

INFORME SECTORIAL

BOLIVIA: SECTOR ELÉCTRICO

Con información al 30 de septiembre de 2010		Fecha de publicación: 17 de enero de 2011
Alan Moscoso De las Muñecas	(591) 2124127	amoscoso@ratingspcr.com
Andrés Salinas San Martín	(591) 2124127	asalinas@ratingspcr.com

Introducción

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) es un sistema eléctrico conformado por instalaciones de generación, transmisión y distribución, con la función de suministrar energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí y Chuquisaca.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por las empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados; los mismos que son agentes del MEM y efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad en el SIN.

Durante el primer semestre del año 2010, se distingue una operación normal del SIN destacando que el abastecimiento de energía eléctrica fue realizado manteniendo los criterios de seguridad, confiabilidad y costo mínimo, establecidos en la normativa vigente.

Una de las características principales del SIN consiste en tener tres áreas explícitamente definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro – Sur (Oruro, Cochabamba, Potosí, Chuquisaca). Cada área cuenta con generación local; en el área Norte (La Paz), predominan las centrales hidroeléctricas de pasada; en el área Oriental, las centrales termoeléctricas; y en el área Centro-Sur, las centrales hidroeléctricas de embalse y termoeléctricas. La red de transmisión se utiliza principalmente para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN o complementan el déficit originado en alguna de las áreas.

Gráfico 1
Principales Sistemas Eléctricos de Bolivia



Fuente y Elaboración: Comité Nacional de Despacho y Carga

Marco Regulatorio

Para el sector eléctrico, el marco regulatorio está compuesto por la Nueva Constitución Política del Estado (NCPE), vigente desde el 7 de febrero de 2009, la Ley de electricidad N°1604 (vigente desde el 21 de diciembre de 1994), los reglamentos específicos del sector eléctrico, entre ellos los Decretos Supremos N° 24043 (del 28 de junio 1995), N° 24043 (del 28 de junio de 1995), N° 0071 (del 9 de abril de 2009), N° 29624 (del 2 de julio 2008), y sus reglamentos.

Dichas leyes establecieron el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con características que responden a un modelo enfocado en la eficiencia económica para otorgar a la industria las condiciones adecuadas de funcionamiento.

La reforma estableció la desintegración vertical y horizontal de las actividades del sector eléctrico. Se definieron roles del sector y se creó la Superintendencia de Electricidad como organismo regulador autónomo encargado de cumplir y hacer cumplir la Ley de electricidad y sus reglamentos.

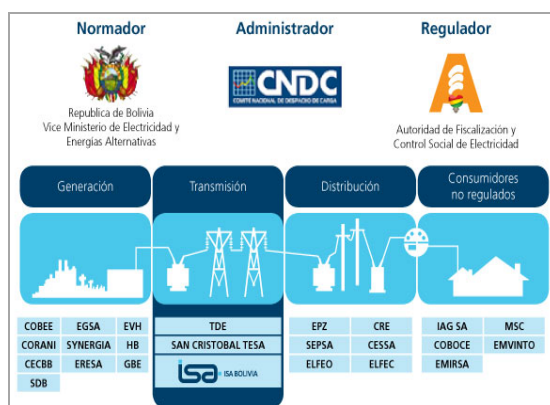
El 9 de abril de 2009, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071/2009 que crea una nueva entidad, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), en remplazo de la Superintendencia de Electricidad. El nuevo órgano regulador está bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Con fecha 6 de diciembre de 2010, mediante el Decreto Supremo No. 726, las concesiones mineras, de recursos naturales, electricidad, telecomunicaciones, y de servicios básicos, se adecúan al ordenamiento constitucional vigente, transformándose automáticamente en Autorizaciones Transitorias Especiales, en tanto se realiza su migración de acuerdo a la normativa sectorial a emitirse.

Estructura del Sector

En Bolivia las tres etapas del flujo energético están a cargo de empresas eléctricas y se encuentran desarrolladas por dos sistemas eléctricos reconocidos en la Ley de Electricidad, el Sistema Interconectado Nacional (SIN¹), que provee de energía eléctrica de manera simultánea a las ciudades más grandes del país y los sistemas aislados y autoprodutores, que proveen de energía eléctrica a las ciudades más pequeñas y a las empresas separadas del SIN. La industria eléctrica en Bolivia comprende las actividades de generación, transmisión y distribución. La estructura del sector determina la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con el objetivo de posibilitar el funcionamiento de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)² competitivo en lo que hace a la generación, donde la oferta está constituida por los generadores y la demanda por los distribuidores de electricidad y consumidores no regulados.

Gráfico 2
Estructura del Sector Eléctrico



Fuente y Elaboración: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

El SIN empezó su construcción en 1965, conectando inicialmente las demandas de Oruro y Cochabamba con las plantas generadoras de Corani y Miguillas (COBEE).

¹ El SIN fue originado en la construcción del Sistema Troncal Interconectado, el cual une los principales nodos de generación y distribución del país.

² Es el mercado integrado por generadores, distribuidores, transmisores y consumidores no regulados; que efectúan operaciones de compra, venta y transporte de electricidad

En la década de los 80's se completó el tendido de las líneas que conectaban las ciudades de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba y Sucre, y posteriormente Santa Cruz, llegando así a constituir el SIN actual.

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

Adicionalmente a estos dos sistemas, se cuenta con sistemas aislados menores, y los autoprodutores, que representan una mínima parte de las actividades de la industria eléctrica en Bolivia. Estos otros sistemas aislados menores son los que tienen una capacidad instalada menor a 1.000 Kw, y en general son cooperativas menores ubicadas en poblaciones pequeñas del país. Los autoprodutores son empresas, en su mayoría mineras, que generan electricidad para su propio consumo en base a energía hidráulica y térmica. Un ejemplo es la empresa minera Huanuni.

Una diferencia que existe entre el SIN y los sistemas aislados es que la generación del SIN es de tipo hidroeléctrico o termoeléctrico; mientras que en los sistemas aislados existen cuatro tipos de generación: hidroeléctrica, a turbina a gas, a motor a gas y a motor a diesel. Esta diferencia se explica porque las empresas generadoras del SIN atienden la mayor parte de la demanda nacional, a diferencia de los sistemas aislados que atienden una parte muy pequeña de la misma y con pocos requerimientos de potencia.

Con la promulgación de la Ley de Electricidad en 1994, se dio paso a la desintegración vertical de la industria eléctrica en el país. La separación y capitalización en dicho año se realizó con el propósito de incrementar las inversiones, introducir eficiencia y competencia en todas las etapas y simular competencia en las etapas que no aceptarían competencia directa. Por otra parte, también se logró desintegrar la empresa privada COBEE, separando la generación del transporte y la distribución, para lo cual se crearon los incentivos necesarios.

Por último, el CNDC³ inició operaciones en febrero de 1996, y en junio de 1997 la infraestructura de transporte de ambas empresas desintegradas se unió para ser administrada por una sola empresa privatizada, la actual "Empresa Transportadora de Electricidad (TDE)".

Descripción de Sector

1) Generación

La generación eléctrica puede ser realizada por distintos tipos de plantas generadoras. En el SIN las plantas generadoras son termoeléctricas e hidroeléctricas. La generación hidroeléctrica utiliza como insumo el agua, por lo que requieren de embalses para su funcionamiento, y la generación termoeléctrica utiliza como insumo el gas natural, por lo que requieren estar conectadas a un gasoducto. Las termoeléctricas tienen costos variables altos y las hidroeléctricas costos fijos altos; por lo tanto, es más eficiente que las plantas hidroeléctricas operen en los bloques valle y resto, dejando que las termoeléctricas generen energía en el bloque punta o de demanda máxima.

La generación también estaba conformada por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica (COBEE), empresa privada que además era transportadora y distribuidora. Para incentivar la desintegración de COBEE se le otorgó una concesión para la actividad de generación durante 40 años a partir de 1990, y la exclusividad para el suministro de energía eléctrica a las empresas distribuidoras que atendieran las ciudades de La Paz, El Alto y Oruro. Adicionalmente, y durante el período de 7 años, la compañía debía recibir una tasa de retorno a su capital de 9% establecido bajo el Código de Electricidad. Luego, por otros 7 años, la compañía podría elegir entre permanecer con la tasa de retorno establecida en el Código de Electricidad o vender su electricidad siguiendo las reglas establecidas en la Ley de Electricidad.

Actualmente, la generación está compuesta por once empresas generadoras, COBEE, Corani, Guaracahi, Valle Hermoso, Synergia, Empresa Hidroeléctrica Boliviana, Río Eléctrico, Guabirá Energía, ENDE Andina, Compañía Eléctrica Central Bulu Bulu (CECBB) y Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. (SDB).

³ Comité Nacional de Despacho y Carga

2) Transmisión

La transmisión de energía eléctrica es la transformación de la tensión de electricidad y su transporte en bloque desde el punto de entrega por un generador hasta el punto de recepción por un distribuidor, consumidor u otro transmisor.

Una de las características más importantes de la industria eléctrica es que las actividades del flujo energético tienen que estar conectadas entre sí para poder satisfacer la demanda final. Esto es debido a que la demanda que enfrentan las empresas generadoras pertenece a las empresas distribuidoras, la misma que está en función de la demanda de los consumidores finales. Por lo tanto, las distribuidoras únicamente trasladan la demanda de los usuarios finales a las empresas generadoras. En este sentido, la transmisión o transporte de energía es fundamental para el buen funcionamiento de la industria, la misma que actualmente funciona bajo el principio de acceso abierto para todas aquellas plantas generadoras que quieran transportar la energía dentro del SIN⁴.

3) Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Con la reestructuración del mercado eléctrico nacional, la Ley de Electricidad creó el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), responsable de la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, el cual está integrado por las empresas de generación, transmisión, distribución y los consumidores no regulados (los que realizan compras de electricidad sin pasar por una empresa distribuidora) del SIN. Además, el MEM incluye las transacciones internacionales con mercados y sistemas de otros países).

La regulación en la industria eléctrica boliviana busca la eficiencia en sus diferentes etapas. En el mercado mayorista la oferta es la sumatoria de los costos marginales mínimos de las empresas generadoras, y la demanda es la sumatoria de las demandas de las seis empresas distribuidoras en cada momento del tiempo, más un porcentaje de pérdidas en el transporte de energía. El MEM es administrado por el CNDC que planifica la operación integrada del SIN, realiza el despacho de carga en tiempo real y a costo mínimo, y determina las transacciones.

Previamente a la venta de energía, las empresas de generación realizan ofertas a distintos costos marginales, y es el CNDC quien decide, en función de la demanda proyectada dentro de una banda, qué empresa inyectará primero la energía. Lo hace la empresa con costo marginal más bajo para un nivel de demanda dado y el precio de la energía en el MEM es el costo marginal de corto plazo. De esta manera, en todo momento se encuentran operando las generadoras con menores costos marginales y en la medida que aumenta la demanda (en las horas pico), entran en operación las generadoras con mayores costos marginales.

Desarrollo del Sector

La participación promedio del sector eléctrico (incluyendo gas y agua) en el PIB a junio 2010 es de 1,87%. En términos agregados, el sector creció en 6,67%. La tasa de crecimiento promedio de la demanda entre los años 2002 y 2009 fue de 6,52%, lo cual muestra que el sector tuvo en esta década un desarrollo importante en cuanto a consumo de energía eléctrica. Esta situación se debe, por un lado, al incremento de la población, y por otro, a un mayor tendido de cables de energía eléctrica para atender las actividades industrial y minera.

La generación bruta entre el año 2008 y el 2009, medida en bornes de generación para todas las centrales del SIN, se incrementó de un total de 5.372,5 GWh a 5.634,5 GWh respectivamente, lo cual representa un incremento del 4,9%. Del total de la energía generada el año 2008 el 42,5% corresponde al sector hidroeléctrico y el 57,5% al termoeléctrico. Mientras tanto, en el año 2009 se estableció que el 40,2% corresponde a la generación hidroeléctrica y 59,8% a la generación termoeléctrica, producida en unidades que funcionan en base a gas natural predominantemente, diesel oil y biomasa. A setiembre de 2010, la generación bruta total equivale a GWh 4.459,20 del cual 35,68% es generado por centrales hidroeléctricas (GWh 1.590,80) y 64,32% es generado por plantas termoeléctricas (GWh 2.868,40).

⁴ Ley de Electricidad, título III, Capítulo I, Artículo 17.

Cuadro 1: Producto Interno Bruto por Sector Económico					
	MM de Bs		Crecimiento (%)	Participación %	
	Jun-09	Jun-10	Jun09-Jun10	Jun-09	Jun-10
PIB(precios de mercado)	15.716	16.292	3,67	100,00	100,00
Impuesto indirectos	1.337	1.336	-0,07	8,51	8,20
PIB (precios básicos)	14.379	14.956	4,01	91,49	91,80
Agricultura, silvicultura, caza y pesca	2.355	2.376	0,89	14,98	14,58
Petróleo y gas natural	832	885	6,37	5,29	5,43
Minerales metálicos y no metálicos	1.012	1.020	0,79	6,44	6,26
Industrias manufactureras	2.474	2.575	4,08	15,74	15,81
Electricidad, gas y agua	285	304	6,67	1,81	1,87
Construcción	344	380	10,47	2,19	2,33
Comercio	1.302	1.357	4,22	8,28	8,33
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	1.553	1.671	7,60	9,88	10,26
Servicios financieros, seguros y servicios a las empresas	1.842	1.935	5,05	11,72	11,88
Servicios de la administración pública	1.336	1.377	3,07	8,50	8,45
Otros	1.044	1.076	3,07	6,64	6,60

Fuente: Banco Central de Bolivia / Elaboración: PCR

En lo referente a las centrales hidroeléctricas, las que presentan mayor capacidad productiva a setiembre de 2010 son: Zongo (16,03%), Corani –Santa Isabel (11,01%) y Rio Taquesi (5,27%) del total generado. Por su parte, en el área de generación termoeléctrica, las plantas con mayor capacidad productiva a setiembre 2010 son: Guaracachi (18,63%), Carrasco (12,28%) y Bulu Bulu (11,11%) del total generado.

A setiembre de 2010, el día miércoles 22 del mismo mes a las 19h30, la operación en tiempo real del sistema presentó la demanda máxima anual con una potencia de 998,20 MW, un 6,27% superior a la demanda máxima de 2009. En los años 2008 y 2009, las inyecciones de energía ascendieron de GWh 5,238 a GWh 5,492,47, lo que representa un aumento del 9,96% de la energía inyectada el año 2007 y un 4,85% de la energía inyectada el año 2008. En lo referente a setiembre de 2010, el total inyectado en el sistema a la fecha alcanzo los GWh 4.346,46.

El precio monómico promedio de inyección al MEM el 2008 fue de 208,02 Bs/MWh, superior en un 7% al precio registrado el año 2007 (194,40 Bs/MWh); el 2009 fue de 238,55 Bs/MWh, superior en un 14,7% al precio registrado el 2008. A setiembre de 2010, el precio monómico alcanzó los 282,31 Bs/MWh, superior en 9,89% al precio registrado en setiembre de 2009 (56,89 Bs/MWh). Las ventas totales en el MEM por generación y transporte de energía eléctrica en el año 2008, ascienden a 188,2 millones de US\$ (sin IVA), y el año 2009 a 212,79 millones de US\$ (sin IVA).

Durante el primer semestre del año 2010, se incorporaron la central térmica de generación Entre Ríos de ENDE, y en forma parcial, la línea de transmisión Caranavi-Trinidad de ENDE. Se espera que durante el segundo semestre de 2010 la composición del mercado eléctrico boliviano se modifique con la incorporación del ciclo combinado de Guaracachi y el total de la línea de transmisión Caranavi-Trinidad de ENDE.

Gráfico 3

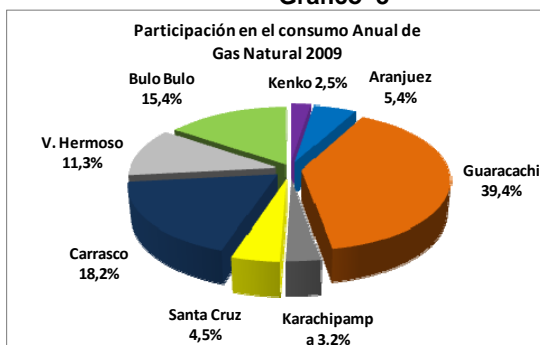
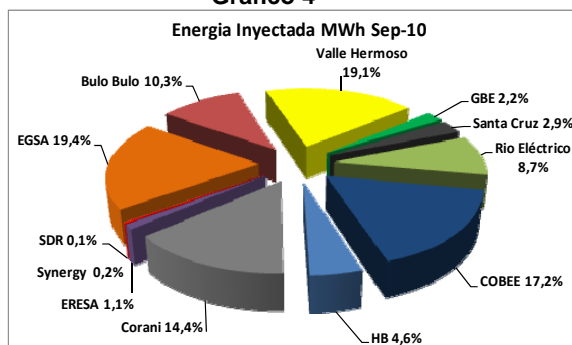


Gráfico 4



Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / Elaboración: PCR

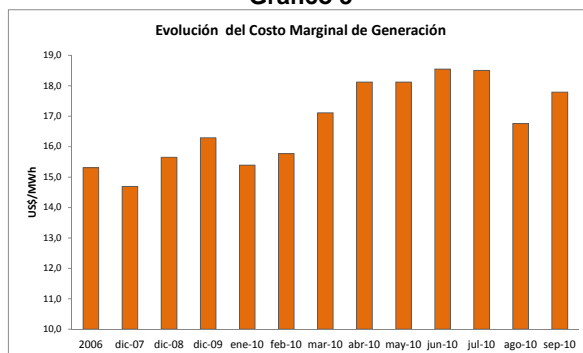
A continuación se incluye un resumen de la proyección de costos marginales de energía para los próximos cuatro años, extractado del estudio de mediano plazo del CNDC⁵ para el período mayo/2010 – abril/2014.

Cuadro 2 : Energía Libre y Costo Marginal Promedio								
Bloque	May/10-abr/11		may/11-abr/12		may/12-abr/13		may/13-abr/14	
	(GWh)	(US\$/MWh)	(GWh)	(US\$/MWh)	(GWh)	(US\$/MWh)	(GWh)	(US\$/MWh)
Alto	1.515,5	15,45	1.623,1	16,21	1.743,3	17,31	1.830,1	17,5
Medio	2.987,7	15,34	3.203,9	15,47	3.453,5	16,5	3.634,8	16,83
Bajo	1.302,7	14,69	1.392,9	14,8	1.498,8	15,49	1.579,7	15,8
Total	505,9	15,22	6.219,9	15,51	6.695,6	16,48	7.044,6	16,77

Fuente: CNDC / Elaboración: PCR

La estabilidad en los costos marginales de energía durante los dos primeros años se debe a la declaración uniforme de precios de gas en las centrales térmicas, y al balance relativamente equilibrado entre oferta y demanda. El incremento en el costo marginal durante el tercer y cuarto año se debe al incremento de la demanda bajo una condición de oferta sin mayores cambios.

Gráfico 5



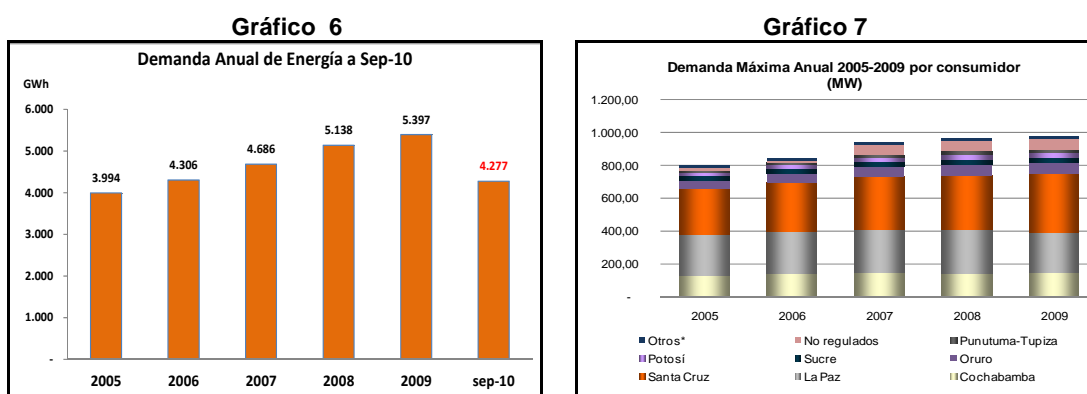
Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / Elaboración: PCR

A setiembre del año 2010, el costo marginal promedio de generación alcanzó US\$/MWh 17,79, monto inferior al registrado a setiembre de 2009 (US\$/MWh 18,20). El costo marginal de generación presentó su máximo valor en junio de 2010, alcanzando los US\$/MWh 18,55. Mientras que en el año 2009 el mayor valor del costo marginal de generación se dio en noviembre (US\$/MWh 18,34).

⁵ Comité Nacional de Despacho y Carga

Demanda, Oferta y Precios:

- Se puede observar que la demanda de energía eléctrica presenta una tendencia creciente entre los años 2002- 2009. En el año 2008, pese a la incertidumbre política de Bolivia, la demanda se vio impulsada en 10,60% debido al consumo de la Minera San Cristóbal, por el ingreso de la Minera San Bartolomé y por el fuerte crecimiento del consumo minero hasta setiembre de 2008, factores que determinaron el crecimiento de la demanda de energía más elevado de los últimos 12 años. Para el año 2009, la demanda correspondiente a las empresas distribuidoras de SIN ascendió a 4.644,26 GWh, mientras que la demanda de los sistemas aislados y autoprodutores incrementó de 955,74 GWh en el año 2008 a 978,27 GWh en el año 2009. Ver gráfico 6.
- Durante el año 2010, la demanda de electricidad presentó un comportamiento estable, llegando a posicionarse en setiembre en GWh 4.276,60. Las ciudades La Paz y Santa Cruz son los mercados donde se consume más del 50% de la demanda de energía (GWh 1.497,70 y GWh 1.035,10 respectivamente).



Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / **Elaboración:** PCR

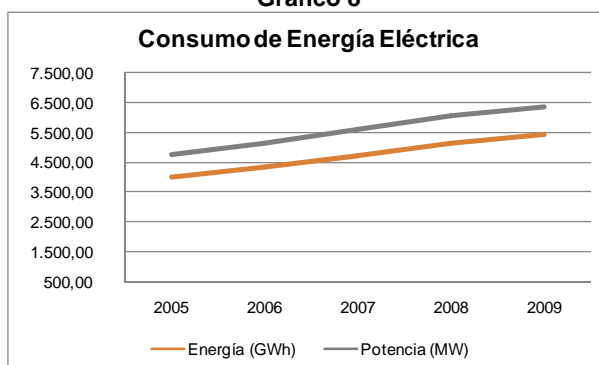
La razón fundamental por la cual estos dos departamentos registran la mayor demanda de energía eléctrica se debe a que ambos concentran la mayor parte de la industria y agroindustria del país (tal es el caso de Santa Cruz), o presentan una alta concentración de servicios financieros; y por el sector público (como en el caso de La Paz). El tercer lugar lo ocupa el departamento de Cochabamba con el 16,50% de la demanda nacional de energía, el resto de los departamentos y compañías distribuidoras constituyen el 24,28% de la demanda. Ver gráfico 7.

Cuadro 3 : Consumo de Energía Eléctrica (GWh)					
Consumidores	2006	2007	2008	2009	Sep-10
CRE	1.572,40	1.660,80	1.749,20	1.899,60	1.497,70
ELECTROPAZ	1.234,00	1.290,90	1.297,90	1.302,40	1.035,10
ELFEC	758,40	812,90	838,50	883,00	705,50
ELFEO	287,00	311,70	334,80	326,40	261,70
CESSA	152,80	157,90	172,80	190,60	148,30
SEPSA	171,00	232,90	275,30	286,80	248,30
ERESA	39,10	-	-	-	-
ENDE	-	-	-	-	5,70
NO REGULADOS	91,00	219,10	469,40	508,20	374,30

Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / **Elaboración:** PCR

Por otra parte, el consumo de electricidad de empresas mayoristas muestra una tendencia creciente entre los años 2005 y 2009, pasando de un consumo de GWh 3.994,30 en el año 2005 a GWh 5.397 en el año 2009. A setiembre de 2010, la empresa que presentó mayor consumo durante los años fue Cooperativa Rural Electrificación (CRE) con un consumo registrado de GWh 1.497,70, seguida por ELECTROPAZ con un consumo a setiembre de 2010 de GWh 1.035,10, y por ELFEC con un consumo de GWh 705,50. El resto de las empresas en su conjunto alcanzan GWh 1.038,30. Ver cuadro 3.

Gráfico 8



Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / **Elaboración:** PCR

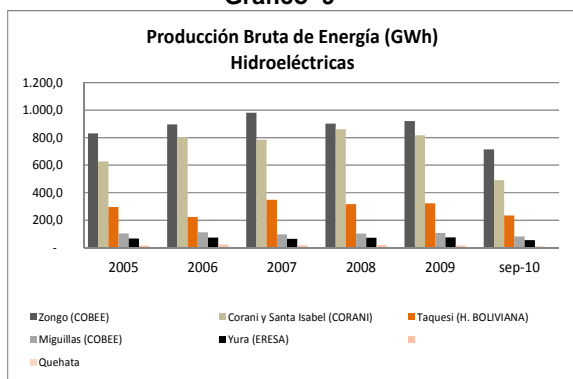
El consumo de energía eléctrica en el año 2005 registró GWh 3.994,30 con una potencia de MW 759,10. Para el año 2009, se puede notar un crecimiento del consumo de energía de 35,12% y de potencia 23,75% respecto al año 2005, habiendo registrado para el año 2009 GWh 5.397 de energía con una potencia de MW 939,40. Ver gráfico 7.

Por otra parte, en cuanto a la oferta de generación en el SIN, para el año 2009 ésta se incrementó con la incorporación de una potencia efectiva disponible de 5,0 MW. En esta gestión, la capacidad de potencia efectiva disponible fue de 1164,2 MW, debido al repotenciamiento del turbogenerador TG-GE1, en el departamento de Santa Cruz, lo que incrementó la potencia en bornes de 16,0 MW a 21,0 MW.

La generación se encuentra dividida, como se mencionó anteriormente, en termoeléctricas e hidroeléctricas.

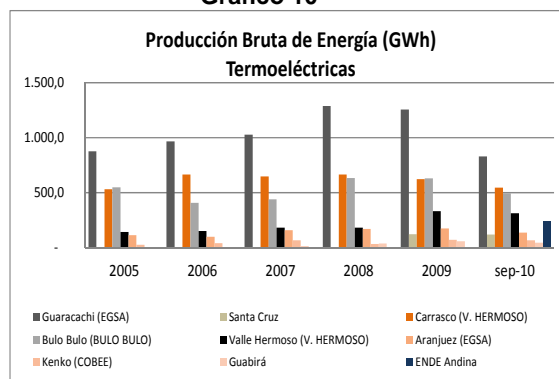
En cuanto a la producción de energía proveniente de las hidroeléctricas, ésta presentó incrementos entre los años 2005 (GWh 1.941,1) y 2007 (GWh 2.294,1) debido al aumento de la demanda. En el año 2009 se presentó una disminución que reflejó una leve caída de 1,30% respecto al año 2007, producto de los cambios climáticos y del "Fenómeno del Niño". Ver gráfico 9.

Gráfico 9



Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / **Elaboración:** PCR

Gráfico 10



Por el lado de las termoeléctricas, se puede notar que desde el año 2005 (GWh 2.247,7) hasta el año 2009 (GWh 3.368,5) se ha presentado una tendencia creciente, habiendo registrado un incremento de 49,86% (ver cuadro 9). El total acumulado a setiembre de 2010 muestra una generación bruta por parte de las plantas termoeléctricas de GWh 2.868,4, mientras que las hidroeléctricas generaron GWh 1.590,83.

Análisis del Sector a setiembre de 2010

A setiembre de 2010, el consumo de energía del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) fue de 500.703.510 Kwh con una demanda máxima de 998,172 Kw. La variación de la demanda respecto al mismo mes del año anterior fue de 9,11% en energía y 9,8% en potencia máxima.

Las tasas de crecimiento del período anual que termina en este mes son 7,5% en energía y 9,8% en potencia máxima.

Asimismo, a setiembre de 2010, el precio promedio de energía llegó a US\$/MWh 18,52; en tanto, el precio de la potencia se ubicó en US\$/MWh 14,76, mientras que el peaje se situó en US\$/MWh 6,66; de este modo, el precio monómico registró un monto total de US\$/MWh 39,93, mayor al registrado al tercer trimestre del año anterior (US\$/MWh 39,50). Ver gráfico 12 y cuadro 4.

Gráfico 11

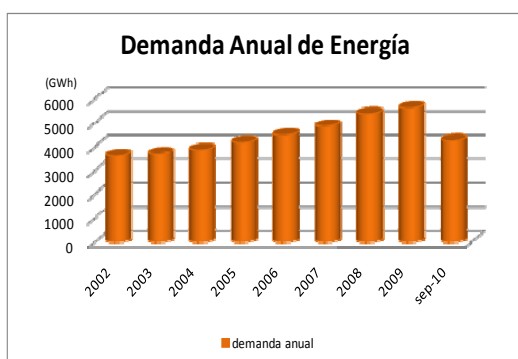
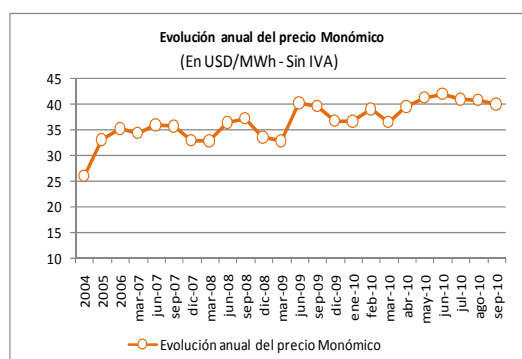


Gráfico 12



Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / Elaboración: PC

Cuadro 4: Precios Monómicos (Energía, potencia y peaje por transmisión) a setiembre 2010

Por Agente	CRE	ELECTROPAZ	ELFEC	ELFEO	SEPSA	CESSA	ENDE	INTI RAYMI	EM VINTO	COBOCE	EMSC	TOTAL
Energía US\$/MWh	18,06	18,91	18,08	18,58	19,64	18,89	20,31	18,42	18,7	18,23	19,19	18,52
Potencia US\$/MWh	15,64	14,14	14,41	15,77	14,71	15,34	18,44	12,11	10,69	13,93	12,2	14,76
Peaje US\$/MWh	7,05	6,65	6,58	7,04	6,02	6,59	8,93	5,48	4,83	6,23	5,16	6,66
Monómico US\$/MWh	40,74	39,7	39,07	41,4	40,37	40,83	47,68	36,02	34,22	38,38	36,55	39,93

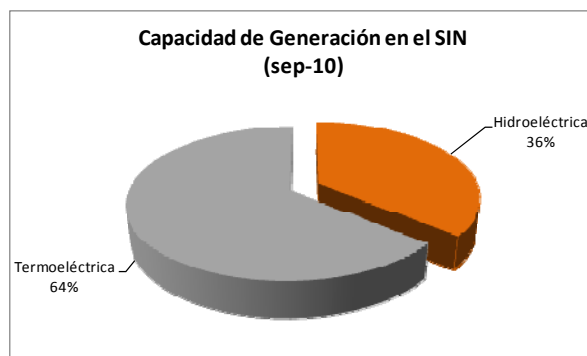
Fuente: Comité Nacional de Despacho y Carga / Elaboración: PC

Cuadro 5: Capacidad Efectiva a setiembre 2010			
Hidroeléctricas			
Empresa	Centrales	Nº Unidades	Capacidad Efectiva MW
HIDROBOL	Sistema Hidroeléctrico Taquesi	4	90.4
SYNERGIA	Central Hidroeléctrica Kanata	1	7.6
CORANI	Sistema Hidroeléctrico Corani	9	149.9
ERESA	Sistema Hidroeléctrico Yura	7	19.0
COBEE	Sistema Hidroeléctrico Miguillas	9	20.9
	Sistema Hidroeléctrico Zongo	21	188.4
SDB	Central Hidroeléctrica Quehata	2	2.0
Termoeléctricas			
EGSA	Térmica Guaracachi	7	271.0
	Térmica Santa Cruz	2	43.3
	Térmica Aranjuez - TG	1	18.5
	Térmica Aranjuez - DF	3	8.1
	Térmica Aranjuez - MG	7	11.2
	Térmica Karachipampa	1	13.9
VALLE HERMOSO	Térmica Valle Hermoso	4	74.2
	Térmica Carrasco	2	111.9
COBEE	Térmica Kenko	2	18.6
CEC BULO BULO	Térmica Bulu Bulu	2	89.6
GUABIRA ENERGIA	Térmica Guabirá	1	21.0
ENDE ANDINA	Térmica Entre Rios	4	107.1

Fuente: Comisión Nacional de Despacho de Carga - CNDC / Elaboración: PCR

En cuanto a la generación de energía en Bolivia a junio de 2010, la generación termoeléctrica mostró predominio al representar el 64,0% del total producido. La generación hidroeléctrica, por su parte, representó el 36,0% del total. Asimismo, se espera que para los próximos años la participación de la energía térmica, y del gas natural en particular, continúe incrementándose debido a la mayor explotación del gas. Ver gráfico 13.

Gráfico 13



Fuente: Comisión Nacional de Despacho de Carga - CNDC / Elaboración: PCR

En cuanto a la producción de energía proveniente de las hidroeléctricas, ésta presentó incrementos entre los años 2005 (GWh 1.941,1) y 2007 (GWh 2.294,1) debido al incremento en la demanda. En el año 2009 se presentó una disminución que reflejó una leve caída de 1,30% respecto al año 2007, producto de los cambios climáticos y el "Fenómeno del Niño". Y a setiembre vemos que este escenario no ha mejorado debido a que a 9 meses del año 2010 tenemos una producción de GWh 1.112,2. Ver cuadro 6.

Cuadro 6: Producción Bruta de Energía (GWh)								
Hidroeléctricas								
Centrales	Unidades	2005	2006	2007	2008	2009	sep-10	Total 2010*
Zongo (COBEE)	21	830,7	896,9	981,8	903,0	921,5	70,4	537,7
Corani y Santa Isabel (CORANI)	9	627,5	804,3	784,0	862,0	817,3	73,6	285,2
Taquesi (H. BOLIVIANA)	4	295,4	223,6	348,8	317,0	322,8	24,3	192,7
Miguillas (COBEE)	9	104,8	111,3	96,2	103,0	107,5	12,1	49,5
Yura (ERESA)	7	66,4	73,7	65,2	72,0	74,7	5,8	37,5
kanata (SYNERGIA)	1	16,3	21,5	17,2	20,0	15,6	1,1	7,3
Quehata	2	-	-	0,9	3,0	4,9	0,3	2,3
Total		1.941,1	2.131,3	2.294,1	2.280,0	2.264,3	187,5	1.112,2

*Información preliminar a setiembre 2010.

Fuente: Comisión Nacional de Despacho de Carga - CNDC / Elaboración: PCR

Como ya mencionamos, las termoeléctricas mostraron una tendencia creciente entre los años 2005 y 2009. A setiembre de 2010, se registró una producción bruta de 1.814 GWh. (ver cuadro 7).

Cuadro 7: Producción Bruta de Energía (GWh)								
Termoeléctricas								
Centrales	Unidades	2005	2006	2007	2008	2009	sep-10	Total 2010*
Guaracachi (EGSA)	7	877,8	965,5	1.026,8	1.288,0	1.256,0	79,2	581,8
Santa Cruz	2	-	-	-	-	123,4	15,1	81,9
Carrasco (V. HERMOSO)	2	532,2	664,8	648,6	665,0	622,0	63,3	349,9
Bulo Bulo (BULO BULO)	2	548,7	408,7	440,1	634,0	630,7	54,9	328,0
Valle Hermoso (V. HERMOSO)	4	144,0	152,9	182,6	182,0	332,6	36,6	187,4
Aranjuez (EGSA)	11	113,6	99,0	158,4	172,0	176,5	14,5	96,5
Kenko (COBEE)	2	28,4	41,9	66,6	34,0	71,3	8,8	35,9
Karachipampa (EGSA)	1	3,0	42,2	69,7	78,0	96,3	8,1	43,2
Guabirá	1	-	-	14,2	39,0	59,7	11,3	12,7
ENDE Andina	4						45,1	239,4
Total		2.247,7	2.375,0	2.607,0	3.092,0	3.368,5	336,9	1.814,0

*Información preliminar a setiembre 2010.

Fuente: Comisión Nacional de Despacho de Carga - CNDC / Elaboración: PCR

Puntos Relevantes a setiembre de 2010:

- La demanda en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) creció, hasta el presente mes, con una tasa anual de 7,5 % en energía y 9,8 % en potencia.
- La capacidad de generación registrada en el tercer trimestre del año 2010 es de 1,240.59 MW para julio, de 1.231,81 MW para agosto y de 1,240.59 para setiembre.
- La demanda máxima registrada en los últimos 3 meses fue de 998,2 MW el día 22 de setiembre.
- La producción bruta en centrales de generación se distribuyó en: hidroeléctrica 28,64 % y termoeléctrica 71,36 % para julio; hidroeléctrica 29,17 % y termoeléctrica 70,83 % para agosto; hidroeléctrica 29,89 % y termoeléctrica 70,11% para setiembre.
- El precio monómico a los consumidores fue de 39,93 US\$/MWh (sin IVA) para el mes de setiembre.
- El costo marginal de generación registrado a setiembre de 2010 en promedio fue de 17,79 US\$/MWh (sin IVA).
- El costo marginal en nodos de consumos (setiembre 2010), incluyendo el costo de la energía forzada, fue de 18,52 US\$/MWh (sin IVA).

Proyecciones y Expansión del SIN⁶

- La planificación centralizada de la expansión de la generación y transmisión, permitirá optimizar las inversiones necesarias para el abastecimiento de la demanda, lo que se reflejará en el menor impacto tarifario posible para el usuario final.
- Los resultados del plan orientan al cambio gradual de la matriz energética para la generación de energía eléctrica, mejorando la confiabilidad de suministro al diversificar las fuentes de energía; disminuye el consumo de gas natural y, por consiguiente, la subvención que realiza el Estado en el uso de este combustible para la generación termoeléctrica. Asimismo, genera beneficios económicos para el país al aumentar la disponibilidad de gas para la exportación y facilita la posibilidad de exportación de energía eléctrica a países vecinos.
- También permite optimizar los refuerzos y ampliaciones en las redes de transmisión, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda, manteniendo los niveles de calidad requeridos por las condiciones de desempeño mínimo a menor costo.
- Las necesidades de expansión óptima no se ven favorecidas por las señales económicas de remuneración a las inversiones en generación que otorga la normativa vigente del sector.
- Se han realizado los estudios eléctricos para identificar problemas potenciales, compatibilizando con las empresas distribuidoras la ubicación de nuevos nodos de retiro, como ser: Potosí 115 kV, Sucre 69 kV, Santiváñez 115 kV y Melga 115 kV. A objeto de garantizar el abastecimiento eléctrico y la seguridad de áreas, se ha participado en la Comisión del Gasoducto al Altiplano (GAA) para el establecimiento de los cupos de consumo de gas natural para las termoeléctricas en Cochabamba y La Paz, así como en la Sub Comisión Análisis de la Demanda de Mercado Interno de gas natural y su proyección para el corto y mediano plazo.

⁶ Comité Nacional de Despacho de Carga (NCDC)