha sido promulgada la nueva Constitución Política de Bolivia, determinando cambios fundamentales en el marco normativo, como la imposibilidad de realizar concesiones sobre los recursos naturales. El cambio normativo de Bolivia presenta un momento propicio para poder incluir en la legislación una normativa para incentivar el desarrollo de los proyectos de energías renovables de forma técnica y económica.

5.2. Barreras Económico-Financieras

Las barreras económico financieras son las más significativas para el acceso de energías renovables alternativas. Su influencia está centrada en dos aspectos:

- La remuneración por la actividad y la falta de incentivos.
- El financiamiento, con condiciones difíciles de recuperación del capital.

Estos dos problemas tienen su origen en las distorsiones del mercado regulatorio, en el cual, el componente básico es la generación en base a gas natural con un costo subvencionado para el consumo interno. Este costo no permite la libre competencia entre los agentes del mercado.

Las características del desarrollo del sistema eléctrico, inicialmente con mayor participación hidroeléctrica (cerca de 60% 1990), donde, a partir de las reglas del mercado adoptadas con la Ley 1604 del año 1994, se ha llegado actualmente al 60% de capacidad térmica y la capacidad hidroeléctrica es solo 40%.

El incremento de participación de las unidades térmicas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), muestra la poca competitividad de tecnologías de generación que existen en el mercado, dando lugar a señales distorsionadas, que si bien mantienen las tarifas de electricidad, no son suficientes para el desarrollo de otras tecnologías de generación.

En general, el aprovechamiento de energías renovables es mucho más costoso tanto económicamente como en los detalles de la tecnología utilizada. Estos costos elevados son equilibrados de manera inicial con los créditos de CO₂, que en algunos escenarios energéticos resulta conveniente para las inversiones, pero en otros escenarios, como en Bolivia, se requiere aún de algunos incentivos que mejoren las condiciones económicas y hagan los proyectos factibles.

5.3. Estructura de precios de generación en el MEM

La legislación vigente tiene aspectos que limitan la competencia para el acceso de distintas tecnologías de generación de energía, debido a la subvención del Gas Natural (GN), ocasionando que no exista rentabilidad para tecnologías que no sean provenientes de otros recursos distintos de la quema del GN.

El precio de la potencia es calculado en base al costo de inversión necesario para la instalación de una turbina a gas y el precio de la energía es determinado por el sistema de costos marginales correspondiente al costo de operación de una turbina a gas.

El valor del GN como energético usado en el mercado eléctrico está fijado por el gobierno en 1.3 US\$/MPC. Inicialmente, en 1996, constituía un equilibrio para el momento de la transición al modelo de mercado de esa época y actualmente vigente, que en un inicio tenía un tope mínimo en 0.60 US\$/MPC, entonces las reglas del mercado permitían un juego

en el margen que daban el máximo y el mínimo, entre los generadores térmicos. En ese escenario fueron efectuados proyectos hidroeléctricos cuyo equilibrio económico paso por etapas en las cuales la sobreoferta de generación térmica disminuyó los costos marginales, incidiendo en los ingresos de todos los generadores y poniendo en riesgo las inversiones de las nuevas centrales de generación hidráulica, que en algún caso, pudieron equilibrar sus ingresos mediante los bonos de carbono. Actualmente, la economía de estas empresas es estable pero sin muchas oportunidades de inversiones futuras.

La causa principal del problema es la subvención del precio del GN; nuevas inversiones en el área de recursos renovables, donde el costo de operación es mínimo porque no usan combustibles, tienen mayores costos de inversión en los equipos y las obras que no pueden ser cubiertos por el sistema actual de precios de generación. Con esta metodología, el camino de la expansión se inclina a proyectos de energía con la tecnología del GN.

5.4. Costos de la energía

En los países vecinos, los costos de energía eléctrica producida tienen estándares que reflejan el valor real de la energía. Los costos de energía producida por sistemas hidráulicos de gran tamaño, para pequeña caída y gran caudal en la actualidad superan los 60 US\$/MWh. Las centrales hidráulicas de menor tamaño tienen costos que superan estos valores. Los principales factores de los que depende el costo son, en general el tamaño del aprovechamiento, donde, para instalaciones de gran tamaño, se producen economías de escala, logrando costos bajos de instalación. Las tecnologías de aprovechamiento dependen también de la altura de la caída y el caudal de diseño. Para todos los casos, la construcción de embalses eleva los costos de las centrales, siendo los embalses fundamentales para la operación de las centrales en la época de estiaje.

Además de los costos de producción de las centrales existe el precio de energía y potencia que deben pagar los costos de producción. Si consideramos la influencia, para el sistema boliviano a estos elementos adicionamos el precio del GN de 1.3 US\$/MPC en Bolivia, siendo un precio que define una tarifa plana (energía y potencia) aproximadamente del orden de 26 US\$/MWh, y considerando que los proyectos de aprovechamiento de otro tipo de energías sobrepasan los 60 US\$/MWh, es necesario hacer un alto para pensar en la posibilidad de buscar una forma de hacer rentables los aprovechamientos de otro tipo de energías.

Los costos de generación de energía y los costos de potencia serán incrementados a mediano y largo plazo, debido al costo de los insumos que tienden a aumentar, lo que significa que necesariamente existirá un incremento de tarifas. Este incremento beneficiará a los proyectos con energías renovables.

El nivel actual del sistema de precios se debe a que el sistema se basó en las inversiones realizadas en el proceso de capitalización, que además corresponden a costos constructivos de equipos ya depreciados.

6. CONCLUSIONES

Los mecanismos necesarios para la expansión de las ER's en Bolivia, difieren sustancialmente, en función del sector en el cual se quiere trabajar.

- a. En el área rural, la introducción de ER's cubre una diversidad de demandas y también hay una variedad de tecnologías, por tanto no existirá un solo mecanismo, sino varios que combinen esquemas tarifarios (como en las mini redes), subsidio a la inversión y micro crédito (como el caso de cocinas de leña o sistemas fotovoltaicos aislados,

biodigestores), o subsidios a la inversión (sistemas de bombeo de agua, micro centrales hidroeléctricas).

- b. Para el caso urbano, aparecen al menos dos mecanismos posibles de aplicar. Para la generación de electricidad, se debe desarrollar los conceptos de la generación distribuida, promover el autoconsumo de energía y los “depósitos de energía” en las redes que provengan de los microgeneradores urbanos con la posibilidad de recuperación posterior. Para el caso de otras opciones como los sistemas termosolares, el mecanismo más importante parece ser el micro crédito, y los incentivos como parte de la eficiencia energética que se puedan expresar en descuentos tarifarios o impositivos.
- c. Para la generación a gran escala con los Parques Eólicos, grandes Centrales Hidroeléctricas, Geotermia, etc. la discusión sobre el precio del Gas es fundamental para darle viabilidad a estas alternativas, o en su defecto la necesidad de plantear un nuevo sistema de cálculo de precios que reconozcan la ventajas ambientales y de sostenibilidad de las energía renovables.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). MEMORIA ANUAL CNDC GESTIÓN 2009.

Ley 1604 de Electricidad. Gaceta oficial de Bolivia. 1994

J.M. Mantilla, C.A. Duque, H.G. Ureña (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia, No. 44, pp. 97- 110.

M. Morgan, H. Zerriffi. The regulatory environment for small independent micro-grid companies. The Electricity Journal. Vol. 15. 2002. pp. 52-57.

E. Meyers, M. Hu. Clean distributed generation: Policy options to promote clean air and reliability. The Electricity Journal. Vol. 14. 2001. pp. 89-98.

International Energy Agency (IEA). Distributed generation in liberalised electricity markets. Ed. IEA. New York 2002. pp.1-125.

I. Cadena, S. Botero, C. Tautiva, L. Betancur, D. Vesga. Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia. Revista de ingeniería. Universidad de los Andes Nro 28. Bogotá, Colombia. pp. 90-98.

E. Buzarquis, O. A. Ojeda, F. F. Garcés (2009). Optimización del tamaño y ubicación de generación distribuida en las redes de distribución con base en energías renovables como fuentes primarias de suministro de energía – estado del arte. XIII ERIAC DÉCIMO TERCER ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ.

Celli, C., Pilo, F. (2001) Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems.

J. Herrera B. (2009) Normativa Chilena referida a Generación Distribuida como Agente del Mercado Eléctrico. EIE561 – Distribución Eléctrica, PUCV.

Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica”, Chile 2004.

S. Mocarquer, H. Rudnick. Recursos Renovables como generación distribuida en sistemas eléctricos. Chile 2008.

M. López-Lezama¹, A. Padilha-Feltrin y L. A. Gallego-Pareja (2009) Alocação ótima de geração distribuída em sistemas de energia elétrica. *Revista Ingeniería y Ciencia*, Vol. 5, Nro 9, pp. 9-23.

D. Alarcon Rodriguez, R.A. Currie, G. W. Ault, J. R. McDonalds. (2006) Planning Highly Distributed power systems: Effective Techniques and tools. *International Journal of Distributed Energy Resources*. Vol. 4, Nro 1. Pp. 35-53

M. Fernández F. (2009) Oportunidad de las Energías Renovables en Bolivia. *Sistema de Información Sectorial. Boletín IBNORCA*. La Paz. Bolivia

R. Orellana. L. (2008) Análisis Rápido de la Interconexión de MCH's al SIN. Informe interno para el estudio "Diagnostico del Sector Energético Boliviano" WWF. ENERGETICA. Cochabamba. Bolivia

Adicionalmente, se consideran varios estudios y datos disponibles en talleres nacionales e internacionales en www.elecsolrural.org, www.crecerconenergia.net, www.idtr.gov.bo, así como información del estudio Agua Limpia con Energía Limpia IEE; presentaciones taller Mejora del Acceso a la Energía en Comunidades Rurales, Plan Electricidad para Vivir con Dignidad, Plan de ENDE 2009, etc.

ANEXO

TRANSCRIPCIÓN DE LAS EXPOSICIONES DICTADAS EN EL SEMINARIO:

“ENERGÍA Y SUSTENTABILIDAD”

AGOSTO DE 2011

EXPERTOS EXPOSITORES:

- GUILLERMO TORRES
- ENRIQUE GOMEZ
- MIGUEL FERNANDEZ

EXPOSITOR. GUILLERMO TORRES. ESPECIALIZACIÓN. HIDROCARBUROS.

DURACIÓN EXPOSICIÓN. 72:20 min.

Desearía comenzar hablando un poco acerca del historial de producción líquidos de acuerdo a diferentes periodos marcados por hechos históricos trascendentales en el sector hidrocarburos.

El boomerang chapare consistía en diversos campos descubiertos por YPFB en esta región que sin duda elevaron el nivel de producción en Bolivia.

YPFB se consolidó como empresa,

A partir del año 1997 dada la capitalización la producción de hidrocarburos se elevó la producción ligeramente gracias a los nuevos campos descubiertos en este escenario.

El último aumento en el nivel de producción de hidrocarburos se dio gracias a los nuevos megacampos descubiertos de gas como Margarita, San Alberto, que estaban en explotación y que son los que alimentan la exportación al Brasil.

Históricamente YPFB ha vivido momentos históricos claves en cuanto a participación privada y estatal se refiere, es muy importante resaltar esto debido a que la injerencia en YPFB generó los problemas de institucionalización que son el génesis de problemas mayores en el sector.

La injerencia política y las cargas económicas impuestas en la década de los 80, llevan a YPFB a una situación de quiebra el momento en que se suscribe el contrato de compraventa de gas con Brasil

Garantizar el cumplimiento de la exportación a Brasil era riesgoso para YPFB, la abultada deuda que había contraído, no la hacía sujeto de crédito para financiar un programa de exploración, desarrollo de campos y construcción del gasoducto para la exportación, en ese momento se hablaban de cantidades muy grandes, 30 millones de m³ por día.

Bolivia, mediante YPF, no podía exportar gas a Brasil, tenía que hacerlo a través de empresas internacionales que hicieran las inversiones. En esa época, después del consenso de Washington prácticamente los bancos internacionales no financiaban las empresas estatales.

YPFB, antes de las reformas había suscrito Contratos de Operación y Asociación que terminaron con el descubrimiento de los “Megacampos”. Con las reformas esos contratos fueron convertidos a Contratos de Riesgo Compartido.

El interés de invertir en Bolivia fue anterior a las reformas y se manifestó por la apertura del mercado brasileño al gas boliviano.

Cuando ya se firmaba los contratos, ese momento las empresas vinieron a ubicarse y a ganar espacios en Bolivia.

Las imposiciones del cambio de modalidad en la participación privada en el sector y la desvinculación de YPF de las actividades productivas y operativas de servicios (Leyes de Hidrocarburos: 1194 de 1990 y 1689 de 1996), como condición para el financiamiento del proyecto de exportación de gas a Brasil (año 1990), ocasionó que el Estado pierda el control del sector pero no la responsabilidad de garantizar el abastecimiento interno de hidrocarburos. Hubo una modificación a nivel internacional, en Argentina, Perú, y Bolivia el estado saldría de la parte productiva y operativa dedicándose a la parte social, el problema que tuvo Bolivia es que YPF salió de la parte productiva pero no la responsabilidad contraída de abastecer el mercado interno.

La seguridad energética de Bolivia pasó a depender de lo que hiciera el sector privado sin que este asuma responsabilidad.

Se acentuó la dependencia de las empresas internacionales con la pérdida de los recursos humanos calificados y los campos en producción transferidos de YPF al sector privado.

Antes de las transformaciones de los 90 YPF tenía el control del sector, y tenía planes optimizados de inversión a través del tiempo, el problema se presenta cuando entran las empresas privadas a operar en Bolivia, y lo que hay que tomar en cuenta es que los intereses de un país no suelen coincidir con los intereses de las empresas. Una empresa se debe a sus accionistas y por lo tanto tiene que sacar las mejores ganancias en el menor tiempo posible, entonces no les interesa el desarrollo económico, ni la seguridad energética de ese país.

El sector privado toma el criterio de que la energía es un commodity muy transable, vendible fácilmente, mientras a un país lo que le interesa es tener seguridad energética.

A partir del 2003 y dentro del marco legal vigente, el Estado recupera el control y autoridad sobre el sector de la producción de los hidrocarburos, con una serie de ajustes: 1) Obligación la entrega de toda la producción de petróleo a refinerías bolivianas, hubo un determinado momento que por un problema de precios las empresas se negaron a entregar petróleo y prefirieron exportar dejando sin abastecimiento al mercado interno, lo que la ley permitía, en esa instancia la Superintendencia tenía la responsabilidad de mantener el abastecimiento de hidrocarburos en el país, por lo que se apeló a la Ley del Sirese, no a la ley de hidrocarburos que entregaba la potestad de la propiedad de los hidrocarburos a las empresas, entonces desde ese momento el Estado tomara el rol de definir el destino de la producción; y de intervenir el nivel de precios de las transacciones entre las empresas.

2) Control de precios de transferencia de petróleo a refinerías; los precios eran pactados en las empresas privadas, eran pactados entre la refinería privada y los productores privados, el estado no intervenía pero reconocía los precios internacionales. Había un terrible problema

con el FMI cada año, porque el fondo monetario exigía el aumento de precios en los carburantes, pero esta medida tenía una sensibilidad social demasiado grande.3) Revisión de márgenes de refinación; antes no había márgenes de refinación, antes se negoció muy mal estos márgenes, dado que no tenían ni siquiera un sentido económico, era una negociación de tanteo, eso cambio también.

4) Control de las exportaciones de excedentes de hidrocarburos líquidos; se comenzó a controlar con autorizaciones y permisos, y eso comenzó el problema de las exportaciones ilícitas que terminaron con el juicio a los principales ejecutivos de las empresas Chaco y Andina, que tuvieron que abandonar el país.

5) La Negociación de Estado a Estado para la exportación de gas y contratos por YPF, es necesario recalcar que el papel que tenía el estado respecto de la exportación de gas, se simplificaba en que la superintendencia era recabar a las empresas un certificado que daba YPF que había las suficientes reservas para hacer exportaciones incrementales, eso no era suficiente desde mi punto de vista.

En lo personal yo exigía una copia del contrato de compra-venta entre comprador y vendedor, la empresa que quería exportar se negó a entregar a la autoridad este documento, la superintendencia de hidrocarburos dado que no estaba estipulado en la Ley, apelando a la ley de competencia en el SIRESE se negó la autorización a dichas exportaciones, arguyendo la defensa de los consumidores, si no se cambiaba el precio por que resultaba que el precio era inferior al precio al mercado interno de gas.

Los cambios producidos con el Referéndum vinculante es otra parte de lo ocurrido en 2004:

1. El estado recupera la propiedad de los hidrocarburos en boca de pozo;
2. Los ingresos para el Estado llega al 50% del valor bruto de la producción; y este edicto no era eficiente, debido a que había posiciones intransigentes de ciertos grupos políticos de que debería ser 50% y no menos, habían campos sobretodo petroleros pequeños que ya estaban en declinación que no podían trabajar porque sus costos eran superiores, pero que si nosotros prescindíamos de esa producción resultaba que teníamos que importar más diesel, y el problema era los volúmenes de diesel que se requerían representaba una carga más costosa para Bolivia que un sistema de aportes al estado de acuerdo al tipo de campo, por ejemplo que los campos marginales que aun daban petróleo paguen menos, y los campos grandes realicen tributaciones del orden del 50%.
3. YPF vuelve a operar en toda la cadena;
4. Se controlan las exportaciones de gas;
5. Se deroga la ley 1689.

Con la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de mayo 2005, distorsionada en el Congreso, debido a congresistas que prefirieron hacer demagogia con la ley de hidrocarburos, indicando que pertenecían los derechos a las regiones productoras, inclusive se hablaba de descuartizar YPF, y llevar por ejemplo una gerencia a Camiri, si conocemos las empresas coherentemente llevadas es responsabilidad de la propia empresa diseñar su organización y no se debe definir esta organización a nivel congreso, esto nunca se ha hecho en otro país, solo en Bolivia.

Hablando del Decreto Supremo N° 28701 de Nacionalización (2006), los Contratos de Operación (2006) y la vigencia de la nueva Constitución Política del Estado (2009) tienen una serie de contradicciones. Por ejemplo los contratos suscritos de operación no coinciden con lo que dice la CPE, que maneja contratos de servicio que son totalmente diferentes:

Y tampoco los contratos de operación, ni el contrato que figura en la CPE, concuasa con lo que dice la ley de hidrocarburos 3058, por que los contratos de operación de la ley 3058 es diferente al contrato suscrito el 2006, entonces aquí hay un problema que debe ser resuelto para dar cierta señal, y cierta seguridad para que se realicen las inversiones por las empresas privadas en Bolivia, aquí da la impresión de que estamos abogando por que las empresas igual en Bolivia sigan trabajando, es una necesidad porque el país no está en condiciones de financiar los proyectos, cuando en el escenario actual se requiere urgente de inversión en el sector de hidrocarburos.

Las empresas internacionales saben que YPFB tendrá dificultades en financiar proyectos de desarrollo del sector, especialmente de riesgo como la exploración. Quieren mejores condiciones antes de comprometer futuras inversiones.

Quince años después de las reformas, no se puede prescindir de las empresas si se quiere asegurar el abastecimiento interno de PRP y aumentar las exportaciones de gas y encarar su industrialización. El problema es que se necesita hacer inversiones en el sector, que se han estancado desde la década del 2000.

Yo atribuiría necesariamente los problemas que se han suscitado debido al control que ha tomado el estado y al cambio de reglas y normativas que había en el sector.

Si bien se han tenido grandes ingresos por el IDH, debido a los precios favorables mundiales desde el 2004 que han comenzado a subir hemos llegado hasta \$us. 150 por barril de petróleo. Eso ha aumentado los ingresos debido al gas exportado al Brasil y a la Argentina, por lo tanto los ingresos deberían ser dirigidos a proyectos productivos, que aporten a la estabilidad en el país.

El País no está en condiciones de asumir todo el riesgo, sobre todo en la exploración por petróleo en el área no tradicional. Es necesario el concurso de las empresas en el sector, para:

El desarrollo de los “mega campos” como Margarita, Itau, Incahuasi y otros que no están completamente desarrollados, condicionado al incremento del consumo de gas en los próximos años, que podría estar ocasionado por:

1. Un cambio severo de la matriz energética por gas natural, que sería recomendable, dado que la producción de los líquidos es escasa, y las importaciones de diesel son cada vez mayores, entonces debemos sustituir consumos de combustibles líquidos por gas natural;
2. Desarrollo de proyectos de industrialización de gas, si son beneficiosos para el País; se ha generado todo una polémica con relación a la a industrialización del gas, inclusive fue uno de los ejes de la agenda de octubre, pero hasta ahora no se han dado las condiciones, ni estudiado si estos proyectos son verdaderamente rentables, el país no puede invertir en industrias que no están de acuerdo con las posibilidades que tiene el país en cuanto a capacidades, tecnología, mercados, la ubicación de la planta debe estar en función al mercado, no a la producción del gas, no por tener gas necesariamente debe industrializar el gas, dado que el valor agregado de la producción puede ser menor al costo de producción y transporte combinados, además hay una gran competitividad en los mercados internacionales en la industria de fertilizantes.

Si se piensa en instalar una planta de fertilizantes en el Chapare, en Carrasco, se tiene que considerar el precio de transporte a ultramar o países vecinos como Argentina, pero en este país, en Bahía Blanca la industria de petroquímica y fertilizantes es avanzada, y representa

una gran competencia, y Brasil con Brasque también ya tiene, si Brasil está interesado en entrar en un acuerdo binacional es para ampliar frontera agrícola en el área de Mato Grosso. Pero es condicionante el precio del gas para poder hacer la urea.

1. Apertura de mercados de exportación para el gas;
2. Disminución de las reservas probadas certificadas; y
3. La exploración de nuevas áreas, especialmente por petróleo.

Este es mi diagnóstico acerca del sector de hidrocarburos.

1. Institucionalizar YPFB - Respetar la autarquía, Se debe permitir que YPFB se organice como una empresa productiva libre de injerencias políticas que hicieron mucho daño en el pasado.

La injerencia política y la inestabilidad económica del país en la década de los años 80, fue el detonante para que muchos profesionales experimentados y preparados por YPFB, especialmente de las actividades de exploración y explotación, migren y se vayan a trabajar con empresas internacionales.

La injerencia política tiene un impacto muy grande en la desmotivación de los buenos profesionales. Debido a que los valores cambian de la eficiencia y el conocimiento a la adulación y la participación política para escalar posiciones.

En poco tiempo campea la mediocridad y las decisiones se vuelven políticas, el país pierde porque no se toman las mejores decisiones y la fiscalización de las empresas corre riesgo de no ser idónea en cuanto a conocimientos y honestidad.

Es imprescindible que YPFB se maneje como una empresa productiva cuyo único propietario es el estado y quienes la administran asuman la responsabilidad a largo plazo de garantizar el abastecimiento de hidrocarburos, cumplan con la política y planes de desarrollo y generen las máximas utilidades para el país.

Cuando se habla de las inversiones necesarias del sector, hoy se está realizando una práctica incoherente el banco central le está prestando a YPFB entonces el destino de ese dinero debe ser el adecuado en proyectos muy bien estudiados, se requiere una fiscalización transparente, pero los ingresos no serán destinados a cubrir deudas con el banco central sino más bien irán dirigidos al estado.

2. Deficiencia en el abastecimiento de mezcla adecuada de petróleo a refinerías - obliga a importar Productor Resultantes del Petróleo, como el gas licuado y el diesel, cada vez en mayores cantidades; este problema es muy serio.

A continuación se hace un repaso histórico sobre la transformación de la producción y refinación del sector hidrocarburos.

Hasta mediados de los años 60, las refinerías de Bolivia procesaban petróleo crudo procedente de los campos de Tarija, Santa Cruz y Chuquisaca satisfaciendo la demanda interna. La mayoría de los campos descubiertos eran de petróleo hasta los años 60.

Con el descubrimiento de los campos de gas/condensado en Santa Cruz, la mezcla de petróleo comenzó a cambiar aumentando el contenido de componentes de gasolinas y disminuyendo los componentes de Diesel, kerosene y Jet fuel.

Para procesar la mezcla se tuvo que realizar modificaciones a las instalaciones de la refinería de Cochabamba. En este caso se generalizan esas modificaciones porque se mezclaba el petróleo con el condensado, y realmente se tenía que genera capacidad ociosa cuando se

podía separa en los campos pero en esa época la producción era pequeña por lo que se mezclaba la producción, en ese momento la demanda del país de productos refinados era perfectamente satisfecha porque había la cantidad de petróleo que generaba suficiente diesel.

En 1974, se diseñaron las nuevas refinerías de Cochabamba y Santa Cruz (Valle Hermoso y Palmasola), para refinar una mezcla de 50% petróleo crudo y 50% petróleo condensado. Ya el condensado había crecido en una magnitud alta.

Con la exportación de gas a la Argentina comenzó a aumentar la producción de petróleo condensado asociado a la producción de gas.

A fines de los años 70 comenzó el desajuste entre la calidad disponible de la mezcla de petróleo a refinar y la calidad requerida para satisfacer al mercado interno. Comenzó la importación de diesel oíl.

El descubrimiento de grandes formaciones geológicas profundas saturadas de gas natural y el contrato de exportación de gas a Brasil, por un volumen cinco veces mayor a lo exportado a Argentina, produjeron cambios que vamos a analizar en esta presentación.

En este punto es necesario conocer la diferencia entre el origen de la producción del petróleo y del condensado.

Tras analizar un gráfico que muestra la producción histórica de petróleo y condensado es posible observar la evolución del condensado a partir de su irrupción en la década del 70 y su posterior rápido incremento hasta consolidarse y desplazar a la producción de petróleo que empieza a decaer, una proyección a partir del año 2010 verifica como desaparece la producción de petróleo, debido a la falta de exploración por petróleo y al hecho de que ya se ha descubierto todos los posibles campos en el área tradicional, esto se refuerza con la hecho de que las empresas internacionales no ven a Bolivia como un país interesante en petróleo sino más bien han dirigido sus exploraciones e inversiones para hallar campos de gas, para vender este producto a Brasil o a otros mercados. Hallar campos de petróleo es una prioridad nacional no de las empresas, entonces el costo de esto es la creciente importación de diesel.

Bolivia cuenta con poco petróleo en la zona tradicional, demostrados por los hallazgos de 90 años de explotación, conformado por Tarija, Cochabamba, Santa Cruz y Chuquisaca, que en su mayoría ya fue agotado el petróleo y el resto en declinación. Existe más de 40 productores de petróleo crudo, con reservorios de producción pequeños, entre 800 y 2500 metros de nivel de profundidad, sin embargo, ahora se ha encontrado a 4500 metros profundidad. De acuerdo a la producción histórica de petróleo, en el año 2010, la producción de petróleo alcanza 5266 barriles y la producción de condensados llega a 40000 barriles. Desde el año 2000 al 2007, se ha duplicado la producción de condensados, sin embargo, en 12 años, se redujo a la mitad la producción de petróleo. La producción de condensados tiene tendencia creciente, compuesta por los campos de San Alberto y Sábalo, utilizados para la exportación de gas a Brasil; sin embargo, en los demás campos manejados por la Andina y Chaco existe una tendencia a la baja.

La producción nacional de petróleo está compuesta principalmente por el campo Jupapina, manejado por REDSOL. Desde 1998, este campo ha brindado mayor producción de petróleo. De no haber existido este campo, el problema de escases de petróleo se hubiera agudizado hace 10 años. La producción de petróleo en este campo es superior a los otros, sin embargo actualmente se encuentra en declinación.

La producción de condensado ha incrementado entre los años 1998 hasta 2010, de 64% a 83%. En cambio la producción de petróleo ha bajado

Desde 1925, el rendimiento del petróleo para hacer diesel, jet fuel y kerosene, fue de 87% y el rendimiento del condensado acaparaba solamente un 13% para hacer gas especial, Premium y avgas. Conforme fue pasando el tiempo, los rendimientos de ambos componentes fue cambiando. Desde 1965, el rendimiento del petróleo está por debajo del 50%; sin embargo el rendimiento de condensado ha ido aumentando con el desarrollo principal de los campos Margarita e Incahuasi. Como resultado del rendimiento de condensados, el cambio de la matriz energética a gas natural en lugar de hidrocarburos líquidos es una buena opción.

En 2009, las cantidades ofertadas de diesel, jet fuel y kerosene fue de 13.047 y la demanda fue de 21.745, razón por la cual la importación ha ido aumentando. En el caso de la gasolina, hay una demanda de 15.759 y se tiene una oferta de 24.663. La demanda de gas se ha incrementado, de 9.474 en 2001 a 15.759 en 2009; así también, la demanda de diesel, jet fuel y kerosene fue en 2001 de 13.258 a 21.745 en 2009. El crecimiento de la demanda versus el crecimiento de la producción ha generado un problema al actual gobierno. Este problema aumentará su dimensión, debido a que un país pobre como Bolivia está subvencionando a los países vecinos con el contrabando.

Para solucionar el problema de abastecimiento de la demanda de petróleo y condensado, se requiere aumentar la exploración, pero es difícil, debido a que la probabilidad de encontrar en la zona tradicional gas natural es alta y baja para petróleo y en la zona no tradicional es alta para el petróleo. Las preferencias de los inversionistas para la exploración por gas en la zona tradicional: mercado seguro en: Argentina, Brasil y Chile, con contratos definidos en volúmenes y mecanismos de ajuste de precios. Por petróleo en la zona no tradicional: Siempre que la comercialización sea a precios de mercado internacional y sean grandes descubrimientos que justifiquen la inversión. Riesgo geológico en la zona tradicional es bajo, existiendo mucha información y en la zona no tradicional el riesgo es alto por pocos estudios y resultados. La infraestructura y servicio vial, aéreo, urbano y ductos en la zona tradicional está desarrollado: Zonas habitadas, red de oleoductos y gasoductos y en la zona no tradicional es incipiente: mayormente áreas protegidas, por ejemplo el caso del Tipnis. Los costos de exploración y desarrollo, en la zona tradicional es racional y en la zona no tradicional es alto, debido a que hay que hacerlo por vía aérea la exploración. Los costos de transporte en la zona tradicional son bajo por la conexión a la red y en la zona no tradicional son altos por la construcción de nuevos ductos. El desarrollo del proyecto en la zona tradicional es de 5 a 7 años y en la zona no tradicional es de 10 a 12 años. La importación de diesel dentro de 7 años será de 20 mil barriles por día, al paso que crece la demanda.

PETROBRAS y Repsol YPF solicitaron y obtuvieron los bloques de exploración Río Hondo y Tuhichi en áreas “no tradicionales”, potencialmente petrolíferas. El SERNAP se opuso y sigue pendiente la ejecución de los contratos. Si se iniciara un programa de exploración por petróleo que fuese exitoso, tomaría por lo menos siete años antes de iniciar la producción y bajo el supuesto que no se incrementen las exportaciones de gas, las importaciones de diesel oíl subirían a 20 mil barriles. La producción de refinerías sería un poco más de 1/3 del consumo interno. Para sustituir 20 mil barriles de diesel importado: primero, se requeriría incorporar una producción incremental de petróleo crudo con 46% de rendimiento en componentes de diesel. Se necesita encontrar 40 mil barriles por día para la producción de petróleo, lo que significa tener 200 y 400 millones de barriles de reserva. En el caso de condensados, se requiere 80 millones de metros cúbicos por día, para tener 65 mil barriles que ayude a la producción.

Para sustituir 20 mil barriles de diesel importado con producción nacional: se requeriría incorporar entre 40 y 45 mil barriles de producción incremental de petróleo crudo con 46% de rendimiento en componentes de diesel ó entre 65 y 70 mil barriles de petróleo

condensado con 29% de rendimiento en componentes de diesel oíl. Para ello, habría que encontrar un mercado de 75 y 80 MMm³SD de exportación de gas adicional, considerando la exportación a Brasil de 30 millones y 27 millones a la Argentina. La solución del problema es el cambio de la matriz energética a gas.

Bolivia tiene posibilidades de incrementar sus reservas y desarrollar stock, sin embargo requiere desarrollar y encontrar reservas que se encuentran dispersas en zonas potenciales; para tal objetivo YPFB requiere conformar equipos especializados de trabajo y financiamiento para inversiones. No queda mucho tiempo para consolidar el sector, de lo contrario se podrían repetir los problemas del pasado.

PREGUNTAS DIRIGIDAS AL EXPERTO.

P: Participante del seminario.

GT: Guillermo Torres

P.1.: ¿En mi experiencia petrolera he sido testigo del riesgo de las inversiones en el sector de hidrocarburos, sin embargo lo que acabo de escuchar indica nuevamente confirmar una reiterada posición respecto de la matriz energética, que estamos igual, el actual gobierno presento un plan para industrializar del gas, y es lamentable que hasta ahora no haya resultados claros ni visibles acerca de este plan. Se entiende lo que es planificación estratégica, y creo que se cuenta con profesionales capacitados en el país, el problema a mi parecer es que el sector se dirige no por racionamientos intelectuales sino por buenas intenciones de parte de políticos, quisiera saber si compartía mi visión acerca de que la gente que produce resultados y es práctica, lamentablemente no se la escucha.

GT: Este es un problema de toda la vida, si recordamos la gran crisis de los años 80, YPF fue uno de los agentes por los que se dio esta crisis, en el momento de la capitalización YPF tenía grandes deudas con las empresas contratistas, tenía préstamos con el banco mundial, con el banco de crédito, llegó el punto en que YPF se prestaba montones de dinero para invertir sobre la producción futura de gas y venta a Argentina, entonces lamentablemente esto se dio porque se veía a YPF como una caja chica del gobierno. Y existía un planteamiento de ver a YPF como una herramienta del Estado, en vez de como una empresa estatal con metas propias, entonces YPF siempre estuvo subordinada a la política del gobierno de turno.

En diciembre de este año se lanzaron dos decretos, uno era para elevar los precios, y el otro era justamente para los costos, y es que son los costos de dotación de los campos, uno de las principales razones por las que no se invierte en campos, porque la carga impositiva que se pretende imponer sobre campos eleva los costos por encima del punto de retorno.

En la industria petrolera se ha invertido mucho dinero para tener tecnología, y dado que los precios se han ido cerca de los 100 dólares, existen campos marginales que no pueden operar por el tema de los costos.

.....

YPF se convirtió en fiscalizador, pero no tenía ni la experiencia ni los conocimientos necesarios de cómo realizar las funciones que se le encomendaban, esto permitió que se dieran los desfases entre la demanda y la oferta nacionales, porque no existía una planificación dirigida por los intereses del estado, sino el sector se condujo de acuerdo a los intereses privados.

.....

P.2.: Mi pregunta va dirigida hacia el tema de matriz energética, por donde se debe empezar la transición para componer la matriz energética para que la mayor parte del consumo sea de gas natural, sobretodo en sectores intensivos. Adicionalmente considero que Bolivia no solo debe dirigir su matriz energética a aumentar el porcentaje de gas en la matriz sino también de la generación por hidroeléctricas. La pregunta concreta ¿Cómo iniciamos la transformación de la matriz energética?

GT: Lo primero que hay que hacer es priorizar de acuerdo al peso que tiene cada sector en el consumo, que porcentaje del consumo interno significa cada combustible, en cuanto al sector doméstico el principal consumo es por termoeléctricas, muchos gasoductos aseguran

la distribución a zonas urbanas, y esto se da porque el precio de los gasoductos se paga con el precio pagado por las termoeléctricas.

No se puede disponer de la construcción de un gasoducto de 3 pulgadas, para solamente abastecer la demanda doméstica, sería un precio demasiado elevado que debería pagar el consumidor, pero si tenemos un gasoducto de 12 pulgadas para alimentar termoeléctricas entonces la tarifa de transporte baja,

La industria exige un cierto consumo, pero lo que más consumo demanda es la termoelectricidad, Argentina su matriz energética tiene un consumo de 53% de gas natural, y mucho del gas natural

Casi 50% del consumo de gas en Argentina es en termoeléctricas

El otro punto importante es la sustitución del diesel, pero no se va a hacer con gas natural comprimido es muy ineficiente, el transporte pesado del oriente requeriría de un centenar de puntos en las carreteras para abastecerse de gas natural comprimido, conozco de varias experiencias en países con abundancia de gas acerca de las tecnologías adaptativas en el sector transporte para utilizar el gas que habría que primero introducir en el sector antes de considerar cambios de combustible.

En otros países se está dando el cambio de diesel a gas natural licuado gracias a iniciativas gubernamentales para facilitar este cambio mediante la dotación de kits de transformación, instalación de puntos de distribución de gran escala. Esta es la nueva tendencia el gas natural licuado.

Bolivia está cometiendo un terrible error en desarrollar algo ya obsoleto que es el gas natural comprimido. En mi paso como ministro yo planteé un plan para producir y desarrollar gas natural licuado en el país, pero lamentablemente este proyecto no avanza.

EXPOSITOR. ENRIQUE GÓMEZ. ESPECIALIZACIÓN. ELECTRICIDAD.

DURACIÓN EXPOSICIÓN. 58:05 min.

Quisiera dar primero gracias a la fundación Hanns Siedel y a la Universidad Católica Boliviana, por la oportunidad que tenemos para conversar del sector energético nacional específicamente del sector eléctrico boliviano.

Inicialmente se observa que la nueva constitución política pretende universalizar el acceso público a la electricidad, una medida que requiere de mucha inversión y para que esta política sea sostenible tiene que ser financieramente sostenible para el sector público y el sector privado, sino se logra aquello solo algunos podrán tener acceso a este servicio. La gente que tiene acceso a la red y no los otros.

En el caso del sector eléctrico esto es particularmente importante porque es un sector que es intensivo en bienes de capital, y las inversiones al igual que en el sector de hidrocarburos requieren de un tiempo extenso antes de poder hacer efectivas.

Tenemos tres desafíos en concreto en el sector, el primero es garantizar el suministro de energía eléctrica, el segundo es universalizar el servicio de energía eléctrica al área rural, y el tercero, consiste en el desafío que se ha planteado el sector eléctrico de exportar electricidad a los países vecinos.

Actualmente el sistema eléctrico boliviano tiene una serie de centrales de generación que utilizan gas natural fácilmente enlistadas, la capacidad efectiva de todas estas centrales termoeléctricas alcanza unos 800MW, y se cuenta con unas centrales hidroeléctricas cuya capacidad efectiva es la mitad de dicha potencia. En resumen, el parque de generación boliviano es principalmente termoeléctrico.

En el desarrollo de largo plazo se observa que se ha hecho la planificación del sector eléctrico usando las herramientas convencionales del sector de hidrocarburos, hoy en el sector eléctrico se tiene esos elementos técnicos y se están utilizando, se ha hecho una planificación pro-óptima, de acuerdo con la perspectiva del país tomando en cuenta los costos de oportunidad del gas natural, y tenemos las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes comprometidas en los próximos años.

Se ha hecho un plan óptimo de expansión del sector eléctrico y se puede ver que existen importantes proyectos hidroeléctricos previstos por construirse o terminarse entre ellos el proyecto Misicuni, Unduavi, San José, una hidroeléctrica grande en Santa Cruz llamada Rositas, un proyecto de generación de electricidad con energía geotérmica en Laguna Colorada que hacia el año 2019 debería empezar a operar;, se estima que el monto total de las inversiones asciende a 1800 millones de dólares en un plazo de 10 años, añadiendo los que se están iniciando la ejecución sube el total a 2000 millones; es decir requerimos de una suma aproximada de 2000 millones de dólares nada más que en generación de electricidad para satisfacer la demanda prevista, no se está hablando de transmisión, ni tampoco de las red de gasoductos. Conclusión; se requieren inversiones realmente cuantiosas, no serán como las del sector hidrocarburos, pero para Bolivia las inversiones requeridas son importantes.

El costo de oportunidad del gas natural se ha estimado para diferentes años en el futuro, así por ejemplo el año 2010 el costo de oportunidad social del gas fue de \$us/MMBTU 4.39 y se prevé que se eleve hasta \$us/MMBTU 7.00 el año 2020, hablando en dólares constantes. En resumen la composición porcentual de los nuevos proyectos previstos en este periodo de 10 años indica que 12.3% son proyectos termoeléctricos, mientras que los proyectos hidroeléctricos, geotérmicos o de biomasa representan 87.7% de los proyectos, siendo estos proyectos de energías renovables. Entonces es un plan de cambio de matriz energética, pero ya un cambio distinto al propuesto por el sector de hidrocarburos, aquí el cambio de matriz energética perfila una tendencia a usar menos gas, y disponer de ese gas natural para la exportación.

En el corto plazo tenemos problemas, y esa una situación que se corrobora debido a los problemas de racionamiento de energía eléctrica en Bolivia. Debemos recordar que el mercado eléctrico requiere una condición de equilibrio instantánea donde la demanda tiene que ser siempre igual a la oferta, se mueve constantemente de hora en hora, y la operación en condiciones de seguridad según los especialistas en la materia recomiendan una reserva de por lo menos de 10% para responder a determinadas fallas y mantenimientos esporádicos que se debe hacer. Al revisar los niveles de demanda, oferta y reserva históricos desde el año 1999 hasta la actualidad, se observa una evolución de la demanda desde el año 2001, las reservas era muy altas llegaban al 30%, pero desde el año 2006 ha empezado una declinación de las reservas, se podría decir que estas reservas eran exageradas desde el punto de vista económico, dado que Bolivia es un país pobre en recursos de inversión, y bajar a niveles menores al 10% es peligroso y eso es lo que está sucediendo actualmente.

Al analizar una grafica de la evolución de los márgenes de reserva y de la capacidad de generación disponible se observa que el margen de holgura entre ambas tendencias cada vez el margen disminuye, sobretodo en los últimos años por ejemplo en el año 2010 el margen de holgura apenas representaba que el nivel de reserva era de 5% y por lo tanto es obvio que en este momento el sistema eléctrico este enfrentando racionamientos. Un dato crítico es el nivel de reserva en el mes de diciembre del 2010 que llego al 3%.

Hay un plan de emergencia del gobierno, instaurado por la urgente necesidad de remediar esta situación y seguir adelante, están haciendo grandes esfuerzos por añadir capacidad y se han lanzado nuevos proyectos para añadir capacidad de generación, se observa que entre los plazos de ejecución más inmediatos se tiene unidades termoeléctricas a ser añadidas, una en La Paz en el plazo de 13 meses, una en Cochabamba, otra en el Chapare; se está invirtiendo aproximadamente 170 millones de dólares para responder a este problema del racionamiento.

Si indagamos por la causa de los racionamientos se revela que se debe a los precios bajos de la energía eléctrica a nivel de generación y son parte de una política de hidrocarburos de dar al consumidor final un precio bajo, y se sabe que el bajo precio de la energía eléctrica se debe a los subsidios que da el gobierno al gas natural que se vende a un precio de un dólar con 30 ctvs. para los generadores de electricidad cuando el precio de exportación es mucho mayor, aproximadamente \$10 por millar de pies cúbicos, entonces estos bajos precios de la energía eléctrica hacen que las inversiones en generación sean financieramente insostenibles, y a esto se ha combinado una política populista de limitar los salarios y contratar personal improvisado en el sector eléctrico.

Una corta narración acerca de la evolución de YPFB en la historia, nos revela que siempre ha habido injerencia política, históricamente en el sector eléctrico no era así, existía muy poca injerencia política, eso se rompió el año 1993 con la destrucción de ENDE para privatizar el sector, y se ha amplificado con el nuevo gobierno que manteniendo una política populista a des-tecnificado al sector eléctrico, que se traduce en ineficiencia, debilidad institucional, improvisación y falta de previsión.

Las consecuencias de estas políticas son las que está viviendo la sociedad boliviano hoy en día, racionamientos, ineficiencia porque se elevan los costos de inversión y hay fallas que ha tenido el sector eléctrico, por ejemplo la quema de un ciclo combinado en Santa Cruz. Existe también una marcada debilidad institucional observable en la ausencia de posiciones claras del estado frente al racionamiento, mientras el presidente dice que hay crisis en el sector energético y que Guaracachi está en quiebra, otros insisten en que no hay racionamiento sino que son fallas operativas debido a caída de las maquinas, como tratando de diferenciar el hambre de las ganas de comer. Esta debilidad institucional también se traduce en los proyectos hidroeléctricos previstos en el plan nacional que se deben ejecutar en los próximos años, estos proyectos son inviables, además en la política del gobierno frente a la construcción de los embalses del Río Madera y la posibilidad de construir un embalse en la zona Binacional o en territorio boliviano a sabiendas de las implicancias ambientales y sociales de estos proyectos.

Finalmente la debilidad institucional se observa en la improvisación por los racionamientos de electricidad y las contradicciones y continuos cambios de personal a nivel jerárquico en el sector eléctrico.

Entonces que opciones existen para el futuro, existe una opción populista, que consiste en continuar con la subvención al gas natural, entregarle el gas natural al sector eléctrico a precios subvencionados, manteniendo las tarifas eléctricas congeladas, además de mantener la rotación del sector jerárquico en la autoridad de electricidad, que es el regulador, y hacer del estado a través de la subvención estatal el encargado de las nuevas inversiones, debido a que si las tarifas eléctricas se mantienen bajas la construcción de centrales hidroeléctricas es financieramente inviable, y el único que va a poder hacer las inversiones es el estado, tal es el caso del proyecto hidroeléctrico de Misicuni, San José, o el de Rositas.

Existe sin embargo, una opción de cambio, el de sincerar el precio del gas natural, elevándolo de un dólar con 30ctvs. no necesariamente a 10, sino a 4 o 5 dólares el millar de pies cúbicos; se debe además contratar personal calificado para el sector eléctrico, abrir el mercado a nuevas inversiones del sector privado y buscar austeridad y profesionalidad en las inversiones del sector público, estas soluciones son factibles ya que históricamente ya se hizo cuando se creó la empresa nacional de electricidad.

En el corto plazo, se debe realizar las siguientes acciones correctivas: 1) Se debe promulgar una nueva ley de electricidad, 2) Se debe ejecutar con la mayor eficiencia posible el programa de emergencia para ampliar la capacidad de generación y terminar con los racionamientos.

3) Generar un debate interno a nivel gobierno entre diferentes grupos para llegar a un consenso sobre cuál debería ser las políticas energéticas a implementarse estudiando además los riesgos de conflictos sociales frente a posibles ajustes tarifarios.

En mi opinión personal percibo que el gobierno se está alejando de la opción populista, algunas declaraciones de autoridades del gobierno causan sorpresa cuando hablan de la necesidad de sincerar los precios. A continuación se presentan algunas de estas declaraciones:

El viceministro de Desarrollo Energético, Franklin Molina, informó que la actual estructura tarifaria en el sector eléctrico inviabiliza el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos que permitirían elevar la oferta de energía.⁶⁷

Las tarifas de electricidad en el país deberían ser por lo menos el doble de las actuales, asegura el gerente General de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Nelson Caballero, al afirmar que este servicio está subvencionado.

También agrego que el precio del gas natural para la generación de energía eléctrica “está fijado en 1,3 dólares en lugar de que sea 6,7 dólares, que es el verdadero costo del gas para la exportación”, señaló el ejecutivo⁶⁸.

El segundo desafío del sector es el de la electrificación rural, se ha estado avanzando desde el 2001 hasta el 2008, la cobertura en el área rural ha subido desde un escaso 24% hasta una cifra del 44% y el objetivo del gobierno es llegar al 100% en el año 2025.

El problema en este tema es el bajo consumo del área rural y este consumo es principalmente residencial. En el área rural se dan consumos míseros de 23 KW-h por mes en promedio del sector residencial, estos son datos de un proyecto en Cochabamba de la empresa distribuidora y son representativos de la mayor parte del área rural boliviana, en la electrificación rural los costos de operación son muy altos y lo que recauda la empresa distribuidora es insuficiente para poder viabilizar la electrificación rural, así que el estado tiene que subvencionar esta inversión, y para llegar a la meta de 100% en el año 2025 se tiene que hacer 220000 conexiones, un número alto de nuevas conexiones, y estimando los costos la suma total requerida es de 1000 millones de dólares, y aunque el estado pague el 100% de la inversión, esto no es rentable, dado que no cubre costos para empresas distribuidoras entonces se necesita un bono adicional que se calcula en el orden de \$us. 25 por cliente cada año o una suma mes del orden \$us 227 dólares y una inversión cuantiosa.

Entonces se requieren grandes inversiones para que Bolivia ande como una economía eficiente es imperativo ejecutar inversiones eficientemente, comenzando por eliminar las distorsiones de precios, las empresa públicas y privadas tienen que ser financieramente sostenibles generando recursos para cumplir sus costos de inversión ahora claro que existen otros obstáculos que las empresas públicas y privadas tienen además de los obstáculos financieros, por ejemplo las empresas privadas tienen que tener libertad para poder actuar sin intervención estatal que introduzca elementos de incertidumbre, no es posible como gobierno hablar de la posibilidad de nacionalización a las empresas del sector eléctrico –lo que se ha hecho–, porque desincentiva la inversión.

En el sector público la empresa nacional de electricidad necesitara contar con acceso oportuno a recursos de inversión, la supresión de restricciones salariales que les impiden contratar personal capacitado y tener las libertades de presiones políticas en sus decisiones de contratación de bienes y servicios, tener recursos de inversión, no tener restricciones

67 Página Siete, 13 de agosto de 2011

68 La Estrella del Oriente, 11 de agosto de 2011

salariales para contratar personal calificado, obviando interés políticos, y a su vez la gerencia de ENDE tiene que ser la responsable de alcanzar metas prefijadas.

Finalmente, el tercer desafío del sector es la exportación de electricidad, el consumo eléctrico de Bolivia es 5 TW-hora por año, y comparando este consumo con el consumo de los otros países y la relación existente se observa que por ejemplo Brasil consume casi 90 veces más energía que Bolivia, Argentina 20 veces, Chile 11 veces, Perú 5 veces, entonces Bolivia es un pigmeo al lado de sus vecinos en el tema energético.

En cuanto a los precios, las tarifas eléctricas expresadas en ctvs. de dólar por KW hora se observa que Bolivia tiene en el sector industrial las tarifas más bajas exceptuando por Paraguay⁶⁹, entonces en general se observa que las tarifas bolivianas son más bajas que el común de los otros países, sobre todo en lo referente a tarifas residencial e industrial.

En un estudio de las Naciones Unidas se mostraba la posibilidad de exportar electricidad analizando el costo marginal de la energía eléctrica pero con los precios subvencionados, se puede ver que Bolivia tiene los costos marginales más bajos de la región pero se debe a que usa gas natural subvencionado para la generación de esta energía, en países como Chile que no existe subvención se tienen costos marginales mucho más altos entonces esta imagen artificial simula que existe un gran potencial de exportación, pero esto sería una exportación ficticia porque en vez de venderles electricidad se estaría regalando gas a un precio de 1 dólar con 30 ctvs.

Pero si se pone los costos de oportunidad, entonces Bolivia tiene uno de los costos más altos de la región, entonces el real potencial de exportación es bajo.

Haciendo un estudio con los costos de oportunidad de los países en cuanto a generación eléctrica, Bolivia y Chile cruzan sus líneas de costo de oportunidad en torno a los \$us 65 por MW, entonces podría haber intercambios entre ambos países.

Más allá de este análisis, en realidad si existe un potencial de exportación de energía eléctrica en Bolivia, que yace en el potencial hidroeléctrico existente en el Rio Madera, que es un potencial muy alto sin embargo se debe tomar en cuenta que se están construyendo grandes represas en Brasil, con precios que estarán a la orden de \$us. 40 y 45 por KW-hora, precios de subasta, entonces el éxito de la exportación yace en que el Proyecto de Cachuela esperanza debe generar energía menores precios para hacer factible la exportación de energía, entonces tenemos que tener costos económico inferiores tomando en cuenta el precio correcto del gas natural para no transferir subvenciones a otros países, los proyectos del Rio madera son sin duda interesantes, aunque debe tomarse en cuenta que requieren de cuantiosas inversiones, inversiones de aproximadamente 3000 millones de dólares, cuya energía producida seria en un 98% para venderla al extranjero, debido a la baja demanda en esta región nacional. Entonces se estaría sujeto a un solo cliente que estaría obligado a comprar, y eso sin duda es muy riesgoso, cualquier empresario sabe eso, la mejor decisión en este caso consiste en realizar que el comprador sea el inversor, para asegurar así que después no van a haber problemas.

---Fin de la presentación---

69 Un caso especial por la electricidad barata de Itaipu

PREGUNTAS DIRIGIDAS AL EXPERTO.

P: Participante del seminario.

EG: Enrique Gómez

P.1.: En los últimos años, el gobierno ha estado hablando de diversos proyectos hidroeléctricos, entre los que quisiera destacar el proyecto Bala. ¿Que opina acerca de este proyecto?

EG: El proyecto Bala es un proyecto antiguo, una idea antigua de hace 20 a 30 años, y que yo sepa no hay ningún estudio serio, se hablaba a nivel de idea preliminar de un proyecto con potencia de 2000 MW que si se producía 2000 MW y el consumo de Bolivia es 1000 MW entonces habría que exportar el excedente a alguien, tal vez el Perú, pero ese proyecto entra en la categoría de proyectos Faraónicos de Bolivia, que son ciencia ficción porque nadie ha estudiado en detalle ese proyecto.

Además una represa de estas dimensiones tendría impactos ambientales muy fuertes sobre el Parque Madidi que habría que considerarlos con mucho cuidado.

P.1.: Se ha hablado cambio de huso horario como una idea del gobierno para paliar y lidiar con el tema de los racionamientos energéticos, ¿Cuál es su opinión acerca de esta medida de urgencia?

EG: En lo personal no sabría responder si esta medida va a tener algún impacto en el problema energético nacional, la demanda actual es de 1000 MW de repente aplicando esta medida pueda bajar 20MW, que es realmente un valor muy bajo, aunque este valor es una aproximación por tanteo, la nula experiencia en esta medida dificulta estimar el impacto real de esta medida.

P.1.: Es hora de pensar en nuevo proyectos para la generación de energía, sabemos que proyectos como el Bala tienen impactos ambientales, pero que son necesarios dada la escasez energética que vivimos actualmente. El problema como lo veo es la escasez de nuevos proyectos energéticos ¿Cuál es su opinión al respecto?

EG: Para mí, el problema central no es la carencia de nuevos proyectos, porque estos si existen, muchos planteados hasta el año 2021, la verdadera preocupación es la certeza y factibilidad de que estos proyectos realmente se concreten y se lleven a cabo.

El problema central del sector energético es la distorsión de precios y recalco que las herramientas de planificación, han señalado que a Bolivia le conviene construir centrales hidroeléctricas pero lamentablemente no son financieramente sostenibles a los precios actuales de la energía eléctrica, entonces tenemos dos opciones: la primera es sincerar el precio del gas natural y así los precios de la energía eléctrica, la otra opción es subvencionar estos nuevos proyectos.

Como economista me inclino por la primera opción que es la de sincerar los precios, indudablemente sabemos que si el precio del gas natural se multiplica por tres o cuatro las tarifas eléctricas van a subir al consumidor final, se estima que suban digamos en un 20% y eso puede causar conflictos sociales, pero si se realiza un pequeño cálculo se comprueba que el Estado tendría ingresos adicionales vendiendo a las generadoras eléctricas el gas natural a un precio mayor, dichos ingresos estatales alcanzarían por demás para subvencionar a los consumidores de electricidad de bajos ingresos, que actualmente están subvencionados por el gobierno a través del plan llamado tarifa dignidad, este programa beneficia a todos los

consumidores que consumen menos de 70 KW-hora por mes y no es nada despreciable, beneficia más o menos a la mitad de los clientes de la categoría residencial, entonces se podría mantener congelada esa tarifa.

Se ha hecho un cálculo con precisión, demostrando que el dinero obtenido por el estado por vender el gas a mayor precio a las generadoras es en realidad suficiente como para mantener las tarifas de electricidad para todos los sectores excepto para los sector mineros y la industria en alta tensión manteniendo congelada la tarifa a la industria en baja tensión y al sector residencial. Entonces de esta manera se evitaría crear conflictos sociales.

P.2.: Cuáles son los caminos a tomar para generar la inversión necesaria que el sector requiere, es decir que lineamientos y acciones deben incluirse para que estos proyectos se concreten.

En la exposición previa hemos escuchado que Bolivia debe dirigirse hacia una matriz energética con mayor participación del gas natural mientras usted indicada que se debe dirigir la matriz energética hacia una participación mayor de hidroeléctricas, entonces tenemos un punto de discusión principal que es el meollo de este seminario, se tiene a dos expertos que presentan visiones diferentes acerca del sector, entonces que argumentos sostienen su visión ante este panorama.

EG: Primero la pregunta que has hecho sobre los contratos, el Brasil hace subastas con los nuevos proyectos al sector privado, y gana el proponente que está dispuesto a construir esa obra y operarla y vender la energía eléctrica al menor precio, Bolivia podría hacer lo mismo y replicar estas acciones, por ejemplo subastando el proyecto Misicuni, eso tiene dos inconvenientes que las tarifas actuales son bastante bajas, y para que sea rentable el proyecto Misicuni es obvio que la tarifa que a requerir el privado o el público de todas maneras sería una tarifa superior a la que está actualmente en el mercado y eso generaría un problema.

El otro problema es la incertidumbre, la credibilidad que es una falencia seria, si un inversionista privado deseara invertir 100.000 dólares en un central hidroeléctrica y el gobierno me da un contrato que estipula que durante los próximos 30 años te voy a pagar este precio, existe un cierto reparo e incertidumbre de parte del inversor, dada la falta de garantías que se ofrece al inversor dado que cada 5 años se dan cambios de gobierno acompañados normalmente de la negación de los contratos del gobierno predecesor. Y esta es la triste historia del Bolivia, cambios perpetuos y oscilaciones pendulares entre un extremo que incluso llevan al incumplimiento de contratos.

Respecto a la segunda pregunta, obviamente al ser Bolivia, un país rico en gas natural la tendencia es a usar gas natural, y esto se da en Argentina, pero si las circunstancias especiales del país hacen que el país además de esa energía tenga otros energías que son relativamente más económicas entonces esa conclusión se altera, un ejemplo es el Brasil, un país donde la mayor parte de su generación es hidroeléctrica, entonces la combinación entre hidroeléctrica y termoeléctrica no es un problema técnico es un problema económico, que responde a la pregunta ¿cuál cuesta menos? Y las respuestas cambian con el tiempo, llegan puntos de inflexión en ciertos momentos debido a problemas sociales, políticos o estructurales y la situación se revierte, entonces es posible que a Bolivia ya no le convenga producir hidroeléctricas, por ejemplo si tras un estudio del proyecto del Bala se concluye que el impacto ambiental es descomunal por lo que el proyecto no podría llevarse a cabo.

En la generación de electricidad hemos resuelto el problema en Bolivia aplicando una tarifa binomial, la capacidad haciendo la analogía con un gasoducto, la capacidad de caudal es equivalente a la potencia de una máquina y en Bolivia en el mercado de generación en

electricidad se vende potencia y energía por separado y cada una tiene su precio, entonces la capacidad esta remunerada por separado de la energía y en ambos casos se ha buscado que estos precios sean equivalente al costo marginal, entonces bajo el supuesto de un modelo económico de competencia perfecta, el costo marginal seria el precio que regule el sector eléctrico, lamentablemente esto ha funcionado unos años y después ha dejado de funcionar cuando el estado ha empezado a intervenir bajando el costo marginal para beneficiar a los consumidores finales, un propósito loable pero que tiene un impacto, las reservas de energía eléctrica están disminuyendo y la demanda está creciendo relativamente más rápido que la oferta.

En un modelo de competencia perfecta este desequilibrio entre demanda y oferta requiere de una señal de precios, el precio tiene que empezar a subir, y eso no ha pasado, los precios históricamente han ido bajando y han llegado inclusive hasta \$us 20 por MW-hora, en el año 2006 los precios estaban a \$us 26 el MW-hora y al comparar eso con lo que están pagando las empresas generadoras de Girau y Santa Antonia de Brasil \$us. 40 a 45 por MW-hora mucho más altos, entonces los precios están deprimidos en Bolivia y no hay la señal económica para el retorno de las inversiones, si alguien va decir que el sector privado está boicoteando al gobierno no quiere realizar inversiones por temas políticos eso es una falsedad, porque la inversión privada no tiene el incentivo económica para activarse.

La rentabilidad sobre activos de las empresas generadoras de electricidad en el periodo de 8 años, fíjense que está siempre por debajo de 6% anual, la rentabilidad está deprimida de tal forma que es imposible pensar en nuevas inversiones.

Esta situación se agrava considerando la tarifa dignidad la pagan las empresas no la paga el estado, lo que representa una carga adicional que reduce su rentabilidad incluso a niveles más bajos que los presentados, entonces cuando uno generaliza una subvención distorsionando los precios de todo el mercado está beneficiando a todos por igual y la opción que siempre ha existido es focalizar el subsidio a los grupos más necesitados.

EXPOSITOR. MIGUEL FERNÁNDEZ. ESPECIALIZACIÓN. ENERGÍAS ALTERNATIVAS

DURACIÓN EXPOSICIÓN. 59:34 min.

La presentación que voy a realizar sintetiza el estado en que se encuentran las energías renovables en el país, y algunas perspectivas que pueden significar un cambio en la matriz energética.

Los datos de cobertura nos muestra inicialmente que la electrificación del área urbana que está por encima del 90% ha crecido lentamente, mientras que la electrificación rural ha tenido un crecimiento bastante fuerte, corroboramos con el viceministro de energías alternativas al decir que actualmente estamos bordeando el 50.8% de cobertura lo cual marca un punto de inflexión bastante interesante y permite pensar en otras aplicaciones energéticas en el área rural, es así que hacemos un repaso del potencial de las energías renovables.

Comenzamos hablando del potencial solar de la región.

La franja de radiación solar correspondiente a Potosí, es posible compararla con una aversión del infierno, y es que allí se llega a obtener 7.5 kilovatios por m² al día y en el área verde lo que es la parte norte del país, 5 kilovatios por m² al día.

Este potencial solo es comprensible al realizar comparaciones aclaratorias, por ejemplo en Europa se considera Sevilla en España, como una de las lugares con más alto potencial de radiación solar teniendo Sevilla un potencial más bajo que todo el oriente boliviano. En otras palabras la región con mayor potencial solar de Europa no se compara a la región con más bajo potencial solar en Bolivia.

En cuanto a potencial eólico observamos en un mapa hecho por la TD que se han identificado las zonas de mayor potencial eólico en Bolivia, es desde ahí que todos quieren hacer una central eólica piloto. Hace unos tres meses haciendo un recorrido por todas las instituciones dedicadas a investigación en energía solar encontramos 5 parque eólicos en carrera, parques piloto instalados de 50MW–100 MW con el deseo de aprender acerca de esta tecnología, pero en realidad el verdadero potencial eólico nacional es aún un enigma, debido a que las

simulaciones realizadas por estos parques toman velocidades de viento a alturas mayores a 80 metros.

Es decir a alturas de 10, 20, 40 metros no hay un potencial alto sino a alturas más altas, y esto hace que se ponga en entredicho el potencial eólico. El problema es que hay zonas con potencial eólico, pero que tienen una densidad de aire muy baja, por lo tanto estos vientos tienen una menor masa respecto a vientos a nivel del mar, por lo que la diferencia entre un aerogenerador que funciona a nivel del mar y otro que funcione a 3000 o a 4000 m. es una baja de potencia de casi el 30%.

La gente del altiplano cree que hay un montón de viento, pero si analizamos el factor densidad resulta que el potencial eólico reduce en un 30%.

Las zonas de mayor viento comienzan en Cochabamba en la zona Norte y llega hasta ViruViru, que es la zona con mayor potencial real de viento para aprovechar en el país.

Adicionalmente hoy se cuenta con información confiable respecto del potencial hídrico nacional en mapas que combinan todo lo que son caudales más diferenciales de altura, es importante resaltar la franja alrededor de la cordillera, que identifica los lugares de mayor factibilidad de aprovechamiento de la generación de hidroelectricidad.

En el caso de la biomasa un mapeo de la productividad de biomasa por zonas ha identificado el norte del país como la región con mayor potencial de este recurso, siendo su valor de 1200 m²/ha al año de biomasa, mientras que en las zonas de Potosí, el potencial es menor y casi escaso, si se desea aprovechar biomasa directamente en estas regiones se debe identificar microlugares aprovechables.

Si ese es el escenario de potenciales, yo planteo tres posibilidades para las energías renovables, la primera es pensar en aplicaciones claves, Bolivia ha visto a las energías renovables como una respuesta inmediata a las poblaciones pequeñas y aisladas que no tienen acceso al uso de energéticos convencionales.

Se puede pensar en aplicaciones interconectadas y también en aplicaciones distribuidas, refiriéndonos al abastecimiento de electricidad renovable al sistema nacional interconectado es necesario establecer marcos de trabajo.

Vemos la primera fase. En este momento si yo quiero hablar de aplicaciones aisladas, lo primero que tengo que pensar es el tema de acceso universal, la constitución dice que todos tenemos derecho a la electricidad y a la energía, y para muchas áreas rurales la única respuesta van a ser las energías renovables.

El tema de la dispersión de los grupos de población pequeños es una razón para la baja factibilidad de la extensión de la red eléctrica para todos los bolivianos alrededor del país. Esto debido a que la mayor demanda de electrificación rural se concentra en áreas donde la dispersión de la población hace imposible la factibilidad de la extensión de la red eléctrica, un caso concreto es el de la provincia Ayopaya que tiene incluso límite con La Paz, cuya extensión de la red eléctrica en baja tensión apenas cubre una parte de esta región, haciendo simulaciones con extensión de red de 200m. a 500m. sobre la red existente, es posible observar que todavía quedarían sin alcanzar la red poblaciones menores alrededor de la región.

Poblaciones que tienen en promedio 12 a 15 familias como máximo, todos esos puntos son poblaciones que existen, que están censadas, que son comunidades con 5–10 familias con

separaciones de 50 a 100m. o más de distancia entre sus hogares, entonces es imposible que la red eléctrica se extienda de tal manera que se logre contactar a todas las familias.

Por eso cuando se habla de conexiones aisladas, ahí por ejemplo se observa una zona que además se la considera altamente electrificada en Cochabamba, que tiene una cobertura del 50% de electrificación.

Las demandas de energía en el área rural tienen tres vertientes, domestico, social y productiva.

En lo domestico son los consumos básicos de luz, comunicación, cocción de alimentos, refrigeración. En lo productivo la gente está pidiendo energía para el bombeo de agua, para riego, para el ganado, energía para maquinarias, y algo de servicios. En el tema social, las demandas se refieren a la electrificación de los servicios básicos, postas, escuelas, bombeos de agua potable.

Si yo quiero coordinar esta demanda rural con la energías renovables o las tecnologías que existen, es necesario introducir el concepto de tecnologías disponibles, que son tecnologías que cumplen estos requisitos: 1) disponibilidad de repuestos, 2) disponibilidad de garantías, 3) provisión constante de un servicio técnico 4) existencia una red de distribuidores establecida, 5) existencia de una cadena de suministro, mientras estas cinco condiciones no se cumplan las tecnologías alternativas nunca dejaran de ser soluciones plenamente experimentales y llegaran a ser soluciones factibles y disponibles.

En este contexto las tecnologías disponibles existentes en Bolivia son: los sistemas termosolares⁷⁰, las cocinas eficientes de leña, los biodigestores⁷¹ y también se hallan los sistemas fotovoltaicos, actualmente se cuenta con más de 30000 unidades fotovoltaicas instaladas en el país.

En cuanto a los sistemas eólicos, a pesar de que no habido un gran potencial eólico consideramos que es una tecnología disponible dado que hay algunas decenas de sistemas instaladas hace años, funcionando en el área rural, además la instalación y uso de un equipo de hasta 400 watos es factible si se ubica una zona donde haya viento con certeza. Finalmente las microcentrales hidroeléctricas, un estudio realizado por nuestro equipo ha censado cerca de 6000 familias que están recibiendo energía de micro hidroeléctricas, cuya potencia oscila entre 40 y 400 KV, son alrededor de 50 plantas que funcionan en todo el país.

Entre las aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos se observa, el bombeo de bebederos, uso de computadoras, iluminación de escuelas rurales, etc.

Un esquema típico para un panel solar en una vivienda, es aquel donde se instalan como mínimo 3 lámparas de alta eficiencia, la disponibilidad de energía para cargar un celular, escuchar radio y observar algunas horas de televisión. Este esquema se está promoviendo fuertemente el gobierno en los últimos años, y soluciona la demanda básica de una familia.

Aunque ciertos expertos pueden considerar como un bajo consumo eléctrico por mes un valor de 20 kW por mes una vivienda rural, la realidad y mi experiencia me han llevado a encontrar casos de comunidades conectadas a la red eléctrica que consumen entre 7 a 10 kW-hora por mes, cada familia. En estos casos se hace uso de la red eléctrica exactamente de la misma manera que lo haría un sistema fotovoltaico, básicamente la gente usa luz, radio y horas de televisión, nada más.

70 Sistemas de calentamiento de agua que aprovechan la energía solar y la transforman en calor

71 Los biodigestores son una tecnología muy difundida en Bolivia, sobretodo aquellos biodigestores hechos de plástico.

Obviamente una red tiene otras características: potencia la producción y la transformación pero en zonas donde el consumo es bajísimo los paneles solares se han planteado como una buena solución para aplicaciones menores como: abrevaderos para llamas, sistemas bombeadores de agua prácticamente autónomos, equipos para transformación de lanas, pequeñas hiladoras, enconadoras, etc.

Existe un registro de todos los paneles instalados en el país, y existen bases de datos donde se registran formalmente todos estos datos. Eso demuestra que en energía solar hay una relativa experiencia en Bolivia. Tecnológicamente, Bolivia es un exportador nato de electrónica fotovoltaica, desde Bolivia se está abasteciendo con paneles solares a Perú, Ecuador, Centroamérica, incluso se está llegando con productos a los mercados de México, compitiendo así con productos americanos.

Entonces Bolivia tiene la tecnología y la capacidad instalada necesarias para competir en mercados externos, la fábrica ubicada en Cochabamba, inclusive produce baterías solares.

Analizando el tema de costo-beneficio, es posible observar que el costo de inversión de un sistema familiar esta alrededor de los 800 \$us. este valor puede parecer alto, dada la limitación de energía que tiene, pero si uno se fija en electrificación rural los costos medios de extensión por familia están a \$us. 1300 si a eso le sumáramos este bajo consumo, en muchos casos el análisis costo beneficio indica que la mejor alternativa es la energía solar.

En el caso de los generadores eólicos, existen generadores eólicos que están posicionados de manera aislada, generan 12 voltios para cada batería, genera energía en corriente continua, y así se cargan las baterías, la dificultad más importante de los generadores eólicos radica en hallar una región con buen viento debido a que la diversidad geográfica de Bolivia dificulta esto, en una zona puede haber un gran viento pero 100 metros más allá ya no hay viento debido a un accidente geográfico (cañadones, montañas, etc.) o a la existencia de casas, arboles, etc. que complican la trayectoria del viento.

Al realizarse un cálculo del costo de generación de energía con los sistemas pequeños de 400 W. respecto con diferentes velocidades del viento se ha concluido que con un promedio de viento de 2.7m por segundo el kilovatio-hora se genera a un valor de \$5.25, un precio exorbitante. Pero, si ubico un área con vientos de 5.4 – 6.3m. por segundo, estaría con costos del KW-hora de \$us. 0.4 – 0.5, que también es alto pero al compararse con los costos de fotovoltaico u otras alternativas, esta opción resulta dos veces más barato que incluso el caso de generadores pequeños a diesel.

En el caso de microcentrales hidroeléctricas, aquí se conoce la tecnología, en Bolivia el instituto de hidráulica e hidrología de la UMSA tiene más de 80 plantas micro hidroeléctricas y turbinas construidas, y cuentan también con capacidad instalada sobretodo para sistemas pequeños, de hasta un mega. Han logrado construir turbinas de entre 3 KW hasta 1 MW. Han realizado bastantes experimentos, con muy buena performance, lamentablemente estos proyectos a nivel micro afrontan el mismo problema que las hidroeléctricas grandes, que conllevan un tiempo bastante extenso, primero hay que identificar el proyecto después tienen un costo de inversión alto, después hay un proceso de construcción que normalmente se complica con las lluvias y lo demás. Tardando así en promedio, tres años como mínimo para la conclusión del proyecto, y es una complicación porque hasta ese día puede estar llegando la red, o la gente se desanima y finalmente se compra su panel.

El costo de generar una micro central hidroeléctrica de potencia de 100kW, con una inversión de \$us. 3000 por KW, permite generar un costo de energía de 5 centavos de dólar por KW-

h. Este precio es razonablemente aceptable para un proyecto de este tamaño, y que llega a superar de lejos al diesel.

En el caso de los biodigestores se está usando biodigestores de tipo familiar hechos de plástico que pueden costar alrededor de \$300. Hace 15 años un biodigestor costaba casi \$3000 en Bolivia, debido a que se lo construía con cemento, ladrillo y metal, y ahora que han cambiado los materiales se puede aprovechar las tecnologías.

En el caso de las cocinas eficientes de leñas que son cocinas de tipo metálico, estas pueden reducir entre el 50% y el 70% del consumo de leña de una familia, y esto obviamente tiene un gran impacto ambiental, es posible construir cocinas eficientes desde \$15 hasta \$20 de Tipo Lorena hasta cocinas de \$100 más sofisticadas, variando el nivel de eficiencia dependiendo de su sofisticación.

Los sistemas termosolares que te sirven para calentar agua son tecnologías disponibles y con mucha difusión.

La introducción en el área rural de las tecnologías renovables ha estimado un potencial de instalación de cerca de 100.000 sistemas fotovoltaicos domésticos, un mercado inmenso, el proyecto más grande del gobierno ha logrado instalar apenas 10.000 paneles en cuatro años. Se ha estimado que se podrían instalar cerca de 1100 sistemas de bombeo fotovoltaico comunales; en cocinas eficientes de leña la demanda potencial es de aproximadamente medio millón de cocinas, reemplazando los casi 600000 a 700000 fogones⁷² familiares que existen hoy en día, logrando así no solo ahorrar leña sino mejorando la salud de las familias y la limpieza del hogar.

En temas de biodigestores haciendo una evaluación del potencial ganadero en el país y los diferentes pisos ecológicos, se prevé la instalación de 50000 biodigestores En micro-hidroeléctricas estimaciones iniciales indican que se podría instalar cerca de 300 plantas pequeñas con potencias entre los 10 kW y los 300 kW.

Debemos superar la vieja discusión acerca si es mejor instalar muchas micro- hidroeléctricas o una gran hidroeléctrica, uno no invalida a la otra y desarrollar ambas líneas sería beneficioso.

Se estima se pueden poner cerca de 2500 sistemas eólicos, tras haber inventariado las comunidades que están en los mejores corredores de viento, son sistemas pequeños aislados en el área rural cerca de 4000 sistemas termosolares solamente considerando postas y escuelas. Finalmente se piensa en instalar cerca de 1000 sistemas híbridos en el norte del país, que por ejemplo combinen energía eólica y energía solar para generar electricidad reemplazando generadores pequeños a diesel que se los ha mapeado en el norte del país, ese un potencial de introducción de energías renovables en el área rural alentador.

El siguiente escenario es pensar el marco de trabajo para un sistema interconectado que incluya energías renovables, algunos términos de la constitución política del estado rescatan el tema de las energías renovables y lo ecológico, mientras el plan energético nacional habla del cambio de la matriz energética.

El gobierno desea concretar la seguridad energética y autarquía energética del país, pero lamentablemente existen complicaciones legales que no permiten el aprovechamiento de las energías renovables. Aun si la gente de ENDE quisiera construir un parque eólico de 5 MW, al conectarlo se darían cuenta de que existen una serie de complicaciones tarifarias, regulatorias y normativas.

72 Fogones que constituyen un medio de intoxicación para mujeres y niños.

En una proyección que presento el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas de una matriz diversificada en el sector eléctrico al año 2025, se plantea que el 50% sea hidráulica, que el 25% eólica, 5% biomasa, y la geotermia 15%, se estimaba una oferta energética de 2000MW, que repartidos en sus respectivos porcentajes resultan en proyecciones de 1000 MW al 2025 en energía hidráulica, 300 MW en energía geotérmica, 100MW en energía generada a partir de biomasa, 100MW en energía hidráulica y 500MW en generación térmica con gas. Pero empatar estas proyecciones teóricas con la realidad es sumamente complicado.

Al margen de cualquier cosa, la proyección resultaba emocionante, por fin la energía eólica entraba en la matriz energética, aunque lograr la instalación de 100MW suena complicado, en la biomasa el escenario es más realista porque es generación con bagazo de caña, y la potencia proyectada es factible, en todas las demás energías las potencias proyectadas son ambiciosas y soñadoras.

Geotermia con 300MW hasta 2025, no es factible dado que el potencial máximo en Bolivia se estima en 100 MW por lo tanto hay temas de discusión.

Entonces, ¿cuáles son las posibilidades en este escenario interconectado?, las soluciones que yo planteo es la instalación de parques eólicos de a partir de 1MV, es decir parques de 20MV a 50MV serían razonables, para tener una experiencia piloto y saber como funciona. Lo mismo con el tema de campos fotovoltaicos, es decir tener una huerta fotovoltaica de 1MV interconectado a la red que podría enseñarnos a manejar la tecnología, que si bien en este momento es cara, en el transcurso del tiempo ira bajando. Hay un estudio reciente que muestra que posiblemente la paridad en el costo de generación solar y convencional se pueda dar en unos 10 años más al rebajar los costos de las celdas e ir subiendo los costos de los combustibles fósiles. Entonces podríamos irnos preparando en ese sentido.

Para empezar desde ahora se debe corregir la ausencia de reglamentación, porque la ley contempla sobretodo un concepto que es el de potencia firme, y las renovables no nos ofrecen potencia firme, nos ofrecen energía, por ejemplo si deja soplar en un momento el viento mi generador eólico se detiene y se cae la energía, ese es un problema; el otro problema con la actual ley está en el los conceptos sobre el despacho, el despacho es por orden económico, es decir entrar al sistema las energías que son más baratas primero y después las más caras, entonces por ejemplo un parque eólico solo podría inyectar energía al subir el pico de demanda y que exista simultáneamente buen viento, sino se da el caso la generación resultaría antieconómica porque esta energía es cara; entonces cambios en la normativa son requeridos, y no son cambios complejos dado que en la realidad ya se han dado en otros países. En Ecuador por ejemplo se lanzó unas licitaciones interesantes en parques eólicos y huertas solares, el Uruguay tiene una ley sobre generación distribuida, el Brasil y Chile están empezando, Bolivia se está quedando atrás.

Entre los problemas internos a resolver esta la realidad de los precios, son muy bajos al ser subvencionados y en este escenario quien va desear invertir en renovables, el otro tema que me parece importante es discutir la internacionalización de las ventajas ambientales, el tercer punto de trabajo es el marco distribuido que significa básicamente impulsar el uso de energías renovables en áreas urbanas bajo un concepto de eficiencia energética, bajo un concepto de autoconsumo de energía.

La mayor demanda aquí sería el tema del área urbana, que significa este marco distribuido, primero el sector generación distribuida significa generar energía para sus propias necesidades y recién inyectar un excedente a la red, ese excedente debe comprarlo alguien y debe acordarse un precio, ese tipo de conexión lo que hace es reducir las pérdidas en la red. Por

ejemplo si se genera 1 KW en Zongo debido a una serie de pérdidas en el trayecto llegara hasta su hogar solo un porcentaje de ese valor. Pero si individualmente se genera este KW en su hogar estoy ahorrando automáticamente todas esas pérdidas, entonces estoy reduciendo capacidades de trasmisión y estoy aumentando la seguridad del sistema. La idea es que no se revierta el flujo hacia las redes de transmisión sino más bien que todo se consuma en la red de distribución y es un concepto que va emparejado a las redes inteligentes, que es el siguiente salto tecnológico en la parte técnica, es decir tener una gestión inteligente de la distribución de energía eléctrica.

En este campo se piensa que haya pequeños generador de energías renovables que puedan estar desde 1KW hasta 10MW, generando y contribuyendo en su momento al suministro de energía eléctrica. Es evidente hay que hacer cambios legales en la facturación en las normas técnicas, que permitan conectar los generadores renovables.

Tenemos el caso de un generador fotovoltaico que está conectado e inyecta a la red de energía de la ciudad de Cochabamba, tiene 2.7 KV de potencia y está generando por dos años cerca de 4400KW-h y está cubriendo el 50% a 60% del consumo eléctrico de las oficinas de la empresa donde trabajo, además estamos abasteciéndonos de la red, y no existe regulación para esto, sábados y domingos este panel inyecta energía, y no hay forma de que ELFEC compre esta energía; se complica debido al ausencia de normativas.

Un esquema de costos de los KW-hora generados muestra la variación en los costos en función de los diferentes niveles de radiación, el costo puede estar desde cerca de 19 centavos de Dólar por KW-hora cuando tengo 4 KW-hora de radiación solar, un caso desfavorable, en el caso optimo como el de La Paz, Potosí o el Alto, el costo podría estar a 12 centavos de dólar por KW-hora, que ya es un valor apreciable.

Actualmente el KW-hora debe estar entre 70 a 80 ctvs. Con esos costos generar con fotovoltaicos costaría lo mismo que comprar energía de Electropaz.

Este tema de paridad en tarifas al consumidor final se puede dar en algunas regiones del país, de manera bastante interesante, incluso con 20 centavos de dólar que es competitivo en regiones como Guayamerin, San Borja donde se cuenta con generadores a diesel y la gente paga de 30 a 65 ctvs de dólar por KW-hora, entonces allí un sistema hibrido combinado con diesel conectado al sistema puede ser interesante.

Haciendo una simulación con un software, se ha hecho una comparación de varios lugares en el mundo, entre ellos La Paz, Lima, Sevilla, Quito, Belén en Brasil, León en Francia y Munich en Alemania, los valores de radiación obtenidos para cada de cada uno de estos lugares indico que la generación media que podría tenerse con 1KW pico de panel, en La Paz es 5,7; en Sevilla 4,4; en Munich es 2,8; entonces Bolivia tiene un rendimiento por panel fotovoltaico casi del doble del rendimiento por panel de Alemania, así un panel instalado en Bolivia genera el doble de energía.

Pero gracias a las condiciones y políticas que ha generado Alemania es allá donde esta tecnología prolifera.

El otro punto a considerar en la generación distribuida es el tema de la energía solar para calentar agua, se ha estimado un mercado potencial para el calentamiento de agua de 200.000 unidades en todo el país, considerando familias de estrato medio que tiene capacidad de pago que están gastando 200 KW-hora por mes o más, y no hay mucho problema en pagar esto, en este momento se venden aproximadamente 400 sistemas termosolares por año, con 400.000 no hay nada, realmente hay un camino muy grande para adelante, y la ventaja

radica en que se cuenta con tecnología de producción local con un potencial de generación de empleo, bastante amplio.

Para analizar los costos relacionados a energía termosolar, supongamos que se requiere calentar diariamente 200 litros de agua por día a 45° C, que es lo que se requiere para el uso de las duchas por una familia de 5 personas que utilizan 40 litros de agua por persona, calentar con electricidad cuesta \$us 365 por año, casi un dólar por día, calentar con gas licuado cuesta \$us 212 por año, calentar con gas natural cuesta \$us 110, calentar con un sistema termosolar cuesta \$us 105 por año, entonces sería mucho más beneficioso utilizar la energía solar para calentar agua y dejar de consumir electricidad generada a partir de termoeléctricas a gas, aumentando la cantidad de gas disponible para exportación que se vende a un precio de 7 a 8 Dólares, de esa manera no solamente gana la gente que instala un sistema termosolar sino que habría un efecto macro para todo el país.

Es necesario plantear las líneas de acción necesarias para promocionar las energías renovables, en la parte rural hay que seguir trabajando en ampliar la cobertura en este marco del acceso universal, buscar innovación, diversificación tecnológica viendo las condiciones financieras, el segundo tema que hay que trabajar con las renovables en el área rural es asegurar la sostenibilidad que existe, se ha avanzado en la instalación de estas tecnologías pero en el corto plazo puede darse un desastre si no se fortalece y asegura la operación y mantenimiento de los equipos para ello se necesita asegurar recursos humanos capacitados.

Es hora de introducir las innovaciones tecnológicas en el país, ya se debería estar usando lámparas LED en vez de las lámparas PM, se están usando baterías plomo-acido cuando deberíamos estar utilizando lo que son las baterías recargables y esto podría tener por ejemplo impactos en lo que es reducción de precios, en lo que sería la generación distribuida, en las líneas de acción urbanas, se ha estimado que la generación distribuida podría tener un potencial de 105MV en Bolivia en las diferentes ciudades.

En el caso de la energía solar para calentar agua, tenemos cerca de 75MW de potencial para producir con estos sistemas, y el otro tema interesante es la generación de electricidad con biogás y biomasa aprovechando los rellenos sanitarios, cascara de castaña, desechos forestales, desechos sanitarios en las tres principales ciudades del país, y proyectos en el norte del país intentando bajar el consumo de diesel en esa región. Hay un proyecto famoso de Tahuamanu en Cobija para utilizar los montones de cascara de castaña que genera esa industria para generar energía que podrían significar un aporte importante para disminuir el consumo de diesel.

Las soluciones de interconexión de las renovables a gran escala en el SIN, comienzan con el cambio en las leyes de electricidad, estas deben ser apropiadas para incentivar las renovables. En primer lugar se debe sincerar la tarifa de generación y al usuario final a partir de ahí empezará el resto de las cosas, si no se rentabiliza todo lo que significa el impacto de reducción de CO₂, estamos perdiendo una oportunidad en un mercado global dispuesto a pagar por toneladas de CO₂ reducidas.

En Bolivia por los terribles potenciales solares que tenemos podría ser una opción la generación termoeléctrica a partir de concentradores parabólicos para calentar fluidos y hacer funcionar turbinas, en otras partes del mundo esto funciona

Para terminar es necesario plantear 4 reglas como perspectiva para trabajar con el tema de energías renovables en Bolivia. Creo que las energías renovables deben ir siempre de la mano del tema de eficiencia energética de por sí, las energías renovables son más caras que las convencionales. Entonces si se instalan energías renovables y género electricidad y el

usuario final usa focos incandescentes, ese es un crimen completo, por eso la generación de energía a partir de fuentes renovables solo es factible junto a un uso eficiente de la energía.

La discusión generada por los megaproyectos, por ejemplo Cachuela esperanza puede generar enfrentamientos políticos, mientras estos proyectos se paralizan no debemos olvidarnos de los micro-proyectos, la generación distribuida, las termosolares, lo que se debe hacer es desarrollar ambas líneas, los megaproyectos y los micro-proyectos.

En Bolivia siguen faltando recursos en el tema de energías renovables, realmente es complicado y dado que a nivel mundial el tema tecnológico en energías renovables cada vez se acelera, en términos de innovación, si no tenemos los recursos, difícilmente vamos a introducir las innovaciones que están viniendo, entonces debemos encontrar soluciones creativas, y finalmente la otra regla se vuelve a repetir, que si queremos expandir las energías renovables sin aprovechar los beneficios ambientales, que básicamente es el tema del CO₂, estamos perdiendo un incentivo importante, entonces hay que ver la forma de integrar esto. Por ejemplo para el tema de las hidro-eléctricas, los bonos de carbono generados por la reducción de CO₂ es una corriente de liquidez que eleva la factibilidad de estos proyecto, entonces esas cuatro reglas habría que pensarlas como operativizarlas en políticas o en estrategias para permitir una perspectiva más interesante y hacia adelante con lo que son las energías renovables.

---Fin de la presentación---

PREGUNTAS DIRIGIDAS AL EXPERTO.

P: Participante del seminario.

MF: Miguel Fernández

P.1.: En la diapositiva que presenta la distribución de la matriz energética para el año 2025 planificada por el gobierno se nota la falta de la energía solar en dicha planificación. ¿Cuáles son las razones para esta omisión?

MF: Las formas de ver el panorama han cambiado, en aquel momento que lanzaron la publicación no estaba contemplada la energía solar dentro la matriz energética planificada, cuando presentaron el documento se decía explícitamente que no se promovería sistemas fotovoltaicos, hoy la gente que se encuentra en el ministerio y viceministerios del sector seguramente tienen una idea completamente inversa.

Pero en aquel tiempo no estaba contemplado. Y como todo es dinámico, actualmente se rectifica ese error.

P.2.: ¿Existen proyectos o programas a gran escala en el nivel aislado con energías termosolares?

MF: A nivel aislado el gobierno tiene un programa muy fuerte, quizás uno de los más fuertes de la región en temas de electrificación con energía solar, pero en el tema de interconexión no se la ha considerado todavía, porque se tenía la idea que al 2025 los precios serían aún demasiado altos, y yo creo que debía a una falla de información porque si uno analiza las tendencias crecientes de los precios de las energías convencionales, y las tendencias a la baja del precio de la generación con energías alternativas, es previsible proyectar en unos 10 años, un punto de inflexión.

P.3.: Se ha hablado de la generación geográficamente distribuida en pequeñas tramos, y de la no existencia de un tratamiento específico preferencial, siendo algo sarcástico añadiría que existe un tratamiento preferencial pero que intenta disuadir para ir en contra, ya que no se les da el mismo tratamiento de pago por la potencia que entregan al sistema. ¿Cuál es su opinión sobre este tema?

MF: Tras haber realizado una simulación para una central micro-hidroeléctrica en los Yungas, que vendería a \$us 57 el MW hora la energía, y esta energía se distribuye a través de una empresa de distribución rural, se ha hecho el cálculo del costo en que incurre la empresa para la transmisión de energía desde el nodo Kenko hasta dicha población en los Yungas y al sumar los peajes, pérdidas y demás el costo llega a \$55 el MW, claro cuando uno quiere venderle a la empresa energía, ellos quieren pagar la empresa de nodo, pero si ellos calcularan el costo de peajes y pérdidas más están pagando \$us 55 y tienen una micro-hidroeléctrica cerca que les cobraría \$us 57, de todos modos existe una diferencia de \$us 2, pero dado que la tarifa al usuario final en esa población es de \$us80 el MW, la compra de energía de la represa local resulta factible, además mayores recursos se quedarían en la comunidad.

Si se introdujeran las ventajas de la generación distribuida perfectamente se podría cerrar y más bien al inyectar energía eléctrica en cola de red, lo que estamos haciendo es estabilizar la red y todo lo demás, aquí en realidad los incentivos son desincentivos.

P.4.: Se han dado fuertes argumentos para entender el potencial de la energía solar en Bolivia para la generación de electricidad. Entonces si Bolivia tiene potenciales solares

mayores a muchos lugares de España y del mundo. ¿Por qué esta energía no se expande y consolida en Bolivia?

MF: Esa es la discusión de todo el día, y es por los precios bajos de energía que tenemos, el precio subsidiado que hay en este momento para el gas natural, inviabiliza todas las otras fuentes renovables, inclusive la hidroeléctrica a gran escala que es la más barata no es viable económicamente por los precios bajos del gas inviabilizando así, inclusive experiencias piloto en las demás energías.

Concuerdo en que los mapas de la TD en energía eólica, están calculados a muy bajas alturas, y por lo tanto están subestimados de lo que pasa en realidad pero también están calculados a medidas muy grandes. Se requiere generar mayor información micro-localizada. Pero tal cual como esta presentada la información concuerdo contigo.

La pregunta es cómo podemos introducir y formalizar la incorporación de las energías renovables en la matriz energética, hay dos problemas grandes en el tema de energías renovables: el primero es el tema regulatorio, se necesita un marco legal que reconozca las energías alternativas con sus características y las incorpore formalmente, no necesariamente considerando subsidios.

Por ejemplo en Uruguay se ha promulgado un decreto supremo sobre generación distribuida que dicta que si una persona o agente le vende energía a la red, la distribuidora retribuye al mismo precio que al precio en que el agente compra su energía, en realidad lo que está haciendo ese decreto es permitir que la red sirva como un gran depósito de energía, un banco donde los agentes depositen sus KW y los pueden retirar cuando lo necesiten, pero la idea sobretodo ahí, es que la gente se autoabastezca porque eso fortalece el sistema, esa idea de paridad es un incentivo inmediato.

El segundo tema está en lo que significa el financiamiento y las barreras de tecnología, de tener una oferta activa tecnológica, sin embargo el financiamiento y la oferta se activan cuando el marco regulatorio aparece, entonces este es un detonante, si se diseñan los marcos regulatorios se generarían las inversiones que requiere el sector.

En el caso de los sistemas aislados, para 5000-7000 sistemas que quiere instalar el gobierno, no entran en este problema, porque entran en el plan de electrificación rural, tiene sus recursos y los subsidios que requieren, pero si se desea incorporar el tema de generación distribuida a la red, no se va a poder avanzar sin la señal regulatoria que active la oferta y la generación de los recursos humanos necesitados.