



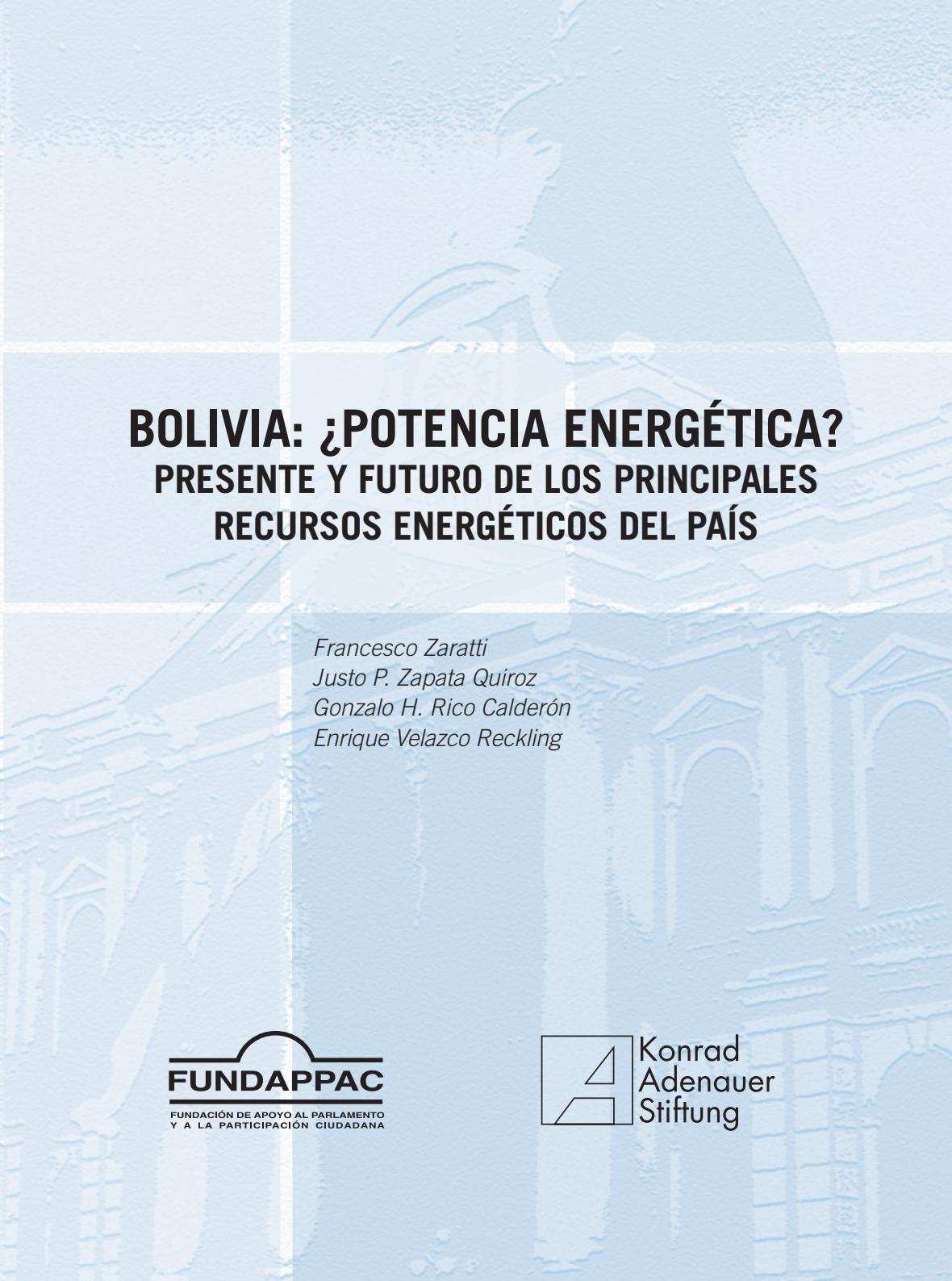
FUNDACIÓN DE APOYO AL PARLAMENTO  
Y A LA PARTICIPACIÓN CIUDADANA

# BOLIVIA: ¿POTENCIA ENERGÉTICA? Presente y Futuro de los Principales Recursos Energéticos del País



Francesco Zaratti  
Justo P. Zapata Quiroz  
Gonzalo H. Rico Calderón  
Enrique Velazco Reckling





# **BOLIVIA: ¿POTENCIA ENERGÉTICA?**

## **PRESENTE Y FUTURO DE LOS PRINCIPALES RECURSOS ENERGÉTICOS DEL PAÍS**

*Francesco Zaratti  
Justo P. Zapata Quiroz  
Gonzalo H. Rico Calderón  
Enrique Velazco Reckling*



Primera edición, octubre 2010

© FUNDAPPAC

**D.L.: 4 - 1 - 2332 - 10**

**Dirección:**

Av. Ecuador N° 2523 Edificio Dallas, piso 2

Teléfonos: 2421655 - 2418674

Correo Electrónico: fundappac@entelnet.bo

**Diseño, diagramación e impresión:**

“Garza Azul” Impresores & Editores

Teléfono 2232414 - Casilla 12557

Email: garzaazul@megalink.com

Octubre, 2010

La Paz - Bolivia

Impreso en Bolivia

# CONTENIDO

## ¿HABRÁ CRISIS ENERGÉTICA EN BOLIVIA?

a. Provisión de energía eléctrica .....	13
b. Provisión de combustibles fósiles .....	14
c. Otras fuentes de energía .....	16

## ¿QUÉ ESTAMOS HACIENDO CON LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA?

1. POLÍTICA ACTUAL .....	21
2. ¿QUÉ HACER EN POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA? .....	24
3. ¿POR QUÉ NO HACEMOS LOS QUE DEBEMOS HACER? .....	31

## EL SECTOR ELÉCTRICO DE BOLIVIA: EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y EL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO

1. LA IMPORTANCIA RELATIVA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA .....	35
2. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA .....	36
3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN BOLIVIA .....	38
3.1. Evolución Institucional y Legal del Sector Eléctrico .....	39
3.2. Puesta en Servicio de Instalaciones y Obras de Generación Eléctrica .....	44
3.3. Incorporación al Servicio de Instalaciones y Obras de Transmisión Eléctrica e Interconexión de Sistemas de Generación y Distribución Eléctrica .....	48
3.4. Principales Hechos en el Ámbito de la Electrificación Rural .....	50
4. EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	51
5. LA INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN Y LOS AGENTES DEL MERCADO .....	54
6. EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN .....	60

7.	BALANCE DE POTENCIA DE DEMANDA Y POTENCIA EFECTIVA DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....	62
8.	DESARROLLO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO .....	63
8.1.	Consideraciones Generales .....	63
8.2	Proyecciones de la Demanda para el Periodo 2010-2020.....	65
8.3	Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020 .....	66
8.4	Proyectos de Transmisión Seleccionados en el Plan de Expansión .....	70
8.5	Inversiones en Generación y Transmisión para el Periodo 2010-2020.....	71
9.	EL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE BOLIVIA Y LAS PERSPECTIVAS DE SU APROVECHAMIENTO .....	72
9.1.	El Potencial Hidroeléctrico de Bolivia.....	72
9.2.	Los Factores Limitantes para el Aprovechamiento del Potencial Hidroeléctrico en Bolivia .....	74
9.3.	Los Potenciales Beneficios del Desarrollo Hidroeléctrico .....	76
9.4.	La Opción de la Exportación de Energía Eléctrica.....	77
10.	CONCLUSIONES.....	82

## EL LITIO EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO, POLÍTICO Y ECONÓMICO BOLIVIANO

1.	INTRODUCCIÓN.....	89
2.	EL LITIO, SU ROL EN LA MATRIZ ENERGÉTICA Y PROCESOS DE EXPLORACIÓN Y TRANSFORMACIÓN .....	92
2.1	Precios y costos de producción .....	96
3.	PRINCIPALES APPLICACIONES Y PROYECCIONES DE LA DEMANDA POR USOS .....	99
3.1	Baterías para vehículos eléctricos.....	101
3.2	Proyecciones de la Demanda Mundial de Litio (2010 – 2050) .....	103
3.3.	El Litio tiene competencia en las Baterías Eléctricas .....	105
4.	LA OFERTA DE LITIO Y LAS RESERVAS INTERNACIONALES.....	109
5.	TEMAS PARA DELINEAR UNA ESTRATEGIA DE APROVECHAMIENTO DEL LITIO .....	119
6.	CONCLUSIONES Y EPÍLOGO .....	134

# PRESENTACIÓN

**E**sta publicación es un aporte de varios científicos en temas de máxima importancia para Bolivia y para el Mundo, con especial énfasis en nuestro país y en el tema energético.

"*¿Habrá crisis energética en Bolivia?*" constituye la contribución de Francesco Zaratti, quien responde a la pregunta orientándonos: "Lamentablemente, aunque paradójica, la pregunta tiene sentido; no sólo eso, sino que el tema es más complejo y delicado de lo que parece" (FZ).

*El desarrollo analítico de dicha respuesta es esclarecedor.*

"*¿Qué estamos haciendo con los hidrocarburos en Bolivia?*" es el título del aporte de Justo P. Zapata Quiroz. Su recomendación, a propósito, sostiene: "Una de las acciones más importantes, para desarrollar el país, es cambiar la matriz energética en su componente hidrocarburífero.

*Este componente, que tiene un porcentaje importante de hidrocarburos líquidos (como el GLP, el diesel y la gasolina), debe ser reemplazado por gas natural* (J.P.Z.Q.). Argumentando su tesis, presenta cuadros estadísticos y cálculos que analiza, según su importante visión.

"*El sector eléctrico de Bolivia, evolución histórica y el potencial hidroenergético*", ponencia preparada por Gonzalo H. Rico Calderón, además de ser una lucida historiación, expone sistemáticamente los datos que iluminan la reflexión analítica y las conclusiones, que afirman las posibilidades del potencial hidroenergético en su fase productiva. Se sintetiza en que "La producción deberá ser competitiva con los grandes emprendimientos hidroeléctricos de los países vecinos. Las decisiones, al respecto, son de impacto trascendental" (G.H.R.C.).

PRESENTACIÓN

# PRESENTACIÓN

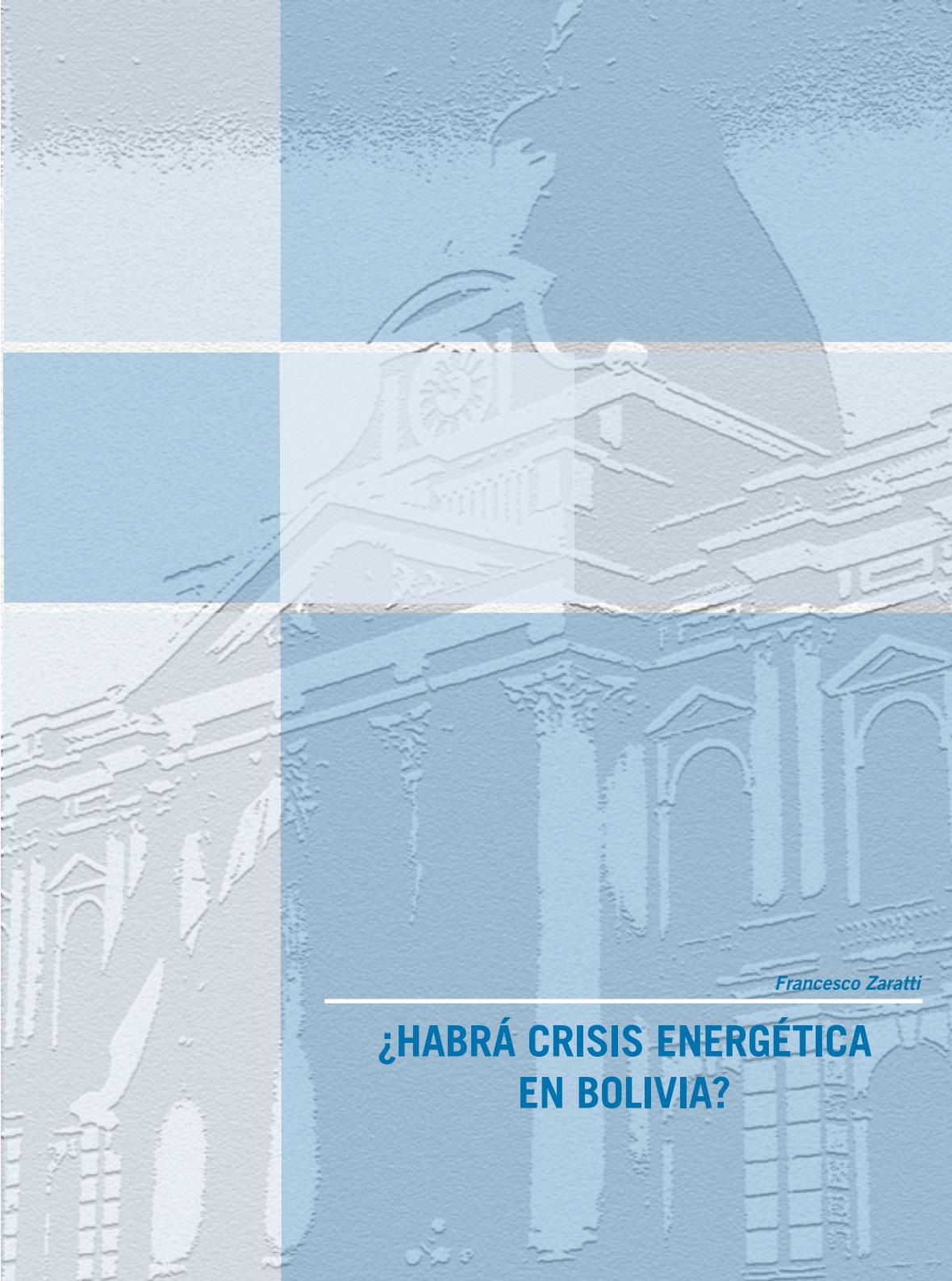
"El litio en el contexto energético político y económico boliviano" es el estudio elaborado por Enrique Velasco Reckling, quien, desde su sólido conocimiento y experticia, demuestra la urgencia de la cuantificación de reservas, con enfoque económico - industrial, y la recomendación de tener una visión realista de los modestos alcances en ingresos para Bolivia, en los próximos veinte años, provenientes del litio y sus compuestos; de la realidad de la competencia de países vecinos como Chile y Argentina; y de la necesidad de desarrollar procesos innovadores para la extracción del litio, desde las complejas sales evaporíticas que lo contienen, en el gran Salar de Uyuni.

Los cuatro estudios que presento, constituyeron la temática de la Noche Parlamentaria "¿BOLIVIA, POTENCIA ENERGÉTICA? Presente y Futuro de los Principales Recursos Energéticos del País", que FUNDAPPAC, conjuntamente a la Comisión de Economía Plural, Producción, Industria e Industrialización del Senado Nacional, auspiciaron, continuando anteriores eventos, sobre tan importante cuestión, que se hicieron hace algunos años, con el auspicio de la Mesa de Cooperantes al Congreso, incluidos FUNDAPPAC, la Fundación Konrad Adenauer y el Programa Global de la UNCTAD/PNUD, que también se recogieron en la publicación de UNCTAD/PNUD.

Antes, los expositores fueron expertos extranjeros. Ahora, todos los expositores son bolivianos.

Estoy seguro de que la acogida que se dio a la citada anterior publicación, con mayor razón será dada a la presente, y actualizada con la contribución hecha por los calificados profesionales bolivianos, dedicados a la investigación y comunicación de sus respectivos temas.

Luis Ossio Sanjinés  
Presidente del Directorio de FUNDAPPAC



*Francesco Zaratti*

---

## ¿HABRÁ CRISIS ENERGÉTICA EN BOLIVIA?



# ¿HABRÁ CRISIS ENERGÉTICA EN BOLIVIA?

A las preguntas difíciles, como la que me han puesto los organizadores, se suele contestar, ganando tiempo, con la clásica salida de “depende” o con otra pregunta.

En este caso, a la pregunta **¿HABRÁ CRISIS ENERGÉTICA EN BOLIVIA?**, podría retrucar a mis anfitriones: **“¿Qué entienden ustedes por crisis energética?”**, pero, como no tenemos mucho tiempo y el tema es complejo, prefiero desglosar la consulta en tres aspectos que, creo, reflejan las intenciones de los organizadores. Éstos son:

1. ¿Habrá apagones eléctricos en los próximos meses?
2. ¿Existe, actualmente, seguridad energética en Bolivia?
3. ¿Existe una política energética responsable que asegure un manejo adecuado de los recursos energéticos del país, a corto, medio y largo alcance?

Vamos a la primera, **¿Habrá apagones eléctricos en los próximos meses?**

Como consecuencia de la última ola nacionalizadora de las empresas capitalizadas de generación eléctrica, se han escuchado previsiones catastróficas por parte de algunos analistas y opinadores, sin que se den a conocer las

- ¿Habrá apagones eléctricos en los próximos meses?
- ¿Existe actualmente seguridad energética en Bolivia?
- ¿Existe una política energética responsable que asegure un manejo adecuado a corto, medio y largo alcance de los recursos energéticos del país?

- No está en duda la capacidad y profesionalidad de ENDE, sino la oportunidad de la medida de estatización.
- Ni las hidroeléctricas, ni las termoeléctricas enfrentan hoy riesgos en la generación.
- Podemos dormir tranquilos.

bases cuantitativas de esas previsiones. Tal vez, la infeliz experiencia de la refundación de YPFB, llevada a cabo por el actual gobierno, haya inducido a aplicar la ecuación “estatización = desabastecimiento”, lo que es un dogma, al mismo nivel del gubernamental “nacionalización = mayor riqueza para el país”. Sin embargo, nunca hay que confundir realidad con buenos deseos (o malas intenciones, en este caso).

Obviamente, esto no quiere decir que el Decreto 493, del 1º de mayo, haya sido una medida acertada. No descarto que, debido a los reiterados anuncios de nacionalización, las empresas privadas, desde hace tiempo, hayan tomado sus recaudos y hayan perdido el deseo de realizar las nuevas inversiones que el sector requiere. Pero, aun así, tener que pagar la indemnización y, al mismo tiempo, invertir para el futuro no parece adecuado cuando se tienen en el país problemas sociales urgentes que requieren inversiones. Además, en este caso, a diferencia de YPFB, no está en duda la capacidad y profesionalidad de ENDE, sino la oportunidad de la medida de estatización. Les recuerdo que la capitalización de ENDE no se debió a ineeficiencia ni a bancarrota, sino a las enormes dificultades de conseguir financiamiento internacional para los nuevos emprendimientos.

De todos modos, antes de salir a comprar cajones de velas, una simple mirada a las cifras de la Autoridad de Electricidad muestra que, en lo inmediato, la producción de energía eléctrica es superior a la demanda, en más del 10%, y que, en cuestión de semanas, la oferta aumentará en un 16% con la puesta en funcionamiento de la planta de Entre Ríos y la ampliación de Guaracachi. La presencia en este panel de un experto del sector, como es el Ing. Gonzalo Rico, me exime de profundizar el tema eléctrico.

Sólo mencionaré que ni las hidroeléctricas ni las termoeléctricas enfrentan hoy riesgos en la generación: en el verano ha llovido irregularmente, pero lo suficiente para llenar los embalses de agua de las hidroeléctricas y, por otra parte, la provisión del gas para las termoeléctricas está asegurada<sup>1</sup>.

---

1 Obviamente esto no excluye la posibilidad de apagones por motivos fortuitos o a escala local. Algunos de los presentes recordarán un largo apagón nacional que ocurrió hace unos años, cuyas causas, de acuerdo a la entonces Superintendencia, fueron unos disparos involuntarios de unos cazadores contra una línea del SIN. Si la seguridad del suministro de electricidad depende de un rifle de caza, algo anda mal, no en la generación eléctrica sino en la transmisión.

En suma, con respecto a la posibilidad de apagones por causas estructurales, como sucede, por ejemplo, en Venezuela; o la posibilidad de racionamiento de energía eléctrica, podemos dormir tranquilos y esperar al Mundial de fútbol sin angustia.

Pasamos al segundo aspecto de la pregunta de esta charla: **¿Existe seguridad energética en Bolivia?**

Es, a todas luces, una pregunta paradójica: BOLIVIA EXPORTA mucha más energía de la que consume. ¿Exportamos energía a dos potencias económicas, Brasil y Argentina, y nos preguntamos si tenemos seguridad energética interna?

Lamentablemente, aunque paradójica, la pregunta tiene sentido, no sólo eso, sino que el tema es más complejo y delicado de lo que parece.

Para aclararlo con una analogía, no es lo mismo tener electricidad en la casa y no tener GLP para cocinar, como muchas veces hemos experimentados en la ciudad de La Paz. Entonces, no estamos hablando sólo de apagones eléctricos, sino de todo el sector energético, cada uno con sus nichos específicos de mercado. De hecho, la seguridad

- No se trata sólo de apagones eléctricos, sino de todo el sector energético. La seguridad energética se refleja en el equilibrio de la demanda y oferta de todas las formas de energía necesarias para la vida del país y no sólo del total.
- Qué porcentaje de cada fuente energética se consume, es uno de los secretos mejor guardados, la transparencia, o seguridad informativa del pueblo, es un campo en que hemos retrocedido.
- Los países más desarrollados tienen una matriz variada, diversificada en fuentes y mercados, mientras los menos desarrollados son casi monoenergéticos.
- Gas natural sobra, lo que faltan son inversiones. Hay agua, pero no inversiones.
- A mayor consumo de energía eléctrica, se tienen mejores condiciones de vida. Pero, mientras no haya capacidad de generar mayores cantidades de energía eléctrica, es mejor mantener los consumos controlados. Aun así, el sector eléctrico a corto plazo es sólido.
- Bolivia se ha vuelto un importador neto de carburantes.

energética se refleja en el equilibrio de la demanda y oferta de todas las formas de energía necesarias y no sólo en el total.

**La matriz energética de Bolivia**, es decir qué porcentaje de cada fuente energética se consume, es uno de los secretos mejor guardados (de los muchos que tiene) por el Ministerio del ramo. Si quieren entender el concepto de basura electrónica, entren a la página web del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Ni qué decir de la página de YPFB. Pero ese es otro tema y no insistiré en que la transparencia, o seguridad informativa del pueblo, es un campo en que hemos retrocedido en lugar de avanzar.

Ahora bien, a falta de marraqueta fresca hay que conformarse con pan rancio, en este caso la matriz energética primaria del 2006<sup>2</sup>, que mostraba un predominio de los hidrocarburos fósiles: gas natural (43%), seguido por el petróleo (cuya tajada era 36%), luego viene la biomasa 16% y, muy detrás, la hidroelectricidad, con un 5%. Las demás, energías alternativas, eólica y solar, prácticamente no cuentan. No me exployo en las consecuencias medioambientales de nuestra matriz, pequeñas en valores absolutos, pero importantes como muestra de una adicción.

La matriz energética es como el menú: menor variedad equivale a más inseguridad y menos desarrollo. Es la diferencia entre la lagua del perro y los 12 platos del banquete chino. De hecho, los países más desarrollados tienen una matriz variada, diversificada en fuentes y mercados, mientras los menos desarrollados son casi monoenergéticos.

Analizando la matriz energética de Bolivia, las fortalezas y debilidades de cada sector son:

---

2 Balance Energético Nacional, Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2006)

## a. Provisión de energía eléctrica

- Existe potencialidad de generación y oferta, especialmente en las muy eficientes termoeléctricas de ciclo combinado. En fin, gas natural sobra, lo que faltan son inversiones, especialmente si se piensa en exportar termoeléctricidad (Chile es una posibilidad).
- La debilidad de las termoeléctricas radica en:
  - i. Su contribución al calentamiento global, lo que, después del show de Tiquipaya, debería preocupar a un sector del gobierno, los pachamamistas, si los hay y sinceros.
  - ii. Quemar gas en termoeléctricas, cuando se lo puede exportar a un precio cinco veces superior, no parece un buen negocio si se puede obtener electricidad de fuente hidroeléctrica.
- Existe potencialidad en la hidroelectricidad, la energía más limpia que se genera, pero los riesgos ambientales en la región amazónica deben tomarse en cuenta, en vista de que Brasil está decidido a avanzar con sus mega-represas, con o sin el consentimiento de Bolivia.
- Desde el punto de vista económico, una limitación a nuevas inversiones en plantas hidroeléctricas, radica en la subvención (para algunos: subsidios) que reciben las usinas termoeléctricas mediante el precio del gas natural. En suma, hay agua, pero no inversiones, ni las habrá con el sistema tarifario actual.
- La política en torno al consumo de electricidad conlleva ciertas ambigüedades. Por un lado, el gobierno debería estimular el incremento del consumo, debido a que está demostrado que, a mayor consumo de energía eléctrica, se tienen mejores condiciones de vida para las familias. Pero, por el otro lado, el mismo gobierno insiste en fomentar el bajo consumo, mediante la aplicación de la recesiva Tarifa Dignidad. No excluyo que este doblez se deba a un problema de seguridad energética: mientras no haya capacidad de generar mayores cantidades de energía eléctrica, es mejor mantener los consumos controlados,

induciendo a los pobres a consumir menos, acogiéndose a la Tarifa Dignidad. Algunos pasos positivos se han dado últimamente, incrementando el consumo permitido por la Tarifa Dignidad de 30 a 70 KW-h/mes. En todo caso, es evidente que la discusión en torno a esas políticas, aparentemente sociales, pero esencialmente regresivas en la lucha contra la pobreza, no ha empezado siquiera.

Por tanto, asumiendo que el sector requiere de ajustes estructurales a mediano y largo plazo, es posible afirmar que el sector eléctrico, a corto plazo, es sólido y no se teme escasez de aprovisionamiento del flujo eléctrico.

### **b. Provisión de combustibles fósiles**

Muy diferente es el caso de los combustibles fósiles, sector en el cual la situación ha empeorado sensiblemente en los últimos 5 años; esta vez sí “gracias a la nacionalización”, como machaca la propaganda oficial.

Bolivia se ha vuelto un importador neto de carburantes, desde el momento en que la demanda interna ha rebasado la oferta de GLP, gasolina y diesel.

El origen de los problemas radica en el agotamiento natural de los pozos de crudo, la falta de inversiones e incentivos para explorar y extraer petróleo y, sobre todo, la pérdida de mercados de exportación de gas, debido al freno que Brasil ha puesto a la importación de nuestro gas y al fiasco del contrato con la Argentina, hasta el presente mes. Como todos sabemos, el aprovisionamiento interno de metano, GLP y gasolina está estrechamente vinculado a la producción de gas natural para los mercados externos. En términos sencillos, si no hay incremento de la producción de GN no hay suficiente GLP y gasolina, aun bajo el supuesto de tener plantas de separación y refinerías eficientes, que no tenemos.

Asimismo, por razones económicas<sup>3</sup>, no hay conveniencia en extraer gas natural sólo para el mercado interno, ni existen industrias de licuables que puedan liberar metano para el mercado interno, aun suponiendo que tengamos un eficaz y adecuado sistema de transporte del gas, que tampoco tenemos.

Por tanto, a corto plazo, la seguridad de aprovisionamiento de GLP y gasolina dependerá de las importaciones de esos carburantes. Lo propio vale para el diesel, a corto y mediano plazo, debido a la falta de crudo y al tipo de refinerías que existen el país.

Sin embargo, hay que mirar con optimismo el futuro. Si Argentina cumple el nuevo contrato y Brasil mantiene los volúmenes actuales, y si el cambio de matriz energética avanza en las ciudades y en el parque vehicular, a mediano plazo (2 ó 3 años) sería posible ser autosuficientes en GLP y gasolina, e inclusive tener excedentes exportables. Hacen falta inversiones, plantas de separación y mejoras estructurales en las refinerías. Más complicado resulta el tema del diesel, cuya solución podría venir o de la tecnología GTL, de la cual sin duda nos hablará a continuación el Dr. Justo Zapata, o del biodiesel, si los dogmas de la ideología dominante lo permiten.

- La matriz energética, es decir, qué porcentaje de cada fuente energética se consume, es como un menú: menor variedad equivale a más inseguridad y menos desarrollo. La matriz energética de Bolivia es uno de los secretos mejor guardados.
- El aprovisionamiento interno de metano, GLP y gasolina está estrechamente vinculado a la producción de gas natural para los mercados externos. No conviene extraer gas natural sólo para el mercado interno.
- A corto plazo, la seguridad de aprovisionamiento de GLP y gasolina dependerá de las importaciones de esos carburantes. Lo propio vale, a corto y mediano plazo, para el diesel.
- Con un precio del gas a un dólar por Mpc, no hay fuente energética que logre competir.

<sup>3</sup> En 2004, la razón del gas consumido internamente, respecto al gas exportado, era de 1:4; mientras que la de los precios era de 1:2. Hoy la razón de volúmenes sigue siendo de 1:4, pero la de los precios es de 1:6. Una disminución de las exportaciones incide, por tanto, en el nivel de precios internos, en vista de que se pierde el efecto de la “marginalidad”.

### c. Otras fuentes de energía

La contribución de otras energías no tradicionales a la seguridad energética es, y seguirá siendo, insignificante. No es que no se tengan potencialidades, especialmente para energía eólica y solar, pero con un precio del gas a un dólar por Mpc, no hay fuente energética que logre competir. Eso es algo que habrá que enfrentar en algún momento si se busca seguridad energética a largo plazo: una política tarifaria que, sin afectar la lucha contra la pobreza, fomente inversiones en áreas diferentes a la extracción de gas para mercados de exportación.

La última pregunta es la más fácil de contestar y, en los hechos, ya ha sido respondida:

**¿Existe una política energética responsable que asegure un manejo adecuado de los recursos energéticos del país, a corto, medio y largo alcance?**

- Ahora, todo el peso de la inversión futura queda en manos del Estado, del mismo modo que el millonario costo de la nacionalización, estimado en cuatro mil millones de dólares (4'000'000'000 \$US).
- No basta con tener el control de una riqueza natural, hay que saberla extraer, transportar, comercializar y utilizar.
- La política energética actual, basada en el dogma de la estatización secante y amparada por la nueva CPE, no es el mejor camino para garantizar la seguridad energética del país, a mediano y largo plazo.

Mi respuesta es NO. La única política clara y sostenida es la llamada “nacionalización” que, a mi criterio, no es más que un programa de desmantelamiento de ese engendro del demonio, que es como se ve a la Capitalización, un proceso definido sumariamente como “macabro y destructor”.

El resultado de ese programa es deplorable. El plan del gobierno era astuto, pero pecaba de ingenuo: recuperar el control de los sectores estratégicos, manteniendo a los inversionistas privados como socios minoritarios y, de paso, pagar un

monto irrisorio para llegar a la mayoría accionaria. Desafortunadamente, debido a una cierta candidez de sus ideólogos, a las declaraciones incendiarias y, sobre todo, a la forma de “negociar” (con militares

armados escalando paredes), ese programa ha fracasado. Ahora, todo el peso de la inversión futura queda en manos del Estado, del mismo modo que el millonario costo de esa aventura, que he estimado en cuatro mil millones de dólares (4'000'000'000 \$US).

Al faltar no sólo la inversión sino el conocimiento y la experiencia de los mercados, y al abundar la improvisación, el diletantismo y la corrupción, el sector petrolero ha avanzado poco o nada a partir de la aprobación de la Ley 3058, la cual, aparte del incremento de la renta petrolera, sólo ha traído problemas al sector.

La política energética, además, no sólo debe asegurar el aprovisionamiento de los combustibles sino que tiene que coadyuvar en la lucha contra la pobreza, aspecto que, por lo visto, no se logra con subsidios generalizados, favoreciendo más a los ricos que a los pobres, ni con Tarifas Dignidad.

Adicionalmente, con la energía se alimenta la industrialización del país, que ayuda a salir de la lógica del extractivismo y del rentismo, dañina económica y –ahora lo sabemos– también ecológicamente.

La lección que nos viene de los últimos años es que no basta con tener el control de una riqueza natural, hay que saberla extraer, transportar, comercializar y utilizar en bien del país, para generar más riqueza, más empleo y más calidad de vida.

Me temo que la política energética actual, basada en el dogma de la estatización secante y amparada por la nueva CPE, no es el mejor camino para garantizar la seguridad energética del país, a mediano y largo plazo.





*Justo P. Zapata Quiroz*

---

## ¿QUÉ ESTAMOS HACIENDO CON LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA?



# ¿QUÉ ESTAMOS HACIENDO CON LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA?

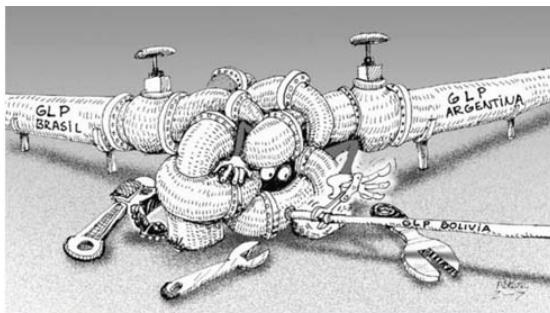
Justo P. Zapata Quiroz

Docente Carrera de Ciencias Químicas - UMSA

## 1. POLÍTICA ACTUAL

Para responder a la interrogante de esta presentación es necesario analizar la política hidrocarburífera vigente. Como muestra la Imagen 1, en estos tiempos de cambio, la política hidrocarburífera, de priorizar las exportaciones de gas, no ha cambiado desde el primer gobierno de Sánchez de Lozada hasta el gobierno actual de Evo Morales.

- La política petrolera, que prioriza las exportaciones, incluso hacia Chile, no ha cambiado, a pesar de las supuestas grandes diferencias ideológicas entre Sánchez de Lozada y Evo Morales.



La Razón: La Paz, 4 de junio de 2007

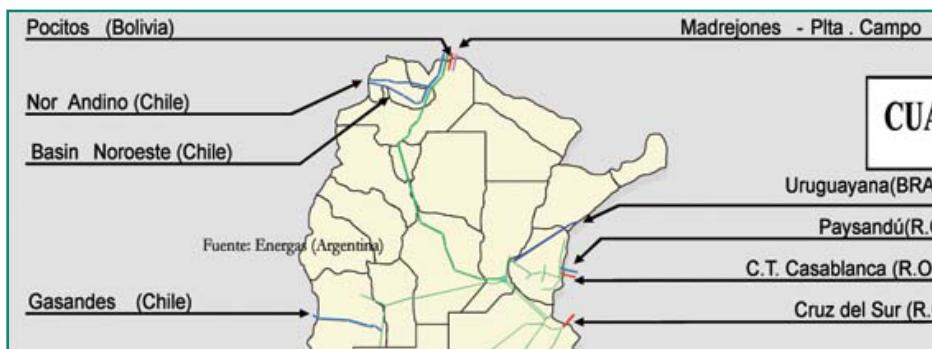
**Imagen 1.** Exportar gas, como materia prima, es la política imperante desde Sánchez de Lozada, política profundizada durante el gobierno actual.

En el primer gobierno de Sánchez de Lozada, se viabilizaron las exportaciones de gas a Brasil; su segundo gobierno no concluyó por la oposición popular a su proyecto de exportación de gas a EE.UU., vía Chile. Sin embargo, Evo Morales, a pesar de llegar al poder con el discurso de NO a las exportaciones de gas (el MAS convocó a votar en contra de las exportaciones de gas en la pregunta 5 del referéndum de Carlos Mesa), una vez instalado en el gobierno, su acción más importante, en política petrolera, fue suscribir el convenio de exportación de gas a la Argentina. Convenio que, a través del gasoducto Juana Azurduy, permitirá exportar 27.5 millones de metros cúbicos de gas, por día, a Campo Durán en el norte argentino.

### ¿Gas para Chile por Argentina?

- Comparando la intensa actividad económica, en el norte chileno, con la prácticamente nula demanda en el noreste argentino, hacia el cual todavía no se ha construido el gasoducto, resulta muy probable que todo el gas boliviano que se exporta a la Argentina sea reexportado a Chile, vía los dos gasoductos, operativos desde 1999 y situados en el norte Argentino.

Como muestra la Imagen 2, los dos gasoductos, entre el norte chileno y la Argentina, operativos desde 1999, tienen una capacidad conjunta de transporte de 21 millones de metros cúbicos por día.





**Imagen 2.** Todo el gas boliviano que se exporta a la Argentina podría ser reexportado a Chile, vía los dos gasoductos, operativos desde 1999, situados en el norte Argentino: “Nor Andino” y “Gas Atacama” (Basin Noroeste en la imagen superior).

Por otro lado, según la Comisión Chilena del Cobre, se prevén inversiones mineras, en el norte chileno, de alrededor de 43 mil millones de dólares, en el periodo de 2009 a 2015. Actividades mineras que demandarán un 30% más de energía eléctrica, con relación a la demanda actual. Energía eléctrica que puede generarse con gas en las 6 generadoras ya construidas (como muestra la Imagen 2). Por lo tanto, comparando la intensa actividad económica, en el norte chileno, con la prácticamente nula demanda en el noreste argentino, hacia el cual todavía no se ha construido el gasoducto del mismo nombre, es muy probable que el gas boliviano acabe en Chile, vía Argentina. Lo que resalta, de manera dramática, es cómo la política petrolera que prioriza las exportaciones, incluso hacia Chile, no ha cambiado, a pesar de las supuestas grandes diferencias ideológicas entre Sánchez de Lozada y Evo Morales.

## 2. ¿QUÉ HACER EN POLÍTICA HIDROCARBURÍFERA?

Ampliando el campo de la exposición de ¿qué estamos haciendo? a ¿qué deberíamos hacer en política hidrocarburífera?, la Imagen 3, muestra lo que deberíamos hacer: Gas para todos los bolivianos.



Imagen 3. Tapa de la publicación de CEJIS, de marzo de 2003, enfatizando lo que sería un cambio de la política exportadora de materias primas. Cambio que no se dio en el gobierno actual

En efecto, la portada de una publicación de marzo de 2003 de CEJIS, ONG muy ligada a altos personeros del gobierno actual, muestra el camino a seguir: emplear el gas boliviano para el desarrollo de Bolivia, como energético y como materia prima para la industria. En esta parte de la exposición, se enfatizará en lo que significaría emplear el gas boliviano como energético para el desarrollo del país. La industrialización del gas, que es otra importante vía de desarrollo nacional, será considerada en otra ocasión.

## El cambio de la matriz energética

Una de las acciones más importantes, para desarrollar el país, es cambiar la matriz energética, en su componente hidrocarburífero. Este componente, que tiene un porcentaje importante de hidrocarburos líquidos –como el GLP, el diesel y la gasolina– debe ser reemplazado por gas natural.

- Una de las acciones más importantes, para desarrollar el país, es cambiar la matriz energética, en su componente hidrocarburífero. Por no sustituir los combustibles líquidos con gas natural, el Estado se ve obligado a presupuestar alrededor de 400 millones de dólares para cubrir las subvenciones. La sustitución propuesta podría generar un movimiento económico global, en el orden de 3 millones de dólares diarios (1 mil millones de dólares al año).



**Imagen 4.** Un primer objetivo, para cambiar la matriz energética hidrocarburífera, sería sustituir con gas natural 50% de la demanda diaria nacional, de alrededor de 100 mil garrafas de GLP y de 50 mil barriles de petróleo, de cuya destilación provienen la gasolina y el diesel, entre sus componentes más importantes.

Como un primer objetivo, en este sentido, se plantea reemplazar, con gas natural, un 50% del petróleo y el GLP que consumimos. Si se reemplazara un 50% de las 100 mil garrafas y 50 mil barriles de petróleo, que consumimos diariamente, se tendrían los siguientes beneficios (ilustrados con la Imagen 5):

La Paz - Bolivia, Miércoles, 25 de noviembre de 2009

Negocios

## YPFB presupuesta \$us 408,6 millones para subvención a combustibles en 2010

Actualizado 25/11/2009



Venta: la trabajadora de una estación de servicio en Villa Fátima se apresta a cargar diésel a un vehículo

Importación: La estatal petrolera proyecta la importación de gas licuado de petróleo, gasolina especial y diésel para garantizar el abastecimiento interno, dos analistas aseguran que existen problemas de producción por la declinación de los campos y la reducción de la demanda de gas natural en Brasil y Argentina.

En un resumen de gastos, Yacimientos previsiona que del costo total sólo podrá recuperar 10.260 millones de bolivianos, la diferencia de 2.889 millones de bolivianos corresponde a la subvención (ver infografía). Esta diferencia surge del precio de la gasolina especial que se importará a 5,80 bolivianos el litro pero que en el mercado interno vendrá a 3,39 bolivianos, la diferencia (2,41 bolivianos) la asume el Estado.

El litro de diésel comprado fuera del país cuesta 7,76 bolivianos, pero dentro rebaja a 5,27 bolivianos, con un saldo de 2,49 bolivianos. El GLP importado tiene un costo de 4,01 bolivianos el kilo, pero rebaja a 1,60 bolivianos al venderlo en el país.

### Importación:

5.8 Bs/L gasolina

7.76 Bs/L diesel

40 Bs/garrafa gas

### Venta:

→ 3.74 Bs/L gasolina

→ 3.72 Bs/L diesel

→ 22.5 Bs/garrafa gas

**Imagen 5.** Por no sustituir los combustibles líquidos con gas natural, el Estado se ve obligado a presupuestar alrededor de 400 millones de dólares para cubrir las subvenciones.

- el ama de casa, al reemplazar su garrafa de GLP con su equivalente energético de 12.3 metros cúbicos de gas natural, en lugar de gastar 22.5 Bs por garrafa, gastaría 8 Bs y el Estado eliminaría la subvención que implica importar la garrafa de gas a 40 Bs., para venderla en 22.5 Bs.
- el chofer de un vehículo, al reemplazar el litro de gasolina con su equivalente energético de 1 metro cúbico de gas natural, en lugar de gastar 3.74 Bs por litro, gastaría 1.66 Bs por metro cúbico de gas natural y el Estado eliminaría la subvención que implica importar el litro de gasolina en 5.80 Bs., para venderlo en 3.74 Bs.

Se puede demostrar que la sustitución propuesta podría generar un movimiento económico global, en el orden de 3 millones de dólares diarios (1 mil millones de dólares al año) por:

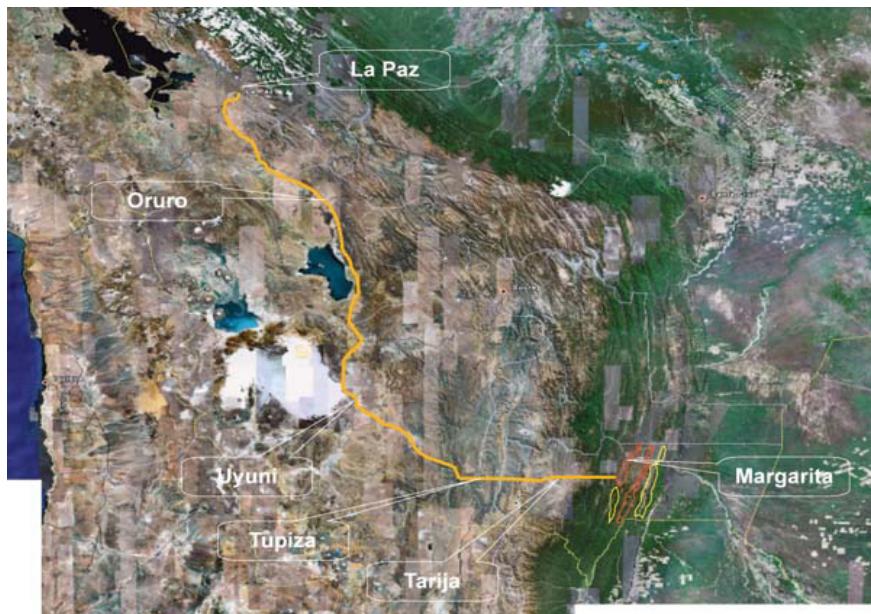
- la eliminación de las subvenciones del gobierno;
- el dinero que deja de gastar el pueblo, en GLP y gasolina;
- y por la generación de un mercado interno adicional, de alrededor de 5 millones de metros cúbicos diarios. Es importante, en este punto, destacar que un millar de pies cúbicos, exportado al Brasil, genera alrededor 3.2 US\$ para el estado boliviano; en el mercado interno, un millar de pies cúbicos de gas que equivale a 28.3 metros cúbicos; a 1.66 Bs el metro cúbico, generaría 47 Bs. o sea alrededor de 6.7 US\$, es decir, más del doble de lo que genera el mercado de exportación.

El gas como energético para viabilizar actividades intensivas en la generación de excedentes

En el sudeste de Bolivia se encuentran grandes yacimientos de minerales, como los de zinc/plomo/plata que explota la empresa minera San Cristóbal, y una de las mayores reservas de litio del mundo. Para industrializar estos recursos, se necesita energía y el gasoducto que se propone construir, cuyo trazo se muestra en la Imagen 6, que satisfaría esa demanda, así como la generada por el cambio de la matriz energética, descrita en el punto anterior.

**El gasoducto Gas Atacama permitiría llevar gas boliviano a los salares del Hombre Muerto, en Argentina, y de Atacama, en Chile, que son nuestra mayor competencia en el mercado del litio; por otro lado no hay ni perfil de proyecto para llevar gas boliviano al salar de Uyuni.**

En contraposición a esta propuesta, resulta increíble que el gasoducto Atacama (ver Imagen 7), permite o permitiría llevar gas boliviano a los salares del Hombre Muerto, en la Argentina, y de Atacama, en Chile, que son nuestra mayor competencia en el mercado del litio; y que no haya ni perfil de proyecto para llevar gas boliviano al salar de Uyuni.



**Imagen 6.** El gasoducto al altiplano, con el trazo propuesto desde los campos gasíferos del Chaco, permitiría, entre las actividades más importantes, la industrialización del salar de Uyuni y de los minerales de zinc que explota la mina más grande Bolivia, San Cristóbal, que se encuentra próxima al borde sur este del salar de Uyuni. Además, permitiría masificar actividades intensivas en la generación de empleo, como el turismo y la agropecuaria. Esta última, mediante cultivos de granos andinos, como la quinua y el desarrollo de la ganadería auquénida.

e 6<sup>th</sup> BNAmericas Argentina  
**ENERGY SUMMIT**  
 14-16 de Julio 2010, Sheraton Bogotá Hotel, Bogotá, Colombia  
 ¡Marque esta fecha en su calendario!

**Nuevo gasoducto potenciará sector minero de Salta - Argentina**

Publicada: Miércoles 20, Julio 2005 20:46 (GMT -0400)

Según la Secretaría de Minería, la obra se conectaría al **Gasoducto de Atacama** a la altura de río Las Burras, pasará por San Antonio de los Cobres para abastecer a la población y al futuro parque industrial minero. Continuará por Olacapato hasta Salar de Pocitos donde se instalará un parque minero, finalizando en **el Salar del Hombre Muerto, en el límite con la provincia de Catamarca**, donde la empresa Minera del Altiplano posee los yacimientos de litio y la empresa Bórax SA tiene yacimientos de borato.

La llegada del gas a San Antonio de Los Cobres permitirá también industrializar litio metálico, carbonato de sodio y ácido clorhídrico, además de oro, plata, litio, boratos, sales y perlita.

El ducto transportará a San Antonio de los Cobres un caudal aproximado de 350.000m<sup>3</sup>/día y el excedente de 210.000m<sup>3</sup>/día, puntualiza la información.

**Imagen 7.** Un ramal que se desprende del gasoducto Atacama (ver Imagen 2) permitirá industrializar el Salar del Hombre Muerto en la Argentina, que es nuestra competencia en el mercado del litio. Obviamente, el gasoducto a Atacama, ya construido, permite disponer de gas para las actividades industriales en el salar de Atacama, que es la principal competencia para el litio boliviano.

## El gas como energético para viabilizar actividades intensivas en el factor trabajo

Dos actividades, con un potencial de generación de empleo en el orden de cien mil puestos de trabajo, son el turismo y la agropecuaria (quinua, auquénidos).

En lo que se refiere al turismo, pese a ser el salar de Uyuni el primer lugar de atracción de turistas de Bolivia (ver Imagen 8), en la zona de influencia del salar no se dispone de gas domiciliario como para proveer las mínimas comodidades, a turistas de mayor poder adquisitivo que el turista actual, que es predominantemente del tipo “mochilero”. La provisión de agua caliente y calefacción ambiental incrementaría, de manera significativa, el flujo de turistas de alto poder adquisitivo.

Dos actividades, con un potencial de generación de empleo, en el orden de cien mil puestos de trabajo, son el turismo y la agropecuaria. Para que esto se concrete, es necesario proveer de energéticos baratos. De lo contrario, se necesitaría importar diesel y afrontar los mismos problemas que sufre la producción de soya en el oriente boliviano.



**Imagen 8.** La imagen muestra una característica única del salar de Uyuni: la sensación de caminar en el cielo, se produce cuando el salar se cubre de agua de lluvia y se une al cielo en el horizonte.

La producción de quinua (ver Imagen 9) es una actividad económica que, se ha demostrado, es altamente competitiva en los departamentos de Oruro, Potosí y La Paz (en su región del sur).

Una tonelada de quinua orgánica cuesta alrededor de 3500 US\$, en el mercado internacional. Se estima que, cultivando un 10% del altiplano boliviano, se podría obtener alrededor de un millón de toneladas de quinua orgánica, con una generación de ingresos en el orden de 3 mil millones de dólares anuales y de 100 mil empleos productivos. Para que esto se concrete, es necesario proveer de energéticos baratos a la región. De lo contrario, se necesitaría importar diesel y afrontar los mismos problemas que sufre la producción de soya en el oriente boliviano.



**Imagen 9.** El suelo del altiplano sur, pese a ser arenoso y salino, permite, por la excepcional irradiación solar, obtener granos de quinua únicos en el mundo.

### 3. ¿POR QUÉ NO HACEMOS LOS QUE DEBEMOS HACER?

Con seguridad, se podría afirmar que ningún boliviano estaría en desacuerdo con emplear el gas boliviano en el desarrollo del país. Sin embargo, cómo se puede explicar que gente que compartía estos objetivos cuando estaba en el pueblo llano, se olvide de los mismos cuando está en función de gobierno. A continuación se dan algunas explicaciones que permiten explicar que esto ocurra.

Los ingresos del gas disminuirán, de alrededor de 1500 millones de dólares (en 2009) a alrededor de 1000 millones de dólares (en 2010). El endeudamiento público total aumentará, de alrededor de 1 mil millones (en 2009) a 2 mil millones de dólares (en 2010).

Los intereses económicos y políticos extra bolivianos, que permiten obtener 22,5 US\$ por millar de pies cúbicos de gas boliviano en el Brasil, no permitirán que ese gas se quede en territorio boliviano, donde percibirían un máximo de 3.18 US\$ por millar de pies cúbicos. El objetivo de “gas para los bolivianos” está más lejos que nunca.

La Imagen 10 muestra que el precio del gas boliviano al consumidor, en San Pablo, es de alrededor de 22.5 US\$, por millar de pies cúbicos, y que éste es bajo, comparado al precio en los otros estados del Brasil. Según la misma agencia, de enero a marzo de 2010, Bolivia obtuvo un promedio de 3.18 US\$ por

millar de pies cúbicos. Por lo tanto, se puede concluir que todos los intereses económicos y políticos extra bolivianos, que permiten obtener 22,5 US\$ por millar de pies cúbicos de gas boliviano en el Brasil, no permitirán que ese gas se quede en territorio boliviano, donde percibirían un máximo de 3.18 US\$ por millar de pies cúbicos.

Finalmente, un análisis de la organización Jubileo, del presupuesto general de la nación correspondiente a los años 2009 y 2010, indica que:

- Los ingresos del gas disminuirán, de alrededor de 1500 millones de dólares, en 2009, a alrededor de 1000 millones de dólares, en 2010.

Firefox - Mozilla Firefox

Evo Editar Ver Historial Marcadores Herramientas Ayuda

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gá... http://www.anp.gov.br/preco/ http://www.anp.gov.br/preco/ http://www.anp...ombustivel=605

Google Esta página está escrita en portugués. ¿Quieres traducirla con la barra Google? Más información Traductor

	04/2010	18	1.47 U	U.007	U.008	U.009	U.00A	U.00B	U.00C	U.00D
GRANDE DO 25/04/2010-01 05/2010	19	1.695	0.088	1.598	1.985	0.396	1.299	0.111	1.061	1.362
GRANDE DO 02/05/2010-08 05/2010	14	1.693	0.060	1.598	1.850	0.412	1.280	0.107	1.061	1.282
GRANDE DO 09/05/2010-15 05/2010	16	1.698	0.075	1.598	1.899	0.376	1.322	0.248	0.795	1.397
NTA CATARINA 18/04/2010-24 04/2010	37	1.697	0.036	1.599	1.839	0.436	1.261	0.162	0.991	1.601
NTA CATARINA 25/04/2010-01 05/2010	34	1.687	0.048	1.629	1.883	0.357	1.340	0.163	1.076	1.601
NTA CATARINA 02/05/2010-08 05/2010										1.601
NTA CATARINA 09/05/2010-15 05/2010	44	1.695	0.044	1.669	1.879	0.483	1.212	0.239	0.991	1.629
ROAPE 18/04/2010-24 04/2010	11	1.859	0.140	1.790	2.319	0.384	1.275	0.200	1.096	1.507
ROAPE 25/04/2010-01 05/2010	11	1.864	0.137	1.830	2.319	0.310	1.355	0.214	1.096	1.605
ROAPE 02/05/2010-08 05/2010	11	1.863	0.138	1.818	2.319	0.528	1.335	0.205	1.096	1.507
EGIPE 09/05/2010-15 05/2010	10	1.868	0.142	1.859	2.319	0.538	1.330	0.126	1.227	1.507
O PAULO 18/04/2010-24 04/2010	134		0.136	1.379	2.390	0.325	1.159	0.243	0.795	2.142
O PAULO 25/04/2010-01 05/2010	118		0.158	1.119	2.390	0.322	1.139	0.278	0.801	2.142
O PAULO 02/05/2010-08 05/2010	132		0.111	1.299	1.979	0.348	1.121	0.194	0.709	1.650
O PAULO 09/05/2010-15 05/2010	109		0.126	1.299	2.099	0.276	1.198	0.198	0.797	1.650

Álculo do preço médio foi ponderado de acordo com as vendas de combustíveis informadas pelas distribuidoras à ANP no ano de 2004, por meio do DCP (Demonstrativo de Controle de Produtos).  
Qualquer discrepância observada nos preços médios agrupados pode estar associada à entrada de novos postos revendedores oferecendo oduto a partir de 2005.

Data de Emissão : 14/05/2010

**Imagen 10.** Esta página web de la Agencia Nacional del Petróleo de Brasil, muestra que en las 4 semanas comprendidas entre el 18 de abril y el 15 de mayo de este año, el precio promedio que pagaba el consumidor brasileño, en San Pablo, por un metro cúbico de gas natural, era de 22.5 US\$.

- El endeudamiento público total aumentará, de alrededor de 1 mil millones, en 2009, a 2 mil millones de dólares, en 2010.

Y, si se considera que el grueso de la inversión en hidrocarburos será para llenar de gas el gasoducto de exportación hacia Argentina, se puede concluir que, por factores internos (poca disponibilidad de recursos económicos para encarar la construcción de gasoductos al interior del país) y externos (las empresas transnacionales perciben ingresos mucho mayores por el gas comercializado fuera del país que internamente), el objetivo de “gas para los bolivianos” está más lejos que nunca. Por lo tanto, urge que mediante seminarios como éste, auspiciado por FUNDAPPAC, se difundan, por un lado, datos sobre los beneficios que generaría una política hidrocarburífera articulada en función del desarrollo del país y, por el otro lado, los grandes obstáculos que es necesario superar para que esta política, en la práctica, se ejecute.

Gonzalo H. Rico Calderón

## EL SECTOR ELÉCTRICO DE BOLIVIA EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y EL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO



# EL SECTOR ELÉCTRICO DE BOLIVIA EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y EL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO<sup>1</sup>

Gonzalo H. Rico Calderón

## 1. LA IMPORTANCIA RELATIVA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA

El sector eléctrico de Bolivia tiene una cobertura del orden de 90%, en el área urbana, y 53% en el área rural.<sup>2</sup>

Desde el punto de vista cuantitativo, en términos energéticos, la participación de la hidroelectricidad en la estructura de la oferta de energía primaria en Bolivia, de acuerdo al Balance Energético Nacional de 2007, fue de 4.6%, siendo la biomasa el 14.4% y los hidrocarburos casi el 81%.<sup>3</sup>

La participación de la hidroelectricidad, en la oferta de energía primaria, apenas ha superado el 6.14% en el año 2001, manteniéndose en la última década por debajo de este valor.

La participación de la energía eléctrica, tanto de origen hidroeléctrico como termoeléctrico, en el consumo total de la energía secundaria en Bolivia, el año 2007 fue de 16.73%.<sup>4</sup> Este valor refleja la importancia de

---

1 Documento preparado en Ocasión de la Sesión de “Noche Parlamentaria” del 19 de Mayo de 2010, organizada por la Comisión de Economía Plural, Producción, Industria e Industrialización del Senado Nacional, la Fundación de Apoyo al Parlamento y a la Participación Popular y la Fundación Konrad Adenauer.

2 Cifras estimadas.

3 Fuente: Balance Energético Nacional, Ministerio de Hidrocarburos y Energía, La Paz, 2007

4 Fuente: Ibid

la contribución de la energía termoeléctrica, principalmente generada con gas natural, para el abastecimiento de la demanda eléctrica del país.

No obstante la participación relativamente baja de la energía eléctrica en la estructura de la producción y abastecimiento de energía en el país, su importancia cualitativa deriva del carácter imprescindible de la

electricidad en la vida de la sociedad actual: en todos los sectores de la economía y los ámbitos territoriales, productivos, de servicio, sociales y culturales. La ausencia de servicio público de energía eléctrica se asocia a la mayor parte de las expresiones de atraso y carencias, de importancia social, tecnológica y cultural, aunque, inversamente, no baste su disponibilidad para superar el atraso.

- La ausencia del servicio público de energía eléctrica se asocia al atraso y carencias, tecnológica y cultural.
- Sin embargo, no basta su disponibilidad para superar el atraso.
- El sector eléctrico de Bolivia tiene una cobertura del orden de 90%, en el área urbana, y 53% en el área rural.

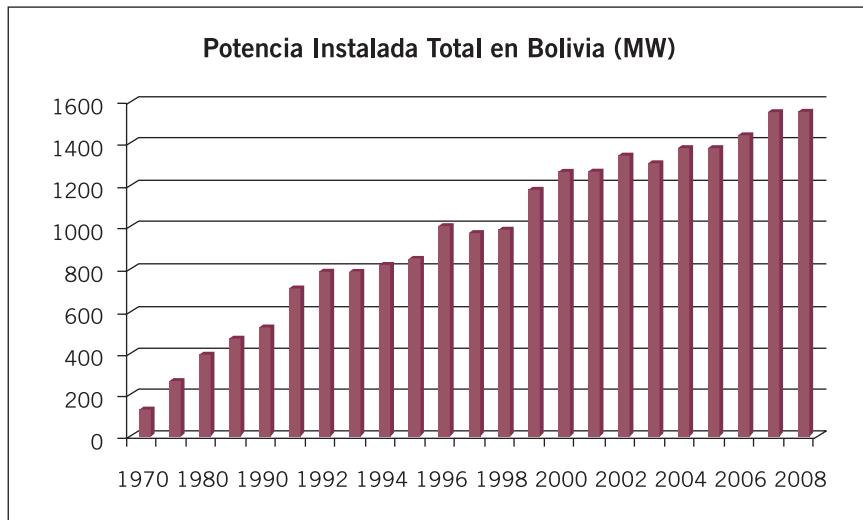
## 2. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA

De acuerdo a información pública , la potencia total instalada en Bolivia entre 1970 y 2008, sumando el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas aislados , tuvo un crecimiento promedio anual de 6.78%. En el periodo 1996-2008, el crecimiento promedio anual de la potencia instalada fue de 3.7%.

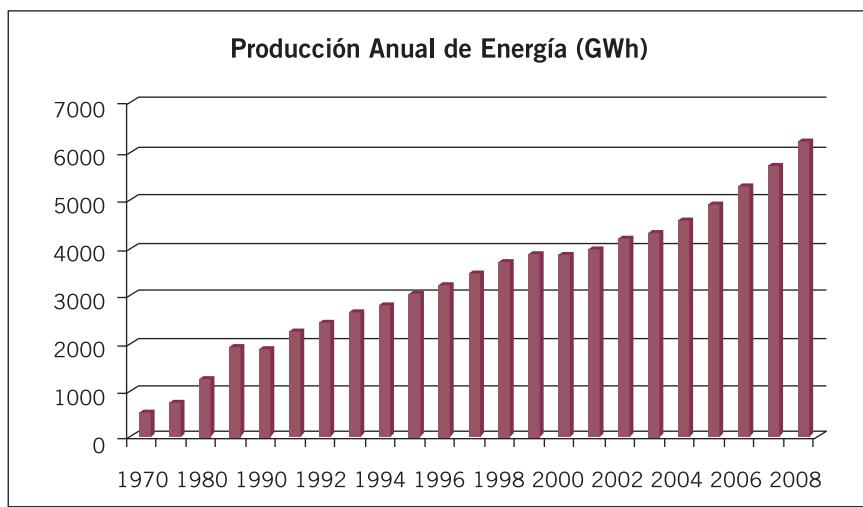
La evolución anual de la potencia de generación eléctrica total instalada en Bolivia, para el Sistema Interconectado Nacional y los sistemas aislados, se presenta a continuación:

---

5 Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad



La producción bruta de energía eléctrica total en el país, en el mismo periodo, fue como sigue:



El crecimiento promedio anual de la producción de energía eléctrica en el país, en el periodo 1970-2008, fue de 6.7%; en tanto que en el periodo 1996-2008 fue de 5.6%.

Para el 2008, con una población estimada por el INE de 10'027'643, la producción bruta per cápita, en Bolivia, alcanzó a 622 kWh (aproximadamente 500 kWh per cápita de consumo).

### 3. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN BOLIVIA

- El inicio del servicio público de energía eléctrica se remonta al año 1908.
- Inicialmente, en lo institucional, el sector eléctrico de servicio público se caracterizó por su orientación empresarial privada.
- La evolución histórica del sector eléctrico en Bolivia y, principalmente, la del servicio público, ha recibido, en su periodo inicial, el impulso del sector minero.

la generación, transmisión y distribución de electricidad, en los ámbitos en los que no estuviera interesada la iniciativa privada.

- El segundo periodo se inició con la Ley de Capitalización y la transferencia al sector privado de los activos de ENDE en el Sistema Interconectado Nacional, en 1994, y concluyó en el año 2010, con la reversión al dominio de ENDE de las empresas de generación Corani, Valle Hermoso y Guaracachi, quedando en el ámbito privado los activos de transmisión existentes. En los primeros 12 años fue explícita la exclusión del sector público en la generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, limitando su participación a los sistemas aislados deficitarios.

Durante el periodo comprendido entre 1962 y 1995, desde la creación de ENDE hasta su desintegración vertical y horizontal, en cinco empresas para su privatización, correspondió principalmente al sector

La evolución del sector eléctrico en Bolivia presenta dos periodos con predominio del sector privado:

- El primero, desde el inicio de la introducción de la electricidad en las principales ciudades y explotaciones mineras del país, desde fines del siglo XIX y principios del siglo XX, hasta la creación de la Empresa Nacional de Electricidad en 1962. Esta empresa fue creada con el propósito explícito de desarrollar

público el desarrollo de la infraestructura eléctrica del país, la creación de mercados y la institucionalización gradual de las actividades de distribución eléctrica en los principales centros urbanos del país, excepto en La Paz y Oruro, que se hallaban bajo concesión privada de explotación desde 1929. De igual manera, correspondió al sector público la ampliación de la frontera eléctrica dentro el país, hacia las áreas rurales.

### **3.1. Evolución Institucional y Legal del Sector Eléctrico**

Los hechos más notables e importantes, después de la introducción del uso de la energía eléctrica en el sector minero (a fines del siglo XIX<sup>6</sup>), que contribuyeron a la configuración actual del sector eléctrico de servicio público, fueron los siguientes:

1905: Ferrocarril Eléctrico El Alto-La Paz<sup>7</sup>, como extensión del Ferrocarril Guaqui-La Paz.

1908: Inicio del alumbrado eléctrico público de la ciudad de Sucre.

1908: Inicio del servicio público de energía eléctrica en La Paz, Oruro, Potosí, Sucre y Cochabamba<sup>8</sup>; creación de (la Empresa de) Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba (LFEC)<sup>9</sup>.

1908: Inicio de actividades de la empresa de origen francés "The Bolivian Rubber & General Enterprises Ltd.", en La Paz.

6 "Historia del desarrollo eléctrico de Bolivia", Comisión de Integración Eléctrica Regional, "25 Años", CIER, Montevideo, Uruguay, 1989, Cap. 2: "A fines del siglo XIX la gran minería de plata ya utilizaba la energía eléctrica, generada con grupos electrógenos, para los procesos de molienda y bombeo, prestando servicios de iluminación nocturna a las ciudades".

7 Cfr. "Los Tranvías de La Paz, Bolivia", Allen Morrison, texto traducido al español por Marcelo Madariaga ([www.tramz.com/bo/lp/lps.html](http://www.tramz.com/bo/lp/lps.html))

8 Cfr. "Comisión de Integración Eléctrica Regional, 25 Años", Cap. 2, "Historia del desarrollo eléctrico de Bolivia", CIER, Montevideo, Uruguay, 1989. En La Paz, antes de 1908 existió "... un sistema de alumbrado público con 500 focos, que era alimentado por un grupo electrógeno , propiedad de la familia Velasco". Según cita de Luis Oporto Ordóñez en "Uncía y Llallagua, Empresa Minera Capitalista y estrategias de apropiación real del Espacio (1900 – 1935), Ed. Plural – IFEA, La Paz 2007: "...la luz incandescente en La Paz fue inaugurada el 12 de julio de 1888, a cargo de una sociedad francesa que utilizó la laguna de Milluni..." (Loza, 1949)

9 La iniciativa data de 1901, con aportes de Simón I. Patino, entre otros; cfr. "Un Siglo en Cochabamba", W. García M., Cochabamba, 1995.

1909: Inicio del transporte urbano con tranvías eléctricos en La Paz por "The Bolivian Rubber & General Enterprises Ltd."

1910: Inicio del transporte urbano con tranvías eléctricos en Cochabamba por LFEC.<sup>10</sup>

1915: Iluminación pública de la Ciudad de Santa Cruz.<sup>11</sup>

1923: Inicio del servicio público de electricidad en el centro histórico de Santa Cruz de la Sierra.<sup>12</sup>

1925: Creación de Bolivian Power Co. (BPC), en Nueva Escocia, Canadá.

1951: Constitución de la Cooperativa Eléctrica de Sucre (CESSA).

1955: Inicio de inversiones de Corporación Boliviana de Fomento (CBF) en LFEC, Cochabamba.

1962: Creación del Consejo Nacional de Electricidad, de la Dirección Nacional de Electricidad (DINE, en reemplazo de la Dirección General de Hidráulica y Electricidad) y creación de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE)<sup>13</sup>.

1963: Inicio de generación térmica y distribución, en Cochabamba y Tarija, a cargo de ENDE.

1965: Creación de la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) de Santa Cruz.

---

10 "Los Tranvías de Cochabamba, Bolivia", Allen Morrison, texto traducido al español por Marcelo Madariaga, ([www.tramz.com/bo/co/cos.html](http://www.tramz.com/bo/co/cos.html))

11 Cfr. [www.cre.com.bo/WebCre/](http://www.cre.com.bo/WebCre/)

12 Ibid.

13 En la década de 1960 el país confrontó una larga crisis de abastecimiento de energía eléctrica para el sector minero y las principales poblaciones urbanas de Bolivia.

1966: Generación eléctrica a cargo de ENDE, en Santa Cruz en Servicios Eléctricos de Santa Cruz (SELSAC). Se encomienda a DINE, transitoriamente, las tareas de Electrificación Rural.<sup>14</sup>

1967: Creación de la Dirección Nacional de Hidráulica y Electrificación, en sustitución de la Dirección Nacional de Hidráulica.<sup>15</sup>

1968: Promulgación del Código de Electricidad.

1969: El Poder Ejecutivo encomendó a ENDE la planificación y operación de las interconexiones entre los sistemas eléctricos del país y con sistemas de países vecinos.<sup>16</sup> Se funda Servicios Eléctricos de Potosí S.A., con participación de ENDE, la Alcaldía de Potosí y la Junta Departamental de Obras Públicas; y se funda Servicios Eléctricos de Tarija S.A. con participación de ENDE y la Junta Departamental de Obras Públicas.

1970: Creación del Instituto Nacional de Electrificación Rural (INER<sup>17</sup>). Transferencia por parte de ENDE de instalaciones nuevas de distribución urbana y rural<sup>18</sup> a la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE) de Santa Cruz. Inicio de operaciones de CRE e inicio de generación de ENDE en Santa Cruz.

1973-1974: Inicio de Programas de Electrificación Rural en el Altiplano y Valles, que en 1979 alcanzaron a 42.000 familias.<sup>19</sup>

1974: Inicio de la Evaluación de Recursos Energéticos de Bolivia ENDE-PNUD (Potencial hidroeléctrico, eólico, solar y geotérmico).

1980: Inicio de generación a cargo de ENDE, en Trinidad, Beni.

14 D.S. 07388 de 15/11/1966

15 D.S. 0716 de 9/02/1967

16 D.S. 08952 de 8/10/1969

17 D.S. 09442 de 4/11/1970

18 Construidas por ENDE con financiamiento de la Agencia Internacional de Desarrollo de los Estados Unidos.

19 Idem

1990: Inicio de generación a cargo de ENDE en Cobija, Pando.

1992: Inicio de generación eléctrica de ENDE en Bermejo, Tarija.

1993: Creación de SYNERGIA S.A. en Cochabamba.

1994: Creación de Hidroeléctrica Boliviana S.A. en La Paz.

1994: Promulgación de la Ley de Capitalización, Ley del Sistema de Regulación Sectorial y Ley de Electricidad; inicio de operaciones de CRE en 52 poblaciones menores de Santa Cruz, entre ellas Samaipata, Mairana y Mataral, en las provincias de Florida, Manuel María Caballero y Vallegrande.<sup>20</sup>

1995: Desintegración vertical y horizontal de la Empresa Nacional de Electricidad en tres Empresas de Generación y ENDE residual:

- Empresa Corani S.A.M., con 126 MW de potencia Hidroeléctrica
- Empresa Guaracachi S.A.M., con 150,66 MW efectivos de potencia en Guaracachi; 18,9 MW en Aranjuez (Sucre) y 14.3 MW en Karachipampa. Total 183,8 MW.
- Empresa Valle Hermoso S.A.M. con 69.0 MW efectivos en la Central Valle Hermoso y 105 MW en construcción en la Central Carrasco.
- ENDE Residual con los sistemas aislados de generación de Tarija, Villamontes, Yacuiba, Trinidad y Cobija.

1996: Transferencia, al sector privado, de las empresas de generación desintegradas de ENDE y puesta en marcha de la Central de Carrasco de 105 MW.

1996: Inicio del funcionamiento de la Superintendencia de Electricidad.

1997: Creación de la Empresa Eléctrica Bulo Bulo S.A.

---

20 Cfr. [www.cre.com.bo/WebCre/](http://www.cre.com.bo/WebCre/)

1997: Creación de la Transportadora de Electricidad S.A.M, con los activos del sistema de transmisión y el Centro Nacional de Despacho de Carga, por desmembramiento de ENDE y venta del total de acciones al sector privado (536 km de líneas de 230 kV, 863 km de 115 kV y 100 km de 69 kV y el Subsistema Chusipata-Larecaja, en construcción en La Paz: 170 km en 115 kV y 278 km en 69 kV) y venta de TDE S.A.M. al sector privado.

1997: Aprobación del Protocolo de Kioto, que incluye el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

1998: Creación de la Empresa de Distribución Eléctrica Larecaja S.A.M. (EDEL S.A.M.).

2001: Creación de Gas & Electricidad S.A. en Sucre.

2005: Vigencia del Protocolo de Kioto y del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

2006: Creación de ENDE Andina S.A.M.

2008: Decreto Supremo de Refundación de ENDE, como empresa pública nacional estratégica.

2009: Creación de la Autoridad de Fiscalización y Control de Electricidad.

2010: Reversión de las Empresas de Generación Corani S.A., Valle Hermoso S.A. y Guaracachi, al dominio de ENDE.

A partir de 1962 –y hasta 1995–, ENDE fue el brazo ejecutor del Estado boliviano en el sector eléctrico, con el objetivo de superar la crisis energética, que limitaba significativamente

- A partir de 1962 –y hasta 1995–, ENDE fue el brazo ejecutor del Estado boliviano en el sector eléctrico, logrando contribuir a la superación de la crisis energética.
- El establecimiento gradual del Sistema Interconectado Nacional y la instalación del Centro Nacional de Despacho de Carga fueron también importantes contribuciones de ENDE al desarrollo del sector.

el desarrollo económico y social de los principales centros urbanos, industriales y mineros del país.

Aparte de la incorporación de La Paz al Sistema Interconectado Nacional, la ampliación del sistema de transmisión a Sud Yungas, la electrificación rural del Altiplano Norte y la electrificación de la Provincia Larecaja, ENDE no incursionó en la generación eléctrica de La Paz y Oruro, que constituyan áreas de concesión de Bolivian Power Co. desde 1929.

ENDE creció, notablemente, con el desarrollo de las centrales hidroeléctricas de Corani y Santa Isabel; con la utilización del gas natural, inicialmente en Santa Cruz y Sucre, como fuente primaria de generación de energía eléctrica y, posteriormente, en Potosí, Cochabamba, Tarija, Villamontes, Yacuiba y Bermejo. El establecimiento gradual del Sistema Interconectado Nacional fue otra contribución importante de ENDE al desarrollo del sector eléctrico, así como la instalación del Centro Nacional de Despacho de Carga.

- Hasta 1997, todas las líneas del Sistema Interconectado Nacional fueron propiedad de ENDE.
- La desintegración vertical y horizontal de ENDE, desde 1995, por su transferencia al sector privado, fue la decisión política de mayor impacto en la evolución del Sector Eléctrico de Bolivia.
- Las empresas de generación, desmembradas de ENDE, tuvieron una evolución diferenciada.

En el periodo de transición de 1993-1994 y, posteriormente, en el periodo regido por las leyes de Electricidad, de Regulación Sectorial y de Capitalización, aparte del crecimiento vegetativo de las empresas desmembradas de ENDE, se asistió a la creación de nuevas empresas en el sector eléctrico, que contribuyeron a la expansión de la infraestructura de generación y transmisión del SIN.

### **3.2. Puesta en Servicio de Instalaciones y Obras de Generación Eléctrica**

La historia del sector eléctrico de Bolivia registra en 1908, como inicio del servicio público de energía eléctrica, la instalación de las centrales de Duraznillo (100 kW), en Sucre; Achachicala, con dos unidades de

900 kW, en La Paz y Cayara en Potosí (180 kW).

Hasta 1930, la potencia hidroeléctrica total instalada de Bolivia fue de 9000 kW, con 43% destinado al sector minero y 57% para el consumo urbano, principalmente La Paz, Sucre, Oruro, Potosí, Cochabamba y Tarija.

En los siguientes veinte años, la potencia total instalada en pequeñas centrales hidroeléctricas alcanzó 47'700 kW, con 41% de su producción dedicada a las minas e ingenios de concentración de minerales. Otros 6'190 kW en 12 centrales, sin distinción de año de instalación, fueron probablemente incorporados al servicio público.

Un resumen, la cronología de la puesta en marcha de las principales instalaciones de generación eléctrica en Bolivia es la siguiente:

1883: Iluminación provisional de la Plaza "Sucre" y la Plazuela San Agustín en Sucre<sup>21</sup>.

1988: Luz incandescente en La Paz, a cargo de una empresa francesa que utilizó la laguna de Milluni<sup>22</sup>.

1908: Central Hidroeléctrica de Cayara (360 kW), en Potosí; Duraznillo (100 kW), en Sucre.

1909: Instalación de 1'800 kW en la Central Hidroeléctrica de Achachicala, perteneciente a la Alcaldía Municipal de La Paz.

1910: Instalación de la Central Hidroeléctrica de Chocaya de 160 kW en Cochabamba.

1911: Instalación de la Central Hidroeléctrica de Incachaca, en Cochabamba (440 kW), perteneciente a la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Cochabamba.

<sup>21</sup> Cfr. Luis Oporto Ordoñez, en "Uncía y Llallagua, Empresa Minera Capitalista y estrategias de apropiación real del Espacio (1900 – 1935), Ed. Plural – IFEA, La Paz, 2007.

<sup>22</sup> Cfr. Ibíd.

1929: Central Hidroeléctrica de Zongo (4.4 MW), La Paz (BPC).

1952: Central Hidroeléctrica de Santa Rosa (10 MW), La Paz (Total Potencia instalada de BPC en 1952 = 31 MW en cinco centrales en el Río Zongo y 14.8 MW en tres centrales en el Río Miguillas).

A fines de 1952, la potencia total instalada de generación eléctrica, en Bolivia, fue de 80'098 kW, correspondiendo a las instalaciones hidroeléctricas 59'531 kW<sup>23</sup>, a la generación termoeléctrica 20'035 kW y 532 kW a vapor.

1963: Generación térmica en Cochabamba, 2'000 kW (ENDE) y Tarija 575 kW.

1966: Central Hidroeléctrica Chururaqui (26 MW) en La Paz (BPC). Central hidroeléctrica de Corani y Generación térmica a diesel en Santa Cruz y Sucre (ENDE).

1969: Central Hidroeléctrica de Harca (27.2 MW), en La Paz (BPC).

1970: Inicio de generación a gas natural en Guaracachi, Santa Cruz\* e inicio de operaciones de la Cooperativa Rural de Electrificación de Santa Cruz (CRE).

1973: Central Hidroeléctrica de Santa Isabel, 36 MW\*, Cochabamba.

1974: Central Termoeléctrica a gas natural (9 MW), en Aranjuez, Sucre (ENDE) y la Central hidroeléctrica de Cahua (26.6 MW), en La Paz (BPC).

1975: Primera turbina a gas natural de Bolivia, instalada en Guaracachi (20 MW)\*.

1978: Segunda Fase de la Central Termoeléctrica de Aranjuez (9.9 MW) en Sucre\*.

---

23 Cfr. "Plan de Política Económica de la Revolución Nacional", Walter Guevara Arze, La Paz, 1955

- 1980: Segunda etapa de Corani (27 MW)\* e inicio de generación eléctrica en Trinidad, Beni, a cargo de ENDE.
- 1981: Central Hidroeléctrica de Santa Isabel (18 MW)\*, Cochabamba.
- 1982: Central Termoeléctrica de Karachipampa (17 MW)\*, Potosí.
- 1983: Central Hidroeléctrica de Santa Isabel (18 MW)\*.
- 1987: Centro Nacional de Despacho de Carga, con Sistema Automático de Adquisición de Datos y Accionamiento Remoto de Instalaciones\*.
- 1988: Primer pozo geotérmico exploratorio productivo de Bolivia, Apacheta, Cantón Quetena, Sud Lípez, Potosí\*.
- 1989: Central Hidroeléctrica San Jacinto (7 MW)\*, Tarija.
- 1991: Central Termoeléctrica a gas natural, La Tablada (3 MW)\*, Tarija; Central Termoeléctrica de Valle Hermoso (40 MW)\*, Cochabamba; e inicio de generación y distribución en Cobija\*.
- 1992: Central Termoeléctrica de Yacuiba (3.63 MW)\*, Tarija; Central termoeléctrica de Moxos (4.68 MW)\*, Trinidad, Beni
- 1995: COBEE, puesta en Marcha de Turbinas a gas en Kenko (17 MW), La Paz.
- 1996: EEVHE S.A., Central Termoeléctrica de Carrasco, 105 MW.
- 1997: COBEE, Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica de Zongo (10.63 MW) y Tiquimani (9.44 MW).
- 1998: COBEE, Rehabilitación de Central hidroeléctrica Botijlaca (3.5 MW).
- 1999: Central Hidroeléctrica Huaji (30.1 MW) - COBEE, Central Hidroeléctrica Kanata (7.9 MW) – SYNERGIA y Guaracachi (119.7 MW) - EGSA.

2000: Central Termoeléctrica de Bulo Bulo 101.2 MW.

2001: Rehabilitación Kilpani y Landara (11.3 MW) de COMIBOL por ERESA.

2002: Hidroeléctrica Boliviana S.A.: Centrales Hidroeléctricas de Chojlla (35.68 MW) y Yanacachi (49.86 MW).

2004: Central Hidroeléctrica Santa Isabel (21.3 MW) - Empresa Corani S.A.

2006: Central Hhidroeléctrica Santa Rosa (18 MW) - COBEE.

2007: Guabirá Energía S.A., Central Termoeléctrica a biomasa (16.6 MW).

N.B.: Las instalaciones marcadas con asterisco (\*) fueron o son de propiedad de ENDE.

### **3.3. Incorporación al Servicio de Instalaciones y Obras de Transmisión Eléctrica e Interconexión de Sistemas de Generación y Distribución Eléctrica**

En el marco de la planificación integral del desarrollo del Sistema Interconectado Nacional, en la década de 1960, ENDE inició la expansión de los sistemas eléctricos y su gradual interconexión, hasta configurar, en 1989, el Sistema Troncal de Interconexión que, posteriormente, fue progresivamente reforzado y ampliado, tanto por ENDE como por otras empresas.

Los componentes principales de esta gradual interconexión y su expansión, después de 1996, son las siguientes líneas:

1966: Línea Corani-Cochabamba-Catavi (115 kV; 85.3 km)

1970: Línea Guaracachi-Warnes (69 kV; 33 km)

1973: Línea Santa Isabel-Arocagua (115 kV; 51 km)

- 1974: Línea Sucre-Potosí (69 kV; 90 km)
- 1976: Línea Warnes-Montero-Buena Vista (115/69 kV; 74 km)
- 1978: Línea Potosí-Punutuma (69 kV; 73.5 km)
- 1980: Línea Catavi-Ocuri-Potosí (115 kV; 182.3 km); Línea Cochabamba-Oruro-Potosí-Telamayu (115 kV; 484 km); Línea Vinto-Senkata (230 kV; 201.4 km); Línea Sucre-Potosí (69 kV; 100 km)<sup>24</sup>
- 1981: Línea Chuquiaguillo-Chojlla
- 1987: Inicio de Operación del Centro Nacional de Despacho de Carga - Cochabamba
- 1989: Línea de Interconexión Cochabamba (San José)-Santa Cruz (Guaracachi) (230 kV; 330 km)
- 1991: Línea Corani-Valle Hermoso (230 kV, 44 km); Línea Telamayu-Chilcobia-Tupiza (100 km en 69 kV)
- 1993: Línea Valle Hermoso-Vinto (230/115 kV y 142.8 km)
- 2005: Líneas Valle Hermoso-Santiváñez (24,2 km), Santiváñez-Vinto (122.3 km) y Vinto-Mazocruz (193.4 km) de TDE y Santiváñez-Sucre (246 km) y Carrasco-Urubó (164 km) de ISA, todas en 230 kV.
- 2006: Línea Punutuma-San Cristóbal (172 km, 230 kV)
- 2007: Carrasco-Santiváñez (225,6 km y 230 kV)
- 2010: Línea Caranavi-Trinidad (370 km; 115 kV)

---

<sup>24</sup> En la primera mitad de la década de 1980 se confrontó una larga crisis de abastecimiento de la demanda eléctrica de las principales poblaciones urbanas, por una parte, principalmente Santa Cruz, debido a la falta de asignación de divisas para la importación de repuestos del parque termoeléctrico a gas natural, y en el área de La Paz, debido a la desconexión unilateral de la línea de interconexión entre el Sistema Norte y el Sistema Central, además de la depresión tarifaria, en parte debida a la hiperinflación monetaria, que afectó al país.

Hasta 1997, todas las líneas del Sistema Interconectado Nacional fueron propiedad de ENDE. Con la incorporación de la línea Caranavi-Trinidad se inicia una nueva etapa de la contribución de ENDE a la expansión del Sistema Interconectado Nacional.

### **3.4. Principales Hechos en el Ámbito de la Electrificación Rural**

La electrificación rural, como política explícita del Estado, aparece en la década de 1960 y se refleja en actos administrativos de creación de entidades directamente encargadas de esta actividad y en la obtención de fondos de financiamiento externo<sup>25</sup> para este propósito específico. Se pueden destacar los siguientes hechos:

1974: Inicio de actividades del proyecto de Electrificación Rural Fase I y Fase II en Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Tarija, La Paz y Potosí. Hasta 1992 se electrificó a 619 comunidades, con 42.000 familias en La Paz, Chuquisaca, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Tarija. El organismo ejecutor fue ENDE, en coordinación con empresas locales de distribución y comités regionales de obras públicas.

1981: Electrificación de Yungas de La Paz.

1993: Electrificación de Provincias Chapare y Carrasco Tropicales, ENDE.

1995: La Ley de Descentralización Administrativa N° 1654, de 28 de Julio de 1995, otorga a las Prefecturas Departamentales la Responsabilidad de la inversión pública en Electrificación Rural<sup>26</sup>.

1996: Conclusión del Proyecto de Electrificación de Larecaja, Norte de La Paz, a cargo de ENDE.

---

25 Entre los organismos financieros que contribuyeron al financiamiento de la electrificación rural en Bolivia se tiene la Agencia para el Desarrollo Internacional de Estados Unidos de América, Kreditanstalt für Wiederaufbau de Alemania y UNDCP, entre otros.

26 En el marco de la Ley de Descentralización Administrativa se canalizaron recursos del Estado para la expansión de los sistemas de distribución de las principales empresas distribuidoras del país (ELECTROPAZ, CRE, ELFEC, ELFEO, CESSA, SEPSA Y SETAR) hacia las áreas rurales y se posibilitó la expansión de sistemas aislados existentes en poblaciones menores y la instalación de nuevos sistemas. En el año 2010 existen 25 empresas registradas, incluyendo ENDE en Cobija, que atienden sistemas aislados.

Entre 1996 y 2010, las Prefecturas de Departamento, en coordinación con las principales empresas de distribución locales, con financiamiento del Tesoro General de la Nación y con fondos de crédito y cooperación internacional, han llevado a cabo programas de electrificación rural descentralizados.

Sin ser exhaustiva la enumeración de los principales acontecimientos de la evolución del contexto legal, institucional y de los más importantes componentes de la infraestructura del sector eléctrico de Bolivia, se evidencia la importancia relativa de la contribución del sector público y privado. El sector cooperativo tiene su mayor expresión en la Cooperativa Rural de Electrificación, CRE, de Santa Cruz, dentro el SIN.

#### **4. EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

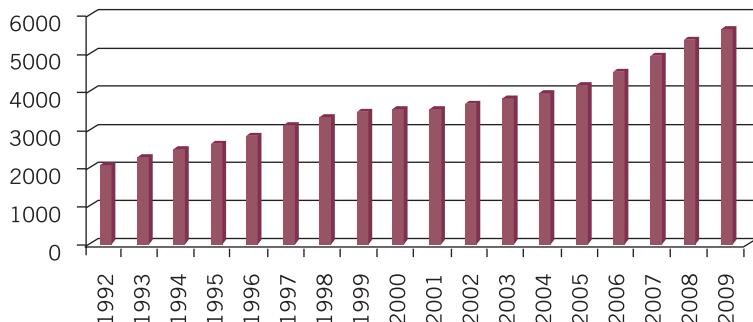
El Sistema Interconectado Nacional, estructurado a partir de 1978 en el marco de la Planificación Nacional, a cargo de la Empresa Nacional de Electricidad, aglomera, en el año 2010, las principales fuentes de generación eléctrica en el país, con los principales mercados de consumo de electricidad, a través de un sistema de líneas de transmisión de 2'400 km de longitud, en tensiones de 230 kV, 115 kV y 69

kV y subestaciones de transformación y maniobra. Las empresas de distribución eléctrica, cooperativas, centros de explotación minera y centros industriales conectados al SIN se hallan en los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí, Chuquisaca y, a partir de 2010, Beni.

- La infraestructura del sector eléctrico de Bolivia consta del Sistema Interconectado Nacional y los sistemas aislados.
- El Sistema Interconectado Nacional, estructurado a partir de 1978 a cargo de la Empresa Nacional de Electricidad, aglomera, hasta el año 2010, las principales fuentes de generación eléctrica con cerca del 90% del total de la producción.

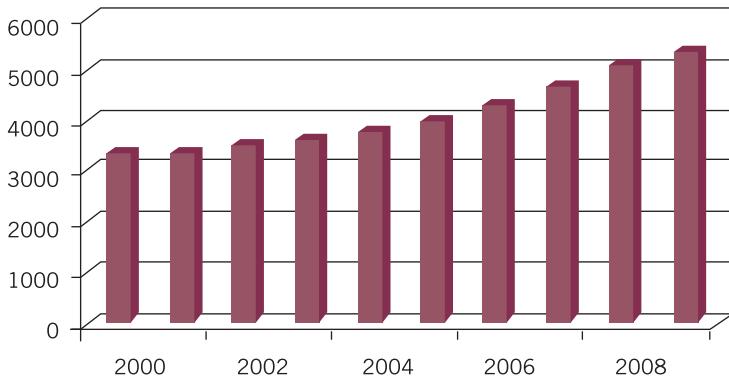
La Producción del Sistema Nacional Interconectado representa entre 85 y 89% de la producción nacional, entre 2000 y 2009. Su evolución se muestra en el grafico siguiente:

### Generación Bruta del Sistema Interconectado Nacional (GWh)



La evolución de la demanda de Energía del Sistema Interconectado en la última década presenta la evolución siguiente:

### Evolución de la Demanda del Sistema Interconectado Nacional (GWh)



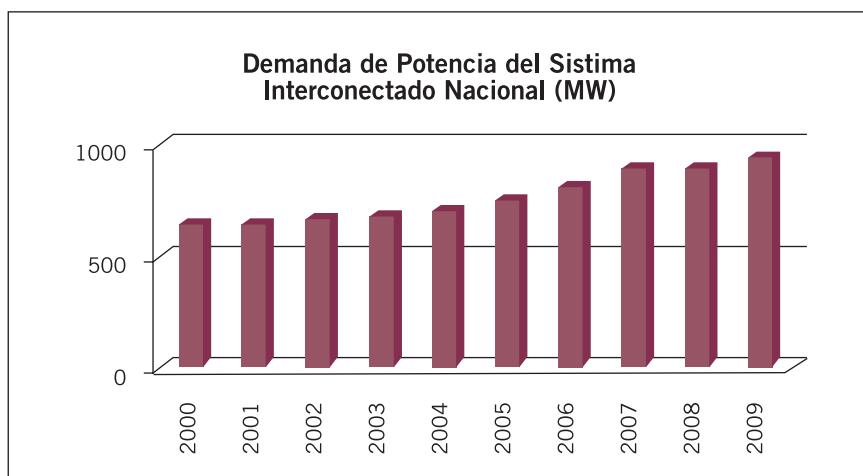
El crecimiento promedio de la demanda de energía, en este periodo, fue de 5.5% anual, destacándose los años 2006 al 2008, con un promedio de 9.2%, y el periodo 2000-2005, con un promedio anual

de 3.66%, siendo el periodo interanual de 2000-2001 el de más bajo crecimiento, con 1.08%.

El primer quinquenio de la pasada década se caracterizó por ser uno de los períodos más conflictivos de la historia reciente de Bolivia en los ámbitos social, político y administrativo. El crecimiento promedio del producto interno bruto del país, en ese periodo, fue de 3%, en tanto que, desde el 2006, el promedio fue de 5.2%.

La evolución de la demanda de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional refleja, en gran medida, la evolución de las actividades productivas y sociales del país.

La demanda de Potencia del Sistema Interconectado, entre los mismos años, tuvo la siguiente evolución:



El periodo de menor crecimiento de la demanda de potencia en el sistema fue 2000-2004, con 2.2% anual, en tanto que en el periodo 2004-2009 éste fue de 5.9% anual. La participación de las empresas desmembradas de ENDE, en el mercado de energía del Sistema Interconectado Nacional, disminuyó en el periodo 1995-2009 en 10%, pasando de 71% a 61%, habiendo llegado al 51% en los años 2001 y 2002.



## 5. LA INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN Y LOS AGENTES DEL MERCADO

La infraestructura del sector eléctrico de Bolivia consta del Sistema Interconectado Nacional y los sistemas aislados.

El Sistema Interconectado Nacional, que incluye a los principales sistemas eléctricos del país (de generación, transmisión y distribución), abarca a los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca, Santa Cruz y Beni. Desde el año 2012, incluirá también el Sistema de Tarija.

Las centrales de generación hidroeléctricas existentes en el año 2010, en el SIN, son:

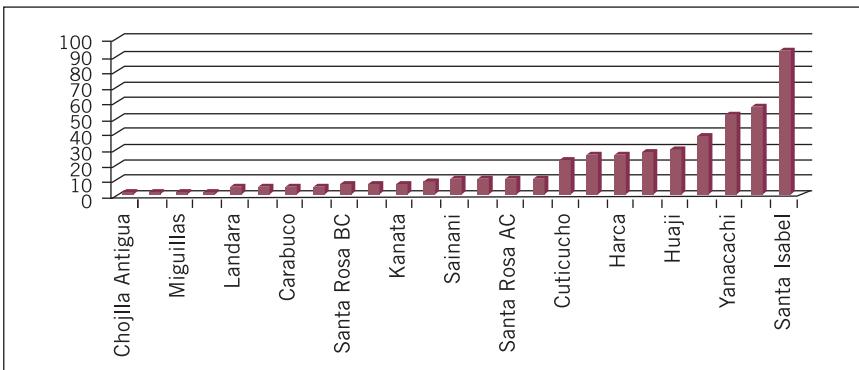
Centrales de Generación	Potencia Efectiva (MW)	Localización
Sistema del Río Zongo	188.40	La Paz
Sistema de Corani y Santa Isabel	149.88	Cochabamba
Sistema del Río Taquesi	90.35	La Paz
Sistema del Río Miguillas	20.90	La Paz
Sistema del Río Yura	19.05	Potosí
Central Kanata	7.60	Cochabamba
Central Quehata	1.96	Cochabamba
Potencia de Salida Total	<b>478.14</b>	

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga



Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

La desagregación de las diferentes centrales hidroeléctricas muestra el crecimiento gradual de la potencia instalada de este tipo de instalaciones, en función del crecimiento del mercado eléctrico nacional, habiendo alcanzado la central hidroeléctrica de Santa Isabel la mayor potencia el año 2004 con 93,3 MW. Los órdenes de magnitud de la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas del SIN en MW se muestran en el siguiente gráfico:



Las centrales termoeléctricas en el SIN, existentes en el año 2010, son las siguientes:

### CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

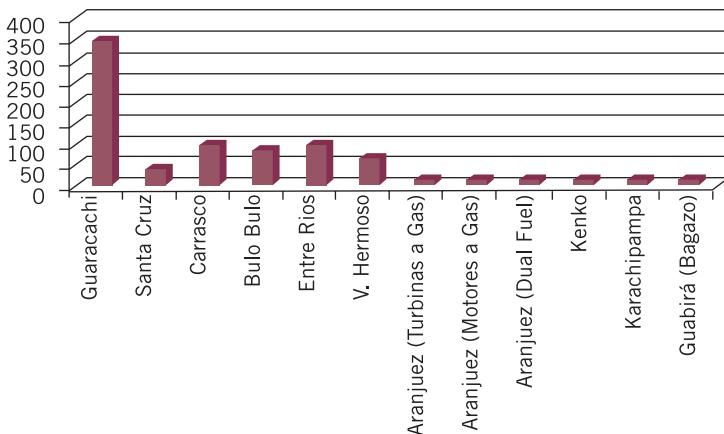
Nombre de Centrales	Potencia Efectiva (MW)	Número de Unidades
Guaracachi <sup>27</sup>	350.98	9
Santa Cruz	43.3	2
Carrasco	103.62	2
Bulo Bulo	87.28	2
Entre Ríos <sup>28</sup>	104.4	3
V. Hermoso	68.51	4
Aranjuez (Turbina a Gas)	17.19	1
Aranjuez (Motores a Gas)	11.20	7
Aranjuez (Dual Fuel)	13.50	5
Kenko	17.44	2
Karachipampa	12.99	1
Guabirá (Bagazo)	21.00	1
<b>Total</b>	<b>829.7</b>	<b>34</b>

Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

27 Incluye Ciclo Combinado de 80 MW, puesta en marcha prevista para diciembre de 2010

28 Incluye la cuarta Unidad de Generación, en servicio desde Junio 2010.

## Potencia Efectiva de Centrales Termoeléctricas del Sistema Interconectado (MW)



En el periodo de vigencia de la Ley de Capitalización de las Empresas del Estado, las empresas de generación, desmembradas de ENDE en 1995, tuvieron una evolución diferenciada, en comparación con COBEE S.A. y las nuevas empresas de generación eléctrica, que surgieron en el marco de la Ley de Electricidad de 1994.

La comparación de la evolución de la potencia efectiva de las empresas desmembradas de ENDE en este periodo es la siguiente:

Empresa	Potencia Efectiva (MW)			
	1995	2010	Diferencia	Porcentaje
Corani S.A.	126	149.88	23.88	19%
Valle Hermoso S.A. <sup>29</sup>	68.51	172.13	103.62	151%
Guaracachi S.A. <sup>30</sup>	219.2	457.4	238.2	108.7%
<b>Total</b>	<b>413.71</b>	<b>779.41</b>	<b>365.7</b>	<b>88.4%</b>

29 En 1995 se hallaba en construcción la central de Carrasco con 103.55 MW.

30 Incluye 80 MW de potencia de una unidad de generación a vapor acoplada a turbinas existentes de ciclo abierto en Guaracachi, cuya instalación será concluida en el año 2010.

Se debe mencionar que la Empresa Corani S.A., además del incremento de potencia de 23,88 MW, en el sistema hidroeléctrico de Corani-Santa Isabel, incrementó las captaciones de recursos hídricos al embalse de Corani, incrementando la producción, en promedio, en aproximadamente 47%.

En el mismo periodo de 15 años, siete otras empresas del SIN tuvieron los siguientes incrementos de su potencia efectiva, disponible en el Sistema Interconectado Nacional:

Empresa	Potencia Efectiva (MW)			
	1995	2010	Diferencia	Porcentaje de Incremento
COBEE S.A.	151.5	226.74	75.24	49.66%
Hidroeléctrica Boliviana S.A.	0	90.35	90.35	n.a.
C. E. Bulo Bulo S.A.	0	87.28	87.28	n.a.
SYNERGIA S.A.	0	7.6	7.6	n.a.
Rio Eléctrico S.A. <sup>31</sup>	0	19.05	19.05	n.a.
S.D.B. S.A.	0	1.96	1.96	n.a.
ENDE Andina S.A.M. <sup>32</sup>	0	104.4	104.4	n.a.
<b>Total</b>	<b>151.5</b>	<b>537.38</b>	<b>385.88</b>	<b>254.7%</b>

El incremento de potencia efectiva de 751.58 MW, entre 1995 y 2010, en el Sistema Interconectado, tuvo su origen (48.6%) en las empresas desmembradas de ENDE (Corani S.A., Valle Hermoso S.A y Guaracachi S.A.) y (51.3%) en otras empresas, siendo las más importantes, en orden de magnitud, ENDE Andina, COBEE S.A., Hidroeléctrica Boliviana S.A. y Bulo Bulo S.A.

Con excepción de las inversiones de COBEE S.A. y Rio Eléctrico S.A. (esta última subsidiaria<sup>33</sup> de Valle Hermoso S.A.), todas las demás inversiones fueron aportes netos de capital al sector eléctrico boliviano y pueden considerarse como genuinas.

31 Rehabilitación de Centrales Hidroeléctricas existentes de propiedad de COMIBOL.

32 Incluye potencia efectiva total a Junio 2010.

Opera en riesgo compartido con COMIBOL y las centrales del Rio Yura, propiedad de esta última empresa.

Como efecto de la reversión de las empresas desmembradas de ENDE, esta entidad empresarial, directa o indirectamente, tiene la responsabilidad de la administración, operación y mantenimiento del 67% de la potencia efectiva, que estará disponible al fin del año 2010 en el Sistema Interconectado Nacional, es decir 883.81 MW en total (Empresa Eléctrica Corani S.A. con 149.88 MW, Empresa Guaracachi S.A. con 457.4 MW, Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. con 172.13 MW y la participación de ENDE en ENDE Andina S.A.M. con 104.4 MW).

Los principales sistemas de Transmisión conectan los centros de carga con las fuentes de generación en voltajes de 69 kV, 115 kV y 230 kV, constituyendo una red de 2770 km dentro del Sistema Troncal de Interconexión (STI) y 624 km en líneas fuera del Sistema Troncal. Estas líneas son de propiedad de Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A., Transmisora de Electricidad San Cristóbal S.A. (TESA) y ENDE.

#### **PRINCIPALES LÍNEAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - 2010 (LONGITUD EN KM)**

Tensión	Dentro del STI	Fuera del STI	Total	TDE	ISA	TESA	ENDE
230 kV	1545.2	172	1717.2	958.2	587	172	
115 kV	1039.6	169.9	1209.5	839.5			370
69 kV	185.3	282	467.3	467.3			
<b>Total</b>	<b>2770.1</b>	<b>623.9</b>	<b>3394</b>	<b>2265</b>	<b>587</b>	<b>172</b>	<b>370</b>

Transportadora de Electricidad S.A. (TDE), derivada de la desintegración de ENDE, ha incrementado en 242.6 km de líneas de transmisión de 230 kV y ha elevado la tensión de la línea Vinto-Mazo Cruz, de 115 kV a 230 kV, y ha realizado la construcción de la línea Santivañez-Sucre-Punutuma, en 230 kV.

Tensión	1995			2010			Incremento	
	Dentro del STI	Fuera del STI		Total	Dentro del STI	Fuera del STI		
		Larecaja	Sud			Larecaja	Sud	
230kV	535.59			535.59	960			960 424.41
115 kV	863.04	169.95		1032.99	839	169.95		839 -193.99
69 kV	100.11		277.69	377.8	185.3		204.7	390 12.2
<b>Total</b>	<b>1498.74</b>	<b>169.95</b>	<b>277.69</b>	<b>1946.38</b>	<b>1984.3</b>	<b>169.95</b>	<b>204.7</b>	<b>2189 242.62</b>

## 6. EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y CONSUMIDORES NO REGULADOS EN EL SIN

Las empresas de generación hidroeléctrica existentes en el SIN, el año 2010, y el porcentaje de participación en la potencia efectiva hidroeléctrica del Sistema, son las siguientes:

- Empresa Eléctrica Corani S.A.: 31.3%
- Hidroeléctrica Boliviana S.A.: 18.9%
- Empresa Río Eléctrico S.A.: 4%
- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A.: 43.8%
- SYNERGIA S.A.: 1.6%
- Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A: 0.4%

Las empresas de generación termoeléctrica, existentes en dicho sistema, son las siguientes (con la indicación de su participación en la potencia efectiva correspondiente):

- Empresa Guaracachi S.A. (turbinas a gas natural de ciclo abierto, turbinas de ciclo combinado en construcción, motores a gas natural y motores dual fuel): 54.5%
- Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (turbinas a gas natural de ciclo abierto): 20.5%
- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (turbinas a gas en Kenko): 2.1%
- Compañía Eléctrica Central Bulo Bulo S.A. (turbinas a gas natural de ciclo abierto): 10.4%
- Guabirá Energía S.A. (Biomasa - Bagazo): 3%
- ENDE Andina S.A.M. (Central Entre Ríos, turbinas a gas de ciclo abierto): 12.4%

- ENDE S.A. (Central Moxos –Trinidad, motores a diesel), será conectado al SIN a partir del mes de Agosto de 2010.

Las empresas concesionarias de transmisión, en el Sistema Interconectado, son las siguientes:

- Transportadora de Electricidad S.A. - TDE
- Interconexión Eléctrica - ISA Bolivia S.A.
- Transmisora de Electricidad San Cristóbal S.A. - TESA
- Empresa Nacional de Electricidad S.A. - ENDE

La Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDE) tiene la licencia de transmisión para las líneas de Caranavi-Trinidad (370 km, 115 kV) y Punutuma-Tarija (239.3 km, 230 kV).

El Sistema Interconectado no cuenta con interconexiones internacionales.

En el ámbito de la demanda, el ordenamiento legal vigente reconoce a los consumidores no regulados con una demanda superior a 1 MW y a los consumidores regulados, éstos abastecidos, obligatoriamente, por la empresa distribuidora, en cuya área de concesión se encuentran.

Los consumidores no regulados en el SIN, al año 2009, son los siguientes:

- Empresa Minera Inti Raymi S.A. - EMIRSA
- Empresa Metalúrgica Vinto - EMVINTO
- Cooperativa Boliviana de Cemento Ltda. - COBOCE
- Empresa Minera San Cristóbal S.A. - EMSC
- Ingenio Azucarero Guabirá S.A - IAGSA

Las principales empresas de distribución de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional, son las siguientes:

- Cooperativa Rural de Electrificación (CRE, Santa Cruz)
- Empresa Eléctrica de La Paz S.A. (ELECTROPAZ)
- Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A. (ELFEC)
- Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A. (ELFEO)
- Servicios Eléctricos de Potosí S.A. (SEPSA)
- Compañía Eléctrica de Sucre S.A. (CESSA)

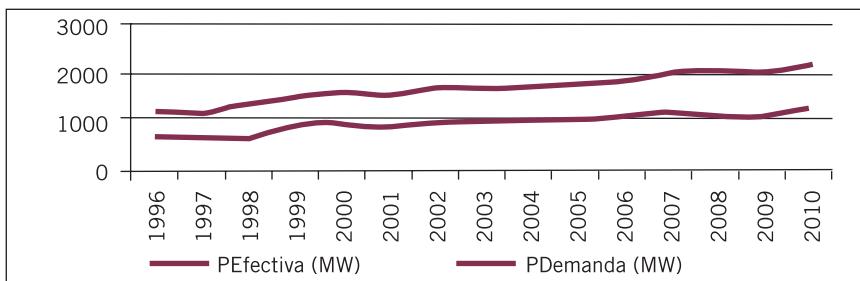
Las empresas de distribución, con mercado preponderantemente rural, conectadas al Sistema Interconectado Nacional son las siguientes:

- Empresa Rural Eléctrica La Paz S.A. (EMPRELPAZ)
- Servicios Eléctricos de Yungas (SEYSA)
- Empresa de Distribución Eléctrica Larecaja S.A.M. (EDEL SAM)
- Catorce cooperativas o empresas municipales menores registradas dentro del ámbito del SIN.

## **7. BALANCE DE POTENCIA DE DEMANDA Y POTENCIA EFECTIVA DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

Para el periodo 1996-2010 (al mes de mayo de 2010) se presenta, a continuación, la evolución de la relación entre la potencia efectiva de las instalaciones de generación, en el Sistema Interconectado Nacional, y la potencia máxima de la demanda en este sistema:

### **POTENCIA EFECTIVA DE GENERACIÓN Y POTENCIA DE DEMANDA MÁXIMA ANUAL EN MW SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL – PERÍODO 1996-2010**



En el periodo indicado, hasta mayo de 2010, en los meses y días de mayor demanda de potencia, en cada año el sistema tuvo a disposición la capacidad suficiente y el margen de reserva para responder, en forma confiable, a las exigencias del consumo eléctrico en el Sistema Interconectado Nacional.

## **8. DESARROLLO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN EL MEDIANO PLAZO**

### **8.1. Consideraciones Generales**

El sector eléctrico, por su naturaleza requiere, más que otros sectores de la economía, de previsión con anticipación suficiente, tanto en cuanto a la operación de las instalaciones existentes, como en cuanto a la incorporación de nuevas instalaciones de generación, transmisión, sub-transmisión y distribución.

En el primer caso, se debe programar y coordinar el mantenimiento de las instalaciones existentes, de tal manera que, tanto la capacidad de generación disponible como la capacidad de transporte e intercambio de energía entre los subsistemas, acompañen la evolución de la demanda, en condiciones de calidad, confiabilidad y oportunidad adecuadas. En este caso, las previsiones deben ser interanuales, anuales, estacionales, mensuales, semanales, diarias y horarias; y es competencia y responsabilidad del Comité Nacional de Despacho de Carga, juntamente con las empresas de generación, transmisión y distribución, desarrollar estas tareas de planificación anual o programación, en intervalos de tiempo menores, hasta el despacho en tiempo real.

En el caso de la incorporación al sistema, de nuevas unidades de generación, de capacidad adicional de transporte o de expansión de la frontera eléctrica del sistema, es indispensable realizar proyecciones de la demanda de potencia y energía, en función de su localización geográfica y la naturaleza de las cargas, e identificar de forma confiable las futuras fuentes de generación y su localización respecto a la demanda, para formular planes de inversión de mediano y largo plazo, que gradualmente acompañen el crecimiento de la demanda,

para la atención de las necesidades sociales de abastecimiento del consumo, el crecimiento de la demanda de las actividades productivas y de servicios del país, sin descuidar criterios tales como el uso eficiente, el uso productivo, el impacto ambiental y el hecho de que la disponibilidad de energía eléctrica es un factor de desarrollo, en tanto que el déficit o racionamiento de la energía eléctrica generan costos económicos, financieros y sociales, a nivel público y privado, que son múltiples del costo de producción y transporte de energía eléctrica.

El proceso de planificación es un proceso complejo que, en el periodo anterior a la creación de la Empresa Nacional de Electricidad (1962), tuvo lugar en forma privada y en función de las oportunidades del mercado, principalmente a cargo de las empresas privadas de generación y distribución y auto-productoras –de explotación minera preponderantemente–, para cubrir la demanda del área de sus concesiones. A partir del año 1969, mediante disposición legal expresa, el Poder Ejecutivo encomendó a ENDE la responsabilidad de la planificación y operación de las interconexiones entre los sistemas eléctricos del país y con sistemas de países vecinos.

Debido a los largos periodos de estudio y ejecución de proyectos hidroeléctricos (entre 5 y 10 años) y de proyectos de generación térmica (entre 2 y 5 años), así como las dificultades inherentes al desarrollo de proyectos de transmisión y subestaciones de alta y media tensión, se requieren periodos más largos de previsión en la planificación integrada del sector público y privado, más aun si la adhesión del sector privado, a la planificación sectorial, es voluntaria.

Entre 1967 y 1993, la Empresa Nacional de Electricidad realizó tareas de evaluación del potencial hidroeléctrico, geotérmico, eólico y solar de Bolivia, e identificó más de 80 proyectos hidroeléctricos, con un potencial instalable total del orden de 12.000 MW. En la década de 1980 se perfeccionó el sistema de planificación con la cooperación internacional<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Ente Nazionale per l'Energia Elettrica (ENEL de Italia), Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA de España), Agencia de Cooperación para el Desarrollo Internacional (ACDI de Canadá), BITS, SIDA de Suecia,

Entre 1996 y 2010, en el marco de la transferencia al sector privado, de los activos de generación y de transmisión de ENDE, desintegrados horizontal y verticalmente, y de la Ley de Electricidad de 1994, correspondió a la Secretaría de Energía, de entonces, la formulación del Plan Referencial del Sistema Interconectado Nacional, no vinculante para los agentes del mercado, y los Planes Indicativos para los Sistemas Aislados.<sup>35</sup>

## 8.2 Proyecciones de la Demanda para el Periodo 2010-2020

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020<sup>36</sup> prevé que la demanda de potencia del SIN crecerá, en este periodo, en más de 1'000 MW, siendo el crecimiento anual medio de 6.75%, a partir del momento de la incorporación del subsistema de Tarija al SIN.

Según las mismas previsiones, la demanda de energía en el SIN se incrementará, en el periodo 2010-2020, en más de 113%, con una tasa de crecimiento anual promedio de 6.86%, a partir de la conexión de Tarija al SIN, mencionada antes. El factor de carga del sistema experimentará un crecimiento leve de 67% a 67.6% en tal periodo.

La evolución prevista de estas proyecciones es la siguiente:

- La baja demanda de potencia y energía eléctrica, en el país, deriva del grado de desarrollo económico y social.
- El crecimiento modesto de la demanda eléctrica del país, constituye el hecho que limita el aprovechamiento hidroeléctrico en Bolivia.
- La evolución de la demanda de energía y potencia del Sistema Interconectado Nacional refleja, en gran medida, la evolución de las actividades productivas y sociales del país.

<sup>35</sup> Esta prescripción cayó en desuso desde su origen.

<sup>36</sup> Comité Nacional de Despecho de Carga, Noviembre 2009.

## PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Año	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Potencia (MW)	981	1'079	1'137	1'200	1'275	1'371	1'465	1'571	1'685	1'814	1'944
Energía (GWh)	5'759	6'331	6'694	7'033	7'525	8'106	8'680	9'284	9'963	10'729	11'506
Factor de Carga (%)	67	67	67.2	66.9	67.4	67.5	67.7	67.4	67.5	67.5	67.6

Las proyecciones de demanda, de los próximos 10 años, reflejan las diferencias económicas y sociales de las distintas regiones del país, sin mayores cambios de tendencia.

Las previsiones actuales, desagregadas por subsistemas eléctricos, indican que la evolución de la demanda de energía eléctrica en las distintas regiones del país, en el horizonte del año 2020, localizará el 92% de la demanda en el denominado eje central tradicional, La Paz-Cochabamba-Santa Cruz, más Potosí, este último departamento con 15.8%.

Excepto por algunas cargas especiales, cuya evolución se ha previsto, no existe una clara relación entre las previsiones de demanda y la evolución de la demanda productiva de energía eléctrica en el país, en los próximos diez años. Este hecho refleja una previsión preponderante de crecimiento vegetativo de la demanda, sin modificación substancial de su estructura, que eventualmente podría deberse a una evolución diferenciada de las actividades productivas y consuntivas, en los diferentes centros de carga del SIN.

### 8.3 Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010-2020

- **Principales Fuentes Primarias de Generación Eléctrica en Bolivia**

Bolivia cuenta con fuentes primarias de energía, abundantes para atender el incremento, relativamente modesto, de su demanda de energía eléctrica, en la próxima década.

Se destaca, en primer lugar, el potencial hidroeléctrico, valuado en 40'000 MW, siendo la capacidad instalada actual equivalente al 1.2% de este potencial. Del potencial existente –y no aprovechado– de energía hidroeléctrica en el país, en el proceso de selección de opciones de generación hidroeléctrica para el mediano plazo, solamente pueden ser considerados los proyectos que se hallan, como mínimo, en niveles de estudio de prefactibilidad y que, además, de acuerdo a los cronogramas de ejecución, puedan ser construidos y puestos en operación dentro del horizonte de planificación que, en el presente caso, es hasta el año 2020.

Este hecho constituye un factor limitante, importante en la definición del plan óptimo de costo mínimo de abastecimiento del Sistema Interconectado Nacional, puesto que, al haberse restringido, en los últimos 15 años, la preinversión en el sector eléctrico (que afectó principalmente a los proyectos hidroeléctricos), se recurrió a proyectos estudiados antes de 1995 y a algunas variantes de proyectos, ya existentes antes de ese año.

En el ámbito de los combustibles fósiles, tienen importancia primordial las reservas probadas y probables de gas natural en Bolivia, que, según la certificación de reservas de 2004, ajustadas a 2009, alcanzan a 24.2 TPC y 20 TPC, respectivamente. Estas reservas se encuentran, principalmente, en la faja subandina del territorio boliviano. Su

- Bolivia cuenta con fuentes primarias de energía, abundantes para atender el incremento, relativamente modesto, de su demanda de energía eléctrica, en la próxima década.
- Entre los recursos energéticos primarios, aún no aprovechados para la generación de energía eléctrica, el país cuenta con fuentes geotérmicas.
- La generación hidroeléctrica, la termoeléctrica (a gas natural) y la geotermoeléctrica, constituyen las fuentes primarias de generación eléctrica, para los próximos 10 años en el SIN.
- El rol que corresponde al potencial energético geotérmico del Sud Oeste del país, donde las fuentes primarias de energía comercial son escasas, será tan importante como la hidroelectricidad para la diversificación y mejoramiento de la seguridad energética.
- No obstante, la reforma del sector eléctrico, en 1994, postergó el desarrollo de la geotermia en Bolivia.

disponibilidad actual alcanza a los principales centros urbanos e industriales de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Potosí y Tarija. La capacidad de transporte de los gasoductos se adecúa periódicamente, aunque con demoras notables, al incremento de la demanda.

El principal uso del gas natural, en el mercado interno boliviano, es la generación de energía eléctrica.

Entre los recursos energéticos primarios, aún no aprovechados para la generación de energía eléctrica, el país cuenta con fuentes geotérmicas. El Proyecto Geotérmico de Laguna Colorada, situado en el sudoeste del territorio nacional, tiene estudios de factibilidad con prospecciones profundas para una Central Geotermoelectrica de 100 MW, con posibilidades para el desarrollo de un potencial del orden de 500 MW, en el mediano plazo, en función de la realización de nuevos estudios de factibilidad con exploración profunda.

- En los meses y días de mayor demanda de potencia, en cada año el sistema tuvo a disposición la capacidad suficiente y el margen de reserva para responder.
- El principal uso del gas natural, en el mercado interno boliviano, es la generación de energía eléctrica.

La generación hidroeléctrica, la termoeléctrica (a gas natural) y la geotermoelectrica, constituyen las fuentes primarias de generación eléctrica, para los próximos 10 años en el SIN.

### • Proyectos de Generación Seleccionados en el Plan de Expansión

- El sector eléctrico, por su naturaleza requiere, más que otros sectores de la economía, de previsión con anticipación suficiente, tanto en cuanto a la operación de las instalaciones existentes, como en cuanto a la incorporación de nuevas instalaciones de generación, transmisión, sub-transmisión y distribución.

Los proyectos de generación eléctrica, seleccionados por el CNDC, para cubrir la demanda creciente del SIN, en el periodo 2010-2020, surgen de procesos largos de identificación y preselección, realizados en las décadas pasadas; habiéndose formulado proyectos a niveles de prefactibilidad y factibilidad.

Entre las opciones para cubrir la demanda en el año 2009, ya se consideraban como proyectos en ejecución, para su incorporación al SIN en el año 2010, cuatro turbinas a gas natural de ciclo abierto, en la Central Termoeléctrica de Entre Ríos<sup>37</sup>, con 26.34 MW cada una; la turbina a vapor de ciclo combinado, en curso de instalación, con 80 MW, en Guaracachi; y el traslado de una turbina a gas, de Guaracachi a La Paz.

El año 2011, con la incorporación del subsistema de Tarija al SIN, también se incorporarán las unidades de generación existentes, la de San Jacinto, con 7.8 MW; turbinas a gas de 6.57 MW y dos nuevas turbinas a gas de 34.02 MW, también en Tarija.

En el año 2012, se prevé la incorporación de 39 MW de capacidad, de generación a biomasa, en Guabirá y Yané, Santa Cruz.

En el año 2013, está prevista, decidida y financiada, la incorporación del componente hidroeléctrico de Misicuni, con 80 MW, a cargo de ENDE.

A partir del año 2014, las opciones seleccionadas de generación para el SIN son las siguientes:

Fecha de Puesta en Marcha	Nombre del Proyecto	Potencia Instalada (MW)	Tipo de Instalación
Enero 2014	Laguna Colorada	100	Geotérmica
Enero 2014	Misicuni II	40	Hidroeléctrica
Enero 2014	San José I	69.4	Hidroeléctrica
Enero 2015	Tangara y Vilcara	167.3	Hidroeléctrica
Junio 2015	Santa Cruz	38.8	Turbina a Gas
Diciembre 2015	San Cristóbal e.a.	45	Hidroeléctrica
Junio 2016	Santa Cruz	38.8	Turbina a Gas
Diciembre 2016	La Paz	28.45	Turbina a Gas
Enero 2018	Rositas	400	Hidroeléctrica
Mayo 2020	La Paz	28.45	Turbina a Gas

37 Propiedad de ENDE Andina S.A.M., en producción desde el primer semestre de 2010.

La puesta en marcha efectiva, de cada una de estas fuentes de generación, dependerá del avance de los estudios faltantes de proyectos y de la verificación de la evolución de la demanda.

Se constata que el incremento de potencia del SIN, en el periodo 2010-2020, tendrá 60.2% de componente hidroeléctrico, 23.2% de generación termoeléctrica a gas natural de ciclo abierto, 7.5% de generación geotérmica, 6% de turbina a vapor de ciclo combinado con turbinas a gas natural (existente) y 3% en generación a biomasa.

La generación termoeléctrica a gas natural adicional, requerirá la adecuación de la capacidad de los gasoductos de La Paz, Sucre y Tarija.

#### **8.4 Proyectos de Transmisión Seleccionados en el Plan de Expansión<sup>38</sup>**

A fines del año 2009, la línea de transmisión de 370 km de longitud y 115 kV de tensión, que conecta a Trinidad y a sistemas aislados intermedios con el SIN, desde Caranavi, en el Norte del Departamento de La Paz, se halla en proceso de conclusión.

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, para el periodo 2010-2020, tiene en cuenta la existencia de la línea Caranavi-Trinidad en este año y prevé la incorporación al sistema de la Línea Punutuma-Tarija (230 kV, 239 km) en el año 2011, así como la construcción de la línea Misicuni-Santiváñez (230 kV) en el año 2013 y la adecuación de subestaciones y líneas menores, hasta fines de 2011, en el Sistema Central y en el Sistema Sur.

En el año 2014, el plan prevé la incorporación de las líneas San José-Santiváñez, en 115 kV y 73 km de longitud, Santiváñez-La Cumbre, en 230 kV y 321 km de longitud, y Laguna Colorada-San Cristóbal, en 230 kV y 170 km de longitud. Todas estas líneas conectarán las nuevas centrales de generación, correspondientes con el SIN.

---

38 Fuente: CNDC, Noviembre 2009

Para el año 2015, se prevé la incorporación, al sistema, de las líneas Chimoré-Moxos (230 kV), Moxos-Trinidad (115 kV) y Pichu-La Cumbre (230 kV).

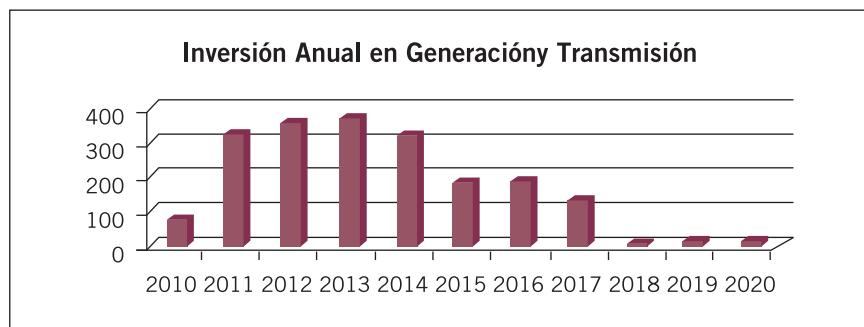
En el año 2018, está prevista la incorporación de la línea Rositas-Palmar-Urubó (230 kV, doble terna), Rositas-Sucre (230 kV) y Sucre-Potosí (115 kV), además de la adecuación de subestaciones en el sistema Sur y Oruro.

## 8.5 Inversiones en Generación y Transmisión para el Periodo 2010-2020

De acuerdo al Plan Nacional de Expansión del SIN, las inversiones previstas, para el periodo 2010-2020, alcanzarán a, aproximadamente, US\$ 2'000 millones.

- No existe una clara relación entre las previsiones de demanda y la evolución de la demanda productiva de energía eléctrica en el país, en los próximos diez años.

La evolución prevista de estas inversiones se muestra en el gráfico siguiente:



Se constata que, en el periodo 2011-2016, tendría lugar el 88% de la inversión prevista hasta el año 2020.

El 81% de la potencia prevista, a ser instalada, corresponde a proyectos bajo la administración del sector público.

En función de la evolución de los estudios más avanzados de los proyectos, las necesidades, fuentes de financiamiento y las instituciones –públicas y privadas– a cargo de la implementación de los componentes del Plan de Expansion del SIN, será necesario realizar, con la debida anticipación, ajustes y actualizaciones de la secuencia óptima de inversiones previstas.

## 9. EL POTENCIAL HIDROLÉCTRICO DE BOLIVIA Y LAS PERSPECTIVAS DE SU APROVECHAMIENTO

### 9.1. El Potencial Hidroeléctrico de Bolivia

- El potencial hidroeléctrico de Brasil y Perú es superior al de Bolivia en una proporción de 6.4 a 1 y de 1.5 a 1, respectivamente.
- El potencial hidroeléctrico de Argentina y Bolivia son muy similares en magnitud.
- Solamente Chile y Paraguay están por debajo del potencial de Bolivia.

El potencial hidroeléctrico, técnicamente aprovechable, alcanza a 173'000 GWh por año, en el territorio nacional, de acuerdo a estudios realizados por ENDE, en cooperación con el PNUD y OLADE entre 1975 y 1982, y estudios posteriores. La potencia instalable, correspondiente a este potencial, está estimada en 40'000 MW.

Del potencial hidroeléctrico nacional, el 78% corresponde a las cuencas que tributan al Río Amazonas, a través del Río Madera. Se destacan el Río Beni, con 40.8% y el Río Mamoré, con 28.9%, del potencial total del país.

Los ríos de Bolivia, dentro de la cuenca del Río de la Plata, tienen un potencial hidroeléctrico, estimado, de 19.1% del total nacional. El Río Pilcomayo tiene el 15.3% y los ríos Bermejo y Grande, de Tarija, el 1.4% del potencial nacional.

La Cuenca del Altiplano Boliviano, respecto al nivel mínimo de referencia, dentro de la cuenca, tiene un potencial estimado de 5'000 GWh por año, que representa el 2.9% del potencial nacional.

El potencial hidroeléctrico de mayor concentración, según estimaciones al año 2005, representa una potencia instalable del orden de 34'000

MW y presenta los siguientes valores de energía, en las cuencas indicadas:

Cuencas	Energía (GWh/Año)
Ríos del Alto Beni	63'181
Río Grande	27'978
Río Pilcomayo	13'766
Río Madera	43'000
<b>Total</b>	<b>14'7925</b>

A lo largo de los últimos 45 años, principalmente, ENDE ha realizado el inventario de más de 80 proyectos hidroeléctricos en el territorio nacional, siendo su distribución en las principales cuencas, la siguiente:

Cuencas	Potencia (MW)
Río Grande	3'884
Río Pilcomayo	2'303
Río Alto Mamore	481
Río Beni	3'785
Río Bermejo	734
Río Madera	8'700
<b>Total</b>	<b>19'887</b>

El potencial, técnico y económicamente factible, es función del desarrollo tecnológico y del costo alternativo de producción de energía eléctrica, en el ámbito de su aplicación. El mayor conocimiento de los factores hidrológicos y geomorfológicos, así como los estudios de inventario de proyectos y estudios más avanzados de preinversión, permiten, en forma permanente, la actualización y mayor precisión en la evaluación del potencial hidroeléctrico. En Bolivia, los esfuerzos del Estado, realizados en los primeros treinta años de existencia de ENDE, acusan un retroceso relativo, debido, principalmente, al deterioro o la desaparición de instalaciones hidrometeorológicas e hidrométricas

y a la falta de información hidrológica, básica para la evaluación actualizada del potencial hidroeléctrico, afectando significativamente a los procesos de planificación y de decisión de inversiones.

El resultado es la restricción en el espectro de opciones de desarrollo hidroeléctrico del país.

## 9.2 Los Factores Limitantes para el Aprovechamiento del Potencial Hidroeléctrico en Bolivia

- El carácter subvencionado del gas natural y del diesel, empleados en la generación eléctrica, determina la prelación de las inversiones en generación termoeléctrica, en detrimento de las inversiones en instalaciones hidroeléctricas.
- El abastecimiento eléctrico nacional debe tender a la autonomía financiera del sector y a la promoción de políticas energéticas integrales, que valoricen de forma justa el gas natural.

La magnitud modesta de la demanda de potencia y energía eléctrica, en el país, deriva del grado de desarrollo económico y social, con bajos niveles de ingreso per cápita; bajos niveles de consumo energético; preponderancia del consumo doméstico (38% en 2009); importancia menor del consumo industrial y minero (28% y 9%, respectivamente en 2009) y el crecimiento modesto de la demanda eléctrica del país, constituyendo los hechos que limitan el aprovechamiento hidroeléctrico en Bolivia.

Esta situación no permite el desarrollo de proyectos que determinen importantes economías de escala.

Una deficiencia importante adicional, que impide un mejor conocimiento del potencial hidroeléctrico, constituye la falta de mediciones y registros de caudales en los ríos de mayor importancia hidroeléctrica. Como consecuencia de esta deficiencia, existen también importantes restricciones en la disponibilidad de datos, básicos para la formulación de proyectos, y falta de estudios de preinversión. La existencia de estudios de preinversión más avanzados permitiría optimizar la selección de proyectos para su realización.

Los proyectos hidroeléctricos son intensivos en capital, tienen largos plazos de maduración y, a menudo, sufren de falta de continuidad de políticas y acciones institucionales, determinando, para el caso de inversiones estatales, ineficiencias en el procedimiento.

Por otra parte, el carácter subvencionado del gas natural<sup>39</sup> y del diesel, empleados en la generación eléctrica, determina la prelación de las inversiones en generación termoeléctrica, en detrimento de las inversiones en instalaciones hidroeléctricas.

Bolivia carece de interconexiones internacionales, que permitan la ampliación de su mercado eléctrico, en determinadas condiciones y coyunturas energéticas que puedan ser convenientes.

La magnitud de la inversión en proyectos hidroeléctricos, tanto privada como del sector público, ha requerido de financiamiento externo y de otros mercados de capitales, introduciéndose factores adicionales

- La magnitud de la inversión en proyectos hidroeléctricos, tanto privada como del sector público, ha requerido de financiamiento externo y de otros mercados de capitales, introduciéndose factores adicionales que afectan al costo financiero, a la oportunidad de la definición de inversiones y a su ejecución.
- Aun así, los efectos multiplicadores de los proyectos hidroeléctricos, en la economía nacional, son sustancialmente mayores que con la compra de paquetes llave en mano de equipamiento de generación termoeléctrica.
- En el proceso de construcción, los proyectos hidroeléctricos generan puestos de trabajo en gran número.
- El efecto de los aprovechamientos hidroeléctricos en el desarrollo tecnológico, de recursos humanos y crecimiento de la economía, es significativamente mayor.
- Bolivia carece de interconexiones internacionales que permitan la ampliación de su mercado eléctrico.
- La pequeña magnitud del mercado eléctrico nacional y, consecuentemente, de la potencia instalada en el país (comparadas con los países vecinos), determina que la eventual oferta de excedentes no justifique, económicamente, interconexiones para venta o intercambio de energía secundaria (no garantizada) a estos países.

<sup>39</sup> En el año 2008, el SIN utilizó 34.049,66 millones de pies cúbicos para una generación bruta de 3.083.104 MWh de energía eléctrica. La diferencia entre el precio de exportación al Brasil y el precio de venta para generación termoeléctrica generó una subvención a la generación termoeléctrica del orden de US\$ 190 millones en ese año.

que afectan al costo financiero, a la oportunidad de la definición de inversiones y a su ejecución.

### 9.3. Los Potenciales Beneficios del Desarrollo Hidroeléctrico

- El plan vigente requiere de perfeccionamiento.
- El potencial hidroeléctrico no ha sido suficientemente aprovechado en beneficio del país, debido a la falta de capacidad financiera, políticas de precios y subvenciones en combustibles.
- La participación de la energía hidroeléctrica debe ser incrementada.

La energía hidroeléctrica en Bolivia, que cuenta con un potencial importante, en proporción a sus necesidades actuales y de las próximas décadas, constituye una fuente de riqueza y un factor de seguridad energética a largo plazo, en la medida en que sea desarrollada con criterios de selectividad técnico-económica, ambiental y social.

En el país, permitiría mayor estabilidad y seguridad de suministro, en base a una utilización equilibrada y racional, en forma conjunta con otras fuentes primarias de generación eléctrica, como el gas natural y la geotermia, además del ejercicio de una mayor soberanía energética y mejor articulación con otros ámbitos de la economía y la sociedad en general.

Los efectos multiplicadores de los proyectos hidroeléctricos, en la economía nacional, son sustancialmente mayores que con la compra de paquetes llave en mano de equipamiento de generación termoeléctrica, con alta dependencia de provisión de repuestos, entre otros aspectos.

En el proceso de construcción, los proyectos hidroeléctricos generan puestos de trabajo en gran número. En forma directa e indirecta, activan el ámbito de servicios y de producción nacional de materiales de construcción, además de desarrollar, directamente, infraestructura conexa a las instalaciones.

Los reservorios que se puedan crear, contribuyen, en proporción a su volumen, a la regulación de los ríos y la disminución de la frecuencia de inundaciones, además de la disminución de su magnitud, dado el caso. Estos mismos reservorios permiten la disponibilidad de agua embalsada para usos consumtivos; en la estación sin lluvias, la disminución de la erosión, aguas abajo; y el control de inundaciones. El efecto de los aprovechamientos hidroeléctricos en el desarrollo tecnológico, de recursos humanos y crecimiento de la economía, es significativamente mayor que en los casos de adquisición de paquetes de equipamiento de generación termoeléctrica.

Por otra parte, Bolivia, como cabecera de cuenca, tanto en la del Río Amazonas como en la del Río de la Plata, podrá preservar sus derechos y ejercer soberanía hídrica e hidroeléctrica en su territorio, solamente en la medida en que Bolivia controle y aproveche estos recursos.

- Es necesaria la realización de estudios de nuevos proyectos, en concordancia con la creciente magnitud en la demanda del Sistema Interconectado Nacional.
- Existen importantes restricciones en la disponibilidad de datos, básicos para la formulación de proyectos.

#### **9.4 La Opción de la Exportación de Energía Eléctrica**

Bolivia carece de interconexiones internacionales de capacidad significativa. En cualquier caso, la pequeña magnitud del mercado eléctrico nacional y, consecuentemente, de la potencia instalada en el país (comparadas con los países vecinos), teniendo en cuenta las distancias a los sistemas integrados de los países vecinos, determina que la eventual oferta de excedentes no justifique, económicamente, interconexiones para venta o intercambio de energía secundaria (no garantizada) a estos países.

Bolivia es cabecera de cuenca en el Río Amazonas y en el Río de la Plata, donde discurren ríos con importante potencial hidroeléctrico que, además, constituyen frontera con países vecinos y tienen potencial apreciable, cercano a las fronteras.

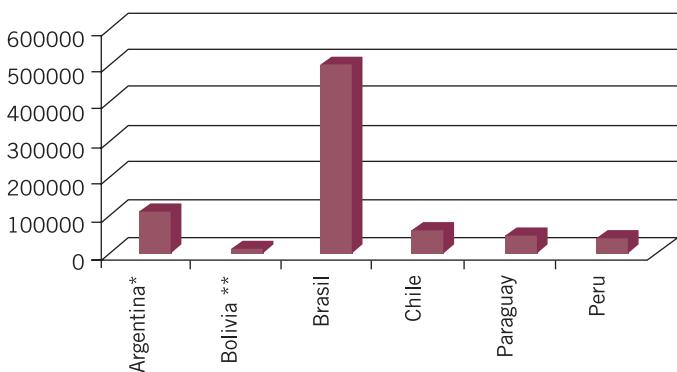
- Bolivia, como cabecera de cuenca, tanto en la del Río Amazonas como en la del Río de la Plata, podrá preservar sus derechos y ejercer soberanía hídrica e hidroeléctrica en su territorio, solamente en la medida en que controle y aproveche estos recursos.

La situación geográfica y los intereses comunes de los países vecinos han generado acuerdos con Bolivia y acuerdos internacionales con participación de Bolivia. Sin embargo, no existen aún convenios o contratos firmes de compra venta de energía eléctrica, después de la sustitución (en 1991) del contrato

entre ENDE y ELECTROBRAS –para la venta de energía eléctrica a ser generada con gas natural en Arroyo Concepción, en la frontera con Brasil– por el contrato de exportación de gas natural entre YPFB y PETROBRAS, actualmente vigente.

La magnitud relativa, de los mercados eléctricos de los países vecinos, se aprecia en el siguiente gráfico, en que se constata que la relación entre la producción anual bruta de energía en Brasil y la producción en Bolivia es de 90 veces, en tanto que esta proporción con Argentina es de 19, con Chile 10, con Paraguay 7 y con Perú 6:

**Producción Bruta de Energía Eléctrica en 2009 Países Vecinos (GWh/año)**

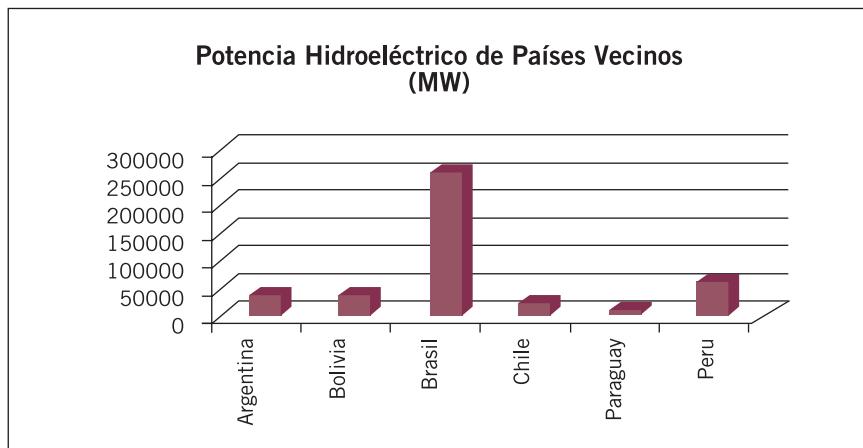


\*El valor de Argentina corresponde al Año 2008.

\*\*El valor de Bolivia está estimado para el Año 2009.

En este contexto, las potenciales exportaciones de Bolivia deben ser consideradas, por una parte, en el ámbito de mercados de gran magnitud, en los países vecinos; y, por otra, teniendo en cuenta los costos económicos de referencia más bajos para la generación hidroeléctrica en los países vecinos y las grandes distancias para el transporte. La producción de energía hidroeléctrica, para exportación, debiera ser competitiva con los costos marginales de las adiciones de potencia, a los sistemas interconectados de los países vecinos, y la rentabilidad marginal para Bolivia de la inversión, por lo menos igual o superior a la rentabilidad alternativa de la inversión a largo plazo en proyectos productivos del país.

También se debe tener en cuenta el potencial hidroeléctrico de los países vecinos, cuya magnitud relativa se muestra en el gráfico siguiente:



El potencial hidroeléctrico de Brasil<sup>40</sup> y Perú<sup>41</sup> es superior al de Bolivia en una proporción de 1 a 6.4 y 1 a 1.5 respectivamente. El potencial hidroeléctrico de Argentina<sup>42</sup> y Bolivia son muy similares en magnitud

40 Potencial Hidroeléctrico de Brasil: 258.410 MW, evaluación para el año 2005 de la Agencia Nacional de Agua – ANA de Brasil.

41 Perú: 58.937 MW de potencial técnicamente aprovechable. Fuente Ministerio de Energía y Minas

42 Argentina: 38.000 MW, fuente Secretaría Nacional de Energía.

- El Proyecto Madera Binacional, situado aguas abajo de la confluencia del Río Beni con el Río Mamoré, constituye el tramo de mayor concentración de potencial hidroeléctrico en Bolivia.
- Por su magnitud, es un proyecto que generaría economías de escala, compatibles con la magnitud del mercado brasileño y sus fuentes alternativas de abastecimiento.
- Una ventaja adicional de este proyecto, y los que se hallan aguas abajo de la confluencia con el Río Abuná, sería su contribución a la regularización y navegabilización del Río Madera hacia el cauce principal del Río Amazonas y al Océano Atlántico, con impacto previsible y favorable para la navegación fluvial.
- Los proyectos hidroeléctricos de exportación son de largo plazo de maduración, requieren de convenios internacionales que garanticen la equidad y el beneficio real para el país. Siendo intensivos en capital de inversión, si no fueran autofinanciables, estarán en directa competencia con la inversión para el abastecimiento eléctrico interno.
- La producción deberá ser competitiva con los grandes emprendimientos hidroeléctricos de los países vecinos.

y solamente Chile<sup>43</sup> y Paraguay<sup>44</sup> están por debajo del potencial de Bolivia.

La posibilidad de exportación de energía eléctrica hacia Chile confronta barreas históricas y la falta de relaciones diplomáticas con Bolivia.

En el Perú, el potencial hidroeléctrico es mayor que Bolivia y la disponibilidad de gas natural es creciente, además de haberse suscrito acuerdos de desarrollo de proyectos hidroeléctricos con el Brasil en la cuenca del Río Madre de Dios.

Bolivia participa, juntamente con Paraguay y Argentina, del Convenio de Constitución de la Comisión Trilateral para el desarrollo del Río Pilcomayo y no existen previsiones, en el mediano plazo, de acuerdos sobre la construcción de infraestructura hidroeléctrica en esta cuenca.

Con Argentina existe el Tratado de Orán, para la Alta Cuenca del Río Bermejo y el Río Grande de Tarija, sin ejecución hasta 2010, en las

---

<sup>43</sup> Chile: Potencial Hidroeléctrico 20.000 MW, fuente Consejo Nacional de Energía.

<sup>44</sup> Paraguay: Potencial Hidroeléctrico 14.445 MW

partes relativas a la construcción de infraestructura de generación hidroeléctrica.

Brasil es el mayor consumidor de energía eléctrica en Sudamérica. Es condómino con Bolivia, en el tramo binacional del Río Madera, del potencial hidroeléctrico disponible en este río, y existen, en territorio Brasileño, obras importantes de generación hidroeléctrica<sup>45</sup>, a ser ligadas al mercado interconectado de este país.

En el tramo binacional del Río Madera, cerca de Cachuela Riberón, se ha identificado el proyecto Madera Binacional, con una potencia instalable del orden de 3'000 MW, que se adecúa a las crecientes demandas de energía eléctrica de Brasil, que constituiría su mercado natural.

Madera Binacional, por su magnitud, es un proyecto hidroeléctrico que generaría economías de escala, compatibles con la magnitud del mercado brasileño y sus fuentes alternativas de abastecimiento.

Bajo el principio de igualdad entre Estados, Bolivia y Brasil debieran acometer en forma conjunta y equitativa la realización del Proyecto Hidroeléctrico Madera Binacional, a través de una entidad igualmente binacional. Este proyecto tiene alta probabilidad de financiamiento y puede convertirse en un proyecto autosustentable, desde el punto de vista económico y financiero.

Una ventaja adicional de este proyecto, y los que se hallan aguas abajo de la confluencia con el Río Abuná, sería su contribución a la regularización y navegabilización del Río Madera hacia el cauce principal del Río Amazonas y al Océano Atlántico, con impacto previsible y favorable para la navegación fluvial. Al mismo tiempo, además de la utilización del Río, su ejecución representará la explotación de un recurso energético renovable y el ejercicio equilibrado de la soberanía nacional de ambos países sobre el tramo Binacional del Rio Madera. Su contribución al desarrollo del Norte Amazónico de Bolivia y el

---

45 En curso de ejecución: Jirau 3450 MW y Santo Antonio 3150 MW.

mejoramiento estructural del sector público, con obras asociadas, tendrá un impacto cualitativo, sin precedentes para esa región de Bolivia.

El Proyecto Madera Binacional, situado aguas abajo de la confluencia del Río Beni con el Río Mamoré, constituye el tramo de mayor concentración de potencial hidroeléctrico en Bolivia.

Los principales parámetros del proyecto son los siguientes:

- Caudal medio: 17'000 m<sup>3</sup>/s
- Potencia Instalable: 3'000 MW
- Producción media anual: 18'000 GWh
- Esclusas de navegación fluvial
- Mercado eléctrico: Sistema Interconectado Brasileño

## 10. CONCLUSIONES

La evolución histórica del sector eléctrico en Bolivia y, principalmente, del servicio público de electricidad, ha recibido, en su periodo inicial, el impulso del sector minero, como factor de modernización de la explotación y concentración de minerales. Inicialmente, en lo institucional, el sector eléctrico de servicio público se caracterizó por su orientación privada empresarial.

Las nociones del desarrollo del sector eléctrico, en el marco de una planificación, y la atención a la industria, a los centros urbanos y a la minería nacionalizada, se manifiestan, de forma nítida, con la creación de la Corporación Boliviana de Fomento y de la Empresa Nacional de Electricidad ENDE, que marcó una época, de presencia activa de la empresa pública, en la configuración y consolidación de un sector eléctrico plural-público-privado-cooperativista e, inclusive, de empresas mixtas público-privadas.

En la historia más reciente del sector eléctrico, con la nacionalización de las minas en 1952 y en la medida del incremento porcentual de la población urbana, se confrontaron crisis de abastecimiento de energía eléctrica para la demanda minera y urbana, en la década de 1960 y,

casi exclusivamente para atender la demanda urbana, en la primera mitad de la década de 1980<sup>46</sup>.

En el primer caso, fue el resultado del rezago en las inversiones en infraestructura eléctrica y de la extinción gradual del equipamiento de generación termoeléctrica (que merecería mayor análisis) y, en el segundo caso, fue nítidamente una crisis de mantenimiento, debido a la falta de asignación divisas al sector eléctrico, en un periodo de hiperinflación, de baja demanda de energía eléctrica y de tarifas insuficientes<sup>47</sup>.

ENDE, en el periodo 1962-1995, había desarrollado la generación hidroeléctrica, en Corani y Santa Isabel, y la generación termoeléctrica a gas natural; había creado los mercados regionales; fortalecido la institucionalidad de las empresas distribuidoras; constituido el Sistema Interconectado Nacional; creado y equipado, con sistemas de tecnología avanzada, el Centro Nacional de Despacho de Carga; había asumido responsabilidades de generación eléctrica, en los sistemas aislados deficitarios del país como Tarija, Villamontes, Yacuiba, Bermejo, Trinidad y Cobija; había ampliado la frontera eléctrica hacia Sud Yungas, en La Paz, Tupiza, Chilcobia y San Juan, en el Sur del país, la Provincia Chapare de Cochabamba e iniciado la electrificación de Larecaja, también en La Paz; entre otros importantes emprendimientos para promover y acompañar el desarrollo económico y social del país.

En el marco de la planificación, ENDE realizó, con cooperación internacional, la evaluación de los recursos energéticos primarios, susceptibles de aprovechamiento en la generación de energía eléctrica, de la instalación y operación de instalaciones hidrometeorológicas e hidrométricas, necesarias para la planificación del aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, y realizó el inventario y estudios de preinversión para 80 proyectos hidroeléctricos, además de estudios

<sup>46</sup> Porcentaje de la población urbana en Bolivia según censos de 1950, 1976 y 1992: 26.7%, 41.7% y 57.5% respectivamente. Fuente Instituto Nacional de Estadísticas, INE, Datos Censales.

<sup>47</sup> Tarifa mínima de 0.9 centavos de US\$ por kWh, con un costo de producción, en promedio, de 3.9 centavos de US\$ por kWh.

de factibilidad avanzada del potencial geotermeléctrico de Laguna Colorada, en Sud Lípez.

La desintegración vertical y horizontal de ENDE, en 1995, acompañada de su transferencia al sector privado, fue la decisión política de mayor impacto en la evolución del Sector Eléctrico de Bolivia, desde la creación de ENDE en 1962, determinando una reforma del sector eléctrico, cuyo análisis y debate aun está pendiente.

Más de 30 años de desarrollo del sector eléctrico en Bolivia, realizados por el Estado a través de ENDE, marcaron el periodo de vigencia de la transferencia de los activos de ENDE, cuyos planes y proyectos fueron ejecutados por las empresas que le sucedieron.

La integración de la explotación de hidrocarburos con la generación eléctrica a gas natural, determinaron el surgimiento de la Central Termoeléctrica de Bulo Bulo.

La vigencia del Protocolo de Kioto favoreció la ejecución de los Proyectos Hidroeléctricos de Taquesi y de Ciclo Combinado de Guaracachi.

La reforma del sector eléctrico, en 1994, postergó el desarrollo de la geotermia en Bolivia, deteniendo la inventariación de proyectos hidroeléctricos y la realización de estudios de preinversión. Paralelamente, se asistió al deterioro de instalaciones hidrométricas e hidrometeorológicas, relacionadas con los sitios potenciales de aprovechamiento hidroeléctrico.

En el periodo 1994-2008, surgieron, en el Sistema Interconectado, cinco nuevas empresas de generación y dos nuevas empresas de transmisión. Las empresas derivadas de ENDE incrementaron su potencia efectiva en 88.4% (367.5 MW) y se realizó la ampliación y adecuación del SIN.

La Creación de ENDE Andina S.A.M., el Decreto Supremo de Refundación de ENDE, como empresa pública nacional estratégica, y la reversión de las Empresas de Generación Corani S.A., Valle Hermoso S.A. y Guaracachi, al dominio de ENDE, además de la construcción

de las líneas de transmisión Caranavi-Trinidad y Punutuma-Tarija, determinan el control del Estado, a través de ENDE, del 67% de la generación del SIN, y una importante presencia y responsabilidad de Estado en la generación y transmisión eléctrica en el país.

La planificación existente, del sector eléctrico, responde a un periodo de transición, en el que las opciones de corto y mediano plazo de generación, están limitadas al espectro de proyectos con plazos de ejecución, dentro del horizonte de planificación; siendo necesaria la realización de estudios de nuevos proyectos, en concordancia con la creciente magnitud en la demanda del Sistema Interconectado Nacional.

En previsión a la necesaria autonomía y seguridad energética del país, la participación de la energía hidroeléctrica debe ser incrementada, en base a estudios de preinversión fiables, cuyo desarrollo depende, a su vez, del crecimiento económico y del incremento de los usos productivos de la energía eléctrica.

En este ámbito, el rol que corresponde al potencial energético geotérmico del Sud Oeste del país, donde las fuentes primarias de energía comercial son escasas, será tan importante como la hidroelectricidad para la diversificación y mejoramiento de la seguridad energética.

En el marco de la Nueva Constitución Política del Estado, los mecanismos de planificación sectorial deben responder en forma unívoca, con un Plan Óptimo de Inversiones, sostenible económica, financiera, social y ambientalmente. El abastecimiento eléctrico nacional debe tender a la autonomía financiera del sector y a la promoción de políticas energéticas integrales, que valoricen de forma justa el gas natural.

El futuro inmediato del abastecimiento de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, dentro del marco de las previsiones del CNDC y del Plan de Expansión del SIN 2010-2020, está previsto, y su cumplimiento depende del desempeño óptimo de ENDE y sus empresas Subsidiarias.

El plan vigente requiere de perfeccionamiento, de actualizaciones y de la ejecución de estrategias institucionales, contractuales y de recursos humanos, para optimizar resultados y costos.

El potencial hidroeléctrico no ha sido suficientemente aprovechado en beneficio del país, debido a la falta de capacidad financiera, políticas de precios y subvenciones en combustibles.

Los requerimientos de inversión del sector eléctrico recaen progresivamente en el ámbito de la responsabilidad de ENDE, que requiere potenciar su institucionalidad.

ENDE está ante el reto de alcanzar el equilibrio económico-financiero, con crecimiento, en forma autosustentable y con optimización de costos al usuario final.

Los proyectos hidroeléctricos de exportación son de largo plazo de maduración, requieren de convenios internacionales que garanticen la equidad y el beneficio real para el país. Siendo intensivos en capital de inversión, si no fueran autofinanciables, estarán en directa competencia con la inversión para el abastecimiento eléctrico interno.

El Proyecto Madera Binacional tiene las mejores probabilidades de éxito, como inversión compartida con el Brasil, y sin ceder soberanía hidro-energética. Tiene como potencialidad adicional, en conjunción con los proyectos de Jiraú y Santo Antonio entre Abuná y Porto Velho, la virtud de la naveabilización del Río Madera hasta Porto Velho y, consecuentemente, hacia el curso principal del Río Amazonas, allanando la navegación fluvial desde Puerto Villarroel, en Cochabamba; Puerto Grether, en Santa Cruz; San Buenaventura, en La Paz;; Rurrenabaque, Puerto Varador, Riberalta y Guayaramerín, en Beni; y Puerto Heath, en Pando; entre otros, hasta el Océano Atlántico.

La producción deberá ser competitiva con los grandes emprendimientos hidroeléctricos de los países vecinos. Las decisiones, al respecto, son de impacto transgeneracional.

GHRC 2010

Enrique Velazco Reckling, Ph.D.

## EL LITIO EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO, POLÍTICO Y ECONÓMICO BOLIVIANO



# EL LITIO EN EL CONTEXTO ENERGÉTICO, POLÍTICO Y ECONÓMICO BOLIVIANO

*Enrique Velasco Reckling, Ph.D.  
Director Ejecutivo de la Fundación INASET*

## 1. INTRODUCCIÓN

Los medios de comunicación hablan de “la era del litio” y del “sexto paradigma tecno-económico desde la revolución industrial, después del petróleo y los microchips” por el impacto esperado –en la matriz energética– de las nuevas tecnologías que tienen al litio y a sus derivados como los insumos fundamentales. Estrechamente vinculado al desarrollo de las tecnologías y al establecimiento de las nuevas industrias que aprovechen sus ventajas, se anticipa un acelerado aumento de la demanda por este elemento. Esta situación genera grandes expectativas en Bolivia, toda vez que, en el llamado “triángulo o ‘Medio Oriente’ del Litio” –conformado por los salares alrededor de Uyuni en Bolivia, Atacama en Chile y Hombre Muerto en la Argentina– se concentraría hasta un 80% de las reservas mundiales; y Bolivia tendría las mayores reservas, con un 40% a 50% del total mundial.<sup>1</sup>

- Bolivia tendría las mayores reservas de litio, con un 40% a 50% del total mundial. Así, Bolivia estaría en el centro de un nuevo paradigma que transformará la matriz energética mundial.
- Se está promoviendo una explotación e industrialización “endógena”. Bolivia asumiría todas las tareas y desarrollaría los procesos y los productos necesarios para ingresar al mercado del litio

1 Sin embargo, un reciente reporte del New York Times (14 de junio de 2010) y citando fuentes del Pentágono, del Ministerio de Minas de Afganistán y de los servicios geológicos de Estados Unidos y del Reino Unido, anuncia el descubrimiento de masivas reservas mineras en ese país que podrían tener un valor comercial del orden de un billón (un millón de millones) de dólares en hierro, cobre, metales raros y litio. Las reservas de litio en estos yacimientos serían comparables a las de Bolivia, por lo que ya se ha acuñado para Afganistán el rótulo de “la Arabia Saudita del litio”.

Con estas proyecciones, de una creciente –¿e ilimitada?– demanda por un recurso sobre el que Bolivia tendría prácticamente el “monopolio natural”, se crean expectativas de inminente riqueza que permitirá lograr el (hasta ahora elusivo) bienestar social. La explotación e industrialización del litio –se afirma– sustituiría y superaría los ingresos provenientes de la explotación de los hidrocarburos (gas natural) y de los otros recursos naturales para las próximas generaciones; colocaría a Bolivia, además, en el centro de un nuevo paradigma que transformará la matriz energética mundial.

El Dossier *Litio en Bolivia*<sup>2</sup> es una clara muestra de la euforia con la que los medios de comunicación, los documentos técnicos y las evaluaciones de las entidades públicas, reflejan estas proyecciones. Entre los muchos trabajos y opiniones que incluye el Dossier, el documento El Litio en Bolivia, que se incluye en la publicación de PetroPress Nº 13 de Enero de 2009, concluye que:

*“El mayor desafío nacional actual es justamente resistir a estas enormes presiones privadas internacionales, desarrollar un proceso de industrialización propia, con sus propios técnicos, estudios, etc., con una empresa 100 % estatal, rompiendo con años y siglos de dominación y de saqueo. La Planta piloto es el primer paso, una planta industrial de gran magnitud de un producto estratégico para el planeta, 100% en manos bolivianas, podría cambiar sustancialmente y a largo plazo el futuro de Bolivia. El poder político tendrá que ser muy fuerte para resistir frente a las múltiples voces –incluso nacionales– que consideran la iniciativa imposible, demasiado ardua e insostenible. Las organizaciones sociales, particularmente las de la región deben estar constantemente alertas y vigilantes para garantizar que este proyecto sea llevado a buen término.”*

Frente a tales perspectivas, pocos son los que cuestionan o proponen alternativas a las posiciones que postulan la explotación e industrialización “endógena” de las reservas de litio, sea en la versión

---

<sup>2</sup> La versión actualizada a abril de 2010, <http://saludpublica.bvsp.org.bo/textocompleto/bvsp/boxp68/litio.pdf>

de emprendimientos 100% públicos o de alianzas con transnacionales pero con mayoría nacional, en la estructura administrativa para la toma de decisiones, y en la participación de los beneficios. Donde hay divergencias, es respecto a qué producir: las propuestas van desde la “simple” producción de carbonato de litio (el compuesto base del comercio y de la cadena de industrialización del litio), hasta la producción de vehículos eléctricos, pasando por la producción de baterías recargables para celulares y computadoras.

Naturalmente, estos dos aspectos –qué producir y cómo hacerlo– no pueden estar desvinculados. La estrategia debe, necesariamente, ser funcional al objetivo. Es decir, las formas de organización y las asignaciones de funciones y responsabilidades deben responder al objetivo que se quiere lograr, a los plazos y condiciones necesarias para lograr el objetivo, a los efectos e indicadores con los que se medirá el logro del mismo. Específicamente, considerando que cada tipo de producto tiene factores característicos en cuanto a las tecnologías de producción o desafíos particulares en la capacidad de acceso a mercados o de oportunidad para llegar a ellos, la naturaleza de “los aliados y las alianzas” –posibles o necesarias– estará condicionada por la complementariedad y por la ponderación de la importancia relativa de los aportes de cada parte.

El presente trabajo es un ensayo preliminar para –someteramente– analizar algunos aspectos que deben ser parte de la necesaria reflexión estratégica para poder aprovechar las innegables oportunidades que la dotación natural del litio ofrece al país:

- ¿Conviene entrar ahora al mercado, o será mejor esperar a la estabilización de precios o tener una posición más “fuerte”?
- Para mejorar la posición nacional en los mercados, ¿debemos desarrollar procesos y productos o buscar alianzas estratégicas?
- ¿Cómo superar las desventajas ambientales/geográficas respecto a Atacama, que en los próximos años será la principal competencia a una eventual producción boliviana?

- ¿Cómo administrar las sobre-expectativas sociales y políticas que se han generado en torno a los posibles y eventuales beneficios, y qué relación Costo/Beneficio estaríamos dispuestos a pagar para mantener los “mandatos” de estas sobre-expectativas?

Es necesario abordar estas interrogantes para esbozar elementos de una estrategia que permita al país insertarse, de manera competitiva, en un mercado mundial altamente especializado en términos de los oferentes y de los demandantes de los productos y de las aplicaciones actuales y futuras del litio. Con este propósito, el ensayo revisa inicialmente el rol del litio en la matriz energética mundial y los rasgos generales de los procesos de explotación y transformación; se comentan brevemente aspectos relevantes al mercado del litio y sus proyecciones en función de las características de la demanda; y se comentan las cifras e indicadores globales, respecto a la oferta y a la distribución de las reservas. El trabajo no es un estudio estrictamente académico, tiene el propósito de compilar datos e información esencial de diversas fuentes, para una adecuada caracterización de los desafíos que debe enfrentar y resolver el país.

## 2. EL LITIO, SU ROL EN LA MATRIZ ENERGÉTICA Y PROCESOS DE EXPLORACIÓN Y TRANSFORMACIÓN

El litio es el tercer elemento más liviano de la naturaleza (después del Hidrógeno y del Helio) y el más ligero de los elementos sólidos. Es altamente reactivo con el aire y el agua, por lo que no se encuentra litio en forma libre en la naturaleza. Debido a su estructura elemental, tiene singulares propiedades físicas y químicas, que lo hacen particularmente útil, para ciertas aplicaciones, en una variedad de campos: medicina, plásticos y lubricantes, vidrios y fritas, etc.

Sin embargo, a diferencia de los hidrocarburos que se pueden usar de forma directa para generar energía, *el litio NO es un material energético o una fuente de energía*. La ventaja del litio, en el campo energético, radica en que tiene una alta capacidad para almacenar energía debido a su potencial de ionización y a su capacidad calorífica. Estas propiedades, junto a su bajo peso específico, permiten almacenar una alta densidad de carga eléctrica por unidad de peso, respecto

a los –hasta ahora– sistemas convencionales. Estas propiedades hacen que las baterías de litio sean ampliamente utilizadas en cámaras fotográficas, teléfonos celulares y equipos de computación; en la industria automotriz, las grandes ventajas de la relación carga/peso de las baterías de litio, respecto a las baterías tradicionales de plomo/ácido sulfúrico, abrieron la posibilidad de masificar la producción de vehículos eléctricos.

En consecuencia, el uso del litio en aplicaciones energéticas no implica introducir una nueva fuente de energía; específicamente, en las aplicaciones para energizar vehículos, su capacidad de almacenar energía sólo permite sustituir, parcial o totalmente, el consumo directo de hidrocarburos por energía generada mediante otras fuentes (eólica, hidráulica, nuclear, etc.) pero no resuelve los problemas de impactos ambientales o de costos que la generación primaria de energía pueda significar.

El litio se encuentra en la naturaleza en un gran número de minerales y como parte de una variedad de soluciones salinas (incluyendo agua de mar): salmueras naturales asociadas a grandes depósitos de sales y a pozos petrolíferos, campos geotermiales, etc. Los minerales de litio con valor comercial son relativamente pocos, destacándose el espodumeno –como el más importante–, la lepidolita, la petalita, la ambligonita y la eucryptita; se lo encuentra también en algunas arcillas, entre las que la hectorita es la de mayor importancia económica-comercial, por sus contenidos de litio.

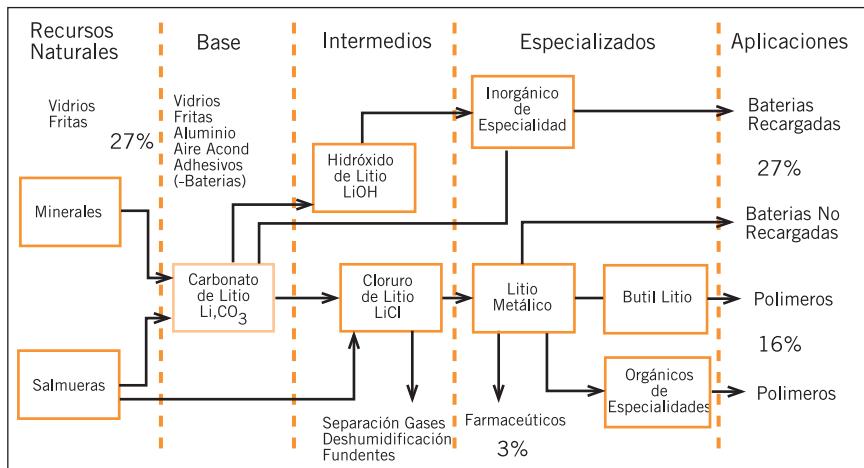
Aunque se han desarrollado procesos para la extracción comercial de litio, tanto de minerales como de las salmueras, la extracción y procesamiento de esta segunda fuente tiene amplias ventajas en cuanto a los costos de producción y a la disponibilidad o acceso a las reservas.

- El Litio se encuentra en la naturaleza en un gran número de minerales y como parte de una variedad de soluciones salinas.
- El Litio NO es un material energético o una fuente de energía, pero tiene una alta capacidad para almacenar energía. Por tanto, el uso del litio, en aplicaciones energéticas no implica introducir una nueva fuente de energía.

En general, todos los procesos de extracción y de transformación para la obtención del litio, tienen como proceso inicial la producción de carbonato de litio ( $\text{Li}_2\text{CO}_3$ ), compuesto que constituye, actualmente, la base de todas las cadenas de transformación y el producto de referencia en el comercio mundial de litio: tomando como base el hecho que 5,28 unidades de peso de carbonato de litio contienen una unidad de peso de litio metálico, el comercio mundial de los productos y compuestos de litio se mide en “toneladas de carbonato de litio equivalentes (CLE)”.

Como muestra el esquema siguiente, procesos posteriores de transformación del carbonato de litio permiten obtener los otros compuestos básicos de litio (hidróxido de litio,  $\text{LiOH}$  y cloruro de litio  $\text{LiCl}$ ); con éstos, procesos ulteriores llevan a los productos o compuestos de especialidades hasta llegar a la obtención del litio metálico, del butil-litio, de derivados orgánicos e inorgánicos, polímeros, etc.

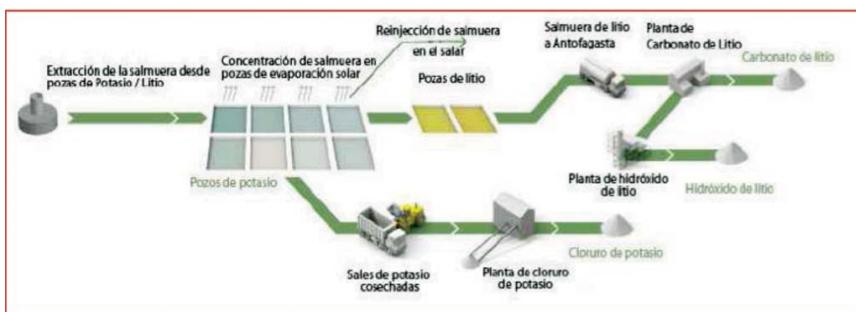
**CUADRO 1:**  
**PRINCIPALES PROCESOS Y PRODUCTOS EN LA TRANSFORMACIÓN DEL LITIO**



Fuente: Tomado de Departamento de Ingeniería de Minas, UC, 2003

La siguiente Figura, tomada de la Memoria Anual de SQM (Chile) para las operaciones en el Salar de Atacama, ilustra el proceso general de extracción de litio de salmueras para alimentar los procesos de transformación. Aunque cada tipo de salmuera debe ser tratada según su composición específica por los efectos que tienen los contenidos relativos de otros elementos (como el potasio, sodio, calcio, magnesio, hierro, boro, bromo, cloro, nitratos, cloruros, sulfatos y carbonatos) respecto al contenido de litio, el proceso general es el mismo.

**FIGURA 1:**  
**SECUENCIA GENERAL DEL PROCESO DE OBTENCIÓN DE**  
**COMPUESTOS DE LITIO DE SALMUERAS**



Fuente: Memoria SQM 2009

La salmuera, en la que el litio tiene una concentración de 0,1% a 0,2%, es extraída mediante bombas de extracción y transportada a piscinas de evaporación y concentración que deben ser dimensionadas y diseñadas de acuerdo con la composición de la salmuera y de las características ambientales de la región en la que se ubican. Por ejemplo, en Atacama las piscinas de evaporación tienen una superficie total de casi 16 km<sup>2</sup>, con piscinas (pozas) individuales de 1.5m de profundidad y grandes dimensiones (600 x 800 m o mayores). Gracias a que el desierto de Atacama es uno de los lugares más secos de la tierra, con un índice de evaporación de 3'200 milímetros y precipitaciones de apenas 15 milímetros anuales, estas piscinas permiten aprovechar una concentración de energía solar extremadamente alta, y redonda

en un proceso más eficiente y competitivo de extracción de litio que en otros salares.<sup>3</sup>

Como efecto del proceso de evaporación por efecto del sol y los vientos, en las sucesivas piscinas se precipitan, secuencialmente, las sales contenidas en la salmuera, de acuerdo a sus concentraciones y a sus solubilidades relativas. Normalmente, se extraen de este modo el cloruro de potasio, el cloruro de sodio, el sulfato de potasio, el sulfato de sodio, el borato de sodio y otros. Eventualmente, por el proceso de concentración por evaporación, el contenido de litio se eleva a niveles del 4% al 6%, aunque con una amplia gama de productos y elementos acompañantes, como magnesio, boro y sulfatos.

La salmuera concentrada en litio es transportada por camiones cisterna a plantas de procesamiento, para los procesos de purificación y de precipitación selectiva, para obtener carbonato de litio, con una pureza superior al 99%. El carbonato de litio, así obtenido, es la materia prima para la producción de los otros compuestos comerciales, como el hidróxido o el cloruro de litio de alta pureza, necesarios para la obtención de litio metálico mediante electrólisis de sales fundidas.

## 2.1 Precios y costos de producción

- La principal competencia, en Atacama, tendría un margen de \$US. 1'000 a 1'500 de ventaja, respecto a los costos en la producción nacional.
- La producción chilena aprovecha importantes ventajas naturales, lo que le permite tener los menores costos de producción, por lo que, actualmente, tiene una evidente capacidad para influir en los precios internacionales.

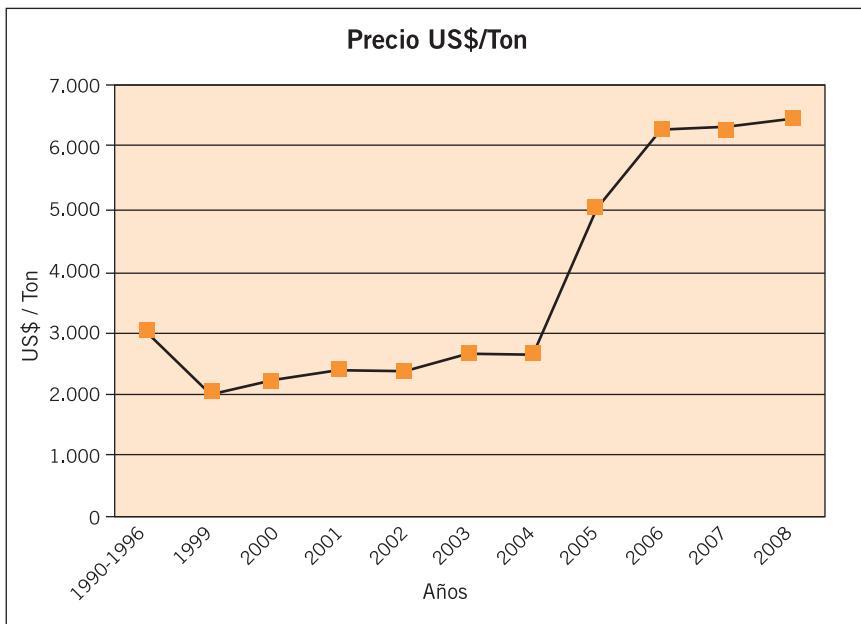
La Dirección de Estudios y Políticas Públicas de la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO), publicó, en 2009, el estudio “Antecedentes para una Política Pública en Minerales Estratégicos: Litio” (DE/12/09). En relación a la evolución de los precios, este estudio sostiene:

*Las ambiciosas expectativas de demanda futura de litio han disparado los precios en los últimos*

<sup>3</sup> La altura del Salar de Atacama (1'600 msnm), la baja humedad ambiente (15%) y alta radiación solar (sobre 1 kW/m<sup>2</sup> verano, 0,4 kW/m<sup>2</sup> invierno) favorecen una alta evaporación de salmuera, cercana a 10 cm/día entre diciembre y marzo. <http://www.scribd.com/doc/28821896/metallurgia-extractiva-del-litio-01-10-2009>.

años. Entre 1999 y 2008, el precio promedio del carbonato de litio creció en 222%, lo que significa un crecimiento promedio anual del orden de 13,9%.

### EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL CARBONATO DE LITIO (\$US CORRIENTES)



Fuente: COCHILCO

Entre 1990 y 1996, el carbonato de litio fue producido desde yacimientos de minerales y salmueras, fundamentalmente por las operaciones de Chemetall en SCL (Salar de Atacama) y Silver Peak. El precio de mercado estuvo en torno a los 3'000 US\$/ton. Con la entrada al mercado de SQM, produciendo 9'000 toneladas de carbonato de litio, los precios cayeron en cerca de 40%, situándose bajo los 1'800 US\$/ton. Entre 1999 y 2004, los precios promedios se mantuvieron estables entre 2'000 y 2'500 US\$/ton., mientras la producción de SQM aumentaba a 24'000 ton. de CLE el 2003.

Desde el 2005, los precios del carbonato de litio experimentaron un brusco aumento (el precio promedio aumentó en 90%) a causa de la escasez en el mercado, producida por varios factores: un fuerte incremento de la demanda en las aplicaciones de baterías, problemas de producción en el Salar de Atacama y la puesta en marcha de la planta de hidróxido de litio de SQM; a lo que se debe sumar el propio impacto del ciclo económico mundial, que elevó el precio de todos los minerales.

Posterior al 2006, los precios del carbonato de litio han tendido a estabilizarse por sobre los 6'000 US\$/ton. La crisis económica mundial, experimentada desde el 2007, parece no haber afectado mayormente los precios de referencia del carbonato de litio. Más aun, si bien el precio promedio aumentó en sólo 1.8%, entre el 2007 y 2008, el precio mínimo informado aumentó 3.7% en el mismo período. Lo anterior se puede explicar por la fuerte demanda que está teniendo el litio para las baterías secundarias, en particular, la apuesta de la industria automotriz por enfrentar su propia crisis con el desarrollo en masa de los modelos híbridos y eléctricos.

Por su lado, la producción de litio en el Salar de Atacama es el referente en cuanto a eficiencia y a los costos de producción; dadas las características ambientales del Salar, que contribuyen a una de las mayores tasas de evaporación y a los altos niveles de concentración de litio de la salmuera, las dos empresas que operan en Atacama –SQM y SCL– tienen los costos de producción más bajos de la industria. Se podría incluso suponer que, para SQM, los costos de producción de litio pueden ser aun más bajos que los normalmente aceptados, dado que esta empresa recupera el litio como un co-producto de la producción de cloruro de potasio.

Según el reciente estudio de COCHILCO, se estima que, en el 2004, los costos de producción del Salar de Atacama oscilaron entre \$US 0.85 y 1.05/kg. Si se incluyen los costos de capital que significan los proyectos de ampliación de la planta productora de carbonato de litio, los costos unitarios totales estarían entre 1.05 y 1.75 \$US/kg.

Por su parte, las memorias anuales de SQM indican que, en el 2008, los costos de producción se incrementaron como consecuencia “del incremento en los costos de energía asociados al cambio de gas natural, el deterioro del valor del dólar con respecto al peso, y los aumentos en los costos de algunos insumos, como el de la ceniza de soda”. Tomando en cuenta estos incrementos y el aumento de las inversiones (costos de capital), el costo total de producción de carbonato de litio, en el Salar de Atacama, sería de \$US 2'000 - 2'200/TM.

En comparación, el proyecto de la planta piloto de carbonato de litio en Uyuni plantea como meta un costo de producción de entre \$US 3'000 y 3'500 por tonelada. Asumiendo que se pudiera lograr esta meta de costos en la producción boliviana, la principal competencia, en Atacama, tendría un margen de \$US. 1'000 a 1'500 de ventaja, respecto a los costos en la producción nacional.

### **3. PRINCIPALES APPLICACIONES Y PROYECCIONES DE LA DEMANDA POR USOS**

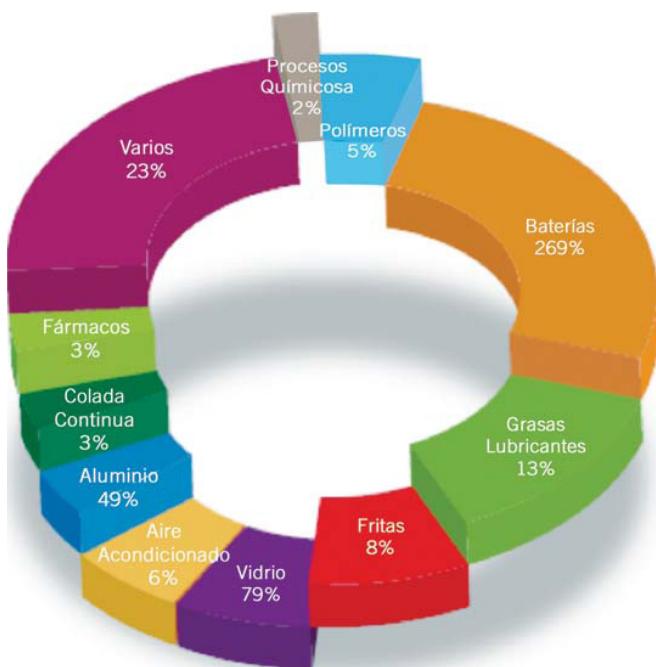
Actualmente, el litio se usa como ánodo o como electrolito en baterías eléctricas, en aleaciones conductoras de calor, para el tratamiento anti depresivo en medicina, como deshumidificador y como acondicionador de aire (absorción de CO<sub>2</sub> en ambientes cerrados), en aleaciones para aeronáutica, en aplicaciones nucleares, etc.

El consumo de litio en el mundo se ha multiplicado en 10 veces, desde sus primeras aplicaciones en 1900; hoy supera las 90'000 toneladas de carbonato de litio equivalente (CLE) por año y, sólo en los últimos diez años, se ha duplicado la demanda mundial, reflejando el crecimiento de sus aplicaciones tradicionales y la expansión comercial de las nuevas

- El consumo de litio en el mundo se ha multiplicado en 10 veces, desde sus primeras aplicaciones en 1900, sólo en los últimos diez años, se ha duplicado la demanda mundial.
- El litio se considera un material esencial para el desarrollo de los futuros reactores de fusión nuclear
- La producción de baterías de litio es actualmente la aplicación de mayor crecimiento y se esperan también otros desarrollos tecnológicos para los que el litio pueda ser un componente.

aplicaciones. En 1998, la demanda de litio para baterías era de 7%; vidrios y cerámicas constituyan el mayor destino del litio, con el 47%; grasas lubricantes, el 17%; aluminio, el 6%; y aire acondicionado, el 5%. En 2008, el 70% de las aplicaciones del litio se concentra en la producción de baterías (26%), grasas lubricantes (13%), fritas (8%), vidrio (7%), acondicionamiento de aire (6%), polímeros (5%) y las aleaciones con aluminio (4%).

### PRINCIPALES USOS DEL LITIO (ESTIMACIONES DE SQM A DICIEMBRE DE 2009)



Para satisfacer las necesidades de este tipo de producción, en 2008, la demanda alcanzó a 17'000 toneladas de litio metálico –unas 92'000 TM de carbonato de litio Equivalente (CLE)– bajo la forma de: litio metálico, 4%; carbonato de litio, 46%; concentrados varios, 21%; hidróxido de litio, 13%; butil-litio, 5%; y otros derivados, 8%.

La producción de baterías de litio es actualmente la aplicación de mayor crecimiento, por su extensivo uso en todo tipo de dispositivos electrónicos, de creciente demanda, como las cámaras fotográficas, relojes, computadores portátiles, teléfonos celulares, las agendas electrónicas, reproductores portátiles de música o video, y muchos otros productos. Las baterías de litio son especialmente atractivas en estas aplicaciones por su peso ligero, su alta potencia y ciclo de vida, el amplio rango operacional de temperaturas y, muy especialmente, por su alta capacidad de ciclos de recarga sin “efecto memoria”<sup>4</sup>.

### 3.1 Baterías para vehículos eléctricos

Las mayores expectativas de crecimiento de la demanda por litio están asociadas al desarrollo de baterías para vehículos eléctricos. Se prevé que este mercado crecerá seis veces hasta el 2013 –según Lux Research (firma especializada en consultoría en nuevas tecnologías)–, con un 70% de este crecimiento asociado al mercado de baterías de iones de litio. Esta misma tecnología podría ser también adecuada para el almacenamiento de energía eólica y solar para las empresas de distribución y comercialización de energía.

El desarrollo de vehículos eléctricos incluye tres conceptos principales: vehículos eléctricos híbridos, (HEV por sus siglas en inglés), en los que las baterías eléctricas almacenan parte de la energía que genera un motor de combustión interna (o las otras fuerzas físicas que actúan sobre el vehículo en movimiento) y la liberan, a demanda, para aumentar la eficiencia en el uso de combustibles; los PHEV son también vehículos híbridos pero con la posibilidad de enchufar las baterías a la red eléctrica domiciliaria (“Plug in”), para la recarga de las baterías; y, finalmente, los vehículos eléctricos (EV) que solamente dependen de las baterías.

En 2007, la producción de autos híbridos superó el medio millón de unidades, en tanto que el 2008, sólo en los Estados Unidos, se vendieron más de 300'000 unidades; para el 2012, SQM estima que

---

4 El efecto memoria es la pérdida de capacidad de la batería por las repetidas cargas y descargas sin que la batería hubiera estado completamente descargada.

se producirán más de dos millones de vehículos eléctricos y eléctricos híbridos. El rápido crecimiento de esta industria está estrechamente vinculado al desarrollo de baterías más eficientes; aunque existen otras opciones para el desarrollo de baterías, hasta ahora parecería haber una opinión mayoritaria para adoptar las baterías de litio como la mejor opción para vehículos eléctricos (EV) y los vehículos eléctricos híbridos (HEV o PHEV). Los estimados de SQM señalan que, entre el 2009 y 2012, unos diez fabricantes presentarán vehículos EV/HEV/PHEV que utilizarán baterías de ion-litio.

De acuerdo al tipo de vehículo, estas aplicaciones tendrán un significativo impacto para el mercado del litio. Las baterías de cada vehículo híbrido o eléctrico deberían contener de 1 a 5 kg. (2.4 a 12 lbs.) de carbonato de litio equivalente, dependiendo de la capacidad de almacenamiento de energía; aunque los rangos de requerimientos de litio son altamente variados: van de 1.5 kg., en autos híbridos con motores de alta potencia; 3 kg., en híbridos completos (2.0 kWh); 22.5 kg., en híbridos avanzados (plug-in); hasta los 40 kg., en autos eléctricos completos. El Cuadro siguiente, elaborado por Chemetall, muestra los contenidos promedio de litio (expresadas en Carbonato de Litio Equivalente) en las baterías, por tipo de vehículo.

### CUADRO 3. CONTENIDO DE CLE POR TIPO DE VEHÍCULO Y BATERÍA

Tipo de Vehículo	EV	PHEV	HEV
Capacidad Batería	25 kWh	12 kWh	2 kWh
Demanda CLE	15 kg	7.2 kg	1.2 kg

Fuente: Chemetall

A partir de estos contenidos promedio y de las proyecciones esperadas de fabricación de vehículos EV, HEV y PHEV hasta el 2020, Chemetall proyecta que la producción de baterías eléctricas, para autos, generará una demanda adicional de 90'000 a 145'000 TM de CLE, dentro de 10 años; es decir, se espera que la demanda se duplique respecto a los niveles de 2010.

### 3.2 Proyecciones de la Demanda Mundial de Litio (2010 – 2050)

El estudio de COCHILCO, en la proyección de mediano plazo, afirma:

*Para los próximos 10 años, SQM proyecta un crecimiento anual de la demanda por litio en un 5%. Y, dentro de eso, las baterías recargables serían las protagonistas, con tasas de crecimiento cercanas al 10% anual. Hacia 2018, las baterías recargables representarán el 42% de la demanda (en 2008 la cifra fue de 27%) y las destinadas a vehículos representarán entre el 10 y el 15%.*

*Se estima que la demanda mundial de litio, en el 2018, alcanzará las 158'000 toneladas de carbonato de litio (29'700 toneladas de litio metálico). En términos de la capacidad de producción, no hay un conocimiento exacto y dependerá de la evolución de los proyectos de implementación, en particular en China. No obstante, una estimación moderada de la capacidad actual de producción la fija en 104'000 toneladas de carbonato de litio equivalente. Lo anterior implicaría un déficit de 54'000 toneladas para el 2018, el cual podría disminuir notablemente si se cumplen las metas de producción en China, de 60'000 toneladas para el 2010. El déficit sería, entonces, en torno a las 14'000 toneladas (considerando que actualmente China produce 20'000 toneladas).*

Además de la demanda esperada por la expansión en la fabricación de baterías eléctricas, se esperan también otros desarrollos tecnológicos y nuevos productos o aplicaciones, para los que el litio pueda ser un componente de importancia. Sin duda, predecir la demanda posible de nuevos desarrollos, aún desconocidos, no podría ofrecer proyecciones confiables, aunque las experiencias recientes muestran un alto potencial en el desarrollo de nuevos materiales (las aleaciones aluminio/litio para aviones) y en el mejoramiento de procesos tradicionales (colada continua).

El uso de litio en la energía nuclear es una de las nuevas aplicaciones en las que existe un alto grado de coincidencia entre los especialistas. El litio se considera un material esencial para el desarrollo de los futuros reactores de fusión nuclear, que utilizarán deuterio y tritio como combustibles; el tritio es una forma de hidrógeno muy escasa en la naturaleza, por lo que se lo obtendría irradiando el isótopo de litio con neutrones. En tal proceso, inicialmente, el litio serviría para producir tritio; sin embargo, se aprovecharía su alta capacidad calórica, su baja viscosidad en estado líquido, su alta conductividad térmica y baja presión de vapor, para emplearlo como un excelente refrigerante y medio de transporte e intercambio de calor<sup>5</sup>.

Sobre la base del actual conocimiento y del desarrollo de las tecnologías para construir reactores piloto experimentales, se estima que el ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) que está en construcción, en el sur de Francia, podrá entrar en operación a partir del año 2017. El ITER es un prototipo de 500 MW, destinado a demostrar la viabilidad de la fusión nuclear como fuente segura de energía. Cumplido ese propósito, este reactor sería desmontado, a partir del 2026, para dar lugar a las versiones comerciales.

En esta planificación, el programa para el desarrollo de la fusión nuclear incluye la construcción de un reactor piloto de 2'000 MW de potencia, que estará en operación alrededor del año 2040, todavía con fines demostrativos; aunque se espera que sea el primer reactor, en generar electricidad, alimentado por tritio a partir de generadores de litio. Se espera que, hacia el 2050, entre en operación el primer reactor comercial de fusión, de 1'500 MW de potencia. De acuerdo a estas proyecciones, el uso y consumo de litio, en reactores de fusión, demandaría entre 6 y 9 toneladas de litio para generar 1.5 GW durante un año.

---

<sup>5</sup> El uso del litio en estas aplicaciones de intercambio de calor deberá esperar a superar los problemas que representa el alto poder corrosivo del litio líquido, además de su violenta reacción cuando entra en contacto con al aire o el agua.

### 3.3 El Litio tiene competencia en las Baterías Eléctricas

Finalmente, las proyecciones de una creciente demanda de litio y sus derivados, para la producción de baterías, deben ser matizadas porque las baterías de litio no son la única opción posible. Un nuevo tipo de batería eléctrica barata, ligera y fácil de construir, con insumos diferentes al litio, cambiaría la coyuntura y modificaría radicalmente las proyecciones. La búsqueda de baterías eficientes y baratas ha sido una constante desde finales del siglo XIX. Hasta hace pocos años, no se habían logrado serias competencias a las baterías y pilas con base en metales pesados como plomo o níquel; los hidruros metálicos, primero, y las baterías de litio, más recientemente, demostraron ser mucho más ligeras, pero tienen serias desventajas porque pueden ser peligrosas al sobrecalentarse.

- Sólo el litio proveniente de salares sería económica y energéticamente viable para la fabricación de baterías, pero los precios altos del litio podrían dar un impulso a la industria de baterías a partir de fuentes minerales de litio o al desarrollo de las alternativas.
- Por tanto, para Bolivia, la reducción de precios puede también ser estratégicamente necesaria para asegurar la demanda futura, aunque esto implicaría expectativas de menores ingresos para los productores.
- El ingreso de nuevos oferentes, como Bolivia, en el mercado mundial y el incremento de las reservas probadas, tendrán, como consecuencia, la baja de los precios, situación que debe ser evaluada al momento de decidir inversiones.

Es por eso que, actualmente, se dedican recursos a la investigación para lograr baterías –con o sin uso de litio o sus compuestos– más eficaces y livianas, que tengan una vida útil larga, que puedan ser recicladas, sin contaminar el medio ambiente, y con un costo razonable. Algunos de estos requisitos se cumplen con creces en China, donde el fabricante de autos eléctricos BYD hizo baterías de hierro, aplicando “un nuevo tipo de química”. Estas baterías, además de ser mucho más baratas y producidas a partir de una materia prima más disponible, aparentemente, son más seguras que las de litio y serían mucho más estables a altas temperaturas y en caso de accidentes.

Un informe de 2006, titulado “*The Trouble With Lithium*”, elaborado por Willian Tahil (Director de Investigaciones de Meridian International Research), ha generado inquietud entre los “optimistas del litio”. El documento compara las ventajas y el potencial de las baterías de litio para vehículos híbridos y eléctricos, respecto a por lo menos tres alternativas. En las conclusiones, el documento establece:

*El mundo se ha enamorado de las baterías Ión litio (Ion-Li). Aunque estas baterías podrían ser una alternativa sostenible para equipos electrónicos portátiles, no lo son para aplicaciones en vehículos eléctricos (VE). No se ha realizado hasta ahora un análisis equilibrado entre los aspectos científicos y económicos en relación a la sostenibilidad de la tecnología de baterías de Ión Litio para aplicaciones en VE. Uno de los estudios más citados sobre la disponibilidad de los recursos necesarios para abastecer a una flota mundial de vehículos es el realizado por Bjorn Andersson e Inge Rade de la Universidad de Chalmers.*

*Se cita este estudio para afirmar que en la corteza terrestre existe suficiente litio para energizar 12'000 millones de VE, con baterías basadas en el Ión Litio y Manganeso. En realidad, existe una gran incertidumbre en las estimaciones de Andersson y Rade, que establecen un rango inferior de 200 millones de vehículos potencialmente abastecidos, frente a los 900 millones que hoy circulan en el mundo. Andersson concluye que: “al menos siete de las nueve tecnologías de baterías evaluadas tienen el potencial de abastecer a más de mil millones de vehículos, pero pueden surgir restricciones a niveles de, cuando menos, un orden de magnitud inferior. No podemos estar seguros de que ninguna de las tecnologías evaluadas podría proporcionar energía para una fracción de vehículos que supere el 10%. Además, una exitosa difusión es muy probable que genere conflictos entre la necesidad de preservar el medio ambiente local, que estaría amenazado por la explotación, y un abastecimiento seguro de metales para los VE.” Cabe hacer notar que estos autores no incluyeron la tecnología Zinc-Aire en su evaluación.*

Desde el punto de vista de los recursos naturales, así como del rendimiento y el desempeño general de las baterías, la industria de los VE (EV, HEV y PHEV) debería concentrar sus estrategias para las baterías en las tecnologías de Zn-Aire y Zebra NaNiCl/NaFeCl. Partiendo de hierro (de bajo contenido de níquel) y sal común, se podrían producir cantidades ilimitadas de NaFeCl para la fabricación de baterías. Para fines prácticos, tampoco hay limitaciones o restricciones de recursos para emplear las tecnologías de Zn-Aire. Estas tecnologías son mucho más baratas y simples que las variantes Ion-Li, son más resistentes y estables, requieren de sistemas electrónicos de control más sencillos y baratos e, incluso, tienen un desempeño superior que las de Ion-Li, especialmente que las de cátodos de Ion-Li de baja densidad de energía, que serían las que deberían usarse por consideraciones de seguridad.

En la actualidad, la producción de baterías recargables para PHEV y EV debería emplear, de manera prioritaria, las baterías Zebra, que hoy pueden ofrecer un rendimiento bruto superior al Ion-Li. De forma paralela, deberían apoyarse, prioritariamente, investigaciones para mejorar el ciclo de vida de las baterías recargables de Zn-Aire. Se deberían estudiar los aspectos económicos de industrializar, incluso, la batería recargable de Zn-Aire de 500 ciclos, con una densidad de energía superior a 200 Wh/kg. El beneficio de estos esfuerzos sería la comercialización de una batería de 400 Wh/kg con una vida útil de varios años y con un precio inferior a los \$us. 100/kWh.

Estos importantes factores –rendimiento, seguridad, costo, simplicidad, disponibilidad industrial así como las muy significativas implicaciones geoestratégica y de protección ambiental que implica la dependencia en el litio– deberían hacer de las baterías de Zn-Aire y las de NaFeCl, la primera opción para cumplir la urgente necesidad de reducir inmediatamente el consumo de petróleo a cualquier costo, o enfrentar las consecuencias de un colapso de la civilización.

El estudio concluye la presentación de los aspectos técnicos del estudio, afirmando:

*Las tecnologías básicas para las baterías Zebra y Zn-Aire fueron desarrolladas en los 1960's. Usan química clásica, sus bases de ingeniería y los procesos de ensamblaje son sencillos, y son muy sólidas y seguras. Toleran las sobrecargas y las sobre-descargas sin una degradación significativa en rendimiento o seguridad. A diferencia de las baterías de Ion-Li, la batería Zebra puede resistir una gran cantidad de fallos en las celdas y sólo se afecta el rendimiento por el aumento en la resistencia interna, pero no la seguridad. Las fallas en las celdas de las baterías de litio tienen serias implicaciones en la seguridad. En general, el costo y la complejidad de las baterías de litio, incluso cuando se emplean los cátodos de fosfato de hierro o de manganeso, no se pueden justificar frente a las alternativas existentes: las baterías con base en NaNiCl/NaFeCl, y las de Zn-Aire.*

Estos datos y comentarios merecen ser evaluados cuidadosamente, en especial cuando los costos de las baterías pueden ser determinantes para el éxito comercial de un VE. Así, los estimados más optimistas colocan en el orden de \$us 300 a 450 el costo por kWh de las baterías de Ion-Li, lo que significa que una batería de 30 kWh añadiría, al costo del vehículo, entre \$us. 9.000 y 13.500. Frente a ese costo, una batería equivalente de tipo Zebra costaría entre \$us 3.000 y 4.500, mientras que una de Zn-Aire podría costar solamente \$us. 1.000 por 30 kWh.

Éstas son diferencias importantes, que podrían determinar el éxito o el fracaso de un emprendimiento para la fabricación de VE's. Los avances en el desarrollo de las tecnologías de baterías alternativas a las de litio, tendrán un fuerte impacto en la masificación de los VE, pero también deberían considerarse un factor a ser seriamente analizado como parte de las estrategias para la producción y la comercialización de compuestos de litio. Bajar el precio del litio en los mercados mundiales depende en gran medida del ingreso de nuevos oferentes y del incremento de las reservas probadas.

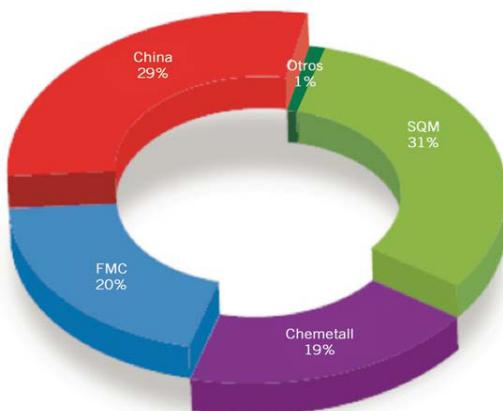
## 4. LA OFERTA DE LITIO Y LAS RESERVAS INTERNACIONALES

Como hemos anotado, la demanda por litio, en 2008, alcanzó las 92'000 toneladas de carbonato de litio equivalente (CLE), correspondiente a 17'000 TM de litio metálico, habiendo experimentado un crecimiento en torno al 2% con respecto al 2007; en general, el uso y consumo reciente del litio ha experimentado un crecimiento muy acelerado. En los últimos 10 años, la demanda global por litio ha crecido, en promedio, entre un 7 y 8% anual, a partir, principalmente, del desarrollo de las baterías recargables Ion Li y del crecimiento de otras aplicaciones comerciales. La demanda por litio, sin contar el uso en baterías eléctricas, ha crecido un 5% por año.

Hasta ahora, se ha mantenido un adecuado equilibrio entre la oferta y la demanda de litio, existiendo al presente una capacidad instalada de unas 104'000 TM CLE. En esta capacidad de oferta, Chile, con la producción del Salar de Atacama, cubre cerca al 40% de la oferta mundial, lo que lo convierte en el productor más importante a nivel mundial.

La Figura siguiente muestra la participación de los principales productores de litio en el mundo.

**FIGURA 3: ESTRUCTURA DE LA PARTICIPACIÓN DE PRODUCTORES EN EL MERCADO DEL LITIO**



Fuente: Memoria Anual SQM (2009)

Considerando la expansión prevista de la demanda –de acuerdo con las estimaciones de SQM y de la COCHILCO–, hacia el 2015 la capacidad de producción podría llegar a las 170'000 TM de carbonato de litio, con una estimación de la estructura de la oferta que se expone en la siguiente tabla:

### CAPACIDAD ACTUAL DE PRODUCCIÓN DE CARBONATO DE LITIO Y PROYECCIONES AL 2015

Empresa/Yacimiento	Capacidad CLE TM 2009	Capacidad CLE Estimada 2015
SQM, Salar de Atacama	40,000	40,000
Chemetall (SCL), Salar de Atacama	22,000	33,000
Chemetall, Silver Peak	5,000	
FMC, Salar de Hombre Muerto, Argentina	16,000	16,000
China (Salmueras y Minerales)	20,000	60,000
Brasil	1,000	1,000
Salar del Rincón, Argentina		17,000
<b>TOTAL , Fuentes Actuales</b>	<b>104,000</b>	<b>167,000</b>

De acuerdo con estos datos, la capacidad actual sería suficiente para responder a la expansión prevista de la demanda, que podría llegar a entre 160'000 y 180'000 toneladas hasta el 2018.

A pesar de este aparente equilibrio, la proyección de una creciente demanda de litio, en el mercado mundial, ha llevado a revisar y a debatir sobre la capacidad de responder, desde el lado de la oferta, a estas demandas. El debate ha puesto en evidencia que existen grandes diferencias en las cifras que se manejan. Tampoco se tienen coincidencias en cuanto a la calidad y al potencial económico-comercial de las reservas consideradas. Las estimaciones sobre los recursos totales varían de 22 millones de toneladas (como Li metálico) a 32 millones de toneladas; en el primer estimado, solamente unos 7 millones de toneladas serían económicamente recuperables.

Además de las consideraciones estrictamente comerciales, los recientes trabajos de William Tahil<sup>6</sup>, han sugerido, además, que sólo el litio proveniente de salares sería “económica y energéticamente viable para la fabricación de baterías”, descartando a las reservas de litio en depósitos mineralizados –como los de espodumeno–, para ese fin. Con estas restricciones, este autor estima que las reservas de litio “aprovechables” en salmueras serían únicamente de 4 millones de toneladas, lo que significaría serios problemas de sostenibilidad para la industria de las baterías de litio. A partir de estas cifras, este autor advierte que “el mundo que depende del litio para sus vehículos se enfrenta a limitaciones del recurso, incluso más estrictas que las que nos enfrentamos hoy con el petróleo”.

Por otra parte, Brian Jaskula del US Geological Survey, al analizar la evolución de los precios, estima que, por la creciente demanda de litio, “comenzarán a subir los precios del litio en los próximos 10 a 15 años y el litio, que ahora cuesta menos de 8 dólares por kilogramo, no seguirá barato por mucho tiempo”. La advertencia de Jaskula tiene que ver con el peligro de inviabilidad comercial de los VE que utilicen baterías de litio. Por ejemplo, el Chevrolet Volt usa una relativamente alta carga de carbonato de litio para la cantidad de energía en su batería: 1.4 kilogramos por kilowatt-hora. Con los precios actuales

- Se ha advertido que “el mundo que depende del litio para sus vehículos se enfrenta a limitaciones del recurso, incluso más estrictas que las que nos enfrentamos hoy con el petróleo”.
- Las baterías de litio, o de cualquier otra tecnología, son sólo un almacén de energía, no una fuente alternativa de energía. Las baterías de litio, demostraron ser mucho más ligeras, pero tienen también desventajas porque pueden ser altamente peligrosas en caso de sobrecalentarse.
- Los avances en el desarrollo de las tecnologías de baterías alternativas a las de litio tendrán un fuerte impacto. En última instancia, los costos de las baterías serán determinantes.

---

6 Hemos citado y comentado las conclusiones de su trabajo *The Trouble With Lithium*.

(8 dólares/kg), las baterías de litio constituyen una parte significativa del costo total, de manera que cualquier restricción de suministro del litio elevará los precios significativamente, por encima de los actuales 10'000 dólares de costo total del vehículo, “la química del litio podría ser un lujo que General Motors no puede permitirse”.

Con estas consideraciones en mente, Jaskula afirma que la competencia actual es para diseños de baterías que ofrecen la misma cantidad de energía con menos de un tercio de litio. Para los vehículos eléctricos de bajo precio, como el modelo Reva20 de 9'000 dólares, recientemente anunciado por la India, el alza de los precios del litio simplemente significaría salir del mercado. En los Estados Unidos, los precios más altos del litio podrían dar un impulso a la industria de baterías a partir de fuentes minerales de litio o al desarrollo de las alternativas como las Zebra o las NaNiCl.

Sólo el carbonato de litio obtenido de salmuera es económicamente conveniente para hacer baterías de iones de litio. En 2006, la producción global, desde salmueras, fue de unas 60'000 toneladas de carbonato de litio equivalente altamente concentrado, con sólo cuatro productores: SQM y Chemetall (en Chile), Qinghai CITIC Guoan Sci-Tech Development (en China) y Admiralty Resources (en Argentina). El productor más grande de carbonato de litio, en este momento, es SQM de Chile. Desde el comienzo de las operaciones, a principios de los años '90, su producción alcanzó las 27'000 toneladas anuales, en tanto que su competidor, SCL (propiedad de la alemana Chemetall), produce cerca de 14'000 toneladas por año, elevando la producción chilena a más de 40'000 toneladas anuales. En Argentina existen salares con una importante capacidad de producción de litio, ubicados en Catamarca (Salar de Arizaro) y Salta (Salar de Antofalla); FMC Lithium produce litio de salmueras en el Salar del Hombre Muerto en la provincia de Catamarca, en tanto que Admiralty Resources, de Australia, produce litio en el Salar del Rincón.

---

7 O como puntualizamos anteriormente, en el uso de baterías que empleen tecnologías alternativas al Litio.

Retornando al tema general de reservas, la concentración de litio en salmueras varía, generalmente entre 200 y 2'000 ppm (partes por millón) equivalentes, respectivamente, al 0.02% y al 0.2%. Las salmueras más importantes, en términos de calidad y volumen, se encuentran en el norte de Chile (Salar de Atacama), en el occidente de Bolivia (Salar de Uyuni), en el norte de Argentina (Salar del Hombre Muerto), en diversos lagos salinos de los Estados Unidos, en el noreste de la China (la provincia de Qinghai), en el Tíbet y en Rusia.

Las grandes reservas de litio en salmueras, que posee Chile en el Salar de Atacama, representan una serie de ventajas competitivas, muy importantes a escala mundial, por tener las concentraciones más altas de potasio, litio y boro (y bajas en magnesio), respecto a otros depósitos de salmueras naturales, así como ventajas ambientales determinantes para la eficiente concentración solar de las salmueras.

La figura siguiente (Memoria Anual SQM, 2008) muestra las ventajas relativas del Salar de Atacama, frente a otros depósitos de salmueras en el mundo, en cuanto a concentración de litio.



El Salar de Uyuni tiene un alto potencial económico, dada sus enormes reservas de litio.

Ha sido la inestabilidad política, que ha vivido Bolivia en los últimos años, el principal factor que ha determinado la falta de inversiones para la explotación del salar, y no el potencial económico de las reservas.

Lo que sí queda en evidencia es la preocupación del Estado Boliviano para que el Salar de Uyuni entre prontamente al mercado.

En relación al Salar de Uyuni (el depósito más importante en Bolivia y, probablemente, el mayor en el mundo), el estudio de COCHILCO sobre el litio como mineral estratégico, señala:

*Este es el salar más grande del planeta, abarcando una extensión de 9'000 km<sup>2</sup>. El salar se encuentra a una altitud de 3'653 metros sobre el nivel del mar. Se estiman reservas por un total de 5'500'000 toneladas de litio. A pesar de contener la mayor reserva conocida de litio, presenta algunas limitaciones no menores, en comparación con el Salar de Atacama: sus concentraciones son en promedio de 350 ppm (0.035%); muestra una menor tasa de evaporación, de 1'500 mm/año; y altas tasas de magnesio presente, siendo de 22 veces las de litio. No obstante lo anterior, el Salar de Uyuni tiene un alto potencial económico, dada sus enormes reservas de litio.*

*Se ha argumentado que ha sido la inestabilidad política, que ha vivido Bolivia en los últimos años, el principal factor que ha determinado la falta de inversiones para la explotación del salar, y no el potencial económico de las reservas. En la actualidad, el gobierno boliviano está haciendo variados esfuerzos para atraer capitales extranjeros que le permitan explotar el salar de Uyuni. Eso sí, con la idea de que el Estado sea el controlador del negocio. De ese modo, se busca que el metal no sea exportado sino procesado en el país, bajo el modelo de una empresa pública. La nueva Constitución, aprobada en enero del 2009, puso en manos del Estado el control de los recursos naturales.*

*En su afán de convertir a su país en productor de litio, el gobierno Boliviano invirtió US\$ 6 millones en la construcción de una planta piloto en el salar, que podría comenzar a operar en el 2010 y que producirá 40 toneladas mensuales de carbonato de litio para exportación, lo que les reportará un ingreso estimado en 300'000 dólares anuales. Además, el Gobierno también anunció que invertirá cerca de US\$ 150 millones en un proyecto para extraer mineral. Para respaldar la apuesta que el actual gobierno boliviano está impulsando, se anunció la construcción de un aeropuerto en Uyuni, a unos 220 km. de Potosí, y que entraría en funcionamiento a principios del 2010.*

*La posibilidad de que el salar de Uyuni entre al mercado productor de litio ha sido ampliamente seguida por la prensa internacional. También se ha abierto una discusión entre los expertos del mercado del litio, en cuanto a los reales alcances de la capacidad productora del salar. El gobierno boliviano habría anunciado la intención de estar produciendo, al 2013, cerca de 1'000 toneladas de litio mensuales, lo que Tahil puso en cuestionamiento en 2008, señalando que lo más realista, dadas las condiciones geológicas del salar, era estimar producciones de 2'000 toneladas anuales de litio, desde el 2015, y 6'000 toneladas anuales desde el 2020; y cuestionó las reales magnitudes de las reservas, situándolas en 300'000 toneladas y no en 5'500'000 toneladas.*

*Más allá de este debate sobre las capacidades en la producción futura, lo que sí queda en evidencia es la preocupación del Estado boliviano para que el Salar de Uyuni entre prontamente al mercado, con las que, se supone, son las mayores reservas*

- 8 Todas estas metas han sufrido importantes retrasos y no se tienen datos respecto a los avances en la planta piloto de carbonato de litio; en particular, no se han divulgado datos respecto a los problemas tecnológicos (tasas de evaporación, efecto de la alta concentración de Magnesio, etc.) ni las razones por las que no se han logrado las metas de producción de carbonato de litio.
- 9 Como comentamos anteriormente, este autor “ajusta” las reservas conocidas considerando los factores de viabilidad económica y comercial de la recuperación y del procesamiento de los recursos naturales, más allá de la magnitud total (absoluta) de la presencia física de litio.

de litio del mundo. Y, si bien presentará costos unitarios mayores a los del salar de Atacama, el aumento creciente de los precios internacionales hará, de todas maneras, económicamente rentable su explotación.

Por otra parte, al norte del salar de Uyuni, se encuentra el salar de Coipasa. Se sabe que las concentraciones están en torno a los 340 ppm., y presentaría reservas del orden de las 200'000 toneladas de litio. No obstante, el interés actual de Bolivia ha estado centrado en el desarrollo de proyectos en Uyuni, postergando para un futuro la explotación de Coipasa.

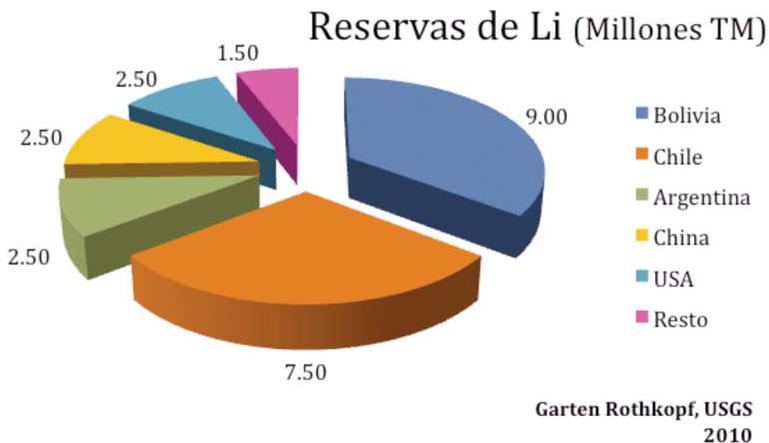
Juan Carlos Zuleta, en su artículo “*Obstacles to the Creation of a Bolivian Lithium Export Market*”, en referencia a las reservas bolivianas de litio observa que:

*De acuerdo con los datos del United States Geological Survey (USGS), al 31 de diciembre de 2009, Bolivia poseía las mayores reservas de litio del planeta, con un 35,3% de las reservas mundiales. Le siguen Chile (con 29,4%), Argentina (9,8%), China (9,8%) y los Estados Unidos (9,8%), entre los más importantes. Existe suficiente litio en el mundo para satisfacer las demandas de la creciente producción de vehículos eléctricos, pero, sin las reservas bolivianas, los precios podrían elevarse a niveles mucho mayores, quizás demasiado altos para sostener un mercado de baterías de litio.*

Más aún, las reservas bolivianas cuantificadas sólo incluyen el Salar de Uyuni y no otros salares (unos 26 salares con potencial en litio) como Coipasa, Empexa o Pastos Grandes, en los que se han hallado cantidades importantes de recursos de litio. Keith Evans, un geólogo que ha estado involucrado en el negocio del litio desde los años '70, argumenta que el valor total de las reservas podría ser todavía mayor, considerando los valores superficiales y la alta porosidad de los depósitos.

*En conjunto, estos argumentos apuntan a la posibilidad concreta de que Bolivia sea en verdad el poseedor de, al menos, la mitad de los recursos identificados de litio. Sin embargo, como argumenta un reciente estudio, cuantificar las reservas de todos los recursos evaporíticos sólo en el Salar de Uyuni (sin todavía pensar en todas las lagunas con presencia de litio), con el uso de los más modernos métodos de prospección, está todavía en un lejano futuro.*

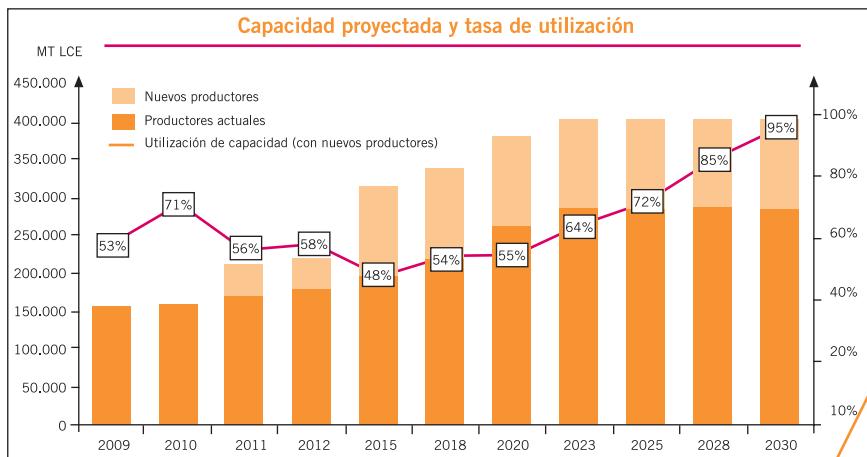
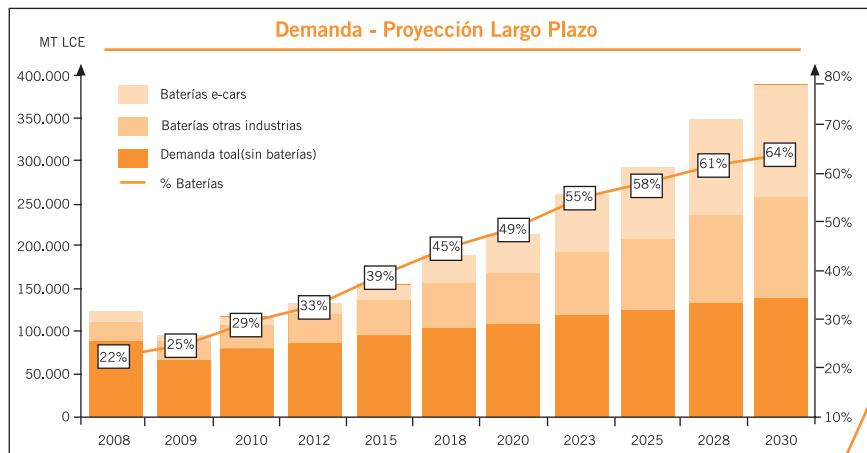
La siguiente figura, tomada de este artículo, muestra la distribución de las reservas conocidas de litio en el mundo; nótese que casi duplica las reservas bolivianas “aceptadas” (5,4 millones de TM).



Fuente: Juan Carlos Zuleta

Para cerrar esta breve reseña de las condiciones y proyecciones de la oferta de litio, a mediano y largo plazo (expresada en toneladas de Carbonato de Litio Equivalente), no se anticipan grandes brechas que pudieran dar lugar a distorsiones marcadas en las relaciones de mercado. De acuerdo con las proyecciones y datos más recientes (junio 2010), las proyecciones de la demanda mundial (sin tomar en cuenta posibles aplicaciones en el campo de la energía nuclear) y de la capacidad proyectada de producción hasta el 2030 (incluyendo

14 proyectos, actualmente en etapas avanzadas de diseño o de desarrollo), están en razonable equilibrio.



Finalmente, al inicio del presente ensayo mencionamos las recientes noticias respecto a un masivo hallazgo de minerales en Afganistán, incluyendo reservas (en minerales) de litio comparables a las de Bolivia. Al margen de la veracidad que tengan estas informaciones y de los muchos aspectos técnicos y políticos que podrían ser determinantes para establecer su impacto potencial en el mercado, no hay duda

de que Bolivia tiene uno de los mayores potenciales conocidos en reservas de litio. Está también claro, sin embargo, que la existencia de estas reservas está lejos de ser una prenda de garantía de que se traduzca en beneficios inmediatos para el país, dados todos los factores tecnológicos, naturales, comerciales y políticos que están en juego, sobre los que Bolivia no necesariamente tiene control en las actuales condiciones.

## 5. TEMAS PARA DELINEAR UNA ESTRATEGIA DE APROVECHAMIENTO DEL LITIO

Con base en la información, hasta aquí presentada, abordamos finalmente un conjunto de preguntas que deberían ser parte de una necesaria reflexión para delinear la estrategia nacional que permita aprovechar las reservas nacionales de litio.

Considerando, inicialmente, el debate surgido entre especialistas, en relación al alcance de las reservas de litio en el mundo –tomando en cuenta sus características para que sean aprovechadas económica y comercialmente– y la capacidad de las reservas para garantizar la transformación del parque automotor mundial a vehículos eléctricos, alimentados por baterías de litio de manera sostenible, una primera y urgente tarea es, sin duda, cuantificar las reservas de litio del salar de Uyuni (y del sudoeste boliviano en general). Sin información confiable y actualizada sobre el volumen y el potencial de las reservas, será difícil desarrollar estrategias viables y se estará, siempre, en condiciones de desventaja, en toda negociación con potenciales aliados.

Estrechamente ligado al tema de reservas, está el diseño de adecuadas respuestas a las proyecciones de la demanda. Hasta el momento, aunque es obvia la necesidad de sustituir los hidrocarburos –que actualmente son la principal fuente de energía– con alguna de las varias fuentes alternativas de energía que se están desarrollando (geotérmica, solar, eólica, de aire comprimido, etc.), todavía ninguna de éstas compite con la energía producida por los combustibles fósiles. Las baterías de litio, o de cualquier otra tecnología, son sólo un almacén de energía, no una fuente alternativa de energía. ¿Cuáles serán las

características fundamentales de los cambios necesarios y profundos en la producción, consumo y distribución mundial de energía?, ¿Cómo se van a producir las grandes cantidades de energía eléctrica para nuevos motores, coches, maquinas?, ¿Qué otras aplicaciones del litio tienen potencial de expansión en los próximos 10 a 20 años?

Además de la obvia necesidad de conocer con certeza las reservas de litio y de tener una razonable certeza sobre los posibles escenarios futuros de la demanda, toda estrategia que aspire a aprovechar las oportunidades que se generen en el mercado del litio, hacia adelante, deberá también tener claridad en aspectos “tácticos” como los que plantean los siguientes temas<sup>10</sup>:

### ¿Entrar ahora al mercado o esperar?

- Las proyecciones de la oferta y la demanda muestran una situación relativamente equilibrada para los próximos 10 años; aunque, sin duda, por la importancia relativa de las reservas bolivianas de litio, a nivel mundial, es estratégicamente prioritario, para cualquier país o empresa, asegurarse una participación o el control sobre las mismas, no puede ignorarse la posibilidad de que “hasta el 2020, el litio boliviano es necesario en el mercado sólo para bajar el precio internacional.”

Es en este “doble sentido” que se deberían entender las varias propuestas de transnacionales, al gobierno boliviano (como las de MITSUBISHI, DOWA, ITOCHU y SUMITOMO, de Japón; o de BOLLORÉ, de Francia). Cada uno de estos proponentes mejorarían significativamente sus posiciones relativas en los mercados en los que participan (de las baterías eléctricas, de los sistemas de control, de los VE o de todos éstos) con el sólo acceso a los recursos bolivianos. La caída de los precios del litio, como resultado del aumento esperado en la oferta del litio boliviano, tendría también ventajas para los proponentes, porque ayudaría a prevenir que las aplicaciones con base en litio sean superadas por alternativas de menor costo.

---

<sup>10</sup> Que buscan motivar la reflexión sobre estos temas estratégicos sin implicar preferencia por ninguna alternativa.

Para Bolivia, la reducción de precios puede también ser estratégicamente necesaria para asegurar la demanda futura; sin embargo, además de reducir las expectativas de ingresos (especialmente a corto plazo), impone nuevos y mayores desafíos técnicos, en términos de la necesidad de lograr una mayor eficiencia de todos los procesos para reducir los costos de producción, de manera que la esperada brecha de costos de producción de carbonato de litio, entre Atacama y Uyuni (que se estima entre \$us. 1.000 y 1.500 por tonelada), no inviabilice la producción nacional.

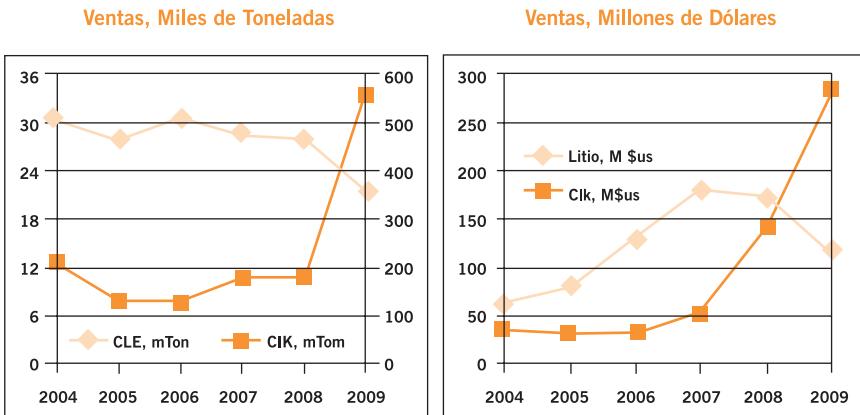
En este escenario, el otro curso de acción –diferente y opuesto– sería esperar a tener un mínimo control de las tecnologías clave y a la estabilización de los precios y de las características de la demanda. Entre los dos extremos, sin duda, pueden identificarse múltiples opciones, incluyendo (o no) la suscripción de convenios con potenciales aliados estratégicos.

Por ejemplo, se ha mencionado a la producción de Cloruro de Potasio (CIK; las sales de potasio son fertilizantes con amplio uso en la agricultura) como una alternativa que podría tener méritos bajo ciertas condiciones. Como muestra el Cuadro y las figuras siguientes, el comportamiento del CIK –en cuanto a la evolución de la demanda, el incremento y el actual nivel del precio– justifica el análisis de esta posibilidad.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Li, CLE, m Ton	30,6	27,8	30,4	28,6	27,9	21,3
Li, CLE, M \$us	62,6	81,4	128,9	179,8	172,3	117,8
Li, CLE, \$us/TM	2'046	2'928	4'240	6'287	6'176	5'531
CIK, m Ton	2,10	129	126	179	186	557
CIK, M \$us	36,7	32,4	32,1	51,3	140	284,8
CIK, \$us/TM	174	252	254	287	754	512

Fuente: Elaboración propia con base en las Memorias Anuales de SQM 2005 - 2009

11 Entre estas, sin duda el precio del CIK y el acceso al mercado brasileño, que es uno de los más importantes.



Fuente: Elaboración propia con base en las Memorias Anuales de SQM 2005 - 2009

El Cloruro de Potasio está presente en las salmueras, con una concentración superior a veinte veces la del litio; es uno de los primeros productos que se obtienen del proceso de concentración de salmueras, de manera que producir cloruro de potasio, como parte de una estrategia de industrialización del litio, justificaría las inversiones en gran parte de la infraestructura básica para los procesos de concentración de salmueras –especialmente la de las grandes piscinas de evaporación–, a la vez que alimentaría procesos posteriores de experimentación y optimización de recuperación del litio (si la estrategia considera el desarrollo endógeno de las adecuaciones de los procesos básicos de obtención de carbonato de litio a las características de la salmuera de Uyuni).

### ¿Desarrollar procesos y productos, o buscar alianzas estratégicas?

- Las posiciones de muchos dirigentes –políticos, cívicos y sociales– favorecen estrategias “100% nacionales”, en las que Bolivia asumiría todas las tareas y desarrollaría los procesos y los productos necesarios para ingresar al mercado del litio. Un primer esfuerzo, en esa dirección, ha sido el diseño, financiamiento, construcción y puesta en marcha de la Planta Piloto de Carbonato de Litio, diseñada para producir 40

Toneladas mensuales (480 TM anuales de CO<sub>3</sub>Li<sub>2</sub>) a partir de 2010; la inversión realizada es del orden de \$US 6 millones.

De acuerdo a los reportes de prensa sobre el Proyecto de la Planta Piloto:

*El proyecto fue inaugurado el 10 de mayo de 2008 por el Presidente de la República. [...] La Planta producirá y comercializará unas 40 toneladas de carbonato de litio por mes y otros subproductos de la salmuera (cloruro de Potasio, sulfato de potasio, acido bórico y cloruro de magnesio). Pero su principal desafío es el estudio de factibilidad de una futura planta grande (industrial), con capacidad de producción de 20'000 TM por año de carbonato de litio, de calidad de 99.9%, con costos de producción no mayores a 3 \$US/kg. Están previstos unos 18 meses para la puesta en marcha de la planta piloto, es decir, hasta finales de 2009.*

Por su parte, el 16 de marzo de 2009, la Agencia Boliviana de Noticias anunciaba:

*Bolivia, que a fines de 2009 producirá entre 60 y 80 toneladas métricas de carbonato de litio, se ha propuesto desarrollar la cadena de industrialización de este metal no pesado ni contaminante, hasta alcanzar el eslabón del litio metálico, muypreciado en la industria automotriz mundial, reveló el domingo el ministro de Minería y Metalurgia Luis Alberto Echazú. La convicción del funcionario boliviano tiene base en la construcción de una planta piloto, cuyo avance a la fecha es de 25%; que hace prever que el país, que tiene la primera reserva mundial del mineral en la pastilla salina de Uyuni, en los Andes bolivianos, producirá a fin año carbonato de litio.*

*"Después, inmediatamente, saltamos a la siguiente fase, que es de cloruro e hidróxido de litio, para luego pasar al litio metálico, que es el elemento para hacer las baterías" que impulsan actualmente a los autos eléctricos que, ante la declinación*

*paulatina de los combustibles de origen fósil, se impondrán en los usos y consumos mundiales en los próximos años", dijo Echazú en declaraciones a la radio y televisión estatales. La construcción de la planta industrial de litio en Potosí, en cuya jurisdicción se halla el Salar de Uyuni, con recursos del Estado boliviano, generará también fuentes de empleo. Se trata, fase por fase, de allanar el último estadio del proceso metalúrgico industrial, significó. "Nosotros estaremos construyendo, ya validado el proceso, la planta con su diseño final, que se va a establecer en (proyecto) piloto, (y) demandará alrededor de 36 meses", sostuvo Echazú.*

*El proyecto se ensambla en momentos en que la tonelada métrica del carbonato de litio se cotiza en 6'000 dólares, 10 veces menos que la tonelada de litio metálico en el mercado internacional.*

Más allá de las esperanzas de desarrollo que reflejan estos objetivos, el contexto y la dinámica general de los mercados, el desarrollo de nuevas tecnologías y de aplicaciones, a nivel mundial, establecen varias restricciones –de costos y de plazos– que pueden ser determinantes para el éxito o fracaso, por lo que deberán ser parte del diseño de la estrategia a seguir. Por ejemplo, reconociendo y tomando en cuenta todas las diferencias, queda el hecho de que, frente a los \$US 6 millones de la planta piloto, para producir 480 toneladas anuales de carbonato de litio en 2004, la SQM invirtió sólo 2.5 veces más (\$us. 15 millones) para instalar una planta industrial de Hidróxido de Litio (mayor contenido de litio y “valor agregado”) con capacidad de 6'000 toneladas anuales, producción que cubre casi el 50% de la demanda mundial de hidróxido de litio.

Por otra parte, como ejemplo de políticas para el desarrollo de nuevos productos y aplicaciones, en febrero de 2009, EE.UU. promulgó la Ley de Recuperación y Reinversión (American Recovery and Reinvestment Act of 2009) que contiene medidas inmediatas para subvencionar el

---

12 <http://www.eabolivia.com/economia/666-a-pasos-de-carbonato-de-litio-bolivia-apunta-a-fabricacion-de-litio-metalico.html>

desarrollo y la fabricación de baterías avanzadas y dispositivos de almacenamiento de energía, incluyendo:

- 2'000 millones de dólares, en subvenciones a fabricantes de sistemas avanzados de baterías para vehículos producidos en Estados Unidos, incluyendo las baterías Ión Litio avanzadas, sistemas eléctrico híbridos, componentes de fabricación y diseñadores de software;
- 4'500 millones de dólares, en subvenciones a "Electricity Delivery and Energy Reliability" con actividades para modernizar la red eléctrica, equipos de respuesta a la demanda, mejora de la seguridad y confiabilidad de la infraestructura de energía, investigación y desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, y facilitación de recuperación ante interrupciones en el suministro de energía;
- 6'000 millones de dólares, para créditos garantizados bajo el “Programa temporal para el rápido despliegue de proyectos en energías renovables y de transmisión de energía”;
- 500 millones de dólares en investigación, intercambio y entrenamiento/capacitación laboral que preparen a los trabajadores en carreras de eficiencia de energía y energía renovable; y,
- 300 millones de dólares para comprar vehículos con motores más económicos en consumo de combustible: vehículos híbridos; autos eléctricos para barrios; vehículos eléctricos y comercialmente disponibles, vehículos híbridos PHEV, etc.
- Para las conversiones plug-in EV, un crédito igual al 10% de los primeros 40'000 dólares en costos de conversión.

Estas realidades llevan a preguntar, por ejemplo:

- ¿Cómo y quién debería identificar las áreas o los temas prioritarios en los que el país debería invertir en Investigación y Desarrollo por razones estratégicas?
- ¿Cuáles deberían ser los criterios para guiar la decisión de asumir el diseño de un proceso, o de desarrollar una tecnología o un producto, frente a la alternativa de contratarlos, comprarlos o generarlos, bajo alianzas estratégicas con otros actores?
- ¿Qué criterios e indicadores se deberían emplear para medir, evaluar y difundir los resultados?

### **¿Cómo superar las desventajas ambientales/geográficas/económicas respecto a Atacama?**

- Por los próximos años –que pueden ser 20 o más–, la producción de litio en Atacama será la principal competencia a una eventual producción boliviana. Como hemos puntualizado y sintetizamos en el cuadro siguiente, Atacama tiene una serie de significativas ventajas naturales que le permiten tener los menores costos de producción (y de inversión inicial):

Parámetro	Uyuni	Atacama
Concentración media	500 ppm (Máx. 1'500 ppm)	1'500 ppm (Máx. 3'500 ppm)
Tasa de evaporación	1'500 mm/año	3'700 mm/año
Precipitación pluvial	> 0 mm	0 mm
Relación Mg/Li	≈ 20	< 10
Costo de Producción	> \$US 3'200/TM	\$US. 2'000/TM

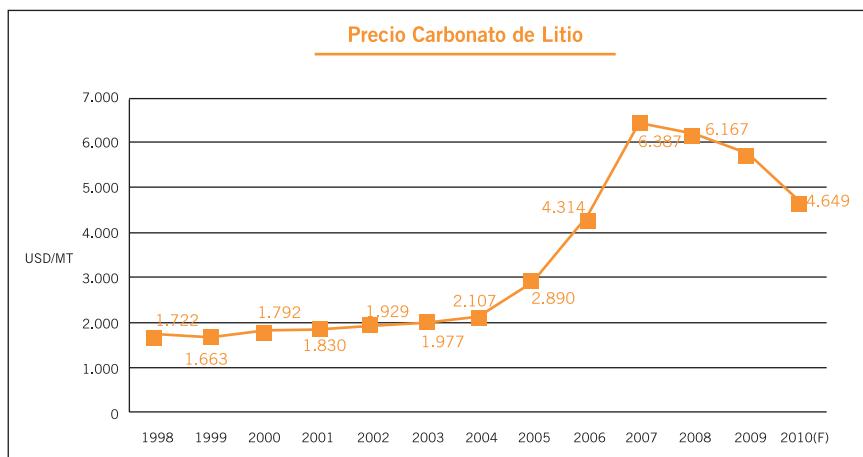
Estas ventajas le han otorgado, a SQM, la capacidad de influir en los precios del carbonato de litio en el mercado. Así, el 1º de octubre de 2009, El Mercurio anunciaba que “SQM baja en 20% el precio del

13 <http://www.aminera.com/noticias-generales/1-latest-news/19894-sqm-baja-en-20-el-precio-del-litio-para-acelerar-la-demanda-mundial.pdf>

litio para acelerar la demanda mundial”, detallando en el cuerpo de la noticia:

*Una maniobra radical decidió realizar SQM, empresa ligada al empresario Julio Ponce, para acelerar la recuperación de la demanda mundial de litio. Según se informó al mercado, la compañía tomó la determinación de reducir en 20% los precios del carbonato e hidróxido de litio para los próximos contratos de venta. En el primer semestre, el precio promedio del mineral llegó a US\$ 5.833 TM. SQM, que controla el 30% de la producción mundial, reportó ganancias por US\$ 52,5 millones en ese periodo. Además de mejorar la demanda, la empresa decidió tomar este camino para fomentar la creación de incentivos para nuevos usos y contribuir a la sustentabilidad del mercado.*

Como muestra la figura siguiente (SQM, junio 2010), el precio del carbonato de litio, en el mercado mundial, ha reflejado esta política empresarial.



En las actuales condiciones, las expectativas optimistas respecto a la producción de carbonato de litio en Uyuni, son de costos de producción entre \$us 1.000 y 1.500 superiores (por tonelada de CO<sub>3</sub>Li<sub>2</sub>) a los de Atacama, lo que significaría un alto riesgo de “dependencia crítica”

de la producción nacional –en las políticas y estrategias empresariales y comerciales– de SQM y SCL. En consecuencia, no sería totalmente “descabellado” considerar las ventajas o riesgos de alternativas que puedan establecer ventajas o beneficios en el desarrollo de alianzas regionales. De hecho, tales alternativas son parte de las reflexiones que se hacen en los países vecinos (Argentina y Chile), como refleja el citado *Estudio Estratégico sobre el Litio* –parte de la serie de Estudios Estratégicos de COCHILCO–, que plantea el apoyo al desarrollo de un cluster del litio en la zona del “Triángulo del Litio”:

*Tal como se explicó [...], el crecimiento de la demanda por litio y las proyecciones de ésta, hacia el futuro, han volcado el interés mundial por las reservas del mineral hacia las zonas donde éstas se concentran en mayor proporción y calidad. En este sentido, la prensa internacional ya ha denominado a la zona donde se encuentran el Salar de Atacama en Chile, el Salar de Uyuni en Bolivia y el Salar del Hombre Muerto en Argentina, como el “Triángulo del Litio” o, bien, “La Arabia Saudita del Litio”. En esta región, se concentra el 85% de las reservas conocidas actualmente.*

*La concentración de los tres salares más importantes, en cuanto a reservas actuales de litio, coloca en un lugar privilegiado a la ciudad de Antofagasta y, en general, a toda la segunda región del país. Tanto para el Salar de Uyuni, como para el del Hombre Muerto, su comercialización natural debiese ser por la región de Antofagasta.*

*En la actualidad, una parte importante de las exportaciones de carbonato de litio, que provienen del Salar del Hombre Muerto, es enviada a los EE.UU. vía el puerto de Antofagasta, aprovechando el ferrocarril de Salta a Antofagasta. Incluso, los actuales proyectos de explotación de los salares del Rincón y Olaroz, en la provincia de Salta en Argentina, consideran también a Antofagasta como la puerta de salida de sus exportaciones. El interés por aprovechar este flujo comercial aceleró también el interés de las autoridades por facilitar este intercambio, mediante*

*el mejoramiento de las rutas entre Antofagasta y Salta, que en la actualidad abarca 700 Km., aproximadamente.*

*Por su parte, si bien la producción de litio, en el salar de Uyuni, aún está en etapas preliminares, su cercanía a la región (está sólo a 30 Km. de la frontera con Chile), coloca al puerto de Antofagasta como el lugar privilegiado para las exportaciones desde Bolivia. Esta condición estratégica, no tan sólo del puerto de Antofagasta sino de la región en su conjunto, que concentra a las mayores reservas actuales de litio, debiese ser seriamente considerada en la perspectiva del desarrollo de un cluster del litio en la región, ya sea a nivel nacional como, también, desde una perspectiva de integración económica entre estos tres países.*

*La posibilidad del desarrollo de un cluster en torno al litio, se potencia en la medida que se asegure un mercado en gran parte de la cadena productiva del litio. En este sentido, la exploración de un desarrollo, en la región, de industrias avanzadas para usos del carbonato de litio, como pueden ser la fabricación de litio metálico o incluso las mismas baterías para autos eléctricos, puede verse estimulada por los anuncios de instalación de empresas de ensamblaje de autos eléctricos en Uruguay<sup>14</sup>. Esta perspectiva, que implica una integración económica de carácter regional, debe ser considerada seriamente para su análisis, incluso en la perspectiva de aprovechar el poder de mercado que tiene la región, al concentrar las mayores y mejores reservas de litio a nivel mundial, a modo de impulsar, en conjunto, políticas de fomento y/o atracción de capitales, dando seguridad al inversionista y obteniendo, de forma conjunta, los mayores excedentes posibles para los países involucrados.*

Cabe preguntarse, entonces, ¿están los bolivianos preparados para considerar estrategias de industrialización del litio y para el aprovechamiento integral de los recursos no metálicos como parte de

---

14 <http://www.marketwire.com/press-release/Zap-902687.html>

una alianza regional, sea entre empresas o de carácter supranacional en el “triángulo del litio”?

## Sobre-expectativas sociales y políticas

- Muchas publicaciones y las declaraciones de varias autoridades y dirigentes sociales, sin embargo, son grandes exageraciones.
- Las reservas de litio no constituyen, de manera alguna, una fuente de ingresos como para cambiar de manera radical la realidad de pobreza que vive el país. No se puede sugerir que este recurso representaría “la salida” a la severa realidad de desempleo y de alta precariedad del empleo.
- La industria del litio tiene los rasgos y características propios de actividades intensivas en capital y no se esperaría generar más del millar de puestos de trabajo.
- La posibilidad de éxito de las estrategias de industrialización del litio estará altamente condicionada por la capacidad de subordinar “la política” a los objetivos superiores de la sociedad.
- El aprovechamiento del litio se justifica en términos de sus perspectivas estratégicas.

Para la mayoría de los sectores políticos y sociales, el litio representa una “promesa alcanzable” de generación de riqueza y empleo, sostenible en los próximos años. Muchas publicaciones y las declaraciones de varias autoridades y dirigentes sociales, sin embargo, son grandes exageraciones que están alimentando una peligrosa sobre-expectativa social.

En este sentido, en las actuales condiciones de mercado (precios de 2010) y sobre la base de lo que podían ser condiciones razonables de producción en Uyuni, la producción de 10'000 toneladas de Carbonato de Litio (que satisfacen el 10% de la demanda mundial), tendría un valor de ventas de 46 millones de dólares con un “margen neto”<sup>15</sup> de \$US. 10 millones. Incluso si Bolivia tuviera la misma capacidad (y acceso al mercado) que la producción de Atacama, la venta de 40'000 toneladas nos representaría un ingreso bruto de \$US 180

millones y un margen de \$US 40 millones. Estas cifras son muy inferiores a las que Bolivia ha alcanzado, en años recientes, con la exportación de gas; –pues superan los 3'000 millones

---

<sup>15</sup> Aproximación del valor de ventas menos los costos de producción, incluyendo remuneraciones

de dólares– o con la de minerales tradicionales –con más de 1'200 millones de dólares (San Cristóbal supera los \$US 600 millones/año)–, sin que estas comparaciones tengan la menor sugerencia de una preferencia o “superioridad” de las actuales exportaciones tradicionales.

Desde la perspectiva del empleo, tampoco la explotación o producción de las sales básicas de litio tendrían un impacto especialmente relevante. Así, un emprendimiento para la producción de unas 20'000 toneladas de Carbonato de Litio (con procesos acompañantes para sales de potasio y boro) probablemente generaría unos 500 empleos directos y dos a tres veces esa cantidad en empleo indirecto asociado a servicios de apoyo.

No se pretende insinuar que las cifras sean despreciables o que no valdría la pena aprovechar el litio, pero tampoco se puede sugerir que este recurso representaría “la salida” a la severa realidad de desempleo y de alta precariedad del empleo.

Siguiendo con estimaciones “ilustrativas”, a efectos de contextualizar las opciones estratégicas para el desarrollo social-productivo del sudoeste boliviano, la producción de productos nativos de la zona, como la quinua, tendría grandes ventajas –estrictamente económicas y sociales– que serían inalcanzables por la industrialización del litio, en los próximos años. Asumiendo que el aumento mundial de la demanda por quinua permitirá mantener el precio en el rango de los \$US 3'000/TM, la producción de 100'000 toneladas anuales supone un ingreso de \$US 300 millones y aseguraría al menos 25'000 empleos.

En resumen, el litio ofrece interesantes perspectivas a largo plazo y puede generar ingresos que no son despreciables, pero tampoco marcan un nivel de ingresos que permitan al país superar la pobreza. Desde la perspectiva de sus posibles aportes al empleo, tiene los rasgos y características propios de actividades intensivas en capital, por lo que el impacto posible sería muy modesto.

Por último, dadas las características especiales del mercado y el desarrollo de las tecnologías y aplicaciones que aseguren la demanda, parecería que los posibles beneficios, de la explotación e industrialización del litio, estarán condicionados por el desarrollo de una sólida y bien articulada institucionalidad que, a través de normas e incentivos adecuadamente diseñados y aplicados, promueva el desarrollo de las estructuras científicas, técnicas, sociales, económicas y políticas, que se requerirán para participar en un mercado altamente concentrado en la oferta y con una demanda también especializada.

### ¿Qué estamos dispuestos a ceder y qué Costo/Beneficio pagar?

- Existen varios desafíos que se deben encarar y resolver en términos de los procesos, la elección de los productos, las estrategias de mercado y la construcción de las alianzas estratégicas.
- ¿Estamos los bolivianos preparados para considerar estrategias de industrialización del Litio y para el aprovechamiento integral de los recursos no metálicos como parte de una alianza regional, sea entre empresas o de carácter supranacional en el “triángulo del litio” (Bolivia-Chile-Argentina)?

Dados los factores, hasta aquí considerados, Bolivia necesita decidir una clara estrategia –que se traduzca en Políticas de Estado– para el aprovechamiento de sus importantes reservas de litio (y otros no metálicos), tomando en cuenta que no parece factible que Bolivia (al menos en los próximos 20 años) pueda “materializar la esperanza del litio” imponiendo al mundo sus propios términos y condiciones.

El desafío consiste en encontrar, diseñar y aplicar una estrategia integral que conjugue y optimice

variables como “reservas”, “tiempo”, “productos”, “recursos-alianzas”, “beneficios” e “impactos”, de manera que el emprendimiento tenga la sostenibilidad social que nace de la equidad y de la racionalidad, en el uso de los recursos. Toda vez que el país no tiene el control sobre todos los factores que condicionan esas variables, es responsabilidad

de todos, especialmente gobernantes, identificar y proponer las alternativas –y sus costos/beneficios– sobre las que los bolivianos deberemos optar.

Para ello, el desafío central radica en establecer objetivos específicos y fijar prioridades. Sólo con objetivos claros –y compartidos por todos los actores sociales, políticos y económicos– se podrán generar los consensos necesarios para establecer las prioridades. Esto significa que debe haber concesiones, toda vez que, entre los múltiples objetivos que trasuntan las expectativas hasta ahora expresadas, hay contradicciones y potenciales conflictos.

Si se tienen que tomar decisiones inmediatas:

- ✓ ¿Esperamos recibir ingresos a corto plazo, o nos interesa un posicionamiento estratégico en el mercado del litio?
- ✓ ¿Favorecemos como concepto el control público y la transparencia o el rendimiento de las operaciones y de las empresas?
- ✓ ¿Buscamos la maximización o la sostenibilidad de los ingresos?
- ✓ ¿Priorizamos la mitigación del impacto ambiental de los procesos o la captura de mercados?
- ✓ ¿Queremos un monto total de ingresos o beneficios para la sociedad?
- ✓ ¿Privilegiamos la calidad de un posible socio estratégico o su procedencia?
- ✓ ¿Optamos por maximizar los tributos y regalías, o por incentivar el desarrollo de economías complementarias y de clusters para generar empleo digno?

Cada respuesta, a éstas y a otras muchas alternativas, implica eliminar o postergar los que podrían ser objetivos o prioridades para determinados actores sociales, políticos o económicos. Pretender una solución que no implique tales “eliminaciones” sólo sería garantizar el fracaso; en tanto las alternativas impliquen decisiones técnicas, la elección puede ser sustentada en indicadores y en valores objetivamente verificables, lo que facilita las decisiones.

El desafío –y el peligro real– está en los temas que implican posiciones subjetivas o ideológico-políticas, en los que no pueden existir criterios de racionalidad objetiva. Tradicionalmente, ha sido la incapacidad de transar en estas posiciones la que ha llevado a decisiones extremas y a fracasos que han marcado nuestro pobre desempeño económico y la incapacidad de generar respuestas a las demandas sociales.

Hoy, el objetivo superior del *Vivir Bien*<sup>16</sup> implica que todas las políticas, generales y sectoriales, deben ser funcionales a este objetivo; ciertamente, puede entenderse, por extensión, que las concepciones ideológicas y las posturas político-partidarias, que orientan a las políticas, deban considerarse medios para lograr el objetivo y no fines en sí mismos. En este contexto, la posibilidad de éxito, de las estrategias de industrialización del litio, estará altamente condicionada por la capacidad de subordinar “la política” a los objetivos superiores de la sociedad.

## 6. CONCLUSIONES Y EPÍLOGO

El presente ensayo ofrece una visión general –no técnica– sobre el litio, para promover una reflexión sobre la necesidad de establecer lineamientos estratégicos que orienten el aprovechamiento y la industrialización de este recurso, como parte de un esfuerzo –más general– de promover el desarrollo integral nacional. Tras una somera sistematización de la información disponible, presenta algunas de las propiedades básicas del litio, describe genéricamente los procesos de

---

16 El Vivir Bien (Suma Qamaña) es el objetivo supremo del Estado e implica: a) acceso a bienes materiales; b) la satisfacción personal, emocional y espiritual de la persona; y, c) la convivencia con la comunidad y con la naturaleza.

extracción y transformación, y los principales productos comerciales; revisa las características y las proyecciones de la oferta y de la demanda, para, finalmente, esbozar un escenario mediante el cual se identifican, a manera de ejemplos, temas que deberían ser parte del diseño de la estrategia para el aprovechamiento del litio.

Las principales conclusiones del trabajo son:

- a. Más allá de que las reservas bolivianas de litio sean las mayores del mundo o no, es evidente que tienen gran importancia y potencial en el contexto mundial; sin embargo, la cuantificación de las reservas, desde un enfoque económico-industrial-comercial, es una condición necesaria para poder mejorar la posición negociadora.
- b. Las reservas de litio no constituyen, de manera alguna, una fuente de ingresos como para cambiar de manera radical la realidad de pobreza que vive el país; así, cuando menos en el horizonte de los próximos 20 años, los ingresos anuales<sup>17</sup> que se podrían generar, con la producción de compuestos de litio, bordearían los \$US 100 millones, en valor de ventas, y los \$US 15 millones, como excedente neto; montos modestos dada la magnitud de nuestra pobreza.
- c. Tampoco es una respuesta contundente para la creación de empleo: no se esperaría generar más del millar de puestos de trabajo; dado que, como todo emprendimiento de explotación de recursos naturales, es altamente intensivo en capital.
- d. Comparativamente, bajo criterios de ingresos y de empleo, alternativas “productivas”, como la obtención de unas 100'000 toneladas de quinua, serían muy superiores en términos de ingresos (\$US 300 millones), de empleo (25'000 familias) y de equidad social .

---

17 Supone una producción de 20.000 toneladas de carbonato de litio a precios actuales.

- e. La principal competencia para la producción boliviana está en Argentina y, fundamentalmente, en Atacama, Chile. La producción chilena aprovecha importantes ventajas naturales, lo que le permite tener los menores costos de producción, por lo que actualmente tiene una evidente capacidad para influir en los precios internacionales.
  - f. El aprovechamiento del litio se justifica en términos de sus perspectivas estratégicas y de los varios efectos colaterales que puede generar; pero, en la realidad vigente, existen varios desafíos que se deben encarar y resolver en términos de los procesos, la elección de los productos, las estrategias de mercado y la construcción de las alianzas estratégicas.
- 

A manera de epílogo, hace ya 20 años, a fines de los años '80 y principios de los '90, cuando se negociaba el contrato con la LITHIUM, algunos profesionales independientes, agrupados en INQUIBOL, propusimos alternativas a ese contrato, anticipando el crecimiento de la demanda por litio, impulsada por el desarrollo de los vehículos eléctricos para el 2010, tal como ha sucedido en la realidad.

En esa oportunidad planteamos, entre otros temas:

- i) la necesidad de concentrar los esfuerzos nacionales en una confiable cuantificación de las reservas de litio (y acompañantes);
- ii) el estudio y el desarrollo de procesos puntuales de separación del litio en presencia de altas concentraciones de magnesio; y,
- iii) la articulación de estrategias productivas para la generación de ingresos, centradas en productos de boro (para los que se tenían ya procesos plenamente desarrollados y mercados), sales de potasio, magnesio y otros, para eventualmente desarrollar la capacidad de producir carbonato de litio y otras sales comerciales de litio.

- iv) insertar las estrategias de aprovechamiento e industrialización de los recursos de minerales no metálicos, como parte de una nueva estrategia general de transformación productiva, que reemplace la dependencia en los recursos naturales (la Cultura de las Rentas) con la visión creadora de valor, a partir del esfuerzo humano (la Cultura Productiva).

Consideramos todas éstas como cartas útiles y necesarias para tener una mejor capacidad de negociación e, incluso, para aspirar a la producción “endógena” de sales de litio.

Nada de esto se hizo y la posición nacional, hoy, es menos ventajosa de la que se tenía en 1990; es probable que no estemos aquí dentro de otros 20 años para recordar lo que se debería hacer, pero esta vez, por lo menos, lo dejamos no sólo escrito sino publicado...

## REFERENCIAS

- Carvajal, R., “Litio: industrialización en manos del gobierno ¿qué sigue ahora?”, <http://www.bolpress.com/art.php?Cod=2010042805>.
- Escalera, S., “Políticos para el desarrollo del Salar de Uyuni en Bolivia.”; Cochabamba, marzo, 2009.
- Evans, R.K. <http://lithiumabundance.blogspot.com/>, 2008.
- Jaskula, B. W., “Lithium,” U.S. Geological Survey (USGS), 2007.
- Jaskula, B. W., “Mineral Commodity Summaries,” U.S. Geological Survey (USGS), enero, 2009.
- Miranda, C.L., Antecedentes para una Política Pública en Minerales Estratégicos: Litio (DE/12/09), Dirección de Estudios y Políticas Públicas de COCHILCO, OCTUBRE 2009
- Pacheco, H. F. Análisis Sobre El Mercado Energético Mundial, enero de 2009

- Pimentel, S. (1998). Monografía: el Litio. Serie Monografías de Recursos Mineros no Metálicos. Comisión Chilena del Cobre. Santiago.
- SQM “Memorias Anuales”, 2005 al 2009,. [www.sqm.com](http://www.sqm.com)
- Solminihac, P., “Litio ¿Material Estratégico u Oportunidad de Desarrollo?”, SQM S.A., Junio 2010
- Tahil, W. The Trouble with Lithium 2: Under the microscope. Meridian International Research, Martainville, Francia, 2009.
- TRU Group “Sustainable Lithium Supplies through 2020 in the Face of Sustainable Market Growth”. Lithium Supply and Markets Conference, Enero, 2009. Santiago, 2009.
- Yaksic, A. “Análisis de la Disponibilidad de Litio en el Largo Plazo”. Tesis, Escuela de Ingeniería. Universidad Católica de Chile. Santiago. 2008.
- Zambra, M. Importancia del Litio en el Futuro Proceso Comercial de la Fusión Nuclear. Informe a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN). Santiago, 2008.
- Zuleta, J. C. Peak Lithium or Lithium in Abundance?.<http://www.evworld.com/article.cfm?storyid=1457>, 2008.
- Zuleta, J. C., “El enorme potencial del litio de Bolivia”, Hora 25 – Periodismo del Nuevo Tiempo, noviembre-diciembre, La Paz, Bolivia, 2009
- Zuleta, J. C., “Industrialización del Salar de Uyuni (1)”, La Razón, octubre, 2009  
[http://www.la-razon.com/versiones/20091006\\_006872/nota\\_246\\_890432.htm](http://www.la-razon.com/versiones/20091006_006872/nota_246_890432.htm)>;
- Zuleta, J. C., “Industrialización del Salar de Uyuni (2)”, 13 de octubre, 2009  
[http://www.la-razon.com/versiones/20091013\\_006879/nota\\_246\\_893675.htm](http://www.la-razon.com/versiones/20091013_006879/nota_246_893675.htm)



Ubicación de referencias sobre Imagen satelital maps.yahoo.com

*La Fundación de Apoyo al Parlamento y a la Participación Ciudadana (FUNDAPPAC) es una asociación independiente sin fines de lucro, que fue constituida con el objeto de promover, fomentar, apoyar y difundir los valores democráticos del Estado de Derecho, en el marco constitucional, además de apoyar al desarrollo de la cultura democrática en Bolivia, fortaleciendo a las instituciones de representación ciudadana, en especial a los Órganos Legislativos.*

